MONTEVIDEO, URUGUAY · DICIEMBRE 2024

Análisis en logística, infraestructura y localizaciones para la cadena de valor de derivados de hidrógeno verde en Uruguay



Análisis en logística, infraestructura y localizaciones para la cadena de valor de derivados de hidrógeno verde en Uruguay

©2024, PNUD Uruguay

Autoría: Ausenco y SEG Ingeniería

Este trabajo es el resultado del estudio desarrollado por Ausenco y SEG Ingeniería, realizado para el Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD) en el marco del Proyecto ONU/21/001 “Financiación innovadora para soluciones de tecnología limpia en el sector de las energías renovables de Uruguay: El Fondo de Innovación de Energías Renovables (REIF)”

Según las normas aplicadas por el PNUD en todo el mundo, los autores y autoras de estas investigaciones gozan de completa independencia editorial, y aplican criterios de objetividad e imparcialidad en sus análisis.

El análisis, los hallazgos y las recomendaciones contenidos en este informe son responsabilidad exclusiva de los autores y no reflejan necesariamente las opiniones del PNUD, de las Naciones Unidas, de su Junta Ejecutiva, de sus Estados miembros ni de las instituciones públicas nacionales que participan como contrapartes o miembros del Proyecto ONU/21/001. Se agradece la difusión y reproducción de este informe en cualquier medio, con indicación de la fuente.

El uso genérico del masculino que se utiliza en esta publicación responde a la intención de simplificar la redacción y disminuir la sobrecarga en la lectura. Por lo tanto, de ninguna manera pretende constituir una discriminación entre mujeres y varones, lo cual es una preocupación para este equipo de trabajo.

108159-01-P7-R0 UNDP-URY-00012

Revisión 0

Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD)

Ministerio de Industria, Energía y Minería de Uruguay (MIEM)

Análisis en logística, infraestructura y localizaciones para la cadena de valor de derivados de hidrógeno verde en Uruguay

Producto 7: Reporte Final

20 de diciembre del 2024

Revisiones

Rev.	Fecha	Descripción	Preparado por (Ausenco-SEG)	Revisado por (Ausenco-SEG)	Aprobado por (Ausenco-SEG)	Revisado por (Cliente)	Aprobado por (Cliente)
A	02-12-24	Emitido para revisión interna	O. Robles, F. Gonzalez, S. Wong, A. Parkinson, R. Benavides, L. Rosales, C. Saba, C. Balderrama, M. Ordenes, V. León	C. Martinez			
B	19-12-24	Emitido para revisión cliente	O. Robles, F. Gonzalez, C. Martinez	C. Martinez	S. Bermúdez		
0	20-12-24	Aprobado cliente Emitido para uso	O. Robles, F. Gonzalez, C. Martinez	C. Martinez	S. Bermúdez		

Descargo de Responsabilidad

Este informe fue encargado por el PNUD a investigadores independientes. Según las normas aplicadas por el PNUD en todo el mundo, los autores de estos informes gozan de completa independencia editorial, y aplican criterios de objetividad e imparcialidad en sus análisis.

El análisis y las recomendaciones de políticas contenidos en este informe no reflejan necesariamente las opiniones del Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo, de su Junta Ejecutiva o de sus Estados miembros. Se agradece la difusión y reproducción en cualquier medio, con indicación de la fuente.

Este informe de consultoría fue elaborado por Ausenco y SEG Ingeniería. Las opiniones y recomendaciones expresadas en este documento no reflejan necesariamente las posiciones de las instituciones contraparte, ni obligan al Estado uruguayo.

Los escenarios de exportación analizados son únicamente hipótesis consideradas en el marco de los estudios realizados sin que esto implique compromiso del Estado uruguayo respecto a volúmenes de producción y exportación.

Ausenco y SEG no han validado, ni verificado la veracidad de la información de base de origen público y/o provista por el Cliente ni de los reportes, informes u otros documentos de cualquier naturaleza preparados por el Cliente o por terceros que han sido utilizados como información de base para el desarrollo de esta consultoría, por lo cual, Ausenco y SEG no asumen ningún tipo de responsabilidad por el contenido de dicha información de base y resultados obtenidos como consecuencia de su utilización.

El presente estudio fue realizado en el marco de una consultoría de alto nivel que pretende analizar los comportamientos generales de la cadena de valor de los derivados de hidrogeno verde. Los cálculos y estimaciones presentadas en este documento tienen un carácter referencial, no suplantan diseños de ingeniería y por lo tanto no deben ser utilizados para el desarrollo de proyectos.

Proyecciones financieras y otras, análisis y conclusiones presentados en este documento, en la medida en que estén basados en supuestos o que conciernen a futuros eventos o circunstancias sobre las cuales Ausenco y SEG no poseen control, son inciertas, y por su naturaleza, han de ser tratadas como tal. Ausenco y SEG no brindan garantía alguna en cuanto a dichas proyecciones, análisis y conclusiones.

Este documento y su contenido son exclusivamente para información y beneficio del Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo y del Ministerio de Industria, Energía y Minería de Uruguay (MIEM), para quien ha sido preparado, y con el propósito particular previamente solicitado por el MIEM a Ausenco. Cualquier modificación, uso, disposición u otro propósito distinto de MIEM y/o un tercero al documento y su contenido entregado por Ausenco, no será responsabilidad de este último.

Tabla de Contenido

1 Introducción 15

2 Objetivos de la consultoría 16
2.1 Objetivo General 16
2.2 Objetivos Específicos 16

3 Objetivos de este documento 16

4 Definiciones y Abreviaturas 17

5 Información Base de origen público 21
5.1 Disponibilidad de $CO2$ Biogénico 21
5.2 Fuentes de Agua 22
5.3 Mapa Solar 23
5.4 Mapa Eólico 26
5.5 Riesgos 27
5.6 Áreas de Conservación 27

6 Caracterización de la infraestructura y red logística existente 29
6.1 Red de Transmisión Eléctrica 29
6.2 Red Carretera 30
6.2.1 Dimensiones Máximas de Vehículos de Transporte de Carga 31
6.2.2 Pesos Máximos de Vehículos de Transporte de Carga 31
6.2.3 Corredores autorizados para camiones de 48 toneladas 32
6.2.4 Corredores Autorizados para la circulación de bitrenes y tritrenes. 33
6.3 Red Ferroviaria 33
6.4 Puertos y accesibilidad 34
6.4.1 Infraestructura portuaria existente 34
6.4.2 Conectividad marítima y fluvial 38
6.5 ANCAP 39

7 Línea Base 42
7.1 Definición preliminar de escenarios de producción 42
7.2 Base de Datos Geoespaciales 42
7.2.1 Metodología 42
7.3 Demanda de materias primas 47
7.4 Corredores logísticos existentes 48

8 Análisis de Ubicaciones 50
8.1 Zonas de Generación 50
8.1.1 Potencial de generación eólico 51
8.1.2 Potencial de generación solar 52
8.1.3 Resumen de potenciales zonas de generación renovable 54
8.1.4 Análisis territorial 54
8.2 Zonas de Electrólisis 65
8.3 Zonas de Plantas Industriales 68
8.3.1 Criterios para determinación de Potenciales escenarios de localización de Hubs de producción y exportación 69
8.3.2 Potenciales Zonas de Ubicación de Hub Industriales 71
8.3.3 Análisis Territorial 72
8.4 Corredores de Pipelines 82
8.4.1 Criterios para ubicación preliminar de corredores de pipelines 82
8.4.2 Identificación de áreas de Servidumbre 82

8.4.3 Identificación de requerimientos de Permisos 83
8.4.4 Trazado de tuberías 83
8.4.5 Análisis territorial 86
8.5 Puertos 95
8.5.1 Potenciales zonas de ubicación de infraestructura portuaria 95
8.5.2 Estrategias logísticas de transporte y exportación 98

9 Criterios de seguridad y Análisis de riesgo 100
9.1 Consideraciones de seguridad del Hidrógeno y derivados 100
9.1.1 Hidrógeno 100
9.1.2 CO_2 100
9.1.3 Metanol 101
9.1.4 Amoniaco 101
9.2 Criterios de Seguridad en la conducción de sustancias peligrosas 101
9.3 Criterios de Manejo de **CO2** 103
9.4 Criterios de Manejo de **H2** 104
9.5 Criterios de almacenamiento de Metanol y Jetfuel 105
9.5.1 Consideraciones generales para Parques de Almacenamiento en Tierra (AGS) 105
9.5.2 Sistema de Protección contra incendios 106
9.5.3 Consideraciones Ambientales en caso de derrames 108
9.6 Análisis de Riesgo de localizaciones propuestas 109
9.6.1 Electrolizadores 110
9.6.2 Hub industriales 113
9.6.3 Zonas de generación 115
9.6.4 Corredor de pipeline y líneas eléctricas 117

10 Análisis Técnico-Económico 119
10.1 Generación de energía renovable 119
10.1.1 Análisis técnico 119
10.1.2 Análisis económico 123
10.2 Transmisión Eléctrica 125
10.2.1 Análisis técnico 125
10.2.2 Análisis económico 127
10.3 Electrolizadores 127
10.3.1 Análisis Técnico – Métodos de Electrólisis 127
10.3.2 Análisis Económico 129
10.4 Transporte Carretero 130
10.4.1 Aspectos generales 130
10.4.2 CO2 131
10.4.3 Hidrogeno 136
10.4.4 Metanol 142
10.4.5 Jetfuel 145
10.4.6 Urea 147
10.5 Transporte Ferroviario 149
10.5.1 Aspectos generales 149
10.5.2 CO2 152
10.5.3 Hidrogeno 157
10.5.4 Metanol 163
10.5.5 Jetfuel 166
10.5.6 Urea 168
10.6 Transporte Hidroviario 170
10.6.1 Aspectos generales 170
10.6.2 CO2 e Hidrógeno 171
10.6.3 Metanol y jetfuel 171
10.6.4 Urea 176
10.6.5 Costos Portuarios 179

10.7 Transporte por Tuberías 180
10.7.1 Aspectos generales 180
10.7.2 Análisis Técnico - CO_2 182
10.7.3 Análisis técnico - Hidrógeno 184
10.7.4 Análisis Técnico - Metanol y jetfuel 185
10.7.5 Análisis económico 186
10.8 Comparación de Costos de Transporte 193
10.8.1 **CO2** 193
10.8.2 Hidrogeno 193
10.8.3 Metanol 193
10.8.4 Jetfuel 193
10.8.5 Urea 194
10.8.6 Casos comparativos 194
10.9 Plantas Industriales 196
10.10 Puertos de Exportación 200
10.10.1 Criterios Generales de Evaluación 200
10.10.2 Potenciales Puertos de Exportación 201
10.10.3 Requerimientos del Muelle de Exportación 202
10.10.4 Requerimientos de la Terminal en Tierra 204
10.10.5 Análisis de Amenaza y Seguridad en Tanques de Almacenamiento en Tierra 205
10.10.6 Análisis técnico del Puerto de Montevideo 210
10.10.7 Análisis técnico del Puerto Suroeste 218
10.10.8 Resumen Comparativo 220
10.10.9 Análisis Económico de potenciales Puertos de Exportación 223

11 Desarrollo del Modelo de Optimización 224
11.1 Inputs y supuestos del Modelo 224
11.1.1 Consideraciones 224
11.1.2 Zonas 227
11.1.3 Distancias 229
11.1.4 Costos 238
11.2 Arquitectura del Modelo 257
11.2.1 Programación Lineal y Open Solver 258
11.2.2 Funcionamiento del Modelo 259
11.3 Interfaz del modelo 262

12 Resultados y Análisis de Modelaciones 267
12.1 Configuraciones analizadas 267
12.2 Resultados obtenidos 268
12.2.1 Tablas resumen 268
12.2.2 Esquemas de configuraciones más relevantes 272
12.3 Análisis de sensibilidad 278
12.3.1 Uso de la hidrovía 278
12.3.2 Capacidad del ferrocarril 279
12.3.3 Aumento de calado de Canal Martín García 279
12.3.4 Aumento de calado hasta Paysandú 280
12.3.5 Objetivos de producción 281
12.3.6 Caso sin Ductos 282
12.3.7 Caso sin refinería 287
12.3.8 Escalabilidad 288
12.3.9 Tablas resumen 291

13 Infraestructuras compartidas 294

14 Observaciones y Conclusiones 297

15 Anexos 303

Tablas

Tabla 4-1: Abreviaturas. 17

Tabla 5-1: Cantidad de CO2 disponible por empresa, y su respectiva localización geográfica. 21

Tabla 5-2: Comparación entre modelos de radiación solar. 24

Tabla 6-1: Información relevante de las líneas ferroviarias disponibles en el país. 34

Tabla 7-1. Información espacial incorporada en la base de datos para la línea base del proyecto. ..42

Tabla 7-2: Estimación de materias primas necesarias para ambos escenarios de exportación. 48

Tabla 7-3: Demanda y generación energética. 48

Tabla 8-1: Datos de viento en zonas seleccionadas. 52

Tabla 8-2: Potencial eólico en las zonas seleccionadas respecto al promedio de Uruguay. 52

Tabla 8-3: Generación PV promedio para cada zona. 53

Tabla 8-4: Generación PV promedio respecto al promedio en Uruguay. 54

Tabla 8-5: Generación renovable respecto al promedio en Uruguay. 54

Tabla 8-6. Estimación del porcentaje de superficie ocupada por celdas y áreas SNAP para cada una de las áreas de generación analizadas. 56

Tabla 8-7. Estimación del porcentaje de superficie ocupada por celdas SNAP según estrategia (clase) para cada una de las áreas de generación analizadas 57

Tabla 8-8. Estimación del porcentaje de superficie ocupada por áreas de importancia para las aves para cada una de las áreas de generación analizadas. 58

Tabla 8-9: Estimación del porcentaje de superficie ocupada por áreas de interés histórico-cultural para cada una de las áreas de generación analizadas 59

Tabla 8-10. Estimación del porcentaje de superficie ocupada por ecosistemas amenazados para cada una de las áreas de generación analizadas. 60

Tabla 8-11. Estimación del porcentaje de superficie ocupada por humedales y bosque nativo para cada una de las áreas de generación analizadas. 61

Tabla 8-12. Estimación del porcentaje de superficie ocupada según densidad poblacional para cada una de las áreas de generación analizadas 62

Tabla 8-13. Estimación del porcentaje de superficie ocupada según Índice de Riesgo ante eventos extremos (IREE) para cada una de las áreas de generación analizadas 63

Tabla 8-14. Estimación del porcentaje de superficie ocupada por celdas y áreas SNAP para cada una de las zonas de hubs industriales. 74

Tabla 8-15. Estimación del porcentaje de superficie ocupada por celdas SNAP según estrategia (clase) para cada una de las zonas de hubs industriales analizadas 75

Tabla 8-16: Estimación del porcentaje de superficie ocupada por áreas de interés histórico-cultural para cada una de las zonas de hubs industriales 76

Tabla 8-17. Estimación del porcentaje de superficie ocupada por ecosistemas amenazados para cada una de las zonas de hubs industriales. 77

Tabla 8-18. Estimación del porcentaje de superficie ocupada por humedales y bosque nativo para cada una de las zonas de hubs industriales analizadas. 78

Tabla 8-19. Estimación del porcentaje de superficie ocupada según densidad poblacional para cada una de las zonas de hubs industriales analizadas 79

Tabla 8-20. Estimación del porcentaje de superficie ocupada según Índice de Riesgo ante eventos extremos (IREE) para cada una de las zonas de hubs industriales analizadas 80

Tabla 8-21 Corredores deseleccionados por criterio económico 84

Tabla 8-22 Corredores preliminares para pipelines 85

Tabla 8-23. Estimación del porcentaje de superficie ocupada por celdas y áreas SNAP para cada uno de los corredores de pipelines. 87

Tabla 8-24. Estimación del porcentaje de superficie ocupada por celdas SNAP según estrategia (clase) para cada uno de los corredores de pipelines. 88

Tabla 8-25: Estimación del porcentaje de superficie ocupada por áreas de interés histórico-cultural para cada uno de los corredores de pipelines. 89

Tabla 8-26. Estimación del porcentaje de superficie ocupada por ecosistemas amenazados para cada uno de los corredores de pipelines.....90

Tabla 8-27. Estimación del porcentaje de superficie ocupada por humedales y bosque nativo para cada uno de los corredores de pipelines.....91

Tabla 8-28. Estimación del porcentaje de superficie ocupada según densidad poblacional para cada uno de los corredores de pipelines. 92

Tabla 8-29. Estimación del porcentaje de superficie ocupada según Índice de Riesgo ante eventos extremos (IREE) para cada uno de los corredores de pipelines. 93

Tabla 9-1: Niveles de riesgo IREE 109

Tabla 9-2: Niveles de riesgo población 110

Tabla 9-3: Porcentaje de zonas de electrolisis con un nivel de riesgo 1 (IREE y población). 112

Tabla 9-4: Porcentaje de zonas de Hubs Industriales con un nivel de riesgo 1 (IREE y población).114

Tabla 9-5: Porcentaje de zonas de generación con un nivel de riesgo 1 (IREE y población). 116

Tabla 9-6: Porcentaje de corredores de pipeline con un nivel de riesgo 1 (IREE y población) 118

Tabla 10-1: Horizonte de tiempo considerado para el análisis de las diferentes etapas de la cadena de valor de los derivados de Hidrógeno. 119

Tabla 10-2: Comparación del recurso renovable respecto al promedio de Uruguay. 120

Tabla 10-3: Factor de capacidad eólico para cada zona. 121

Tabla 10-4: Generación y factor de capacidad solar para cada zona.....122

Tabla 10-5: Capex y Opex de la generación renovable. 125

Tabla 10-6: Tarifa referencial para el transporte de energía en líneas AT de 500 [kV]. 127

Tabla 10-7: Capex y Opex de electrolizadores.....129

Tabla 10-8: Parámetros generales del Opex para todos los productos. 131

Tabla 10-9: Agrupaciones de fuentes de $CO2$. 133

Tabla 10-10: Flota de camiones de transporte de $CO2$, en función de la capacidad anual y la distancia de transporte.....134

Tabla 10-11: Tarifas referenciales del transporte de $CO2$ por camiones, en USD/ton/km, para el rango de 10-300 [ktpa]. 135

Tabla 10-12: Tarifas referenciales del transporte de CO_2 por camiones, en USD/ton/km, para el rango de 2.500-10.000 [ktpa]. 136

Tabla 10-13: Flota de camiones para el transporte de Hidrógeno gaseoso, en función de la capacidad anual y la distancia de transporte. 138

Tabla 10-14: Tarifas referenciales del transporte de Hidrogeno gaseoso por camiones, en [USD/ton/km], para el rango de 2-100 [ktpa]. 139

Tabla 10-15: Tarifas referenciales del transporte de Hidrógeno Gaseoso por camiones, en [USD/ton/km], para el rango de 250-1.500 [ktpa]. 139

Tabla 10-16: Flota de camiones de transporte de Hidrógeno líquido, en función de la capacidad anual de transporte y la distancia de transporte. 140

Tabla 10-17: Tarifas referenciales del transporte de Hidrógeno líquido por camiones, en USD/ton/km, para el rango de 2-100 [ktpa]. 141

Tabla 10-18: Tarifas referenciales del transporte de Hidrógeno Líquido por camiones, en [USD/ton/km], para el rango de 250-1.500 [ktpa]. 142

Tabla 10-19: Tamaño de flota de camiones de transporte de Metanol, en función de la capacidad anual de transporte y la distancia de transporte. 143

Tabla 10-20: Tarifas referenciales del transporte de Metanol por camiones, en [USD/ton/km], para el rango de 25-500 [ktpa]. 144

Tabla 10-21: Tarifas referenciales del transporte de Metanol por camiones, en [USD/ton/km], para el rango de 1.000-6.600 [ktpa]. 145

Tabla 10-22: Tamaño de flota de camiones para transporte de Jetfuel, en función de la capacidad anual de transporte y la distancia de transporte. 146

Tabla 10-23: Tarifas referenciales del transporte de Jetfuel por camiones, en [USD/ton/km]. 146

Tabla 10-24: Tamaño de flota de camiones de transporte de Urea, en función de la capacidad anual de transporte y la distancia de transporte. 148

Tabla 10-25: Tarifas referenciales del transporte de Urea por camiones, en [USD/ton/km]. 148

Tabla 10-26: Parámetros generales del Opex de transporte ferroviario, para todos los productos. 150

Tabla 10-27: Parámetros fijos para la estimación de Roundtrip de todos los productos. 151

Tabla 10-28: Roundtrip para el transporte ferroviario de todos los productos, según la distancia a recorrer. 151

Tabla 10-29:Agrupaciones de fuentes de $CO2$. 153

Tabla 10-30: Vagones y trenes para transporte de $CO2$, en función de la capacidad anual y la distancia de transporte (formato: vagones – trenes). 155

Tabla 10-31: Tarifas referenciales del transporte ferroviario de $CO2$ en [USD/ton/km], para el rango de 10-200 [ktpa]. 155

Tabla 10-32: Tarifas referenciales del transporte ferroviario de $CO2$ en [USD/ton/km], para el rango de 300-5.500 [ktpa]. 156

Tabla 10-33: Vagones y trenes, en función de la capacidad anual de transporte y la distancia de transporte. 158

Tabla 10-34: Tarifas referenciales del transporte ferroviario de hidrogeno gaseoso en [USD/ton/km], para el rango de 2-100 [ktpa]. 159

Tabla 10-35: Tarifas referenciales del transporte ferroviario de hidrogeno gaseoso en [USD/ton/km], para el rango de 250-1.500 [ktpa] 159

Tabla 10-36: Vagones y trenes para transporte de Hidrógeno líquido, en función de la capacidad anual de transporte y la distancia de transporte. 161

Tabla 10-37: Tarifas referenciales del transporte ferroviario de Hidrógeno Líquido por ferrocarril en [USD/ton/km], para los rangos de 2-100 [ktpa]. 162

Tabla 10-38: Tarifas referenciales del transporte ferroviario de Hidrógeno Líquido por ferrocarril en [USD/ton/km], para los rangos de 250-1.500 [ktpa]. 162

Tabla 10-39: Vagones y trenes para el transporte de Metanol, en función de la capacidad anual de producción y la distancia de transporte. 164

Tabla 10-40:Tarifas referenciales del transporte ferroviario de Metanol en [USD/ton/km], en el rango de 25-500 [ktpa]. 165

Tabla 10-41: Tarifas referenciales del transporte ferroviario de Metanol en [USD/ton/km], en el rango de 1.000-6.600 [ktpa]. 165

Tabla 10-42: Vagones y trenes para el transporte de Jetfuel, en función de la capacidad anual [ktpa] y la distancia de transporte [km]. 166

Tabla 10-43: Tarifas referenciales del transporte ferroviario de Jetfuel en [USD/ton/km]. 167

Tabla 10-44: Vagones y trenes para el transporte de Urea, en función de la capacidad anual y la distancia de transporte. 169

Tabla 10-45: Tarifas referenciales del transporte ferroviario de Urea [USD/ton/km]. 169

Tabla 10-46: flota de barcazas (unitarias) de metanol. 173

Tabla 10-47: Flota de tankers pequeños de metanol. 173

Tabla 10-48: Flota de tankers medianos de metanol. 173

Tabla 10-49: Flota de barcazas (unitarias) de jetfuel. 173

Tabla 10-50: Flota de tankers pequeños de jetfuel. 173

Tabla 10-51: Flota de tankers medianos de jetfuel. 174

Tabla 10-52: Costos unitarios en [USD/ton/km] de transporte de metanol por barcaza. 174

Tabla 10-53: Costos unitarios en [USD/ton/km] de transporte de metanol por tanker pequeño. 175

Tabla 10-54: Costos unitarios en [USD/ton/km] de transporte de metanol por tanker mediano. 175

Tabla 10-55: Costos unitarios en [USD/ton/km] de transporte de jetfuel por barcazas. 175

Tabla 10-56: Costos unitarios en [USD/ton/km] de transporte de jetfuel por tanker pequeño. 175

Tabla 10-57: Costos unitarios en [USD/ton/km] de transporte de jetfuel por tanker mediano. 176

Tabla 10-58: Flota de barcazas (unitarias) para transporte de urea. 178

Tabla 10-59: Flota de buques graneleros Handysize para transporte de urea. 178

Tabla 10-60: Costos unitarios en [USD/ton/km] de transporte de urea por barcaza jumbo. 179

Tabla 10-61: Costos unitarios en [USD/ton/km] de transporte de urea por buque Handysize. 179

Tabla 10-62: Costos portuarios referenciales por producto prorrateado por distancia de navegación en [USD/ton/km]. Incluye puerto de carga y puerto de descarga. 180

Tabla 10-63: Especificaciones de Calidad del CO2 en EEUU 182

Tabla 10-64 Corredores para Pipelines 186

Tabla 10-65 Escenarios de transporte 187

Tabla 10-66 Porcentaje de terreno con sobrecosto por corredor 189

Tabla 10-67: Tarifas referenciales para el transporte de CO2 por pipelines [USD/ton/km]. 191

Tabla 10-68: Tarifas referenciales para el transporte de Hidrógeno por pipelines [USD/ton/km]. ..192

Tabla 10-69: Tarifas referenciales para el transporte de Metanol por pipelines [USD/ton/km]. 192

Tabla 10-70: Comparación de costos referenciales, en [USD/ton], de transporte hidroviario, ferroviario y por ductos, caso: Paysandú – Montevideo.....194

Tabla 10-71: Comparación de costos referenciales, en [USD/ton], de líneas de transmisión vs transporte por ductos, caso: Norte – Fray Bentos. 196

Tabla 10-72: Formulas de estimación de Capex para plantas industriales según su capacidad (SB) indicada en [ktpa].....198

Tabla 10-73: Factores para estimación de Opex según productos. 199

Tabla 10-74: Costos incrementales de producción para Metanol, Urea y Jetfuel (en Hub y en refinería), según el rango de producción, en [USD/ton]. 199

Tabla 10-75: Características generales del Tanker de cisterna grande considerado.....202

Tabla 10-76: Volúmenes de Exportación Portuaria y Ocupación del Muelle para Escenarios de Estudio. 203

Tabla 10-77: Largo Mínimo Estimado de Frente de Atraque para cada Escenario de Estudio. 204

Tabla 10-78: Parámetros y resultados del análisis de amenaza de explosión. 207

Tabla 10-79: Resumen Comparativo Cualitativo – Análisis Técnico. 222

Tabla 11-1: Rango de producciones admisibles como parámetro de entrada al modelo 224

Tabla 11-2: Factores de capacidad para parques solares y eólicos según zona de generación. 225

Tabla 11-3: Medios de Transporte según sustancia a transportar. 225

Tabla 11-4: Parámetros para cálculo de restricción ferroviaria en el modelo 226

Tabla 11-5: Distancia considerada para redes de transmisión, en km, para cada combinación de Zonas de Generación y electrolizadores. 230

Tabla 11-6: Distancias por carretera, en km, entre Zonas de Electrólisis y Zonas de Plantas Industriales. 231

Tabla 11-7: Distancias por carretera, en km, entre Fuentes de $CO2$ y Zonas de Plantas Industriales. 232

Tabla 11-8: Distancias por carretera, en km, entre Zonas de Plantas Industriales y Puertos. 233

Tabla 11-9: Distancias por ferrocarril, en km, entre Zonas de Electrólisis y Zonas de Plantas Industriales. 234

Tabla 11-10: Distancias por ferrocarril, en km, entre Fuentes de $CO2$ y Zonas de Plantas Industriales. 235

Tabla 11-11: Distancias por ferrocarril, en km, entre Zonas de Plantas Industriales y Puertos. 236

Tabla 11-12: Distancias por pipelines, en km, entre Zonas de Electrólisis y Zonas de Plantas Industriales. 237

Tabla 11-13: Distancias por pipelines, en km, entre Fuentes de $CO2$ y Zonas de Plantas Industriales. 238

Tabla 11-14: Distancias por pipelines, en km, entre Zonas de Plantas Industriales y Puertos. 238

Tabla 11-15: Costos de Generación Renovable, por MW de Potencia Instalada. 239

Tabla 11-16: Costos de Transmisión eléctrica, en [USD/GW/km]. 239

Tabla 11-17: Costos de electrolizadores. 239

Tabla 11-18: Tarifas referenciales del transporte de CO_2 por camiones, en USD/ton/km, para el rango de 10-300 [ktpa]. 240

Tabla 11-19: Tarifas referenciales del transporte de CO_2 por camiones, en USD/ton/km, para el rango de 2.500-10.000 [ktpa]. 240

Tabla 11-20: Tarifas referenciales del transporte de Hidrógeno Gaseoso por camiones, en USD/ton/km, para el rango de 2-100 [ktpa]. 241

Tabla 11-21: Tarifas referenciales del transporte de Hidrógeno Gaseoso por camiones, en USD/ton/km, para el rango de 250-1.500 [ktpa]. 241

Tabla 11-22: Tarifas referenciales del transporte de Hidrógeno Líquido por camiones, en USD/ton/km, para el rango de 2-100 [ktpa]. 242

Tabla 11-23: Tarifas referenciales del transporte de Hidrógeno Líquido por camiones, en USD/ton/km, para el rango de 250-1.500 [ktpa]. 243

Tabla 11-24: Tarifas referenciales del transporte de Metanol por camiones, en USD/ton/km, para el rango de 25-500 [ktpa]. 243

Tabla 11-25: Tarifas referenciales del transporte de Metanol por camiones, en USD/ton/km, para el rango de 1.000-6.600 [ktpa]. 244

Tabla 11-26: Tarifas referenciales del transporte de Jetfuel por camiones, en USD/ton/km. 244

Tabla 11-27: Tarifas referenciales del transporte de Urea por camiones, en USD/ton/km. 245

Tabla 11-28: Tarifas referenciales del transporte de CO_2 por ferrocarril, en USD/ton/km, para el rango de 10-300 [ktpa]. 246

Tabla 11-29: Tarifas referenciales del transporte de CO_2 por ferrocarril, en USD/ton/km, para el rango de 2.500-10.000 [ktpa]. 246

Tabla 11-30: Tarifas referenciales del transporte de Hidrógeno Gaseoso por ferrocarril, en USD/ton/km, para el rango de 2-100 [ktpa]. 247

Tabla 11-31: Tarifas referenciales del transporte de Hidrógeno Gaseoso por ferrocarril, en USD/ton/km, para el rango de 250-1.500 [ktpa]. 247

Tabla 11-32: Tarifas referenciales del transporte de Hidrógeno Líquido por ferrocarril, en USD/ton/km, para el rango de 2-100 [ktpa]. 248

Tabla 11-33: Tarifas referenciales del transporte de Hidrógeno Líquido por ferrocarril, en USD/ton/km, para el rango de 250-1.500 [ktpa]. 248

Tabla 11-34: Tarifas referenciales del transporte de Metanol por ferrocarril, en USD/ton/km, para el rango de 25-500 [ktpa]. 249

Tabla 11-35: Tarifas referenciales del transporte de Metanol por ferrocarril, en USD/ton/km, para el rango de 1.000-6.600 [ktpa]. 250

Tabla 11-36: Tarifas referenciales del transporte de Jetfuel por ferrocarril, en USD/ton/km. 250

Tabla 11-37: Tarifas referenciales del transporte de Urea por ferrocarril, en USD/ton/km. 251

Tabla 11-38: Tarifas referenciales del transporte de CO_2 por pipelines, en USD/ton/km, para el rango de 100-2.500 [ktpa]. 251

Tabla 11-39: Tarifas referenciales del transporte de CO_2 por pipelines, en USD/ton/km, para el rango de 3.000-9.500 [ktpa]. 252

Tabla 11-40: Tarifas referenciales del transporte de Hidrógeno por pipelines, en USD/ton/km, para el rango de 50-250 [ktpa]. 252

Tabla 11-41: Tarifas referenciales del transporte de Hidrógeno por pipelines, en USD/ton/km, para el rango de 500-1.500 [ktpa]. 253

Tabla 11-42: Tarifas referenciales del transporte de Metanol por pipelines, en USD/ton/km, para el rango de 100-750 [ktpa]. 253

Tabla 11-43: Tarifas referenciales del transporte de Metanol por pipelines, en USD/ton/km, para el rango de 1.000-5.500 [ktpa]. 254

Tabla 11-44: Costos incrementales de producción para Metanol, Urea y Jetfuel (en Hub y en refinería), según el rango de producción, en [USD/ton]. 254

Tabla 11-45: Costos all-in de exportación de productos desde puertos....256

Tabla 12-1: Resumen de resultados obtenidos por run (Id) 270

Tabla 12-2: Indicadores de costos totales por componente para cada corrida realizada (CPNA: Costo Presente Neto Anual) 271

Tabla 12-3: Resumen de resultados obtenidos para los análisis de sensibilidad. Nomenclatura de corrida (Id) en secciones correspondientes....292

Tabla 12-4: Indicadores de costos totales por componente para cada corrida realizada del análisis de sensibilidad (CPNA: Costo Presente Neto Anual)....293

Tabla 15-1: Factores de conversión para la estimación de necesidades de $H2$. 304

Tabla 15-2: Factores de conversión para la estimación de necesidades de $CO2$. 304

Tabla 15-3: Consumo de agua por proceso para la producción de $H2$. 304

Tabla 15-4: Consumo de agua para la producción de Hidrogeno y sus derivados. 305

Tabla 15-5: Parámetros fijos para la estimación de flota de camiones de transporte de las diversas sustancias. 306

Tabla 15-6: Tiempo de Viaje en horas por cada camión de transporte, según la distancia total del tramo a cubrir, para los distintos tipos de sustancias. 306

Tabla 15-7: Capex asociado a cada camión según la sustancia a transportar, en USD. 307

Tabla 15-8: Parámetros principales para la estimación de Opex de transporte carretero. 307

Tabla 15-9: Capex y Opex de plantas de licuefacción de Hidrógeno. 308

Tabla 15-10: Parámetros fijos para la estimación de vagones y trenes para el transporte de las diversas sustancias. 309

Tabla 15-11: Capex asociado al transporte ferroviario según la sustancia a transportar, en USD ..310

Tabla 15-12: Parámetros principales para la estimación de Opex de transporte ferroviario. 310

Tabla 15-13: Características generales para barcazas y convoys referenciales de transporte de los distintos productos. 312

Tabla 15-14: Características generales para buques referenciales de transporte de los distintos productos. 312

Tabla 15-15: Rutas de navegación y distancias. 313

Tabla 15-16: Parámetros considerados para tiempos de ciclo de embarcaciones. 313

Tabla 15-17: Capex y Opex asociado al transporte de Metanol y Jetfuel por hidrovía. 314

Tabla 15-18: Capex y Opex asociado al transporte de Urea por hidrovía. 315

Figuras

Figura 5-1: Mapa de acuíferos del Uruguay. 23

Figura 5-2: Potencial solar fotovoltaico. 25

Figura 5-3: Densidad de potencial eólico a 150 [m] de altura. 26

Figura 5-4: Índice de riesgos por eventos extremos, disponible en portal SINAE. 27

Figura 6-1: Mapa del sistema eléctrico de Uruguay. 29

Figura 6-2: Principales rutas de la red carretera de Uruguay. 31

Figura 6-3: Peso Máximo de vehículos de carga por tipo de vehículo. 32

Figura 6-4: Corredores autorizados para la circulación de camiones de 48 toneladas. 32

Figura 6-5: Corredores autorizados para circulación de Bitren-Tritren. 33

Figura 6-6: Puertos de Uruguay. 35

Figura 6-7: Ubicación de las estructuras principales del Puerto de Montevideo. 36

Figura 6-8: Ubicación de las estructuras principales del Puerto de Nueva Palmira. 36

Figura 6-9: Ubicación de las estructuras principales del Puerto de Fray Bentos. 37

Figura 6-10: Canales de accesos y conectividad fluviomarítima 39

Figura 6-11: Plantas y Terminales administrados por ANCAP. 40

Figura 7-1: Mapa web interactivo desarrollado para la visualización de la información espacial incorporada en la base de datos de línea de base. 44

Figura 7-2: Herramienta de medición utilizada para determinar la distancia entre dos puntos y la ..45

Figura 7-3: Herramienta de filtro utilizada sobre la capa de acuíferos. A la izquierda, se observa la45

Figura 7-4: Visualización de capas disponibles de información espacial. 46

Figura 7-5: Diagrama de consumo estimado de materias primas para el escenario A. 47

Figura 7-6: Diagrama de consumo estimado de materias primas para el escenario B. 48

Figura 7-7: Eje hidroviario litoral oeste (izquierda); Eje ferroviario central + Línea litoral (derecha). 49

Figura 8-1: Potenciales zonas seleccionadas. 50

Figura 8-2: Potencial Eólico en [W/m2] a 100 [m] de altura. 51

Figura 8-3: Potencial de generación PV (kWh/kWp por día). 53

Figura 8-4: Potenciales zonas para la ubicación de electrolizadores (áreas celestes). 66

Figura 8-5: Potenciales zonas seleccionadas para la ubicación de Hubs Industriales. 72

Figura 8-6 Esquema de corredores (original y con deselección de opciones) 84

Figura 8-7 Mapa corredores de pipelines estimados 85

Figura 8-8: Ubicaciones relevantes asociadas a potenciales terminales portuarias y proyectos previstos de producción a corto/mediano plazo. 96

Figura 8-9: Bahía de Montevideo, y potenciales emplazamientos. 97

Figura 8-10: Emplazamientos considerados a lo largo del río Uruguay. 98

Figura 8-11: Potenciales estrategias logísticas de exportación en base a análisis de localizaciones 99

Figura 9-1: Zonas definidas para electrolizadores (a), IREE (b) y Población (c). 111

Figura 9-2: Áreas con menor nivel de riesgo en cada zona definida para electrolizadores. 112

Figura 9-3: Zonas definidas para Hub Industriales (a), IREE (b) y Población (c). 113

Figura 9-4: Áreas con menor nivel de riesgo en cada zona definida para HUB industriales. 114

Figura 9-5: Zonas definidas para generación (a), IREE (b) y Población (c). 115

Figura 9-6: Áreas con menor nivel de riesgo en cada zona definida para generación. 116

Figura 9-7: Zonas definidas para corredor pipeline y líneas eléctricas (a), IREE (b) y Población (c). 117

Figura 9-8: Áreas con menor nivel de riesgo en cada zona definida para generación. 118

Figura 10-1: (a) Potencial Eólico en [W/m2], a 100 [m] de altura. (b) Potencial de generación PV [kWh/kWp] por día.....120

Figura 10-2: Curva de potencia del aerogenerador referencial de 5,9 MW. 121

Figura 10-3: Distribución de la inversión para la instalación de parques eólicos. Elaboración propia. 123

Figura 10-4: Evolución del Opex de un parque eólico a lo largo de la vida útil. Elaboración propia. 124

Figura 10-5: Distribución de la inversión para la instalación de parques fotovoltaicos. Elaboración propia. 124

Figura 10-6: Potenciales zonas para generación y electrólisis. También se muestran las líneas de alta tensión (500 [kV] rojo, 150 [kV] azul). 126

Figura 10-7: Interior de un electrolizador alcalino con su Balance of Plant (BoP). 129

Figura 10-8: Distribución de fuentes de CO_2 en comparación con red carretera. 132

Figura 10-9: Agrupaciones de Fuentes de CO2, según la cercanía entre ellas. 132

Figura 10-10: Camiones referenciales de transporte de CO2 criogénico: (a) Chart (b) Inoxcva. 134

Figura 10-11: Camiones referenciales de transporte de H2 Gaseoso: (a) Worthington (b) Hexagon. 137

Figura 10-12: Camiones referenciales de transporte de H2 Líquido: (a) Chart (b) Cryolor. 140

Figura 10-13: Camiones referenciales de transporte de Metanol: (a) LBT – inc. (b) Tremcar. 143

Figura 10-14: Camiones referenciales de transporte de Urea: (a) Feldbinder (b) Stoughton. 147

Figura 10-15: Distribución de fuentes de CO_2 en comparación con red ferroviaria. 152

Figura 10-16: Agrupaciones de Fuentes de CO2, según la cercanía entre ellas. 153

Figura 10-17: Vagones referenciales de transporte de CO2 criogénico: (a) VTG (b) Cryovat. 154

Figura 10-18: Transporte de Hidrogeno en estado gaseoso por ferrocarril ofrecida por Nproxx. ...157

Figura 10-19: Vagones referenciales para transporte de combustibles líquidos: (a) Wascosa. (b) Trinity Rail. 164

Figura 10-20: Vagones referenciales para transporte de graneles sólidos: (a) Freightcar America. (b) Wascosa. 168

Figura 10-21: Convoy de 9 barcazas más remolcador. 172

Figura 10-22: Tanker referenciales para el transporte de combustibles líquidos. (a) Wisbe Wave. (b) Clase Chempool 25 Modelo Bow Titanium. 172

Figura 10-23: Convoy de barcazas jumbo de graneles sólidos. 177

Figura 10-24: Buque granelero Handysize (ilustrativo). 177
Figura 10-25: Corredores para Pipelines. 187
Figura 10-26: Comparativa entre costos presentes netos anuales unitarios de transporte de Hidrógeno por ductos y líneas de transmisión (LAT), en [USD/tonH2/km]. 196
Figura 10-27: Fórmula de ajuste de Capex, por tamaño de planta. 197
Figura 10-28: Gráfico de Capex de Plantas industriales según capacidad. 198
Figura 10-29: Ejes logísticos y puertos potenciales de exportación (destacados en rojo). 201
Figura 10-30: Selección de capacidad estándar de tanques de almacenamiento. 205
Figura 10-31: Estimación del tamaño de estanque de 50.000 [ton] de capacidad de metanol. 205
Figura 10-32: Zona de amenaza de radiación térmica por explosión (bola de fuego, BLEVE). 210
Figura 10-33: Potenciales Ubicaciones en la Bahía de Montevideo para la Terminal de Exportación (en tierra). 211
Figura 10-34: Potenciales Ubicaciones Disponibles para la Terminal de Almacenamiento en la Bahía de Montevideo. 212
Figura 10-35: Potenciales Ubicaciones en la Bahía de Montevideo para la Terminal de Exportación (frentes de atraque). 212
Figura 10-36: Zona Ampliada para posible ubicación de Puerto Greenfield. 219
Figura 11-1: Zonas de Generación Renovable. 227
Figura 11-2: Zonas de electrólisis (la zona 6 ha sido descartada debido a disponibilidad de agua). 228
Figura 11-3: Macrozonas de Plantas Industriales y localizaciones referenciales asociada a cada una. 228
Figura 11-4: Fuentes de $CO2$ existentes en Uruguay, y su respectiva disponibilidad. 229
Figura 11-5: Corredores autorizados para camiones de 48 toneladas. 231
Figura 11-6: Red de Ferrocarriles del Uruguay. 234
Figura 11-7: Corredores de Pipelines considerados para la estimación de distancias. 237
Figura 11-8: Diagrama esquemático de las variables consideradas en el Modelo. 257
Figura 11-9: Open Solver, complemento de Excel utilizado para el desarrollo del Modelo. 259
Figura 11-10: Pestaña de entrada “Básica” 262
Figura 11-11: Pestaña de entrada “Avanzada” (primera parte) 263
Figura 11-12: Pestaña de entrada “Avanzada” (segunda parte) 264
Figura 11-13: Pestaña de resultados “Potencia” (ejemplo) 265
Figura 11-14: Pestaña de resultados “Urea” (ejemplo) 266
Figura 12-1: Simbología de diagramas con resultados 272
Figura 12-2: Id 1/3 - Esquemas de generación, electrolisis, transportes, CO2, producción y exportación 273
Figura 12-3: Id 2 - Esquemas de generación, electrolisis, transportes, CO2, producción y exportación 274
Figura 12-4: Id 8 - Esquemas de generación, electrolisis, transportes, CO2, producción y exportación 275

Figura 12-5: Id 10/12 - Esquemas generación, electrolisis, transportes, CO2, producción y exportación 276

Figura 12-6: Id 17 - Esquemas de generación, electrolisis, transportes, CO2, producción y exportación 277

Figura 12-7: Escalabilidad - Esquemas de generación, electrolisis, transportes, CO2, producción y exportación (fase 1 en panel inferior izquierdo y fase 2 en panel inferior derecho).....290

Figura 14-1: Configuraciones óptimas de producción y exportación para escenario A – Fase 1 (izquierda); Escenario A – Fase 2 (centro); y escenario B (derecha). 301

1 Introducción

De acuerdo con lo presentado en la Hoja de Ruta del Hidrógeno Verde en Uruguay (MIEM, 2022) y de conocimiento de Ausenco-SEG, Uruguay posee grandes ventajas competitivas para ser un productor relevante de hidrógeno verde y derivados, tanto para el mercado local como para su exportación por varias razones:

- Disponibilidad del recurso renovable: Uruguay tiene un gran potencial para instalar nueva capacidad de generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, principalmente eólica y solar fotovoltaica (ver Figura 2). El país cuenta con un muy buen recurso combinado eólico y solar, tanto por su complementariedad diaria como estacional; lo anterior permite obtener altos factores de capacidad en el electrolizador y bajos costos de producción de hidrógeno.
- Experiencia en generación de energías renovables: Uruguay ya posee amplia experiencia en la generación de energías renovables y ha alcanzado prácticamente la descarbonización de la generación de energía eléctrica. La participación promedio de renovables en la matriz eléctrica fue del 94% en el período entre 2016 y 2022, considerando los años extremadamente secos del 2020 al 2022 (aproximadamente 44% es de origen hidroeléctrico), y llegando a ser del 98% en años con regímenes de lluvia medios.
- Disponibilidad de agua: Uruguay cuenta con alta disponibilidad de agua dulce por pertenecer a la Cuenca del Plata, segunda más grande de Sudamérica y sexta en el mundo, así como por el régimen de precipitaciones anuales. Vale destacar que la demanda de agua necesaria para la producción de hidrógeno verde es notoriamente menor respecto a las demandas de los sectores agrícolas e industriales en el país.
- Disponibilidad de CO2 Biogénico: Uruguay cuenta con disponibilidad de CO2 biogénico, asociada a instalaciones industriales que utilizan biomasa para producir energía, la cual puede ser aprovechada para la producción de productos derivados del H_2. Las plantas industriales que producen esta fuente de CO2 biogénico, se encuentran ubicadas en la proximidad de zonas con buena disponibilidad de recursos renovables, siendo este un aspecto relevante en la producción de los derivados del H2.
- Infraestructura y logística: el país cuenta con centrales hidroeléctricas, infraestructura de red de transporte de energía eléctrica y fácil acceso a biomasa, que pueden permitir una producción competitiva de combustibles sintéticos. También se cuenta con infraestructura portuaria estratégica, teniendo salida al océano Atlántico a través del puerto de Montevideo, con una logística ya desarrollada y establecida, y conectividad con el sistema hidroviario Paraná-Paraguay a través del Puerto de Nueva Palmira.
- Estabilidad financiera y atractivo para inversiones: Uruguay es un país de una fuerte institucionalidad, con fortaleza financiera, atractivo y abierto a la inversión privada nacional e internacional, con marcos regulatorios claros y estables y gran estabilidad sociopolítica, constituye un destino confiable para hacer negocios.

Es decir, Uruguay cuenta con todos los ingredientes necesarios, ya desarrolló su primera revolución energética y logró descarbonizar su matriz eléctrica. Ahora el desafío es continuar hacia una segunda transición, para lo cual la industria del hidrógeno verde tendrá un rol central ya que es uno de los caminos principales hacia la descarbonización del sector industrial, del transporte y de la industria de fertilizantes.

Teniendo en cuenta este contexto, esta consultoría busca generar insumos y recomendaciones para la elaboración de políticas públicas que promuevan el desarrollo de

una industria exportadora de energía en base al hidrógeno verde y mediante 3 vectores específicos definidos como el e-metanol, e-fuels y e-fertilizantes.

2 Objetivos de la consultoría

2.1 Objetivo General

Esta consultoría tiene como objetivo general el generar insumos y recomendaciones respecto a localizaciones, aspectos logísticos e infraestructura para la producción y exportación de e-metanol, e-fuels y e-fertilizantes, con la finalidad de elaborar políticas públicas que faciliten el mejor desarrollo de proyectos en la cadena de valor. En especial sobre:

- Políticas de Ordenamiento territorial (Ministerio de Ambiente, Dirección Nacional de Ordenamiento Territorial, Gobiernos Departamentales), donde se visualizarán zonas para: a) generación de energía solar y eólica, b) instalación de electrolizadores, c) instalación del componente industrial de la cadena de producción.
- Infraestructuras comunes que puedan bajar costos y facilitar la inversión de futuros proyectos.

2.2 Objetivos Específicos

- Análisis de localizaciones para las instalaciones de los proyectos de producción y exportación de e-metanol, e-fuels y e-fertilizantes en función de los recursos disponibles por zona geográfica, sus costos de generación, transporte y otras variables relevantes.
- Análisis técnico-económico del transporte de materias primas y productos en toda su cadena de producción hasta los puertos de exportación.
- Optimización de la ubicación de instalaciones y estrategia logística, y análisis de infraestructuras comunes para el desarrollo de proyectos de hidrógeno verde.

3 Objetivos de este documento

Este documento corresponde al Producto 6 del proyecto “Análisis en logística, infraestructura y localizaciones para la cadena de valor de derivados de hidrógeno verde en Uruguay”. El mismo tiene como objetivo presentar un avance del reporte final, el cual compila los estudios, análisis y resultados desarrollados a lo largo de los productos generados de esta consultoría.

En particular, se presentan los estudios realizados relativos a:

- Recopilación y análisis de informaciones de base
- Caracterización de la infraestructura existente
- Definición de la línea de base
- Análisis de localizaciones para los componentes de la cadena de valor de los derivados de hidrógeno

- Análisis técnico-económico de las instalaciones y transporte de materias primas y productos
- Análisis de riesgos
- Modelo de optimización
- Análisis de infraestructuras compartidas

4 Definiciones y Abreviaturas

Se lista a continuación las abreviaturas consideradas en el presente documento.

Tabla 4-1: Abreviaturas.

Abreviatura	Definición
OHSA	Administración de Seguridad y salud Ocupacional de EEUU
UTE	Administración de Usinas y Trasmisiones Eléctricas
IEA	Agencia Internacional de Energía
ASME	American society of Mechanical Engineers
NH_3	Amoniaco
ALUR	Alcoholes del Uruguay
DINARA	Áreas potenciales protegidas
ANCAP	Asociación Nacional de Combustibles, Alcoholes y Portland
NFPA	Asociación Nacional de Protección contra el Fuego
ANP	Asociación Nacional de Puertos
Bar (a)(g)	Bares (absoluto) (relativa o manométrica)
BS	British Standard
Cu	Cobre
CFR	Código Federal de Regulaciones
CARU	Comisión Administradora del Río Uruguay
VOC	Compuesto Orgánico Volatil
DNV	Det Norske Veritas
CO_2	Dióxido de Carbono
DINACEA	Dirección Nacional de Calidad y Evaluación Ambiental
DINAMIGE	Dirección Nacional de Minería y Geología

Abreviatura	Definición
DINARA	Dirección Nacional de Recursos Acuáticos
USD	Dólares Americanos
SOE	Electrólisis de Óxido Sólido
ELY	Electrolizador
FISQ	Fichas Internacionales de Seguridad Química
FC	Factor de Capacidad
GIS	Geographical information System
GLP	Gas Licuado de Petróleo
GNL	Gas Natural
CNG	Gas Natural Comprimido
GW	Gigawatts
ha	Hectáreas
H_2	Hidrogeno
GH_2	Hidrogeno Gaseoso
LH_2	Hidrogeno Líquido
hr	Hora
IREE	Índice de riesgo por eventos extremos
IDEUY	Infraestructura de datos espaciales de Uruguay
IDLH	Inmediatamente peligrosa para la vida y la salud
IMFIA	Instituto de Mecánica de los Fluidos e Ingeniería Ambiental
NIOSH	Instituto Nacional de Salud y Seguridad Ocupacional
ICSC	International Chemical Safety Cards
IMPCA	International Methanol Producers & Consumers Asociation
ISO	International Standardization Organization
kg	Kilogramos
km	Kilómetros
ktpa	Kilotoneladas métricas anuales
kV	Kilovatio
kWh	Kilowatt hora
lbs	Libras

Abreviatura	Definición
Psi (a)(g)	Libra por pulgada cuadrada (absoluto) (relativa o manométrica)
LEL	Límite Explosivo Inferior
UEL	Límite de Inflamabilidad Superior
MW	Megawatts
PEM	Membrana de Electrolito Polimérico
AEM	Membrana de Intercambio Aniónico
m	Metros
m^3	Metro Cúbico
m^2	Metro Cuadrado
MeOH	Metanol
MIEM	Ministerio de Industria, Energía y Minería
mm	Milímetros
MUSD	Millones de dólares americanos
mmcf	Millones de metros cúbicos
MTOP	Ministerio de Transporte y Obras Públicas
Mtpa	Millones de toneladas por año
PL	Modelo de Programación Lineal
MWD	Montevideo
NFPA	National Fire Protection Association
NOx	Óxido de Nitrógeno
PPM	Partes por millón
PDVSA	Petróleos de Venezuela
CAFS	Sistema de espuma de aire comprimido
CMS	Sistema de Control, Mando y Señalización
SNAP	Sistema Nacional de Áreas Protegidas
ASTM	Sociedad Estadounidense para Pruebas y Materiales
SO / SW	Suroeste
ton	Toneladas
TKB	Tonelada-Kilómetro por litro de combustible
tpa	Toneladas por año

Abreviatura	Definición
TCP	Terminal Cuenca del Plata
TGU	Terminal Granelera de Uruguay
TGM	Terminal Granelero Montevideo
tpd	Toneladas por día
UN	Unidad
UIC	Unión Internacional de Ferrocarriles
ZEP	Zero Emissions Platform
Zn	Zinc

5 Información Base de origen público

5.1 Disponibilidad de CO_2 Biogénico

Para cuantificar la cantidad de CO_2 disponible en Uruguay, se utilizó como base lo estipulado en el informe *"Análisis de disponibilidad de CO_2 para la producción de derivados de H_2 verde en Uruguay"*, realizado por el Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEM), el cual indica que el total de emisiones de CO_2 estimadas para el 2024 es de 21,3 [Mtpa]. Sin embargo, por temas de factibilidad técnica durante el proceso de captura, solo se consideraron las emisiones de CO_2 biogénico y de CO_2 no biogénico inevitable, que totalizan 11,3 [Mtpa], y se distribuyen a lo largo del país en las siguientes industrias:

Tabla 5-1: Cantidad de CO2 disponible por empresa, y su respectiva localización geográfica[1].

Categoría	Empresa	Latitud	Longitud	Emisiones CO2 [Mtpa]
Aserradero	Arboreal/ Frutifor	-31.75	-56.04	0.09
Aserradero	Lumin	-31.64	-55.90	0.26
Aserradero	Urufor	-30.94	-55.55	0.10
Aserradero	Fymnsa	-31.07	-55.75	0.06
Aserradero	Otros aserraderos			0.13
Biocombustibles	Planta bioetanol ALUR	-32.26	-58.08	0.15
Biocombustibles	Planta ALUR Bella Unión	-30.33	-57.62	0.15
Biogás	Estancias del lago	-33.25	-56.60	0.02
Cal	Cementos del plata	-33.09	-54.54	0.08
Cal	CYCUSA	-34.35	-55.24	0.01
Cemento	ANCAP Minas	-34.40	-55.29	0.05
Cemento	Cementos artigas	-34.38	-55.28	0.21
Cemento	Cielo Azul	-33.11	-54.45	0.00*
Cemento	ANCAP Paysandú	-32.26	-58.08	0.05
Cerveza	Fábricas nacionales de cerveza	-34.40	-55.32	0.01
Electricidad	Bioener	-30.94	-55.56	0.04
Electricidad	Fenirol	-31.70	-55.93	0.04
Electricidad	Galofer	-33.25	-54.40	0.04
Electricidad	Otros electricidad			0.02**
Frigorífico	Frigorífico Las piedras	-34.68	-56.30	0.02
Frigorífico	Frigorífico Tacuarembó	-31.70	-55.94	0.02
Frigorífico	Frigorífico BPU	-33.38	-56.59	0.01
Frigorífico	Frigorífico Pando	-34.69	-55.98	0.01
Frigorífico	Frigorífico Marfrig	-34.27	-57.59	0.01
Frigorífico	Otros frigoríficos			0.12**
Pasteras	UPM 1	-33.12	-58.26	2.54

[1] Datos de referencia en base a emisiones del año 2022.

Categoría	Empresa	Latitud	Longitud	Emisiones CO2 [Mtpa]
Pasteras	UPM 2	-32.86	-56.53	3.90
Pasteras	Montes del Plata	-34.18	-58.04	2.91

*** Información pública disponible indica una producción de 0 Mtpa para cementera Cielo Azul.**
**** Información pública disponible no indica ubicación para las fuentes indicadas.**

5.2 Fuentes de Agua

Para la producción de hidrógeno y derivados se debe utilizar agua tanto para la producción como para la operación, en particular el enfriamiento. Los grandes cuerpos de agua como el Rio Uruguay y el Río Negro resultan fuentes convenientes debido a que sus caudales son ampliamente superior a los volúmenes necesarios.

El uso de tomas y/o embalses dentro de cuencas hidrográficas y cursos de agua menores a los ríos mencionados son una opción viable tal como lo expresa el estudio *Evaluación y Perspectivas del Uso del Agua para la Producción de Hidrógeno Verde y Derivados en el Marco de la Hoja de Ruta del Uruguay* realizado por IMFIA[2]. Se desprende de este estudio que es viable la utilización de agua superficial en varias localizaciones sin generar estrés hídrico[3] y que, en caso de que sea necesario, se debe considerar el uso de embalses pequeños para uso en sitio. Por lo tanto, se asume que las fuentes de agua deben ser analizadas a nivel de cada proyecto de hidrogeno de manera particular y no se considerará dentro del alcance de este estudio.

Por último, el uso de agua subterránea puede ser una opción como complemento, abasteciendo parcialmente el agua demandada por los proyectos futuros. En base a la información disponible en la Dirección Nacional de Minería y Geología (DINAMIGE), la Figura 5-1 muestra la ubicación de los principales acuíferos de Uruguay y características.

[2] IMFIA, *Producto 1: Escenarios de uso y consumo del recurso hídrico asociados a la hoja de ruta de H2 verde de Uruguay y caracterización global de la oferta del recurso hídrico,* Agosto 2024.
[3] Según definición entregada por IRENA (2023) en *Water for Hydrogen Production,* el estrés hídrico es un indicador de la competencia por el agua entre diferentes usos y sectores, y se mide utilizando la relación entre la extracción total de agua y la oferta disponible de agua dulce renovable.

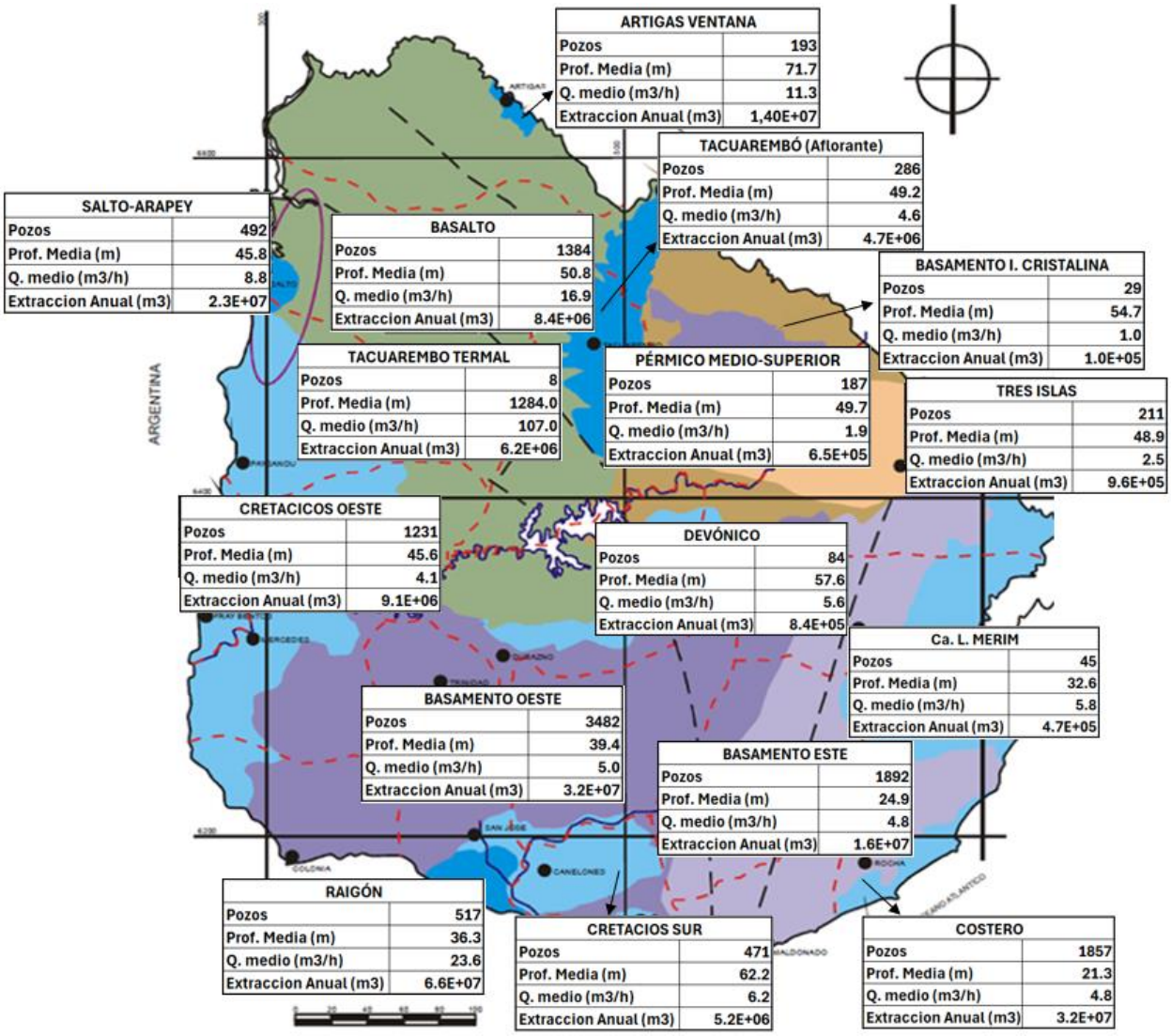


Figura 5-1: Mapa de acuíferos del Uruguay[4].

5.3 Mapa Solar

Para cuantificar el recurso solar en Uruguay se utiliza el Mapa Solar V2 2017 (MSUv2)[5], el cual trata de un modelo basado en imágenes satelitales, ajustado y validado con medidas en tierra de buena calidad. Sin embargo, los datos disponibles son limitados, mostrando datos de radiación en plano horizontal y a 35º, los cuales no están disponibles en formato GIS. Por otro lado, se encuentran disponibles los datos del Global Solar Altas, una herramienta para cuantificar el recurso solar a nivel global que fue realizado por la empresa Solargis, coordinado por el World Bank Group. Si bien no tiene validación a nivel local, tiene varios datos de interés como: Generación solar para ángulo óptimo de inclinación en cada sitio,

[4] Fuente: MIEM - DINAMIGE
[5] Alonso-Suárez, R., Abal, G., Siri, R., Muse, P., (2014).

mapas en formato GIS y capacidad de procesamiento de datos en la herramienta web, lo cual presenta una gran ventaja para el análisis planteado en esta consultoría.

Para analizar la validez de los modelos se busca comparar resultados y observar la consistencia entre los dos modelos. Para esto se selecciona un punto dentro de cada departamento del país y se obtienen los valores de irradiación global en plano horizontal de ambos modelos. Los resultados se muestran en la Tabla 5-2.

Tabla 5-2: Comparación entre modelos de radiación solar.

Irradiación global en plano horizontal - GHI (kWh/m2.día)			
Departamento	**Solar atlas - Solargis**	**Mapa solar - LES**	**Error [%]**
Durazno	4.80	4.67	2.8%
Montevideo	4.67	4.58	1.9%
Canelones	4.65	4.54	2.4%
Maldonado	4.55	4.46	2.0%
Lavalleja	4.61	4.52	1.9%
Florida	4.74	4.63	2.3%
San José	4.68	4.56	2.6%
Colonia	4.75	4.60	3.1%
Soriano	4.82	4.69	2.7%
Flores	4.79	4.67	2.5%
Durazno	4.78	4.68	2.1%
Cerro Largo	4.71	4.58	2.8%
Treinta y tres	4.60	4.53	1.5%
Rocha	4.57	4.50	1.5%
Tacuarembó	4.73	4.63	2.1%
Rivera	4.81	4.66	3.1%
Paysandú	4.87	4.74	2.6%
Salto	4.92	4.77	3.0%
Artigas	4.96	4.82	2.8%
Promedio	4.74	4.62	2.4%

Se observa que, en promedio, los datos de Solargis sobrestiman la irradiación en 2,4%. Por otro lado, el estudio del MSUv2 (LES) se reporta una incerteza del 2%, por lo cual las diferencias mostradas entre los dos modelos caen dentro de un margen de error aceptable, y entendiendo que el Global Solar Atlas resulta una fuente confiable para cuantificar el recurso solar.

A partir del Global Solar Atlas se obtiene el potencial de generación fotovoltaica en kWh/kWp para Uruguay, indicado en la Figura 5-2.

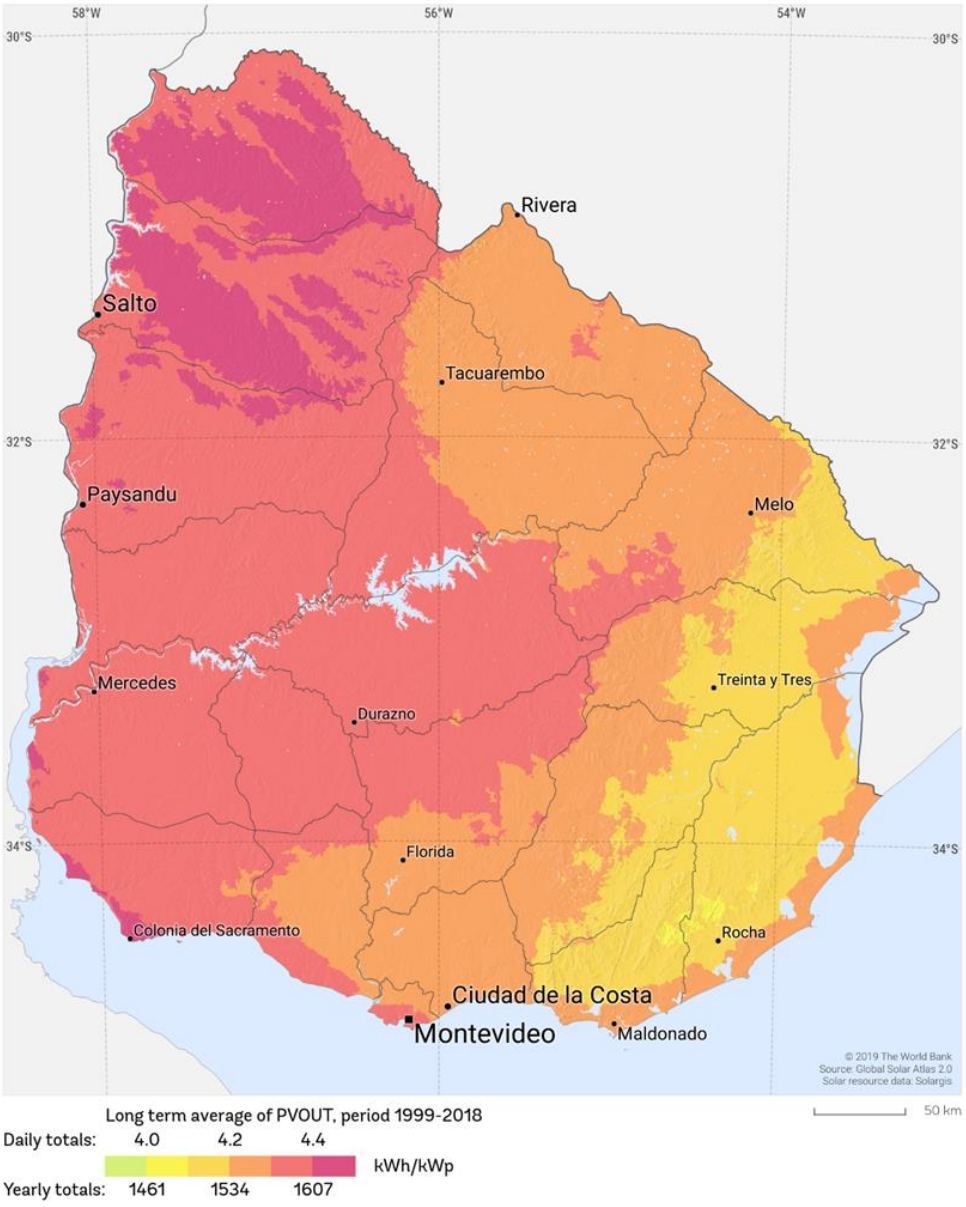


Figura 5-2: Potencial solar fotovoltaico.[6]

Los valores mostrados en el mapa solar indican la producción fotovoltaica para paneles solares con inclinación fija en un ángulo óptimo para la zona en cuestión. Si bien actualmente es usual la implementación de proyectos solares fotovoltaicos con seguidor a un eje, los valores encontrados en el mapa son útiles a modo de comparación entre zonas, pero no como un valor de producción esperado para un parque a instalar.

Como características notables de recurso solar, se observa que en los departamentos de Salto y Artigas se tiene el mayor potencial de generación, mientras la zona sureste es la que muestra el menor potencial.

Sin considerar estás áreas más extremas en términos del potencial solar, el potencial del resto del país está comprendido entre 1500 y 1610 [kWh/kWp] en base anual, mostrando una

[6] Fuente: Global Solar Atlas.

variación muy pequeña a lo largo de todo el territorio, únicamente un 6%. Si bien se buscará maximizar la producción fotovoltaica con una zona favorable, la ubicación de los parques fotovoltaicos y su variación en producción no debería ser factor determinante.

5.4 Mapa Eólico

Por otro lado, el recurso eólico presenta variaciones más relevantes en comparación al solar para el territorio uruguayo. La herramienta Global Wind Atlas, realizado por Vortex y DTU para el World Bank Group, permite obtener datos del recurso eólico y realizar análisis de este. En particular se obtiene la densidad de energía en W/m^2 a 150m de altura como variable para cuantificar el recurso y se muestra en la Figura 5-3.

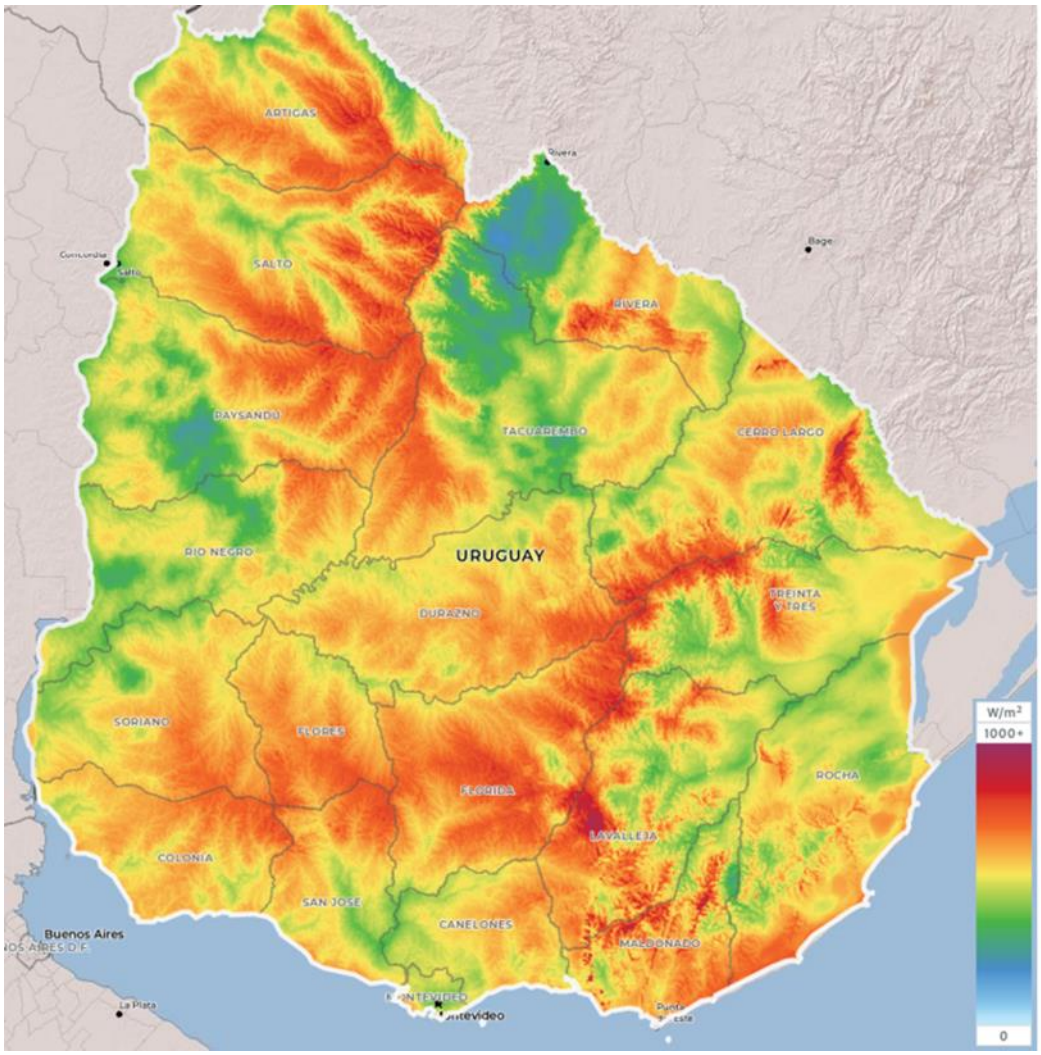


Figura 5-3: Densidad de potencial eólico a 150 [m] de altura[7].

Evitando las zonas de menor potencial y excluyendo las de mejor potencial, es de esperar que se obtengan valores de densidad de energía eólica de entre 550 y 700 [W/m^2] considerados a 150 [m] de altura.

[7] Fuente: Global Wind Atlas.

5.5 Riesgos

Como base para el análisis de riesgo, se utilizó la información disponible en el Sistema Nacional de Emergencias (SINAE), del gobierno de Uruguay. Se tomaron los datos asociados al Índice de Riesgos por Eventos Extremos (IREE), desagregados según sección censal. Particularmente en el análisis de las locaciones, se considerará el Factor de Agravamiento (F) que permite dar cuenta de la fragilidad social y la falta de resiliencia y por otra parte el Riesgo Físico (RF) el cual da cuenta de las pérdidas o el daño físico potencial.

Con ello es posible construir un ranking conforme a una sumatoria para cada factor (IREE, F y RF) en cuanto a las locaciones y las secciones censales que interviene o abarca. De esta manera es posible visualizar a aquellas locaciones que alcanzarán un mayor y menor índice según sea cada caso.

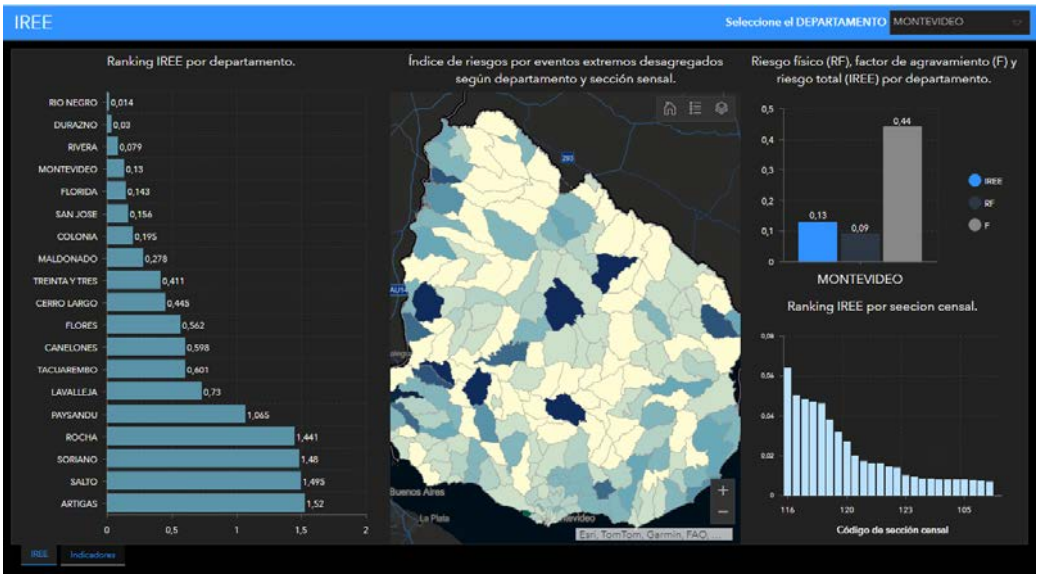


Figura 5-4: Índice de riesgos por eventos extremos, disponible en portal SINAE.

5.6 Áreas de Conservación

Para caracterizar las zonas de interés ambiental, y establecer una línea base, se consideraron las siguientes fuentes de información:

- Sistema Nacional de Áreas Protegidas (SNAP): Las prioridades territoriales del SNAP se definen tomando en cuenta aquellos elementos de la biodiversidad de Uruguay que son considerados prioritarios para la conservación y que permiten maximizar el cumplimiento de sus objetivos de conservación de acuerdo con el Plan estratégico 2015 – 2020 (MVOTMA 2015). Entre sus áreas de protección se encuentran Parques Nacionales, Paisajes Protegidos, Áreas de Manejo de Hábitats y/o Especies, entre otros.
- Red Física del SNAP: Consta de 103 sitios clasificados en los siguientes grupos:
    - Clase 1: Línea de base. Conjunto de sitios de interés que incluyen áreas protegidas ingresadas al SNAP al año 2014.
    - Clase 2: Prioridad de ingreso 2015 – 2020. Conjunto de sitios de interés seleccionados para ingresar al SNAP en el período 2015-2020.

- Clase 3: Prioridad de ingreso 2015 – 2020 condicionada. Conjunto de sitios de alta prioridad de conservación sobre los que se requiere información adicional acerca de las condiciones socioeconómicas, culturales e institucionales. Esta información definirá su paso a la clase 2.
- Clase 4: Requerimiento de información adicional. Conjunto de sitios de interés para la conservación sobre los que se requiere nueva información para concretar su potencial contribución a la red de áreas del sistema. Esta información definirá su paso a clase 3 o clase 5.
- Clase 5: Articulación con otras estrategias de conservación. Conjunto de sitios de interés para el SNAP que no son prioritarios para su ingreso al sistema en el período, pero que deberían ser considerados en otras estrategias de conservación.

- Sitios RAMSAR: La Convención sobre los Humedales de Importancia Internacional, denominada Convención de Ramsar, es el tratado intergubernamental que ofrece el marco para la conservación y el uso racional de los humedales y sus recursos. Los sitios RAMSAR en Uruguay son Bañados del este, Laguna de Rocha y Esteros de farrapos e islas del río Uruguay.
- Programa IBAs (Áreas de Importancia para las aves): El programa IBAs actúa de eje transversal a los proyectos de conservación de Aves Uruguay y ha sido acordado con el Sistema Nacional de Áreas Protegidas (SNAP), que será un input para el desarrollo del Sistema. Más de 450 especies de aves han sido registradas en Uruguay, 40 de ellas están amenazadas de extinción.
- Ecosistemas amenazados y en sitios priorizados: La Dirección Nacional de Calidad y Evaluación Ambiental (DINACEA) ha publicado información sobre ecosistemas amenazados, incluyendo el nivel de amenaza que presentan en base al índice de amenaza (críticamente amenazado, en peligro o vulnerable), así como también aquellos ecosistemas en sitios priorizados, áreas acuáticas prioritarias y áreas potenciales protegidas (DINARA – Dirección Nacional de Recursos Acuáticos).

  Nota: *No fueron considerados los sitios prioritarios de conservación, que, si bien son similares a los ecosistemas amenazados, se recomienda su inclusión en análisis posteriores.*
- Sitios de interés patrimonial o arqueológico: Se consideran diversos sitios de interés patrimonial y/o arqueológico, como lo son Geositios, Monumentos Históricos y Sitios de relevamiento Arqueológico.
- Zonas de recargas de Acuíferos: Dentro de los acuíferos mencionados en el Capítulo *5.2 Fuentes de Agua*, se tendrá especial consideración con las zonas de recargas de acuíferos, que es donde los acuíferos son más vulnerables, debido a que hay una mayor interacción entre el acuífero y las aguas superficiales, subsuperficiales y subterráneas, haciéndolo más susceptible a la contaminación del recurso hídrico en cuestión.

6 Caracterización de la infraestructura y red logística existente

6.1 Red de Transmisión Eléctrica

El desarrollo de proyectos de hidrógeno verde, asociado con el requerimiento de energías renovables sugiere un potencial para la interconexión con la red eléctrica de transmisión del país, donde las variaciones de oferta y demanda puedan equilibrase en un sistema conjunto. Esto requiere infraestructura y planificación para su factibilidad.

La Figura 6-1 muestra los principales elementos de la red eléctrica del país, en particular las redes de alta tensión. Además, está en construcción una línea de alta tensión en 500 kV para unir Salto, Chamberlain y Tacuarembó, indicada con un trazo punteado, y otra línea que une Tacuarembó con Melo.

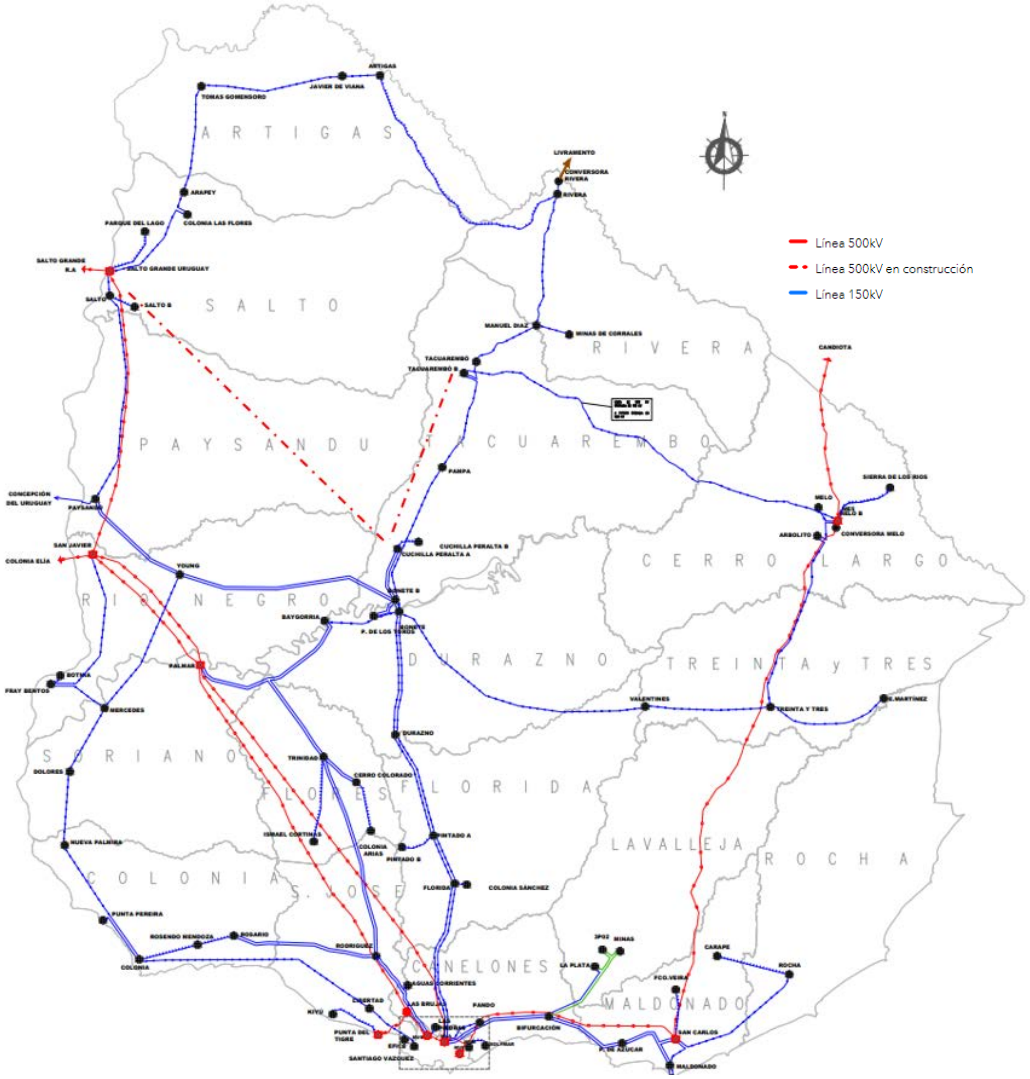


Figura 6-1: Mapa del sistema eléctrico de Uruguay[8].

[8] Fuente: ADME

Las potencias necesarias para el cumplimiento de los escenarios planteados por el MIEM son muy altas respecto a las potencias manejadas por la red uruguaya (los escenarios propuestos son establecidos en el capítulo 7.1). En el escenario A se consideró electrolizadores con una potencia de 7,4 [GW], mientras que la potencia del escenario B es de 15,6 [GW]. En contraste con las potencias proyectadas, se tiene que la demanda nacional máxima es de 2,2 [GW], indicando que las posibilidades de intercambio de energía son limitadas.

Las posibilidades de intercambio de energía con la red de UTE requieren un análisis específico al momento de plantear una interconexión, en el que se estudian en detalle la viabilidad de compra y venta de energía. Para la posible interconexión con la red de UTE se consideran relevantes las líneas de transmisión de alta tensión (500 [kV] y 150 [kV]). La interconexión implica generar estabilidad a la operación de los electrolizadores, mejorando su tiempo de uso y aprovechando de mejor manera la capacidad instalada de estos equipos. Además, la estabilidad en la producción de hidrogeno implica dar estabilidad a los procesos aguas abajo, como lo son la síntesis de derivados del hidrogeno. La interconexión también trae como ventaja el intercambio de excedentes hacia la red, pudiendo monetizar los excedentes energéticos producidos por la generación eólica y solar.

Los mecanismos de UTE, para determinar la capacidad disponible en la red implican un estudio detallado a la hora de la evaluación de un proyecto. A modo orientativo, a partir de la información intercambiada con UTE, se estima que la potencia disponible en algunos nodos es de 100 MW. Esto implica una capacidad pequeña respecto a la potencia total determinada para los escenarios establecidos. De todas formas, si se considera la posibilidad de tener más de un nodo, y que se pueden desarrollar sucesivos proyectos de menor potencia, la interconexión con la red presenta una ventaja. Si bien para establecer los beneficios económicos de esta interconexión se deberá estar en instancias más avanzadas de desarrollo de los proyectos, en el presente estudio se considera la conexión a la red y la ventaja de ubicar electrolizadores cercanos a líneas de alta tensión.

6.2 Red Carretera

Para la caracterización de la red carretera, se consideró la información pública disponible en la página web del Ministerio de Transporte y Obras Públicas (MTOP). Además, se complementó con la información facilitada por el MTOP a lo largo de la consultoría.

La red carretera de Uruguay cuenta con una extensión actual de 8.833 [km], más 7.692 [km] en obra durante el periodo 2020-2025, bajo el marco del plan nacional de estructura vial 2020-2025. La Figura 6-2 muestra las principales rutas de la red, considerando las rutas que se encuentran en periodo de obra.



Figura 6-2: Principales rutas de la red carretera de Uruguay.

6.2.1 Dimensiones Máximas de Vehículos de Transporte de Carga

Existen ciertas restricciones respecto a las dimensiones permitidas para vehículos de carga, tanto generales como específicas para cada tipo de vehículo.

- Restricciones generales para camiones: La altura máxima para camiones es de 4,1 [m], a excepción de ciertos corredores logísticos indicados en el decreto 157/009, donde la altura máxima permitida es de 4,3 [m]. El ancho máximo para camiones de carga es de 2,6 [m].
- Restricciones para camiones simples: Los camiones simples tienen una longitud máxima permitida de 13,2 [m].
- Restricciones para camiones con remolque: Los camiones con remolque tienen una longitud máxima permitida de 20 [m]. Distancia mínima entre ejes dependerá de peso sobre los ejes involucrados.
- Restricciones para tractores con semi-remolque: Los tractores con semi-remolque tienen una longitud máxima permitida de 18,6 [m]. Distancia mínima entre ejes dependerá de peso sobre los ejes involucrados.

6.2.2 Pesos Máximos de Vehículos de Transporte de Carga

Los pesos máximos permitidos para transporte dependen del tipo de vehículo y su respectiva distribución de ejes, los cuales se pueden observar con detalle en la Figura 6-3.

Tipo de Vehículo	Peso Bruto		Tipo de Vehículo	Peso Bruto	
	Por Eje (t)	Total (t)		Por Eje (t)	Total (t)
C11	6 10,5	16,5	T11 - S12	6 10,5 10,5 18 **	45
C12	6 18	24	T11 - S3	6 10,5 25,5*	42
C11 - R11	6 10,5 10,5 10,5	37,5	T12 - S1	6 18 10,5	34,5
C11 - R12	6 10,5 10,5 18	45	T12 - S2	6 18 18	42
C12 - R11	6 18 10,5 10,5	45	T12 - S11	6 18 10,5 10,5	45
C12 - R12	6 18 10,5 18	45	T12 - S3	6 18 25,5*	45
T11 - S1	6 10,5 10,5	27	T12 - S12	6 18 10,5 18 **	45
T11 - S2	6 10,5 18	34,5	Bitren ***	6 18 18 18	57
T11 - S11	6 10,5 10,5 10,5	37,5			

(*) y (**) Solo en corredores autorizados, resto de red vial se permite un máximo de 22 [ton].
(***) Circulación permitida solo en término del Decreto N°371/011

Figura 6-3: Peso Máximo de vehículos de carga por tipo de vehículo.

6.2.3 Corredores autorizados para camiones de 48 toneladas

Equipos de configuración T12S3 que cumplan con lo dispuesto en el Decreto Nº177/021 pueden circular por los corredores indicados en la Figura 6-4 .

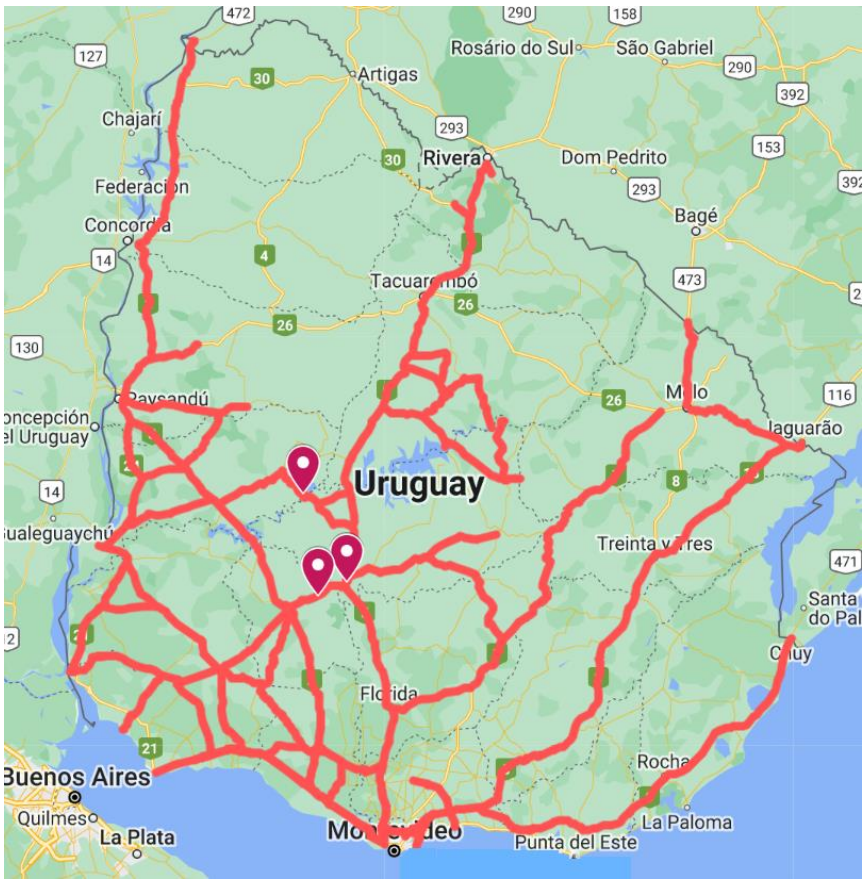


Figura 6-4: Corredores autorizados para la circulación de camiones de 48 toneladas.

6.2.4 Corredores Autorizados para la circulación de bitrenes y tritrenes.

La Figura 6-5 muestra los corredores autorizados para la circulación de bitrenes y trenes, los cuales deben ajustarse a lo dispuesto en el decreto Nº303/020.

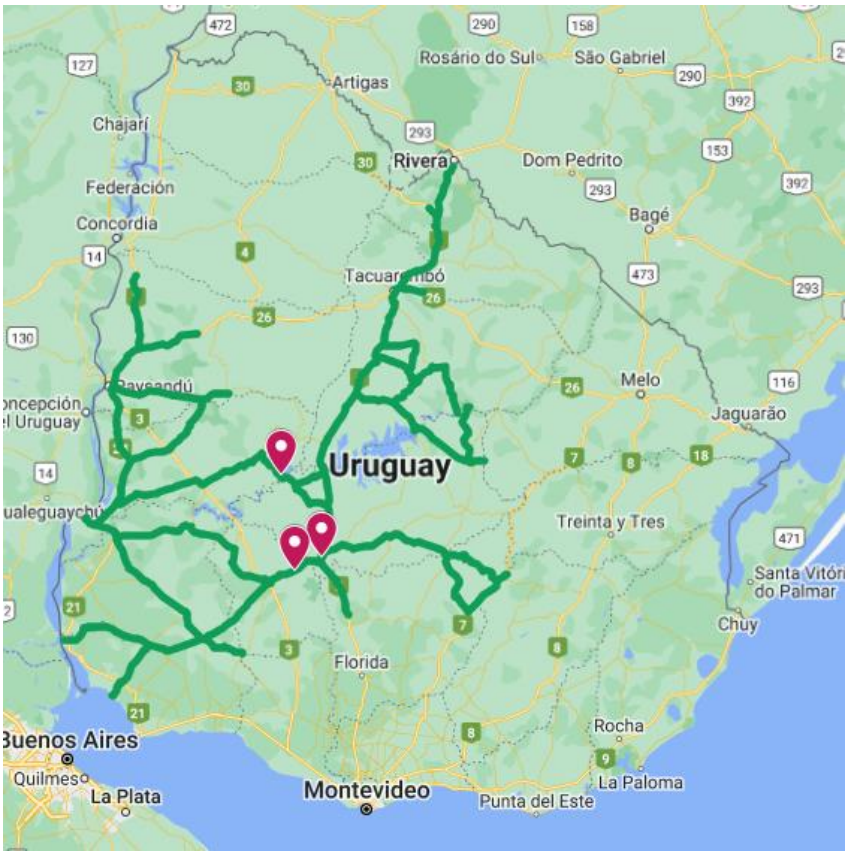


Figura 6-5: Corredores autorizados para circulación de Bitren-Tritren.

6.3 Red Ferroviaria

Para la caracterización de la red ferroviaria, se consideró la información pública disponible en la página web del MTOP. Además, se complementará con la información facilitada por el MTOP a lo largo de la consultoría.

En base al estado de la infraestructura existente en el país, y lo determinado por el MTOP en múltiples instancias, se han determinado las siguientes categorías para la Red Ferroviaria Nacional:

- Líneas Activas: Corresponden a líneas que se encuentran activas al día de hoy, y pueden ser utilizadas sin problemas. Está compuesta por la Línea del Ferrocarril Central y la Línea Rivera.
- Líneas Próximas a estar Activas: Corresponden a líneas que hoy en día no se encuentran activas, pero que podrían estarlo a corto plazo y, por lo tanto, es factible considerarlas para este estudio. Está compuesta por la Línea Litoral, Línea Minas.
- Líneas Inactivas: Corresponden a líneas que hoy en día no se encuentran activas, y que la inversión y plazos para reactivarlas son considerables.

La Tabla 6-1 muestra la información relevante de las líneas mencionadas.

Tabla 6-1: Información relevante de las líneas ferroviarias disponibles en el país.

	Ferrocarril Central	Rivera	Litoral	Minas
Trayecto	Paso de los Toros – Puerto de Montevideo	Rivera – Paso de los Toros	Estación Chamberlain – Estación Salto Grande	Estación Peñarol – Estación Minas
Extensión [km]	271	290	303	115
Frecuencia Total	15 + 15 Trenes de carga diaria	Información no disponible	Información no disponible	Información no disponible
Frecuencia Remanente	8 + 8 Trenes de carga diaria	Información no disponible	Información no disponible	Información no disponible
Troncha [mm]	1.435	1.435	1.435	1.435
Longitud Máxima de tren [m]	500	800	400	400
Peso de Trenes [ton/eje]	22,5	18	18	18
Velocidad Promedio [km/hr]	60	40	40	Información no disponible
Rieles	UIC 54 Soldados	UIC 50	UIC 50 y 54	UIC 50
Durmientes	Hormigón	Madera y Acero	Madera y Acero	Madera y Acero
Locomotora	Stadler Euro 4001 de 23,02 [m] de longitud			

6.4 Puertos y accesibilidad

6.4.1 Infraestructura portuaria existente

Uruguay cuenta con una serie de puertos, tanto fluviales como marítimos, que son de utilidad para el movimiento de distintos tipos de carga. Dentro de los principales puertos marítimos a estudiar en esta consultoría, se encuentran el Puerto de Montevideo y Nueva Palmira, mientras que, dentro de puertos Fluviales, podemos destacar los puertos de Fray Bentos y Paysandú.



Figura 6-6: Puertos de Uruguay.

A continuación, se explican con mayor profundidad las características de los principales puertos a considerar en este estudio:

- <u>Puerto de Montevideo:</u>

  Está ubicado sobre el Río de la Plata en la bahía de la ciudad de Montevideo, sus coordenadas geográficas corresponden a Latitud 34°55'S y Longitud 56°14', y es el principal puerto de trasbordo regional, formando parte del corredor bioceánico Atlántico-Pacífico y conectando con la hidrovía Paraguay-Paraná. Al ser un puerto multipropósito, su operativa incluye contenedores, graneles, pesca, cruceros, transporte de pasajeros, automóviles y carga en general. La Administración Nacional de Puertos (ANP) es la autoridad portuaria propietaria del puerto en su conjunto y responsable de su administración. Es un organismo descentralizado que se vincula con el Poder Ejecutivo a través del MTOP. Los servicios portuarios son prestados en su mayoría por empresas privadas en el régimen de concesiones o permisos para su explotación. Se presta servicios al pasaje, a la carga y al buque.

  En cuanto al dragado, la flota de dragado de ANP ha llevado a cabo la extensión del Canal de Acceso al Puerto de Montevideo hasta el km. 56.7, y su profundización hasta alcanzar la isobata de -13 [m] (próximamente -14 [m]). El puerto está diseñado de tal manera que, en los muelles administrados por ANP pueden atracar buques de hasta 350 [m] de eslora y de 12 [m] de calado, lo cual permite el atraque de buques tipo Panamax y Postpanamax, mientras que, en los muelles de la terminal privada, Terminal Cuenca del Plata (TCP), pueden atracar buques tipo Super Post Panamax. Dentro de las estructuras más relevantes dentro del puerto, podemos destacar el Muelle multipropósito denominado Muelle C, el viaducto y acceso norte, Terminal Cuenca de la Plata (TCP), Terminal Granelero Montevideo (TGM), la Terminal Pesquera Puerto Capurro, Terminal Portuaria de Celulosa Tebetur S.A y el Puerto Logístico Punta Sayago.



Figura 6-7: Ubicación de las estructuras principales del Puerto de Montevideo.

- Puerto de Nueva Palmira:

  Ubicado en el km cero de la Hidrovía Paraná – Paraguay, es el segundo puerto uruguayo en volumen de operación. Desde su creación es clave en la navegación de los ríos interiores de América del Sur por sus características fluvio-marítimas, y en la conexión con los corredores bioceánicos que entrelazan las costas atlántica y pacífica. Es el más apto para la carga y descarga de graneles sólidos, cebada, cereales, celulosa, fertilizante sólido y líquido, etc. Comprende en su conjunto el puerto administrado por la Administración Nacional de Puertos, la terminal y puerto privado de Corporación Navíos S.A., ubicado inmediatamente adyacentes aguas abajo, y la terminal de Ontur S.A., localizada al norte, ambos actuando bajo igual régimen de Zona Franca de Nueva Palmira. Dentro de la infraestructura más relevante, podemos destacar el Muelle Ultramar Norte y Sur, Muelle de Cabotaje y el Amarradero de Barcazas.



Figura 6-8: Ubicación de las estructuras principales del Puerto de Nueva Palmira.

- Puerto de Fray Bentos:

  Se encuentra ubicado en la ciudad del mismo nombre, sobre el margen izquierdo del río Uruguay, a 317 km de Montevideo. La distancia a Nueva Palmira es de 92 Km, y a unos 420 km navegables a Montevideo, vía Canal Martín García. Su excelente ubicación geográfica es favorecida aún más por la accesibilidad vial con la que cuenta. Tiene acceso carretero a través de la ruta 2 al sur del país, esta conecta a su vez con la ruta 24 y ésta con la 20 y la 25, espinas dorsales del movimiento maderero. Cuenta con acceso a 2 ramales ferroviarios, que transitan por las zonas de producción forestal y llegan hasta el extremo de ambos muelles (actualmente, la conexión ferroviaria se encuentra inactiva). El aeródromo dista 14 km del puerto. El puerto está próximo al puente internacional Fray Bentos - Puerto Unzué, que permite la conexión más corta de Montevideo con Buenos Aires y facilita la interconexión de cargas entre Uruguay y la zona agrícola e industrial del litoral argentino, hacia el oeste con Chile y hacia el este con Río Grande del Sur en Brasil. Las principales cargas de exportación son maderas en rolos, soja y citrus en pallets, mientras que los principales trasbordos son Oilgas y Nafta Super. Los buques acceden desde el canal de navegación de -6 [m] de profundidad. ANP ha dragado hasta -9 [m] de profundidad sus pasos Punta Caballos, Punta Amarilla, Barrizales y Márquez para los trasbordos en la costa de Punta de Arenales. Dentro de las estructuras más relevantes dentro del puerto, podemos destacar los Muelles de Ultramar y Cabotaje, la Terminal Granelera del Uruguay (TGU) y un área abierta de almacenaje de aproximadamente 2,5 [ha].



Figura 6-9: Ubicación de las estructuras principales del Puerto de Fray Bentos.

- Puerto de Paysandú:

  Ubicado en la ciudad de Paysandú, a orillas del río Uruguay y a unos 520 kilómetros navegables de Montevideo (vía Canal Martín Garcia), se posiciona como punto de salida de la producción nacional del norte del país, constituyéndose como el eje del cabotaje nacional en el Río Uruguay, permitiendo la conexión con la Hidrovía Paraguay-Paraná, y con el corredor Bioceánico Central. La terminal portuaria es apta para movilizar graneles como soja, malta, azúcar, cebada cruda, entre otras, y contenedores al contar con una explanada para tales efectos. Está en condiciones de recibir barcazas con conexión desde y hacia Nueva Palmira, Fray Bentos y a terminales portuarias ubicadas en el río Paraná y de ultramar. El puerto de Paysandú ofrece condiciones para operar las 24 hs., 365 días del año, con instalación eléctrica en ambos muelles y torres de iluminación. Desde el año 2010 cuenta con una explanada para la operativa de contenedores, la cual brinda condiciones óptimas para aportar al desarrollo de los sectores productivos y de servicios. Dentro de su infraestructura principal cuenta con un Muelle de Ultramar y un Muelle de Cabotaje.

6.4.2 Conectividad marítima y fluvial

La navegabilidad de buques marítimos a través del Río de la Plata (zona media e interior) y Río Uruguay es posible debido a un sistema de canales dragados de aproximadamente 250 [km] de longitud y 90 [m] de anchura, como se observa en la Figura 6-10. El canal de acceso al puerto de Montevideo cuenta con un calado admisible de 13m, mientras que los canales por el Rio de la Plata Intermedio e Interior y Río Uruguay hasta Nueva Palmira cuentan con un calado admisible de 10 [m], lo que permitiría un fácil acceso a buques cisterna pequeños y medianos (parcialmente cargados) de hasta 20.000 o 30.000 [ton] aproximadamente.

Desde Nueva Palmira hasta Fray Bentos, el río Uruguay permite un calado máximo de 7,6 [m], lo cual reduce el tamaño de embarcación admisible y/o el nivel de carga. Finalmente, el tramo hasta Paysandú permite un calado de 5,2 [m]. Por lo tanto, las condiciones actuales del Rio Uruguay aguas arriba de Nueva Palmira no hacen factible el ingreso de buques marítimos tipo Tanker, dando posibilidad solo a la utilización de barcazas y/o tankers pequeños de bajo calado en esos tramos. Sin embargo, esta es la situación en base al dragado actual que existe en esta ruta hidroviaria, futuros trabajos de aumento en la profundidad de dragado podrían permitir el ingreso de embarcaciones mayores.

Por otro lado, debido a las condiciones estuarinas del Río de la Plata y para garantizar la seguridad en la navegación, se recomienda que la navegación de barcazas fluviales provenientes o hacia el Río Uruguay o la hidrovía Paraná-Paraguay se limite hasta la zona de Montes del Plata (limite blanco en la figura).

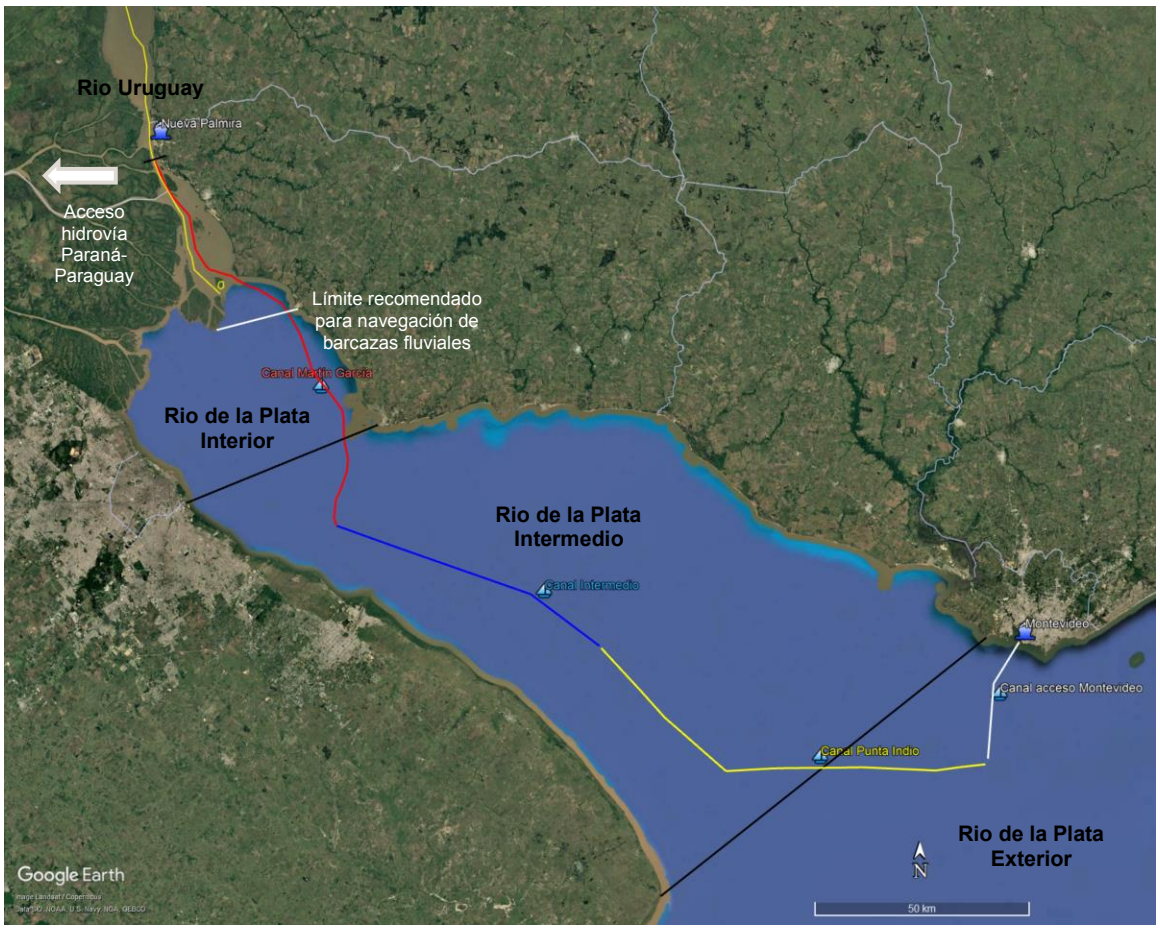


Figura 6-10: Canales de accesos y conectividad fluviomarítima

6.5 ANCAP

La Administración Nacional de Combustibles, Alcohol y Portland cuenta con una serie de plantas, terminales y activos, con potencial uso para el desarrollo de la industria del hidrogeno verde en Uruguay. Estos son mostrados de manera general y ubicados espacialmente en el mapa en la Figura 6-11, y son descritos a continuación:

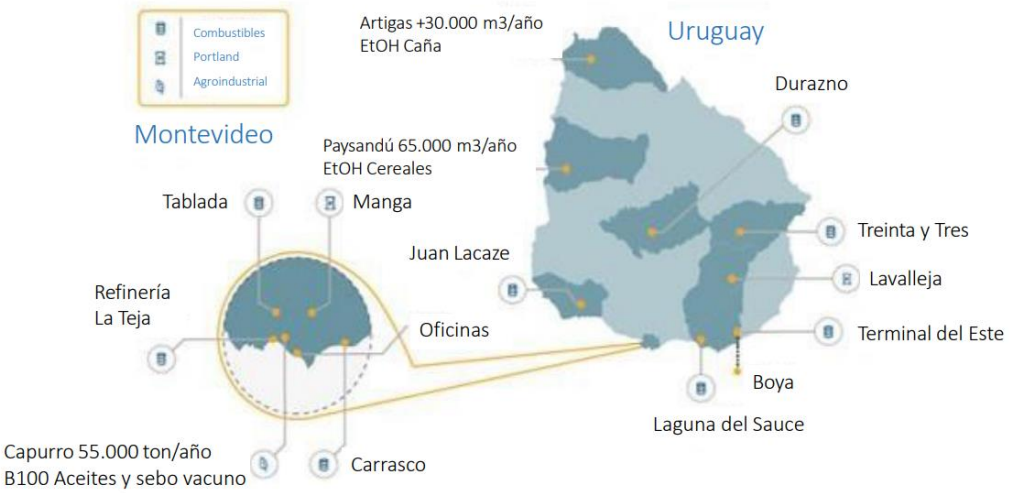


Figura 6-11: Plantas y Terminales administrados por ANCAP.

- Flota de Transporte: ANCAP cuenta con activos para el transporte terrestre, ferroviario y fluvial. Para el transporte Terrestre, cuenta con 30 cisternas ANCAP, más aproximadamente 250 cisternas fuera de ANCAP en distribución. Para el transporte ferroviario cuenta con convoy de 22 vagones de 51 [m³] más 50 vagones de 30 [m³]. Para el transporte fluvial, cuenta con convoy de 2 barcazas empujadas por remolcador de 4.000 [m³] total, más 2 embarcaciones de apoyo en Punta del Este.
- Terminal José Ignacio: Se ubica en la costa atlántica, a 170 [km] de Montevideo, y a 30 [km] al noreste de Punta del Este. Cuenta con conexión por ductos a boya (3,5 [km]) y a la Refinería La Teja (180 [km]). Tiene una capacidad de almacenaje de 3,2 millones de barriles en 8 tanques de 64.000 [m³], y una capacidad de bombeo a refinería de 500 [m³/h].
- Refinería La Teja: Ubicada en Río de la Plata, cuenta con un Puerto de calado 7,0 [m] y eslora de 200 [m]. Es utilizado para la recepción y despacho de productos limpios y sucios (líneas calefaccionadas). Cuenta con un parque de tanques calefaccionados, y sus servicios incluyen el manejo de gas natural. Su capacidad de almacenaje total instalada supera los 350.000 [m³], y está conectado con cargadero de camiones y vagones, con la Planta ALUR vía ducto y con la Planta Tablada vía poliducto.
- Planta de Distribución Tablada: Se ubica a 7 [km] al noroeste de la Refinería La Teja. Sus principales operaciones son el despacho de gasóleo, gasolina y GLP. El sitio ocupa una superficie construida de 25 [ha], y una superficie total incluyendo la distribución de GLP de 45 [ha]. Cuenta con 2 ductos de 8'' y 8,2 [km] que conectan con Refinería La Teja (1 tubería de combustible más 1 tubería de GLP) y un oleoducto de 12'' y 7,8 [km], que de igual manera conecta con la Refinería. Para el despacho, cuenta con 38 brazos de carga con un caudal máximo de 1.000 [l/min] y 4 brazos de carga para despacho de GLP con un caudal máximo de 600 [l/min]. El despacho promedio es de 300 camiones por día.

- Planta de Distribución Paysandú: Ubicada en el Río Uruguay en la ciudad de Paysandú, la planta es utilizada para la recepción y despacho de productos limpios. Cuenta con un muelle de 4 [m] de calado. Tiene acceso a gas natural, y conexión con cargadero de camiones. Además, cuenta con acceso cercano a centros de acopio graneleros. El área total disponible es de 29 [ha], y tiene una capacidad de almacenaje total instalada de 33.000 [m³]. Conecta a la Planta ALUR ETOH a través de un ducto. Actualmente se encuentra en obra la construcción de una nueva terminal para transferencia de combustibles, la cual consiste en un muelle sin conexión a tierra aguas arriba del Puente Internacional. Además, se construirán 2 nuevos poliductos hasta la planta, que entrara en operación el 2025. Adicionalmente, existe la posibilidad de rehabilitar la conexión ferroviaria hasta esta planta (línea litoral).
- Planta de Distribución Juan Lacaze: Ubicada en el Río de la Plata en la ciudad de Juan Lacaze, la planta es utilizada para la recepción y despacho de productos limpios. Cuenta con un muelle de 4,2 [m] de calado y eslora de 120 [m]. Tiene acceso cercano a gas natural, y conexión con cargadero de camiones. El área total disponible es de 12 [ha], y tiene una capacidad de almacenaje total instalada de 10.000 [m³]. Es sus cercanías existen zonas con parques eólicos recientemente instalados (Tarariras).
- Planta de Distribución Durazno: Ubicada en la ciudad de Durazno, cuenta con una capacidad de almacenaje de 5.000 [m³] y una capacidad de despacho de 800 [m³/d]. El área total de la planta alcanza las 5,6 [ha], y la frecuencia de convoy es de 3 veces por semana (19 vagones de 51 [m³]).
- Planta de Distribución Treinta y Tres: Ubicada en la ciudad de Treinta y Tres, cuenta con una capacidad de almacenaje de 5.300 [m³] y una capacidad de despacho de 500 [m³/d]. El área total de la planta alcanza las 8 [ha], y la frecuencia de convoy es de 3 veces por semana (36 vagones de 30 [m³]).
- Plantas ANCAP ALUR: La empresa agroindustrial sustentable ALUR (Alcoholes del Uruguay S.A), integrante del grupo ANCAP[9], se encarga de la refinación de azúcar, la destilación de alcoholes y la producción de biocombustibles (biodiesel y bioetanol), alimento animal, generación de energía eléctrica y otros compuestos químicos. ALUR procesa diferentes materias primas, desde cultivos como cereales, oleaginosos y caña de azúcar, hasta aceite reciclado y grasa animal, obteniendo diversos productos como biodiesel, bioetanol, harinas proteicas (alimento animal), energía eléctrica, glicerina y azúcar. Sus complejos industriales son el Complejo Agroenergético – Bella Unión, Planta Bioetanol – Paysandú y la Planta 2 Biodiesel – Capurro, Montevideo.

[9] ALUR pertenece en un 90,79% al grupo ANCAP, mientras que el 9,21% restante responde a Petróleos de Venezuela (PDVSA).

7 Línea Base

7.1 Definición preliminar de escenarios de producción

Siguiendo lo estipulado en la Hoja de Ruta del Hidrógeno Verde en Uruguay, se estudiará la producción y exportación de los siguientes productos: Metanol, Jetfuel y Urea. Para ello, se considerarán los siguientes escenarios de producción:

- Escenario A: Producción total de 3 millones de toneladas por año, de las cuales 2 millones de toneladas por año corresponden a la exportación de Metanol, 500 mil toneladas por año a la exportación de Jetfuel y 500 mil toneladas por año a la exportación de Urea.
- Escenario B: Producción total de 7 millones de toneladas por año, se las cuales 5,5 millones de toneladas por año corresponden a la exportación de Metanol, 0,5 millones de toneladas por año a la exportación de Jetfuel y 1 millón de toneladas por año a la exportación de Urea.

7.2 Base de Datos Geoespaciales

Se creó una base de datos espaciales con el objetivo de gestionar y analizar de manera eficiente la información que conforma la línea de base del proyecto. Para confeccionar la base de datos se utilizaron diferentes fuentes de información, incluyendo datos abiertos de acceso público y datos proporcionados por distintos ministerios.

A partir de esta información se busca identificar las ubicaciones óptimas para la instalación de plantas de producción de hidrógeno verde, considerando factores como la disponibilidad de recursos renovables (solar, eólica), la proximidad a fuentes de agua, y las infraestructuras existentes. Además, ayudan a evaluar el impacto ambiental y socioeconómico de los proyectos, asegurando que se desarrollen de manera sostenible y eficiente. Con esta información, los responsables del proyecto pueden tomar decisiones informadas y estratégicas, optimizando la producción y distribución del hidrógeno verde.

7.2.1 Metodología

En una primera etapa se realizó la recopilación de la información de línea de base disponible. Se utilizaron diferentes fuentes de acceso público, tales como la Infraestructura de Datos Espaciales (IDE) de Uruguay y datos abiertos en diferentes formatos a los que se puede acceder a través de los sitios web de diferentes ministerios. En la Tabla 7-1 se muestran los datos recopilados para la línea de base.

Tabla 7-1. Información espacial incorporada en la base de datos para la línea base del proyecto.

Fuente	Información espacial
Infraestructura de datos espaciales de Uruguay (IDE UY)	Áreas urbanas
Ministerio de Transporte y Obras Públicas (MTOP)	Puertos
	Caminería nacional
	Vías férreas
Ministerio de Ambiente	Departamentos

Fuente	Información espacial
	Cursos de agua permanente
	Espejos de agua
	Cuencas Nivel 1 y 2
	Áreas acuáticas prioritarias
	Áreas potenciales protegidas (DINARA)
	Áreas RAMSAR
	Áreas del SNAP
	Ecosistemas amenazados
	Ecosistemas en sitios priorizados
	Áreas importantes para la conservación de las aves
	Áreas de Interés Histórico-Cultural
	Uso del suelo
Ministerio de Industria, Energía y Minería	Carta hidrogeológica
Global Solar Atlas	Mapa solar
Global Wind Atlas	Mapa eólico
Sistema Nacional de Emergencias	Índice de Riesgo por Eventos Extremos (IREE)

Los datos provenientes de las diferentes fuentes fueron acondicionados e incorporados en una base de datos espacial creada utilizando el software ArcGIS. Adicionalmente, se diseñó un mapa web interactivo que permite la visualización de la información geoespacial desde cualquier lugar y en cualquier momento. Esto promueve la colaboración entre los miembros del equipo de proyecto, permitiendo que ingenieros, planificadores, y tomadores de decisiones trabajen con la misma información actualizada, sin importar su ubicación geográfica.

La Figura 7-1 muestra el mapa web interactivo desarrollado en esta consultoría. En la esquina superior izquierda de su interfaz se encuentra el panel de herramientas que permite interactuar con la información del mapa. A la derecha se encuentra el panel de capas desde donde se puede seleccionar la información que se desea visualizar. Los usuarios pueden explorar diferentes capas de información, realizar zoom en áreas específicas, y activar o desactivar capas a través del panel ubicado a la derecha para obtener una comprensión más clara de los datos. El mapa cuenta con un panel de herramientas ubicado en la esquina superior izquierda, que permiten cambiar el mapa base, definir marcadores (*bookmarks*) para acceder rápidamente a zonas de interés, medir distancias y áreas, seleccionar datos para desplegar información adicional asociada a los mismos y realizar filtros, entre otras opciones. En las Figura 7-2 y Figura 7-3 se presentan ejemplos de uso de las herramientas disponibles en el mapa web.

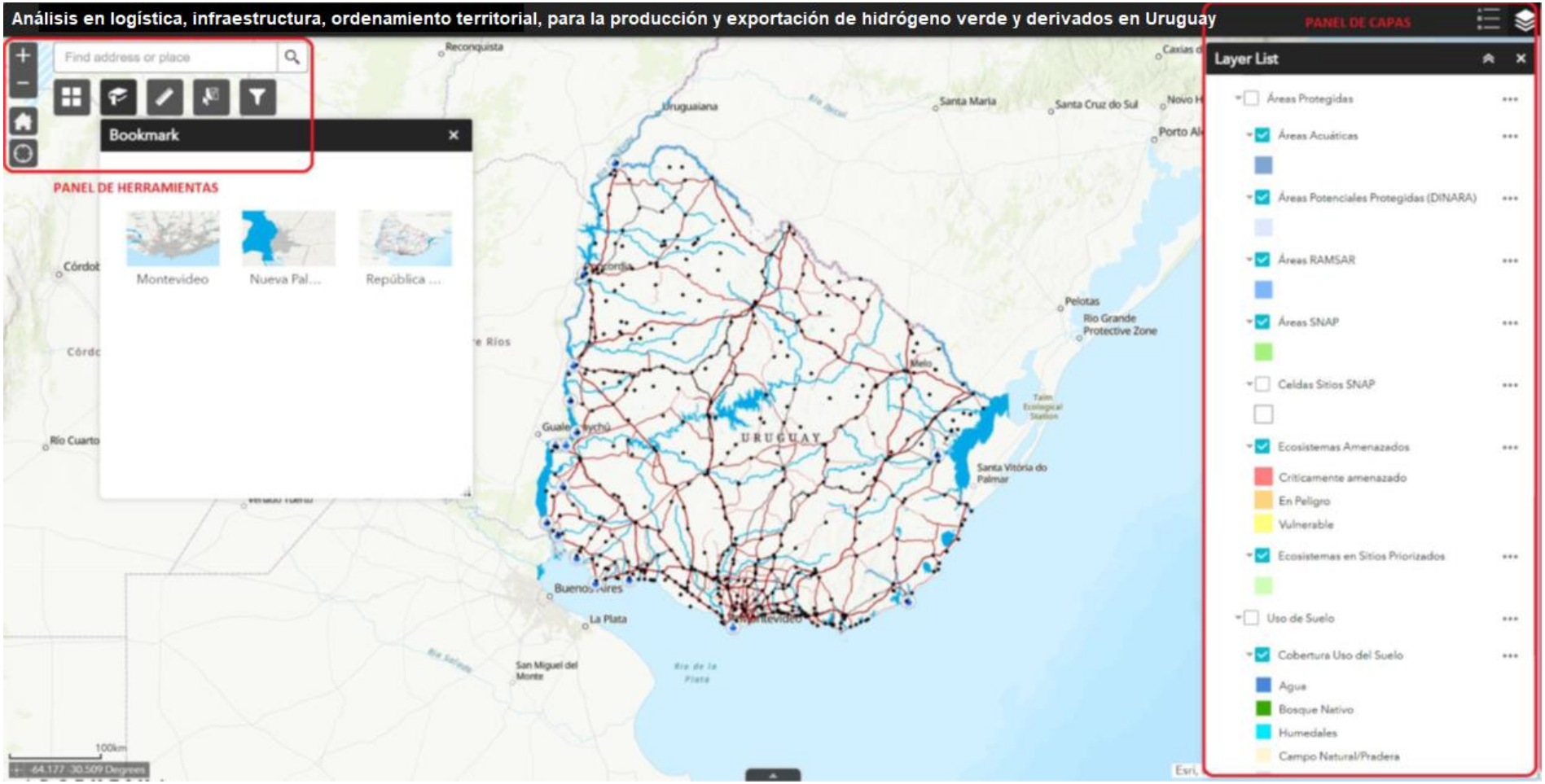


Figura 7-1: Mapa web interactivo desarrollado para la visualización de la información espacial incorporada en la base de datos de línea de base.

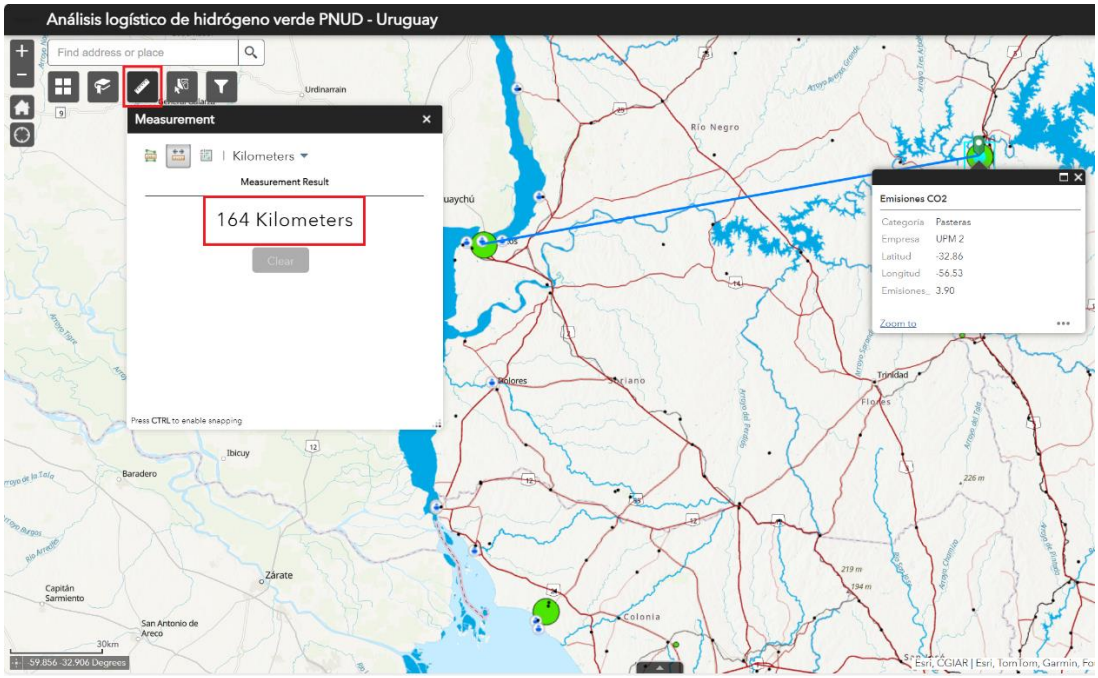


Figura 7-2: Herramienta de medición utilizada para determinar la distancia entre dos puntos y la herramienta se selección utilizada para desplegar información adicional relacionada con un dato en particular.

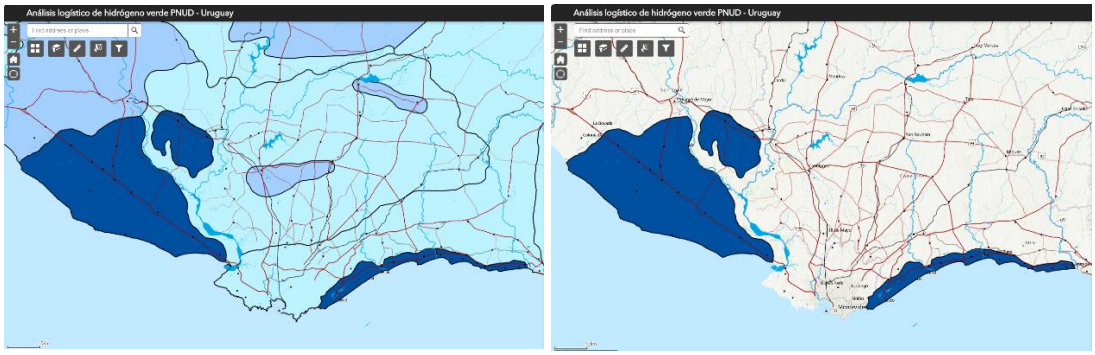
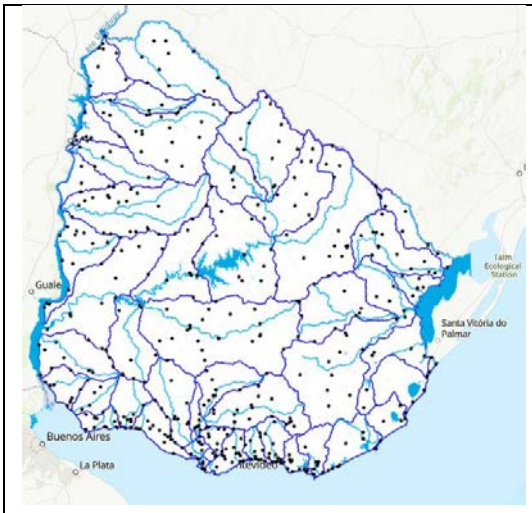
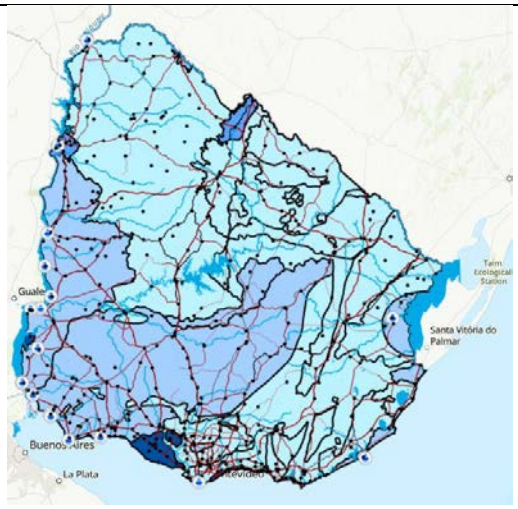


Figura 7-3: Herramienta de filtro utilizada sobre la capa de acuíferos. A la izquierda, se observa la capa sin filtrar y a la derecha, se aplicó un filtro para visualizar únicamente los acuíferos con productividad alta.

A continuación, se muestra la visualización de diferentes capas de información espacial disponibles en el mapa web que pueden ser consultadas por los usuarios durante el análisis realizado para el proyecto.



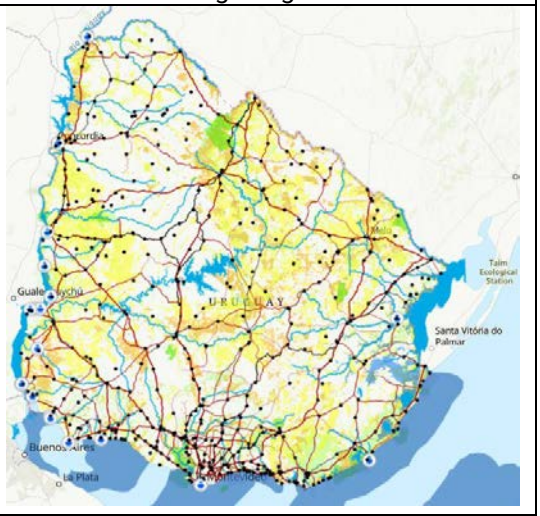
Cuencas hidrográficas Nivel 2



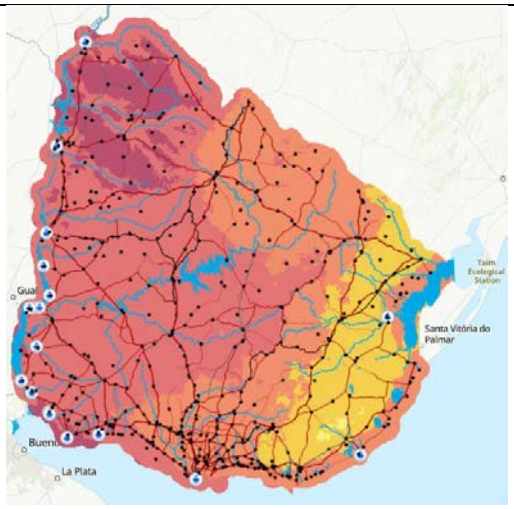
Carta hidrogeológica Nacional



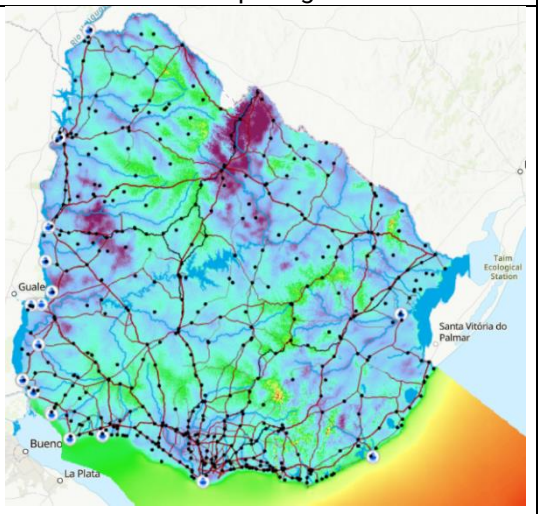
Cobertura de uso de suelos



Áreas protegidas



Mapa solar



Mapa eólico

Figura 7-4: Visualización de capas disponibles de información espacial.

Los mapas web son altamente personalizables para adaptarse a las necesidades el proyecto y constituyen una herramienta poderosa para la comunicación de datos complejos de manera sencilla y visual. Pueden ser utilizados para presentar resultados y propuestas a *stakeholders* no técnicos, facilitando la comprensión y el apoyo a las decisiones tomadas. La capacidad de interactuar con el mapa también permite responder a preguntas y explorar diferentes escenarios en tiempo real durante presentaciones y reuniones.

En conclusión, el mapa web interactivo permite la visualización de la información espacial incorporada en la base de datos de la línea de base y ofrece un conjunto de herramientas y funcionalidades que apoyan la toma de decisiones informadas y estratégicas en proyectos de hidrógeno verde. Su capacidad para integrar y visualizar datos de manera interactiva y actualizada facilita la colaboración, el análisis detallado, y la comunicación efectiva entre todos los *stakeholders* involucrados.

7.3 Demanda de materias primas

En base a los escenarios de producción considerados por el MIEM, se definió de manera preliminar qué significan esos niveles de exportación en términos de producción de hidrógeno, captura de CO_2, generación de energías renovables y consumo de agua. La Figura 7-5 y la Figura 7-6 muestran el flujo de materias primas a lo largo de los diversos procesos, para los escenarios A y B, mientras que la Tabla 7-2 y la Tabla 7-3 muestran las cantidades de CO_2, Hidrógeno, Agua y Energía necesarias para el cumplimiento de los escenarios establecidos. Mayores detalles respecto a los factores considerados para la estimación de materias primas son entregados en el ***Anexo 1***.

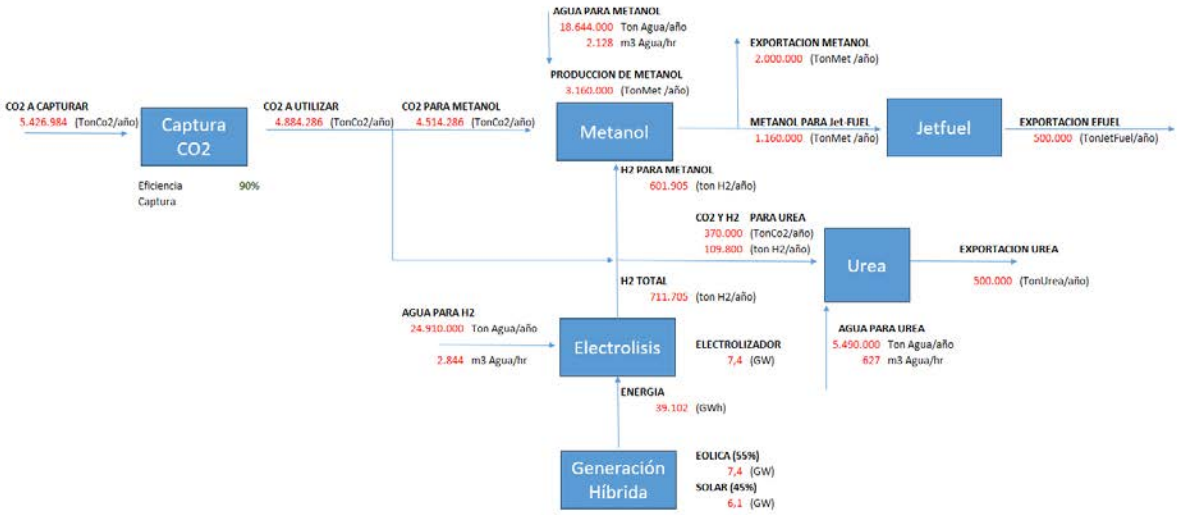


Figura 7-5: Diagrama de consumo estimado de materias primas para el escenario A.

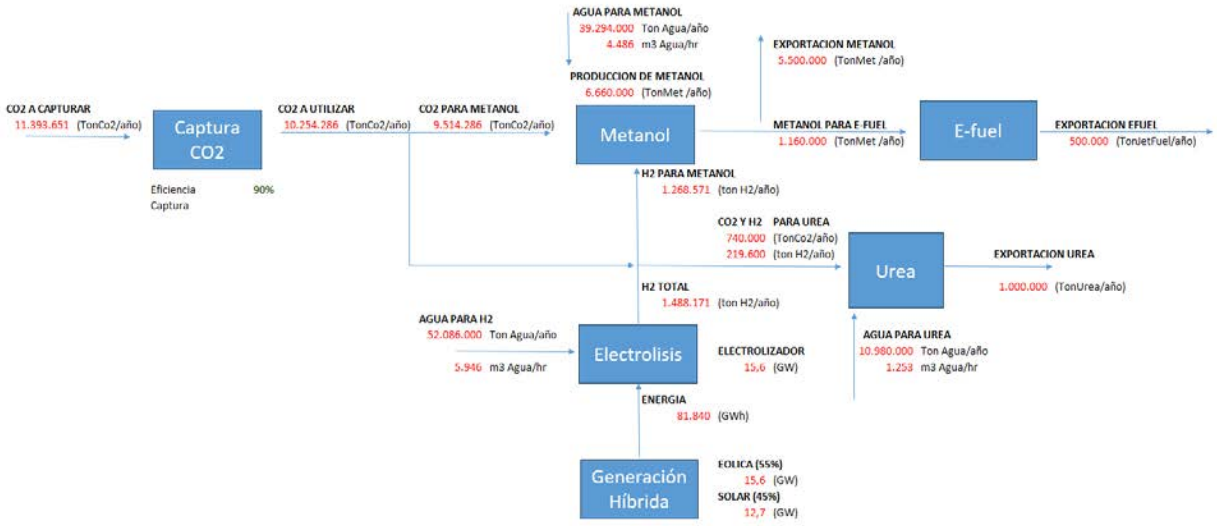


Figura 7-6: Diagrama de consumo estimado de materias primas para el escenario B.

Tabla 7-2: Estimación de materias primas necesarias para ambos escenarios de exportación.

Materia Prima	Escenario A [tpa]	Escenario B [tpa]
CO_2	5.426.983	11.393.651
Hidrógeno	711.705	1.488.171
Agua[10]	49.044.000	102.360.000

Tabla 7-3: Demanda y generación energética.

Potencia	Escenario A	Escenario B
Potencia solar [GW]	6,1	12,7
Potencia eólica [GW]	7,4	15,6
Potencia total renovable [GW]	13,5	28,3
Potencia electrolizadores [GW]	7,4	15,6

7.4 Corredores logísticos existentes

En base a la infraestructura existente, se observan 2 principales corredores logísticos con potencial para el transporte de las materias primas y productos estudiados durante esta consultoría, los cuales son explicados a continuación:

[10] Valor de consumo referencial, no considera la reutilización del recurso entre procesos. Más detalles en Anexo1.

- Eje Hidroviario Litoral Oeste: Compuesto principalmente por la hidrovía del río Uruguay, que conecta los puertos Salto, Paysandú, Fray Bentos, Nueva Palmira y Punta Pereira. Además, está conectada con 2 de las 3 principales fuentes de CO_2, UPM 1 y Montes de Plata.

- Eje Ferroviario Central más Línea Litoral: Conformado por la línea del ferrocarril central que conecta UPM 2 con el puerto de Montevideo y la línea Rivera hacia el norte. Además, tiene conexión con el corredor hidroviario, a través de la línea ferroviaria litoral, que da acceso al Puerto Paysandú.

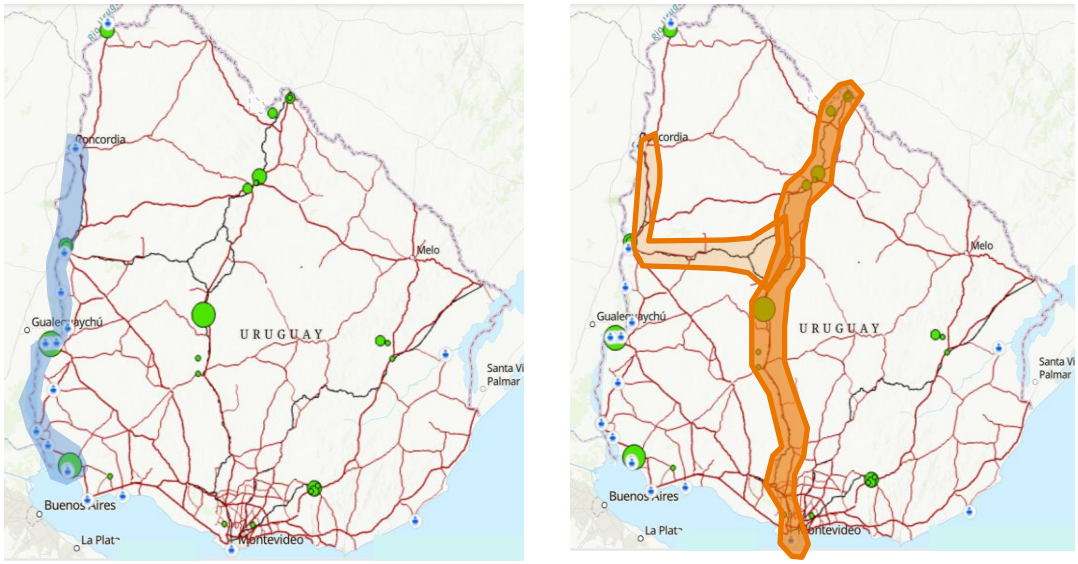


Figura 7-7: Eje hidroviario litoral oeste (izquierda); Eje ferroviario central + Línea litoral (derecha).

8 Análisis de Ubicaciones

8.1 Zonas de Generación

Luego de analizar el recurso renovable en el territorio se definen 6 potenciales zonas para la generación de energía eólica y solar. Aunque se buscan zonas con buen recurso energético, también es conveniente que sean zonas favorables desde el punto de vista logístico, además de otras características como riesgos ambientales, disponibilidad de recurso hídrico, etc. Por ello, no solo se incluyen las zonas con mayor potencial de generación sino también se consideran otras zonas con otras ventajas, abarcando un amplio porcentaje del territorio.

Con esta delimitación se pretende caracterizar las zonas para una posterior comparativa y clasificación de áreas más favorables según criterios de selección a definir en etapas y productos posteriores.

Las zonas seleccionadas son las siguientes:

- Zona 1: Norte – Límites de Tacuarembó, Salto y Paysandú.
- Zona 2: Suroeste – Colonia, Soriano, Flores, San José.
- Zona 3: Litoral – Rio Negro, Soriano, Paysandú.
- Zona 4: Noreste – Rivera, Tacuarembó.
- Zona 5: Sureste – Cerro Largo, Lavalleja, Florida.
- Zona 6: Centro – Durazno, Tacuarembó.

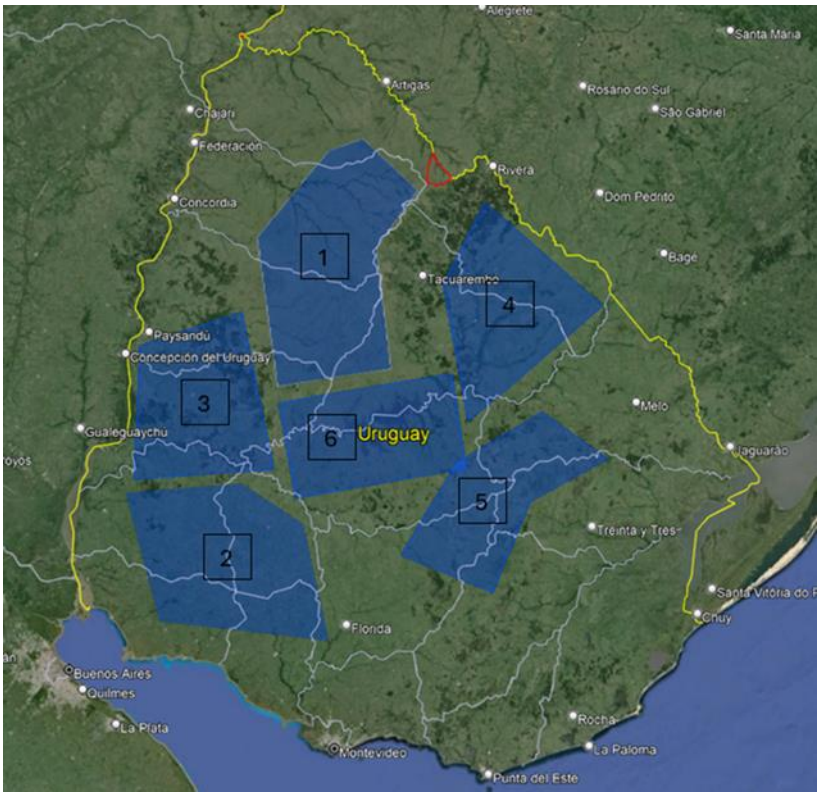


Figura 8-1: Potenciales zonas seleccionadas.

Las zonas seleccionadas reúnen características que las diferencias entre sí y caracterizan regiones de interés para gran parte del territorio.

Debido a las grandes potencias necesarias para las producciones objetivos de H_2, se requieren grandes extensiones de superficie para la ubicación de los parques. Las zonas planteadas tienen áreas que superan con holgura las superficies requeridas para la generación objetivo, de manera de prever flexibilidad a la hora de ubicar y desarrollar proyectos puntuales de renovables dentro de estas zonas delimitadas.

8.1.1 Potencial de generación eólico

En la Figura 8-2 se pueden observar las zonas planteadas sobre puestas con el mapa del recurso eólico. En los mapas también se indican en verde las fuentes de CO_2 con distintos tamaños asociados a las cantidades.

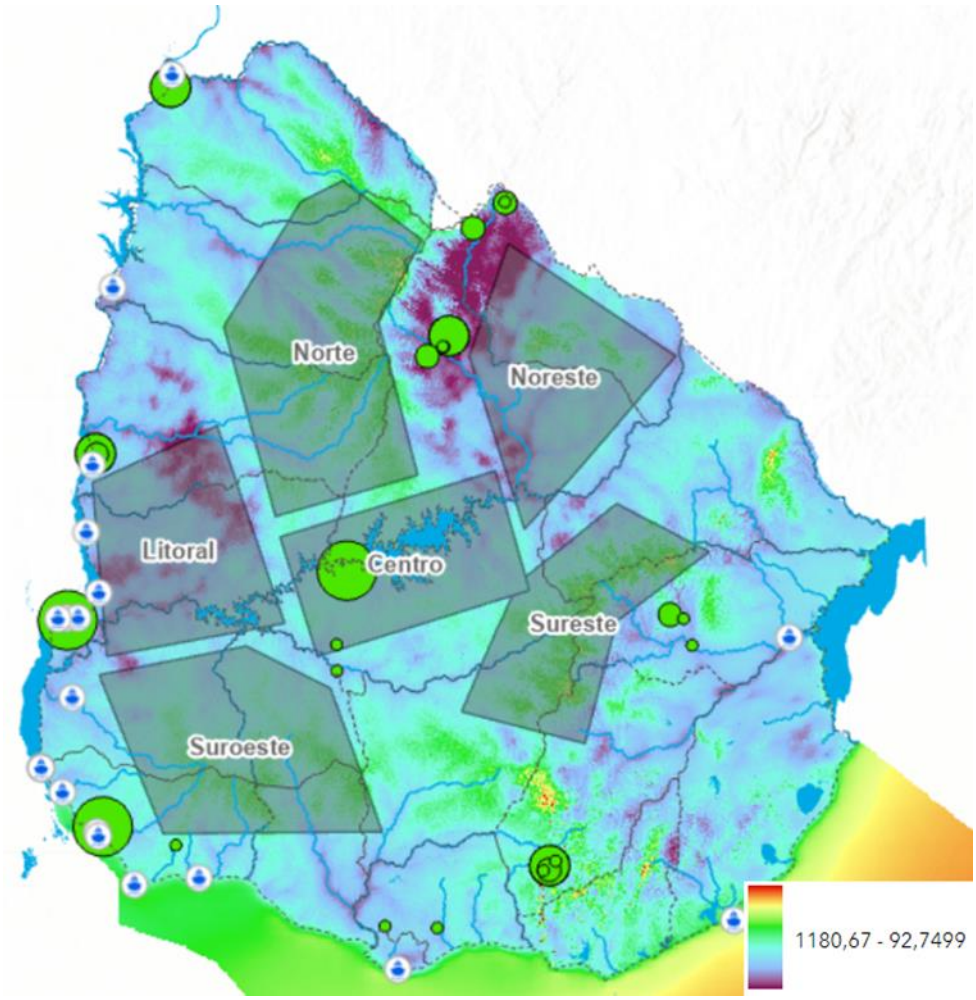


Figura 8-2: Potencial Eólico en [W/m2] a 100 [m] de altura.

Utilizando los datos de Global Wind Altras se calcula la densidad de potencia media y la velocidad de viento media promedio de la zona, caracterizando el recurso en cada lugar. Además, se agregan los valores promedio para todo el territorio como referencia.

Como es de esperar, se observan variaciones considerables, mostrando alta potencia en las zonas 1, 2 y 5, disponibilidad media en el centro y baja en las zonas 3 y 4. Estos resultados se muestras en la siguiente tabla:

Tabla 8-1: Datos de viento en zonas seleccionadas.

Viento a 100m de altura	1 - Norte	2 - Suroeste	3 - Litoral	4 - Noreste	5 - Sureste	6 - Centro	Promedio Uruguay
Densidad de potencia media (W/m2)	412	401	299	311	418	363	354
Velocidad de viento media (m/s)	7.73	7.56	6.76	7.00	7.69	7.41	7.25

Para realizar un comparativa entre estos datos y su variación se calcula la diferencia respecto al promedio del país y se expresa en forma porcentual. La Tabla 8-2 muestra las considerables variaciones que se puede tener en el recurso eólico dentro del territorio incluso considerando grandes superficies en las cuales se promedian valores reduciendo los extremos. Se observan variaciones de hasta 34% en la densidad de potencia y de 14% en la velocidad del viento entre las mejores y peores zonas consideradas. Esto repercute directamente en la generación eléctrica de los parques y su desempeño, exigiendo inversiones más elevadas en tanto el recurso es menor.

Tabla 8-2: Potencial eólico en las zonas seleccionadas respecto al promedio de Uruguay.

Viento a 100m de altura	1 - Norte	2 - Suroeste	3 - Litoral	4 - Noreste	5 - Sureste	6 - Centro
Variación de la densidad de potencia respecto al promedio (%)	16%	13%	-16%	-12%	18%	3%
Variación de la velocidad de viento respecto al promedio (%)	7%	4%	-7%	-3%	6%	2%

8.1.2 Potencial de generación solar

Para la generación solar se realiza un análisis análogo al mostrado para el potencial eólico, determinando el potencial de cada una de las 6 áreas seleccionadas.

Para la comparación se utiliza un indicador de generación fotovoltaica por día en kWh por kWp, lo que expresa la energía generada en un día según la potencia instalada. Estos datos son obtenidos de la fuente de datos solares utilizados para el análisis (Solar World Atlas) la cual asume paneles fijos en la inclinación óptima para cada sitio.

El mapa solar con estos valores es presentado en la Figura 8-3 en conjunto con las zonas seleccionadas delimitadas

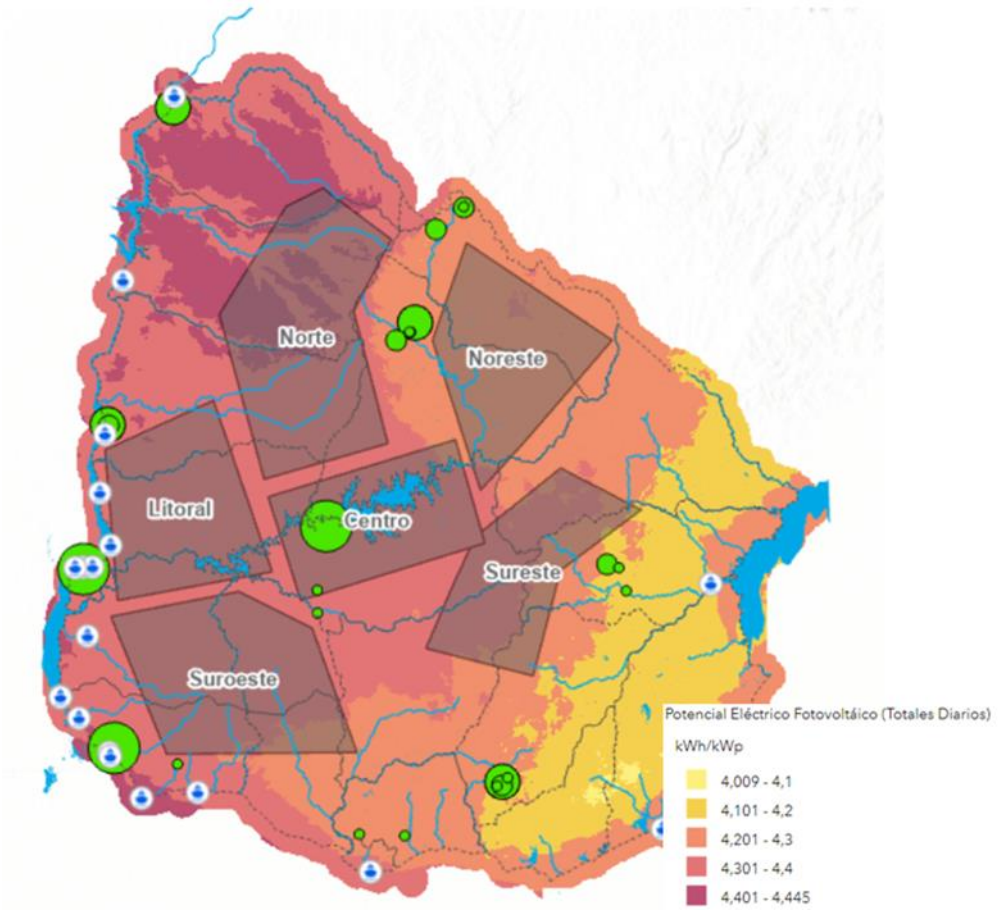


Figura 8-3: Potencial de generación PV (kWh/kWp por día).

A partir del mapa solar se calcula el promedio de la generación fotovoltaica en las distintas zonas. A su vez, siendo que las zonas son muy extensas y la superficie requerida para los parques solares es considerablemente menor, se calcula también la generación fotovoltaica para el 10% del área más favorable dentro de cada zona. Esto es equivalente a seleccionar los espacios con mejor potencial para emplazar las granjas solares. En la Tabla 8-3 se muestran estos resultados junto con los valores de estas variables a nivel de todo el territorio.

Tabla 8-3: Generación PV promedio para cada zona.

	1 - Norte	2 - Suroeste	3 - Litoral	4 - Noreste	5 - Sureste	6 - Centro	Uruguay
Generación PV dia (kWh/kWp)	4.37	4.33	4.36	4.24	4.27	4.32	4.28
Generación PV dia (kWh/kWp) 10% más favorable	4.39	4.38	4.38	4.26	4.32	4.35	4.38

Como se detalló anteriormente, la variación del recurso solar a lo largo del territorio es poco pronunciada, en particular si se compara con el recurso eólico.

En la Tabla 8-4 se muestran los resultados de comparar el recurso solar en cada zona con el recurso promedio en el territorio.

Tabla 8-4: Generación PV promedio respecto al promedio en Uruguay.

	1 - Norte	2 - Suroeste	3 - Litoral	4 - Noreste	5 - Sureste	6 - Centro
Generación PV dia (kWh/kWp)	2.1%	1.2%	1.9%	-0.9%	-0.2%	0.9%
Generación PV dia (kWh/kWp) 10% más favorable	0.2%	0.0%	0.0%	-2.7%	-1.4%	-0.7%

Para la generación promedio se observa que 3 zonas, norte, suroeste y litoral, están por encima del promedio del país mientras que los 3 restantes están por debajo. Si la comparación se realiza sobre el 10% de las áreas más favorables, solo el norte presenta valores más favorables.

Estas variaciones no son muy acentuadas, pero pueden llegar a variar cerca de un 3.0%. Esto indica que es necesario aumentar la potencia instalada para generar la misma energía en zonas de peor potencial, incidiendo directamente en la inversión asociada a la generación fotovoltaica.

8.1.3 Resumen de potenciales zonas de generación renovable

A partir de lo analizado anteriormente, se resume el potencial solar y eólico de cada zona en relación con el resto del país. Esto se muestra en la siguiente tabla pudiéndose reconocer directamente las zonas más favorables para la generación.

Queda evidenciado que las variaciones en el potencial de generación solar para distintas zonas son mucho menores en comparación a la variación eólica, la cual puede llegar a variar un 34%, mientras que el potencial de generación fotovoltaico varía un máximo de 3,0%.

Se podría establecer un ranking en términos de generación renovable, teniendo a las zona norte, suroeste y sureste como las mejor valoradas. La zona centro como intermedia y por última las zonas litoral y noreste con las condiciones más desfavorables.

Tabla 8-5: Generación renovable respecto al promedio en Uruguay.

	1 - Norte	2 - Suroeste	3 - Litoral	4 - Noreste	5 - Sureste	6 - Centro
SOLAR - Desviación de la generación PV - 10% más favorable	0,2%	0,0%	0,0%	-2,7%	-1,4%	-0,7%
EÓLICO - Desviación de la densidad de potencia media eólica	16%	13%	-16%	-12%	18%	3%

8.1.4 Análisis territorial

Las áreas de generación abarcan grandes extensiones del territorio, por lo que además del potencial de generación, se llevó a cabo un análisis territorial a alto nivel para estimar qué superficie dentro de cada una de las áreas estudiadas corresponde a zonas de interés social y ambiental tales como:

- Áreas del Sistema Nacional de Áreas Protegidas (SNAP).
- Áreas de importancia para las aves (Programa IBAs).

- Áreas de interés histórico-cultural.
- Ecosistemas amenazados.
- Humedales y bosques nativos.
- Densidad poblacional.
- Índice de Riesgo ante eventos extremos (IREE)

Los resultados de este análisis territorial se presentan a continuación.

Tabla 8-6. Estimación del porcentaje de superficie ocupada por celdas y áreas SNAP para cada una de las áreas de generación analizadas.

Áreas de Generación	Celdas SNAP		Áreas SNAP	
	Ha	%	Ha	%
Centro	98.221	10,6	-	-
Litoral	474.260	47,7	10.934	1,1
Noreste	172.454	17,2	-	-
Norte	253.707	17,0	1.738	0,1
Sureste	190.687	21,6	3.719	0,4
Suroeste	249.609	20,2	4.094	0,3



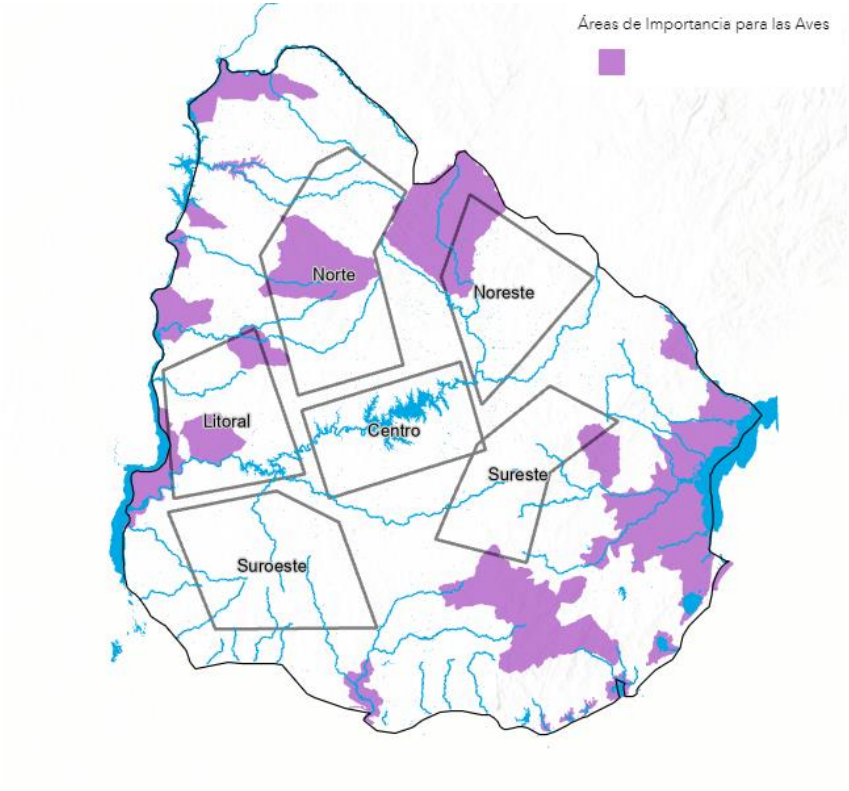
En rojo se indican aquellas áreas que ocupan un porcentaje significativo de la superficie total de las áreas de generación.

Tabla 8-7. Estimación del porcentaje de superficie ocupada por celdas SNAP según estrategia (clase) para cada una de las áreas de generación analizadas

Área de Generación	Celdas SNAP según estrategia									
	Clase 1: Línea de base		Clase 2: Prioridad de ingreso 2015 – 2020.		Clase 3: Prioridad de ingreso 2015 – 2020 condicionada		Clase 4: Requerimiento de información adicional		Clase 5: Articulación con otras estrategias de conservación	
	Ha	%	Ha	%	Ha	%	Ha	%	Ha	%
Centro	-	-	-	-	-	-	33.928	3,7	64.293	7,0
Litoral	76.818	7,7	-	-	21.847	2,2	-	-	375.595	37,8
Noreste	-	-	-	-	-	-	57.975	5,8	114.479	11,4
Norte	6.614	0,4	-	-	-	-	59.899	4,0	187.194	12,6
Sureste	64.358	7,3	-	-	-	-	16.443	1,9	109.886	12,5
Suroeste	49.695	4,0	-	-	10.266	0,8	65.978	5,3	123.670	10,0

Tabla 8-8. Estimación del porcentaje de superficie ocupada por áreas de importancia para las aves para cada una de las áreas de generación analizadas.

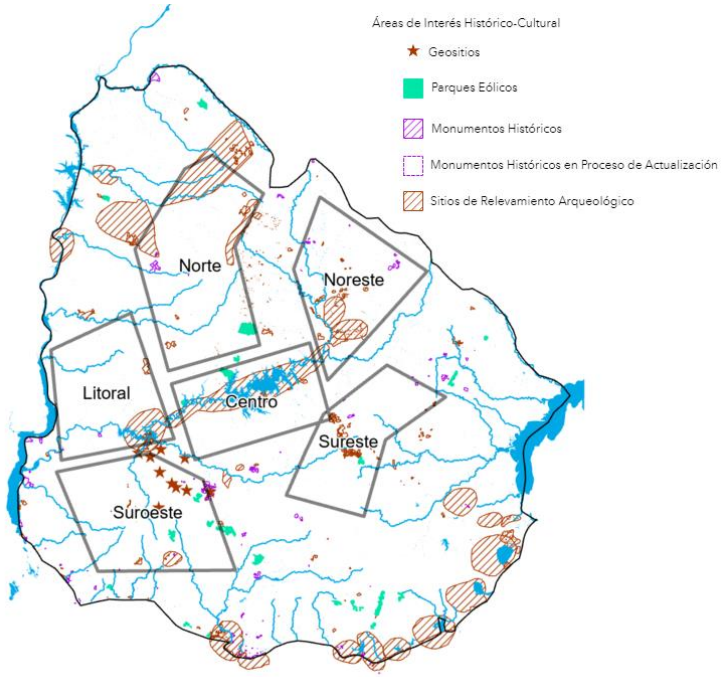
Áreas de Generación	Áreas de importancia para las aves (Programa IBAs)	
	Ha	%
Centro	-	-
Litoral	212.660	21,4
Noreste	160.101	15,9
Norte	363.095	24,4
Sureste	27.550	3,1
Suroeste	-	-



En rojo se indican aquellas áreas que ocupan un porcentaje significativo de la superficie total de las áreas de generación.

Tabla 8-9: Estimación del porcentaje de superficie ocupada por áreas de interés histórico-cultural para cada una de las áreas de generación analizadas

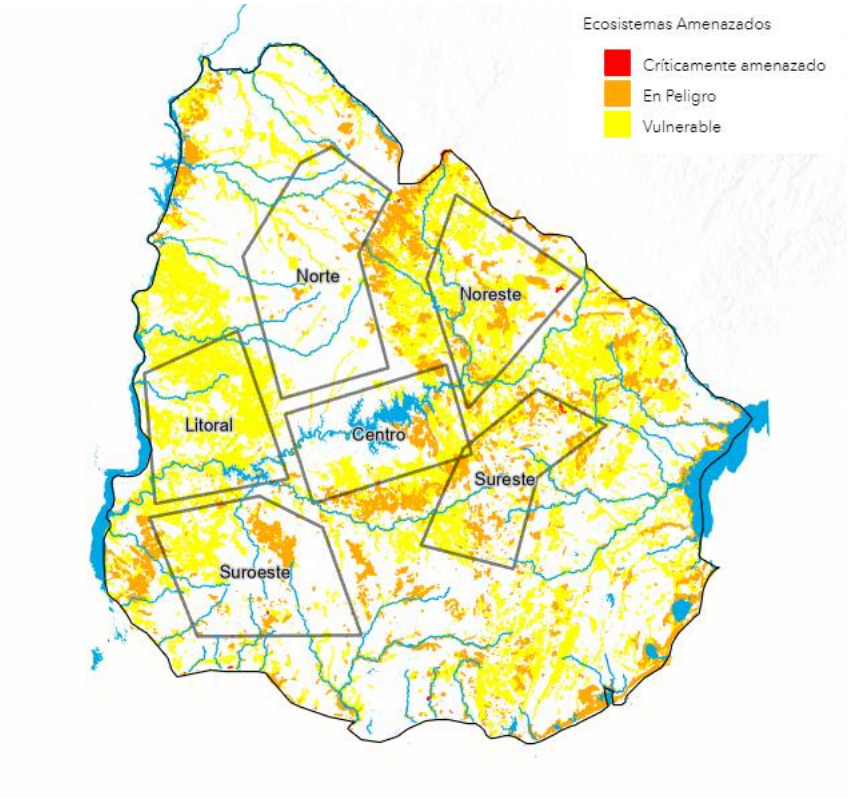
Área de Generación	Áreas de Interés Histórico-Cultural								
	Geositios	Monumentos Históricos		Monumentos Históricos en Proceso de Actualización		Sitios de Relevamiento Arqueológico		Parques Eólicos	
	Cantidad	Ha	%	Ha	%	Ha	%	Ha	%
Centro	-	18	~0	17	~0	257.883	27,9	7.727	0,8
Litoral	4	1.872	0,2	-	-	103.666	10,4	-	-
Noreste	-	3.317	0,3	-	-	125.525	12,5	-	-
Norte	-	5.302	0,4	-	-	217.967	14,6	12.878	0,9
Sureste	-	1.485	0,2	1.508	0,2	23.960	2,7	2.071	0,2
Suroeste	6	3.201	0,3	3.564	0,3	21.063	1,7	8.794	0,7



En rojo se indican aquellas áreas que ocupan un porcentaje significativo de la superficie total de las áreas de generación

Tabla 8-10. Estimación del porcentaje de superficie ocupada por ecosistemas amenazados para cada una de las áreas de generación analizadas.

Áreas de Generación	Ecosistemas amenazados					
	Críticamente amenazado		En Peligro		Vulnerable	
	Ha	%	Ha	%	Ha	%
Centro	27	0,0	49.512	5,4	104.396	27,9
Litoral	123	0,0	5.103	0,5	256.326	27,9
Noreste	788	0,1	68.352	6,8	241.025	27,9
Norte	-	-	24.289	1,6	65.751	
Sureste	1.030	0,1	84.009	9,5	115.827	27,9
Suroeste	259	0,0	47.648	3,9	83.526	



En rojo se indican aquellas áreas que ocupan un porcentaje significativo de la superficie total de las áreas de generación.

Tabla 8-11. Estimación del porcentaje de superficie ocupada por humedales y bosque nativo para cada una de las áreas de generación analizadas.

Áreas de Generación	Humedales		Bosque nativo	
	Ha	%	Ha	%
Centro	15.203	1,6	10.478	1,1
Litoral	15.474	1,6	40.250	4,1
Noreste	32.306	3,2	59.495	5,9
Norte	1.258	0,1	32.671	2,2
Sureste	3.269	0,4	29.885	3,4
Suroeste	2.524	0,2	14.367	1,2

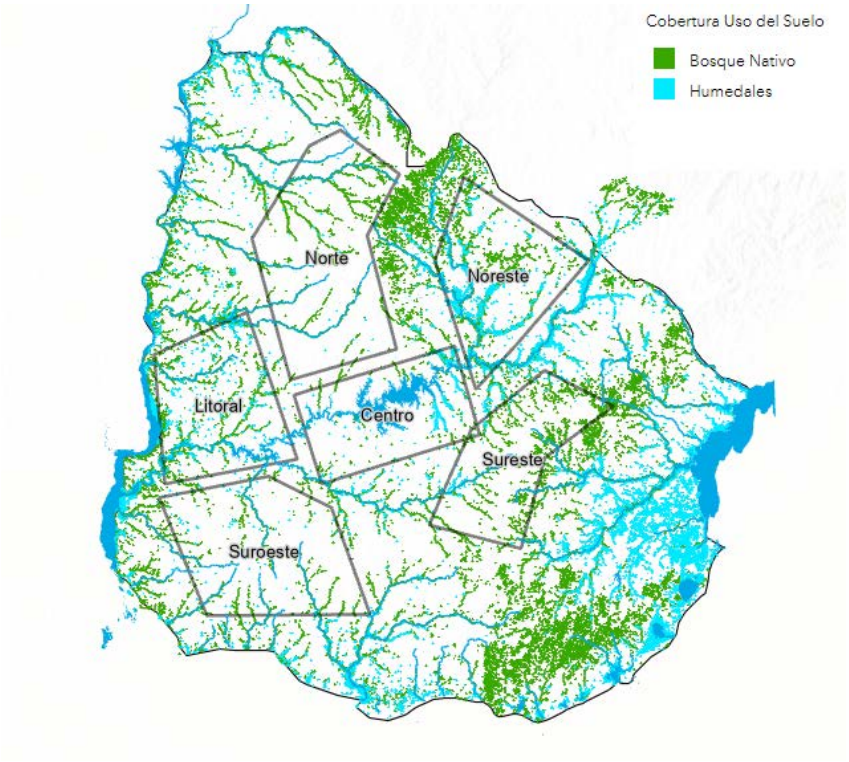


Tabla 8-12. Estimación del porcentaje de superficie ocupada según densidad poblacional para cada una de las áreas de generación analizadas

Área de Generación	Densidad poblacional (total de población)									
	0 - 150		151 - 300		301 - 500		501 – 1.000		1.001 – 8.000	
	Ha	%	Ha	%	Ha	%	Ha	%	Ha	%
Centro	755.543	81,7	104.837	11,3	62.996	6,8	1.128	0,1	142	0,0
Litoral	638.875	64,3	306.648	30,9	38.612	3,9	2.057	0,2	7.196	0,7
Noreste	421.350	42,0	475.562	47,4	44.050	4,4	62.608	6,2	314	0,0
Norte	1.333.660	89,5	156.081	10,5	263	0,0	-	-	207	0,0
Sureste	816.370	92,7	62.955	7,1	875	0,1	647	0,1	-	-
Suroeste	443.786	35,9	621.166	50,3	122.298	9,9	37.942	3,1	9.554	0,8

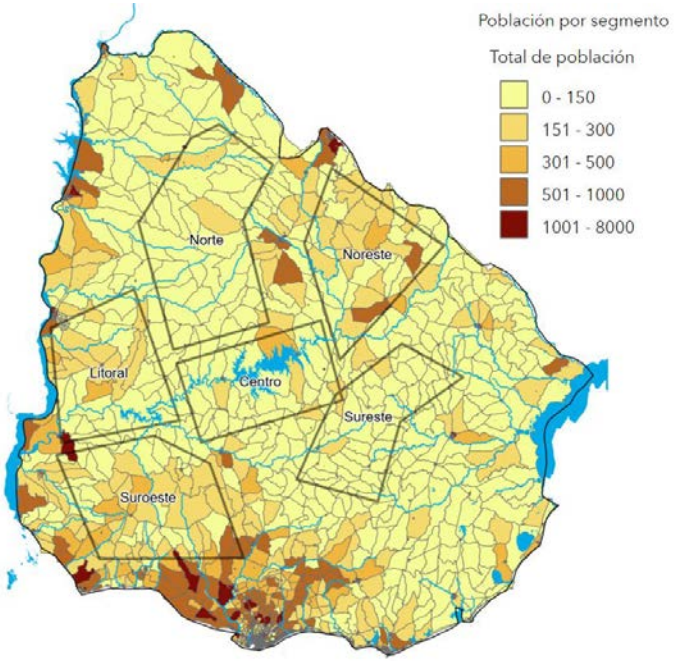
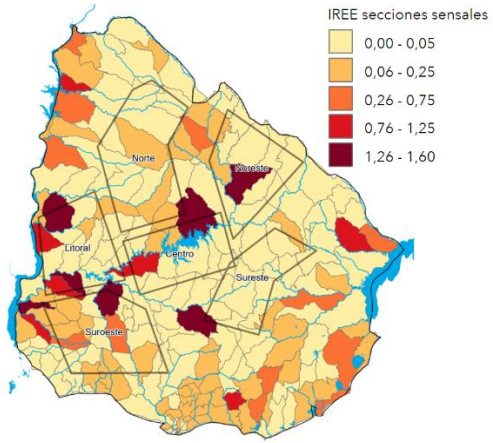


Tabla 8-13. Estimación del porcentaje de superficie ocupada según Índice de Riesgo ante eventos extremos (IREE) para cada una de las áreas de generación analizadas

Área de Generación	Índice de Riesgo ante eventos extremos (IREE)									
	0 – 0,05		0,06 – 0,25		0,26 – 0,75		0,76 – 1,25		1,26 – 1,6	
	Ha	%	Ha	%	Ha	%	Ha	%	Ha	%
Centro	611.782	66,2	126.991	13,7	-	-	88.037	9,5	97.836	10,6
Litoral	647.371	65,1	70.343	7,1	-	-	119.154	12,0	156.522	15,8
Noreste	741.554	73,9	103.244	10,3	25	0,0	-	-	159.055	15,8
Norte	974.211	65,4	499.809	33,5	806	0,1	-	-	15.386	1,0
Sureste	846.679	96,1	25.354	2,9	-	-	-	-	8.815	1,0
Suroeste	551.011	44,6	421.234	34,1	170.687	13,8	4.761	0,4	87.055	7,1



En rojo se indican aquellas áreas que ocupan un porcentaje significativo de la superficie total de las áreas de generación.

A partir del análisis realizado en cada área de generación, se observó lo siguiente:

- Área Centro: En esta área se observan 3 celdas SNAP, sin embargo, ninguna es de Clase 1. El 10% de su superficie está ocupada por áreas con índice de riesgo ante eventos extremos muy alto (IREE 1,26 – 1,6).
- Área Litoral: En general, de todas las áreas de generación, esta es la que presenta mayor presencia de áreas protegidas en su superficie. Está cubierta por 14 celdas SNAP, de las cuales 4 son de Clase 1 y comprenden el Parque Nacional Esteros de Farrapos e Islas del Río Uruguay, el Área Protegida con Recursos Manejados Montes del Queguayel y el Área de Manejo de Hábitats y/o especies Esteros y Algarrobales del Río Uruguay. Es la única área generadora en la que se encuentran sitios RAMSAR: Esteros de Farrapos e Islas del Rio Uruguay (humedales), ubicados al oeste del área. Además, más de un tercio de su superficie es ocupada por ecosistemas amenazados y existen 3 áreas de importancia para las aves (IBAs): Guichón (UY009), Pastizales y Algarrobales de Young (UY010) y Pastizales y esteros del bajo Río Negro (UY011). Contiene cuatro geositios: Bartolomé Hidalgo 1 y 2, Arenal, y un lago artificial. Finalmente, casi un 30% de su superficie está ocupada por áreas con índice de riesgo ante eventos extremos alto (IREE 0,76 – 1,25) o muy alto (IREE 1,25 – 1,6).
- Área Noreste: Es abarcada por 5 celdas SNAP, aunque ninguna de Clase 1. Más de un tercio de su superficie está cubierta por ecosistemas amenazados y contiene un área de importancia para las aves (IBA): Quebradas y pastizales del Norte (UY003). El 15% de su superficie está ocupada por áreas con alto índice de riesgo ante eventos extremos (IREE 1,26 – 1,6).
- Área Norte: Cuenta con 10 celdas SNAP, de las cuales 2 corresponden a Clase 1, asociado a la presencia del Paisaje Protegido Valle del Lunarejo. y del área Laureles-Cañas que se encuentra en proceso de ingreso al SNAP, ambas ubicadas en el extremo noreste del área norte. Además, abarca 3 áreas de importancia para las aves (IBAs): Quebradas y pastizales del Norte (UY003), Campos del Tapado (UY007) y Guichón (UY009).
- Área Sureste: Cuenta con 6 celdas SNAP, de las cuales 2 son de Clase 1, comprendiendo el Paisaje Protegido Quebrada de los Cuervos y Sierras del Yerbal. Adicionalmente, se observan 2 áreas de importancia para las aves (IBAs): Quebradas de Treinta y Tres (UY014) y Serranías del Este (UY015).
- Área Suroeste: Se observan 7 celdas SNAP, 1 de ellas de Clase 1 comprendiendo al Paisaje Protegido Localidad Rupestre de Chamangá ubicada al noreste del área de generación Suroeste. A unos 55 km al noroeste existe otra área protegida, aunque de dimensiones pequeñas correspondiente al Monumento Natural Grutas del Palacio. Contiene seis geositios: Cerros de Ojosmín, Hotel La Estiria, Dique Garland, Grutas del Palacio, un museo y un sitio de fauna y flora. El 20% de su superficie está ocupada por áreas con índice de riesgo ante eventos extremos moderado (IREE 0,26 – 0,75) o muy alto (IREE 1,26 – 1,6).

Este análisis muestra las distintas áreas para tener en cuenta en el plano socioambiental para el desarrollo de proyectos. Mientras que las áreas protegidas, zonas IBAs y sitios de interés patrimonial presentan restricciones a la hora de la localización de proyectos, el resto no implica la imposibilidad de implementar proyectos, sino que deberán tener un estudio específico de impacto ambiental. Los resultados del análisis territorial proveerán *inputs* al modelo de optimización que se desarrollará en una siguiente etapa.

IMPORTANTE: *Cabe destacar que este análisis pretende brindar una caracterización a alto nivel desde el punto de vista ambiental y de uso de suelo de las macrozonas de generación definidas. Por lo tanto, no constituye ni reemplaza bajo ningún concepto una caracterización*

de línea de base ni una categorización ambiental especifica, la cual debe ser desarrollada y analizada para cada proyecto en cuestión, en base a los requerimientos y lineamientos de la autoridad ambiental competente. A su vez, dado que cada proyecto estaría ubicado en un área específica dentro de estas macrozonas definidas, sus características desde el punto de vista ambiental y territorial especifico puede diferir ampliamente de las características generales de la macrozona correspondiente. Por lo tanto, los valores promedios reportados constituyen únicamente un indicador de cuánta flexibilidad existe a nivel territorial dentro de cada macrozona para la ubicación de un emprendimiento desde el ámbito ambiental y de uso de suelo: a mayor porcentaje de superficie, menor flexibilidad de localización y/o mayores requerimientos ambientales.

8.2 Zonas de Electrólisis

Previamente se delimitaron 6 zonas para la generación eólica y fotovoltaica, mostrando sus características para la implementación de proyectos en el área. Además de analizar las potenciales zonas de generación es necesario evaluar las posibilidades de locaciones para los electrolizadores. Para ello se debe tener en cuenta varios factores que le lista a continuación:

- Cercanía a CO2 y potenciales Hubs industriales
- Cercanía a Puertos
- Cercanía a zona de generación
- Cercanía a Líneas de alta tensión
- Fuente Agua
- Contemplar ubicación de proyectos existentes

Para plantear posibles ubicaciones para los electrolizadores se deben tener en cuenta estos factores y considerar las ventajas y desventajas que implica para cada zona. En este sentido, se buscan las potenciales ubicaciones más favorables para los electrolizadores, las cuales se vinculan con las zonas de generación para determinar las configuraciones más adecuadas.

En cuanto a la disponibilidad de agua, se considera la cercanía a fuentes de agua superficiales, alineado con el estudio que está realizando IMFIA[11]. Además de los principales cursos de agua superficiales, se tienen varias cuencas en las que podría formarse un embalse y tomar agua para los proyectos de generación de hidrógeno. De acuerdo con el estudio realizado por el IMIFA ya referenciado anteriormente, el volumen de agua para estos proyectos y su embalse son de dimensiones comparables a otros emprendimientos productivos ya existentes (de ganadería o agricultura) y son viables para muchas zonas del país, en donde no se generaría estrés hídrico.

Dado que los electrolizadores se abastecen energéticamente de los parques, la cercanía de estos a las zonas de generación implica una reducción en las líneas de transmisión necesarias y el costo asociado.

Por otro lado, el hidrógeno generado debe transportarse hasta los HUBs industriales donde debe encontrarse con el CO_2 para la producción de productos derivados. Por ello, la cercanía

[11] IMFIA, 2024 (en curso); “Evaluación y perspectivas del uso del agua para la producción de hidrógeno verde y derivados en el marco de la hoja de ruta de Uruguay”. Convenio MIEM-Fundación Julio Ricaldoni.

a principales fuentes de CO_2 contribuye a la reducción en las distancias de transporte de estos gases.

En la siguiente figura se muestran en naranja las potenciales ubicaciones para los electrolizadores junto con las zonas de generación previamente seleccionadas y las fuentes de CO_2. También se muestran las líneas de alta tensión existentes, en rojo de 500 [kV] y en azul de 150 [kV]. Fueron agregados algunos tramos que aún se encuentran en construcción.



Figura 8-4: Potenciales zonas para la ubicación de electrolizadores (áreas celestes).

En el norte se define una potencial zona ventajosa para ubicar los electrolizadores (zona 1), pues muestra ventaja por su cercanía con la zona de generación de energía eléctrica, ya que se tienen mejores potenciales solares y eólicos. En la zona hay cuencas y cursos superficiales con disponibilidad para la toma de agua. Además, de estas cuencas en la que se pueden realizar tomas directas y/o embalses para tomas de agua, el acuífero Guaraní puede actuar como fuente complementaria para el suministro de agua. Por otro lado, se observa una cercanía con la línea de alta tensión de 150 [kV] y de 500 [kV] que pasa por la zona permitiendo plantear una conexión sin recorrer grandes extensiones. En contraposición, está a una distancia considerable de las fuentes de CO_2 y de los Hub's Industriales, lo que plantea el traslado del hidrógeno generado.

Recorriendo el mapa hacia el sur, se plantea una zona para los electrolizadores que podría ser útil para las zonas de generación del este (zona 2). Esta ubicación, aguas arriba del embalse del Rincón del Bonete, tiene buena disponibilidad hídrica, pero presenta desventajas desde el punto de vista logístico siendo que el hidrógeno generado se debiera transportar una distancia considerable, a la vez que se encuentra lejos de las líneas de alta tensión. Esta ubicación sería razonable para las zonas de generación este y noreste, las cuales de por si tampoco presentan las condiciones más favorables desde el punto de vista de generación.

Como se destacó, la cercanía a aguas superficiales y grandes fuentes de CO_2 son fuertes ventajas para la ubicación de electrolizadores. La zona centro, ubicada en el mapa en las cercanías de Paso de los Toros (zona 3), cumple estas condiciones. A la vez, líneas de alta tensión de 150 [kV] y de 500 [kV] pasan por esa misma región. Luego, el transporte de H_2 podría realizarse a través de los mismos corredores planteados para el transporte de CO_2 entre las 3 grandes fuentes. Esta locación podría ser factible para varias de las potenciales zonas de generación.

En las cercanías de Fray Bentos está una de las 3 grandes fuentes de CO2, una zona portuaria con una ubicación estratégica y líneas de alta tensión. Sin embargo, el ubicar los electrolizadores en esta zona (zona 4) implica tendidos eléctricos de gran extensión, desde las zonas de mejor potencial de generación, ya que la zona más cercana es la litoral la cual no presenta los mejores potenciales de generación renovable. De los próximos análisis de optimización deberá surgir el resultado cuales de estas características es más favorable.

Luego, también con las condiciones portuarias y fuentes de CO_2 favorables, se plantea como opción la zona de Montes del Plata (zona 5). Está ubicada próxima a una línea de alta tensión, pero, por otro lado, solo está cerca de la zona de generación suroeste. En caso de generar la energía en alguna zona no aledaña se deberá tender largas líneas de trasmisión que permitan transportar la potencia demandada por los electrolizadores. En cuanto al recurso hídrico, se encuentra sobre la desembocadura del Rio Uruguay sobre el Rio de la Plata, lo cual asegura una abundante fuente de agua, pero se deben atender los problemas de salobridad que se presenten.

Se identifica una zona en San José (Zona 6) la cual podría ser factible si se utiliza la zona suroeste para la generación. En este caso, las líneas de alta tensión de 500 [kV] pasan la zona elegida. Se debería realizar un trazado de tuberías para completar la conexión entre esta área, las fuentes de CO_2 y el Hub industrial. Sin embargo, en cuanto al recurso hídrico, esta zona se encuentra sobre el acuífero Raigón y cercano a cuencas hídricas con disponibilidad limitada, como lo es la cuenca del río Santa Lucía, la cual abastece de agua potable al 60% de la población nacional aproximadamente, siendo este su uso prioritario. Asimismo, el acuífero Raigón se encuentra con poca disponibilidad para nuevos proyectos sin comprometer su explotación[12]. Esta situación hace que la región no sea favorable desde el punto de vista del recurso hídrico presentando una desventaja en este sentido, por lo cual será en principio, ***descartado para la localización de electrolizadores.***

La última zona planteada es en el litoral (Zona 7), cerca de la zona de Paysandú y de Alur como fuente de CO_2. Tiene algunos puntos favorables como es tener al Rio Uruguay como fuente de agua y líneas de alta tensión cercanas. La instalación de electrolizadores en este punto sería favorable para la generación en las zonas del litoral y norte. El H_2 debería ser transportado hasta las zonas de hubs industriales.

[12] IMFIA, *Producto 1: Escenarios de uso y consumo del recurso hídrico asociados a la hoja de ruta de H2 verde de Uruguay y caracterización global de la oferta del recurso hídrico,* Agosto 2024.

Se debe remarcar que las zonas remarcadas en el mapa, cada una con sus características, son indicativas y no implican una delimitación estricta a los contornos mostrados.

8.3 Zonas de Plantas Industriales

Uno de los criterios a considerar para definir la ubicación de las plantas de procesos es ubicándolas en centros o Hubs, según el análisis realizado por Deloitte Consulting LLP, *Low Carbon industrial hubs, Driving Deep Decarbonization for Industry*, 2022[13], donde se indica que una de las vías claves para lograr la implementación de tecnologías bajas en carbono que sean comercialmente viables, es canalizar la inversión para aumentar la oferta en regiones con una demanda creciente y equivalente. Al co-ubicar la oferta y la demanda, los Hubs pueden reducir los costos de infraestructura e impulsar economías de escala, sirviendo como punto de agregación para la demanda local antes de expandir la infraestructura de transporte para proporcionar una oferta dispersa en otras partes del país o para exportación. Limitados por una región específica, que representa un nivel significativo de emisiones agregadas de fuentes puntuales, y que reúnen a actores de todas las cadenas de valor y sectores, los centros se ubican en la intersección de clientes, geografía y colaboradores que permiten a las organizaciones maximizar el valor. Según el estudio de Deloitte, la acción colectiva en un Hub genera una reducción significativa de costos para los colaboradores en comparación con los costos asociados con la remediación individual. Adicionalmente, la producción de comodities requiere de desarrollar economías de escala de manera de ser competitivos a nivel mundial, ya que es esta una condición base del producto comodity.

Adicionalmente, para la ubicación de estas plantas industriales se debe considerar que su ubicación territorial debe ser acorde a la actividad que se realiza, esto implica que, al ser la producción de Metanol, Amoniaco (necesario para la producción de Urea) y Jetfuel actividades peligrosas, se deben localizar en zonas adecuada al nivel de peligro de la actividad. Esta consideración adicionalmente favorece los Hubs de este tipo de actividades industriales, ubicándolas en un mismo lugar por aspectos de seguridad y la consecuencia en el entorno y las personas.

Cabe mencionar que para la producción de Amoniaco y de Urea verde no existen diferencias en las tecnologías que se han utilizado regularmente para la producción convencional de estos productos, ya que la única diferencia entre los productos verdes y el producto tradicional es la utilización de Hidrógeno Verde en reemplazo del Hidrógeno tradicional, sin efectuar variaciones en el proceso productivo.

Los proyectos de productos verdes como Hidrógeno, Metanol y Amoniaco que se están desarrollando a nivel mundial, en su mayoría están integrados con la generación renovable, como lo son la energía fotovoltaica y eólica. Una de las razones de la integración de la generación de energía renovable con la producción industrial es la complejidad que significa certificar el origen de la energía eléctrica en sistema interconectados, aspecto que es fundamental para asegurar la categoría de Hidrógeno Verde en el mercado. No obstante, en el caso de Uruguay, esto no es una dificultad, ya que su matriz energética cuenta con una participación de energías renovables mayor al 90% (94% en el periodo 2016-2022)[14]. Por otra parte, tanto el Amoníaco como el Metanol son considerados *carrier* energéticos del Hidrogeno o de las energías renovables, ya que estos cuentan con una infraestructura logística desarrollada que permite tener menores costos para transportar la energía renovable en grandes cantidades a otros mercados lejanos.

[13] Fuente: Deloitte Consulting LLP, *Low Carbon industrial hubs, Driving Deep Decarbonization for Industry*, 2022

[14] Hoja de Ruta del Hidrógeno Verde y derivados en Uruguay, MIEM 2023. www.miem.gub.uy | www.hidrogenoverde.uy

8.3.1 Criterios para determinación de Potenciales escenarios de localización de Hubs de producción y exportación

A continuación, se describen una serie de criterios y consideraciones para la determinación de posibles escenarios de localización para los complejos productivos y el flujo de CO_2 y de los productos. Cercanía a Puerto de exportación: Ubicar los Hub's industriales cerca de un puerto de exportación tiene como ventaja minimizar el transporte de productos. Sin embargo, se hace necesario movilizar el CO_2 hacia el puerto. Además, se debe considerar que el puerto definido permita el almacenamiento y carga de sustancias peligrosas e inflamables para el caso del Metanol o Jetfuel. El puerto de Montevideo es el puerto menos ventajoso en cuanto a distancia, ya que se ubica lejos de las 3 principales fuentes, pero tiene como ventaja la conectividad con el Ferrocarril Central. En el caso de ubicarse cercano a los puertos de Fray Bentos, o un potencial puerto greenfield en la zona suroeste (a partir de aquí denominado Puerto Fluvio-Marítimo Suroeste en forma genérica), se ubicaría en las cercanías de UPM1 o Montes del Plata respectivamente, disminuyendo la cantidad de CO_2 a transportar.

- Hub's de producción cercano a mayores fuentes de CO_2: Otra alternativa es ubicar el Hub's de producción en las cercanías de las 3 principales fuentes, de manera de reducir el transporte de CO_2. La primera opción es ubicarse en las cercanías de Montes del Plata, evitando el transporte de aproximadamente el 25% del total de CO_2 del país, y exportando los productos vía puerto fluvio-marítimo suroeste o vía Puerto Montevideo. El transporte hacia puerto de Montevideo puede ser vía barcazas o vía pipeline. La segunda alternativa es ubicarse en las cercanías de UPM1, evitando el transporte de aproximadamente el 25% del total de CO_2 del país, y exportando los productos vía Puerto Fray Bentos, transportándolos vía Hidrovía hacia puerto de exportación Fluvio-Marítimo Suroeste o hacia puerto de Montevideo. La última alternativa es ubicar el Hub industrial en las cercanías de UPM2, evitando el transporte de aproximadamente el 35% del total de CO_2 del país. Al estar alejada de la hidrovía, la principal alternativa para el transporte de productos es utilizar el ferrocarril central, que da conectividad con el puerto de Montevideo. No se descarta la potencial ubicación de el o los polos industriales en una zona intermedia entre UPM1, UPM2 y Montes del Plata. Sin embargo, en ese caso no se estaría optimizando el transporte de productos, pues se requeriría una infraestructura de transporte total de materias primas más productos mayores a los casos anteriores, ya sea por una distancia adicional de transporte de materias primas, o una distancia adicional de transporte de productos. De todas formas, este escenario es incluido en los análisis posteriores.
- Producción descentralizada cercana a principales fuentes de CO_2: Si bien la utilización de Hubs industriales es la recomendación, es necesario considerar lo que significa descentralizar la producción industrial, estableciendo un punto de producción por cada fuente masiva de CO_2 (refiriendonos a UPM1, UPM2 y Montes del Plata). Para este tipo de escenario, aparecen distintas alternativas para el transporte de los productos y los puertos de exportación a utilizar. Desde UPM2, la única alternativa de transporte y exportación pareciera ser la conducción a través de Ferrocarril Central o Pipeline hacia el Puerto de Montevideo, mientras que los productos sintetizados en las fuentes sintetizados en UPM1 y Montes del Plata, tienen como opción el ser exportados por Fray Bentos, el Puerto Fluvio-marítimo Suroeste, e incluso ser conducidos hacia Montevideo, de manera de centralizar la exportación en el Puerto de Montevideo, a pesar de tener una producción descentralizada.

- Fuentes de suministro de energía eléctrica: También se debe considerar que los Hubs de producción industrial deben disponer de energía eléctrica y/o hidrógeno (como carrier energético) como insumos principales para el proceso productivo. En este caso las ubicaciones propuestas más cercanas de los puntos de exportaciones podrían están más alejadas de las fuentes de hidrógeno y energía eléctrica definidas en el estudio. Adicionalmente, se debe tener en consideración para los análisis posteriores, que producir hidrógeno en los Hubs puede permitir sinergias con los otros procesos productivos, como por ejemplo lo es utilizar el oxígeno producido en la electrolisis para mejorar los procesos de combustión de las otras plantas(por ej. Metanol o Amoniaco), o generar integraciones energéticas de disponibilidad de calor en procesos industriales que lo requieran. Finalmente, vale aclarar que, si bien la utilización de hidrógeno como back-up energético es una recomendación para el funcionamiento de los Hubs Industriales, la determinación de las cantidades de hidrogeno necesarias no forma parte del alcance de este estudio, así como tampoco lo es incluirlas en los diferentes análisis de esta consultoría.
- Características de las actividades industriales: Un aspecto fundamental para considerar en las instalaciones industriales son las características de este tipo de industrias, ya que dependiendo de la actividad a realizar es donde se puede ubicar, según el ordenamiento territorial del país. La producción de Metanol, Jetfuel y Amoniaco son consideradas actividades peligrosas. En el caso del Metanol y Jetfuel, la mayor peligrosidad está dada por su inflamabilidad y riesgos de explosión, debido al almacenamiento de grandes cantidades de ambos productos. Además, hay que considerar el riesgo de fugas, lo cual puede provocar su inflamación y afectar a las personas e instalaciones en su entorno. En cuanto al Amoniaco, el principal problema es que este es un gas toxico a condiciones atmosféricas y temperatura ambiente (25°C y 1 [atm]). En caso de fuga, al ser menos denso que el aire, este tiende ascender, lo cual puede provocar que se acumule en áreas mal ventiladas. El tener una planta de Urea junto a la producción de Amoniaco reduce en cierta medida los niveles de almacenamiento, pero no los elimina por completo, ya que se hace necesario contar con un tanque de almacenamiento para estabilizar la producción. A manera referencial, se observa que proyectos de Amoniaco-Urea han reportado niveles de almacenamientos de 10,000 Ton de Amoniaco, en comparación con proyectos de exportación de amoniaco que utilizan dos o tres estanques de 10,000 Ton. Otro aspecto importante para considerar en este tipo de actividades industriales es la generación de efluentes, es decir, emisiones liquidas con contaminantes provenientes de diferentes actividades del proceso industrial. Si bien las industrias a instalarse deberán cumplir con los estándares de vertido establecidos en el Decreto 253/79 y modificativos, es necesario, a priori, evaluar qué tipo de tratamiento y disposición final realizaran con sus efluentes, para que la ubicación de la planta industrial sea compatible con el cuerpo receptor propuesto, a saber: curso de agua, colector/alcantarillado público, infiltración a terreno. Bajo la misma lógica, los residuos deberán gestionarse de acuerdo a la normativa nacional Decreto 182/13, por lo que se deberá considerar la capacidad de gestión local y a nivel país existente o a desarrollar para este nuevo rubro industrial. Según lo anterior, la ubicación de estos Hub debe tener en consideración el tipo de actividad que se desarrolla y debe estar acorde a la normativa nacional de ordenamiento territorial para poder instalarse por lo que será una variable para analizar en este estudio, respetando las áreas protegidas a nivel nacional, incluyendo las relacionadas con el recurso hídrico.

- Ubicación industrial de producción de Jetfuel: La producción de jet fuel será considerado como un caso particular en este estudio al momento de definir su ubicación. La producción de Jet Fuel produce otros combustibles derivados como nafta, diesel o wax, los cuales pueden ser purificados y posteriormente comercializados, lo cual abre la alternativa de realizar la producción de Jetfuel en las cercanías de las refinerías de petróleo de ANCAP. Esto significaría una reducción considerable de costos, ya que se reutilizaría infraestructura ya existente, tanto para el proceso productivo como para el almacenamiento de sustancias. A esto se suma todos los aspectos de tratamientos de residuos que se requieren es este tipo de industrias, para lo cual se pueden utilizar las instalaciones ya existentes de una refinería de petróleo.
- Tamaño mínimo de las plantas industriales: Para las plantas industriales se analizará el tamaño mínimo económicamente rentable, ya que al ser todos los productos un comodities (Metanol, Amoniaco, Urea y Jetfuel) es necesario que sus costos sean competitivos para lograr su comercialización en los mercados internacionales, y una variable relevante de esta competitividad es el tamaño de la planta, por efectos de los tamaños de escala de las inversiones involucradas. Según lo anterior, se realizó una búsqueda bibliográfica de los tamaños de plantas típicas para la producción de metanol en el mundo, y se determinó el criterio que de existir este tamaño mínimo significa que el metanol producido a partir de este tamaño es competitivo en el mercado. Debido a que hoy en día el mercado de metanol verde no es muy amplio, la búsqueda fue realizada sobre plantas de metanol en base a gas natural. Por ello se consideraron el caso del metanol las plantas más pequeñas actualmente en operación que utilizan gas natural como materia prima son del orden de 500.000 [tpa]. Para la urea, la planta de amoniaco definirá el tamaño mínimo de estas instalaciones, ya que el amoniaco es la materia prima principal para producir la urea. En el caso del amoniaco la bibliografía internacional indica la existencia de plantas de amoniaco entre 30 mil a 200 mil [tpa], dependiendo del mercado de destino del producto, donde los tamaños pequeños se justifican para alimentar mercados locales y las plantas más grandes para mercados internacionales. En este caso, se debe considerar que el objetivo de este trabajo es producir Amoniaco renovable, donde no hay grandes diferencias respecto a la tecnología utilizada en la producción de Amoniaco convencional, ya que para alimentar la planta de Amoniaco renovable se requiere Hidrogeno Verde, en cambio para producir Amoniaco convencional se utiliza gas natural como materia prima. Por esto los tamaños mínimos de referencia considerados son un buen criterio para efectos de este estudio. Según estos criterios y considerando los tamaños mínimos para Metanol y Amoniaco, es que para lograr una oferta que sea competitiva, se definirá como criterio contar con un máximo 5 localizaciones industriales.

8.3.2 Potenciales Zonas de Ubicación de Hub Industriales

En base a los criterios antes indicados, se propone 5 potenciales zonas a analizar para la ubicación de Hubs industriales, las cuales se indican en la Figura 8-5.

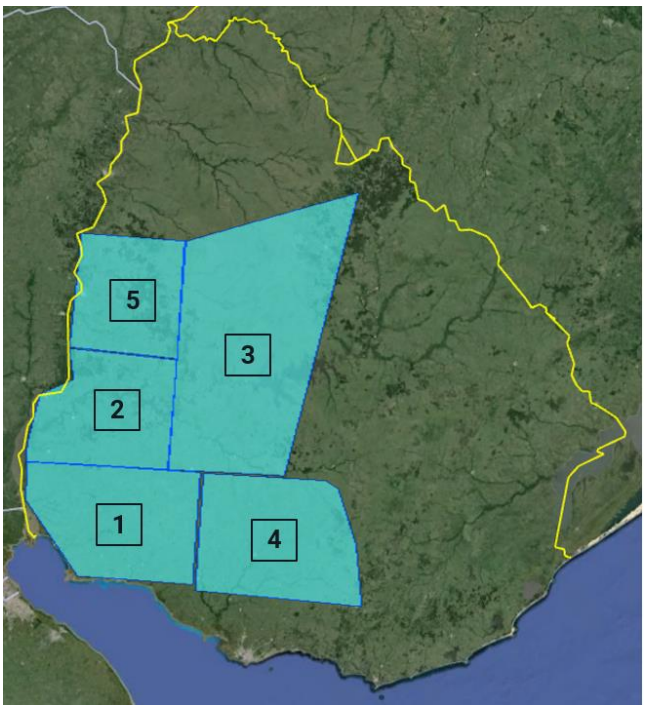


Figura 8-5: Potenciales zonas seleccionadas para la ubicación de Hubs Industriales.

La selección de estas zonas se basa en los criterios mencionados en el capítulo anterior, priorizando zonas cercanas a fuentes productoras de CO_2 y puertos de exportación.

Las zonas definidas son los siguientes:

- Zona 1: Ubicación Suroeste, cercana a fuente de CO_2 Montes Plata y Puerto suroeste
- Zona 2: Ubicación Centro Oeste, cercana a fuente de CO_2 de UPM1 y eje hidrovía por puerto Fray Bentos
- Zona 3: Ubicación Centro, cercana a fuente de CO_2 de UPM2 y eje ferrocarril central
- Zona 4: Ubicación Este, cercana a puerto de Montevideo y eje ferrocarril central
- Zona 5: Ubicación Norte Oeste, cercana a eje hidrovía por puerto Paysandu y ferrocarril litoral

8.3.3 Análisis Territorial

Se llevó a cabo un análisis territorial a alto nivel para estimar qué superficie dentro de cada una de las zonas de Hubs industriales estudiadas corresponde a zonas de interés social y ambiental tales como:

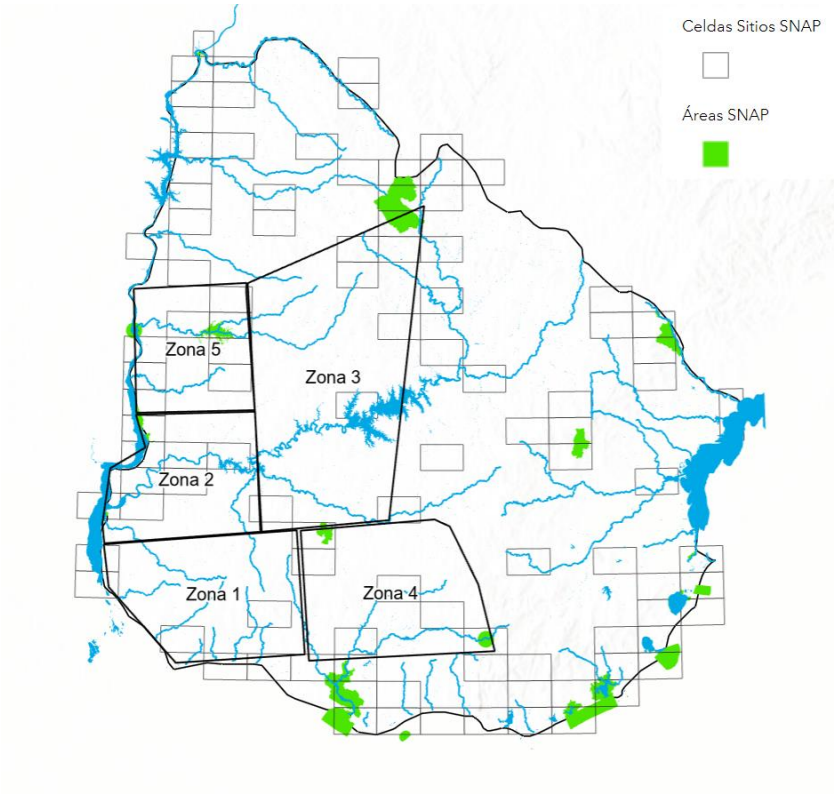
- Áreas del Sistema Nacional de Áreas Protegidas (SNAP).
- Áreas de interés histórico-cultural.
- Ecosistemas amenazados.

- Humedales y bosques nativos.
- Densidad poblacional.
- Índice de Riesgo ante eventos extremos (IREE)

Los resultados de este análisis territorial se presentan a continuación.

Tabla 8-14. Estimación del porcentaje de superficie ocupada por celdas y áreas SNAP para cada una de las zonas de hubs industriales.

Zona	Celdas SNAP		Áreas SNAP	
	Ha	%	Ha	%
Zona 1	203.638	16,64	-	-
Zona 2	457.252	44,98	12.912	1,27
Zona 3	442.388	17,52	26.530	1,05
Zona 4	342.197	26,26	20.519	1,57
Zona 5	456.503	52,55	26.768	3,08



En rojo se indican aquellas áreas que ocupan un porcentaje significativo de la superficie total de las zonas de hubs industriales.

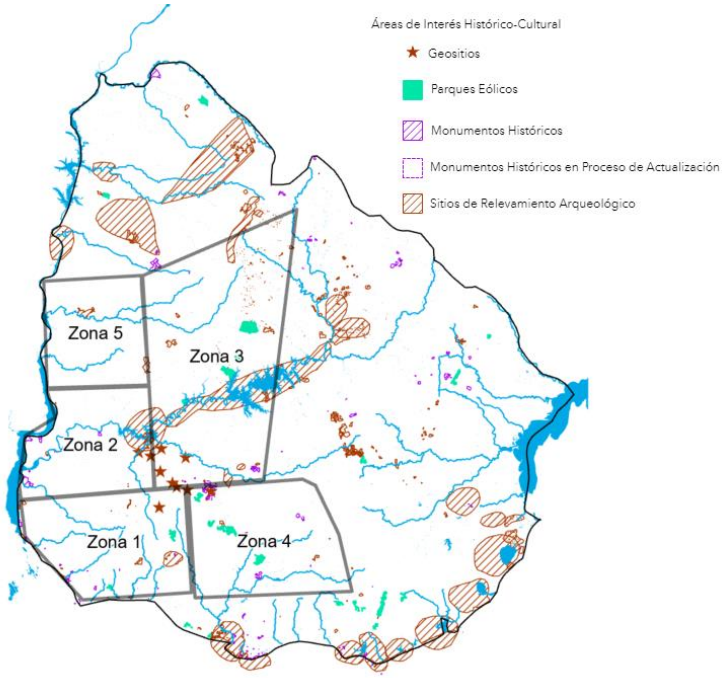
Tabla 8-15. Estimación del porcentaje de superficie ocupada por celdas SNAP según estrategia (clase) para cada una de las zonas de hubs industriales analizadas

Zona	Celdas SNAP según estrategia									
	Clase 1: Línea de base		Clase 2: Prioridad de ingreso 2015 – 2020.		Clase 3: Prioridad de ingreso 2015 – 2020 condicionada		Clase 4: Requerimiento de información adicional		Clase 5: Articulación con otras estrategias de conservación	
	Ha	%	Ha	%	Ha	%	Ha	%	Ha	%
Zona 1	5.479	0,4%	561	0,0%	-	-	65.978	5,4%	132.316	10,8%
Zona 2	40.820	4,0%	-	-	155.465	15,3%	-	-	260.851	25,7%
Zona 3	15.269	0,6%	49.800	2,0%	-	-	18.132	0,7%	359.261	14,2%
Zona 4	38.727	3,0%	18.107	1,4%	38.372	2,9%	1.714	0,1%	245.876	18,9%
Zona 5	166.905	19,2%	-	-	-	-	-	-	289.488	33,3%

En rojo se indican aquellas áreas que ocupan un porcentaje significativo de la superficie total de las zonas de hubs industriales.

Tabla 8-16: Estimación del porcentaje de superficie ocupada por áreas de interés histórico-cultural para cada una de las zonas de hubs industriales

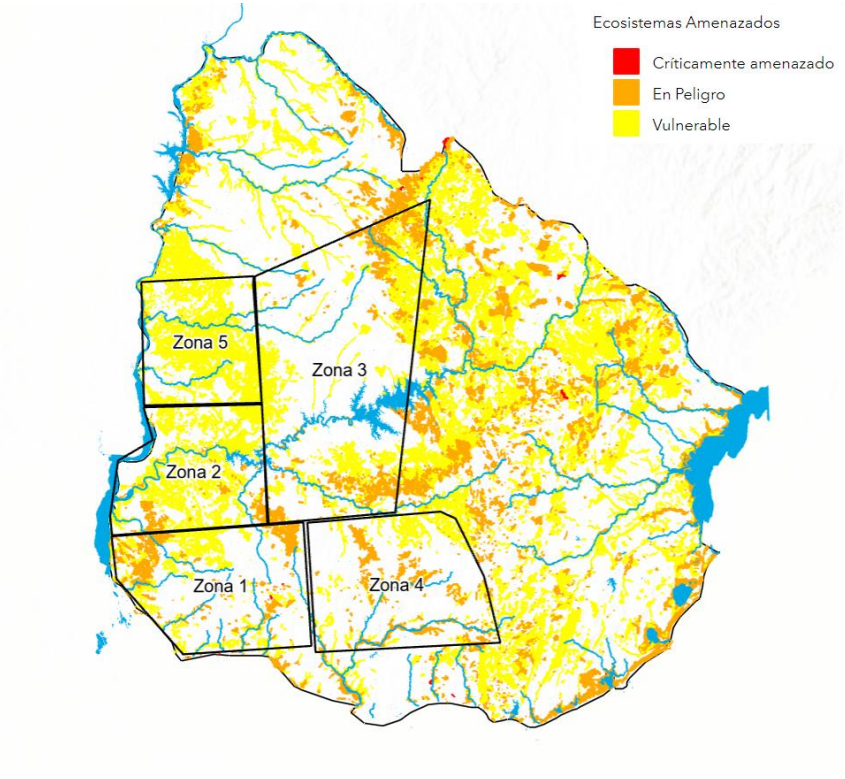
Zona	Áreas de Interés Histórico-Cultural								
	Geositios	Monumentos Históricos		Monumentos Históricos en Proceso de Actualización		Sitios de Relevamiento Arqueológico		Parques Eólicos	
	Cantidad	Ha	%	Ha	%	Ha	%	Ha	%
Zona 1	1	2.714	0,22	2.441	0,20	22.521	1,84	4.711	0,39
Zona 2	6	11.185	1,10	-	-	73.102	7,19	-	-
Zona 3	5	2.798	0,11	3.637	0,14	267.538	10,60	22.413	0,89
Zona 4	1	8.005	0,61	8.986	0,69	2.468	0,19	17.419	1,34
Zona 5	-	-	-	-	-	10.572	1,22	-	-



En rojo se indican aquellas áreas que ocupan un porcentaje significativo de la superficie total de las zonas de hubs industriales

Tabla 8-17. Estimación del porcentaje de superficie ocupada por ecosistemas amenazados para cada una de las zonas de hubs industriales.

Zona	Ecosistemas amenazados					
	Críticamente amenazado		En Peligro		Vulnerable	
	Ha	%	Ha	%	Ha	%
Zona 1	400	0,0	65.379	5,3	80.939	6,6
Zona 2	133	0,0	24.559	2,4	185.405	18,2
Zona 3	128	0,0	127.227	5,0	247.193	9,8
Zona 4	-	-	61.766	4,7	69.155	5,3
Zona 5	-	-	678	0,1	249.991	28,8



En rojo se indican aquellas áreas que ocupan un porcentaje significativo de la superficie total de las zonas de hubs industriales.

Tabla 8-18. Estimación del porcentaje de superficie ocupada por humedales y bosque nativo para cada una de las zonas de hubs industriales analizadas.

Zona	Humedales		Bosque nativo	
	Ha	%	Ha	%
Zona 1	4.571	0,37	28.845	2,36
Zona 2	27.551	2,71	55.132	5,42
Zona 3	11.366	0,45	60.285	2,39
Zona 4	7.010	0,54	29.743	2,28
Zona 5	12.738	1,47	48.204	5,55

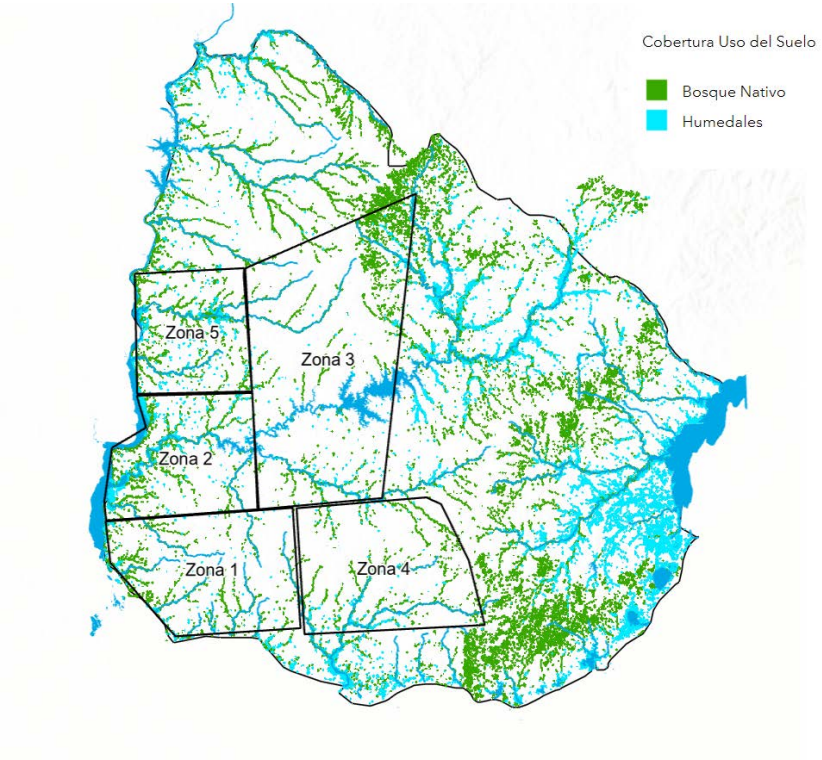


Tabla 8-19. Estimación del porcentaje de superficie ocupada según densidad poblacional para cada una de las zonas de hubs industriales analizadas

Zona	Densidad poblacional (total de población)									
	0 - 150		151 - 300		301 - 500		501 – 1.000		1.001 – 8.000	
	Ha	%	Ha	%	Ha	%	Ha	%	Ha	%
Zona 1	293.297	24,0	562.894	46,0	215.347	17,6	114.967	9,4	35.986	2,9
Zona 2	618.834	60,9	216.433	21,3	109.031	10,7	21.091	2,1	24.667	2,4
Zona 3	2.070.687	82,0	302.151	12,0	75.060	3,0	73.428	2,9	3.334	0,1
Zona 4	484.890	37,2	425.275	32,6	209.556	16,1	179.568	13,8	4.038	0,3
Zona 5	436.581	50,3	359.481	41,4	44.545	5,1	12.079	1,4	4.505	0,5

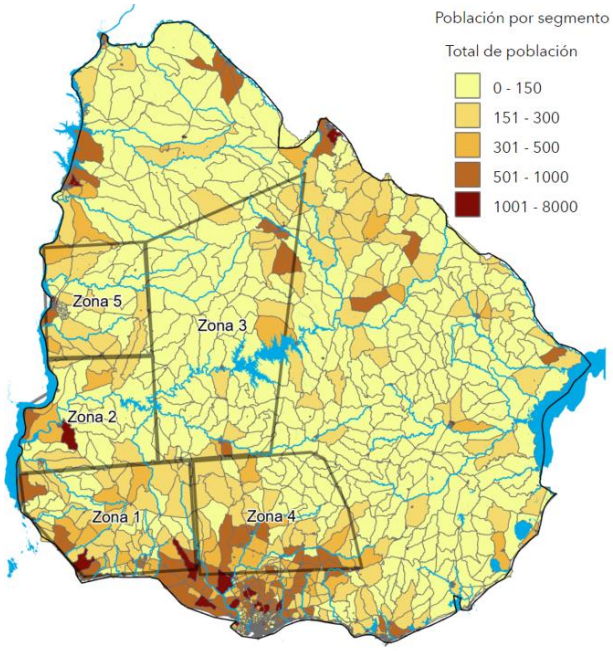
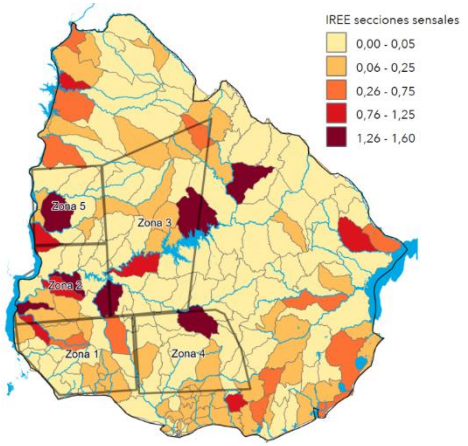


Tabla 8-20. Estimación del porcentaje de superficie ocupada según Índice de Riesgo ante eventos extremos (IREE) para cada una de las zonas de hubs industriales analizadas

Zona	Índice de Riesgo ante eventos extremos (IREE)									
	0 – 0,05		0,06 – 0,25		0,26 – 0,75		0,76 – 1,25		1,26 – 1,6	
	Ha	%	Ha	%	Ha	%	Ha	%	Ha	%
Zona 1	621.761	50,8	392.481	32,1	175.135	14,3	33.113	2,7	-	-
Zona 2	503.653	49,5	210.604	20,7	713	0,1	109.263	10,7	165.821	16,3
Zona 3	1.459.932	57,8	679.141	26,9	62.375	2,5	118.979	4,7	204.240	8,1
Zona 4	876.465	67,2	305.523	23,4	-	-	-	-	121.318	9,3
Zona 5	529.660	61,0	113.811	13,1	2.416	0,3	55.971	6,4	155.332	17,9



En rojo se indican aquellas áreas que ocupan un porcentaje significativo de la superficie total de zonas de hubs industriales.

A partir del análisis realizado en cada zona de Hub industrial, se observó lo siguiente:

- Zona 1: Cuenta con 9 celdas SNAP, de las cuales una es de Clase 1, asociado al Paisaje Protegido Localidad Rupestre de Chamangá, sin embargo, dicha área protegida se encuentra enteramente fuera de los límites de la zona 1. Además, por su ubicación adyacente a la desembocadura del río de la Plata, limita con 2 áreas acuáticas prioritarias: Buenos Aires (prioritaria) y Banco Ortíz (muy prioritaria). Incluye un geositio dentro de su superficie, denominado Cerros de Ojosmín.
- Zona 2: Se observan 10 celdas SNAP, dentro de las cuales existen 3 áreas ingresadas al SNAP: Parque Nacional Esteros de Farrapos e Islas del Río Uruguay, Área de Manejo de Hábitats y/o especies Esteros y Algarrobales del Río Uruguay y el Monumento Natural Grutas del Palacio. Además, hay un área adicional en proceso de ingreso al SNAP: Humedales e Islas del Hum. Existen 2 áreas de importancia para las aves (IBAs): Pastizales y Algarrobales de Young (UY010) y Pastizales y esteros del bajo Río Negro (UY011). Es la zona que presenta mayor cantidad de geositios, seis en total: Grutas del Palacio, Arenal, Bartolomé Hidalgo 1 y 2, Paso de Lugo y un lago artificial. Finalmente, casi un 30% de su superficie está ocupada por áreas con índice de riesgo ante eventos extremos alto (IREE 0,76 – 1,25) o muy alto (IREE 1,25 – 1,6).
- Zona 3: Es la zona más extensa y abarca 15 celdas SNAP, de las cuales solamente 1 comprende un área ingresada al SNAP: Paisaje Protegido Localidad Rupestre de Chamangá. Además, existe otra área en proceso de ingreso al SNAP: Paisaje Protegido Laureles-Cañas. Abarca 3 áreas de importancia para las aves (IBAs): Quebradas y pastizales del Norte (UY003), Campos del Tapado (UY007) y Guichón (UY009). Contiene 5 geositios a saber: Falla de Villasboas, San Martín del Yí, Hotel La Estiria, un museo y un sitio de fauna y flora.
- Zona 4: Es abarcada por 9 celdas SNAP, de las cuales solamente dos son de Clase 1, correspondientes al Paisaje Protegido Localidad Rupestre de Chamangá y el Parque Nacional Arequita. Existen 2 áreas de importancia para las aves (IBAs): Playa Penino y Humedales de Santa Lucía (UY012) y Serranías del Este (UY015). Finalmente, contiene un geositio: Pictografías de Chamangá.
- Zona 5: Es la zona de menos extensión, sin embargo, es la que presenta mayor porcentaje de su superficie ocupada por áreas protegidas. Cuenta con 9 celdas SNAP, de las cuales 3 son de Clase 1, comprendiendo el Área Protegida con Recursos Manejados Montes del Queguay, Parque Nacional Esteros de Farrapos e Islas del Río Uruguay y, adicionalmente, existe una propuesta en elaboración para el ingreso de una nueva área protegida: Islas del Queguay. Abarca 2 áreas RAMSAR ubicadas en el extremo suroeste de la zona que corresponden a Esteros de Farrapos e Islas del Rio Uruguay (humedales). Se observan 5 áreas de importancia para las aves (IBAs): Campos del Tapado (UY007), Pastizales de Lorenzo Geyres y Quebracho (UY008), Guichón (UY009), Pastizales y Algarrobales de Young (UY010) y Pastizales y esteros del bajo Río Negro (UY011). Finalmente, casi un 20 % de su superficie está ocupada por áreas con índice de riesgo ante eventos extremos muy alto (IREE 1,25 – 1,6).

Este análisis muestra las distintas áreas para tener en cuenta en el plano socioambiental para el desarrollo de proyectos. Mientras que las áreas protegidas, zonas IBAs y sitios de interés patrimonial presentan restricciones a la hora de la localización de proyectos, el resto no implica la imposibilidad de implementar proyectos, sino que deberán tener un estudio específico de impacto ambiental. Los resultados del análisis territorial proveerán *inputs* al modelo de optimización que se desarrollará en una siguiente etapa.

IMPORTANTE: *Cabe destacar que este análisis pretende brindar una caracterización a alto nivel desde el punto de vista ambiental y de uso de suelo de las potenciales macrozonas definidas. Por lo tanto, no constituye ni reemplaza bajo ningún concepto una caracterización de línea de base ni una categorización ambiental especifica, la cual debe ser desarrollada y analizada para cada proyecto en cuestión, en base a los requerimientos y lineamientos de la autoridad ambiental competente. A su vez, dado que cada proyecto estaría ubicado en un área específica dentro de estas macrozonas definidas, sus características desde el punto de vista ambiental y territorial especifico puede diferir ampliamente de las características generales de la macrozona correspondiente. Por lo tanto, los valores promedios reportados constituyen únicamente un indicador de cuánta flexibilidad existe a nivel territorial dentro de cada macrozona para la ubicación de un emprendimiento desde el ámbito ambiental y de uso de suelo: a mayor porcentaje de superficie, menor flexibilidad de localización y/o mayores requerimientos ambientales.*

8.4 Corredores de Pipelines

8.4.1 Criterios para ubicación preliminar de corredores de pipelines

Los riesgos de cualquier instalación industrial o infraestructura están asociados a la probabilidad de ocurrencia de una falla y a la consecuencia de dicha falla. El diseño de una tubería de transporte debe limitar el riesgo hasta un nivel aceptable mediante disminución de la probabilidad de falla del ducto y/o disminución de la consecuencia. Los principales factores asociados a la limitación de las consecuencias son la limitación del contenido del pipeline que puede ser liberado, y la cantidad de actividad humana en los alrededores de las instalaciones.

Si bien la ruta de la tubería se plantea referencialmente paralela a vías existentes, se necesita un alejamiento de la servidumbre del corredor de tuberías con respecto a los caminos o vías con la finalidad de minimizar las consecuencias de una falla. En general, los distanciamientos de los pipelines a las zonas pobladas deben obedecer a un análisis de riesgo, y deben usar modelos de dispersión para predecir el impacto de una fuga. Los comportamientos de dispersión varían por diferentes razones, tipo de flujo, presión, etc. y no sería adecuado establecer un distanciamiento estándar sin considerar la individualidad de cada servicio.

El cruce de vías o cuerpos de agua en cualquier pipeline es una variable para considerar en términos de seguridad y costos. En el caso de cruces de cuerpos de agua, estos cruces pueden ser hechos tanto subterráneos como superficiales, aunque la preferencia es el cruce subterráneo, siempre y cuando sea factible.

Para cubrir requerimientos de transporte por pipelines, se establecen corredores y franjas de estudio alrededor de estos corredores de 10 [km] de ancho (los corredores pueden tener uno o más pipelines) en base a necesidad de acercamiento de fuentes de materia prima hacia posibles ubicaciones para hubs de producción, acercamiento de fuentes de hidrógeno, posibles rutas de envío de productos, etc. La superposición de estos corredores con la información de base (uso de suelo, áreas protegidas, etc.) conduce a perfilar áreas de utilización para corredores de pipelines con más o menos variables que pueden impactar las decisiones finales.

8.4.2 Identificación de áreas de Servidumbre

Los acuerdos de derechos de paso o servidumbres de paso deben ser manejados oportunamente, ya que el ancho de esta franja se negocia en los acuerdos con propietarios desde etapas tempranas del proyecto, pero debe ser tal que permita actividades de

mantenimiento y patrullaje. El patrullaje según ASME B31.4 es una actividad que debe realizarse cada dos semanas para vigilancia de la servidumbre, detección temprana de fugas, protección a los ductos de actividad humana que pueda afectar la integridad del pipeline y poner en riesgo al medio ambiente, las personas o infraestructura cercana.

Se debe tomar en cuenta que para la imposición de servidumbres se deben resarcir los perjuicios al dueño de los predios, lo cual es un tema de especial importancia en zonas agrícolas.

8.4.3 Identificación de requerimientos de Permisos

El tiempo de tramitación y la cantidad de permisos medioambientales es una variable clave en los proyectos. En general, una instalación industrial necesita permisos de diferentes entes gubernamentales y locales. Pero en particular, en las obras de infraestructura lineal, tramitación de permisos se vuelve un tema de mayor complejidad considerando el paso a través de diferentes regiones y/o ciudades, que pueden tener legislación local más o menos restrictiva. Entonces, la gestión de permisos en obras de infraestructura lineal no solo contempla la gestión ante entes gubernamentales que otorgan permisos medioambientales, de construcción, operación, sanitarios, etc. sino que la dimensión de permisos estatales y/o municipales, de acceso a servicios, de uso de infraestructura existentes, de posible impacto en localidades, en lugares de interés público, asentamientos, etc, lo cual multiplica considerablemente el esfuerzo que requiere esta gestión.

8.4.4 Trazado de tuberías

La selección inicial de los diferentes trazados o corredores de tuberías se hizo considerando las fuentes existentes de CO_2, ya que entre todas las sustancias que pueden ser transportados por ductos (Hidrógeno, CO_2, Metanol y Jetfuel), es la única que cuenta con una ubicación definida. Los trazados propuestos consideran la interconexión de las mayores fuentes de CO_2, y la conexión de estas con los potenciales puertos de exportación. La grilla de corredores formada se encuentra ubicada dentro de las macrozonas planteadas para la potencial ubicación de Electrolizadores y Plantas Industriales, por lo que, al afinar la ubicación de estos elementos, se priorizará la conexión con la red de tuberías.

La selección de los diferentes trazados o corredores inicia con una decisión inicial entre usar o no tuberías en lugar de transportar el CO_2 vía camiones o trenes, considerando factores técnicos y económicos. Hay diferentes estudios que establecen criterios para esta primera aproximación, como lo son *Transport cost for Carbon removal projects with biomass and CO_2 storage*[15] del año 2021 y *The cost of CO_2 transport*[16] realizado por la plataforma ZEP[17], en donde se indica que para una rango de transporte mayor de 1 Mtpa el transporte por tuberías es el más económico, mientras que para rangos por debajo de 0,15 Mtpa aproximadamente es el menos económico, basado en una distancia de 200 km. Cabe destacar que en etapas posteriores del diseño esta decisión debe ser avalada por un análisis más exhaustivo y considerando todas las variables de las que se disponga en el momento.

Basado en estos dos estudios mencionados, algunos de los corredores planteados para transporte de CO_2 que en principio se consideraron en una grilla de corredores fueron posteriormente deseleccionados. En la Figura 8-6 a continuación se observa la grilla

[15] Joshuah K. Stolaroff, Simon H. Pang, Wenqin Li, Whitney G. Kirkendall, Hannah M. Goldstein, Roger D. Aines, Sarah E. Baker, *Transport cost for Carbon removal projects with biomass and CO_2 storage,* www.frontiersin.org
[16] Z.E.P. (s.f.). *The Cost of CO2 Transport - Post-demonstration CCS in the EU*. Obtenido de Zero Emission Platform: https://zeroemissionsplatform.eu/document/the-costs-of-co2-transport/
[17] European technology platform for Zero Emissions Fossil Fuel Power Plants, es una Plataforma de advisory para la UE.

inicialmente planteada y los trazados identificados con a, b, c y d deseleccionados por ser fuentes alejadas y de poco tonelaje donde la opción de transporte por pipelines podría ser la más desfavorable desde el punto de vista económico.

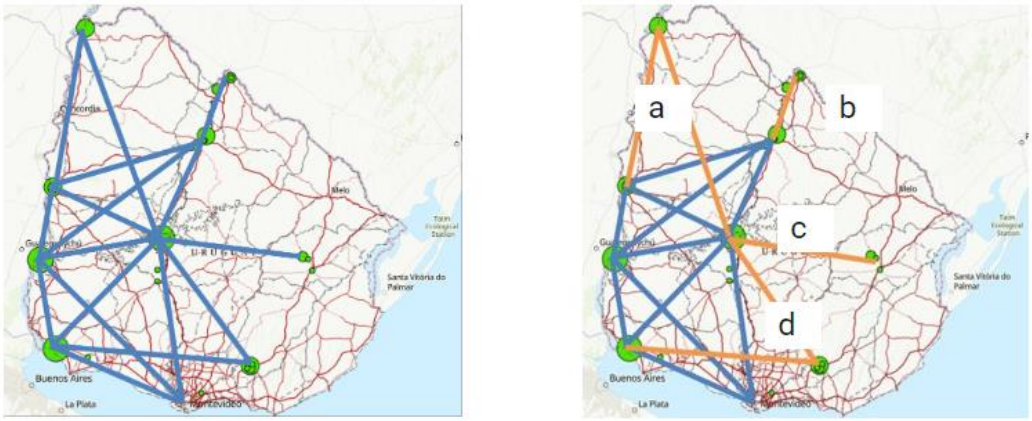


Figura 8-6 Esquema de corredores (original y con deselección de opciones)

Los resultados se resumen en la Tabla 8-21 siguiente.

Tabla 8-21 Corredores deseleccionados por criterio económico

Corredores	Desde	Hasta	Flujo	Distancia	Motivo deselección
a	Bella Unión	Paysandú/UPM2	<0.3MT/a	>200 km	Criterio económico
b	Rivera	Tambores	<0.3MT/a	100 km	Infraestructura existente (Línea Rivera)
c	Treinta y tres	UPM2	<0.3MT/a	>200 km	Criterio económico
d	Minas	Montes del P. (o hasta Troncal - Montevideo)/UPM2	<0.3MT/a	>100/ >200	Infraestructura existente (Línea Minas) /criterio económico

Finalmente, los corredores seleccionados que se plantean para el análisis territorial preliminar se muestran en la Figura 8-7 y la Tabla 8-22. Estos corredores, aunque se plantearon inicialmente para las fuentes de CO_2 pueden ser compartidos con otros servicios, como lo es el Hidrógeno, Metanol y Jetfuel. Los corredores planteados pueden funcionar de manera independiente, como también interconectados entre sí, permitiendo utilizar mas de un corredor para transportar desde 2 puntos que no estén conectados por un solo corredor (ej. Desde Paysandú al Puerto de Montevideo).



Figura 8-7 Mapa corredores de pipelines estimados

Tabla 8-22 Corredores preliminares para pipelines

Corredor	Long. [Km]	Cant. Min de Estaciones por flujo o servicio
01 (verde)	223	11
02 (azul)	198	9
03 o 10 (café)	290	16
04 (amarilla)	220	10
05 (cian)	232	12
06 (naranja)	341	15
07 (morado)	238	10
08 (rosado)	240	12
09 (verde claro)	215	9

Dependiendo de las condiciones del flujo transportado en cada tubería y de la topografía por donde van atravesando estos corredores, se requerirá un acondicionamiento y/o impulsión adicional en algunos puntos del recorrido. Igualmente, en consideración a los criterios de seguridad mencionados en apartados anteriores, se requerirán estaciones de válvulas para alivio de presión y/o venteo, drenajes, estaciones con válvulas de bloqueo para contención en caso de falla, estaciones de monitoreo, etc.

La cantidad final de estaciones y facilidades asociadas a cada pipeline de cada corredor corresponderá con la indicada en una posterior evaluación de riesgos. En esta etapa del

estudio se considera que al menos cada 25 [km] de pipeline se colocará una estación. De acuerdo con esto, se indica un mínimo de estaciones por línea en la Tabla 8-22

8.4.5 Análisis territorial

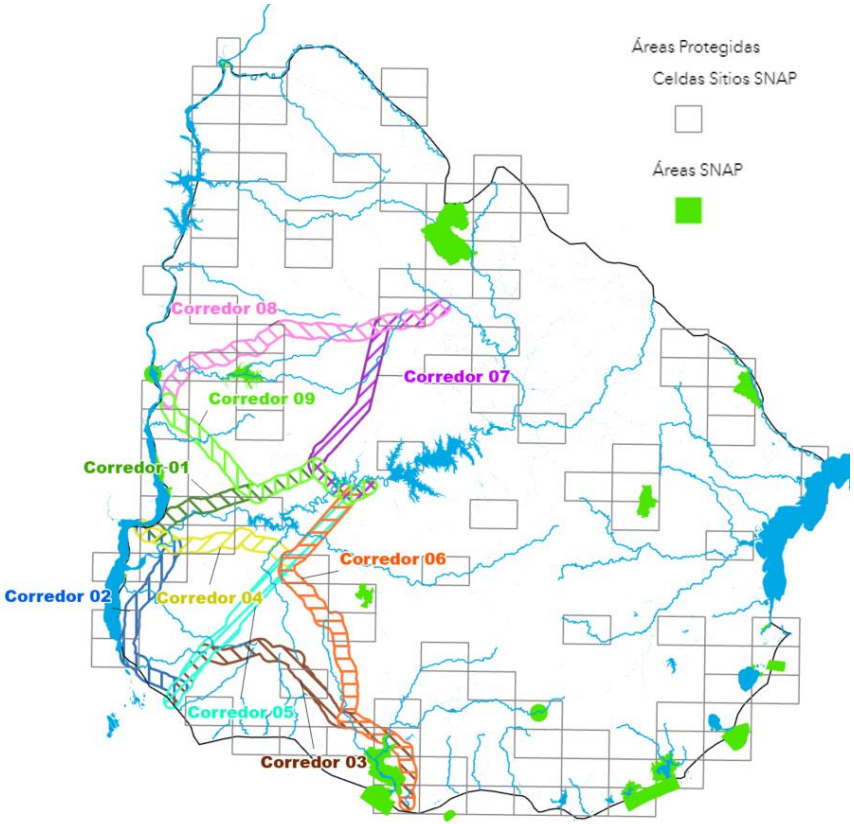
Se llevó a cabo un análisis territorial a alto nivel para estimar qué superficie dentro de cada una de las áreas de utilización para corredores de pipelines corresponde a zonas de interés social y ambiental tales como:

- Áreas del Sistema Nacional de Áreas Protegidas (SNAP).
- Áreas de interés histórico-cultural.
- Ecosistemas amenazados.
- Humedales y bosques nativos.
- Densidad poblacional.
- Índice de Riesgo ante eventos extremos (IREE)

Los resultados de este análisis territorial se presentan a continuación.

Tabla 8-23. Estimación del porcentaje de superficie ocupada por celdas y áreas SNAP para cada uno de los corredores de pipelines.

Corredores	Celdas SNAP		Áreas SNAP	
	Ha	%	Ha	%
Corredor 01	82.514	38,0	-	-
Corredor 02	116.678	65,1	202	0,6
Corredor 03	110.573	38,7	7.204	15,8
Corredor 04	92.061	44,0	216	0,6
Corredor 05	20.655	9,0	15	~0
Corredor 06	121.967	38,7	1	~0
Corredor 07	28.325	12,5	-	-
Corredor 08	133.704	52,2	-	-
Corredor 09	32.617	15,8	-	-



En rojo se indican aquellas áreas que ocupan un porcentaje significativo de la superficie total de los corredores de pipelines.

Tabla 8-24. Estimación del porcentaje de superficie ocupada por celdas SNAP según estrategia (clase) para cada uno de los corredores de pipelines.

Corredores	Celdas SNAP según estrategia									
	Clase 1: Línea de base		Clase 2: Prioridad de ingreso 2015 – 2020.		Clase 3: Prioridad de ingreso 2015 – 2020 condicionada		Clase 4: Requerimiento de información adicional		Clase 5: Articulación con otras estrategias de conservación	
	Ha	%	Ha	%	Ha	%	Ha	%	Ha	%
Corredor 01	-	-	-	-	19.975	9,2	-	-	62.539	28,8
Corredor 02	-	-	-	-	64.198	35,8	-	-	52.480	29,3
Corredor 03	-	-	83.698	29,3	-	-	26.336	9,2	539	0,2
Corredor 04	-	-	-	-	45.066	21,5	-	-	46.995	22,5
Corredor 05	-	-	-	-	-	-	-	-	20.655	9,0
Corredor 06	161	0,1	75.566	24,0	-	-	-	-	46.240	14,7
Corredor 07	-	-	-	-	-	-	-	-	28.325	12,5
Corredor 08	39.428	15,4	-	-	-	-	-	-	94.277	36,8
Corredor 09	-	-	-	-	-	-	-	-	32.617	15,8

Tabla 8-25: Estimación del porcentaje de superficie ocupada por áreas de interés histórico-cultural para cada uno de los corredores de pipelines.

Corredores	Áreas de Interés Histórico-Cultural								
	Geositios	Monumentos Históricos		Monumentos Históricos en Proceso de Actualización		Sitios de Relevamiento Arqueológico		Parques Eólicos	
	Cantidad	Ha	%	Ha	%	Ha	%	Ha	%
Corredor 01	-	1.469	0,7	-	-	25.288	11,6	1.335	0,6
Corredor 02	-	3.064	1,7	254	0,1	3.076	1,7	-	-
Corredor 03	-	1.032	0,4	858	0,3	27.298	9,6	-	-
Corredor 04	2	1.823	0,9	-	-	21.040	10,1	-	-
Corredor 05	2	145	0,1	149	0,1	18.185	7,9	-	-
Corredor 06	-	887	0,3	698	0,2	33.461	10,6	-	-
Corredor 07	-	-	-	-	-	25.467	11,2	1.335	0,6
Corredor 08	-	-	-	-	-	3.708	1,4	-	-
Corredor 09	-	-	-	-	-	25.288	12,2	1.335	0,6

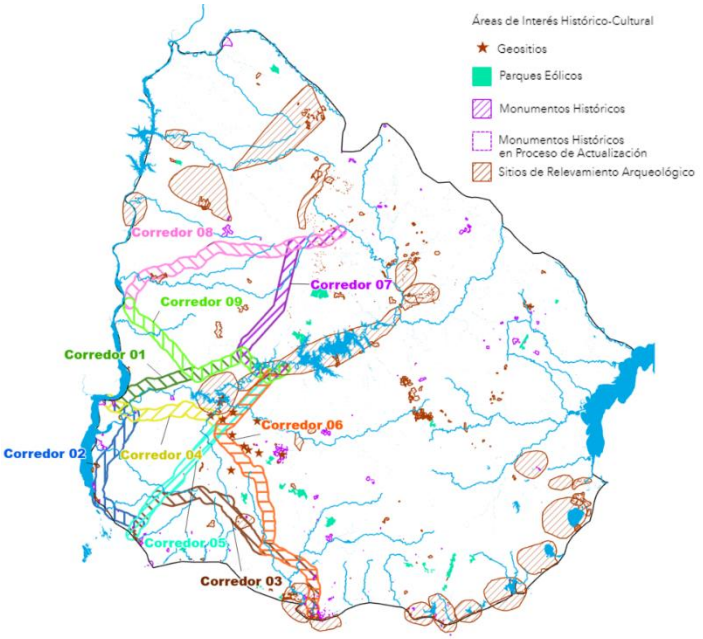


Tabla 8-26. Estimación del porcentaje de superficie ocupada por ecosistemas amenazados para cada uno de los corredores de pipelines.

Corredores	Ecosistemas amenazados					
	Críticamente amenazado		En Peligro		Vulnerable	
	Ha	%	Ha	%	Ha	%
Corredor 01			1.697	0,8	27.675	12,7
Corredor 02	8	~0,0	9.809	5,5	20.814	11,6
Corredor 03	208	0,1	6.301	2,2	8.185	2,9
Corredor 04	5	~0,0	2.007	1,0	20.248	9,7
Corredor 05	16	~0,0	6.587	2,9	15.628	6,8
Corredor 06	-	-	17.964	5,7	7.796	2,5
Corredor 07	-	-	21	~0,0	4.272	1,9
Corredor 08	-	-	6.932	2,7	33.521	13,1
Corredor 09	-	-	72	~0,0	12.922	6,2

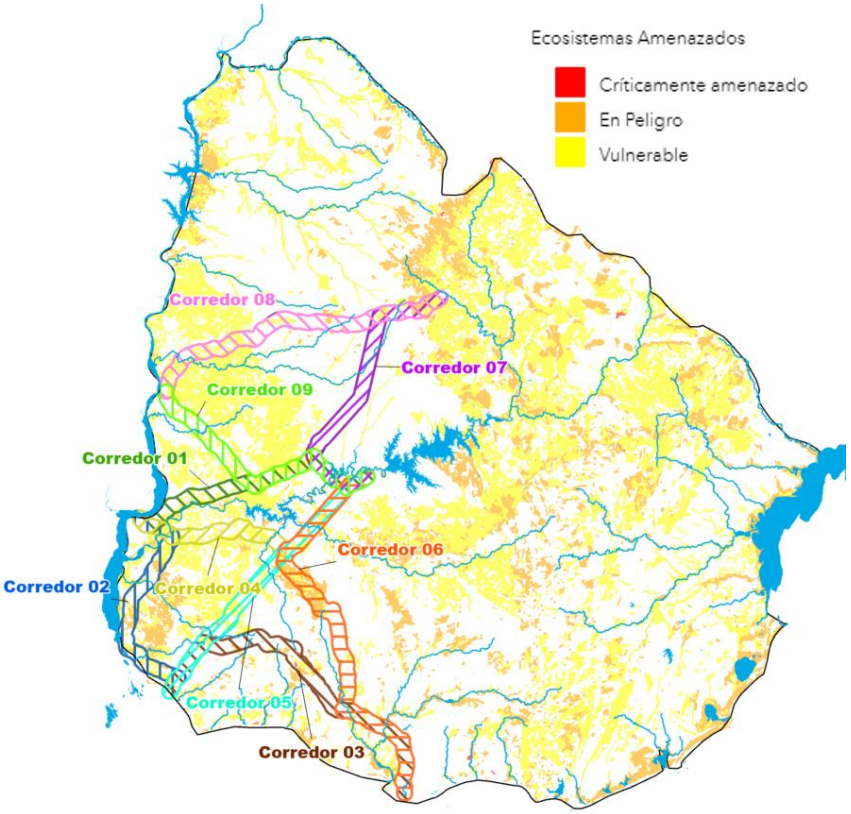


Tabla 8-27. Estimación del porcentaje de superficie ocupada por humedales y bosque nativo para cada uno de los corredores de pipelines.

Corredores	Humedales		Bosque nativo	
	Ha	%	Ha	%
Corredor 01	1.944	0,9	7.182	3,3
Corredor 02	2.806	1,3	15.263	7,0
Corredor 03	2.944	1,4	5.887	2,7
Corredor 04	1.032	0,5	5.303	2,4
Corredor 05	779	0,4	3.250	1,5
Corredor 06	724	0,3	2.303	1,1
Corredor 07	83	~0,0	849	0,4
Corredor 08	735	0,3	8.390	3,9
Corredor 09	1.048	0,5	4.390	2,0

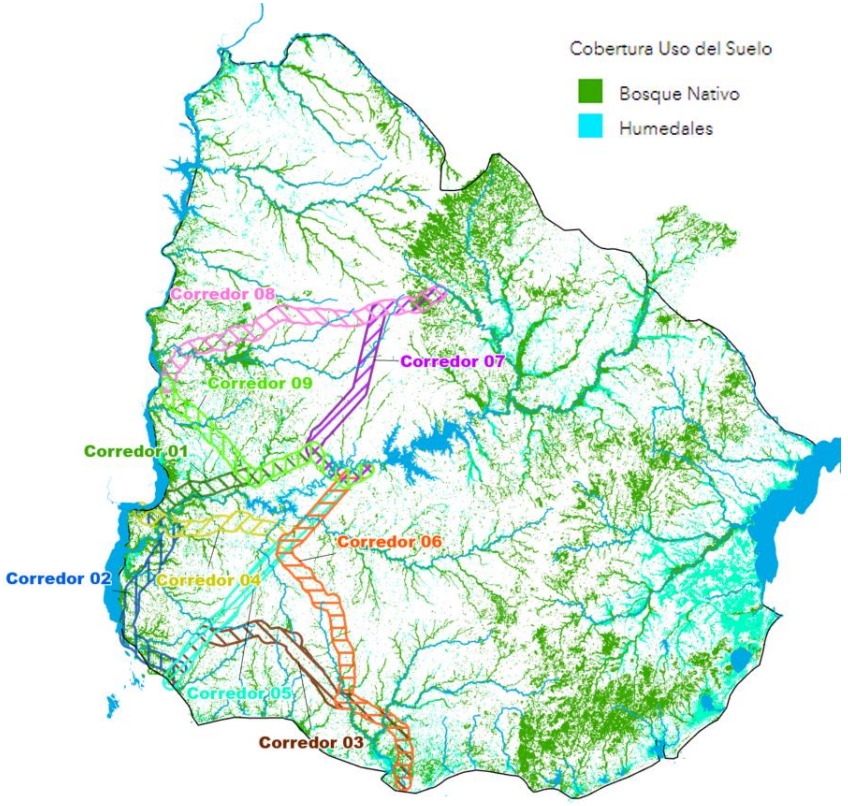


Tabla 8-28. Estimación del porcentaje de superficie ocupada según densidad poblacional para cada uno de los corredores de pipelines.

Corredores	Densidad poblacional (total de población)									
	0 - 150		151 - 300		301 - 500		501 – 1.000		1.001 – 8.000	
	Ha	%	Ha	%	Ha	%	Ha	%	Ha	%
Corredor 01	150.462	69,3	29.540	13,6	33.732	15,5	3.011	1,4	464	0,2
Corredor 02	28.306	15,8	49.293	27,5	44.967	25,1	47.760	26,6	8.997	5,0
Corredor 03	44.318	15,5	76.536	26,8	53.166	18,6	62.638	21,9	48.972	17,1
Corredor 04	158.541	75,8	10.315	4,9	26.596	12,7	3.747	1,8	9.964	4,8
Corredor 05	110.660	48,1	78.002	33,9	26.547	11,5	15.086	6,6	-	-
Corredor 06	103.382	32,8	120.232	38,1	26.816	8,5	35.250	11,2	29.603	9,4
Corredor 07	185.071	81,5	33.123	14,6	38	~0,0	7.245	3,2	1.520	0,7
Corredor 08	192.042	74,9	49.626	19,4	893	0,3	9.041	3,5	4.661	1,8
Corredor 09	103.695	50,1	92.345	44,6	2.595	1,3	4.889	2,4	3.460	1,7

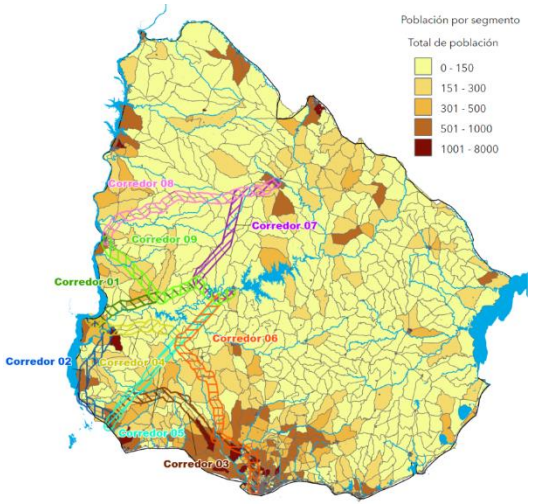
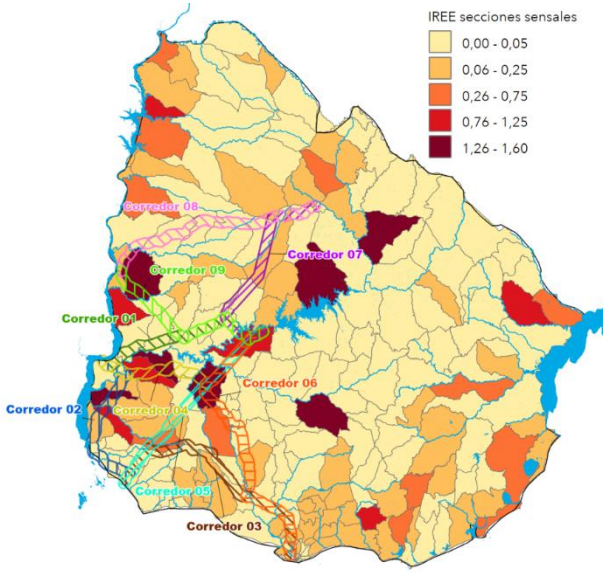


Tabla 8-29. Estimación del porcentaje de superficie ocupada según Índice de Riesgo ante eventos extremos (IREE) para cada uno de los corredores de pipelines.

Corredores	Índice de Riesgo ante eventos extremos (IREE)									
	0 – 0,05		0,06 – 0,25		0,26 – 0,75		0,76 – 1,25		1,26 – 1,6	
	Ha	%	Ha	%	Ha	%	Ha	%	Ha	%
Corredor 01	182.939	84,2	492	0,2	-	-	32.842	15,1	937	0,4
Corredor 02	89.149	49,7	67.007	37,4	-	-	13.402	7,5	9.765	5,4
Corredor 03	214.552	75,1	46.399	16,2	24.678	8,6	-	-	-	-
Corredor 04	67.625	32,3	15.121	7,2	-	-	70.790	33,8	55.627	26,6
Corredor 05	76.046	33,0	37.279	16,2	25.323	11,0	42.167	18,3	49.479	21,5
Corredor 06	142.760	45,3	63.524	20,1	18.205	5,8	42.162	13,4	48.633	15,4
Corredor 07	139.695	61,5	54.643	24,1	-	-	32.660	14,4	-	-
Corredor 08	197.949	77,2	41.918	16,4	-	-	-	-	16.395	6,4
Corredor 09	131.018	63,3	11.766	5,7	-	-	32.653	15,8	31.547	15,2



En rojo se indican aquellas áreas que ocupan un porcentaje significativo de la superficie total de los corredores de pipelines.

A partir del análisis realizado en cada corredor de pipeline, se observó lo siguiente:

- Corredor 01: Atraviesa 4 celdas SNAP, de las cuales ninguna es de Clase 1.
- Corredor 02: Atraviesa 5 celdas SNAP, de las cuales ninguna es de Clase 1.
- Corredor 03: Atraviesa 6 celdas SNAP, de las cuales ninguna es de Clase 1, aunque vale la pena mencionar que, hacia el sur, en las inmediaciones de Montevideo, este corredor atraviesa el Área Protegida con Recursos Manejados Humedales de Santa Lucía.
- Corredor 04: Atraviesa 7 celdas SNAP, de las cuales ninguna es de Clase 1. En su recorrido hay 2 geositios: Grutas del Palacio y Paso de Lugo. Finalmente, un 60% de su recorrido atraviesa áreas con Índice de Riesgo ante Eventos Extremos alto (0,76 – 1,25) y muy alto (1,26 – 1,6).
- Corredor 05: Atraviesa 1 celda SNAP, que no es de Clase 1. En su recorrido hay 2 geositios: Grutas del Palacio y San Martín del Yi. Finalmente, un 40% de su recorrido atraviesa áreas con Índice de Riesgo ante Eventos Extremos alto (0,76 – 1,25) y muy alto (1,26 – 1,6).
- Corredor 06: Atraviesa 8 celdas SNAP, de las cuales una es de Clase 1: Área Protegida con Recursos Manejados Montes del Queguay.
- Corredor 07: Atraviesa 1 celda SNAP que no es de Clase 1.
- Corredor 08: Atraviesa 5 celdas SNAP, de las cuales dos son de Clase 1 y ambas abarcan el Área Protegida con Recursos Manejados Montes del Queguay y
- Corredor 09: Atraviesa 3 celdas SNAP, de las cuales ninguna es de Clase 1.

Este análisis muestra las distintas áreas para tener en cuenta en el plano socioambiental para el desarrollo de proyectos. Mientras que las áreas protegidas, zonas IBAs y sitios de interés patrimonial presentan restricciones a la hora de la localización de proyectos, el resto no implica la imposibilidad de implementar proyectos, sino que deberán tener un estudio específico de impacto ambiental. Los resultados del análisis territorial proveerán *inputs* al modelo de optimización que se desarrollará en una siguiente etapa.

IMPORTANTE: *Cabe destacar que este análisis pretende brindar una caracterización a alto nivel desde el punto de vista ambiental y de uso de suelo de las macrozonas de generación definidas. Por lo tanto, no constituye ni reemplaza bajo ningún concepto una caracterización de línea de base ni una categorización ambiental especifica, la cual debe ser desarrollada y analizada para cada proyecto en cuestión, en base a los requerimientos y lineamientos de la autoridad ambiental competente. A su vez, dado que cada proyecto estaría ubicado en un área específica dentro de estas macrozonas definidas, sus características desde el punto de vista ambiental y territorial especifico puede diferir ampliamente de las características generales de la macrozona correspondiente. Por lo tanto, los valores promedios reportados constituyen únicamente un indicador de cuánta flexibilidad existe a nivel territorial dentro de cada macrozona para la ubicación de un emprendimiento desde el ámbito ambiental y de uso de suelo: a mayor porcentaje de superficie, menor flexibilidad de localización y/o mayores requerimientos ambientales.*

8.5 Puertos

8.5.1 Potenciales zonas de ubicación de infraestructura portuaria

En vistas de los corredores logísticos definidos en la sección 0, se desprenden las potenciales zonas de ubicación de infraestructura portuaria, tanto de exportación como de cabotaje. Este análisis está alineado a la presentación realizada por Puerto de Rotterdam y Royal HaskoningDHV en el *World Hydrogen Summit* en mayo de 2024 titulada *"Uruguay H2 export facility- Site assessment study"*.

La definición de ubicaciones de puertos contempla: el acceso a cadena de suministro terrestre y marítimo de los potenciales lugares; el aprovechamiento de la infraestructura existente y/o áreas con designación portuaria; utilización de infraestructura común entre usuarios; permisos para las posibles ubicaciones; cercanía a plantas de producción; y potenciales individuales de cada zona.

En base a los criterios antes mencionados se identifican como potenciales ubicaciones para terminales de exportación:

- Bahía de Montevideo
- Desembocadura del Río Uruguay / Río de la Plata, entre el tramo de costa Montes del Plata – Nueva Palmira. En este tramo se localizan dos puertos existentes: Montes del Plata y Nueva Palmira.

Vale aclarar que, si bien se reconocen estos puertos existentes en el tramo Nueva Palmira – Montes del Plata, a los efectos de este estudio se considerará de manera general un puerto nuevo representativo de esta zona denominado a partir de ahora como Puerto *greenfield* SO. La característica principal de este potencial puerto en relación con su ubicación estratégica, y la importante razón de su desarrollo es su condición de puerto fluvio-marítimo, es decir, el punto de conexión entre el transporte fluvial y el transporte marítimo como punto de transferencia de carga.

Por otra parte, como puertos de cabotaje para la carga de embarcaciones fluviales con destino a una terminal de exportación, se identifican los potenciales puertos a lo largo del Río Uruguay:

- Zona de Paysandú
- Zona de Fray Bentos

Las ubicaciones mencionadas se presentan en la Figura 8-8.

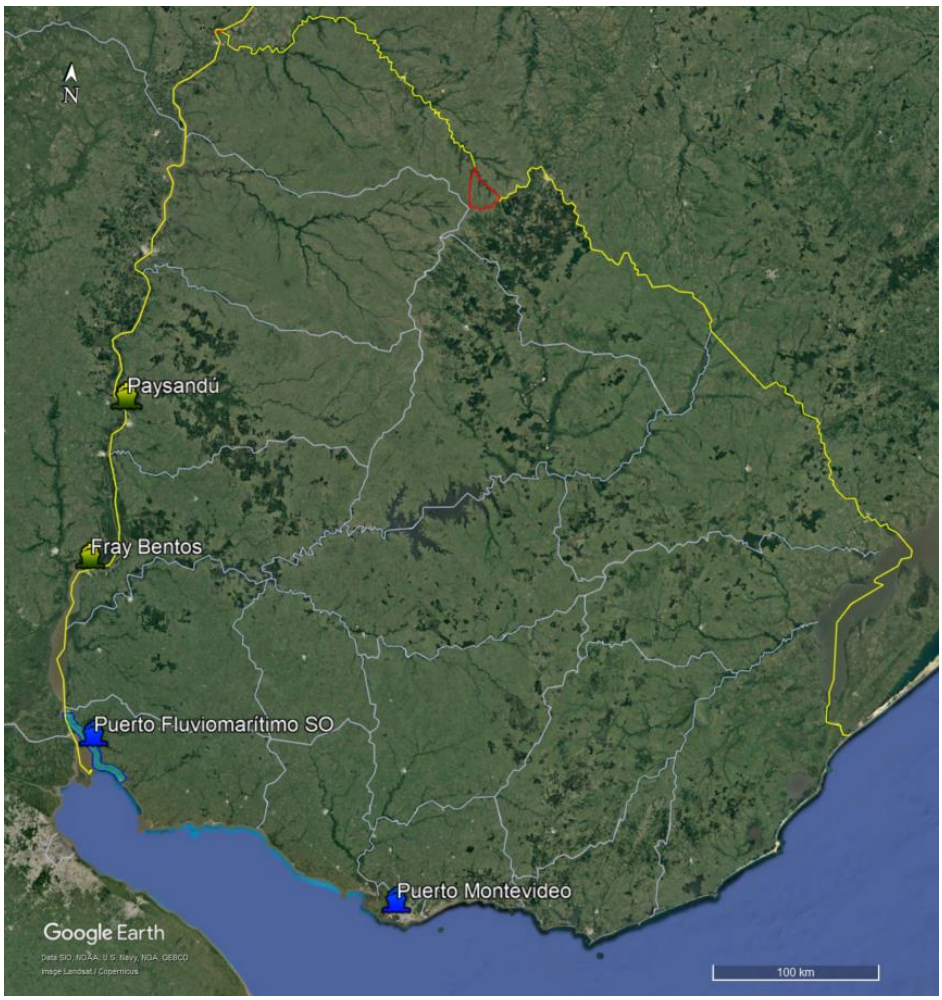


Figura 8-8: Ubicaciones relevantes asociadas a potenciales terminales portuarias y proyectos previstos de producción a corto/mediano plazo.

8.5.1.1 Bahía de Montevideo

En lo que respecta a la Bahía de Montevideo, las potenciales ubicaciones identificadas por Puerto de Rotterdam y Royal HaskoningDHV en el *World Hydrogen Summit* en mayo de 2024 titulada *"Uruguay H2 export facility- Site assessment study"* y alineadas con MIEM y ANP en esta consultoría se listan a continuación y se visualizan en la Figura 8-9:

- Punta Sayago
- Refinería ANCAP
- Planta de Capurro ALUR
- Relleno dársena este
- Relleno Dique de cintura
- Relleno escollera oeste



Figura 8-9: Bahía de Montevideo, y potenciales emplazamientos.

8.5.1.2 Río de la Plata y Río Uruguay

En la Figura 8-10 se pueden observar las ubicaciones de puertos considerados a lo largo del río Uruguay y Río de la Plata interior, focalizándose en 3 zonas:

- Paysandú (cabotaje)
- Fray Bentos (cabotaje)
- Zona Suroeste

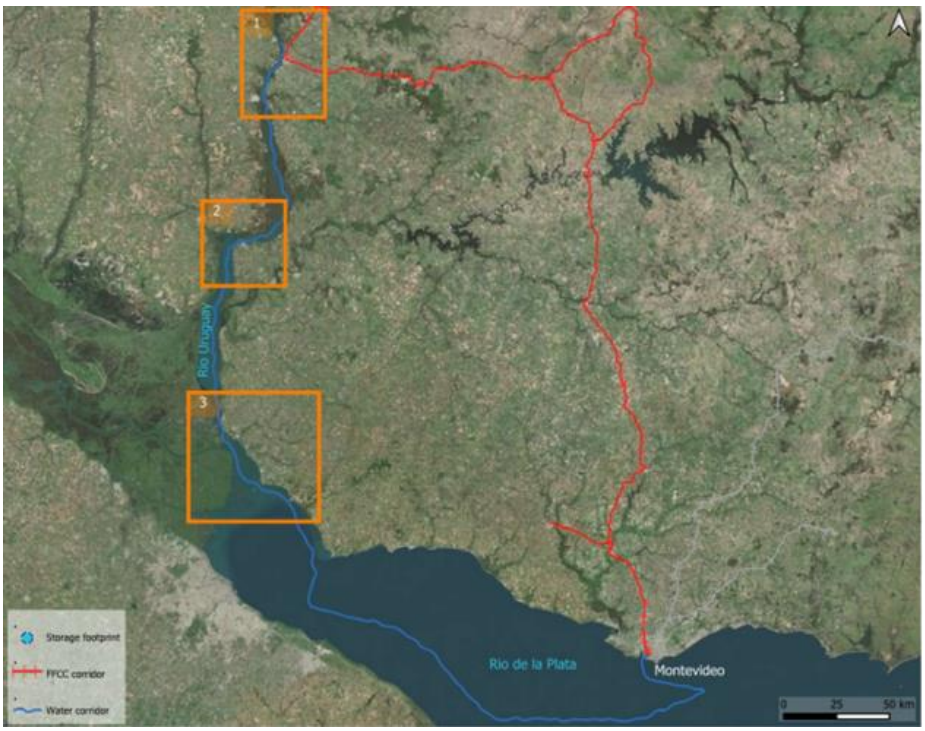


Figura 8-10: Emplazamientos considerados a lo largo del río Uruguay.

En el caso de Paysandú y Fray Bentos, es importante destacar que, en la situación actual de la hidrovía del Río Uruguay, principalmente en términos de calado, no permite la navegación de buques marítimos medianos ni grandes para la exportación de productos. Las restricciones de calado generan la necesidad de hacer top-off en otro puerto (o zona de alije) a mayor calado para poder completar la carga y/o utilizarlos para transporte de cabotaje por medio de embarcaciones más pequeñas como tankers pequeños y/o barcazas. Se debe tener en cuenta que esta situación puede cambiar en el caso que se lleven a cabo dragados y mejoras de condiciones de navegabilidad del Río Uruguay. Vale mencionar que, adicionalmente a la permisología definida por la autoridad competente, esta intervención requiere de aprobación de la CARU (Comisión Administradora del Río Uruguay).

Por lo tanto, a los efectos de este estudio, y dado lo establecido en las bases técnicas, no se considerarán los puertos de Fray Bentos y Paysandú como puertos de exportación, sino que se considerarán como potenciales puertos de carga de cabotaje atendiendo tankers y/o convoy de barcazas, como parte del eje logístico hidroviario, y se mantendrán como puertos exportadores al puerto *greenfield* de zona SO y al puerto de Montevideo. Los análisis de estos puertos se llevarán a cabo dentro del Producto 4: *Análisis técnico-económico del transporte de productos*.

8.5.2 Estrategias logísticas de transporte y exportación

En base a los corredores y nodos logísticos presentados, así como los aspectos territoriales analizados, se observan 3 estrategias logísticas principales, que serán analizadas en los capítulos siguientes:

1. Montevideo como centro de exportación:

Esta estrategia plantea que todos los productos se lleven a una terminal central de exportación en Montevideo. Para eso, el transporte interior de productos hacia Montevideo

se realizaría potencialmente a través del ferrocarril para la producción del Centro y Noreste del país; a través de la hidrovía del Río Uruguay para el Noroeste y Suroeste del país, considerando Tanker de pequeña escala como embarcación; y/o a través de ductos a ser construidos.

2. Centro de transbordo en la desembocadura del Río Uruguay

Esta estrategia utiliza un puerto de transferencia de carga (o transshipment) como centro de transbordo en la desembocadura del Río Uruguay. Este centro de transbordo podrá ubicarse en el tramo Nueva Palmira – Montes del Plata, correspondiente al puerto denominado Puerto greenfield SO. En este lugar la carga se embarca en buques de mediana escala (tipo Handy), o buques de gran escala (tipo panamax) con carga parcial. En cuanto a la producción del centro y noreste del país, podría ser también dirigida hacia el suroeste, o, en caso de que sea conveniente, podría ser transportada por ferrocarril, camión o ductos a ser construidos hacia Montevideo, al igual que la estrategia anterior. Esta estrategia además permite que el centro de transbordo reciba mercancías procedentes del interior de Argentina, Brasil y Paraguay.

3. Combinación de estrategias logísticas

Ambas estrategias se pueden combinar, según lo que se muestra esquemáticamente en la Figura 8-11, cuadro 3. Para este escenario, los puertos clave serán Montevideo y el puerto Suroeste. En este esquema logístico, se tiene la posibilidad de exportar directamente desde puerto de Montevideo en buques tipo Panamax, o directamente desde Puerto SO en buques tipo Handy (por restricción de calado), o hacer top-off en Puerto de Montevideo de los buques marítimos a carga parcial provenientes de Puerto SO, o de tener otro tramo de cabotaje entre Puerto SO y Montevideo. Al igual que el caso anterior, esta estrategia permite que el centro de transbordo SO reciba mercancías procedentes del interior de Argentina, Brasil y Paraguay

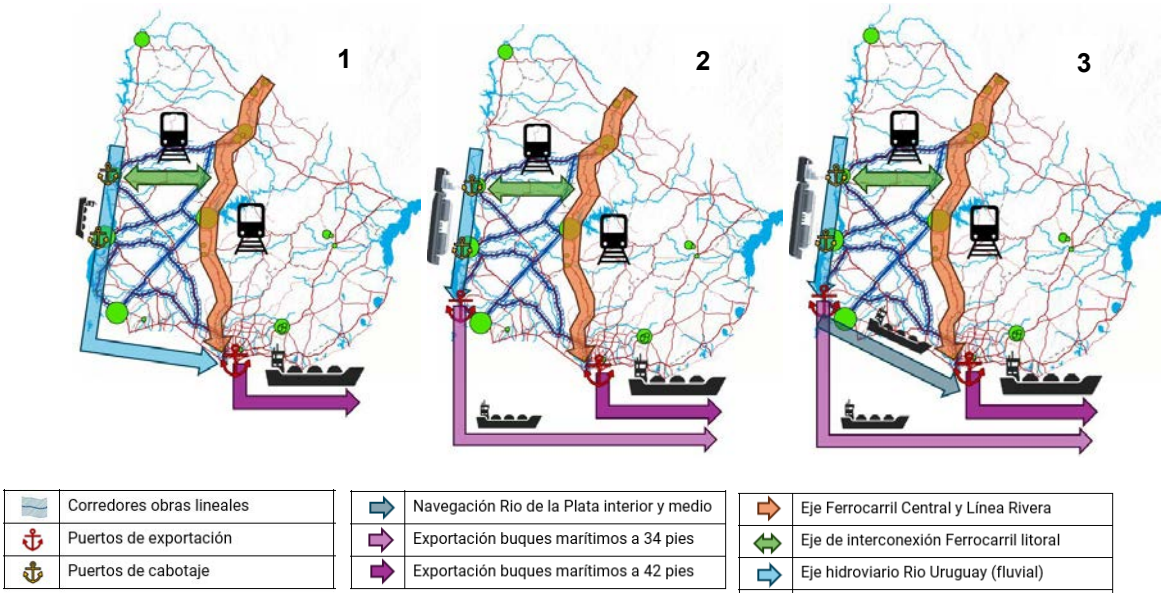


Figura 8-11: Potenciales estrategias logísticas de exportación en base a análisis de localizaciones

9 Criterios de seguridad y Análisis de riesgo

9.1 Consideraciones de seguridad del Hidrógeno y derivados

La producción de hidrógeno verde y sus derivados considerados en el alcance del presente estudio requieren del conocimiento de sus características físicas y químicas, de manera de ser consideradas en sus diseños, y así desarrollar la industria en forma segura y planificada.

A continuación, se hace referencia a algunas de las principales características desde el punto de vista de seguridad, en base a la información disponible en las Fichas Internacionales de Seguridad Química (FISQ), versión en español de las International Chemical Safety Cards (ICSCs).

9.1.1 Hidrógeno

El Hidrógeno es un gas inodoro e incoloro, no tóxico y más liviano que el aire. Se mezcla fácilmente con el aire, generando mezclas explosivas, y su calentamiento intenso puede originar combustión violenta o explosión. En las condiciones de combustión óptimas, la energía requerida para iniciar la combustión es mucho más baja que para otros combustibles, por lo que una pequeña chispa puede iniciar la combustión. Por ejemplo, para provocar la ignición del hidrógeno, hace falta 15 veces menos energía que para el gas natural.

Su almacenamiento requiere un diseño a prueba de incendio, ventilación a ras de suelo y techo. Reacciona violentamente con halógenos, materiales oxidantes y grasas. Los materiales catalizadores como el platino o el níquel aumentan este tipo de reacciones.

En caso de fuga en áreas no confinadas se elevará y dispersará rápidamente, a diferencia de lo que ocurre, por ejemplo, con las fugas de propano u otros combustibles, que tienden a acumularse cerca del suelo al ser más denso que el aire.

En caso de fugas en zonas confinadas, donde se pueda generar altas concentraciones en el aire, produce una deficiencia de oxígeno, y su inhalación puede provocar síntomas como vértigo, dolor de cabeza y asfixia, con riesgo de pérdida de conocimiento e incluso la muerte.

9.1.2 CO_2

El CO_2 es un gas inodoro e incoloro más denso que el aire. No es combustible y se descompone sobre los 2.000 [°C] en monóxido de carbono tóxico.

Su almacenamiento requiere un diseño a prueba de incendio que permita mantener frío el contenedor en caso de incendio en el entorno y ventilación a ras de suelo.

En caso de fugas, al ser más denso que el aire, puede acumularse en zonas más bajas produciendo una deficiencia de oxígeno, generando síntomas como vértigo, dolor de cabeza, aumento de la presión sanguínea, aceleración del ritmo cardiaco, de pérdida de conocimiento o muerte.

El contacto con CO_2 en estado gaseoso o líquido puede producir congelación tras lo cual se recomienda lavado con abundante agua y proporcionar asistencia médica inmediatamente.

9.1.3 Metanol

El metanol es un líquido incoloro, tóxico en caso de ingestión, nocivo si se inhala y altamente inflamable, cuyo vapor se mezcla bien con el aire, formando fácilmente mezclas explosivas. Reacciona violentamente con oxidantes fuertes, ácidos y agentes reductores, generando peligro de incendio y explosión.

Su almacenamiento requiere que sea separado de materiales incompatibles, en un lugar fresco, a prueba de incendio y ventilado.

En caso de fuga o derrame se debe evacuar la zona inmediatamente, eliminar potenciales fuentes de ignición y ventilar. En caso de incendios requiere uso de agua pulverizada, espuma resistente al alcohol, dióxido de carbono, mantener frío sus contenedores y demás instalaciones rociando con agua.

Algunos síntomas en caso de contacto, inhalación o ingestión son vértigo, debilidad, alteraciones a la vista, convulsiones y pérdida de conocimiento, entre otros.

Se debe evitar su liberación al medio ambiente en circunstancias distintas al uso normal.

9.1.4 Amoniaco

El amoniaco es un gas incoloro, inflamable, más ligero que el aire, las mezclas de aire/gas son explosivas. Es una base fuerte, reacciona violentamente con ácidos y es corrosivo. Reacciona violentamente con oxidantes fuertes, alógenos y otras sustancias. Ataca el cobre, aluminio, zinc y sus aleaciones. Al disolverse en agua desprende calor. Reacciona con la mayoría de los compuestos orgánicos e inorgánicos, causando peligro de incendio y explosión.

Requiere de un almacenamiento a prueba de incendio, separado de oxidantes, ácidos y halógenos, en un lugar freso y bien ventilado. Equipos eléctricos y de iluminación deben ser a prueba de explosión.

En caso de derrames o fugas, se debe evacuar el área, ventilar y aislar el área hasta que el gas se disperse. Para la protección personal se indica traje hermético de protección química, incluyendo equipo autónomo de respiración.

En caso de inhalación genera sensación de quemazón y dificultades respiratorias entre otros. En caso de contacto puede generar enrojecimiento y quemaduras cutáneas, además en caso de contacto con amoniaco en estado líquido genera congelación. Requiriere de asistencia médica inmediata.

Es muy tóxico para los organismos acuáticos, se aconseja impedir que sea incorporado al medio ambiente.

9.2 Criterios de Seguridad en la conducción de sustancias peligrosas

Para el Código Federal de Regulaciones CFR, Titulo 49 que se refiere a regulaciones en transporte en los Estadios Unidos, una sustancia peligros es aquella que expone la salud, la seguridad y la propiedad cuando es transportada comercialmente. En el Sistema Nacional de Emergencias de Uruguay (SINAE) se define los tipos de sustancias peligrosas de acuerdo con sus propiedades, con base en la clasificación estadounidense.

Dentro de las sustancias peligrosas, el SINAE incluye al dióxido de carbono dentro de los Gases no Inflamables y al hidrógeno dentro de los gases inflamables. En el caso del Metanol

o alcohol metílico se considera un líquido inflamable por tener un punto de inflamación por debajo de los 37°C y al Jet Fuel como Combustible por tener el punto de inflamación igual o superior a 37°C, según la clasificación de la NFPA 30[18]

La clasificación de una sustancia como peligrosa conlleva al uso de estrictos códigos de seguridad en el diseño, construcción y operación de los sistemas de transportes. Los códigos desarrollados por la CFR para transporte y distribución de fluidos por tuberías, aunque no son de estricto cumplimiento en todos los países, son referencias ineludibles para muchas instalaciones fuera de Estados Unidos. Estos códigos han venido evolucionando a raíz de los aprendizajes relacionados con la seguridad de instalaciones y con la experiencia acumulada en diferentes industrias.

En esta etapa del estudio estos códigos se asumen como guías que permitan acercarse al dimensionamiento de un futuro diseño seguro para el transporte de sustancias peligrosas en cuanto a lo siguiente:

- Factores de seguridad para el cálculo y selección de materiales, consideraciones de materialidad de los ductos y equipos.

- Requerimiento de instalaciones para prevención de fugas no intencionadas (las fugas intencionadas se consideran medidas de prevención en los sistemas a presión). Los sistemas de tuberías deben considerar instalaciones para la despresurización y venteo controlado, estaciones de válvulas para actuación de emergencia, etc. Así mismo, deben tener estaciones con válvulas que puedan bloquear y limitar el flujo una vez que se inicie un escape.

- Consideración de las medidas de protección contra la corrosión como un medio para la prevención del deterioro que pueden provocar una falta de contención: contenidos máximos de agua y contaminantes, consideración de sistema de protección catódica, sistemas de vigilancia (detección de fugas) y el requerimiento de inspección de pipelines (por ejemplo, estaciones de trampas para corridas con herramientas instrumentadas de inspección).

- Consideraciones de Prevención, Detección y combate de incendios.

Adicional a los códigos de diseño, el tipo de riesgo asociado a la inflamabilidad/combustibilidad de las sustancias requiere considerar criterios adicionales aun en etapas tempranas del diseño. De acuerdo con el antecedente suministrado, *Análisis de necesidades regulatorias para los proyectos de producción de hidrogeno verde y derivados*[19], en el punto 3.1.3. Seguridad Industrial, se indica la aplicabilidad de códigos de la NFPA para la protección contra incendios en instalaciones industriales.

En el caso del hidrógeno, la NFPA 2 aborda la manipulación, almacenamiento, uso y transporte de hidrógeno, proporcionando criterios específicos para la seguridad en diferentes etapas del proceso. Para líquidos inflamables/combustibles, la NFPA 30 regula el almacenamiento y manejo de estos líquidos, mientras que la NFPA 55 se ocupa de los sistemas de gases comprimidos y licuados, lo que incluye también al hidrógeno.

[18] National Fire Protection Association
[19] Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH *Análisis de la disponibilidad de CO_2 para la producción de derivados de H2 verde en Uruguay*

La clasificación de inflamabilidad/combustibilidad NFPA 30 para líquidos y la clasificación de gas inflamable para el hidrogeno en condiciones ambientales indicada en la NFPA 2 conlleva a medias de seguridad en cuanto a:

- Distanciamientos, requerimientos de ventilación, y otros requerimientos asociados con la ubicación y los espacios ocupados por instalaciones que manejan líquidos o gases inflamables/combustibles para prevenir un foco de incendio y/o su propagación.
- Detección y combate de incendios que pueden ser generados en el contexto de la operación con estos líquidos y gases.

Los requerimientos de detección (instrumentos y comunicación) y de combate (redes fijas y móviles) serán desarrollados en etapas posteriores de diseño y considerados para los estimados de costos.

En el caso del metanol, este tiene la particularidad de que, siendo totalmente miscible con agua, retiene su inflamabilidad incluso a concentraciones de agua muy altas. Una solución del 75% de agua y 25% de metanol en volumen se considera un líquido inflamable [20]. Esto tiene consecuencias importantes para efectos del combate a incendios.

Los incendios con metanol puro son diferentes a los incendios comunes: producen menos calor, son difíciles de ver (las llamas son casi invisibles a simple vista durante el día, y hay poco humo o ninguno), pueden iniciarse en circunstancias inesperadas (los límites de inflamabilidad están comprendidos entre el 6% y 36% de volumen en el aire) y son difíciles de extinguir con agua. Por lo anterior, es indispensable uso de tecnologías de instrumentación específicas para la detección temprana de un escape o incendio con metanol. La primera tecnología recomendada es la detección de vapor, ya que el metanol es inflamable a baja concentración (esto aplica también para el hidrógeno). La segunda tecnología es la formación de imágenes térmicas, que se han usado durante muchos años para identificar puntos calientes.[21]

La NFPA 69 es el estándar usado para prevención de explosiones que pueden ocurrir en un entorno específico de manipulación de metanol. Si bien los pipelines normalmente son enterrados, se tienen instalaciones superficiales a lo largo del trayecto.

En cuanto a la zonificación de atmósferas potencialmente explosivas, en el antecedente *Análisis de necesidades regulatorias para los proyectos de producción de hidrogeno verde y derivados en Uruguay*, en el punto 3.1.3: *Trámites relacionados con seguridad industrial*, se menciona la clasificación UL 1203[22] para entornos peligrosos según la presencia de gases inflamables.

La clasificación de área de acuerdo con la peligrosidad de la atmósfera permite la selección de los equipos eléctricos idóneos según NFPA 70 Código eléctrico que pueden operar dentro del área. Esto se considera como un criterio adicional de diseño seguro. En caso de ser necesario, se factorizará en estimados de costos el uso de estos equipos especiales para áreas clasificadas.

9.3 Criterios de Manejo de CO_2

En un contexto de mitigación de riesgos de operación en el almacenamiento y transporte de CO_2, existe la posibilidad de liberación de emisiones a la atmósfera (ya sea controlada por

[20] *Manual de manipulación segura del metanol*. 2013. Methanol Institute. www.methanol.org
[21] *Manual de manipulación segura del metanol*. 2013. Methanol Institute. www.methanol.org
[22] Underwrite Laboratory/ American National Standards Institute UL1203 *Explosion Proof and Dust-ignition Proof Electrical Equipment for use in Hazardous Locations*

razones de mantenimiento o seguridad, o no controlada como un evento imprevisto), lo cual provoca que la corriente de CO_2 se expanda y se enfríe a medida que cae la presión.

Al liberarse a la atmósfera, el CO_2 se presentará en fase sólida (como la nieve) y no como un líquido, lo cual influye en la formación de una "nube" de CO_2 que se libera y toma un comportamiento de dispersión (cuando la nube interactúa con las condiciones topográficas y meteorológicas predominantes). Como las nubes de CO_2 son más pesadas que la atmósfera, tenderán a permanecer cerca del suelo y fluir hacia puntos bajos, lo que podría provocar zonas donde se reduzca el contenido de oxígeno. Una liberación intencional de CO_2 de una tubería o tanque de almacenamiento podría deberse perceptiblemente a requisitos operativos y deberá cumplir con las normas aceptadas por la industria, las cuales buscan el equilibrio entre minimizar los riesgos y la economía de operación. Es interesante señalar que no existe una norma internacional para la aplicación de un umbral para la relación entre la exposición al CO2 y la probabilidad de muerte humana. Sin embargo, existe abundante literatura sobre los peligros relativos del CO2 y las normas de la Administración de Seguridad y Salud Ocupacional de EE.UU (OHSA[23]) y del Instituto Nacional de Salud y Seguridad Ocupacional (NIOSH[24]).

Los eventos de riesgo se pueden gestionar a través de una jerarquía aceptada de estrategias para remediar si es necesario. Por ejemplo, allí existe una gama de opciones de mitigación que pueden ayudar a reducir la probabilidad de grandes emisiones debidas a interferencia de terceros, incluyendo:

- Salvaguardas de ingeniería para reducir la duración, la escala y la exposición a las emisiones de CO_2 (potencialmente mediante la utilización de válvulas de retención o de bloqueo para reducir el riesgo y/o las razones operativas/de mantenimiento);
- Proporcionar protección física a los estanques y tuberías, como aumentar la cobertura del suelo o usar protectores de láminas de concreto (que pueden reducir la probabilidad de falla en un factor de 10), o el uso de materiales de mayor calidad, selección de materiales y protección catódica para ayudar a reducir la incidencia de la corrosión);
- Registro de tuberías en la base de datos del sistema público para informar a terceros, operaciones y potencialmente evitar; daños por otras actividades; y/o hacer la notificación de la intención Las actividades de excavación por parte de terceros son una condición obligatoria.

9.4 Criterios de Manejo de H_2

Una de las preocupaciones principales en el diseño de sistemas de almacenamiento y transporte de hidrógeno es el daño generado por el hidrogeno en el acero. La llamada fragilización del acero es un fenómeno que se da a temperaturas por debajo de los 200°C y es dependiente de varios factores como lo son la resistencia y composición del material, presión del servicio, etc.[25]. Aun así, el acero al carbono es un material permitido por el código ASME B31.12 para el manejo de hidrógeno.

Según el código ASME B31.12 existe data suficiente que demuestra algunas tendencias que pueden ayudar a la selección de materiales para almacenamiento y transporte de hidrogeno. La tendencia más general indica que el posible debilitamiento que puede ocasionar el hidrógeno en aceros al carbono aumenta con materiales de mayor resistencia. Como la consecuencia de la fragilización del acero en servicios de hidrogeno puede ser muy severa,

[23] Occupational Health and safety administration. https://www.osha.gov
[24] National Institute for occupational safety and health
[25] ASME STP-PT-006 *Design guidelines for hydrogen piping and pipelines*

la recomendación es que no solo se considere un límite mínimo de resistencia en la selección del acero para resistir presiones, sino también un límite máximo.

Otros factores pueden ser considerados para disminuir el efecto de la fragilización, como lo es la utilización de revestimientos internos o la disminución de las fluctuaciones de la presión, de acuerdo con lo indicado en *Analysing future demand, supply, and transport of hydrogen* (2021)[26]. La preselección de materiales que ofrecen los códigos no exime a los diseñadores de seleccionar los materiales que cumplan estrictamente con las condiciones a las cuales se realiza el manejo de hidrógeno. El hidrógeno, al ser una molécula tan pequeña, es más propenso que otros gases a fugas e impregnación, por lo que es importante una correcta selección de materiales, incluyendo válvulas, acoples, material de aporte en soldaduras, etc.

9.5 Criterios de almacenamiento de Metanol y Jetfuel

9.5.1 Consideraciones generales para Parques de Almacenamiento en Tierra (AGS)

En este estudio, si bien el almacenamiento en los distintos polos industriales, destinos o centros de exportación será para los Productos Metanol y Jetfuel, se dará mayor énfasis a los aspectos de seguridad relacionados al Metanol, por ser éste el más crítico.

El Metanol obtenido de los centros de producción será conducido a los centros de almacenamiento de Metanol, donde se almacenarán para su posterior despacho en los puertos de exportación. El almacenamiento de Metanol y JetFuel está sujeto a las mismas disposiciones que el almacenamiento de Hidrocarburos Líquidos (como la Gasolina). El Metanol se almacena en zonas de tanques que consisten en tanques exteriores con techos flotantes, y tanques menores flotantes con deflectores internos. Los tanques deben estar conectados a tierra para evitar los peligros relacionados con las descargas de electricidad estática. El control de inflamación se realiza generando atmósfera de nitrógeno o por designación de una zona de peligro con control de inflamación. El control de derrames se realiza mediante bermas que deben estabilizarse por medio de compactación, usando una tela adecuada resistente al metanol, o con hormigón.

El almacenamiento en tanques debe hacerse en instalaciones que cumplan la normativa sobre materias inflamables y peligrosas. El metanol arde con una llama no luminiscente, que puede ser invisible a la luz solar brillante. El personal de respuesta debe estar equipado con dispositivos infrarrojos que permitan la detección de calor remota y de la temperatura relativa.

Las instalaciones de almacenamiento en tierra, muelles y terminales marítimos están dotadas de tanques con techos flotantes para la manipulación de Metanol. El uso de techos flotantes internos es para evitar la contaminación (exterior o de humedad o agua). Las instalaciones deben estar equipadas con detección de fugas y alarmas. La capacidad de supresión de incendios y la respuesta ante derrames es requerida por las compañías aseguradoras. Se puede considerar la utilización de una atmósfera de gas inerte (como lo es el Nitrógeno), la cual añade un nivel adicional de protección contra la inflamación dentro del espacio de vapor del tanque. Como el gas nitrógeno (N2 (g)) es un gas asfixiante, se deben tomar precauciones especiales para tener acceso al techo del tanque y entrar en tanques purgados. La atmósfera de nitrógeno tiene la ventaja adicional de preservar la pureza del Metanol. El nitrógeno seco es el gas preferido para formar una atmósfera de gas inerte, el cual no debe contener dióxido de carbono, para así evitar la corrosión en presencia de aire

[26] European Hydrogen Backbone. 2021. *Analysing future demand, supply, and transport of hydrogen European Hydrogen Backbone.* www.ehb.eu

húmedo y evitar la contaminación del producto, la cual podría aumentar la acidez y corrosividad del metanol.

Entre los controles de ingeniería relacionados con los tanques de almacenamiento de Metanol se incluyen los siguientes:

- Protección contra el exceso de llenado por medios de alarmas de alto nivel visibles y audibles; accionamientos con instrumentos automáticos para detener el flujo antes del llenado excesivo; respiraderos con apagallamas.

- Sistemas de contención secundarios, como diques, retenciones o bermas; detectores y alarmas de vapor; y detectores de gases explosivos para detectar y advertir de peligros de incendios o explosiones en caso de una fuga.

- El metanol debe almacenarse en un área bien ventilada con bermas, diques o retenciones.

- Si se diseña de acuerdo con NFPA 30, el área de almacenamiento debe poder contener al menos el 110% del volumen del tanque de almacenamiento más grande en el área contenida.

- En el caso de una fuga dentro del área de contención, el Metanol líquido acumulado debe cubrirse idealmente por completo con espuma resistente al alcohol.

- Si el área de contención tiene las dimensiones adecuadas, el derrame de metanol podrá diluirse con al menos cuatro partes de agua a una parte de metanol para reducir el riesgo de incendios.

- Estas precauciones deben tomarse sin que importe si el metanol está en combustión. El objetivo es impedir la migración de vapor y el retorno de llama reduciendo la velocidad de las fugas de vapor desde la superficie líquida.

Es probable que las fugas de vapores de Metanol se dispersen con relativa rapidez. Las medidas de respuesta apropiadas son aislar el área 100 a 200 [m] a partir de la fuente del derrame en todos los sentidos y mantenerse contra el sentido del viento de la columna de vapor de la fuga. Si el incidente comprende un camión cisterna, tanque o un vagón cisterna, será necesario ampliar el área de aislamiento a 800 [m] a partir del origen de la fuga. La finalidad de ampliar el radio del límite de exclusión es proteger al personal contra el exceso de presión, el flujo radiante térmico en el caso de BLEVE.

Simulaciones específicas para el caso de parque de tanques en terminales portuarias de exportación han sido llevadas a cabo como parte de un análisis de zonas amenazadas ante escenarios de incendios y explosiones. Estos análisis específicos se presentan en la sección 10.10.5 como parte del análisis técnico-económico de los potenciales puertos de exportación.

9.5.2 Sistema de Protección contra incendios

Además, se deben tomar medidas para prevenir y contener los incendios, ya que el Metanol es un combustible de bajo punto de inflamación, tiende a acumularse cerca del suelo y no se disipa en áreas cerradas y sin ventilación. Estas características exigen medidas de seguridad específicas que eviten la formación de vapores de Metanol y la instalación de equipos adecuados de ventilación, detección de fugas, detección de calor y extinción de incendios. El Metanol se envía habitualmente a todo el mundo y la industria marina tiene amplia

experiencia en el manejo seguro del Metanol. Más información respecto a la seguridad del Metanol se puede encontrar en el *Manual de manipulación segura del Metanol (quinta edición)*.

Debido a sus características, el Metanol siempre se debe mantener dentro de sistemas cerrados y no se debe dejar abierto a la atmósfera. Se deben considerar medidas para el control de incendios que involucren la utilización de espuma, para lo cual se basará en la norma NFPA 11: Standard para espuma de baja, media y alta expansión. Bajo esta norma, un incendio producido en la instalación se clasificará como Clase B; incendio en líquidos inflamables, líquidos combustibles, grasas de petróleo, alquitranes, aceites, pinturas a base de aceite, disolventes, lacas, alcoholes y gases inflamables. En general, la protección contra incendios para tanques de gasolina es suficiente para los tanques de metanol, siempre y cuando se tengan precauciones adicionales para la detección de fugas, peligros tóxicos y disponibilidad de espuma de supresión de incendios compatible con el alcohol. Uno de estos sistemas es explicado a continuación:

- Sistema de espuma de aire comprimido (CAFS): Un sistema que emplea dispositivos de descarga de espuma de aire comprimido o mangueras conectadas a un sistema de tuberías a través del cual se transporta la espuma desde una cámara de mezcla. La descarga de CAFS comienza con la activación automática de un sistema de detección, o con la activación manual que abre las válvulas, permitiendo que la espuma de aire comprimido generada en la cámara de mezcla fluya a través de un sistema de tuberías y se descargue sobre el área servida por los dispositivos de descarga o mangueras. Los peligros que los sistemas de espuma de aire comprimido pueden proteger incluyen líquidos inflamables y líquidos combustibles. Se recomienda usar una espuma formadora de película acuosa resistente al alcohol (AR-AFFF) con equipos de suministro de espuma al 6 % (con agua) en incendios de Metanol.

La estimación de la Carga de Incendio utilizara como valores de Poder Calorífico Específico de 19 [MJ/kg] para el Metanol, extraídos de la Normativa *"Carga de Fuego en Edificaciones y Áreas de Riesgo"* [27]. Se obtiene un valor de Carga de Incendio mayor a 1200 [MJ/m²] para la sección de almacenamiento, por lo que acorde con la Tabla 3.6-8 extraída de la normativa de "Sistemas de Tomas de Agua y Bocas de Incendio" se obtiene que el establecimiento es de Tipo 5 (alto peligro)[28].

Los incendios con Metanol puro no son como la mayoría de los incendios comunes. Los incendios de metanol producen menos calor (tienen una baja temperatura de llama); transfieren menos calor a los alrededores (las llamas no son luminosas); son difíciles de ver (las llamas son casi invisibles a simple vista durante el día, y hay poco humo o ninguno); pueden iniciarse en circunstancias inesperadas (los límites de inflamabilidad están comprendidos entre el 6% y 36% de volumen en el aire); son difíciles de extinguir con agua (100% miscibles); y son inflamables con el 75% de agua en volumen. Se dispone de dos tecnologías de instrumentación para la detección temprana de un incendio con metanol. Lo primero es la detección de vapor. Si una fuente de metanol emite grandes cantidades de vapor, es sólo cuestión de tiempo antes de que se produzca la inflamación y el retorno de llama. Si se actúa a tiempo, la fuente de vapor puede aislarse y mitigarse antes de que se inflamen los vapores. La segunda tecnología es la formación de imágenes térmicas, que se han usado durante muchos años para identificar puntos calientes y conexiones sueltas en sistemas eléctricos.

Si hay presente vapor de Metanol en concentraciones aproximadas al límite de inflamabilidad, o menores (6% en volumen), entonces debe asegurarse que la inflamación sea posible. Una vez que se produzca la inflamación, se producirá la combustión bien sea en forma de incendio

[27] Fuente: Subdirección Nacional de Bomberos - Ministerio del Interior, 2010.
[28] Fuente: Subdirección Nacional de Bomberos - Ministerio del Interior, 2017.

o explosión. Si la temperatura ambiente es superior al punto de inflamación, y si hay mucho espacio con vapor en un recipiente, tanque, habitación, edificio o recinto, entonces es más probable que se produzca un retorno de llama y una explosión.

El Metanol tiene una baja temperatura de llama que, en combinación con llamas no luminosas, reduce sustancialmente el índice de flujo térmico radiante. La baja temperatura de llama combinada con un bajo flujo térmico radiante permite a los bomberos aproximarse más al incendio que lo que sería posible con un incendio de gasolina o diesel.

La presión de vapor relativamente alta del metanol puro hace que éste se volatilice fácilmente en el aire. En la atmósfera, el vapor de metanol reacciona con óxidos de nitrógeno (NOx) para producir nitrato de metilo. El metanol, como compuesto orgánico volátil (VOC), puede contribuir a la formación de aire contaminado de carácter petroquímico. El metanol se descompone a la luz solar, y tiene una vida media de 17 a 18 días. Después de 5 días, la eliminación estimada del medio ambiente es del 75 % al 82 %, y hasta del 95 % en 20 días.

Los derrames mayores deben diluirse con agua y contenerse en diques para luego desecharlos. El sistema de iluminación debe estar conectado a tierra. Las estructuras y recipientes altos deben tener conductores de pararrayos bien conectados a tierra.

La conexión a tierra es especialmente importante para proteger al Metanol contra la inflamación accidental que puede resultar de descargas de electricidad estática. El Metanol es un compuesto polar que conduce la electricidad. Los tanques y los recipientes de almacenamiento deben tener un sistema de llenado con tubo profundo como protección contra la inflamación accidental provocada por la electricidad estática generada debido a la caída de líquido por el aire.

Las mangueras deben tener una conexión a tierra. En situaciones de carga y descarga de Metanol, debido a la posibilidad de que se generen chispas debido a la acumulación de electricidad estática. El Metanol no acumula electricidad estática. La conductividad eléctrica del metanol es relativamente alta en comparación con la de la mayoría de los materiales combustibles. Sin embargo, deben establecerse límites de velocidad en operaciones de transferencia donde haya posibilidades de elevadas caídas de presión, impactos hidráulicos y erosión.

En años recientes se ha señalado el peligro de usar artículos eléctricos personales tales como teléfonos móviles, computadoras portátiles, etc., en ambientes sometidos a atmósferas potencialmente explosivas, por ejemplo, gasolineras y terminales de llenado de combustible. La energía necesaria para inflamar vapores de gasolina (0,2 [mJ] en la relación de mezcla óptima para la combustión) es similar a la energía producida por la electricidad estática y por las chispas producidas por dispositivos de bajo voltaje cuando se inflaman. No se recomienda utilizar componentes eléctricos como teléfonos móviles y computadoras portátiles en una atmósfera potencialmente inflamable.

Los teléfonos móviles pueden inflamar vapores de gasolina, etanol, metanol, propano y gas natural comprimido (CNG).

9.5.3 Consideraciones Ambientales en caso de derrames

El Metanol es completamente miscible en agua y biodegradable. En caso de derrame, es muy probable que los efectos sobre la vida marina sean temporales y totalmente reversibles. La Oficina de Prevención de Contaminación y Sustancias Tóxicas de la EPA determinó que el Metanol es esencialmente no tóxico en cuatro especies de peces que fueron evaluadas, según los valores comunicados de las concentraciones letales medias y efectivas. Sin

embargo, la biodegradación del metanol resultante de una fuga en aguas superficiales puede agotar el oxígeno del agua, lo que a su vez podría dañar las especies de peces locales.

A concentraciones mucho mayores que 1.000 [mg/l], y principalmente mayores que 10.000 [mg/l], el Metanol es tóxico para organismos acuáticos como peces, dafnias y algas. Según la EPA, estos valores indican una toxicidad aguda baja de metanol para peces de agua dulce. La toxicidad del Metanol para las plantas acuáticas es variable. Es muy tóxico para las zosteras y cubiertas de algas y tiene una baja toxicidad para las algas verdes.

Para la población, el Metanol es tóxico en caso de ingestión, contacto con la piel o inhalación.

9.6 Análisis de Riesgo de localizaciones propuestas

Parte del alcance para la implementación de un sistema productivo de hidrogeno verde y derivados requiere la construcción y/o uso de infraestructura fija, entre los que encontramos electrolizadores, plantas de generación, puertos, entre otros.

Desde el punto de vista de riesgos, se ha considerado dos elementos que deben ser incorporados en el proceso de definición de su ubicación: el índice de riesgos de eventos extremos (IREE) y la población (cantidad de habitantes), en ambos casos considerando la organización territorial a nivel de Departamento y Sección Censal respectivamente.

El IREE, corresponde a un indicador de riesgo calculado por el SINAE (Sistema Nacional de Emergencias), el cual se compone del índice de riesgo por eventos extremos (nivel de exposición a eventos extremos de la naturaleza) y el factor de agravamiento (nivel de vulnerabilidad de la población), ambos referenciados a una misma Sección Censal.

El IREE calculado por el SINAE presenta diez niveles de riesgo, los cuales, para efectos del presente análisis, se ha determinado agruparlos para llevarlo solo a cinco niveles, como se presenta en la tabla a continuación, siendo el nivel 1 el de menor riesgo y el nivel 5 el mayor riesgo.

Tabla 9-1: Niveles de riesgo IREE

IREE por sección sensal		Nivel de riesgo
Mínimo	Máximo	
0,00	0,01	1
0,02	0,05	
0,06	0,10	2
0,11	0,25	
0,26	0,50	3
0,51	0,75	
0,76	1,00	4
1,01	1,25	
1,26	1,50	5
1,51	1,60	

Para el caso de la población, la información disponible se encuentra desagregada a nivel de Segmento, una apertura más detallada que Sección Sensal, pero manteniendo una agrupación que genera cinco niveles. Similar al caso anterior, se ha asignado el nivel 1 a la menor población y nivel 5 a la mayor población.

Tabla 9-2: Niveles de riesgo población

Población por segmento		Nivel de riesgo
Mínimo	Máximo	
0	150	1
151	300	2
301	500	3
501	1000	4
1001	8000	5

Como criterio inicial se sugiere que aquellas áreas con niveles de riesgo 4 y 5, debiesen considerarse como menos preferentes, aquellos con nivel de riesgo 2 y 3 pueden ser considerados siempre y cuando sean desarrollados análisis de trade off que permitan evaluar adecuadamente la conveniencia de instalarse en un lugar con dicho nivel de riesgo y finalmente se debieran considerar como áreas preferentes aquellas con nivel de riesgo 1, es decir, áreas con bajo índice de riesgo por eventos extremos y bajo nivel de población.

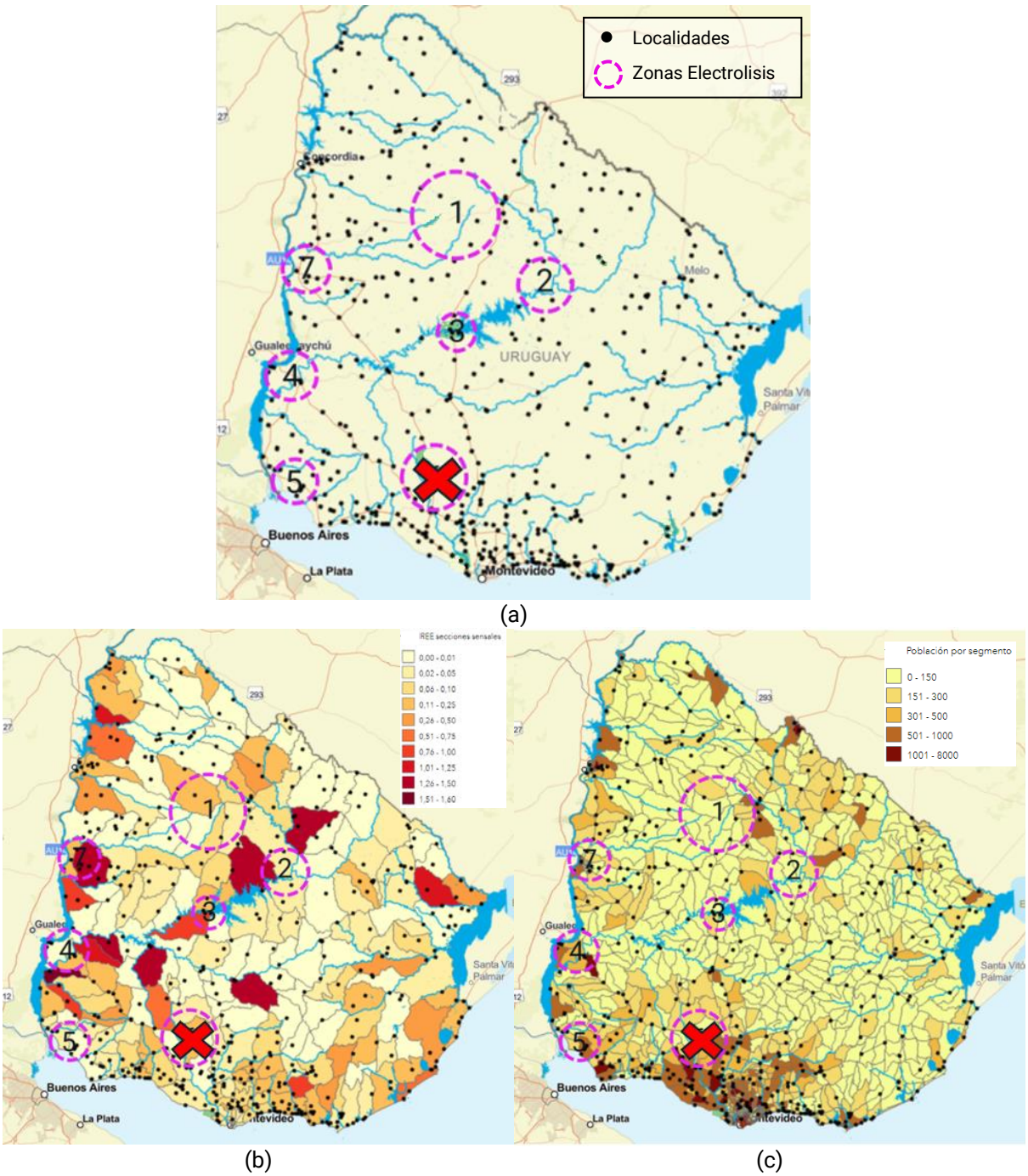
En el caso de infraestructura existente que pueda ser utilizada por futuros proyectos de Hidrógeno, el nivel de riesgo existente deberá ser considerado en la decisión, buscando siempre el menor nivel de riesgo posible.

Las secciones a continuación presentan el análisis realizado teniendo en cuenta estas consideraciones.

IMPORTANTE: *Cabe destacar que este análisis pretende brindar una caracterización a alto nivel desde el punto de vista de riesgos y seguridad. Por lo tanto, no constituye ni reemplaza bajo ningún concepto una caracterización de línea de base, la cual debe ser desarrollada y analizada para cada proyecto en cuestión, en base a los requerimientos y lineamientos de la autoridad competente. A su vez, dado que cada proyecto estaría ubicado en un área específica dentro de estas macrozonas definidas por lo que su afectación hacia el entorno puede diferir ampliamente de las características generales de la macrozona correspondiente. Por lo tanto, los valores promedios reportados constituyen únicamente un indicador de cuánta flexibilidad existe a nivel territorial dentro de cada macrozona para la ubicación de un emprendimiento desde el ámbito de riesgo y seguridad. Para el desarrollo de futuros proyectos, se recomienda ampliar el análisis realizado, considerando aristas que no fueron incluidas en esta consultoría, como lo son escenarios de cambios climáticos, medidas de mitigación de riesgo en actividad industrial y procesos productivos, entre otros.*

9.6.1 Electrolizadores

Como ha sido presentado en capítulos anteriores, se considera en principio 7 posibles áreas para la ubicación de electrolizadores. La figura a continuación muestra las áreas definidas con potencial de ubicar electrolizadores (a), así como su superposición con las capas de IREE (b) y población del segmento (c).



(a)

(b) (c)

Figura 9-1: Zonas definidas para electrolizadores (a), IREE (b) y Población (c)[29].

Teniendo en cuenta las posibles locaciones para electrolizadores, los mapas de IREE y de población, y los criterios antes indicados respecto a un nivel de riesgo 1, tanto para el IREE como para la población, la figura a continuación muestra las áreas en que estos tres elementos se traslapan, mostrando así el área donde los electrolizadores presentan el menor nivel de riesgo, tanto para la población como frente a eventos de riesgos extremos. Se puede apreciar que en la mayoría de las zonas definidas con potencial de instalar electrolizadores

[29] Zona 6 fue desestimada, según lo indicado en capítulo 8.2.

existe un área disponible con flexibilidad de ubicación. El caso más desfavorable es la de la zona 7, donde el área disponible es la menor de todas.

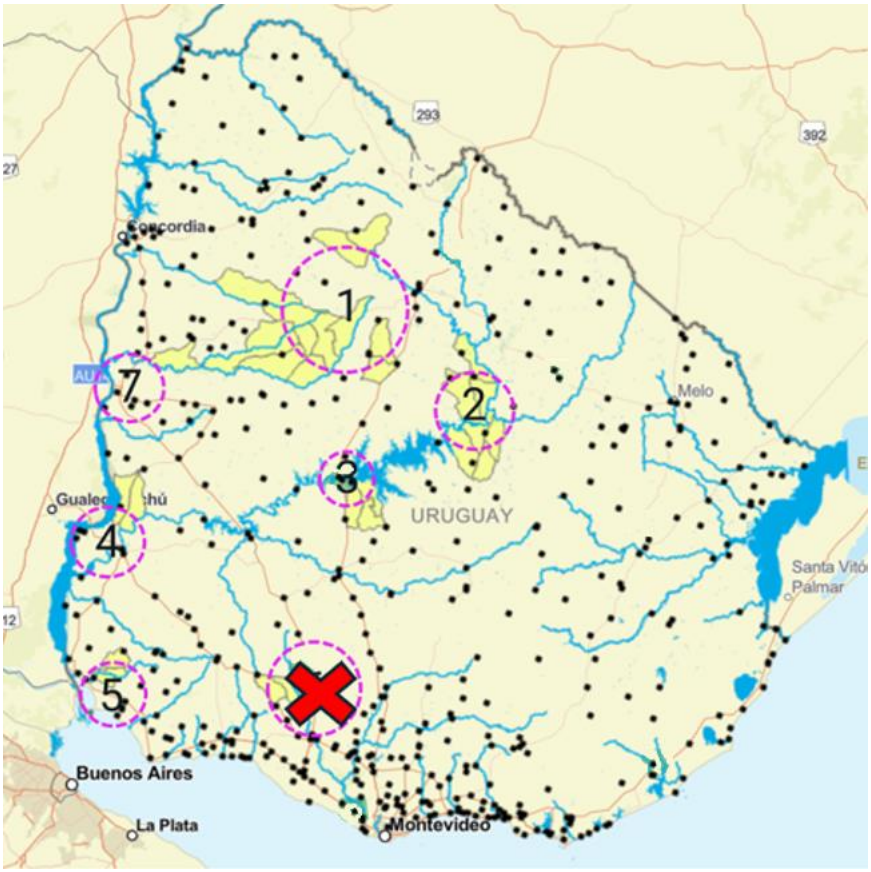


Figura 9-2: Áreas con menor nivel de riesgo en cada zona definida para electrolizadores[30].

La tabla a continuación muestra que porcentaje aproximado del área de cada zona definida para los electrolizadores presenta un nivel de riesgo 1 para la población y para los eventos de riesgo extremo.

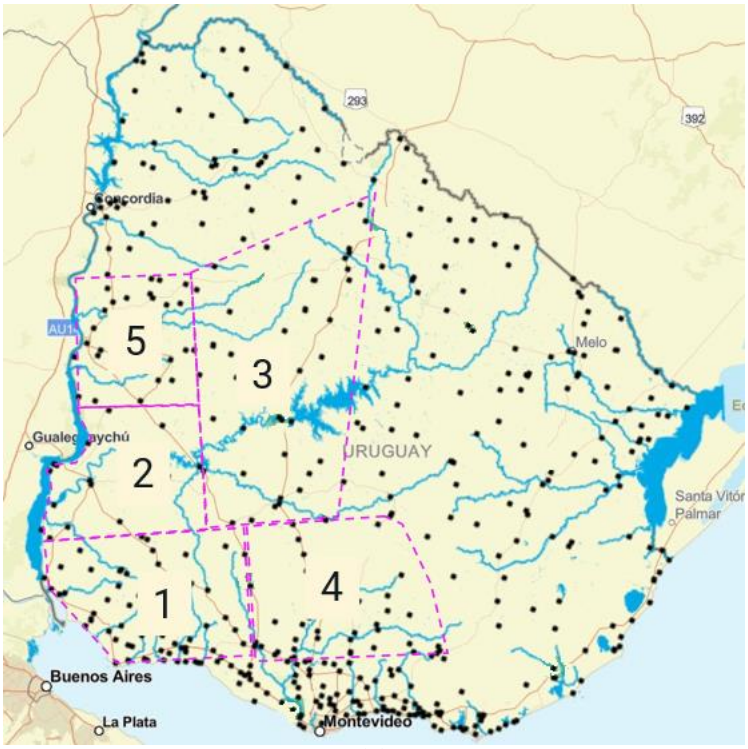
Tabla 9-3: Porcentaje de zonas de electrolisis con un nivel de riesgo 1 (IREE y población).

Zona	Nivel de riesgo 1 (IREE y población)
1	49,1%
2	67,3%
3	22,5%
4	7,8%
5	15,9%
7	0,2%

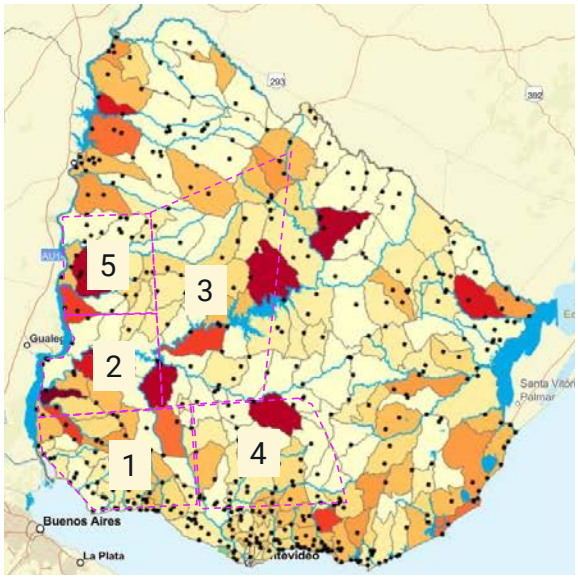
[30] Zona 6 fue desestimada, según análisis de Capítulo 8.2.

9.6.2 Hub industriales

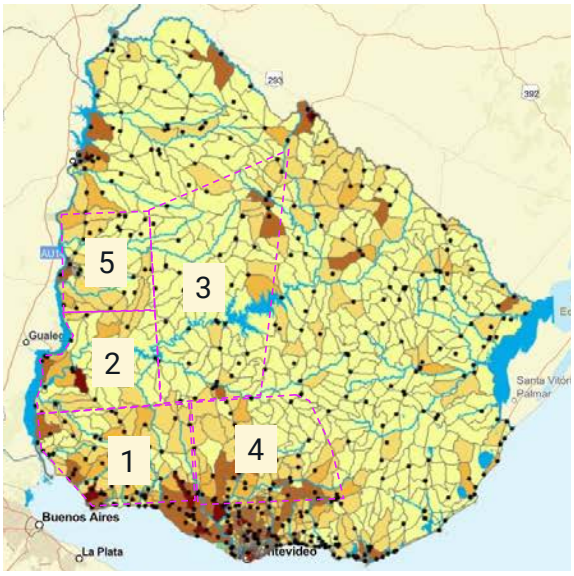
La figura a continuación muestra las zonas con potencial de ubicar los Hub industriales (a), junto a las capas de riesgo del IREE (b) y de población (c).



(a)



(b)



(c)

Figura 9-3: Zonas definidas para Hub Industriales (a), IREE (b) y Población (c).

Teniendo en cuenta las posibles locaciones para HUB Industriales, los mapas de IREE, el mapa de población y los criterios antes indicados respecto a un nivel de riesgo 1 tanto para el IREE como para la población, la figura a continuación muestra las áreas en que estos tres

elementos se traslapan, mostrando así el área donde los HUB Industriales presentan el menor nivel de riesgo, tanto para la población como frente a eventos de riesgos extremos.



Figura 9-4: Áreas con menor nivel de riesgo en cada zona definida para HUB industriales.

La tabla a continuación muestra que porcentaje aproximado del área de cada zona definida para los HUB industriales presenta un nivel de riesgo 1 para la población y para los eventos de riesgo extremo.

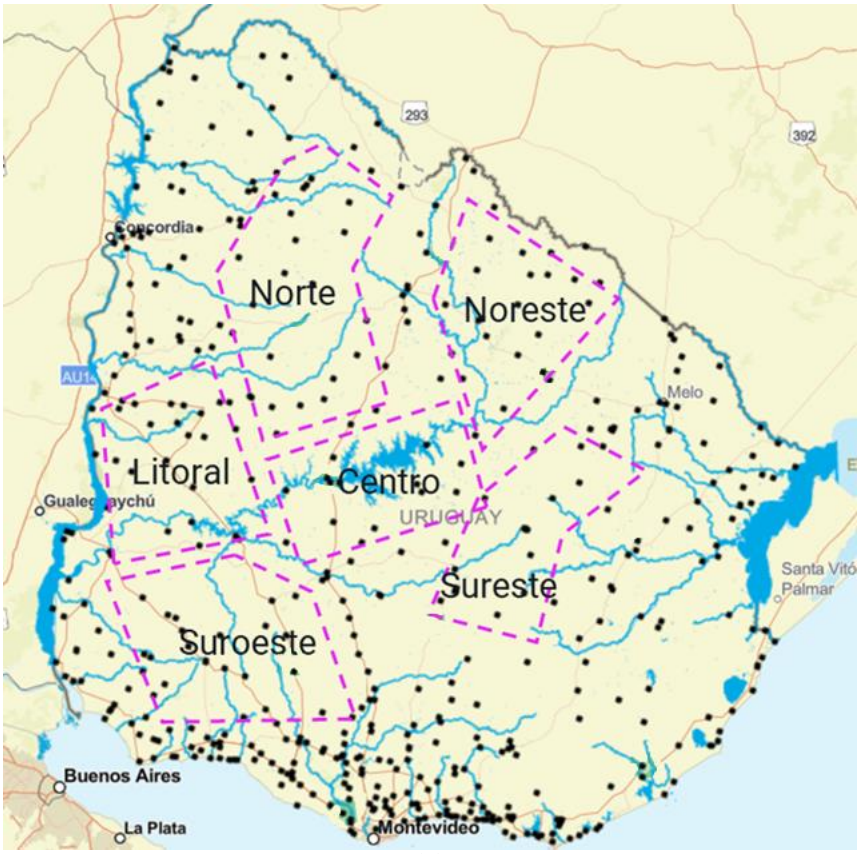
Tabla 9-4: Porcentaje de zonas de Hubs Industriales con un nivel de riesgo 1 (IREE y población).

HUB	Nivel de riesgo 1 (IREE y población)
1	24%
2	61%
3	82%
4	37%
5	50%

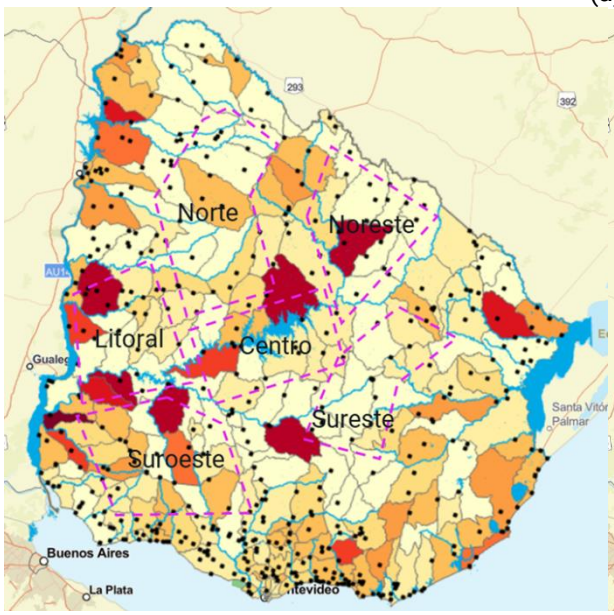
Se puede apreciar que en todas las zonas se observa un área disponible de aproximadamente un 50% o más con el menor nivel de riesgo posible.

9.6.3 Zonas de generación

La figura a continuación muestra las zonas con potencial de ubicar las zonas de generación, junto a las capas de riesgo del IREE y de población.



(a)



(b)



(c)

Figura 9-5: Zonas definidas para generación (a), IREE (b) y Población (c).

Teniendo en cuenta las posibles locaciones para generación, los mapas de IREE y el mapa de población y los criterios antes indicados respecto a un nivel de riesgo 1 tanto para el IREE como para la población, la figura a continuación muestra las áreas en que estos tres elementos se traslapan, mostrando así el área donde la generación presentan el menor nivel de riesgo, tanto para la población como frente a eventos de riesgos extremos. Se puede apreciar que en las zonas definidas se observa un área disponible con flexibilidad de ubicación para los HUB Industriales.

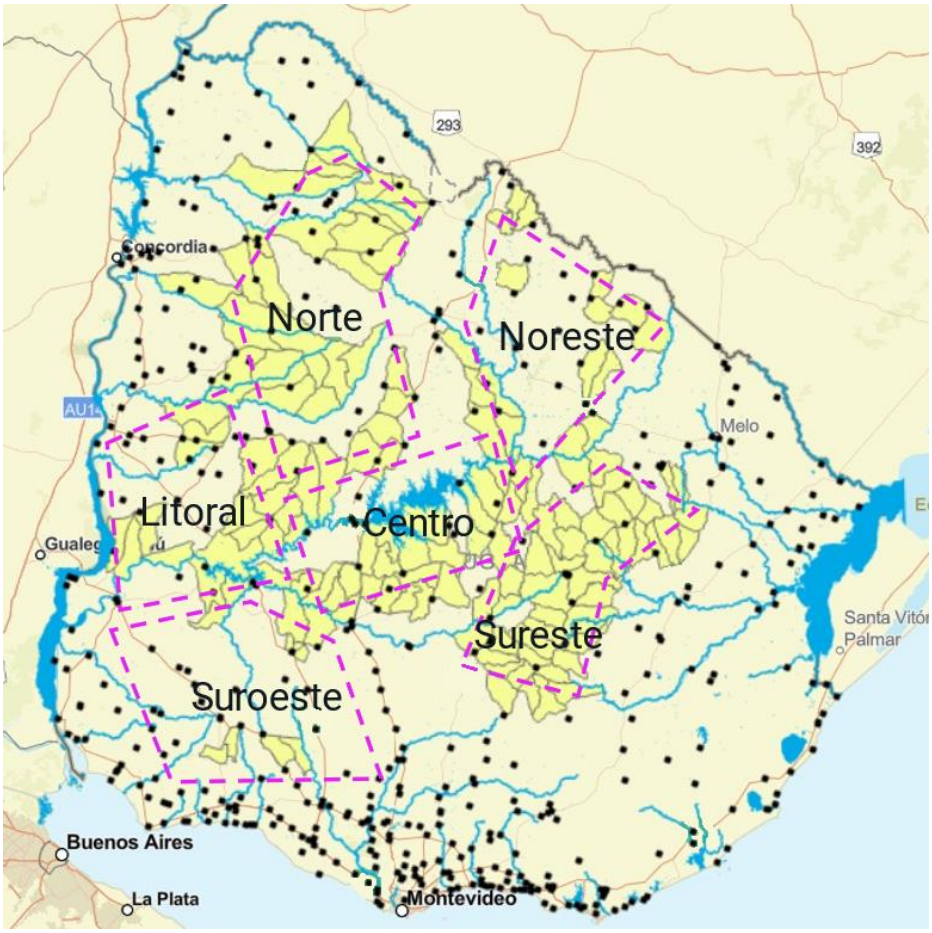


Figura 9-6: Áreas con menor nivel de riesgo en cada zona definida para generación.

La tabla a continuación muestra que porcentaje aproximado del área de cada zona definida para generación presenta un nivel de riesgo 1 para la población y para los eventos de riesgo extremo.

Tabla 9-5: Porcentaje de zonas de generación con un nivel de riesgo 1 (IREE y población).

HUB	Nivel de riesgo 1 (IREE y población)
Centro	59%
Litoral	46%
Noreste	23%
Norte	65%

HUB	Nivel de riesgo 1 (IREE y población)
Sureste	91%
Suroeste	9%

Se puede ver que, para el caso de las zonas de generación, la zona suroeste presenta el escenario más desfavorable, con solo un 9% aproximado de dicha área donde se presenta el menor nivel de riesgo.

9.6.4 Corredor de pipeline y líneas eléctricas

La figura a continuación muestra los corredores de pipeline/líneas eléctricas, junto a las capas de riesgo del IREE y de población.

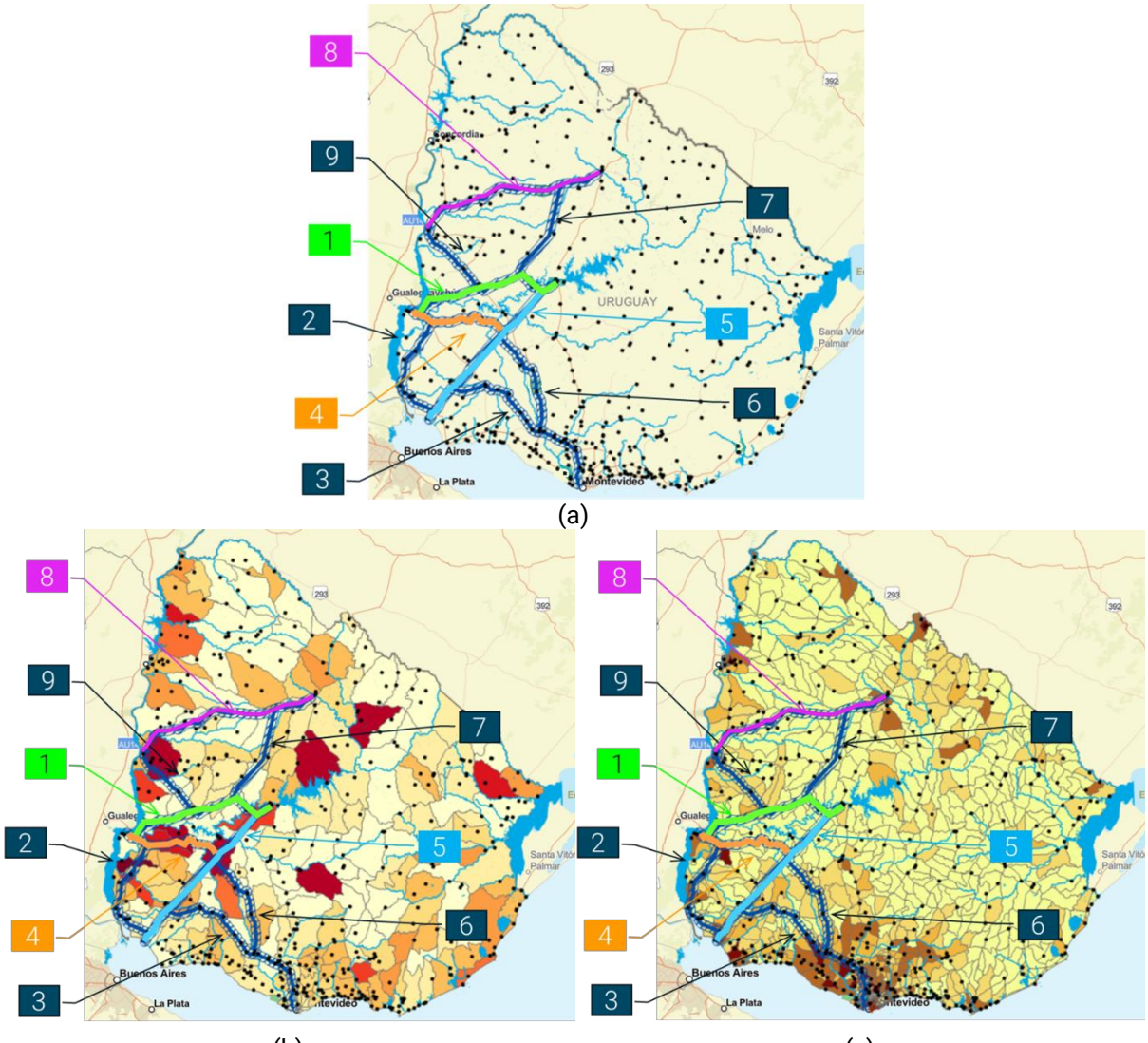


Figura 9-7: Zonas definidas para corredor pipeline y líneas eléctricas (a), IREE (b) y Población (c).

Teniendo en cuenta las posibles locaciones para generación, los mapas de IREE y el mapa de población y los criterios antes indicados respecto a un nivel de riesgo 1 tanto para el IREE como para la población, la figura a continuación muestra las áreas en que estos tres elementos se traslapan, mostrando así el área donde los corredores presentan el menor nivel de riesgo, tanto para la población como frente a eventos de riesgos extremos.

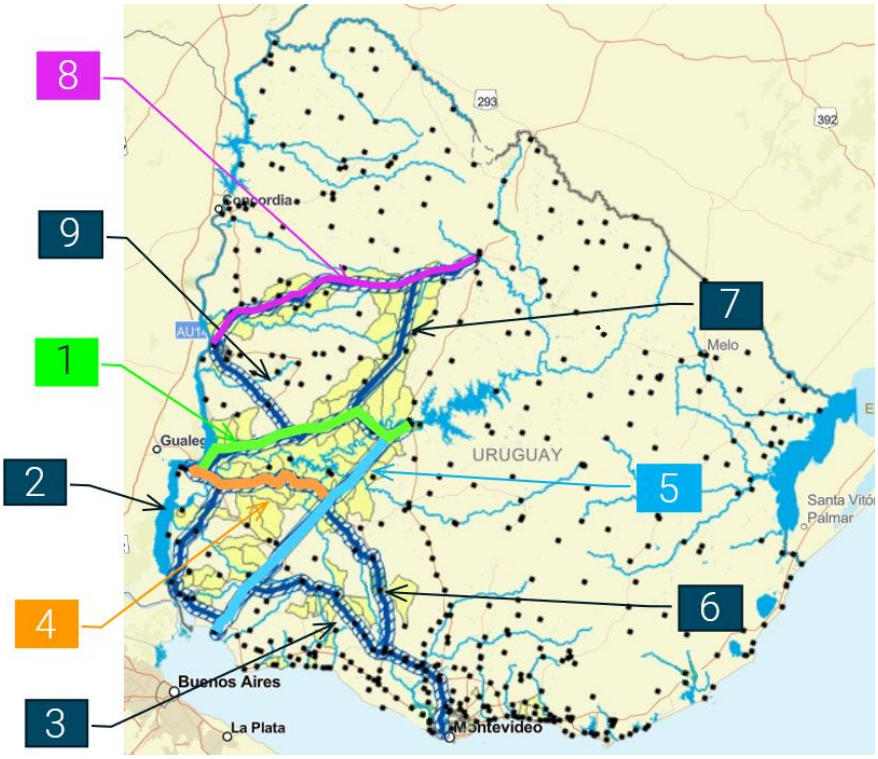


Figura 9-8: Áreas con menor nivel de riesgo en cada zona definida para generación.

La tabla a continuación muestra que porcentaje del área de cada los corredores presenta un nivel de riesgo 1 para la población y para los eventos de riesgo extremo.

Tabla 9-6: Porcentaje de corredores de pipeline con un nivel de riesgo 1 (IREE y población)

HUB	Nivel de riesgo 1 (IREE y población)
Corredor 01	69%
Corredor 02	16%
Corredor 03	16%
Corredor 04	76%
Corredor 05	48%
Corredor 06	33%
Corredor 07	82%
Corredor 08	75%
Corredor 09	50%

10 Análisis Técnico-Económico

En este capítulo se generaron indicadores técnicos y económicos que nos permitan caracterizar las zonas propuestas en el Capítulo 8, y cada uno de los medios de transporte que servirán de conexión entre estas.

Para el análisis económico, se considerarán los elementos principales que afecten al Capex y Opex (estos variarán según el medio), tomando como base precios referenciales de Benchmarking y Base de Datos Ausenco-SEG. Todos los precios referenciales considerados en los análisis fueron actualizados y presentados como precios bases 2024. De manera general, para cada una de las etapas de la cadena de valor a analizar, se calculó un Opex anual, y se estableció una cuota de pago anual por la inversión del Capex, considerando una tasa de interés del 7,5% y un periodo de tiempo que variará según la etapa (Ver Tabla 10-1). En base a ambos montos anuales, se determinó un costo neto presente anual.

Tabla 10-1: Horizonte de tiempo considerado para el análisis de las diferentes etapas de la cadena de valor de los derivados de Hidrógeno.

Etapa de la Cadena de Valor	Horizonte de Tiempo [años]
Generación Eólica y Solar	25
Transmisión Eléctrica	25
Electrólisis	20
Tuberías	35
Transporte Carretero	5
Transporte Ferrocarril	10
Transporte Hidroviario	25
Plantas Industriales	20
Puertos	25

10.1 Generación de energía renovable

En los análisis mostrados anteriormente se delimitaron 6 zonas para la generación de energía a partir de parques fotovoltaicos y eólicos. Cada zona fue elegida para contemplar las distintas potencialidades del territorio en términos energéticos y mostrando también ventajas y desventajas en cuanto a la logística para la producción y transporte de Hidrógeno y sus derivados. Estas áreas serán estudiadas en detalle de manera de cuantificar parámetros técnicos y económicos para su evaluación.

10.1.1 Análisis técnico

Las siguientes figuras muestras las zonas seleccionadas, el recurso eólico expresado en energía por área de barrido [W/m^2], a 100 [m] de altura, y el recurso solar en energía generada por día según la potencia instalada [kWh/kWp/día].

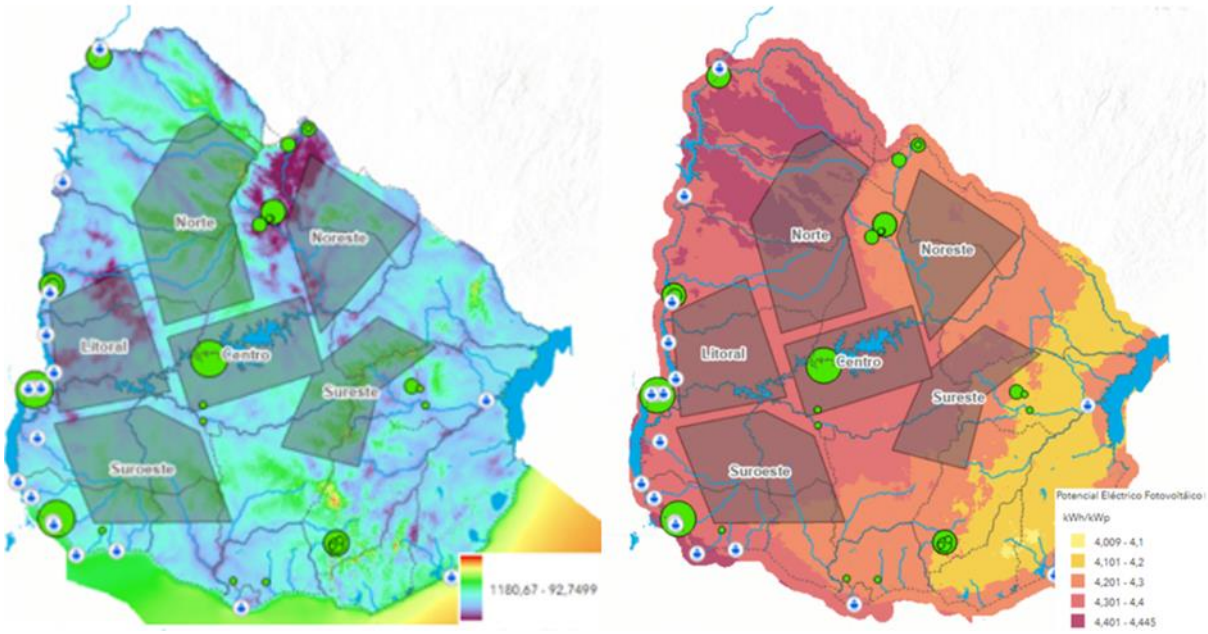


Figura 10-1: (a) Potencial Eólico en [W/m2], a 100 [m] de altura. (b) Potencial de generación PV [kWh/kWp] por día.

Para obtener una cuantificación comparativa del recurso solar y eólico se comparan los valores en cada zona con el valor promedio del país. Estos resultados se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 10-2: Comparación del recurso renovable respecto al promedio de Uruguay.

	1 - Norte	2 - Suroeste	3 - Litoral	4 - Noreste	5 - Sureste	6 - Centro
SOLAR - Desviación de la generación PV - 10% más favorable	0.2%	0.0%	0.0%	-2.7%	-1.4%	-0.7%
EÓLICO - Desviación de la densidad de potencia media eólica	16%	13%	-16%	-12%	18%	3%

Las zonas seleccionadas para la generación de energía renovables deberán conectarse con las potenciales zonas de electrolisis, a su vez conectadas con las ubicaciones de las plantas industriales, generando un conjunto de escenarios que se evaluarán para determinar las combinaciones más favorables para la cadena de valor.

Las distintas zonas muestran diferencias en el potencial del recurso solar y eólico como ya fue mostrado y explicado previamente. Para caracterizar dichas zonas y poder realizar un análisis de optimización de distintos escenarios de localización, se utilizará el factor de capacidad (FC) siendo un parámetro que caracteriza la región en términos energéticos. El FC se define como el cociente entre la potencia promedio y la potencia nominal instalada (potencia *peak* para fotovoltaica). A partir de este parámetro se puede establecer la potencia media o la energía generada para un determinado tamaño de parque. De forma análoga, si se requiere una determinada potencia de electrolizador, es posible calcular el tamaño de los parques a instalar para abastecerlo energéticamente. Para esto último se deberá, además, establecer la proporción de energía eólica y solar a utilizar (mix de generación).

Para determinar el factor capacidad se debe calcular la energía generada por un equipo o conjunto de equipos con el recurso renovable de la zona de interés.

Para el caso del recurso eólico, la herramienta *Global Wind Atlas*, de donde se realizó el análisis previamente mostrado, permite ingresar una curva de aerogenerador y calcular el FC para una determinada zona. A partir de la experiencia de otros desarrollos de parques eólicos en Uruguay, se selecciona una curva de aerogenerador de 5.9 [MW] con una altura de buje de 120 [m], cuya curva de potencia se muestra en la siguiente figura.

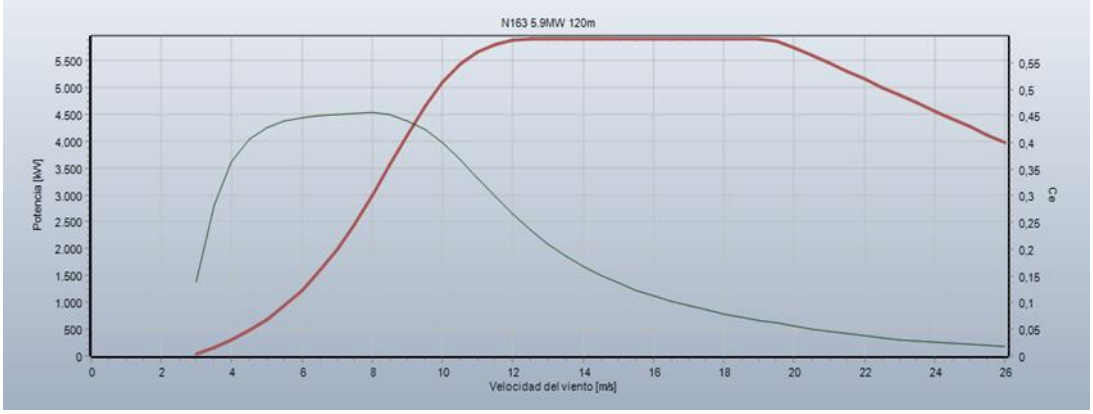


Figura 10-2: Curva de potencia del aerogenerador referencial de 5,9 MW.

En la figura se observa en rojo la potencia sobre el eje izquierdo y el factor de capacidad de la máquina en verde sobre el eje de la derecha.

El uso de la herramienta online del *Global Wind Atlas* permite seleccionar el aerogenerador a utilizar y sus respectivas características paramétricos, como son su altura y las respectivas pérdidas, además de permitir calcular el FC para los distintos puntos dentro de una amplia región, lo que resulta de gran utilidad para el presente análisis, evitando determinar características más detalladas de topografía y microlocalización, para lo cual se requieren más detalles y un alto tiempo de cómputo, haciendo inviable modelar regiones amplias como las consideradas en este estudio. Además del recurso y las características del aerogenerador, se consideran unas pérdidas totales de 15% en la generación para considerar las pérdidas eléctricas y las pérdidas por estela generada de los parques.

De esta forma, se obtiene el FC para cada punto de las zonas, generando un promedio para caracterizar el FC eólico dentro de cada zona.

La Tabla 10-3 muestra los resultados obtenidos para el FC eólico bajo los supuestos presentados.

Tabla 10-3: Factor de capacidad eólico para cada zona.

N°	Zona	FC eólico
1	Norte	44,9%
2	Suroeste	43,2%
3	Litoral	35,9%
4	Noreste	38,4%

N°	Zona	FC eólico
5	Sureste	44,6%
6	Centro	41,9%

En concordancia con los presentado previamente en cuanto al recurso eólico, se observa que la zona norte y sureste presenta los mejores resultados de FC, mientras que la zona litoral y noreste muestra los valores más bajos, quedando la zona centro y suroeste con valores intermedios.

Por otro lado, se realiza el análisis para obtener el FC de capacidad para los parques solares. En este caso, se utiliza el software *PVsyst,* en el cual se seleccionan los equipos a utilizar y una batería de parámetros para realizar las modelaciones en cada zona. Se seleccionan paneles fotovoltaicos de 560 [Wp] con seguimiento a un eje. Se tomó un parque de 550 [MW] para el estudio, entendiendo que este tamaño es suficientemente grande y que se puede escalar en caso de necesitar potencias mayores dentro de una misma región.

Se eligieron las regiones más favorables dentro de cada una de las zonas para realizar la modelación. Finalmente, agregando el resto de los parámetros de diseño con valores estándar para un parque solar en Uruguay, se obtuvo la energía generada por el parque, y finalmente el FC solar.

Si bien la herramienta utilizada para el modelado arroja muchos detalles en cuanto a la generación fotovoltaica, el FC permite resumir estos resultados a un solo parámetro que será utilizado para caracterizar la zona y luego modelar las distintas opciones de localizaciones, y la interacción con otras componentes de la cadena de producción de Hidrógeno y sus derivados.

Tabla 10-4: Generación y factor de capacidad solar para cada zona.

N°	Zona	Generación (kWh/kWp/año)	Generación (kWh/kWp/día)	FC
1	Norte	1.836	5,0	21,0%
2	Suroeste	1.781	4,9	20,3%
3	Litoral	1.808	5,0	20,6%
4	Noreste	1.719	4,7	19,6%
5	Litoral	1.770	4,8	20,2%
6	Centro	1.780	4,9	20,3%

Como se mostró previamente, las variaciones del recurso solar a lo largo del país no son muy significativas, lo cual se ve reflejado en el FC. El mayor valor, correspondiente a la zona norte, difiere un 1,4% de la zona con el menor valor (zona noreste), diferencia que representa un 6,4% en términos relativos.

10.1.2 Análisis económico

A partir de la experiencia de Ausenco-SEG en desarrollo de parques y de estudios propios, se han determinado los costos de implementación de parques eólicos y solares con las características detalladas en el análisis técnico.

Para el análisis de parques eólicos se consideraron aerogeneradores de 5,9 [MW] con una altura de buje de 120 [m], lo que corresponde a equipos modernos adecuados para operar en Uruguay. El Capex de estos equipos considerando un parque de grandes dimensiones es cotizado en 1.300.000 [USD/MW]. La distribución de la inversión es mostrada en la siguiente figura. Se remarca que la mayor parte de la inversión corresponde a los aerogeneradores, 65% de la inversión total. Se debe tener en cuenta que esta distribución puede variar dependiendo de la zona donde se plantea la instalación.

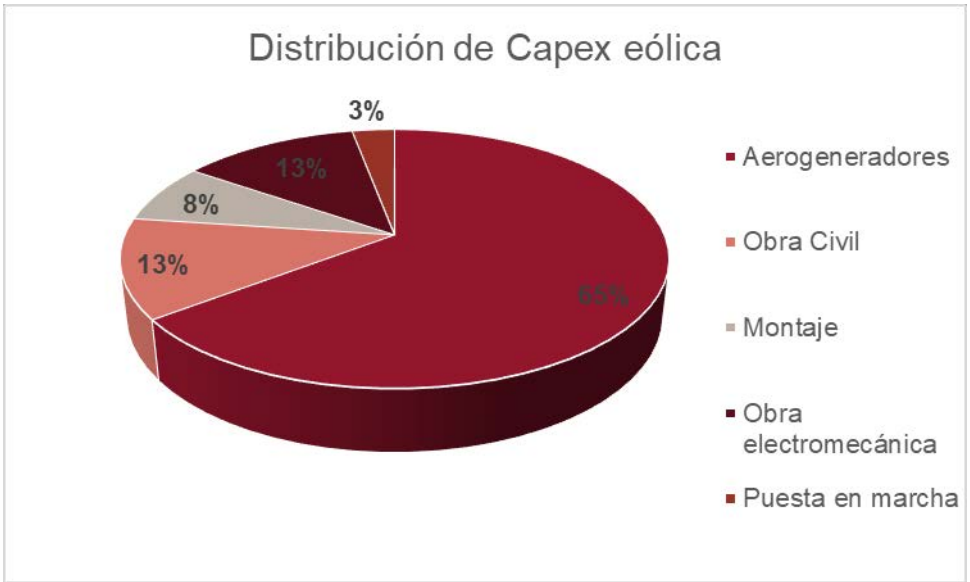


Figura 10-3: Distribución de la inversión para la instalación de parques eólicos. Elaboración propia.

Debido a las solicitaciones mecánicas durante el propio funcionamiento de los equipos, los componentes de los aerogeneradores requieren mantenimiento, y a medida que cumplen más ciclos, las operaciones de mantenimiento son más onerosas. Por ello, el Opex de los parques se considera con costos variables, que aumentan lo largo de su vida útil de forma escalonada. A su vez, dentro del Opex se consideró un costo de arrendamiento de campo de 1.200 [USD/MW] anuales.

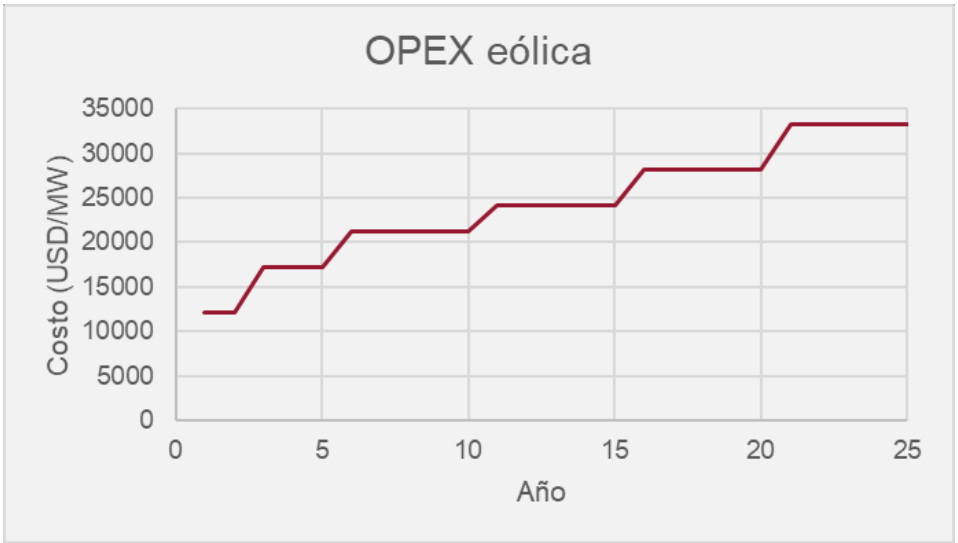


Figura 10-4: Evolución del Opex de un parque eólico a lo largo de la vida útil. Elaboración propia.

El Opex comienza con un valor de 12.200 [USD/MW] por año, llegando hasta 33.200 [USD/MW]. El promedio en la vida útil es de 24.400 [USD/MW].

Para parques fotovoltaicos de gran porte se estima que el Capex es de 700.000 [USD/MWp], considerando todos los gastos para su instalación y puesta en marcha. Se presenta la distribución de la inversión para los principales ítems de la obra.

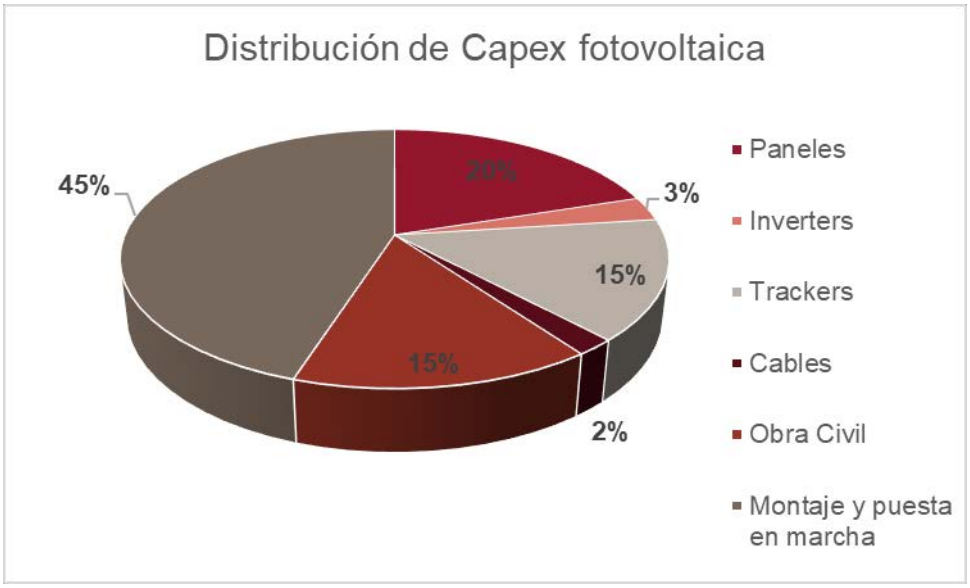


Figura 10-5: Distribución de la inversión para la instalación de parques fotovoltaicos. Elaboración propia.

Se observa que casi la mitad de la inversión corresponde a el montaje y puesta en marcha del parque solar. A su vez, se consideran los costos de operación y mantenimiento para parques fotovoltaicos, estimados a partir de la experiencia propia en proyectos en el país, determinando un costo referencial de 7.500 [USD/MW] por año. A este valor se le debe agregar el costo de arrendamiento del campo. Estos valores son muy dependientes de las características y productividad del terreno, variando entre 400 y 1.000 [USD/ha] por año. Se

considera un valor medio de 700 [USD/ha/año], y tomando que una planta fotovoltaica ocupa aproximadamente 2 [ha] por [MW], obtenemos un costo de arrendamiento de 1.400 [USD/MW] por año. En suma, el Opex total para el parque fotovoltaico se estima en 8.900 [USD/MW] por año.

A modo de resumen del análisis económico, la Tabla 10-5 muestra el Capex y Opex de la generación renovable.

Tabla 10-5: Capex y Opex de la generación renovable.

	CAPEX (USD/MW)	OPEX (USD/MW/año)	Costo Presente Neto Anual (USD/MW)
Parque eólico	1.300.000	24.400*	141.024
Parque solar	700.000	8.900	71.697

**Nota: Para este resumen se utiliza Opex promedio de eólica, siendo que este es variable.*

10.2 Transmisión Eléctrica

En los análisis realizados se establecieron potenciales zonas para la instalación de parques de generación de energía renovable y electrolizadores. Se busca encontrar las ubicaciones más favorables para la instalación, considerando todas las combinaciones posibles, incluyendo opciones en las que las zonas de generación y de electrolisis estén alejadas. En estos escenarios se deberá transportar la energía generada mediante líneas de alta tensión, desde la zona de generación hasta la zona de electrolizadores.

10.2.1 Análisis técnico

Se consideran opciones en que se tenga una única zona de generación y electrolisis, en cuyo caso toda la energía deberá ser transportada por una línea de transmisión, y también casos con varias zonas donde el transporte estará divido en distintas líneas. En el escenario más exigente respecto a la generación de Hidrógeno, se tiene una potencia de electrolizadores de aproximadamente 15 [GW], siendo esta la máxima potencia a transportar.

Por otra parte, se pretende que el conjunto electrolizadores-generación esté conectado a la red de trasmisión de UTE, favoreciendo la continuidad de la producción a la vez que se monetiza el excedente de energía. Esta interconexión dependerá de las condiciones de la red nacional al momento de la instalación de los proyectos. De todas formas, no se pretende que esta interconexión soporte la potencia de todo el conjunto de electrolizadores (15 [GW]), sino una fracción de esta.

En la Figura 9-1 se muestra las potenciales zonas de generación, de electrólisis (círculos anaranjados) y las líneas de alta tensión de la red de UTE.



Figura 10-6: Potenciales zonas para generación y electrólisis. También se muestran las líneas de alta tensión (500 [kV] rojo, 150 [kV] azul)[31].

La potencia máxima que puede transportarse por líneas de 500 [kV] depende de varios factores como la distancia de transmisión, las condiciones climáticas, y las características del sistema eléctrico en su conjunto. Sin embargo, en términos generales, una línea típica de 500 [kV] puede transportar entre 1.000 [MW] y 2.500 [MW]. Las líneas más recientes de 500 [kV] en Uruguay que aún están en construcción proyectan una potencia admisible de aproximadamente 2.000 [MW].

Transportar más potencia requiere considerar alternativas complejas y de alto coste económico. En algunos países se utilizan líneas de mayor voltaje e incluso otras tecnologías como lo es el uso de corriente continua. Hay casos puntuales a nivel mundial de líneas que permiten transporte de grandes potencias, como lo es Xiangjiaba-Shanghai en China con 6.000 [MW] utilizando extra alto voltaje. Plantear este tipo de tecnologías y su viabilidad en Uruguay requiere un trabajo en detalle en sí mismo, ya que no se trata de tecnologías estándar y ampliamente utilizadas.

Se plantea entonces, utilizar líneas de alta tensión de 500 [kV] con capacidad de 2.000 [MW] para el presente análisis. Escenarios que requieran transportar más potencias se plantará el uso de líneas en paralelo para lograr cubrir el transporte de potencia deseado.

Para determinar a modo referencial la energía anual que podría trasmitir la línea de transmisión, se considera que en promedio estará al 50% de su carga máxima (debido a la variabilidad de generación renovable), logrando transportar 8.760 [GWh] al año. Luego,

[31] Zona 6 de electrólisis fue descartada, según análisis realizado en capítulo 8.2

considerando que el consumo de los electrolizadores es de 55 [kWh/kg], se estima que cada línea permite transportar la energía necesaria para generar 159.172 [ton] de Hidrógeno anuales.

10.2.2 Análisis económico

Para estimar Capex de líneas de alta tensión de 500 [kV] se toma el estudio realizado por la URSEA[32]. A partir del estudio se encuentra que el Capex para líneas de alta tensión en Uruguay es 508.202 [USD/km] incluyendo todos sus componentes para el año 2016. Para actualizar este valor a la fecha actual se utiliza el PPI de estados unidos como indicador de variaciones de los costos, resultando en un Capex de 651.065 [USD/km]. Como se destacó previamente, se debe tener en cuenta que estás líneas tendrán una potencia máxima admisible de 2.000 [MW], por lo que para potencias mayores se deberá escalar como múltiplos enteros de este valor y, por tanto, también su costo. El Opex de las líneas de alta tensión mencionadas se estima en 3,0% anual del Capex, lo cual corresponde a 19.532 [USD/km] por año.

Considerando estos costos de Capex y Opex, además de la cantidad de Hidrógeno disponible para transportar por cada línea de AT, se puede estimar la siguiente tarifa de transporte, considerando una tasa del 7,5% y un horizonte de 25 años, proporcional a la vida útil de las líneas de AT.

Tabla 10-6: Tarifa referencial para el transporte de energía en líneas AT de 500 [kV].

	Costo anual [USD/km]	Tarifa Referencial [USD/tonH2eq/km]
Línea AT 500 kV – 2000 MW	77.939	0,49

10.3 Electrolizadores

Si bien la electrólisis del agua es un proceso estudiado desde hace siglos, siendo descubierta a principios del ciclo XIX por científicos británicos, la producción a gran escala y la búsqueda de mejoras de la eficiencia están impulsando desarrollos tecnológicos en distintos métodos que están evolucionando recientemente y de manera continua. Se pueden considerar 4 principales métodos de electrólisis: alcalina, membrana polimérica (PEM por su nombre en inglés), de óxido sólido y membrana de intercambio aniónico (AEM por su nombre en inglés), los cuales serán explicados a continuación.

10.3.1 Análisis Técnico – Métodos de Electrólisis

10.3.1.1 Electrólisis Alcalina

Descripción: Una celda de electrólisis alcalina se compone de dos electrodos, típicamente de níquel o aleaciones de níquel, inmersos en un electrolito líquido (disolución alcalina acuosa) y un diafragma poroso que actúa como separador entre la cámara catódica y anódica, que permite el transporte iónico (OH-), pero es impermeable a los gases. Cuenta con una eficiencia que varía entre 60-70%.

Ventajas: Tecnología madura y bien desarrollada, costos relativamente bajos, no requiere agua de alta pureza.

[32] "Valoración de redes de transmisión y subtransmisión eléctricas" URSEA - 2017

Desventajas: Menor densidad de corriente y eficiencia comparada con PEM, respuesta más lenta a los cambios en la carga eléctrica.

10.3.1.2 Electrólisis de Membrana de Electrolito Polimérico (PEM)

Descripción: Utiliza una membrana de polímero sólido como electrolito. Los electrodos están recubiertos con catalizadores, típicamente platino en el lado del ánodo y platino o iridio en el lado del cátodo. El electrolito polimérico sólido funciona como separador de gases y como membrana, lo que permite la migración de los protones (H+) a través de esta. Cuenta con una eficiencia que varía entre 70-80%.

Ventajas: Alta eficiencia, rápida respuesta a cambios en la carga eléctrica, capacidad de operar a bajas temperaturas.

Desventajas: Costos elevados debido al uso de materiales catalíticos caros y la necesidad de agua de alta pureza.

10.3.1.3 Electrólisis de Óxido Sólido (SOE)

Descripción: Utiliza una cerámica sólida como electrolito, que permite la conducción de iones de oxígeno. Opera a altas temperaturas (600-1000°C). Es similar una pila de combustible de óxido sólido (SOFC) que funciona en sentido inverso

Ventajas: Alta eficiencia debido a la reducción de la resistencia interna a altas temperaturas, por lo que puede ser integrada con procesos industriales que ya operan a altas temperaturas.

Desventajas: Desafíos técnicos y materiales debido a las altas temperaturas operativas, costos de fabricación elevados.

10.3.1.4 Electrólisis de Membrana de Intercambio Aniónico (AEM)

Más recientemente se ha desarrollado una nueva tecnología para la producción de hidrógeno a gran escala, AEM. Si bien está en desarrollo, existe un proveedor que está comercializado electrolizadores de esta tecnología en modelos de 120 kW y 1MW.

Descripción: Utiliza una membrana que permite el paso de aniones (iones negativos) en lugar de cationes. Los electrolitos pueden ser soluciones alcalinas.

Ventajas: Costos más bajos que PEM debido a la posibilidad de usar materiales menos costosos, y no requiere de catalizadores basados en metales raros.

Desventajas: Tecnología todavía en desarrollo. Las membranas AEM actuales tienen problemas de durabilidad y eficiencia comparadas con PEM y alcalina.

Cada una de estas tecnologías tiene sus propias aplicaciones y beneficios específicos dependiendo de los requisitos del proceso y las condiciones operativas.

Actualmente las PEM y Alcalinas son las tecnologías con mayor avance tecnológico y las más utilizadas. Los desarrollos tecnológicos son vertiginosos y se impulsan por actual tendencia a usar Hidrógeno verde como alternativa energética sustentable. Es de esperar que estos avances continúen y que para la próxima década se consoliden alternativas más eficientes y con menores costos. Este horizonte temporal es compatible con los proyectos de Hidrógeno verde que se están trazando.

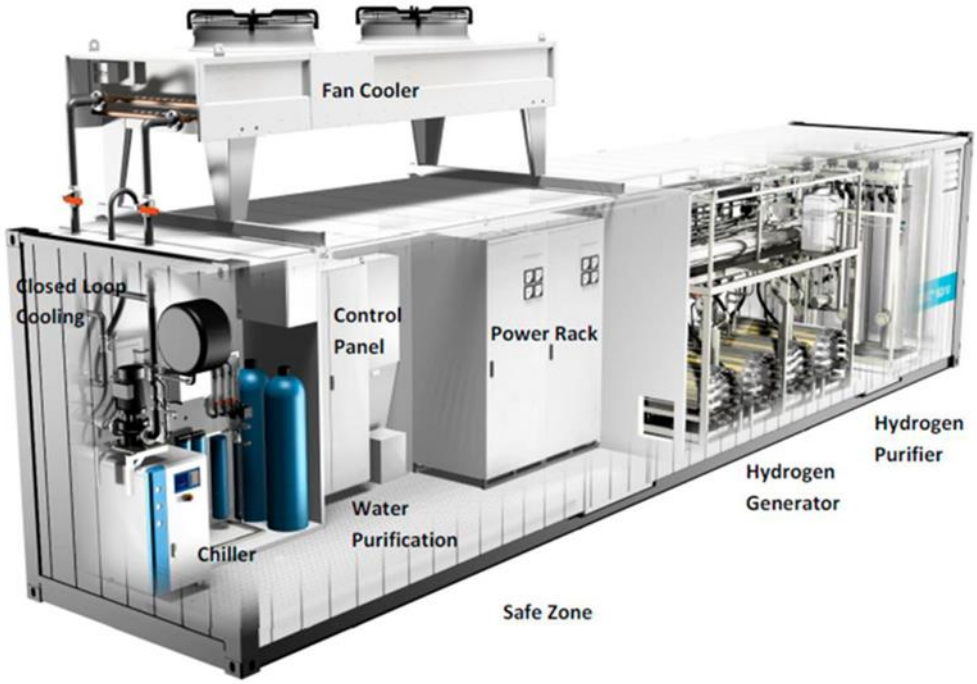


Figura 10-7: Interior de un electrolizador alcalino con su Balance of Plant (BoP).

10.3.2 Análisis Económico

Como se describió previamente, actualmente los electrolizadores de tecnología PEM y Alcalina son los que muestran un avance más prominente, y serán los considerados para el análisis económico.

El Centro Nacional de Hidrógeno (CNH2) de España, presenta valores de referencia para el Capex y el Opex de electrolizadores PEM y alcalinos que servirán para el análisis económico. Se obtienen estos valores de referencia para el año 2021, y también presentan la proyección de los costos hacia el 2030 de electrolizadores del orden de los MW. Estos valores se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 10-7: Capex y Opex de electrolizadores.

	Capex [USD/MW]	Opex [USD/MW/año]	Costo Presente Neto Actual [USD/MW]
Electrolizadores Alcalinos	900.000	22.500	110.783
Electrolizadores PEM	1.200.000	48.000	165.711
Electrolizadores Alcalinos - 2030	450.000	11.250	55.391
Electrolizadores PEM - 2030	780.000	31.200	107.712

Para el análisis se selecciona la tecnología de electrolizadores alcalinos siendo que es la tecnología más madura. Sin embargo, tiene menos eficiencia que otras tecnologías, lo que tiene un gran impacto en la energía demandada y el agua de enfriamiento, por lo que, sería adecuado considerar otras tecnologías en cuanto el mercado evolucione.

Para el análisis económico se utilizará el costo proyectado a 2030 de los electrolizadores alcalinos.

10.4 Transporte Carretero

10.4.1 Aspectos generales

El transporte carretero corresponde al movimiento de mercancías desde un punto a otro, utilizando camiones como medio de transporte, los cuales circulan a través de las rutas carreteras establecidas en el país. Para este medio de transporte, se analizarán las factibilidades técnicas de movilizar las materias primas y productos estudiados en esta consultoría, considerando diferentes rangos de producción alineados con los escenarios presentados en el capítulo 7.1. Tomando como base el análisis técnico, se realizó un análisis económico para estimar tarifas de transporte carretero referenciales, que nos sirvan como punto de comparación con los otros medios de transporte. Las consideraciones principales para el Análisis Técnico Económico son las siguientes:

- Estimación de Camiones: Se realizó una estimación de alto nivel del tamaño de la flota de camiones para todas las sustancias a transportar por carretera, en base a rangos de producción anual y rangos de distancia que los camiones deban recorrer. El rango de distancias a considerar es referencial y de la amplitud suficiente para cubrir las distancias que se manejan dentro del territorio nacional, a nivel de carreteras, y va desde los 50 a los 600 [km]. Para la estimación, se considerará la capacidad anual a transportar, la capacidad de carga de cada camión, el Roundtrip o tiempo de ciclo de cada viaje, y la disponibilidad del camión. Las cantidades estimadas serán comparadas con el tránsito promedio diario real de camiones pesados establecidos por el MTOP[33], de manera de determinar los rangos donde es factible la utilización de este tipo de transporte. Los parámetros generales para la estimación del tamaño de flota de camiones y el Roundtrip de cada camión son mostrados en el ***Anexo 2.***
- Benchmarking de Camiones: Para cada una de las sustancias a transportar, se realizó un benchmarking de las soluciones de transporte ofrecidas por diferentes proveedores, de manera de determinar la capacidad de carga promedio que se manejan en la industria, y el orden de magnitud de precios para la adquisición de estos, los cuales son indicados en el ***Anexo 3***. Los camiones referenciales tomados del benchmarking, que se utilizaron como base para las estimaciones, cumplen con las dimensiones y pesos máximos para circular por los corredores del país.

  Nota: *El benchmarking realizado no se debe interpretar como una recomendación de proveedores. Este es realizado simplemente como un mapeo de lo que se está utilizando actualmente en la industria, y no representa preferencia alguna por parte de Ausenco-SEG.*

[33] Según el MTOP, el año 2023 el promedio de tránsito diario de camiones pesado fue de 258 camiones día, con un máximo de circulación de 1.254 camiones por la Ruta 1. Fuente: https://www.gub.uy/ministerio-transporte-obras-publicas/datos-y-estadisticas/datos/relevamiento-estadistico-del-transito-rutas-nacionales.

- Análisis Económico: Tomando como base los precios determinados en la etapa de benchmarking, se realizó un estimado de alto nivel de Capex y Opex de cada uno de los escenarios propuestos para todos los productos, tomando en cuenta los elementos principales que afectan en mayor medida estos indicadores. Para la estimación del Capex, se consideró el costo de la Cabina Tractora y los Tanques de Carga, mientras que, para el Opex, se considera el costo de Combustible, Mantención de Equipos y Labor. Además, para el caso específico del transporte de hidrógeno líquido, debido a la inmadurez de la tecnología y el alto costo de esta, se considerará el costo del proceso de licuefacción. Los valores obtenidos para Capex y Opex serán representados en tarifas por tonelada y kilómetro. Sobre la tarifa calculada, se considera un factor de 1.3 por concepto de ganancia del operador de servicio, dando como resultado la tarifa referencial a utilizar.

  Nota: *Los costos y tarifas enseñadas en este informe constituyen estimaciones de alto nivel, por lo cual son referenciales y pretenden mostrar ordenes de magnitud y tendencias, de manera de comparar los valores obtenidos entre medios de transporte, y no deben tomarse como base para el desarrollo ingenieril de proyectos en específico.*

- Parámetros Generales del Opex: Para la estimación de Opex, existen una serie de parámetros que son generales para todos los productos, los cuales son enseñados en la Tabla 10-8:

Tabla 10-8: Parámetros generales del Opex para todos los productos.

Parámetro	Consideración
Costo de Combustible [USD/lt]	1,5[34]
Salario Anual por conductor [USD][35]	15.672[36]
Costo de Mantención	20% anual sobre la inversión de Capex

Mayor detalle de los parámetros generales del Opex, por producto, es mostrado en el ***Anexo 3***.

10.4.2 CO2

Las fuentes de CO_2 están dispersas a lo largo del país. Si bien el 90% de la capacidad total se concentra en 3 plantas, existen una serie de plantas distribuidas por el territorio nacional a las cuales se hace necesario recolectar el CO_2 emitido y transportar hacia las fuentes de mayor producción. Para eso, se comienza analizando la conectividad por carretera que tiene cada una de las plantas, y cómo sería un posible flujo de camiones desde cada una de las fuentes hacia las rutas, estudiando la factibilidad para utilizar la red carretera nacional.

Si se observa la red carretera de Uruguay, y se compara con la ubicación de las fuentes de generación de CO_2, se observa que todas las fuentes tienen acceso a la red vial (Ver Figura 10-8).

[34] Fuente: ANCAP, https://www.ancap.com.uy/1641/1/gasoil-10-s.html
[35] Se aplicará un factor sobre el salario indicado, para incluir montos relacionados con seguros sociales, regalías, etc. Además, este factor variará entre sustancias, de manera de incluir las dificultades de transporte de cada uno de ellos.
[36] Fuente: Intergremial de Transporte Profesional de Carga Terrestre del Uruguay, https://www.intergremial.com/site/index.php/tarifas/salarios/364-salarios-072016-062017



Figura 10-8: Distribución de fuentes de CO_2 en comparación con red carretera.

La cantidad de CO_2 a transportar por cada flota de camiones dependerá de la cantidad de CO_2 emitida por las respectivas fuentes. En el caso de fuentes cercanas entre ellas, se considera que una misma flota de camiones se encargara de recolectar el CO_2 emitido por el total de las fuentes, de manera de aprovechar al máximo la capacidad disponible de cada flota. Las fuentes de CO_2 se agruparán según lo observado en la Figura 10-9 y la Tabla 10-9, lo que determinará los rangos de producción a considerar para la estimación de la flota de camiones.

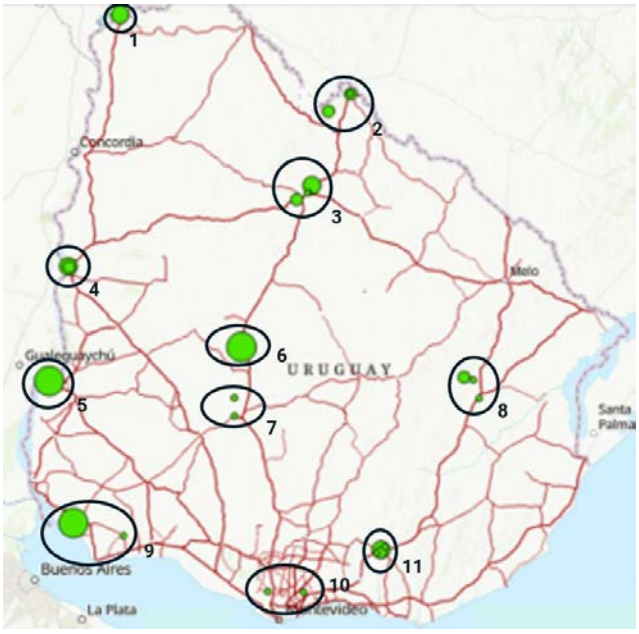


Figura 10-9: Agrupaciones de Fuentes de CO2, según la cercanía entre ellas.

Tabla 10-9: Agrupaciones de fuentes de CO_2.

Grupo	Empresa	Producción Anual de CO2 (ktpa)
Grupo 1	**Planta ALUR Bella Unión**	**150**
Grupo 2	Urufor	100
	Fymnsa	60
	Bioener	40
	Total	**200**
Grupo 3	Arboreal/ Frutifor	90
	Lumin	260
	Fenirol	40
	Frigorifico Tacuarembo	20
	Total	**410**
Grupo 4	Planta Bioetanol ALUR	150
	ANCAP Paysandu	50
	Total	**200**
Grupo 5	**UPM 1**	**2.540**
Grupo 6	**UPM 2**	**3.900**
Grupo 7	Estancias del Lago	20
	Frigorífico BPU	10
	Total	**30**
Grupo 8	Cementos del Plata	80
	Galofer	40
	Total	**120**
Grupo 9	Montes del Plata	2.910
	Frigorífico Marfig	10
	Total	**2.920**
Grupo 10	Frigorífico Pando	10
	Frigorífico Las piedras	20
	Total	**30**
Grupo 11	ANCAP Minas	50
	Cementos artigas	210
	CYCUSA	10
	Fábricas nacionales de cerveza	10
	Total	**280**

En base a lo observado para cada fuente particular y agrupación de fuentes, es posible determinar lo siguiente:

- La capacidad mínima para estudiar es el caso de las plantas que emiten CO_2 dentro del orden de los 10 [ktpa].

- Las fuentes de CO_2 de capacidades mas grande son UPM1, UPM2 y el Grupo 9 (Montes del Plata + Frigorífico Marfig), con un orden de producción que varía entre los 2.500-4.000 [ktpa] aproximadamente.
- El resto de las fuentes tiene capacidades de producción que varían dentro del rango de 30-300 [ktpa].

Con estos antecedentes, se establecen 2 rangos de producción a estudiar para el transporte por camión desde las fuentes de CO_2. El primer rango corresponde a 10-30 [ktpa], mientras que el segundo corresponde a 2.500-4.000 [ktpa].

Para el transporte carretero de CO_2 se considerará el manejo de este en estado líquido criogénico, con temperaturas cercanas a los -30°C. Existen una serie de proveedores de tanques cisterna y camiones para el transporte de CO_2, y algunos de ellos serán mencionados a continuación:

- DSW: Ofrece soluciones desde 2 a 67 [m3], equivalentes al rango de 2-67 [ton], compatibles con el transporte tanto de CO_2 criogénico como de otros gases.
- Chart: Cuenta con la serie de camiones Orca, compatibles con el transporte de CO_2 y con modelos para cargas de 3,8-5,5-6,5-10,5 y 13 [ton].
- Inoxcva: Cuenta con una gama de tanques cisterna para transporte de CO_2, con capacidades que varían entre los 12 y los 60 [m3], equivalentes a 12-60 [ton].



(a) (b)

Figura 10-10: Camiones referenciales de transporte de CO2 criogénico: (a) Chart (b) Inoxcva.

Tomando como base lo ofrecido por el mercado, la Tabla 10-10 muestra el tamaño de la flota de camiones, en función de la capacidad de transporte, y la distancia a recorrer. Mayor detalle respecto a las características de los camiones y el Roundtrip considerado se puede observar en el ***Anexo 2***.

Tabla 10-10: Flota de camiones de transporte de CO_2, en función de la capacidad anual y la distancia de transporte.

km / ktpa	10	25	50	75	100	200	300	2500	3000	4000
50	1	1	2	3	4	7	10	77	92	122
100	1	1	2	3	4	9	13	101	122	162
150	1	2	3	4	5	10	16	126	151	201
200	1	2	3	5	6	12	18	151	181	241

km / ktpa	10	25	50	75	100	200	300	2500	3000	4000
250	1	2	4	6	7	14	21	175	210	280
300	1	2	4	6	8	16	24	200	240	320
350	1	3	5	7	9	18	27	225	270	359
400	1	3	5	8	10	20	30	249	299	399
450	2	3	6	9	11	22	33	274	329	438
500	2	3	7	9	12	24	36	299	356	477
550	2	3	7	10	13	26	39	323	388	517
600	2	3	7	11	14	28	42	348	417	556

Una vez estimada la flota, es posible compararla con el promedio de tránsito de camiones pesados del país, para lo cual es necesario determinar el flujo diario de camiones. En base a los tiempos de viaje para cada trayecto indicado en el ***Anexo 2***, se observa que para una distancia de 50 [km], un mismo camión puede realizar aproximadamente 5 viajes diarios, mientras que para 600 [km], solo puede realizar uno. Esto muestra que, para una misma capacidad de transporte, el flujo de camiones es el mismo, independiente del rango de distancia a cubrir. Tomando como referencia el promedio de 258 camiones notamos que, para el primer rango de capacidad de transporte (10-300 [ktpa]), la cantidad de camiones en circulación diaria es menor, y por lo tanto es factible técnicamente de realizarse. Para el siguiente rango de capacidad de transporte (2.500 – 4.000 [ktpa]), notamos que excede levemente el promedio, sin embargo, son cantidades menores en comparación al máximo de circulación actual (1.251 camiones por día). Para estos rangos, es necesario conocer mayor detalle respecto a las rutas especificas por las cuales se circulará.

Para la estimación de las tarifas referenciales, se utiliza la metodología introducida en el capítulo 10, utilizando los parámetros de Capex y Opex presentados en el ***Anexo 3.*** En base a esto, la Tabla 10-11 y Tabla 10-12 muestran las tarifas referenciales estimadas.

Tabla 10-11: Tarifas referenciales del transporte de CO_2 por camiones, en USD/ton/km, para el rango de 10-300 [ktpa].

km / ktpa	10	25	50	75	100	300
50	$ 0,60	$ 0,38	$ 0,38	$ 0,38	$ 0,38	$ 0,36
100	$ 0,36	$ 0,32	$ 0,28	$ 0,27	$ 0,27	$ 0,25
150	$ 0,28	$ 0,25	$ 0,23	$ 0,23	$ 0,23	$ 0,22
200	$ 0,24	$ 0,22	$ 0,22	$ 0,21	$ 0,21	$ 0,20
250	$ 0,21	$ 0,20	$ 0,20	$ 0,20	$ 0,19	$ 0,19
300	$ 0,21	$ 0,19	$ 0,18	$ 0,18	$ 0,18	$ 0,18

km / ktpa	10	25	50	75	100	300
350	$ 0,21	$ 0,19	$ 0,18	$ 0,18	$ 0,18	$ 0,18
400	$ 0,21	$ 0,18	$ 0,18	$ 0,18	$ 0,18	$ 0,18
450	$ 0,21	$ 0,18	$ 0,18	$ 0,18	$ 0,18	$ 0,18
500	$ 0,20	$ 0,18	$ 0,17	$ 0,17	$ 0,17	$ 0,17
600	$ 0,19	$ 0,18	$ 0,17	$ 0,17	$ 0,17	$ 0,17
700	$ 0,19	$ 0,17	$ 0,17	$ 0,17	$ 0,17	$ 0,17

Tabla 10-12: Tarifas referenciales del transporte de CO_2 por camiones, en USD/ton/km, para el rango de 2.500-10.000 [ktpa].

km / ktpa	2.500	3.000	4.000	5.500	10.000
50	$ 0,35	$ 0,35	$ 0,35	$ 0,35	$ 0,35
100	$ 0,25	$ 0,25	$ 0,25	$ 0,25	$ 0,25
150	$ 0,22	$ 0,22	$ 0,22	$ 0,22	$ 0,22
200	$ 0,20	$ 0,20	$ 0,20	$ 0,20	$ 0,20
250	$ 0,19	$ 0,19	$ 0,19	$ 0,19	$ 0,19
300	$ 0,18	$ 0,18	$ 0,18	$ 0,18	$ 0,18
350	$ 0,18	$ 0,18	$ 0,18	$ 0,18	$ 0,18
400	$ 0,18	$ 0,18	$ 0,18	$ 0,18	$ 0,18
450	$ 0,17	$ 0,17	$ 0,17	$ 0,17	$ 0,17
500	$ 0,17	$ 0,17	$ 0,17	$ 0,17	$ 0,17
600	$ 0,17	$ 0,17	$ 0,17	$ 0,17	$ 0,17
700	$ 0,17	$ 0,17	$ 0,17	$ 0,17	$ 0,17

Las tarifas referenciales en [USD/ton/km] estimadas muestran cómo estas disminuyen a medida que incrementa la distancia de transporte, lo cual es esperable. Para los rangos de capacidad de transporte, las tarifas se estabilizan a medida que esta aumenta. Estas tarifas serán posteriormente utilizadas para la comparación entre los distintos medios para el transporte de CO_2.

10.4.3 Hidrogeno

Para el caso del transporte de Hidrógeno, no se tiene claridad de la cantidad producida por las futuras fuentes, ni de la ubicación exacta de estas, pues dependerán de las ubicaciones específicas de los proyectos a desarrollarse, por lo que se determinaron rangos de producción en base a los escenarios propuestos, y que servirán como base para que el

modelo designe los rangos óptimos de transporte. Hoy en día, el transporte de Hidrógeno se enfrenta a complejidades técnicas, principalmente por su baja densidad volumétrica. Existen opciones para maximizar el uso de espacios, como lo es la licuefacción, sin embargo, el costo energético y monetario para estas tecnologías es alto, por lo que es necesario realizar estudios más detallados para saber la factibilidad la utilización de estas tecnologías. Como alternativa al transporte líquido, existe el transporte de Hidrógeno en estado gaseoso, de un costo y complejidad técnica menor a la del transporte líquido, pero con una capacidad de carga baja por cada camión (un camión puede transportar aproximadamente 700 [kg] de Hidrógeno en estado gaseoso, comparado con los 4.500 [kg] que puede transportar un camión de Hidrógeno en estado líquido).

A continuación, se realizará la estimación de la flota de camiones de Hidrógeno, para el transporte en ambos estados.

10.4.3.1 Hidrogeno gaseoso

Las soluciones típicas para este tipo de transporte consideran presiones entre los 200-700 [bar], utilizando Cilindros Tipo IV, fabricados combinando acero y fibras de carbono, que aumentan considerablemente la resistencia y permiten el almacenamiento de gases a alta presión. La capacidad de almacenamiento típica de estos cilindros es del orden de los 350 [m³], y dependiendo del tamaño del camión, cada uno puede transportar entre 25-150 cilindros. A continuación, se mencionan proveedores de camiones para el transporte de Hidrógeno gaseoso y sus respectivas soluciones:

- Worthington: El cual ofrece un rango de contenedores de entre 10 y 40 [ft], a presiones de almacenamiento que varían entre los 300 y 380 [bar]. Esto les permite ofrecer un rango de transporte que varía entre las 200 y las 1.000 [ton].

- Nproxx: Cuentan con un rango de contenedores que varía entre 10-40 [ft], a presiones de 380, 500 y 640 [bar], lo que permite una capacidad de transporte entre 250 y 1.500 [ton].

- Hexagon Purus: Cuentan con un rango de contenedores que varía entre 10-45 [ft], a presiones de 250, 300 y 500 [bar], lo que permite una capacidad de transporte entre 170 y 1.600 [ton].



(a)



(b)

Figura 10-11: Camiones referenciales de transporte de H2 Gaseoso: (a) Worthington (b) Hexagon.

Tomando como base lo ofrecido por el mercado, la Tabla 10-13 muestra el tamaño de la flota de camiones, en función de la capacidad de transporte, y la distancia a recorrer. Mayor detalle

respecto a las características de los camiones y el Roundtrip considerado se puede observar en el ***Anexo 2***.

Tabla 10-13: Flota de camiones para el transporte de Hidrógeno gaseoso, en función de la capacidad anual y la distancia de transporte.

km/ktpa	2	5	10	50	100	250	500	750	1000	1500
50	2	4	8	39	78	196	392	588	783	1.175
100	3	5	11	53	106	266	532	797	1.063	1.595
150	3	7	13	67	134	336	672	1.007	1.343	2.015
200	4	8	16	81	162	406	811	1.217	1.623	2.434
250	4	10	19	95	190	476	951	1.427	1.903	2.854
300	5	11	22	109	218	546	1.091	1.637	2.182	3.274
350	5	12	25	123	246	616	1.231	1.847	2.462	3.693
400	6	14	27	137	274	685	1.371	2.056	2.742	4.113
450	6	15	30	151	3022	755	1.511	2.266	3.022	4.533
500	7	17	33	165	330	825	1.651	2.476	3.302	4.952
550	8	18	36	179	358	895	1.791	2.686	3.581	5.372
600	8	19	39	193	386	968	1.931	2.896	3.861	5.792

Una vez estimada la flota, es posible compararla con el promedio de tránsito de camiones pesados en el país, para lo cual es necesario observar el flujo diario de camiones por capacidad de transporte. Tomando como referencia el promedio de 258 camiones se observa que para el rango de capacidad de transporte entre 2-50 [ktpa], la cantidad de camiones en circulación diaria es menor, y por lo tanto es factible técnicamente de realizarse. Para el rango de capacidad de transporte entre 50 – 250 [ktpa], notamos que la cantidad de camiones diarios a circular excede el promedio, pero se encuentra bajo el máximo de circulación actual (1.251 camiones por día). Para el resto de los rangos de producción (250-1.500 [ktpa]), el flujo estimado supera con creces el máximo actual del Uruguay, llegando a ser casi 5 veces mayor para el caso de máximo transporte (1.500 [ktpa]). Para estos casos, el transporte por carretera no resulta ser factible, y en base a las características de infraestructura actuales, deberán ser consideradas otras alternativas.

Para la estimación de las tarifas referenciales, se utiliza la metodología introducida en el capítulo 10, utilizando los parámetros de Capex y Opex presentados en el ***Anexo 3***. En base a esto, la Tabla 10-14 y la Tabla 10-15 muestran las tarifas referenciales estimadas.

Tabla 10-14: Tarifas referenciales del transporte de Hidrogeno gaseoso por camiones, en [USD/ton/km], para el rango de 2-100 [ktpa].

km / ktpa	2	5	10	50	100
50	$ 14,73	$ 13,42	$ 13,42	$ 13,42	$ 13,35
100	$ 11,01	$ 10,03	$ 9,70	$ 9,64	$ 9,60
150	$ 8,68	$ 8,46	$ 8,46	$ 8,37	$ 8,35
200	$ 8,33	$ 8,01	$ 7,84	$ 7,74	$ 7,73
250	$ 7,47	$ 7,47	$ 7,47	$ 7,36	$ 7,35
300	$ 7,44	$ 7,11	$ 7,11	$ 7,11	$ 7,10
350	$ 7,05	$ 7,05	$ 6,95	$ 6,93	$ 6,92
400	$ 7,03	$ 6,83	$ 6,83	$ 6,80	$ 6,79
450	$ 7,03	$ 6,81	$ 6,74	$ 6,69	$ 6,69
500	$ 6,78	$ 6,66	$ 6,66	$ 6,61	$ 6,60
600	$ 6,78	$ 6,55	$ 6,54	$ 6,54	$ 6,53
700	$ 6,55	$ 6,55	$ 6,49	$ 6,48	$ 6,48

Tabla 10-15: Tarifas referenciales del transporte de Hidrógeno Gaseoso por camiones, en [USD/ton/km], para el rango de 250-1.500 [ktpa].

km / ktpa	250	500	1.000	1.500
50	$ 13,31	$ 13,31	$ 13,31	$ 13,31
100	$ 9,58	$ 9,58	$ 9,58	$ 9,58
150	$ 8,34	$ 8,34	$ 8,34	$ 8,34
200	$ 7,72	$ 7,72	$ 7,72	$ 7,72
250	$ 7,34	$ 7,34	$ 7,34	$ 7,34
300	$ 7,10	$ 7,10	$ 7,09	$ 7,09
350	$ 6,92	$ 6,92	$ 6,92	$ 6,92
400	$ 6,78	$ 6,78	$ 6,78	$ 6,78
450	$ 6,68	$ 6,68	$ 6,68	$ 6,68
500	$ 6,60	$ 6,60	$ 6,60	$ 6,60
600	$ 6,53	$ 6,53	$ 6,53	$ 6,53

km / ktpa	250	500	1.000	1.500
700	$ 6,47	$ 6,47	$ 6,47	$ 6,47

Al igual manera que para el transporte carretero de CO_2 , se observa como las tarifas disminuyen a medida que incrementa la distancia de transporte. Para los rangos de capacidad de transporte, las tarifas se estabilizan a medida que esta aumenta. Sin embargo, los órdenes de magnitud cambian, siendo más elevados para el transporte de Hidrogeno Gaseoso. Esto se debe principalmente por 2 factores, el costo de las tecnologías de transporte de Hidrógeno, y las dificultades técnicas que este implican, pudiendo un camión de transporte de Hidrogeno Gaseoso almacenar una cantidad mucho menor en comparación con camiones de transporte de otras sustancias.

10.4.3.2 Hidrogeno líquido

Para el transporte de Hidrógeno en estado líquido, existen una serie de proveedores de tanques cisterna y camiones para el transporte carretero, entre los cuales se encuentran:

- Chart: Dentro de sus soluciones ofrece la unidad ST-17600H 155, que cuenta con una capacidad de carga de 4.340 [kg], y la unidad ST-8500H 110 con una capacidad de 2.096 [kg].
- Cryolor: Cuentan con el modelo LT18-155 155 PSIG de capacidad 4.451 [kg], y BT8-110 110 PSIG, de 2.100 [kg].
- Taylor Wharton: Cuenta con soluciones de transporte de 2.268 [kg] y 4.413 [kg], ambos con una presión de transporte de 160 PSIg.



(a) (b)

Figura 10-12: Camiones referenciales de transporte de H2 Líquido: (a) Chart (b) Cryolor.

Tomando como base lo ofrecido por el mercado, la Tabla 10-16 muestra el tamaño de la flota de camiones, en función de la capacidad de transporte y la distancia a recorrer. Mayor detalle respecto a las características de los camiones y el Roundtrip considerado se puede observar en los ***Anexo 2***.

Tabla 10-16: Flota de camiones de transporte de Hidrógeno líquido, en función de la capacidad anual de transporte y la distancia de transporte.

km/ktpa	2	5	10	50	100	250	500	750	1000	1500
50	1	1	2	12	24	60	120	180	239	359

km/ktpa	2	5	10	50	100	250	500	750	1000	1500
100	1	1	3	15	29	73	146	219	292	437
150	1	2	3	17	34	86	172	258	344	515
200	1	2	4	20	40	99	198	297	396	593
250	1	2	4	22	45	112	224	336	448	672
300	1	2	5	25	50	125	250	375	500	750
350	1	3	6	28	55	138	276	414	552	828
400	1	3	6	30	60	151	302	453	604	906
450	1	3	7	33	66	164	328	492	656	984
500	1	4	7	35	71	177	354	531	708	1.062
550	2	4	8	38	76	190	380	570	760	1.140
600	2	4	8	41	81	203	406	609	812	1.218

Una vez estimada la flota, es posible compararla con el promedio de tránsito de camiones pesados el país, para lo cual es necesario observar el flujo diario de camiones por capacidad de transportes. Tomando como referencia el promedio de 258 camiones notamos que para el rango de capacidad de transporte entre 2-250 [ktpa], la cantidad de camiones en circulación diaria es menor, y por lo tanto es factible técnicamente de realizarse. Para el resto de las capacidades (250 – 1.500 [ktpa]), se observa que la cantidad de camiones diarios a circular excede el promedio, pero se encuentra bajo el máximo de circulación actual (1.251 camiones por día).

Para la estimación de las tarifas referenciales, se utiliza la metodología introducida en el capítulo 10, utilizando los parámetros de Capex y Opex presentados en el ***Anexo 3***. En base a esto, la Tabla 10-17 y la Tabla 10-18 muestran las tarifas referenciales estimadas.

Tabla 10-17: Tarifas referenciales del transporte de Hidrógeno líquido por camiones, en USD/ton/km, para el rango de 2-100 [ktpa].

km / ktpa	2	5	10	50	100
50	$ 63,66	$ 62,69	$ 61,73	$ 61,15	$ 61,15
100	$ 32,24	$ 31,76	$ 31,28	$ 31,28	$ 31,28
150	$ 21,81	$ 21,48	$ 21,48	$ 21,36	$ 21,32
200	$ 16,54	$ 16,30	$ 16,30	$ 16,30	$ 16,30
250	$ 13,59	$ 13,59	$ 13,40	$ 13,32	$ 13,30
300	$ 11,43	$ 11,43	$ 11,27	$ 11,27	$ 11,27
350	$ 10,49	$ 9,94	$ 9,94	$ 9,89	$ 9,89

km / ktpa	2	5	10	50	100
400	$ 9,29	$ 9,05	$ 8,92	$ 8,83	$ 8,82
450	$ 8,32	$ 8,11	$ 8,00	$ 7,96	$ 7,96
500	$ 7,59	$ 7,40	$ 7,40	$ 7,33	$ 7,32
600	$ 6,99	$ 6,81	$ 6,81	$ 6,78	$ 6,78
700	$ 6,50	$ 6,50	$ 6,42	$ 6,36	$ 6,36

Tabla 10-18: Tarifas referenciales del transporte de Hidrógeno Líquido por camiones, en [USD/ton/km], para el rango de 250-1.500 [ktpa].

km / ktpa	250	500	1.000	1.500
50	$ 61,15	$ 61,15	$ 61,15	$ 61,15
100	$ 31,24	$ 31,24	$ 31,24	$ 31,24
150	$ 21,31	$ 21,31	$ 21,31	$ 21,31
200	$ 16,29	$ 16,29	$ 16,29	$ 16,29
250	$ 13,30	$ 13,30	$ 13,30	$ 13,30
300	$ 11,27	$ 11,27	$ 11,27	$ 11,27
350	$ 9,88	$ 9,88	$ 9,88	$ 9,88
400	$ 8,81	$ 8,81	$ 8,81	$ 8,81
450	$ 7,96	$ 7,96	$ 7,96	$ 7,96
500	$ 7,31	$ 7,31	$ 7,31	$ 7,31
600	$ 6,78	$ 6,78	$ 6,78	$ 6,78
700	$ 6,35	$ 6,35	$ 6,35	$ 6,35

Las tarifas referenciales siguen la tendencia de los casos anteriores, en donde disminuyen a medida que incrementa la distancia de transporte, y se estabilizan a medida que la capacidad de transporte aumenta. Si comparamos con el Hidrogeno Gaseoso, notamos que las tarifas para Hidrógeno Líquido son mucho mayores.

10.4.4 Metanol

Según la demanda calculada en el *capítulo 7.3,* podemos considerar una cantidad máxima de 6,6 [Mtpa] (cantidad de Metanol a exportar más Metanol necesario para la producción de Jetfuel), y a partir de ella, fraccionarla en cantidades menores de manera de considerar distintos ordenes de magnitud. Para este ejercicio, se utilizará un rango de producción entre 0,025 - 6,6 [Mtpa] (25 – 6.600 [ktpa]).

Para el transporte de Metanol, se considerará la utilización de camiones y tanques para el transporte de combustibles líquidos, para los cuales existe un amplio mercado de proveedores y soluciones, ya que esta es una tecnología madura y tradicional. Alguna de las soluciones y sus respectivos proveedores se encuentran a continuación:

- Lbt - inc: Dentro de sus soluciones ofrece sus modelos BKZ, certificados bajo la norma DOT 406, y cuya capacidad de carga varía entre los 35-48 [m³], equivalentes a 27-37 [ton].
- Tremcar: Ofrece distintos modelos para el transporte de combustibles líquidos, todos ellos compatibles para el transporte de Metanol y Jetfuel, y certificados por norma DOT 406. Su rango de capacidades es más alto, yendo desde 4 a 25 [m³], equivalente a 3-20 [ton].
- Feldbinder: Ofrece sus modelos TSA ADR, que cuentan con soluciones para tanques de 30, 33, 49 y 58 [m³], que permiten un transporte de entre 24 y 46 [ton].



(a) (b)

Figura 10-13: Camiones referenciales de transporte de Metanol: (a) LBT – inc. (b) Tremcar.

Tomando como base lo ofrecido por el mercado, la

Tabla 10-19 muestra el tamaño de la flota de camiones, en función de la capacidad de transporte y la distancia a recorrer. Mayor detalle respecto a las características de los camiones y el Roundtrip considerado se puede observar en el ***Anexo 2***.

Tabla 10-19: Tamaño de flota de camiones de transporte de Metanol, en función de la capacidad anual de transporte y la distancia de transporte.

km/ktpa	25	50	100	300	500	1000	2000	5000	6600
50	1	1	3	8	13	25	51	127	167
100	1	2	3	10	16	33	66	164	217
150	1	2	4	12	20	40	81	201	266
200	1	2	5	14	24	48	96	239	315
250	1	3	6	17	28	55	110	276	364

km/ktpa	25	50	100	300	500	1000	2000	5000	6600
300	2	3	6	19	31	63	125	313	414
350	2	4	7	21	35	70	140	351	463
400	2	4	8	23	39	78	155	388	512
450	2	4	9	26	43	85	170	425	561
500	2	5	9	28	46	93	185	463	611
550	2	5	10	30	50	100	200	500	660
600	3	5	11	32	54	107	215	537	709

Una vez estimada la flota, es posible compararla con el promedio de tránsito de camiones pesados el país indicado en la sección 10.4.1, de 258 camiones, observándose que para el rango de capacidad de transporte entre 25 - 2.000 [ktpa], la cantidad de camiones en circulación diaria es menor, y por lo tanto es factible técnicamente de realizarse. Para el resto de las capacidades (2.000 – 6.600 [ktpa]), notamos que la cantidad de camiones diarios a circular excede el promedio, pero se encuentra bajo el máximo de circulación actual (1.251 camiones por día).

Para la estimación de las tarifas referenciales, se utiliza la metodología introducida en el capítulo 10, utilizando los parámetros de Capex y Opex presentados en el ***Anexo 3***. En base a esto, la Tabla 10-20 y la Tabla 10-21 muestran las tarifas referenciales estimadas.

Tabla 10-20: Tarifas referenciales del transporte de Metanol por camiones, en [USD/ton/km], para el rango de 25-500 [ktpa].

km / ktpa	25	50	100	300	500
50	$ 0,22	$ 0,22	$ 0,21	$ 0,20	$ 0,20
100	$ 0,15	$ 0,15	$ 0,15	$ 0,15	$ 0,15
150	$ 0,15	$ 0,14	$ 0,13	$ 0,13	$ 0,13
200	$ 0,13	$ 0,12	$ 0,12	$ 0,12	$ 0,12
250	$ 0,12	$ 0,12	$ 0,12	$ 0,11	$ 0,11
300	$ 0,12	$ 0,12	$ 0,11	$ 0,11	$ 0,11
350	$ 0,11	$ 0,11	$ 0,11	$ 0,11	$ 0,11
400	$ 0,11	$ 0,11	$ 0,11	$ 0,11	$ 0,11
450	$ 0,11	$ 0,11	$ 0,11	$ 0,11	$ 0,11
500	$ 0,11	$ 0,11	$ 0,11	$ 0,10	$ 0,10

km / ktpa	25	50	100	300	500
600	$ 0,11	$ 0,10	$ 0,10	$ 0,10	$ 0,10
700	$ 0,10	$ 0,10	$ 0,10	$ 0,10	$ 0,10

Tabla 10-21: Tarifas referenciales del transporte de Metanol por camiones, en [USD/ton/km], para el rango de 1.000-6.600 [ktpa].

km / ktpa	1.000	2.000	5.000	5.500	6.600
50	$ 0,20	$ 0,20	$ 0,20	$ 0,20	$ 0,20
100	$ 0,15	$ 0,15	$ 0,15	$ 0,15	$ 0,15
150	$ 0,13	$ 0,13	$ 0,13	$ 0,13	$ 0,13
200	$ 0,12	$ 0,12	$ 0,12	$ 0,12	$ 0,12
250	$ 0,11	$ 0,11	$ 0,11	$ 0,11	$ 0,11
300	$ 0,11	$ 0,11	$ 0,11	$ 0,11	$ 0,11
350	$ 0,11	$ 0,11	$ 0,11	$ 0,11	$ 0,11
400	$ 0,11	$ 0,11	$ 0,11	$ 0,11	$ 0,11
450	$ 0,11	$ 0,11	$ 0,11	$ 0,10	$ 0,10
500	$ 0,10	$ 0,10	$ 0,10	$ 0,10	$ 0,10
600	$ 0,10	$ 0,10	$ 0,10	$ 0,10	$ 0,10
700	$ 0,10	$ 0,10	$ 0,10	$ 0,10	$ 0,10

Las tarifas referenciales siguen la tendencia de los casos anteriores, en donde disminuyen a medida que incrementa la distancia de transporte, y se estabilizan a medida que la capacidad de transporte aumenta. Estas tarifas nos serán de utilidad para realizar la comparación entre los distintos medios para el transporte de Metanol.

10.4.5 Jetfuel

Según la demanda calculada en el *capítulo 7.3,* podemos considerar una cantidad máxima de 0,5 [Mtpa], y a partir de ella, ir fraccionándola en cantidades menores de manera de considerar distintos ordenes de magnitud. Para este ejercicio, se utilizará un rango de producción entre 0,025 – 0,5 [Mtpa] (25 –500 [ktpa]).

Al igual que para el Metanol, para el transporte de Jetfuel se considerará la utilización de camiones y tanques para el transporte de combustibles líquidos, en donde las soluciones y proveedores mostrados para Metanol también son válidos para Jetfuel.

Tomando como base lo ofrecido por el mercado, la Tabla 10-22 muestra el tamaño de la flota de camiones, en función de la capacidad de transporte y la distancia a recorrer. Mayor detalle

respecto a las características de los camiones y el Roundtrip considerado se puede observar en el ***Anexo 2.***

Tabla 10-22: Tamaño de flota de camiones para transporte de Jetfuel, en función de la capacidad anual de transporte y la distancia de transporte.

km/ktpa	25	50	100	300	500
50	1	2	3	9	14
100	1	2	3	11	18
150	2	3	4	13	22
200	2	3	5	16	26
250	2	3	6	18	30
300	2	4	6	21	34
350	2	4	7	23	38
400	3	5	8	25	42
450	3	5	9	28	46
500	3	5	9	30	50
550	3	6	10	33	54
600	3	6	11	35	58

Una vez estimada la flota, es posible compararla con el promedio de tránsito de camiones pesados el país indicado en la sección 10.4.1, de 258 camiones, observándose que, para todos los casos de transporte, el flujo diario de camiones está por debajo del promedio nacional, lo que hace factible este tipo de transporte.

Para la estimación de las tarifas referenciales, se utiliza la metodología introducida en el capítulo 10, utilizando los parámetros de Capex y Opex presentados en el ***Anexo 3***. En base a esto, la Tabla 10-23 muestra las tarifas referenciales estimadas.

Tabla 10-23: Tarifas referenciales del transporte de Jetfuel por camiones, en [USD/ton/km].

km / ktpa	25	50	100	300	500
50	$ 0,23	$ 0,23	$ 0,22	$ 0,22	$ 0,21
100	$ 0,16	$ 0,16	$ 0,16	$ 0,16	$ 0,16
150	$ 0,16	$ 0,15	$ 0,14	$ 0,14	$ 0,14
200	$ 0,14	$ 0,13	$ 0,13	$ 0,13	$ 0,13
250	$ 0,13	$ 0,12	$ 0,12	$ 0,12	$ 0,12

km / ktpa	25	50	100	300	500
300	$ 0,12	$ 0,12	$ 0,12	$ 0,12	$ 0,12
350	$ 0,12	$ 0,12	$ 0,12	$ 0,12	$ 0,12
400	$ 0,12	$ 0,12	$ 0,12	$ 0,11	$ 0,11
450	$ 0,12	$ 0,11	$ 0,11	$ 0,11	$ 0,11
500	$ 0,11	$ 0,11	$ 0,11	$ 0,11	$ 0,11
600	$ 0,11	$ 0,11	$ 0,11	$ 0,11	$ 0,11
700	$ 0,11	$ 0,11	$ 0,11	$ 0,11	$ 0,11

Si observamos las tarifas referenciales en [USD/ton/km], notamos como estas disminuyen a medida que incrementa la distancia de transporte. Para los rangos de capacidad de transporte, no muestran mayor variación. Estas tarifas nos serán de utilidad para realizar la comparación entre los distintos medios para el transporte de Jetfuel.

10.4.6 Urea

Según la demanda calculada en el *capítulo 7.3,* podemos considerar una cantidad máxima de 1 [Mtpa], y a partir de ella, ir fraccionándola en cantidades menores de manera de considerar distintos ordenes de magnitud. Para este ejercicio, se utilizará un rango de producción entre 0,025 – 1 [Mtpa] (25 –1.000 [ktpa]).

Para el transporte de Urea, se considerará la utilización de camiones para el transporte de sólidos a granel para los cuales, al igual que los combustibles líquidos, existe un amplio mercado de proveedores y soluciones, al ser una tecnología madura y tradicional. Alguna de las soluciones y sus respectivos proveedores se encuentran a continuación:

- Timpte: Cuenta con una serie de modelos de contenedores para el transporte de graneles sólidos, compatibles con el manejo de urea. Ofrece soluciones para el transporte de 10 y 25 [ton] por camión.
- Feldbinder: Ofrece soluciones para transporte de sólidos a granel en modelos de contenedores y remolques tolva, ofreciendo capacidades de transporte que varían entre las 20-30 [ton].
- Stoughton: Ofrece su modelo de transporte para granos con capacidad de carga de 20 [ton].



(a) (b)

Figura 10-14: Camiones referenciales de transporte de Urea: (a) Feldbinder (b) Stoughton.

Tomando como base lo ofrecido por el mercado, la Tabla 10-24 muestra el tamaño de la flota de camiones, en función de la capacidad de transporte y la distancia a recorrer. Mayor detalle respecto a las características de los camiones y el Roundtrip considerado se puede observar en el ***Anexo 2.***

Tabla 10-24: Tamaño de flota de camiones de transporte de Urea, en función de la capacidad anual de transporte y la distancia de transporte.

Km/ktpa	25	50	100	300	500	1000
50	1	2	3	7	12	23
100	1	2	4	10	16	32
150	2	3	5	13	21	41
200	2	3	5	15	25	50
250	2	3	6	18	30	59
300	2	4	7	21	34	68
350	2	4	8	23	39	77
400	3	5	9	26	43	86
450	3	5	10	29	48	95
500	3	6	11	31	52	103
550	3	6	12	34	56	112
600	3	7	13	37	61	121

Una vez estimada la flota, es posible compararla con el promedio de tránsito de camiones pesados el país indicado en la sección 10.4.1, de 258 camiones, observándose que, para todos los casos de transporte, el flujo diario de camiones está por debajo del promedio nacional, lo que hace factible este tipo de transporte.

Para la estimación de las tarifas referenciales, se utiliza la metodología introducida en el capítulo 10, utilizando los parámetros de Capex y Opex presentados en el ***Anexo 3***. En base a esto, la Tabla 10-25 muestran las tarifas referenciales estimadas.

Tabla 10-25: Tarifas referenciales del transporte de Urea por camiones, en [USD/ton/km].

km / ktpa	25	50	100	500	1.000
50	$ 0,22	$ 0,22	$ 0,20	$ 0,19	$ 0,19
100	$ 0,16	$ 0,16	$ 0,16	$ 0,15	$ 0,15
150	$ 0,16	$ 0,15	$ 0,14	$ 0,14	$ 0,14
200	$ 0,14	$ 0,13	$ 0,13	$ 0,13	$ 0,13

km / ktpa	25	50	100	500	1.000
250	$ 0,13	$ 0,13	$ 0,13	$ 0,13	$ 0,13
300	$ 0,13	$ 0,13	$ 0,12	$ 0,12	$ 0,12
350	$ 0,13	$ 0,12	$ 0,12	$ 0,12	$ 0,12
400	$ 0,13	$ 0,12	$ 0,12	$ 0,12	$ 0,12
450	$ 0,12	$ 0,12	$ 0,12	$ 0,12	$ 0,12
500	$ 0,12	$ 0,12	$ 0,12	$ 0,12	$ 0,12
600	$ 0,12	$ 0,12	$ 0,12	$ 0,12	$ 0,12
700	$ 0,12	$ 0,12	$ 0,12	$ 0,12	$ 0,12

Si observamos las tarifas referenciales en [USD/ton/km], notamos como estas disminuyen a medida que incrementa la distancia de transporte. Para los rangos de capacidad de transporte, no muestran mayor variación. Estas tarifas son de utilidad para realizar la comparación entre los distintos medios para el transporte de Urea.

10.5 Transporte Ferroviario

10.5.1 Aspectos generales

El transporte ferroviario corresponde al movimiento de mercancías desde un punto a otro utilizando una locomotora, que acoplada a una serie de vagones forman el denominado ferrocarril o tren. Para este medio de transporte, se analizarán las factibilidades técnicas de movilizar las materias primas y productos estudiados en esta consultoría, considerando diferentes rangos de producción alineados con los escenarios presentados en el capítulo 7.1, y contrastando con la infraestructura actual disponible en el país, principalmente el ferrocarril central. Tomando como base el análisis técnico, se realizará un análisis económico para estimar tarifas de transporte ferroviario referenciales, que nos sirvan como punto de comparación con los otros medios de transporte. Las consideraciones principales para el análisis técnico económico son las siguientes:

- Estimación de vagones y trenes: Se realizó una estimación de alto nivel de la cantidad de vagones y trenes necesarios para el transporte de sustancias, en base a diversos rangos de producción anual y de distancia. El rango de distancias a considerar es referencial y de la amplitud suficiente para cubrir la longitud de las líneas férreas indicadas en el capítulo 6.3, y va desde los 50 a los 700 [km] para todos los productos. Para la estimación, se considerará la capacidad anual de transporte, la capacidad de carga de cada tren, la cual dependerá de las dimensiones y capacidad de carga del vagón referencial considerado, y del Roundtrip y la disponibilidad del tren. Para la determinación de la cantidad de vagones, se toma como largo máximo permitido la restricción entregada por el Ferrocarril Central, de 500 [m] de largo. Los parámetros fijos generales para la estimación de vagones y trenes son mostrados en el ***Anexo 4.***

- Benchmaking de Vagones: Para cada uno de los productos a transportar, se realiza un benchmarking de las soluciones de transporte ofrecidas por diferentes proveedores, de manera de determinar la capacidad de carga promedio que se manejan en la industria, y el orden de magnitud de precios para la adquisición de estos, los cuales son indicados en el ***Anexo 5***. Los vagones referenciales tomados del benchmarking, que se utilizan como base para las estimaciones, cumplen con la restricción de tonelada por eje considerada para el ferrocarril central.

  Nota: *El benchmarking realizado no se debe considerar como una recomendación de proveedores. Este es realizado simplemente como un mapeo de lo que se está utilizando actualmente en la industria, y no representa preferencia alguna por parte de Ausenco-SEG.*

- Análisis Económico: Tomando como base los precios determinados en la etapa de benchmarking, se lleva a cabo una estimación de alto nivel del Capex y Opex de cada uno de los escenarios propuestos para todos los productos a transportar, tomando en cuenta los elementos principales que afectarían en mayor medida estos indicadores. Para la estimación del Capex se consideró el costo de la Locomotora y los Vagones de carga, mientras que para el Opex, se considera el costo de Combustible, Mantención de Equipos, Labor y la tarifa por el uso de la infraestructura ferroviaria suministrada por la Dirección Nacional de Transporte Ferroviario (DNTF, dependiente de MTOP). Además, para el caso específico del transporte de hidrógeno líquido, debido a la inmadurez de la tecnología y el alto costo de esta, se planteará el caso de considerar el costo del proceso de licuefacción. Los valores obtenidos para Capex y Opex serán representados en tarifas por tonelada y kilómetro, según la metodología indicada en el capítulo 0. Sobre la tarifa calculada, se considera un factor de 1.3 por concepto de ganancia del operador de servicio, dando como resultado la tarifa referencial a utilizar.

  Nota: *Los costos y tarifas enseñadas en este informe constituyen estimaciones de alto nivel, por lo cual son referenciales y pretenden mostrar ordenes de magnitud y tendencias, de manera de comparar los valores obtenidos entre medios de transporte, y no deben tomarse como base el desarrollo ingenieril de proyectos en específico.*

- Parámetros generales de Opex: Para la estimación de Opex, existen una serie de parámetros que son generales para todos los productos, los cuales son enseñados en la Tabla 10-26.

Tabla 10-26: Parámetros generales del Opex de transporte ferroviario, para todos los productos.

Parámetro	Consideración
Costo de combustible [USD/lt]	1,5
Salario anual base para operadores [USD][37]	50.000
Costo de mantención	10% anual sobre la inversión de Capex

[37] El término operadores considera un maquinista más un ayudante. Se aplicará un factor sobre el salario indicado, para incluir montos relacionados con seguros sociales, regalías, etc. Además, este factor variará entre sustancias, de manera de incluir las dificultades de transporte de cada uno de ellos.

Parámetro	Consideración
Tarifa por el uso de infraestructura [USD/ton bruta/km][38]	0,005

Mayor detalle de los parámetros generales del Opex, por producto, es mostrado en el ***Anexo 5***.

- Roundtrip: Para simplificar el análisis, se asumirá que los vagones ya se encuentran cargados cuando arriba la locomotora, por lo que esta solo debe acoplarse al conjunto de vagones. Esto implica que el tiempo de detención de cada tren estará determinado solo por las maniobras de acople-desacople a los vagones, y será igual para todos los productos, según lo enseñado en la Tabla 10-27 y la Tabla 10-28.

Tabla 10-27: Parámetros fijos para la estimación de Roundtrip de todos los productos.

Parámetro	Unidad	Valor
Disponibilidad	[-]	0,95
Velocidad	[km/hr]	40[39]
Tiempo total de detención	[hr]	8

Tabla 10-28: Roundtrip para el transporte ferroviario de todos los productos, según la distancia a recorrer.

Distancia por trayecto [km]	Tiempo por viaje [hr]
50	10,5
100	13,0
150	15,5
200	18,0
250	20,5
300	23,0
350	25,5
400	28,0
450	30,5
500	33,0

[38] Tarifa es considerada para viajes tanto de ida como de vuelta.
[39] Se considera como restricción la velocidad máxima para circular a través de la línea litoral.

Distancia por trayecto [km]	Tiempo por viaje [hr]
550	35,5
600	38,0

10.5.2 CO2

No todas las fuentes de CO_2 son compatibles con el transporte ferroviario, debido a que muchas de estas no cuentan con acceso a la red, como lo es el caso de UPM1 y Montes del Plata, dos de las mayores fuentes del país. La Figura 10-15 sobrepone la red ferroviaria sobre las fuentes de CO_2, permitiendo ver de forma clara para cuales fuentes es factibles el transporte por ferrovía.

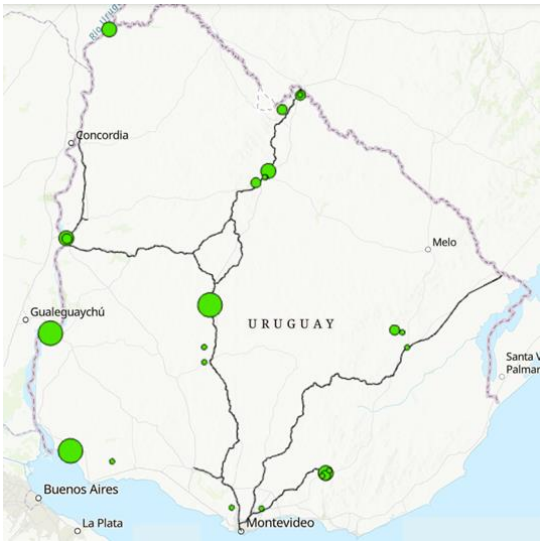


Figura 10-15: Distribución de fuentes de CO_2 en comparación con red ferroviaria.

De igual manera que con el transporte carretero, podemos agrupar las fuentes cercanas de CO_2, de manera de que sea un mismo tren el que se encargue de su recolección. Las fuentes de CO_2 se agruparán según lo observado en la Figura 10-16 y la Tabla 10-29, que nos determinarán los rangos de producción a considerar para la estimación de la cantidad de trenes y vagones.

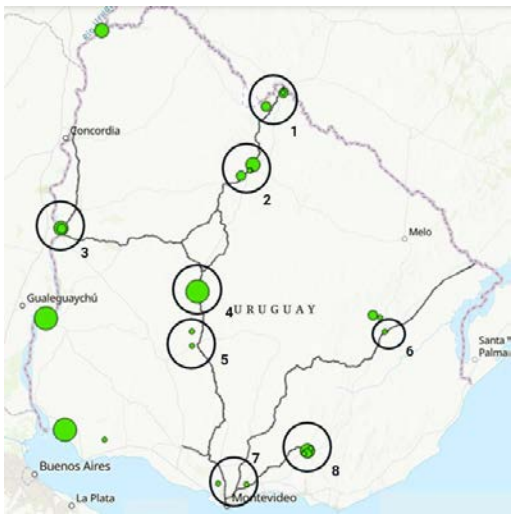


Figura 10-16: Agrupaciones de Fuentes de CO2, según la cercanía entre ellas.

Tabla 10-29:Agrupaciones de fuentes de CO_2.

Grupo	Empresa	Producción Anual de CO2 (Mtpa)
Grupo 1	Urufor	0,10
	Fymnsa	0,06
	Bioener	0,04
	Total	**0,20**
Grupo 2	Arboreal/ Frutifor	0,09
	Lumin	0,26
	Fenirol	0,04
	Frigorifico Tacuarembo	0,02
	Total	**0,41**
Grupo 3	Planta Bioetanol ALUR	0,15
	ANCAP Paysandu	0,05
	Total	**0,20**
Grupo 4	**UPM 2**	**3,90**
Grupo 5	Estancias del Lago	0,02
	Frigorífico BPU	0,01
	Total	**0,03**
Grupo 6	Cementos del Plata	0,08
	Galofer	0,04
	Total	**0,12**
Grupo 7	Frigorífico Pando	0,01
	Frigorífico Las piedras	0,02
	Total	**0,03**
Grupo 8	ANCAP Minas	0,05

Grupo	Empresa	Producción Anual de CO2 (Mtpa)
	Cementos artigas	0,21
	CYCUSA	0,01
	Fábricas nacionales de cerveza	0,01
	Total	**0,28**

En base a lo observado para cada fuente particular y agrupación de fuentes, podemos determinar lo siguiente:

- La capacidad mínima para estudiar es el caso de las plantas que emiten CO_2 dentro del orden de los 0,01 [Mtpa].
- Las fuentes de CO_2 de capacidades mas grande es UPM2, con una producción del orden de los 4 [Mtpa] aproximadamente.
- El resto de las fuentes tiene capacidades de producción que varían dentro del rango de 0,03-0,3 [Mtpa].

Con estos antecedentes, se establecen 2 rangos de producción a estudiar para el transporte por camión desde las fuentes de CO_2. El primer rango corresponde a 0,01-0,3 [Mtpa], mientras que el segundo corresponde a 2,5-4 [Mtpa]. Se consideran rangos entre 2,5 y 4 [Mtpa], de manera de mantener lo analizado en el transporte carretero, y de abrir la posibilidad a un transporte parcial desde UPM2.

Al igual que en el transporte carretero, se transportará el CO_2 en estado líquido criogénico, manteniendo las características operacionales de temperaturas. Dentro de los proveedores de vagones criogénicos para el transporte de CO_2 destacamos los siguientes:

- VTG: Ofrece su modelo G92.062D, que puede almacenar hasta 60 [ton] de CO_2 a -40°C.
- Cryovat: Cuenta con una serie de soluciones para el transporte de diversas sustancias en estado criogénico, incluyendo el CO_2 e Hidrógeno líquido. El diseño de los tanques es personalizado, y la empresa cuenta con experiencia en diseños de hasta 54 [m³], que permiten el transporte de aproximadamente 50 [ton].



(a) (b)

Figura 10-17: Vagones referenciales de transporte de CO2 criogénico: (a) VTG (b) Cryovat.

Tomando como base lo ofrecido por el mercado, la Tabla 10-30 muestra la cantidad de vagones y trenes, en función de la capacidad de transporte y la distancia a recorrer. Mayor detalle respecto a las características de los vagones considerados se puede observar en el ***Anexo 4.***

Tabla 10-30: Vagones y trenes para transporte de CO_2, en función de la capacidad anual y la distancia de transporte (formato: vagones – trenes).

km / ktpa	10	25	50	75	100	200	300	2500	3000	4000
50	1 - 1	1 - 1	1 - 1	2 - 1	3 - 1	5 - 1	7 - 1	52 - 2	62 - 2	83 - 3
100	1 - 1	1 - 1	2 - 1	2 - 1	3 - 1	6 - 1	8 - 1	64 - 2	77 - 3	102 - 4
150	1 - 1	1 - 1	2 - 1	3 - 1	3 - 1	7 - 1	10 - 1	76 - 3	91 - 3	122 - 4
200	1 - 1	1 - 1	2 - 1	3 - 1	4 - 1	7 - 1	11 - 1	88 - 3	106 - 4	141 - 5
250	1 - 1	1 - 1	2 - 1	3 - 1	4 - 1	8 - 1	12 - 1	101 - 3	121 - 4	161 - 5
300	1 - 1	2 - 1	3 - 1	4 - 1	5 - 1	9 - 1	14 - 1	113- 3	135 - 5	180 - 6
350	1 - 1	2 - 1	3 - 1	4 - 1	5 - 1	10 - 1	15 - 1	125 - 4	150 - 5	200 - 7
400	1 - 1	2 - 1	3 - 1	5 - 1	6 - 1	11 - 1	17 - 1	137 - 4	165 - 5	219 - 7
450	1 - 1	2 - 1	3 - 1	5 - 1	6 - 1	12 - 1	18 - 1	149 - 4	179 - 6	239 - 8
500	1 - 1	2 - 1	4 - 1	5 - 1	7 - 1	13 - 1	20 - 1	162 - 5	194 - 6	258 - 8
550	1 - 1	2 - 1	4 - 1	6 - 1	7 - 1	14 - 1	21 - 1	174 - 5	209 - 7	278 - 9
600	1 - 1	2 - 1	4 - 1	6 - 1	8 - 1	15 - 1	23 - 1	186 - 5	223 - 7	298 - 9

Una vez estimada la cantidad de trenes, es posible compararla con la disponibilidad remanente del ferrocarril central, la cual permite un máximo de circulación de 8 trenes, en trayecto ida y vuelta. Si observamos los tiempos de viaje para cada trayecto indicado en la Tabla 10-28, notamos que para una distancia de 50 [km], un mismo tren puede realizar aproximadamente 3 viajes diarios, mientras que para 600 [km], tarda más de un día en realizar uno. Esto indica que, para una misma capacidad de transporte, el flujo de trenes es el mismo, independiente del rango de distancia a cubrir, al igual que en el caso del transporte terrestre. Se toma como referencia la cantidad de trenes necesarios para los 350 [km], los cuales tienen un Roundtrip de aproximadamente un día. En base a esto, notamos que para el rango de producción entre 10-3.000 [ktpa], la frecuencia de trenes está dentro de la disponibilidad remanente de la red ferroviaria. Para el caso de 4.000 [ktpa], es necesario una frecuencia de circulación levemente mayor a la disponible, por lo que el transporte de 4.000 [ktpa] no es técnicamente factible, en base a la infraestructura actual disponible en Uruguay.

Para la estimación de las tarifas referenciales, se utiliza la metodología introducida en el capítulo 10, utilizando los parámetros de Capex y Opex presentados en el ***Anexo 5***. En base a esto, la Tabla 10-31 y la Tabla 10-32muestra las tarifas referenciales estimadas.

Tabla 10-31: Tarifas referenciales del transporte ferroviario de CO_2 en [USD/ton/km], para el rango de 10-200 [ktpa].

km / ktpa	10	25	50	75	100	200
50	$ 4,46	$ 1,80	$ 0,98	$ 0,66	$ 0,54	$ 0,31

km / ktpa	10	25	50	75	100	200
100	$ 2,25	$ 0,91	$ 0,50	$ 0,34	$ 0,28	$ 0,18
150	$ 1,51	$ 0,61	$ 0,34	$ 0,25	$ 0,21	$ 0,13
200	$ 1,14	$ 0,46	$ 0,26	$ 0,19	$ 0,16	$ 0,11
250	$ 0,91	$ 0,41	$ 0,23	$ 0,17	$ 0,14	$ 0,09
300	$ 0,76	$ 0,34	$ 0,19	$ 0,14	$ 0,12	$ 0,08
350	$ 0,66	$ 0,30	$ 0,17	$ 0,13	$ 0,10	$ 0,08
400	$ 0,58	$ 0,26	$ 0,15	$ 0,12	$ 0,10	$ 0,07
450	$ 0,52	$ 0,24	$ 0,14	$ 0,11	$ 0,09	$ 0,07
500	$ 0,47	$ 0,21	$ 0,13	$ 0,10	$0,09	$ 0,06
550	$ 0,43	$ 0,20	$ 0,12	$ 0,10	$ 0,08	$ 0,06
600	$ 0,39	$ 0,18	$ 0,11	$ 0,09	$ 0,08	$ 0,06

Tabla 10-32: Tarifas referenciales del transporte ferroviario de CO_2 en [USD/ton/km], para el rango de 300-5.500 [ktpa].

km / ktpa	300	2500	3000	4000	5500
50	$ 0,24	$ 0,13	$ 0,12	$ 0,12	$ 0,12
100	$ 0,14	$ 0,09	$ 0,09	$ 0,09	$ 0,08
150	$ 0,11	$ 0,07	$ 0,07	$ 0,07	$ 0,07
200	$ 0,09	$ 0,07	$ 0,07	$ 0,07	$ 0,06
250	$ 0,08	$ 0,06	$ 0,06	$ 0,06	$ 0,06
300	$ 0,07	$ 0,06	$ 0,06	$ 0,06	$ 0,06
350	$ 0,07	$ 0,06	$ 0,06	$ 0,06	$ 0,06
400	$ 0,06	$ 0,06	$ 0,05	$ 0,05	$ 0,05
450	$ 0,06	$ 0,05	$ 0,05	$ 0,05	$ 0,05
500	$ 0,06	$ 0,05	$ 0,05	$ 0,05	$ 0,05
550	$ 0,06	$ 0,05	$ 0,05	$ 0,05	$ 0,05
600	$ 0,06	$ 0,05	$ 0,05	$ 0,05	$ 0,05

Se observa que las tarifas referenciales en [USD/ton/km] disminuyen a medida que incrementa la distancia de transporte, lo cual es esperable. Para los rangos de capacidad de transporte, la disminución de las tarifas de transporte ferroviario es notoria a medida que aumenta la capacidad de transporte, estabilizándose para capacidades del orden de los 300 [ktpa]. Estas tarifas nos serán de utilidad para realizar la comparación entre los distintos medios para el transporte de CO_2.

10.5.3 Hidrogeno

Para el transporte de Hidrogeno por Ferrocarril, se estudiará el manejo de este tanto en estado gaseoso como en estado líquido. Las tecnologías para este medio de transporte se encuentran en su mayoría en desarrollo, siendo pocas las soluciones comerciales existentes. Gran parte de los proveedores ofrecen replica sus soluciones de transporte de Hidrogeno en camiones, o la reutilización de vagones de transporte criogénicos diseñados para otras sustancias, lo cual será tomado como referencia para la estimación a alto nivel del transporte de Hidrógeno por ferrovías. Para ambos casos de transporte, se considerarán los rangos de producción utilizados en el análisis de transporte carretero de Hidrógeno.

10.5.3.1 Hidrógeno Gaseoso

Para el transporte de Hidrógeno Gaseoso es posible replicar las soluciones presentadas en el capítulo 10.4.3.1 para el transporte carretero, ya que los cilindros Tipo IV pueden ser almacenados de distintas maneras, y adaptados para ser utilizados en un container para vagones de trenes.



Figura 10-18: Transporte de Hidrogeno en estado gaseoso por ferrocarril ofrecida por Nproxx.

Tomando como base lo ofrecido por el mercado, la Tabla 10-33 muestra la cantidad de vagones y trenes, en función de la capacidad de transporte y la distancia a recorrer. Mayor detalle respecto a las características de los vagones considerados se puede observar en el ***Anexo 4.***

Tabla 10-33: Vagones y trenes, en función de la capacidad anual de transporte y la distancia de transporte.

km / ktpa	2	5	10	50	100	250	500	750	1000	1500
50	4 - 1	8 - 1	16 - 1	79 - 3	158 - 5	395 - 11	789 - 22	1.183 - 33	1.578 - 44	2.366 – 66
100	4 - 1	10 - 1	20 - 1	98 - 3	196 - 6	489 - 14	977 - 28	1.465 - 41	1.953 - 55	2.929 - 82
150	5 - 1	12 - 1	24 - 1	117 - 4	233 - 7	583 - 17	1.165 - 33	1.747 - 49	2.329 - 65	3.493 - 98
200	6 - 1	14 - 1	27 - 1	136 - 4	271 - 8	676 - 19	1.352 - 38	2.028 - 57	2.704 - 76	4.056 - 113
250	7 - 1	16 - 1	31 - 1	154 - 5	308 - 9	770 - 22	1.540 - 43	2.310 - 65	3.079 - 86	4.619 - 129
300	7 - 1	18 - 1	35 - 1	173 - 5	346 - 10	864 - 24	1.728 - 48	2.591 - 72	3.455 - 96	5.182 - 144
350	8 - 1	20 - 1	39 - 2	192 - 6	383 - 11	958 - 27	1.916 - 54	2.873 - 80	3.831 - 107	5.746 - 160
400	9 - 1	21 - 1	43 - 2	211 - 6	421 - 12	1.052 - 30	2.102 - 59	3.155 - 88	4.206 - 117	6.309 - 176
450	10 - 1	23 - 1	46 - 2	230 - 7	459 - 13	1.146 - 32	2.291 - 64	3.435 - 96	4.582 - 128	6.872 - 191
500	10 - 1	25 - 1	50 - 2	248 - 7	496 - 14	1.240 - 35	2.479 - 69	3.718 - 104	4.957 - 138	7.436 - 207
550	11 - 1	27 - 1	54 - 2	267 - 8	534 - 15	1.334 - 38	2.667 - 75	4.000 - 112	5.333 - 149	7.999 - 223
600	12 - 1	29 - 1	58 - 2	286 - 8	571 - 16	1.427 - 40	2.854 - 80	4.281 - 119	5.708 - 159	8.562 - 238

Una vez estimada la cantidad de trenes, es posible compararla con la disponibilidad remanente del ferrocarril central, la cual permite un máximo de circulación de 8 trenes, en trayecto ida y vuelta. Según lo analizado en la sección 10.5.2, se considerará que el flujo diario de trenes no varía según la distancia, y se tomará como referencia la cantidad de trenes necesarios para los 350 [km] (Roundtrip cercano a 24 horas). En base a esto, notamos que para el rango de producción entre 2 - 50 [ktpa], la frecuencia de trenes está dentro de la disponibilidad remanente de la red ferroviaria. Para el caso de capacidades mayores a 100 [ktpa], es necesario una frecuencia de circulación considerablemente mayor a la disponible, por lo que transportar estas cantidades no es factible en base a la infraestructura actual disponible en Uruguay.

Para la estimación de las tarifas referenciales, se utiliza la metodología introducida en el capítulo 10, utilizando los parámetros de Capex y Opex presentados en el ***Anexo 5***. En base a esto, la Tabla 10-34 y la Tabla 10-35 muestran las tarifas referenciales estimadas.

Tabla 10-34: Tarifas referenciales del transporte ferroviario de hidrogeno gaseoso en [USD/ton/km], para el rango de 2-100 [ktpa].

km / ktpa	2	5	10	50	100
50	$ 29,94	$ 16,53	$ 12,81	$ 11,22	$ 10,84
100	$ 15,13	$ 9,56	$ 7,70	$ 6,84	$ 6,84
150	$ 11,15	$ 7,24	$ 6,00	$ 5,64	$ 5,49
200	$ 9,17	$ 6,08	$ 5,15	$ 4,85	$ 4,83
250	$ 7,98	$ 5,38	$ 4,52	$ 4,50	$ 4,42
300	$ 6,68	$ 4,92	$ 4,50	$ 4,16	$ 4,16
350	$ 6,18	$ 4,59	$ 4,50	$ 4,02	$ 3,97
400	$ 5,81	$ 4,34	$ 4,26	$ 3,83	$ 3,82
450	$ 5,52	$ 4,01	$ 4,01	$ 3,76	$ 3,71
500	$ 4,98	$ 3,87	$ 3,87	$ 3,62	$ 3,62
550	$ 4,82	$ 3,75	$ 3,75	$ 3,58	$ 3,56
600	$ 4,69	$ 3,66	$ 3,66	$ 3,49	$ 3,49

Tabla 10-35: Tarifas referenciales del transporte ferroviario de hidrogeno gaseoso en [USD/ton/km], para el rango de 250-1.500 [ktpa]

km / ktpa	250	500	750	1000	1500
50	$ 10,62	$ 10,61	$ 10,61	$ 10,61	$ 10,61

km / ktpa	250	500	750	1000	1500
100	$ 6,76	$ 6,75	$ 6,73	$ 6,73	$ 6,72
150	$ 5,47	$ 5,44	$ 5,43	$ 5,43	$ 5,43
200	$ 4,78	$ 4,78	$ 4,78	$ 4,78	$ 4,78
250	$ 4,41	$ 4,40	$ 4,40	$ 4,39	$ 4,39
300	$ 4,13	$ 4,13	$ 4,13	$ 4,13	$ 4,13
350	$ 3,95	$ 3,95	$ 3,95	$ 3,95	$ 3,95
400	$ 3,82	$ 3,81	$ 3,81	$ 3,81	$ 3,81
450	$ 3,70	$ 3,70	$ 3,70	$ 3,70	$ 3,70
500	$ 3,62	$ 3,61	$ 3,61	$ 3,61	$ 3,61
550	$ 3,56	$ 3,55	$ 3,54	$ 3,54	$ 3,54
600	$ 3,49	$ 3,48	$ 3,48	$ 3,48	$ 3,48

Se observa que las tarifas referenciales siguen la misma tendencia que para el transporte ferroviario de CO_2, en donde estas disminuyen a medida que incrementa la distancia de transporte. Para los rangos de capacidad de transporte, la disminución de las tarifas de transporte ferroviario es notoria a medida que esta aumenta, estabilizándose para capacidades del orden de las 100 [ktpa]. Estas tarifas son de utilidad para realizar la comparación entre los distintos medios para el transporte de Hidrógeno.

10.5.3.2 Hidrógeno Líquido

Comercialmente no existen soluciones específicas para el transporte de hidrógeno. Sin embargo, existe la posibilidad de reacondicionar los tanques presentados en el capítulo 10.4.3.2, así como también utilizar vagones criogénicos diseñados para el transporte de otras sustancias, como lo es el caso de la empresa VTG, quienes ya se encuentran desarrollando tecnologías para adaptar sus vagones criogénicos[40].

Tomando como base lo ofrecido por el mercado mencionado, la Tabla 10-36 muestra la cantidad de vagones y trenes, en función de la capacidad de transporte y la distancia a recorrer. Mayor detalle respecto a las características de los vagones considerados se puede observar en el ***Anexo 4.***

[40] Fuente: Sitio Web VTG. https://www.vtg.com/news-and-insights/stories/future-oriented-transport-solutions-for-new-energies.

Tabla 10-36: Vagones y trenes para transporte de Hidrógeno líquido, en función de la capacidad anual de transporte y la distancia de transporte.

km / ktpa	2	5	10	50	100	250	500	750	1000	1500
50	1 - 1	2 - 1	3 - 1	15 - 1	30 - 1	76 - 3	151 - 5	226 - 7	301 - 10	451 - 14
100	1 - 1	2 - 1	4 - 1	19 - 1	38 - 2	93 - 3	186 - 6	279 - 9	372 - 12	558 - 17
150	1 - 1	3 - 1	5 - 1	23 - 1	45 - 2	111 - 4	222 - 7	333 - 11	444 - 14	666 - 21
200	1 - 1	3 - 1	6 - 1	26 - 1	53 - 2	129 - 4	258 - 8	387 - 12	515 - 16	773 - 24
250	2 - 1	3 - 1	6 - 1	30 - 1	59 - 2	147 - 5	294 - 9	440 - 14	587 - 18	880 - 27
300	2 - 1	4 - 1	7 - 1	33 - 1	66 - 2	165 - 5	329 - 10	494 - 15	658 - 20	988 - 30
350	2 - 1	4 - 1	8 - 1	37 - 2	73 - 3	183 - 6	365 - 12	548 - 17	730 - 23	1.095 - 34
400	2 - 1	4 - 1	8 - 1	41 - 2	81 - 3	201 - 7	401 - 13	601 - 19	802 - 25	1.202 - 37
450	2 - 1	5 - 1	9 - 1	44 - 2	88 - 3	219 - 7	437 - 14	655 - 20	873 - 27	1.309 - 40
500	2 - 1	5 - 1	10 - 1	48 - 2	95 - 3	236 - 8	473 - 15	709 - 22	945 - 29	1.417 - 43
550	2 - 1	6 - 1	11 - 1	51 - 2	102 - 4	254 - 8	508 - 16	762 - 24	1.016 - 31	1.524 - 47
600	3 - 1	6 - 1	11 - 1	55 - 2	109 - 4	272 - 9	544 - 17	816 - 25	1.088 - 33	1.631 - 50

Una vez estimada la cantidad de trenes, es posible compararla con la disponibilidad remanente del ferrocarril central, la cual permite un máximo de circulación de 8 trenes, en trayecto ida y vuelta. Según lo analizado en la sección 10.5.2, se considerará que el flujo diario de trenes no varía según la distancia, y se tomará como referencia la cantidad de trenes necesarios para los 350 [km] (Roundtrip cercano a 24 horas). En base a esto, notamos que para el rango de producción entre 2 - 250 [ktpa], la frecuencia de trenes está dentro de la disponibilidad remanente de la red ferroviaria. Para el caso de capacidades mayores a esta, es necesario una frecuencia de circulación considerablemente mayor a la disponible, por lo que transportar estas cantidades no es factible en base a la infraestructura actual disponible en Uruguay.

Para la estimación de las tarifas referenciales, se utiliza la metodología introducida en el capítulo 10, utilizando los parámetros de Capex y Opex presentados en el ***Anexo 5***. En base a esto, la Tabla 10-37 y la Tabla 10-38 muestran las tarifas referenciales estimadas.

Tabla 10-37: Tarifas referenciales del transporte ferroviario de Hidrógeno Líquido por ferrocarril en [USD/ton/km], para los rangos de 2-100 [ktpa].

km / ktpa	2	5	10	50	100
50	$ 78,83	$ 66,84	$ 63,12	$ 59,47	$ 59,04
100	$ 39,45	$ 33,45	$ 31,59	$ 30,02	$ 30,02
150	$ 26,35	$ 22,93	$ 21,40	$ 20,29	$ 20,26
200	$ 20,84	$ 17,18	$ 16,25	$ 15,34	$ 15,34
250	$ 16,68	$ 13,75	$ 13,01	$ 12,42	$ 12,40
300	$ 13,88	$ 11,73	$ 10,96	$ 10,41	$ 10,41
350	$ 11,93	$ 10,09	$ 9,56	$ 9,16	$ 9,10
400	$ 10,44	$ 9,05	$ 8,48	$ 8,11	$ 8,05
450	$ 9,26	$ 8,03	$ 7,52	$ 7,25	$ 7,21
500	$ 8,36	$ 7,25	$ 6,88	$ 6,62	$ 6,58
550	$ 8,02	$ 6,76	$ 6,34	$ 6,08	$ 6,08
600	$ 7,38	$ 6,23	$ 5,84	$ 5,66	$ 5,65

Tabla 10-38: Tarifas referenciales del transporte ferroviario de Hidrógeno Líquido por ferrocarril en [USD/ton/km], para los rangos de 250-1.500 [ktpa].

km / ktpa	250	500	750	1000	1500
50	$ 59,04	$ 58,95	$ 58,94	$ 58,94	$ 58,94

km / ktpa	250	500	750	1000	1500
100	$ 29,84	$ 29,84	$ 29,84	$ 29,84	$ 29,84
150	$ 20,20	$ 20,18	$ 20,18	$ 20,18	$ 20,17
200	$ 15,29	$ 15,29	$ 15,29	$ 15,29	$ 15,29
250	$ 12,40	$ 12,38	$ 12,38	$ 12,38	$ 12,38
300	$ 10,41	$ 10,41	$ 10,41	$ 10,41	$ 10,41
350	$ 9,07	$ 9,06	$ 9,06	$ 9,06	$ 9,06
400	$ 8,04	$ 8,02	$ 8,02	$ 8,02	$ 8,02
450	$ 7,19	$ 7,19	$ 7,19	$ 7,19	$ 7,19
500	$ 6,58	$ 6,57	$ 6,57	$ 6,56	$ 6,56
550	$ 6,05	$ 6,05	$ 6,05	$ 6,05	$ 6,04
600	$ 5,63	$ 5,63	$ 5,63	$ 5,63	$ 5,63

Las tarifas referenciales siguen la misma tendencia de los casos anteriores, en donde estas disminuyen a medida que incrementa los rangos de producción y la distancia de transporte. Para los rangos de capacidad de transporte, la disminución de las tarifas de transporte ferroviario es notoria a medida que esta aumenta, estabilizándose para capacidades del orden de las 500 [ktpa]. Estas tarifas nos serán de utilidad para realizar la comparación entre los distintos medios para el transporte de Hidrógeno.

10.5.4 Metanol

Al igual que en el caso del transporte carretero de Metanol, se determinarán rangos de producción en base a los escenarios propuestos, debido al desconocimiento de la producción de las futuras fuentes y la ubicación exacta de estas. Para este ejercicio, se utilizará un rango de producción entre 0,025 - 6,6 [Mtpa] (25 – 6.600 [ktpa]).

Para el transporte de metanol se considera la utilización de vagones comerciales para el transporte de combustibles líquidos, para el cual existe un amplio mercado de soluciones maduras. Dentro de los proveedores disponibles mencionamos los siguientes:

- The Greenbier Companies: Sus modelos para transporte de combustible varían entre los 80 y los 115 [m³], que permiten una capacidad de carga de entre 60 y 90 [ton].
- Wascosa: Ofrece modelos que varían entre los 80 y 100 [m³], que permite cargar hasta 80 [ton].
- Trinity Rail: Sus modelos varían entre los 55 y los 130 [m³], equivalentes a 45 - 100 [ton].





(a) (b)

Figura 10-19: Vagones referenciales para transporte de combustibles líquidos: (a) Wascosa. (b) Trinity Rail.

Tomando como base lo ofrecido por el mercado, la Tabla 10-39 muestra la cantidad de vagones y trenes, en función de la capacidad de transporte y la distancia a recorrer. Mayor detalle respecto a las características de los vagones considerados se puede observar en el ***Anexo 4***.

Tabla 10-39: Vagones y trenes para el transporte de Metanol, en función de la capacidad anual de producción y la distancia de transporte.

km / ktpa	25	50	100	300	500	1000	2000	5000	6600
50	1 - 1	2 - 1	3 - 1	7 - 1	12 - 1	23 - 1	46 - 2	115 - 4	152 - 5
100	1 - 1	2 - 1	3 - 1	9 - 1	15 - 1	29 - 1	57 - 2	142 - 5	188 - 6
150	1 - 1	2 - 1	4 - 1	11 - 1	17 - 1	34 - 1	68 - 2	170 - 5	224 - 7
200	1 - 1	2 - 1	4 - 1	12 - 1	20 - 1	40 - 2	79 - 3	197 - 6	260 - 8
250	2 - 1	3 - 1	5 - 1	14 - 1	23 - 1	45 - 2	90 - 3	224 - 7	296 - 9
300	2 - 1	3 - 1	5 - 1	16 - 1	26 - 1	51 - 2	101 - 3	252 - 8	332 - 10
350	2 - 1	3 - 1	6 - 1	17 - 1	28 - 1	56 - 2	112- 4	279 - 8	368 - 11
400	2 - 1	4 - 1	7 - 1	19 - 1	31 - 1	62 - 2	123- 4	306 - 9	404 - 12
450	2 - 1	4 - 1	7 - 1	20 - 1	34 - 1	67 - 2	134- 4	334 - 10	440 - 13
500	2 - 1	4 - 1	8 - 1	22 - 1	36 - 2	73 - 3	145 - 5	361 - 11	476 - 14
550	2 - 1	4 - 1	8 - 1	24 - 1	39 - 2	78 - 3	156 - 5	388 - 12	512 - 15
600	3 - 1	5 - 1	9 - 1	25 - 1	42 - 2	83 - 3	166 - 5	416 - 12	548 - 16

Una vez estimada la cantidad de trenes, es posible compararla con la disponibilidad remanente del ferrocarril central, la cual permite un máximo de circulación de 8 trenes, en trayecto ida y vuelta. Según lo analizado en la sección 10.5.2, se considerará que el flujo diario de trenes no varía según la distancia, y se tomará como referencia la cantidad de trenes necesarios para los 350 [km] (Roundtrip cercano a 24 horas). En base a esto, notamos que

para el rango de producción entre 25 – 5.000 [ktpa], la frecuencia de trenes está dentro de la disponibilidad remanente de la red ferroviaria. Las capacidades mayores requieren una frecuencia de circulación mayor a la disponible, por lo que transportar estas cantidades no es factible en base a la infraestructura actual disponible en Uruguay.

Para la estimación de las tarifas referenciales, se utiliza la metodología introducida en el capítulo 10, utilizando los parámetros de Capex y Opex presentados en el ***Anexo 5***. En base a esto, la Tabla 10-40 y la Tabla 10-41 muestran las tarifas referenciales estimadas.

Tabla 10-40:Tarifas referenciales del transporte ferroviario de Metanol en [USD/ton/km], en el rango de 25-500 [ktpa].

km / ktpa	25	50	75	100	300	500
50	$ 1,60	$ 0,86	$ 0,59	$ 0,47	$ 0,22	$ 0,17
100	$ 0,81	$ 0,44	$ 0,32	$ 0,25	$ 0,12	$ 0,10
150	$ 0,55	$ 0,30	$ 0,22	$ 0,18	$ 0,09	$ 0,08
200	$ 0,42	$ 0,23	$ 0,17	$ 0,14	$ 0,08	$ 0,06
250	$ 0,35	$ 0,20	$ 0,14	$ 0,12	$ 0,07	$ 0,06
300	$ 0,30	$ 0,17	$ 0,12	$ 0,10	$ 0,06	$ 0,05
350	$ 0,26	$ 0,15	$ 0,11	$ 0,09	$ 0,06	$ 0,05
400	$ 0,23	$ 0,13	$ 0,10	$ 0,09	$ 0,05	$ 0,05
450	$ 0,20	$ 0,12	$ 0,09	$ 0,08	$ 0,05	$ 0,05
500	$ 0,19	$ 0,11	$ 0,09	$ 0,07	$ 0,05	$ 0,05
550	$ 0,17	$ 0,10	$ 0,08	$ 0,07	$ 0,05	$ 0,05
600	$ 0,16	$ 0,10	$ 0,08	$ 0,07	$ 0,05	$ 0,05

Tabla 10-41: Tarifas referenciales del transporte ferroviario de Metanol en [USD/ton/km], en el rango de 1.000-6.600 [ktpa].

km / ktpa	1000	2000	5000	5500	6600
50	$ 0,13	$ 0,13	$ 0,12	$ 0,12	$ 0,12
100	$ 0,08	$ 0,08	$ 0,08	$ 0,08	$ 0,08
150	$ 0,06	$ 0,06	$ 0,06	$ 0,06	$ 0,06
200	$ 0,06	$ 0,06	$ 0,06	$ 0,06	$ 0,06
250	$ 0,06	$ 0,05	$ 0,05	$ 0,05	$ 0,05
300	$ 0,05	$ 0,05	$ 0,05	$ 0,05	$ 0,05

km / ktpa	1000	2000	5000	5500	6600
350	$ 0,05	$ 0,05	$ 0,05	$ 0,05	$ 0,05
400	$ 0,05	$ 0,05	$ 0,05	$ 0,05	$ 0,05
450	$ 0,05	$ 0,04	$ 0,04	$ 0,04	$ 0,04
500	$ 0,05	$ 0,05	$ 0,04	$ 0,04	$ 0,04
550	$ 0,05	$ 0,04	$ 0,04	$ 0,04	$ 0,04
600	$ 0,04	$ 0,04	$ 0,04	$ 0,04	$ 0,04

Las tarifas referenciales siguen la misma tendencia de los casos anteriores, en donde estas disminuyen a medida que incrementa los rangos de producción y la distancia de transporte. Para los rangos de capacidad de transporte, la disminución de las tarifas de transporte ferroviario es notoria a medida que esta aumenta, estabilizándose para capacidades del orden de las 1.000 [ktpa]. Estas tarifas nos serán de utilidad para realizar la comparación entre los distintos medios para el transporte de Metanol.

En el caso de que el metanol por ferrocarril llegue a puerto, se estima una tarifa referencial por la descarga de los vagones y manejo portuario asociado de 2 [USD] por tonelada. Este costo será considerado y adicionado posteriormente como input al modelo de optimización.

10.5.5 Jetfuel

Al igual que en el caso del transporte carretero de Jetfuel, se determinarán rangos de producción en base a los escenarios propuestos, debido al desconocimiento de la producción de las futuras fuentes y la ubicación exacta de estas. Para este ejercicio, se utilizará un rango de producción entre 0,025 - 0,5 [Mtpa] (25 – 500 [ktpa]).

Al igual que para el metanol, para el transporte de Jetfuel se considera la utilización de vagones comerciales para el transporte de combustibles líquidos, por lo que el benchmarking utilizado para el Metanol es válido para el Jetfuel. Se considera el mismo vagón de The Greenbier companies, y al hacer el reajuste por densidad notamos que puede transportar 53 [ton] de carga.

Tomando como base lo ofrecido por el mercado, la Tabla 10-42 muestra la cantidad de vagones y trenes, en función de la capacidad de transporte y la distancia a recorrer. Mayor detalle respecto a las características de los vagones considerados se puede observar en el ***Anexo 4***.

Tabla 10-42: Vagones y trenes para el transporte de Jetfuel, en función de la capacidad anual [ktpa] y la distancia de transporte [km].

km / ktpa	25	50	100	300	500
50	1 - 1	2 - 1	3 - 1	8 - 1	12 - 1
100	1 - 1	2 - 1	3 - 1	9 - 1	15 - 1
150	1 - 1	2 - 1	4 - 1	11 - 1	18 - 1
200	1 - 1	2 - 1	5 - 1	13 - 1	21 - 1

km / ktpa	25	50	100	300	500
250	2 - 1	3 - 1	5 - 1	14 - 1	24 - 1
300	2 - 1	3 - 1	6 - 1	16 - 1	27 - 1
350	2 - 1	3 - 1	6 - 1	18 - 1	29 - 1
400	2 - 1	4 - 1	7 - 1	19 - 1	32 - 1
450	2 - 1	4 - 1	7 - 1	21 - 1	35 - 1
500	2 - 1	4 - 1	8 - 1	23 - 1	38 - 2
550	2 - 1	4 - 1	8 - 1	25 - 1	41 - 2
600	3 - 1	5 - 1	9 - 1	26 - 1	44 - 2

Una vez estimada la cantidad de trenes, es posible compararla con la disponibilidad remanente del ferrocarril central, la cual permite un máximo de circulación de 8 trenes, en trayecto ida y vuelta. Según lo analizado en la sección 10.5.2, se considerará que el flujo diario de trenes no varía según la distancia, y se tomará como referencia la cantidad de trenes necesarios para los 350 [km] (Roundtrip cercano a 24 horas). En base a esto, notamos que todos los casos de producción son factibles de realizar considerando la infraestructura ferroviaria actual de Uruguay.

Para la estimación de las tarifas referenciales, se utiliza la metodología introducida en el capítulo 10, utilizando los parámetros de Capex y Opex presentados en el ***Anexo 5***. En base a esto, la Tabla 10-43 muestra las tarifas referenciales estimadas.

Tabla 10-43: Tarifas referenciales del transporte ferroviario de Jetfuel en [USD/ton/km].

km / ktpa	25	50	100	300	500
50	$ 1,60	$ 0,86	$ 0,47	$ 0,22	$ 0,17
100	$ 0,81	$ 0,44	$ 0,25	$ 0,12	$ 0,10
150	$ 0,55	$ 0,30	$ 0,18	$ 0,09	$ 0,08
200	$ 0,43	$ 0,24	$ 0,14	$ 0,08	$ 0,06
250	$ 0,35	$ 0,20	$ 0,12	$ 0,07	$ 0,06
300	$ 0,30	$ 0,17	$ 0,10	$ 0,06	$ 0,05
350	$ 0,26	$ 0,15	$ 0,09	$ 0,06	$ 0,05
400	$ 0,23	$ 0,13	$ 0,09	$ 0,05	$ 0,05
450	$ 0,20	$ 0,12	$ 0,08	$ 0,05	$ 0,05
500	$ 0,19	$ 0,11	$ 0,07	$ 0,05	$ 0,05
550	$ 0,18	$ 0,11	$ 0,07	$ 0,05	$ 0,05

km / ktpa	25	50	100	300	500
600	$ 0,16	$ 0,10	$ 0,07	$ 0,05	$ 0,05

Las tarifas referenciales siguen la misma tendencia de los casos anteriores, en donde estas disminuyen a medida que incrementa los rangos de producción y la distancia de transporte. Para los rangos de capacidad de transporte, la disminución de las tarifas de transporte ferroviario es notoria a medida que esta aumenta. Estas tarifas nos serán de utilidad para realizar la comparación entre los distintos medios para el transporte de Jetfuel.

En el caso de que el jetfuel por ferrocarril llegue a puerto, se estima una tarifa referencial por la descarga de los vagones y manejo portuario asociado de 2 [USD] por tonelada. Este costo será considerado y adicionado posteriormente como input al modelo de optimización.

10.5.6 Urea

Para el transporte de urea se considera la utilización de vagones comerciales para el transporte de sólidos a granel, para el cual existe un amplio mercado de soluciones maduras. Dentro de los proveedores disponibles mencionamos los siguientes:

- FreightCar America: Presenta su modelo de vagón tolva “Small Cube Covered Hopper Car”, que varía en capacidades de carga, permitiendo un máximo de transporte de 100 [ton].
- Wascosa: Cuenta con vagones tolva que varián en volumen entre 60 y 130 [m³], permitiendo un máximo de capacidad de transporte de 70 [ton].
- Trinity Rail: Cuenta con distintas soluciones para el transporte de graneles sólidos, que varían entre los 70 y 180 [m³].



(a) (b)

Figura 10-20: Vagones referenciales para transporte de graneles sólidos: (a) Freightcar America. (b) Wascosa.

Tomando como base lo ofrecido por el mercado, la Tabla 10-44 muestra la cantidad de vagones y trenes, en función de la capacidad de transporte y la distancia a recorrer. Mayor detalle respecto a las características de los vagones considerados se puede observar en el ***Anexo 4.***

Tabla 10-44: Vagones y trenes para el transporte de Urea, en función de la capacidad anual y la distancia de transporte.

km / ktpa	25	50	100	300	500	1000
50	1 - 1	1 - 1	2 - 1	6 - 1	10 - 1	19 - 1
100	1 - 1	2 - 1	3 - 1	7 - 1	12 - 1	24 - 1
150	1 - 1	2 - 1	3 - 1	9 - 1	14 - 1	28 - 1
200	1 - 1	2 - 1	4 - 1	10 - 1	17 - 1	33 - 1
250	1 - 1	2 - 1	4 - 1	11 - 1	19 - 1	37 - 2
300	1 - 1	3 - 1	5 - 1	13 - 1	21 - 1	42 - 2
350	2 - 1	3 - 1	5 - 1	14 - 1	23 - 1	47 - 2
400	2 - 1	3 - 1	6 - 1	16 - 1	26 - 1	51 - 2
450	2 - 1	3 - 1	6 - 1	17 - 1	28 - 1	56 - 2
500	2 - 1	3 - 1	6 - 1	18 - 1	30 - 1	60 - 2
550	2 - 1	4 - 1	7 - 1	20 - 1	33 - 1	65 - 2
600	2 - 1	4 - 1	7 - 1	21 - 1	35 - 1	69 - 2

Una vez estimada la cantidad de trenes, es posible compararla con la disponibilidad remanente del ferrocarril central, la cual permite un máximo de circulación de 8 trenes, en trayecto ida y vuelta. Según lo analizado en la sección 10.5.2, se considerará que el flujo diario de trenes no varía según la distancia, y se tomará como referencia la cantidad de trenes necesarios para los 350 [km] (Roundtrip cercano a 24 horas). En base a esto, notamos que todos los casos de producción son factibles de realizar considerando la infraestructura ferroviaria actual de Uruguay.

Para la estimación de las tarifas referenciales, se utiliza la metodología introducida en el capítulo 10, utilizando los parámetros de Capex y Opex presentados en el ***Anexo 5***. En base a esto, la Tabla 10-45 muestra las tarifas referenciales estimadas.

Tabla 10-45: Tarifas referenciales del transporte ferroviario de Urea [USD/ton/km].

km / ktpa	25	50	100	300	500	1.000
50	$ 1,58	$ 0,81	$ 0,44	$ 0,19	$ 0,14	$ 0,10
100	$ 0,80	$ 0,43	$ 0,24	$ 0,11	$ 0,08	$ 0,07
150	$ 0,54	$ 0,29	$ 0,16	$ 0,08	$ 0,07	$ 0,05
200	$ 0,41	$ 0,23	$ 0,13	$ 0,07	$ 0,06	$ 0,05
250	$ 0,33	$ 0,18	$ 0,11	$ 0,06	$ 0,05	$ 0,04
300	$ 0,29	$ 0,16	$ 0,10	$ 0,05	$ 0,05	$ 0,04

km / ktpa	25	50	100	300	500	1.000
350	$ 0,25	$ 0,14	$ 0,09	$ 0,05	$ 0,04	$ 0,04
400	$ 0,22	$ 0,13	$ 0,08	$ 0,05	$ 0,04	$ 0,04
450	$ 0,20	$ 0,11	$ 0,07	$ 0,05	$ 0,04	$ 0,04
500	$ 0,18	$ 0,11	$ 0,07	$ 0,04	$ 0,04	$ 0,04
550	$ 0,17	$ 0,10	$ 0,07	$ 0,04	$ 0,04	$ 0,04
600	$ 0,16	$ 0,09	$ 0,06	$ 0,04	$ 0,04	$ 0,04

Las tarifas referenciales siguen la misma tendencia de los casos anteriores, en donde estas disminuyen a medida que incrementa los rangos de producción y la distancia de transporte. Para los rangos de capacidad de transporte, la disminución de las tarifas de transporte ferroviario es notoria a medida que esta aumenta. Estas tarifas nos serán de utilidad para realizar la comparación entre los distintos medios para el transporte de Urea.

En el caso de que la urea por ferrocarril llegue a puerto, se estima una tarifa referencial por la descarga de los vagones y manejo portuario asociado de 1 [USD] por tonelada. Este costo será considerado y adicionado posteriormente como input al modelo de optimización.

10.6 Transporte Hidroviario

10.6.1 Aspectos generales

Existen distintos tipos de embarcaciones capaces de navegar por los canales del Río de la Plata y Río Uruguay. Los considerados en este estudio son: barcazas fluviales graneleras (líquidos y sólidos), pequeños buques cisterna (tanker pequeño), buques cisterna categoría Handysize (tanker mediano) y buques graneleros Handysize. Sin embargo, no todas estas tipologías pueden navegar en la completitud de las vías navegables consideradas, debido a las limitaciones de calado y las condiciones fluvio-marítimas.

En el estuario del Río de la Plata y Río Uruguay existen una serie de restricciones que limitarán el acceso y/o la capacidad de carga. Subiendo desde el Río de la Plata, hasta llegar al Puerto de Nueva Palmira, la restricción es el canal Martín García, el cual permite un calado máximo de 10,4 [m], lo cual permitiría el ingreso de buques categoría Handysize o algunos de mayores tamaños parcialmente cargados, como lo son los buques Panamax. Desde Nueva Palmira hasta Fray Bentos, el río Uruguay permite un calado máximo de 7,6 [m], lo cual reduce el tamaño de embarcación admisible y/o el nivel de carga. Finalmente, el tramo hasta Paysandú permite un calado de 5,2 [m], lo cual no hace factible el ingreso de buques marítimos tipo Tanker, dando posibilidad solo a la utilización de barcazas en esos tramos. Estas consideraciones se realizan en base al dragado actual que existe en esta ruta hidroviaria. Futuros trabajos de aumento en la profundidad de dragado podrían permitir el ingreso de las embarcaciones mencionadas, e incluso embarcaciones de mayor capacidad hacia los puertos fluviales. Por ese motivo, en este estudio se considerará que a mediano plazo el calado disponible actualmente hasta Fray Bentos se extenderá hasta Paysandú y, por lo tanto, buques cisterna pequeños podrían navegar hasta este puerto.

En el caso de buques marítimos mayores, tankers medianos y graneleros Handy, se mantendrá la restricción de calado actual dado por el canal Martín García y, por lo tanto, solo pueden navegar en el tramo Montevideo – Puerto SO.

Por otra parte, las barcazas consideradas, al ser fluviales, no les es posible navegar por el estuario, por lo que solo cubrirán el tramo Paysandú – Fray Bentos – Puerto SO.

El transporte fluvial por barcazas se realiza en convoyes (grupo de barcazas amarradas entre sí) y tiene como principal ventaja la adaptabilidad a las diferentes condiciones físicas de la hidrovía a través de la cual circula, siendo lo suficientemente compactas y de bajo calado como para realizar maniobras en ríos más estrechos, incluyendo la posibilidad de fraccionamiento del convoy, y lo suficientemente robustas como para transportar cargas voluminosas. En general, las barcazas no cuentan con un sistema propio de impulsión, por lo que necesitan de un remolcador (o empujador) para ser transportadas. La configuración de los convoyes es variable, dependiendo de las condiciones del río a navegar y del tipo de remolcador, lo cual contribuye a la adaptabilidad de este medio de transporte. Dependiendo de factores como la potencia del remolcador, la carga a transportar y las condiciones de navegabilidad, un mismo remolcador puede transportar hasta unas 42 barcazas tipo Mississipi, como es usual en el tramo Confluencia-Santa Fé del Río Paraná. En ríos como el río Uruguay, donde existen más restricciones de navegabilidad, un remolcador puede transportar entre 4 y 12 barcazas dependiendo el tramo. Cabe mencionar que usualmente se adopta el término "remolcador" de manera general para la nave propulsora, pero, en el caso del transporte fluvial en barcazas, técnicamente se trata de un empujador (*push-boat* o *pusher*) pues la potencia la entrega empujando el convoy.

10.6.2 CO2 e Hidrógeno

Actualmente no existen opciones comerciales para el transporte de CO_2 a través de hidrovías. No obstante, existen proyectos de investigación y desarrollos de iniciativas privadas para este tipo de transporte a mediana escala, como lo es la empresa noruega Northern Lights, que a través del desarrollo de un proyecto de captura y almacenamiento de CO_2, busca transportarlo por vías acuáticos utilizando embarcaciones con capacidad de transporte de aproximadamente 7.800 [ton], las cuales son de uso y diseño exclusivo para el proyecto.

Para el caso del H_2 el panorama es similar. Existen intenciones de diversas industrias para desarrollar este tipo de tecnologías, como lo es el caso de Kawasaki Heavy Industries, el cual tiene un desarrollo piloto para un buque Carrier de H_2 líquido, el cual tiene una capacidad de transporte de 75 [ton].

Por lo tanto, a los efectos de este estudio y dados los importantes volúmenes de CO_2 e H_2 que se debieran transportar, no se considerará transporte fluvial de CO_2 ni de H_2.

10.6.3 Metanol y jetfuel

Tanto el transporte de metanol como el de Jetfuel se realiza utilizando embarcaciones comerciales de combustibles líquidos, el cual es un mercado maduro y cuenta con una gran disponibilidad y variedad de opciones a nivel comercial. Se considerará la utilización tanto de barcazas como de buques tipo tanker.

En el caso de barcazas tanker para el transporte de Metanol y Jetfuel, se tomarán como referencias Barcazas de la marca Blessey Marine Services Inc, modelo HFL-405 en formaciones de hasta 4 barcazas en arreglo 2x2, pudiendo ser menor en caso de que no se requiera tal capacidad. En la Figura 10-21 se presenta fotografía referencial de este tipo de barcazas formando un convoy. Las características generales para la embarcación de diseño considerada se observan en el ***Anexo 6***.



Figura 10-21: Convoy de 9 barcazas más remolcador.

Dado que estas barcazas tienen una eslora mayor a las típicas Mississipi o Jumbo de graneles sólidos, se considerará la utilización de convoyes de solo 4 barcazas, debido a restricciones de navegación a lo largo del Río Uruguay, considerando un criterio conservador. Las capacidades de las barcazas y convoy se resumen en el ***Anexo 6***.

En cuanto a buques marítimos tipo Tanker, se consideran dos tamaños: un pequeño buque cisterna y uno mediano de la categoría Handysize.

El pequeño buque cisterna considerado es uno de 7 [m] de calado, que sería capaz de navegar por el Río Uruguay hasta Fray Bentos en la condición actual de río. Sin embargo, existen proyectos de dragado de la hidrovía y a los efectos de este estudio se considerará que para el horizonte temporal considerado la disponibilidad de 7 [m] de calado llegará hasta Paysandú. A modo de referencia y a los efectos de cálculo se toma el buque Wisby Wave.

El buque mediano, de la categoría Handysize, es uno de 10 [m] de calado aproximadamente, capaz de navegar por los canales del Río de la Plata, donde el calado máximo disponible es de 10,4 [m]. A modo de referencia y a los efectos de cálculo se considera el tanker de la empresa noruega *Odfjell* clase Chempool 25.

Ambos buques se presentan en la Figura 10-22, mientras que las dimensiones, y las características generales de ambos se presentan en el ***Anexo 6***.



(a) (b)

Figura 10-22: Tanker referenciales para el transporte de combustibles líquidos. (a) Wisbe Wave. (b) Clase Chempool 25 Modelo Bow Titanium.

Como primer paso para el dimensionamiento de flota se debe calcular el tipo de ciclo o *roundtrip*. Para ello se definen rutas de navegación con sus distancias correspondientes y se adoptan valores referenciales de velocidad, tiempo de maniobra, tasas de carga y descarga y nivel de disponibilidad, los cuales se presentan en el ***Anexo 6***.

Finalmente se estima, a alto nivel, la flota que sería requerida considerando los parámetros antes expuestos para distintos escenarios de toneladas a transportar y cada ruta planteada, dichos resultados se presentan en las tablas siguientes. Cabe mencionar que no todas las rutas pueden ser realizadas por todos los tipos de embarcaciones, puesto que las barcazas solo pueden realizar los tramos del Río Uruguay hasta Puerto Suroeste y el Tanker Handysize (mediano) solo el tramo Puerto Suroeste – Montevideo.

Tabla 10-46: flota de barcazas (unitarias) de metanol.

Ruta	[ktpa] Distancia [km]	25	50	100	300	500	1000	2000	5500
Fray Bentos - SW	140	1	1	1	2	3	6	12	32
Paysandú - SW	240	1	1	1	2	4	7	13	36

Tabla 10-47: Flota de tankers pequeños de metanol.

Rutas	[ktpa] Distancia [km]	25	50	100	300	500	1000	2000	5500
Fray Bentos - SW	140	1	1	1	1	1	2	4	9
Paysandú - SW	240	1	1	1	1	1	2	4	11
SW - MVD	280	1	1	1	1	1	2	4	11
Fray Bentos - MVD	420	1	1	1	1	2	3	5	13
Paysandú - MVD	520	1	1	1	1	2	3	6	15

Tabla 10-48: Flota de tankers medianos de metanol.

Ruta	[ktpa] Distancia [km]	25	50	100	300	500	1000	2000	5500
SW - MVD	280	1	1	1	1	1	1	2	5

Tabla 10-49: Flota de barcazas (unitarias) de jetfuel.

Rutas	[ktpa] Distancia [km]	25	50	100	300	500
Fray Bentos - SW	140	1	1	1	2	4
Paysandú - SW	240	1	1	1	3	4

Tabla 10-50: Flota de tankers pequeños de jetfuel.

Rutas	[ktpa] Distancia [km]	25	50	100	300	500
Fray Bentos - SW	140	1	1	1	1	1
Paysandú - SW	240	1	1	1	1	1
SW - MVD	280	1	1	1	1	1
Fray Bentos - MVD	420	1	1	1	1	2
Paysandú - MVD	520	1	1	1	1	2

Tabla 10-51: Flota de tankers medianos de jetfuel.

Rutas	[ktpa] Distancia [km]	25	50	100	300	500
SW - MVD	280	1	1	1	1	1

El análisis económico del transporte fluvial de metanol y jetfuel se llevó a cabo a partir del dimensionamiento a alto nivel de la flota requerida y estimación a alto nivel de costos de Capex y Opex asociados en base a fuentes de datos de Ausenco-SEG y benchmarking. Los costos obtenidos fueron traducidos a costo presente neto unitario en [USD/ton/km], los cuales fueron comparadas y validadas con tarifas referenciales de transporte fluvial obtenidas de benchmarking.

Vale destacar que estos costos y tarifas, al igual que todos los demás estimados a lo largo de este trabajo, constituyen estimaciones de alto nivel, por lo cual son referenciales y pretenden mostrar ordenes de magnitud y tendencias, de manera de comparar los valores obtenidos entre medios de transporte.

Los costos de Capex considerados en el análisis de transporte hidroviario de metanol y jetfuel son:

- Empujadores
- Barcazas tanker

Los costos de Opex considerados en el análisis de transporte hidroviario de metanol y jetfuel son:

- Tripulación (únicamente para el caso de convoyes)
- Mantenimiento y costos generales
- Consumo de combustible
- Costos charter diarios referenciales (únicamente para tankers)

Estos costos se resumen en el ***Anexo 7***.

El consumo de combustible promedio considerado para los remolcadores es de 0,22 [lt/kWh] y adoptando un factor de utilización del motor del 50%. El consumo promedio considerado para el tanker pequeño y mediano son de 13 y 28 [ton/día] respectivamente.

Los resultados obtenidos de costos presentes netos unitarios para el metanol y el jetfuel utilizando cada una de las embarcaciones consideradas se presentan en las siguientes tablas.

Tabla 10-52: Costos unitarios en [USD/ton/km] de transporte de metanol por barcaza.

Ruta	[ktpa] Distancia [km]	25	50	100	300	500	1000	2000	5500
Fray Bentos - SW	140	$0.49	$0.24	$0.13	$0.05	$0.04	$0.04	$0.04	$0.04
Paysandú - SW	240	$0.28	$0.14	$0.08	$0.03	$0.03	$0.03	$0.03	$0.03

Tabla 10-53: Costos unitarios en [USD/ton/km] de transporte de metanol por tanker pequeño.

Rutas	[ktpa] Distancia [km]	25	50	100	300	500	1000	2000	5500
Fray Bentos - SW	140	$1.00	$0.52	$0.29	$0.13	$0.10	$0.10	$0.10	$0.09
Paysandú - SW	240	$0.58	$0.31	$0.17	$0.08	$0.06	$0.06	$0.06	$0.06
SW - MVD	280	$0.50	$0.27	$0.15	$0.07	$0.05	$0.05	$0.05	$0.05
Fray Bentos - MVD	420	$0.34	$0.18	$0.10	$0.05	$0.05	$0.05	$0.04	$0.04
Paysandú - MVD	520	$0.27	$0.15	$0.08	$0.04	$0.04	$0.04	$0.04	$0.04

Tabla 10-54: Costos unitarios en [USD/ton/km] de transporte de metanol por tanker mediano.

Ruta	[ktpa] Distancia [km]	25	50	100	300	500	1000	2000	5500
SW - MVD	280	$0.78	$0.41	$0.22	$0.09	$0.07	$0.05	$0.05	$0.05

Tabla 10-55: Costos unitarios en [USD/ton/km] de transporte de jetfuel por barcazas.

Rutas	[ktpa] Distancia [km]	25	50	100	300	500
Fray Bentos - SW	140	$0.49	$0.24	$0.13	$0.05	$0.05
Paysandú - SW	240	$0.28	$0.14	$0.08	$0.04	$0.03

Tabla 10-56: Costos unitarios en [USD/ton/km] de transporte de jetfuel por tanker pequeño.

Rutas	[ktpa] Distancia [km]	25	50	100	300	500
Fray Bentos - SW	140	$1.00	$0.52	$0.29	$0.13	$0.10
Paysandú - SW	240	$0.58	$0.31	$0.17	$0.08	$0.06
SW - MVD	280	$0.50	$0.27	$0.15	$0.07	$0.05
Fray Bentos - MVD	420	$0.34	$0.18	$0.10	$0.05	$0.05
Paysandú - MVD	520	$0.27	$0.15	$0.08	$0.04	$0.04

Tabla 10-57: Costos unitarios en [USD/ton/km] de transporte de jetfuel por tanker mediano.

Rutas	[ktpa] Distancia [km]	25	50	100	300	500
SW - MVD	280	$0.78	$0.41	$0.22	$0.09	$0.07

Los costos obtenidos fueron validados utilizando valores de transporte fluvial referenciales de la región, tanto públicos[41] (escalados a 2024) como con otros proyectos de Ausenco (confidenciales).

10.6.4 Urea

El transporte fluvial y marítimo de urea se realiza utilizando embarcaciones comerciales de graneles sólidos o en forma de break bulk (del tipo saco) utilizando buques de carga general, el cual es un mercado maduro y cuenta con una gran disponibilidad y variedad de opciones a nivel comercial. En este caso, se considerará que el transporte será a granel utilizando convoyes de barcaza para la navegación a lo largo del río Uruguay y buques graneleros del tipo Handy para la navegación por los canales del estuario del Río de la Plata.

Las barcazas graneleras consideradas son del tipo Jumbo en formaciones de convoyes de hasta 4 barcazas en arreglo 2x2, pudiendo ser menor en caso de que no se requiera tal capacidad. En la Figura 10-23 se observa a modo referencial un convoy de este tipo de barcazas y en el ***Anexo 6*** se resumen sus características.

En cuanto al buque granelero de diseño, se escoge uno de los límites superiores de capacidad dentro de la categoría Handysize para maximizar el calado disponible en los canales de navegación del Río de la Plata de 10,4m. Una imagen ilustrativa de este tipo de buque y sus características típicas se presentan en la Figura 10-24 y en el ***Anexo 6*** respectivamente.

[41] Algunas de las referencias públicas encontradas respecto a costos del transporte fluvial se listan a continuación: https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/derribando_mitos_barcaza_camion_jul18_2.pdf
https://www.magyp.gob.ar/new/0-0/programas/dma/regimenes_especiales/publicaciones/newsletter_spanish.pdf
https://www.lanacion.com.ar/economia/crisis-logistica-las-incongruencias-del-transporte-de-carga-un-desafio-argentino-de-larga-data-nid09042023/
https://www.bcr.com.ar/es/mercados/investigacion-y-desarrollo/informativo-semanal/noticias-informativo-semanal/fletes-para
https://x.com/arg_endatos/status/1793761653554655707
https://puertobarranqueras.chaco.gob.ar/es/calculation-tools



Figura 10-23: Convoy de barcazas jumbo de graneles sólidos.



Figura 10-24: Buque granelero Handysize (ilustrativo).

Al igual que para el caso de los combustibles se calculan los tiempos de ciclo como primer paso para el dimensionamiento de flota, considerando las mismas rutas de navegación. Los valores referenciales adoptados de velocidad, tiempo de maniobra, tasas de carga y descarga, nivel de disponibilidad y rutas de navegación se presentan en el ***Anexo 6***.

Finalmente se estima, a alto nivel, las flotas que serían requeridas considerando los parámetros antes expuestos para distintos escenarios de toneladas a transportar y cada ruta planteada, dichos resultados se presentan en las tablas siguientes. Cabe mencionar que no todas las rutas pueden ser realizadas por ambos tipos de embarcaciones, puesto que las barcazas solo pueden realizar los tramos del Río Uruguay hasta Puerto Suroeste y el Handysize solo el tramo Puerto Suroeste – Montevideo.

Tabla 10-58: Flota de barcazas (unitarias) para transporte de urea.

Rutas	[ktpa] Distancia [km]	25	50	100	300	500	1000
Fray Bentos - SW	140	1	1	1	1	2	3
Paysandú - SW	240	1	1	1	2	2	4

Tabla 10-59: Flota de buques graneleros Handysize para transporte de urea.

Ruta	[ktpa] Distancia [km]	25	50	100	300	500	1000
SW - MVD	280	1	1	1	1	1	1

El análisis económico del transporte fluvial de metanol y jetfuel se llevó a cabo a partir del dimensionamiento a alto nivel de la flota requerida y estimación a alto nivel de costos de Capex y Opex asociados en base a fuentes de datos de Ausenco y benchmarking. Los costos obtenidos fueron traducidos a costo presente neto unitario en [USD/ton/km], los cuales fueron comparadas y validadas con tarifas referenciales de transporte fluvial obtenidas de benchmarking.

Vale destacar que estos costos y tarifas, al igual que todos los demás estimados a lo largo de este trabajo, constituyen estimaciones de alto nivel, por lo cual son referenciales y pretenden mostrar ordenes de magnitud y tendencias, de manera de comparar los valores obtenidos entre medios de transporte.

Los costos de Capex considerados en el análisis de transporte hidroviario de urea son:

- Empujadores
- Barcazas graneleras tipo jumbo

Los costos de Opex considerados en el análisis de transporte hidroviario de urea son:

- Tripulación (únicamente para el caso de convoyes)
- Mantenimiento y costos generales
- Consumo de combustible
- Costos charter diarios referenciales (únicamente para buque granelero Handy)

Estos costos se resumen en el ***Anexo 7***.

El consumo de combustible promedio considerado para los remolcadores es de 0,22 [lt/kWh] y adoptando un factor de utilización del motor del 50%. El consumo promedio considerado para el buque granelero es de 25 [ton/día].

En el caso de los costos de Capex, se utiliza una amortización anual considerando una tasa de interés de 7,5% y un periodo de 25 años, correspondiente a la vida útil promedio de los activos.

Los resultados obtenidos de costos presentes netos unitarios para el transporte de urea a granel utilizando las embarcaciones consideradas se presentan en las siguientes tablas.

Tabla 10-60: Costos unitarios en [USD/ton/km] de transporte de urea por barcaza jumbo.

Rutas	[ktpa] Distancia [km]	25	50	100	300	500	1.000
Fray Bentos - SW	140	$0.47	$0.23	$0.13	$0.04	$0.03	$0.02
Paysandú - SW	240	$0.27	$0.14	$0.07	$0.03	$0.02	$0.02

Tabla 10-61: Costos unitarios en [USD/ton/km] de transporte de urea por buque Handysize.

Ruta	[ktpa] Distancia [km]	25	50	100	300	500	1.000
SW - MVD	280	$0.63	$0.33	$0.17	$0.07	$0.05	$0.04

Los costos obtenidos fueron validados utilizando valores de transporte fluvial referenciales de la región, tanto públicos[42] (escalados a 2024) como con otros proyectos de Ausenco (confidenciales).

10.6.5 Costos Portuarios

El transporte fluvial y marítimo requiere de una operación de carga en un puerto de partida como de descarga en un puerto de destino. Estas operaciones de manejo de materiales en los puertos tienen asociado un costo adicional: el costo portuario.

Los costos portuarios varían dependiendo de múltiples factores, incluyendo en tipo de material, volumen, necesidad de acopio, etc. Estos costos serían independientes al costo de inversión de infraestructura, pues corresponden a las tarifas del operador portuario. Sin embargo, aspectos como el régimen de puerto y la necesidad de amortización de inversión en caso de que se requiera infraestructuras nuevas, pueden impactar en la tarifa.

De todas formas, las tarifas portuarias mantienen un cierto nivel de coherencia internacional por motivos de competitividad. A los efectos de este estudio, se adoptaron costos referenciales de tarifas portuarias asociados a uso de muelle y manejo de graneles sólidos basados en la experiencia Ausenco y en información pública disponible de puertos a nivel internacional escalados a 2024. El total de estas se consideran en 4,4 [USD/ton] para Metanol y Jetfuel y en 3,1 [USD/ton] para el caso de Urea, de manera general para cada puerto, independiente de si se trata de operación de carga o descarga.

Para que sea posible adicionarlo a los costos unitarios en [USD/ton/km], esta tarifa referencial se prorratea entre los kilómetros de cada tramo y se duplica para considerar ambos puertos (carga y descarga), resultando en la Tabla 10-62. Al tratarse de costos fijos que no dependen de la distancia de navegación, los mismos tienen un mayor peso en los costos unitarios cuanto menor sea la distancia recorrida.

[42] Algunas de las referencias públicas encontradas respecto a costos del transporte fluvial se listan a continuación: https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/derribando_mitos_barcaza_camion_jul18_2.pdf
https://www.magyp.gob.ar/new/0-0/programas/dma/regimenes_especiales/publicaciones/newsletter_spanish.pdf
https://www.lanacion.com.ar/economia/crisis-logistica-las-incongruencias-del-transporte-de-carga-un-desafio-argentino-de-larga-data-nid09042023/
https://www.bcr.com.ar/es/mercados/investigacion-y-desarrollo/informativo-semanal/noticias-informativo-semanal/fletes-para
https://x.com/arg_endatos/status/1793761653554655707
https://puertobarranqueras.chaco.gob.ar/es/calculation-tools

Tabla 10-62: Costos portuarios referenciales por producto prorrateado por distancia de navegación en [USD/ton/km]. Incluye puerto de carga y puerto de descarga.

Rutas	Distancia [km]	Costos portuarios Metanol y Jetfuel [USD/ton/km]	Costos portuarios Urea granel [USD/ton/km]
Fray Bentos - SW	140	$0.063	$0.044
Paysandú - SW	240	$0.037	$0.026
SW - MVD	280	$0.032	$0.022
Fray Bentos - MVD	420	$0.021	$0.015
Paysandú -MVD	520	$0.017	$0.012

10.7 Transporte por Tuberías

10.7.1 Aspectos generales

10.7.1.1 Criterios generales para el transporte de fluidos por pipeline

El uso de ductos para transporte de fluidos ha sido la opción preferida en todas las industrias, debido a su alta rentabilidad económica para grandes cantidades de transporte, en donde los bajos costos de operación justifican la inversión del costo asociado a la construcción.

Para esta etapa del estudio de los sistemas de tuberías de materia prima y productos, se usarán criterios en base a experiencias previas en sistemas existentes con fluido peligrosos en otras industrias, teniendo en cuenta diferencias relacionadas con, entre otras cosas, consideraciones de acondicionamiento del fluido antes de su transporte, requerimientos de impulsión, requerimientos de estaciones de válvulas, bloqueos y venteos, consideraciones a los factores de seguridad, requerimientos adicionales de protección de instalaciones y entornos, como el monitoreo, protección contra la corrosión, detección y combate de incendios, distanciamientos, etc. Cabe destacar que el foco del estudio está en la seguridad para las personas y el entorno que rodea a las instalaciones. Los detalles y diseño de instalaciones formaran parte de un proceso de ingeniería posterior a este estudio y están fuera del alcance de este documento y de la consultoría.

En etapas tempranas del diseño y cuando sea posible, se deben aplicar códigos internacionales, guías de diseño y buenas prácticas desarrollados por otras industrias maduras.

Para iniciar el estudio hemos asumido criterios generales que nos sirven de punto de partida:

- Uso de códigos de diseño específicos para sustancias peligrosas. En el caso del transporte de sustancias peligrosas objeto de este estudio, podemos observar como un primer acercamiento al diseño seguro las consideraciones y recomendaciones de los siguientes códigos desarrollados por la *American Society of Mechanical Engineers* (ASME):
    - ASME B31.*4 Pipeline Transportation Systems for Liquids and Slurries*: en el caso de transporte de líquidos peligrosos entre instalaciones, producción y patios de tanques, plantas y terminales. Estas recomendaciones abarcan el transporte de dióxido de carbono en estado supercrítico, alcoholes líquidos como el metanol y combustibles.

- ASME B31.12. *Hydrogen Piping and Pipelines*, Part PL Pipelines y Mandatory Apendix I Design of aboveground Hydrogen gas Pipeline Facilities. Este Código establece requisitos de seguridad para los componentes de un sistema de transporte de hidrógeno.

- En el caso de CO_2 se usa además una práctica recomendada (RP) de la DNV (*Det Norske Veritas*) que es una sociedad de ámbito mundial con sede en Noruega líder en servicios de gestión de riesgo. Esta RP es específica para transporte de CO_2.

- DNV-RP-F104 *Diseño y Operación de Pipelines de Dióxido de Carbono*

Se ha considerado para este estudio inicialmente el criterio de determinar un transporte por pipelines en aquellos escenarios que nos permitan un transporte económicamente favorable por sobre otras opciones como transporte por camión o por tren.

10.7.1.2 Criterios para dimensionado preliminar de pipelines

Muchas industrias desarrollan sus guías de diseño y de buenas prácticas con base en estos códigos y estándares internacionales de diseño y operación, utilizando también criterios basados experiencias particulares.

Para la simulación del transporte de fluidos por tuberías se inicia con diámetro interno estimado que permita un transporte de suficiente masa o volumen, pero que a la vez mantenga una velocidad por debajo de la velocidad máxima recomendada, la cual minimiza la caída de presión ocasionada por el roce del fluido con las paredes internas de las tuberías. Igualmente, para eficiencia de costos, se busca cumplir con el objetivo de obtener el menor diámetro posible. Diámetros mayores se tendrán en cuenta para escalabilidad del proyecto.

Las diferentes guías de diseño de sistemas de tuberías establecen velocidades máximas de flujo para líquidos y para gases que permiten hacer la estimación inicial de diámetro. Estas consideraciones para las estimaciones iniciales son preliminares y no eximen de una apropiada simulación de los flujos para la determinación del diámetro en etapas posteriores de diseño.

Para la estimación inicial del diámetro de las conducciones, basado en la experiencia de diferentes industrias, es posible establecer las siguientes velocidades como criterio inicial:

- Velocidades para líquidos máxima: 3 [m/s].
- Velocidades para gases máxima: 30 [m/s]

En posteriores fases de diseño se debe usar un modelo termo-hidráulico que permita validar las velocidades y que permita:

- Optimizar la capacidad de transporte, obteniendo un diámetro económico.
- Analizar flujos transitorios.
- Analizar caídas de presión, pedida de energía, cierre o bloqueo de válvulas.
- Simulación de escenarios de fuga accidental.
- Simulación de Detención o arranque del sistema.
- Despresurizaciones y nubes de contaminación gaseosa, cálculo de altura de estacas de venteo.

- Simulación de transferencia de calor en los alrededores.

Estas simulaciones de diferentes situaciones de flujos estacionarios y transitorios que se dan dentro del sistema permiten establecer rangos variables de diseño (presiones y temperaturas) que, entre otras cosas, aplican a la selección de materialidad que tenga el mejor comportamiento para cada servicio.

10.7.2 Análisis Técnico - CO_2

10.7.2.1 Factores de seguridad para el CO_2

Para el cálculo del esfuerzo admisible de una tubería, se debe considerar el esfuerzo de fluencia del material utilizado en la tubería, el tipo de soldadura de la fabricación de la tubería, y un factor de seguridad F, que nos permita asegurar que el esfuerzo admisible por diseño sea mucho menor al esfuerzo tolerado por el material. Los factores de seguridad dependen de los códigos y normativas utilizadas, destacándose las siguientes:

- En el código B31.4, el dióxido de carbono en fase supercrítica está incluido como líquido peligroso. La inclusión del CO_2 en este código resulta en la aplicación de factores de seguridad adecuados para el cálculo de un esfuerzo máximo al cual se puede someter la tubería. Para tuberías onshore, el factor de seguridad usualmente se fija en 0,72 para tuberías *onshore*.
- La DNV-RP-F104 es aún más conservadora, y clasifica el CO_2 en la categoría de Fluido E y se apoya en la ISO 13623 para establecer factores de seguridad más estrictos. El fluido categorizado como E es un fluido que en condiciones de temperatura y presión atmosférica está en su fase gaseosa aun cuando haya sido transportado como líquido o como fluido supercrítico. Un factor de seguridad F de 0,45 se puede aplicar dependiendo del tipo de fluido y de la clase de localización.

El uso de estos factores de seguridad permite limitar el esfuerzo al cual serán sometidas las tuberías. Con estos factores se realiza la selección de materiales para fabricar el tendido y, por ende, un estimado en peso de acero a ser usado. El factor costo de materiales depende también de otras características que debe cumplir el material seleccionado, por ejemplo, comportamiento en temperaturas bajas (que se presentan en un caso de fuga de CO_2). En este caso, el análisis futuro también abordará medidas de mitigación para determinados eventos, como los de fractura por baja temperatura con elementos de seguridad y mitigación como los “Crack Arrestors” que se utilizan en terminadas zonas de riesgo, de fuga o falla de la tubería de transporte de CO_2.

Los ductos de CO_2, al igual que los ductos de gas natural, operan con restricciones en la composición química de los fluidos que pueden circular a través de ellos. La Tabla 10-63 muestra las especificaciones de calidad típicas para los ductos de CO_2 de EE. UU. y las preocupaciones que conducen a las restricciones. El límite más importante es la cantidad máxima de agua permitida en la tubería. Una cantidad excesiva de agua produciría ácido fénico que corroería el acero al carbono estándar.

Tabla 10-63: Especificaciones de Calidad del CO2 en EEUU

Constituyente	Límite	Valor	Razón
CO2	Mín	95%	Presión mínima miscible para transporte

Constituyente	Límite	Valor	Razón
Nitrógeno	Max	4%	Presión mínima miscible para transporte
Hidrocarburos	Max	5%	Presión mínima miscible para transporte
Agua	Max	30 Lbs/MMcf	Corrosión
Oxígeno	Max	10 ppm	Corrosión
H2S	Max	10-200 ppm	Seguridad
Glicol	Max	0,3 gal/MMcf	Operaciones
Temperatura	Max	120 °F	Materiales

Los impactos potenciales de las emisiones de flujos de CO_2 relacionadas con los pipelines dependen en gran medida de factores como:

- Distribución de la población que rodea los ductos;
- Diámetro de la tubería;
- Propiedades termodinámicas del CO_2 (incluidas la presión y la temperatura);
- Material (y espesor del material);
- Cobertura del suelo;
- Opciones de mitigación de riesgos;
- Escenarios de fallo supuestos, incluida la frecuencia de los fallos;
- Supuestos meteorológicos; y
- Composición y fase de la corriente de CO_2 (incluido el flujo de toxicidad y corrosividad debido a impurezas).

10.7.2.2 Condiciones del transporte y especificaciones del CO_2

Para cumplir con el Escenario A, donde se requieren transportar al menos 4,5 [Mtpa] de CO_2, será necesario obtener el CO_2 de dos de las fuentes principales y transportar una de ellas, o ambas, hacia el lugar de producción. De acuerdo con lo anterior, se requiere al menos un pipeline troncal de CO_2 entre UPM1 y UPM2 (6,4 [Mtpa] en conjunto) o entre UPM1 y Montes del Plata (5,4 [Mtpa] en conjunto) o entre Montes del Plata y UPM2. (6,8 [Mtpa] en conjunto).

El transporte de gases a presión permite el aumento de densidad y por lo tanto de flujo másico entre los puntos inicial y final del transporte. En tal sentido, el estado supercrítico del CO_2 o

de líquido denso son las condiciones de mayor densidad y por lo tanto comúnmente usado en el transporte de CO_2 por pipelines.

Según el estudio publicado por la firma consultora privada Accufacts Inc[43] , mover el CO_2 en su fase densa o supercrítica permite el uso de bombas a lo largo del trayecto en lugar de compresores que se necesitarían si el transporte es gaseoso. El uso de bombas en lugar de compresores tiene dos ventajas: el requerimiento de equipos menos complejos, y la eficiencia en el transporte de masa (mayor densidad en líquidos). Los sistemas de bombeo son más baratos de construir, mantener y operar que los sistemas de compresión.

El punto crítico del CO_2 corresponde a una presión de 73,8 bares absolutos (1.070 psi absolutos) y una temperatura de 31[°C] de acuerdo con la DNV-RP-F104. El estado supercrítico presenta ventajas para el transporte por una combinación favorable de características de la fase líquida y fase gaseosa. Las bajas temperaturas en el recorrido estimado dadas bajas temperaturas estacionales o bajas temperatura en la tubería enterrada inciden en que el transporte no siempre se pueda hacer en estado supercrítico, sino que cambie a una fase de líquido denso. Las densidades consideradas para el transporte se estiman en un rango conservador de entre 600 y 800 [kg/m³] debido a la variabilidad que puede presentar la densidad. En fases de ingeniería posteriores se deberán realizar las simulaciones correspondientes para el transporte.

10.7.3 Análisis técnico - Hidrógeno

10.7.3.1 Factores de seguridad, materialidad y espesores

Para el cálculo de mínima resistencia a la presión que debe considerarse en el acero, factores de seguridad básicos se contemplan en el código ASME B31.12 para diferentes clases de localización/ubicación de las instalaciones. Estas clases dependen de la cantidad de edificios circundantes. Para una clase de localización 4, que corresponde a las áreas más densamente pobladas, el factor de seguridad básico es de 0,4. Pero existe un factor de seguridad adicional (factor de comportamiento) que además es dependiente de la resistencia del acero seleccionado. Esto quiere decir que los factores de seguridad para tuberías con Hidrógeno limitan el esfuerzo al que se puede someter la tubería más que para el CO_2, y consideran mayor seguridad para aceros de mayor resistencia. El uso de factores de seguridad y de comportamiento permiten determinar materiales y espesores de las tuberías y, por ende, el peso de acero a ser usado. El factor costo del acero depende de otras características que también debe cumplir el material seleccionado como, por ejemplo, el uso de aceros con micro aleaciones para mejorar las prestaciones específicas requeridas por el servicio.

El fenómeno de fragilización del acero en el transporte de Hidrógeno implica un costo mayor en los materiales que se utilizan en este transporte. De la misma manera, la selección de la tecnología y materiales para compresores es un reto en un proyecto de transporte de hidrógeno. Comparativamente, un pipeline hidrogeno requiere mucha más energía de compresión para el transporte que un pipeline de gas natural[44]. Adicionalmente, por ser compresores usados usualmente sin lubricación (para evitar contaminación en el hidrógeno) la vida útil de estos compresores suele ser menor que en los compresores de gas natural.

[43] Accuafacts Inc. *Accufacts' Perspectives on the State of Federal Carbon Dioxide Transmission Pipeline Safety Regulations as it Relates to Carbon Capture, Utilization, and Sequestration within the U.S*
[44] I.A. Gondal. *Compendium of Hydrogen Energy*, Chapter 12 Hydrogen transportation by pipelines.

10.7.3.2 Condiciones del transporte de H_2

La distribución de la producción del hidrógeno en más de una ubicación hace pensar que existirán algunos (o al menos uno) pipelines de varios km de longitud. Se estima también que el hidrógeno será transportado gaseoso, dado que el transporte a distancia difícilmente se podría hacer líquido ya que, según las características del Hidrógeno, el transporte tendría que ser criogénico, lo cual implica incurrir en un alto costo técnico y económico.

Para el estudio en curso, se estima un transporte a unas condiciones que permitan una densidad máxima de 20 [kg/m^3] (alrededor de 200 [bar] o 2.900 [psi]) y tuberías para transportar el requerimiento completo o el requerimiento parcial de entre 0,2 y 0,7 [Mtpa].

10.7.4 Análisis Técnico - Metanol y jetfuel

10.7.4.1 Materialidad y Seguridad

Los aceros al carbono son materiales de uso común para transporte por tuberías a largas distancias. Estos tienen una gama de diferentes componentes que forman la aleación proporcionando características que se adaptan a los requerimientos del diseño. El metanol es un compuesto que corroe el acero al carbono, sin embargo, puede ser transportado en tuberías de acero al carbono siempre que se seleccione la adecuada combinación de componentes en la aleación. Normalmente se selecciona el llamado “acero dulce” de bajo contenido de carbono como material para tuberías que transportan Metanol[45]. Otra opción es el uso de revestimientos internos o inhibidores de corrosión siempre que sean compatibles con el Metanol.

Es importante dar especial atención a las juntas en sistemas de tuberías y válvulas. Las conexiones roscadas no se consideran adecuadas para el servicio de Metanol. No se deben usar materiales no ferrosos para fabricar sistemas permanentes de tuberías[46]. En general, para conexiones bridadas, o válvulas e instrumentos que estén en contacto con el Metanol debe considerarse la compatibilidad del Metanol con los materiales internos (“trim” de las válvulas), empaquetaduras, materiales de sello, etc, para garantizar el control de fugas de vapores por degradación de estos materiales.

El entendimiento de cada operación/proceso es indispensable para poder definir los materiales. Las condiciones de la operación/proceso deben incluir aquellas que, no formando parte de la operación normal esperada, tienen una probabilidad de ocurrencia diferente de cero. Por ejemplo, los procedimientos de cierre de válvulas de emergencia en conducciones de líquidos producen presiones extremas que deben ser calculadas mediante simulaciones y consideradas por el diseñador a la hora de seleccionar la resistencia y espesores de los materiales de conducción acorde con los factores de seguridad del código de diseño.

El comportamiento del metanol ante derrames y escapes en suelo, agua superficial, agua subterránea, etc. es fácil de predecir basado en sus propiedades físicas y químicas[47]. No así el comportamiento de las mezclas. Por ello, cuando existe en mezclas es necesario tratar con especialistas en procesos, en química, en toxicología, higienistas, e ingenieros de materiales para identificar los potenciales problemas para poder establecer la nocividad.

Se espera que los mecanismos dominantes ante un escape de Metanol puro en suelo y agua subterránea sea biodegradación y advección (dispersión y difusión) con poca pérdida por adsorción en suelos debido a su alta solubilidad y bajo factor de retardo. En aguas

[45] *Manual de manipulación segura del metanol*. 2013. Methanol Institute. www.methanol.org
[46] *Manual de manipulación segura del metanol*. 2013. Methanol Institute. www.methanol.org
[47] Malcom Pirnie Inc. 1999. *Evaluation of the fate and transport of methanol in the environment.*

superficiales, la gran solubilidad del metanol dará como resultado una rápida dilución una vez que las concentraciones se han diluido por debajo de niveles tóxicos (se espera la pérdida zor biodegradación[48]). Sin embargo, antes de biodegradarse, las concentraciones en el ambiente pueden ser suficientes para que se materialicen riesgos como explosión o riesgo a la salud por la exposición al Metanol. De ahí la importancia de la detección temprana de un derrame o fuga, especialmente en instalaciones con ocupación humana o cerca de sitios de tránsito público.

10.7.4.2 Especificaciones para transporte de Metanol

Como ocurre en muchos otros transportes por tuberías a grandes distancias, uno de los principales problemas es la contaminación de la corriente con otras sustancias, producto del proceso productivo o el uso de agua. En general, el agua es un contaminante particularmente perjudicial por su rol en los procesos de corrosión interna en tuberías.

El establecimiento y estricto cumplimiento de una especificación como la indicada por *International Methanol Producers & Consumers Asociation* (IMPCA) representa una herramienta importante para prevención de potenciales problemas a futuro de integridad de los sistemas de tuberías, ya que los diseñadores se basan en las especificaciones del fluido a ser transportado para establecer materialidad desde el proceso de diseño.

En el caso de la especificación de IMPCA se establece, entre otros, una pureza para el producto de 99.85% de concentración en peso y una cantidad de agua máxima de 0.1% de concentración en peso[49]. Se recomienda el uso de una especificación como esta o similar para etapas de diseño.

10.7.5 Análisis económico

Las principales variables de impacto para costos de transporte por pipelines son la distancia y las cantidades para transportar. Con relación a la ruta del pipeline, muchos factores son prácticamente independientes del fluido a ser transportado, como lo son los factores asociados a la construcción. Sin embargo, las distancias y las cantidades de flujo gobiernan la selección tanto de materiales como de equipos de impulsión.

Los sistemas de impulsión/compresión tienen la función de cumplir con el manejo de cantidades a ser transportadas y poder vencer las pérdidas de presión que se producen en las tuberías durante el flujo. Estas pérdidas varían cuando se cambia el diámetro. Por lo que la distancia también termina impactando la selección del diámetro.

Para este estudio se seleccionaron nueve corredores, identificados desde C-01 hasta el C-09 por donde se estima que estarán las rutas de pipelines. Estos corredores y los pipelines que se tiendan en ellos tendrían distancias entre 198 y 341 [km] (estas distancias son las usadas para las estimaciones, y consideran 10% de longitud adicional a la medida en mapa).

Tabla 10-64 Corredores para Pipelines

Nombre	Color	Longitud [km]
C – 01	Verde	223,3
C – 02	Azul	198

[48] Malcom Pirnie Inc. 1999. *Evaluation of the fate and transport of methanol in the environment*
[49] IMPCA *Methanol reference specification*. 2021

Nombre	Color	Longitud [km]
C – 03	Café	289,3
C – 04	Amarillo	220
C – 05	Cian	232,1
C – 06	Naranja	341
C – 07	Morado	238,7
C – 08	Rosado	249,7
C – 09	Verde Claro	215,6

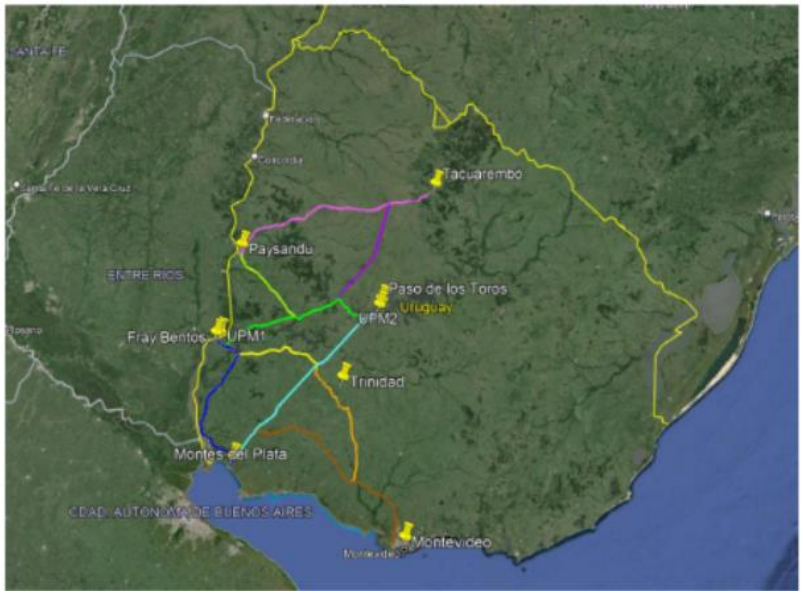


Figura 10-25: Corredores para Pipelines.

Para cada corredor se evalúan los escenarios más realistas de transporte, considerando 12 escenarios de transporte de diferentes capacidades y diferentes servicios. En total se evalúan 6 escenarios para el transporte de CO_2, 3 escenarios para el Hidrógeno y 3 escenarios para transporte de metanol. Como ejemplo, en la Tabla 10-65 se muestran los escenarios del corredor C-01 (se consideraron los mismos escenarios para cada corredor):

Tabla 10-65 Escenarios de transporte

Corr.	Servicios	Escenarios/Línea	Capacidad [ktpa]	Diámetro [in]
C-01	CO2	Disponibilidad UPM1	2.540	12
C-01	CO2	Disponibilidad Montes del Plata	2.910	16
C-01	CO2	Disponibilidad UPM2	3.900	16

Corr.	Servicios	Escenarios/Línea	Capacidad [ktpa]	Diámetro [in]
C-01	CO2	Escenario A	4.514	16
C-01	CO2	Disponibilidad UPM1 +UPM2	6.440	20
C-01	CO2	Escenario B	9.514	20
C-01	H2	Escenario 1/4 A	177	8
C-01	H2	Escenario 1/3 A	236	8
C-01	H2	Escenario A	710	12
C-01	MeOH	Escenario 1/2 A	1.000	8
C-01	MeOH	Escenario A	2.000	10
C-01	MeOH	Escenario B	5.500	16

Los supuestos considerados para las estimaciones de costos son los siguientes:

- Dada las condiciones topográficas, se asume un terreno con desniveles menores a 200 [m].
- Los escenarios no consideran una dirección específica de flujo, sino que asumen la dirección más desfavorable. Esto es especialmente relevante en el caso del flujo líquido.
- Para el flujo de gases se considera una velocidad máxima de 20 [m/s]. En el caso de transporte líquido se considera un tope de 2.5 [m/s]. Estas condiciones se basan en criterios ingenieriles de selección de diámetros adecuados para una baja perdida de presión por fricción.
- Las presiones usadas para las estimaciones están basadas en experiencias conocidas y en las condiciones recomendadas para el transporte de los diferentes servicios.
- El CO_2 será transportado en una fase líquida densa para que, en caso de que se requiera alguna estación booster, se haga con bombas y no con compresores.
- Se asume que el CO_2 está en condiciones de ser transportado, es decir, no se incluyen en este estudio costos de captura y/o tratamiento de CO_2. En general, se asume que para el CO_2 y el Hidrógeno, los gases entran a compresión con una presión proveniente del almacenamiento o del proceso, y la estación de compresión tiene la función de vencer las perdidas por fricción en transporte.
- Se asume que el transporte por pipelines se realizará con tuberías de acero al carbono, aunque puede haber diferencias en la especificación del acero al carbono dependiendo del uso, se asume que estas diferencias no impactan en la tarifa de tubería instalada.
- Se utilizan datos de tuberías comerciales para el diámetro, espesor, peso de tubería. El material seleccionado para la estimación de espesor mínimo es acero al carbono API 5L X60 para el CO_2 y el Metanol. En el caso del Hidrógeno, se indicó anteriormente que no se recomienda materiales de alta resistencia por ser más susceptibles de ser afectados por fragilización. Por ello, para este estimado se asume un material API 5L X42 que por ser menos resistente se selecciona de mayor espesor.

- Se asume que, para todas las estimaciones de tubería SCH (Schedule) 40, los espesores calculados mínimos necesarios son menores que los espesores del SCH 40 comerciales correspondientes para cada diámetro.
- Se utilizó una tarifa base de 3.500 USD por tonelada de tuberías instalada, factor basado en criterio experto de Ausenco. Para incorporar en el costo la variable del "tipo de terreno" que atraviesa el corredor, se consideró un multiplicador de dos para terreno húmedo y/o de alta población. Este multiplicador se basa los costos reportados de la empresa de infraestructura para el sector energético Kinder Morgan Inc. para sus ductos de CO_2.[50] Los porcentajes para terreno húmedo o de alta densidad poblacional para nuestro estudio se muestran a continuación:

Tabla 10-66 Porcentaje de terreno con sobrecosto por corredor

Corredor	Long. (m)	Long. Húmedo (m)	% Húmedo	Long. Alta dens. Pob. (m)	% Alta densidad pob.	% Terreno plano y seco, baja dens. Pob.	% Total Terreno con sobrecosto (húmedo o con alta dens. Pob.
C-01	202.999.865	4.688.983	2%	592.291	0%	97%	3%
C-02	180.353.068	7.978.086	4%	18.628.049	10%	85%	15%
C-03	263.990.230	7.283.822	3%	32.702.847	12%	85%	15%
C-04	199.940.744	4.874.807	2%	2.342.775	1%	96%	4%
C-05	210.833.910	6.480.540	3%	1.362.872	1%	96%	4%
C-06	309.848.410	7.406.985	2%	28.364.825	9%	88%	12%
C-07	216.793.316	5.266.847	2%	2.199.490	1%	97%	3%
C-08	227.458.814	2.955.275	1%	9.450.839	4%	95%	5%
C-09	195.695.625	5.066.382	3%	12.255.328	6%	91%	9%

- El requerimiento de potencia para la impulsión de CO2 se tomó del documento "CO2 Pipeline Infraestructure" de la IEAGHG51, que compara diferentes pipelines existentes de CO2. De acuerdo con este informe, los proyectos existentes con distancias de transporte entre 116 y 380 [km], capacidades entre 2.6 y 7 [Mtpa] y presiones de hasta 145 [bar], tienen una potencia requerida de entre 15 y 17 [MW], y corresponden a proyectos considerados de rango "medio". Estas potencias fueron asumidas para nuestro caso, ya que el rango medio representa la mayoría de los ductos de este estudio.
- En este análisis se asume que no serán necesarias estaciones booster. En general, el uso de estas estaciones puede ser requerido una vez que se realicen cálculos más precisos que demuestren la ventaja económica de la estación booster.
- En el caso del Hidrógeno, aunque se considera para la estimación de costos el transporte por el corredor completo, no se prevé ni se recomienda largas distancias considerando que la problemática del manejo del Hidrógeno aumenta con la distancia de transporte. Además, por motivos de practicidad la producción de Hidrógeno deberá estar lo más cerca posible del consumo.

[50] IEAGHG, "CO_2 Pipeline Infraestructure, 2013/18, December, 2013, Table 6.
[51] IEAGHG, "CO_2 Pipeline Infraesturcture, 2013/18, December, 2013, Tabla 8. IEAGHG es el Programa de Investigación de Gases Efecto Invernadero de la Agencia Internacional de la Energía

- Con base en la ruta examinada, se estima que se necesitará una obra de cruce dirigido (subterráneo) mayor a 600 [m] para los cuerpos de agua principales, al menos, en tres de los corredores. El costo de esta obra se suma para líneas que van en los corredores C-01, C-02 y C-04. El costo estimado de estos cruces está basado en experiencia Ausenco-SEG.
- Para estimar la potencia de compresión de hidrógeno se usó de referencia el caso del ducto de hidrógeno H2Med entre Portugal y España con una longitud de 245 [km] y un volumen transportado de 0,7 [Mtpa], y una potencia de compresión de 24 [MW]. Este proyecto se asemeja en capacidad de transporte y en distancias al Escenario A del estudio en curso y por ello se asume la misma potencia. Para el resto de los escenarios, se consideró una extrapolación lineal dado que la energía de compresión es función directa del flujo másico (considerando un proceso de compresión adiabática para simplificación de la estimación)
- Para los costos de compresión de Hidrógeno y del CO2 se asume el cálculo a través de una función cuadrática con la potencia de compresión como variable. Esta función costo, que fue desarrollada por la Agencia Internacional de Energía (IEA) para las instalaciones de compresión de alta potencia para transporte por pipelines 52 se define de la siguiente manera:
  - Capital estimado para Compresor de CO_2: 6.388 + 0.581*P-0.008*P2.
  -
  - Capital estimado para Compresor de Hidrógeno: 28.460 + 0.628*P-0.008*P2.
  -
  - La estimación da como resultado MM USD cuando se usa la potencia en MW.
- Para estimar la potencia de las bombas de metanol, se realiza una estimación a alto nivel de bombeo donde se asume que los pipelines de metanol tendrán un diferencial de altura geográfica de 200 [m], y una eficiencia de bombeo de 65%. Las pérdidas de presión en el transporte de Metanol se estiman similar al transporte de agua.
- Para considerar el resto de los accesorios y trabajos de instalación de equipos de impulsión, se asume un factor multiplicador de 2 para los compresores y un factor de 1,5 para las bombas.
- Para la estimación del costo de la energía se asume un funcionamiento anual de 7.500 [hr] con las tarifas actuales de UTE.
- A modo de resumen, para la estimación de Capex se considerará:
  - Costos de tubería instalada, equivalente a 3.500 [USD/ton]
  - Costos de impulsión (compresión o bombeo) y su instalación:
    - Capital estimado para Compresor de CO2
    - Capital estimado para compresor de Hidrógeno
    - Capital Estimado para bombas
  - Costo de instalación de la impulsión, el cual se considerará como un factor multiplicador.

[52] Apt, Jay; Newcomer, Adam; Lave, Lester B.; Douglas, Stratford; and Morris Dunn, Leslie, "An Engineering-Economic Analysis of Syngas Storage" (2008). Tepper School of Business. Paper 1120, Tabla 6

- Costos de estaciones de válvulas (bloqueo, alivio, etc.) cada 20-25 [km] dependiendo del servicio. Válvulas en línea, se asume un costo directo de 3.000.000 [USD] por estación de válvulas para el CO_2 y el Metanol. Para el Hidrogeno se asume que un porcentaje del costo total será impactado por materialidad.
- Costos varios: sistemas de vigilancia y monitoreo (supervisión y control) se estima en 3.5% del costo de total de equipos
- Costo cruce dirigido para cruce mayor a 600 [m], equivalente a 15.000.000 USD. Los cruces son:
  - Cruce Rio Negro en Mercedes y cerca de Baygorria
  - Cruce Rio San salvador
- Los costos considerados anteriormente corresponden a costos directos. Para la inclusión de costos indirectos se aplicará un factor de 1,4 sobre los costos directos.

- Para la estimación de Opex se considera lo siguiente:
  - Costo de la energía, se utilizarán tarifas de grandes consumidores GC3 de la Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas (UTE)
  - Costos de operación y mantenimiento de la estación de compresión, para la cual se considerará un 3% del Capex del compresor.
  - Costos de operación pipeline, se considera 8.454 [USD/km], tomado del documento *CO_2 pipeline infraestructura del IEAGHG*.

Del ejercicio realizado, y con las asunciones indicadas anteriormente, se obtuvieron las tarifas referenciales para cada escenario de cada corredor, siguiendo la metodología del capítulo 10. A continuación, se resumen los rangos de tarifas para los tres productos que podrían ser transportados por pipeline, según los corredores y los escenarios planteados:

Tabla 10-67: Tarifas referenciales para el transporte de CO2 por pipelines [USD/ton/km].

Corredor / Escenario	Disponibilidad UPM 1	Disponibilidad Montes del Plata	Disponibilidad UPM 2	Disponibilidad UPM 1 + UPM 2	Escenario A	Escenario B
C-01	$ 0,05	$ 0,05	$ 0,04	$ 0,03	$ 0,04	$ 0,02
C-02	$ 0,06	$ 0,06	$ 0,04	$ 0,03	$ 0,04	$ 0,02
C-03	$ 0,05	$ 0,05	$ 0,03	$ 0,03	$ 0,03	$ 0,02
C-04	$ 0,05	$ 0,05	$ 0,04	$ 0,03	$ 0,04	$ 0,02
C-05	$ 0,05	$ 0,05	$ 0,04	$ 0,03	$ 0,03	$ 0,02
C-06	$ 0,04	$ 0,04	$ 0,03	$ 0,02	$ 0,03	$ 0,02
C-07	$ 0,05	$ 0,05	$ 0,04	$ 0,03	$ 0,03	$ 0,02
C-08	$ 0,05	$ 0,05	$ 0,04	$ 0,03	$ 0,03	$ 0,02
C-09	$ 0,05	$ 0,05	$ 0,04	$ 0,03	$ 0,03	$ 0,02

Tabla 10-68: Tarifas referenciales para el transporte de Hidrógeno por pipelines [USD/ton/km].

Corredor / Escenario	Escenario $^1/_4$ A	Escenario $^1/_3$ A	Escenario A
C-01	$ 0,72	$ 0,57	$ 0,30
C-02	$ 0,79	$ 0,63	$ 0,33
C-03	$ 0,59	$ 0,47	$ 0,24
C-04	$ 0,73	$ 0,58	$ 0,30
C-05	$ 0,66	$ 0,53	$ 0,28
C-06	$ 0,54	$ 0,43	$ 0,22
C-07	$ 0,65	$ 0,52	$ 0,27
C-08	$ 0,63	$ 0,51	$ 0,27
C-09	$ 0,70	$ 0,56	$ 0,30

Tabla 10-69: Tarifas referenciales para el transporte de Metanol por pipelines [USD/ton/km].

Corredor / Escenario	Escenario $^1/_2$ A	Escenario A	Escenario B
C-01	$ 0,05	$ 0,04	$ 0,02
C-02	$ 0,06	$ 0,04	$ 0,02
C-03	$ 0,05	$ 0,03	$ 0,02
C-04	$ 0,05	$ 0,03	$ 0,02
C-05	$ 0,04	$ 0,03	$ 0,02
C-06	$ 0,05	$ 0,03	$ 0,02
C-07	$ 0,04	$ 0,03	$ 0,02
C-08	$ 0,04	$ 0,03	$ 0,02
C-09	$ 0,05	$ 0,03	$ 0,02

Las diferencias entre el costo mínimo y el máximo se relacionan con el aumento de costo cuando se transporta menos tonelaje de producto o materia prima, lo cual reafirma el uso costo eficiente de pipeline para transportes masivos.

Se puede observar que, para escenarios de mayor producción, las tarifas disminuyen en comparación con escenarios menores. El mismo comportamiento se observa al momento de variar la longitud, donde los corredores más largos tienen tarifas menores en comparación con corredores de distancias menores, para un mismo escenario.

10.8 Comparación de Costos de Transporte

En los análisis técnico-económicos del transporte carretero, ferroviario, hidroviario y por pipelines, se pudo observar un comportamiento similar en donde, para todos los productos, las tarifas referenciales unitarias obtenidas disminuían a medida que se aumentaba la distancia y la capacidad de transporte. No obstante, el orden de magnitud de las tarifas y el rango de variación es distinto entre medios de transporte. Es por esto que se realiza un análisis comparativo entre medios de transporte, de manera de observar los rangos de producción y distancia en los cuales cada medio de transporte se hace competitivo.

10.8.1 CO_2

Para el transporte de CO_2, podemos notar que, en capacidades bajas de transporte, el camión se hace competitivo. Por sobre las 100 [ktpa], los costos de ferrocarril comienzan a ser más atractivos. Sobre las 2.500 [ktpa], escenario donde las tuberías se hacen factibles técnicamente, notamos que ferrocarril sigue siendo la mejor alternativa, hasta llegar a la capacidad de 4.000 [ktpa]. Sobre este valor de capacidad, el ferrocarril tiene tarifas menores solo para distancias bajo los 150 [km]. Pipelines se hace más competitivo para el transporte en distancias mayores a 150 [km].

10.8.2 Hidrogeno

Considerando los costos de licuefacción, y comparando entre transporte de Hidrogeno gaseoso y líquido, notamos que, para transporte en camión, el Hidrógeno gaseoso tiene costos menores para todas las capacidades, entre los rangos de distancia de 0 a 550 [km]. Para mayores distancias, el Hidrogeno líquido comienza a ser competitivo. En cuanto al ferrocarril, el Hidrógeno gaseoso comienza a ser más competitivo.

Al comparar entre medios de transporte, notamos que el camión de transporte gaseoso solo se hace competitivo para una producción de 2 [ktpa], entre los rangos de distancia de 0 a 250 [km]. Para el resto de los casos, las tarifas del tren son mucho menores.

Al ingresar al rango de producción donde pipelines comienza a ser técnicamente factible, notamos que los costos del pipeline son menores en todo momento.

10.8.3 Metanol

Siguiendo la lógica de los análisis anteriores, notamos que el transporte carretero es competitivo en comparación con el resto de los transportes, solo para el orden de capacidad de transporte de las 25 [ktpa]. Para producciones mayores, el ferrocarril se hace competitivo, sin importar la distancia.

Al comparar dentro del rango factible técnicamente para pipelines, notamos que el ferrocarril es competitivo para distancias menores a 200 [km]. Para distancias mayores, se justifica la inversión en pipelines. Al agregar a la comparación el transporte por hidrovía, notamos que este está dentro del orden de magnitud del transporte por ferrocarril y pipelines, sus valores son mayores al comparar con distancias equivalentes de los tramos presentados.

10.8.4 Jetfuel

Para el Jetfuel, el comportamiento es el mismo del Metanol, en donde las tarifas transporte carretero a capacidades del orden de las 25 [ktpa] son menores que para el transporte ferroviario. Para capacidades mayores, el ferrocarril comienza a ser más competitivo.

Para el resto de las capacidades, el medio más económico resulta ser las barcazas, seguidos por el ferrocarril y los tanker medianos.

10.8.5 Urea

En el caso de la Urea, el transporte carretero resulta ser la opción mas económica para capacidades del orden de las 25 [ktpa]. Para el rango entre 50 y 100 [ktpa], el camión mantiene su competitividad en distancias menores, mientras que a medida que aumenta la distancia, los costos unitarios del ferrocarril disminuyen, volviéndose más competitivo.

Al considerar el transporte hidroviario en la comparación, notamos que el transporte por barcaza en el más económico entre todos los medios, mientras que los costos de Handy Size son mayores a los del ferrocarril.

10.8.6 Casos comparativos

10.8.6.1 Transporte de Metanol

En esta sección se analiza específicamente la comparación entre el transporte ferroviario, por ductos y fluvial de Metanol. A modo representativo se seleccionó el caso de transporte de metanol desde Paysandú hasta Montevideo para los distintos requerimientos de transporte: 25, 50, 100, 300, 500, 1.000, 2.000 y 5.500 [ktpa]. Los esquemas logísticos considerados a efectos comparativos son:

- El transporte ferroviario considerado parte en Paysandú a través de la línea litoral y conexión a Ferrocarril Central (línea Rivera) hasta puerto de Montevideo.
- El transporte por ductos utiliza los corredores disponibles para conectar desde Paysandu hasta Montevideo.
- Los escenarios de transporte fluvio-marítimo considerado son dos:
  - Tankers pequeños de capacidad 7.500 [ton] aproximadamente desde puerto de Paysandú hasta puerto de Montevideo.
  - Convoyes de barcazas hasta un puerto fluvio-marítimo ubicado en el Suroeste del país, transshipment a un buque tanker tipo Handy hasta puerto de Montevideo. Se hace notar que esta opción implica manejo de producto en 3 puertos distintos (Paysandú, Suroeste, Montevideo).
  - Convoyes de barcazas hasta un puerto fluvio-marítimo ubicado en el Suroeste del país y exportación directa desde ese puerto en buques tipo Handy. Para que este escenario sea comparable con los otros, se adicionó el sobrecosto que implica exportar en Handy hasta destino en lugar de exportar en Panamax desde Montevideo.

Tabla 10-70: Comparación de costos referenciales, en [USD/ton], de transporte hidroviario, ferroviario y por ductos, caso: Paysandú – Montevideo.

Escenario	Requerimiento de transporte anual (ktpa)							
	25	50	100	300	500	1000	2000	5500
Ferrocarril Paysandú – MVD	$ 102	$ 58	$ 40	$ 22	$ 22	$ 22	$ 22	$ 22
Ducto Paysandu – MVD	$ 129	$ 129	$ 129	$ 58	$ 36	$ 22	$ 13	$ 9

Escenario	Requerimiento de transporte anual (ktpa)							
	25	50	100	300	500	1000	2000	5500
Tanker pequeño Paysandú - MVD	$ 151	$ 85	$ 52	$ 30	$ 32	$ 29	$ 29	$ 28
Barcazas a SW - Handy a MVD	$ 322	$ 174	$ 100	$ 52	$ 44	$ 38	$ 38	$ 37
Barcazas a SW + sobrecosto Handy vs Panamax	$ 99	$ 57	$ 36	$ 23	$ 22	$ 21	$ 21	$ 21

Las principales consideraciones y supuestos adoptados son:

- Para el escenario de transporte por ferrocarril, el costo incluye la tarifa por uso de vía informada por DNTF.
- En el caso del ferrocarril se incluye un costo portuario referencial para descarga de vagones en puerto de Montevideo, de manera que sea comparable a los casos hidroviarios. No se incluyen costos por carga de los trenes.
- No se incluyen costos portuarios asociados a la carga del buque de exportación.
- Para el caso de barcazas hasta Suroeste y exportación directa en Handy, se adiciona el sobrecosto estimado asociado a flete marítimo a destino que implicaría utilizar buques Handy hasta destino en lugar de Panamax desde el puerto de Montevideo.
- No se incluyen costos de inversión en infraestructura para los transportes por ferrovías e hidrovías (eg. puertos, ferrovías, estaciones de carga y descarga, tanques, etc.).
- No se incluyen costos por almacenamiento.
- Las estimaciones son de alto nivel, basados en benchmarking, prediseños y bases de datos Ausenco, pudiendo presentar variaciones de hasta el 50% (propio de estudios clase V según AACE). Por lo tanto, son referenciales y se debe evitar realizar conclusiones definitorias cuando los valores son similares. En estos casos es necesario llevar a cabo estudios específicos en mayor profundad, los cuales superan el alcance de este estudio.

10.8.6.2 Transporte de electrones e Hidrógeno

En el análisis económico para líneas de transmisión realizado en la sección 10.2.2, se entregó un costo por uso de línea de transmisión de 500 [kV], de 77.939 [USD/km], que al transformarlo a una tarifa representativa para la cantidad de hidrogeno equivalente que representa la energía transportada por la línea, se obtiene un valor de 0,49 [USD/ton/km]. Sin embargo, este valor considera una ocupación máxima de la línea, variando este para distintos valores de transporte. Para realizar la comparación con el transporte de la molécula de Hidrógeno, es necesario ampliar el costo por transmisión eléctrica, según lo que se observa en la Figura 10-26 . Para la comparación, se utiliza el ducto como medio de comparación, ya que es el medio más económico para este tipo de transporte. Se puede observar que la respuesta para esta comparación no es absoluta, y dependiendo de la distancia y la cantidad de transporte, es cual de estos dos medios es más económico (polígono morado indica cuando los costos de transmisión son más bajos que los costos de transporte de Hidrógeno por ducto).

Ducto H_2												
ktpa	50	100	150	200	250	300	350	450	600	750	1250	1500
km												
100	$ 3.43	$ 1.83	$ 1.35	$ 1.14	$ 0.99	$ 0.86	$ 0.76	$ 0.70	$ 0.60	$ 0.52	$ 0.46	$ 0.43
150	$ 2.51	$ 1.35	$ 0.98	$ 0.84	$ 0.72	$ 0.62	$ 0.56	$ 0.50	$ 0.43	$ 0.38	$ 0.33	$ 0.31
200	$ 2.06	$ 1.10	$ 0.80	$ 0.68	$ 0.58	$ 0.50	$ 0.46	$ 0.41	$ 0.35	$ 0.30	$ 0.27	$ 0.25
250	$ 1.82	$ 0.96	$ 0.69	$ 0.59	$ 0.50	$ 0.43	$ 0.40	$ 0.35	$ 0.30	$ 0.26	$ 0.23	$ 0.21
300	$ 1.61	$ 0.86	$ 0.62	$ 0.53	$ 0.45	$ 0.38	$ 0.35	$ 0.31	$ 0.27	$ 0.23	$ 0.20	$ 0.19
350	$ 1.47	$ 0.80	$ 0.57	$ 0.49	$ 0.41	$ 0.35	$ 0.33	$ 0.28	$ 0.24	$ 0.21	$ 0.19	$ 0.17
400	$ 1.35	$ 0.74	$ 0.53	$ 0.45	$ 0.38	$ 0.33	$ 0.30	$ 0.26	$ 0.23	$ 0.19	$ 0.17	$ 0.16
450	$ 1.28	$ 0.70	$ 0.50	$ 0.43	$ 0.36	$ 0.31	$ 0.29	$ 0.24	$ 0.21	$ 0.18	$ 0.16	$ 0.15
500	$ 1.22	$ 0.67	$ 0.47	$ 0.41	$ 0.34	$ 0.29	$ 0.27	$ 0.23	$ 0.20	$ 0.17	$ 0.15	$ 0.14

LAT (en H2 equivalente)												
ktpa	50	100	150	200	250	300	350	450	600	750	1250	1500
km												
100	$ 1.56	$ 0.78	$ 0.52	$ 0.78	$ 0.62	$ 0.52	$ 0.67	$ 0.52	$ 0.52	$ 0.52	$ 0.50	$ 0.52
150	$ 1.56	$ 0.78	$ 0.52	$ 0.78	$ 0.62	$ 0.52	$ 0.67	$ 0.52	$ 0.52	$ 0.52	$ 0.50	$ 0.52
200	$ 1.56	$ 0.78	$ 0.52	$ 0.78	$ 0.62	$ 0.52	$ 0.67	$ 0.52	$ 0.52	$ 0.52	$ 0.50	$ 0.52
250	$ 1.56	$ 0.78	$ 0.52	$ 0.78	$ 0.62	$ 0.52	$ 0.67	$ 0.52	$ 0.52	$ 0.52	$ 0.50	$ 0.52
300	$ 1.56	$ 0.78	$ 0.52	$ 0.78	$ 0.62	$ 0.52	$ 0.67	$ 0.52	$ 0.52	$ 0.52	$ 0.50	$ 0.52
350	$ 1.56	$ 0.78	$ 0.52	$ 0.78	$ 0.62	$ 0.52	$ 0.67	$ 0.52	$ 0.52	$ 0.52	$ 0.50	$ 0.52
400	$ 1.56	$ 0.78	$ 0.52	$ 0.78	$ 0.62	$ 0.52	$ 0.67	$ 0.52	$ 0.52	$ 0.52	$ 0.50	$ 0.52
450	$ 1.56	$ 0.78	$ 0.52	$ 0.78	$ 0.62	$ 0.52	$ 0.67	$ 0.52	$ 0.52	$ 0.52	$ 0.50	$ 0.52
500	$ 1.56	$ 0.78	$ 0.52	$ 0.78	$ 0.62	$ 0.52	$ 0.67	$ 0.52	$ 0.52	$ 0.52	$ 0.50	$ 0.52

Figura 10-26: Comparativa entre costos presentes netos anuales unitarios de transporte de Hidrógeno por ductos y líneas de transmisión (LAT), en [USD/tonH2/km].

A modo representativo, se analiza un caso de generación en la zona norte y producción en el Hub Industrial de Fray Bentos (Zona 2). Para conectar estos dos puntos, existe la opción de producir Hidrógeno en la zona de electrólisis del norte, y transportando el Hidrógeno por ducto a Fray Bentos (evitando la transmisión de potencia), o trasmitiendo potencia desde el norte a Fray Bentos, y producir el Hidrógeno en la zona de electrólisis de Fray Bentos (evitando el transporte de hidrógeno por ducto). Los costos de transporte para estos casos se observan en la Tabla 10-71.

Tabla 10-71: Comparación de costos referenciales, en [USD/ton], de líneas de transmisión vs transporte por ductos, caso: Norte – Fray Bentos.

Escenario	Requerimiento de transporte anual (ktpa)							
	50	100	200	300	450	750	1250	1500
Línea de Transmisión Norte – Fray Bentos	$ 367	$ 183	$ 183	$ 122	$ 122	$ 122	$ 118	$ 122
Ducto Norte – Fray Bentos	$ 428	$ 226	$ 139	$ 101	$ 82	$ 61	$ 54	$ 49

10.9 Plantas Industriales

Para la estimación de costos de inversión de plantas de Metanol, Amoniaco-Urea y Jet fuel, se utilizarán referencias bibliográficas considerando criterios de estimación de inversiones clase 5. Se debe tener en cuenta que las tecnologías consideradas en este estudio (producción de Metanol a partir de CO_2 e Hidrógeno, producción Amoniaco a partir de Hidrógeno y la producción de Jetfuel a partir de Metanol) son tecnologías relativamente nuevas, por lo que actualmente no existen plantas a escala industrial de los tamaños

considerados en este estudio. Es por ello que las estimaciones de Capex y Opex se realizarán en base a publicaciones sobre simulaciones de las plantas antes indicadas.

Los costos de inversión de cada una de las plantas son indicados a continuación[53]:

- Metanol: La inversión de una planta de síntesis de metanol verde producido a partir de CO_2 e Hidrógeno se estima en 151.000.000 USD, considerando una producción de 500 [ktpa][54].
- Amoniaco y Urea: Las estimaciones de inversiones para una planta de Amoniaco y Urea se estiman en 355.000.000 [USD] para una planta de Amoniaco verde de 300 [ktpa], y de 250.000.000 [USD] para la planta de Urea de una capacidad de 500 [ktpa]. Además, de debe considerar una inversión de 1.500.000 [USD] para el sistema de producción de nitrógeno[55].
- Jetfuel: Para el caso del Jetfuel, basado en el análisis realizado por Lurgi *"Methanol to propylene MTP[56]"*, y considerando que la conversión a los distintos hidrocarburos se puede modificar según el catalizador utilizado, podemos estimar una inversión de 499.500.000 [USD] para la planta de jet fuel de 500 [ktpa], a partir de 1.167 [kton] de Metanol.

Estos costos de inversión pueden ser ajustados en base al tamaño de las plantas consideradas en el estudio siguiendo la fórmula de ajuste denominada "regla de los seis décimos" o "six-tenths rule"[57] (Ver Figura 10-27). Esta regla da resultados muy satisfactorios cuando sólo se requiere un costo aproximado de ± 20%, equivalente al criterio de Clase 5 de estimación de costos.

$$C_B = C_A \left(\frac{S_B}{S_A} \right)^{0.6}$$

Figura 10-27: Fórmula de ajuste de Capex, por tamaño de planta.

Donde:

- C_B = es el costo aproximado en dólares [USD] de la planta para un tamaño S_B [ktpa].
- C_A = es el costo de inversión conocido en dólares [USD] de una planta que corresponde al tamaño S_A [ktpa].

[53] Precio base ajustado al año 2024.
[54] Fuente: Análisis de la disponibilidad de CO_2 para la producción de derivados del H2 verde en Uruguay. MIEM (2023).
[55] Fuente: E. Antonetti, G. Iaquaniello, A. Salladini, Dr. L. Spadaccini, Prof. S. Perathoner, Prof. G. Centi, *Waste-to-chemicals for a circular economy: the case of urea production (waste-to-urea).* 2016
[56] Fuente: M. Rothaemel, Methanol to propylene MTP,Lurgi´s way, 2002.
[57] Fuente: Ellsworth, Richard K., "*Cost-to-Capacity Analysis for Estimating Project Costs*" Construction Accounting & Taxation, vol. 15, no. 5, Sept./Oct. 2005, p. 6.

Tabla 10-72: Formulas de estimación de Capex para plantas industriales según su capacidad (SB) indicada en [ktpa].

Planta	Capex [MMUSD]
Metanol	$3{,}62 * (SB)^{0{,}6}$
Amoniaco	$11{,}6 * (SB)^{0{,}6}$
Urea	$6{,}0 * (SB)^{0{,}6}$
Jetfuel	$12{,}0 * (SB)^{0{,}6}$

Estas ecuaciones representan la influencia de la economía de escala en las industrias estudiadas, ya que al considerar un índice exponencial menor a 1, el aumento de Capex es menor comparado con el aumento de la capacidad. A modo de ejemplo, tomando como base una planta de Amoniaco, la cual necesita una inversión de app. 500 [MMUSD] para una planta de 500 [ktpa], necesitaría solo duplicar su inversión (1.000 [MMUSD]) para incrementar el triple su producción (1.000 [ktpa]).

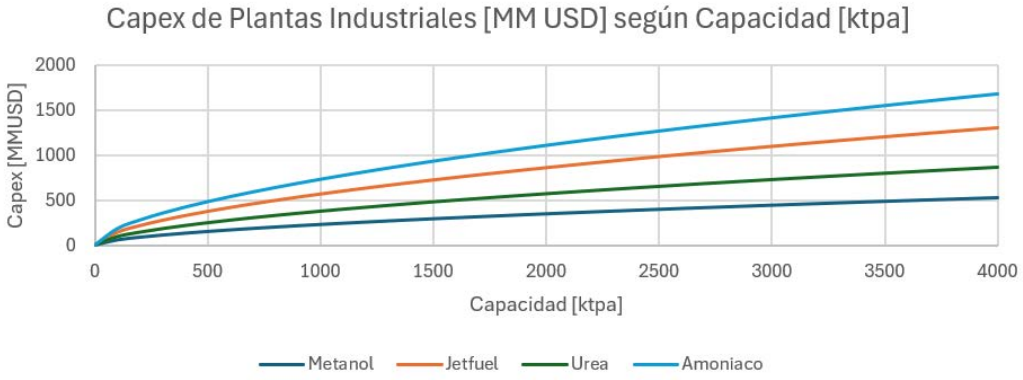


Figura 10-28: Gráfico de Capex de Plantas industriales según capacidad.

Con relación a los costos de operación (Opex) de las plantas de Metanol, Amoniaco-Urea y Jet-fuel a considerar en este estudio, se establecerán correlaciones que consideren sus principales componentes, y que se vean afectados por aspectos logísticos de localización de estas plantas. Para la estimación de Opex se consideran las principales materias primas y el consumo de energía eléctrica, según lo indicado en la siguiente fórmula:

$$Opex\ = SB\ [ktpa] * (A * P_A + B * P_B + C * P_C + D * P_D + E * P_E)$$

Los factores A, B, C y D, con sus respectivos valores se indican en la Tabla 10-73, mientras que los valores P_i corresponden al precio de cada uno de los factores considerados.

Tabla 10-73: Factores para estimación de Opex según productos.

Factor	A	B	C	D	E
Planta	Ton CO2 /Ton Producto	Ton H2 /Ton Producto	Ton Amoniaco /Ton Producto	Ton Metanol /Ton Producto	KWh/Ton Producto
Metanol	1,4	0,2	0,0	0	174,0
Amoniaco	0,0	0,2	0,0	0	1132,0
Urea	0,8	0,0	0,6	0	458,3
Jetfuel	0	0	0	1,66	-

Para cuantificar el ahorro que representa la utilización de instalaciones de la refineria de Montevideo para procesar Metanol y producir el Jetfuel, se considera una disminución del 25% en Capex, por el ahorro en la utilización de sistemas de limpieza y refinación existentes, y una disminución del Opex del 30%, debido al ahorro de energía en la sinergia de procesos actuales de refinería, más el potencial beneficio por la venta de subproductos obtenidos de la refinación, como lo es Naphtha, Kerosene y Diesel.

Considerando los valores de Capex y Opex presentados, más la metodología de estimación de tarifas presentadas en el capítulo 10, es posible calcular una tarifa final para representar el costo de producción anual de los diferentes productos. Sin embargo, el modelo de optimización calcula los costos de todas las etapas de la cadena de valor, los cuales va sumando hasta obtener el precio final de los productos. Por ende, hay que tener consideración con que costos se utilizan y cuales no, de manera de evitar que alguno de estos sea considerado 2 veces. Es por esto que, para términos del Modelo, no se tomará un precio all-in de producción, sino que el precio extra que se debe adicionar a la materia prima anterior, para obtener el producto final. Para el caso de Metanol y Urea, el modelo considerará el precio extra que se le debe sumar al Hidrógeno ya producido para obtener los productos, mientras que para Jetfuel (en Hub y refinería) se considera el costo adicional que se debe adicionar al Metanol para obtener el Jetfuel. Los costos adicionales se pueden observar en la Tabla 10-74.

Tabla 10-74: Costos incrementales de producción para Metanol, Urea y Jetfuel (en Hub y en refinería), según el rango de producción, en [USD/ton].

Producción [ktpa]	Metanol	Urea	Jetfuel	Jetfuel en Refinería
100	$ 264	$ 600	$ 350	$ 254
200	$ 251	$ 538	$ 305	$ 220
300	$ 244	$ 509	$ 284	$ 205
400	$ 241	$ 491	$ 271	$ 195
500	$ 238	$ 478	$ 262	$ 188
750	$ 233	$ 458	-	-
1.000	$ 231	$ 446	-	-
2.000	$ 225	-	-	-

Producción [ktpa]	Metanol	Urea	Jetfuel	Jetfuel en Refinería
3.000	$ 223	-	-	-
4.000	$ 221	-	-	-
5.000	$ 220	-	-	-
6.000	$ 219	-	-	-
6.500	$ 219	-	-	-

10.10 Puertos de Exportación

10.10.1 Criterios Generales de Evaluación

Para exportar los derivados de hidrógeno producidos es necesario contar con terminales marítimas e infraestructura de recepción, almacenamiento y embarque de los productos provenientes a través de los distintos ejes logísticos y/o red de ductos planteados en este estudio. Por lo tanto, se requiere la implantación de:

- Infraestructura de recepción, dependiendo del medio de transporte (camiones, ferrocarril o tubería)
- Parque de tanques de almacenamiento en el caso del metanol y jetfuel,
- Depósito de granel solido o break-bulk en el caso de la urea
- Infraestructura de atraque y amarre para buques cisterna en el caso de metanol y jetfuel
- Infraestructura de atraque y amarre para buques graneleros y/o break-bulk en el caso de la urea
- Sistema de carguío de buques de granel líquido para el metanol y jetfuel
- Cargador de buques de granel sólido (shiploader) o grúa con spreader para break-bulk en el caso de la urea

Para la evaluación de ubicaciones potenciales para el parque de almacenamiento y de la terminal marítima de exportación, se han considerado principalmente los siguientes factores:

- Espacio e infraestructura existentes.
- Escalabilidad de la terminal a futuras condiciones logísticas (potencial para acoger los volúmenes previstos para escenarios A y B de estudio).
- Condiciones del sitio y su impacto en requerimientos de infraestructura y operación.
- Conectividad logística del sitio.
- Impacto socioambiental y medioambiental.
- Riesgo y seguridad.

- Costos de inversión y mantenimiento.

En base a eso, las siguientes secciones presentan una evaluación técnico-económica de sitios potenciales para implementación del puerto de exportación.

10.10.2 Potenciales Puertos de Exportación

Como se menciona en la sección 8.5, se consideran dos potenciales ejes logísticos para exportación productos en base a condiciones existentes de este estudio: el corredor hidroviario y el corredor ferroviario; más un conjunto de potenciales corredores para la construcción de nuevos poliductos que se interconectan tanto con los ejes existentes como con los potenciales puertos. Este sistema logístico considera 2 potenciales puertos de exportación (identificados en la Figura 10-29), que serán evaluados en este capítulo:

- Puerto de Montevideo: Existen diferentes opciones para la implementación de una terminal portuaria en Montevideo. Como se menciona en la sección 6.4, el Puerto de Montevideo cuenta con buena infraestructura existente y aguas profundas que permiten la recepción de buques de mayor cisterna y calado, además se estar bien conectado con la red de ferrocarril. Sin embargo, el espacio disponible para desarrollo de nuevas infraestructuras, marítimas y en tierra, es limitado.
- Puerto Greenfield Suroeste: Se considera la posibilidad del desarrollo de una terminal portuaria completamente greenfield al suroeste del país. En esta opción, a pesar de no contarse con facilidades de una infraestructura previa en la ubicación, se permite enorme flexibilidad para la concepción del layout portuario (marítimo e infraestructura en tierra), para adecuarse de mejor manera con la operación prevista, además de mitigar riesgos de impacto a comunidades vecinas.

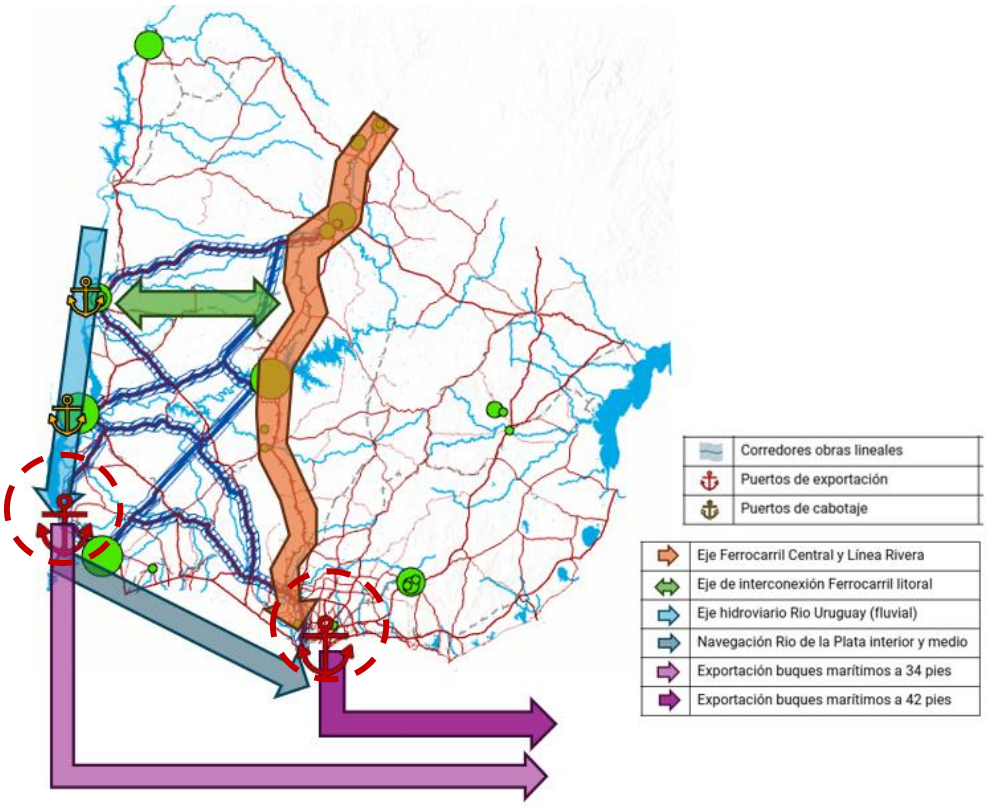


Figura 10-29: Ejes logísticos y puertos potenciales de exportación (destacados en rojo).

10.10.3 Requerimientos del Muelle de Exportación

Para la estimación del área de infraestructura marítima necesaria en el puerto de exportación, se evalúan primeramente los requerimientos de utilización del puerto en cada escenario de producción definido en este proyecto. Para esta evaluación, se considera que todo el volumen de material es exportado únicamente por uno de los puertos evaluados, y se suponen dos condiciones limítrofes de recepción de la producción:

- Integralmente por el eje ferroviario, carretera y/o ducto, es decir, considerase que el puerto recibe todo el volumen de material por vía terrestre y se utiliza el muelle solamente para exportación. Esta situación representa las demandas mínimas para el puerto considerándose el volumen exportado, consecuentemente, la necesidad mínima de implantación de infraestructura en cada escenario A y B.

- Integralmente por el eje hidroviario, es decir, considerase que el puerto recibe todo el volumen de material por hidrovía, y se utiliza el muelle tanto para recepción del material (cabotaje) como para su exportación. Esta situación representa las demandas máximas para el puerto considerándose el volumen exportado, consecuentemente, la necesidad máxima de implantación de infraestructura en cada escenario A y B.

Se ha discretizado el análisis de esta manera con el objetivo de evaluarse los escenarios extremos para la exportación portuaria y estimar la potencial necesidad de infraestructura. En la práctica, se comprende que un proyecto de desarrollo podría considerar una mezcla de modales de recepción, como también de puertos de exportación. Estos escenarios deberán ser estudiados con mayor detalle en estudios futuros específicos.

Para la estimación de volúmenes de exportación portuaria, se considera la recepción de material por barcazas o tankers de cisterna pequeña con capacidad de carga de 7.500 [DWT][58], cuyas características se definen en el **Anexo 6**. Para la exportación de los productos, se suponen buques de cisterna grande, con capacidad de carga de 50.000 [DWT] y 12 [m] de calado, cuyas características referenciales consideradas para la estimación se presentan en la Tabla 10-75.

Tabla 10-75: Características generales del Tanker de cisterna grande considerado

	Unidad	MR2
Eslora Total	[m]	190
Manga Máxima	[m]	32
Calado estático a plena carga	[m]	12
Capacidad máxima de carga	[ton]	50.000

Por otra parte, se han definido diversos supuestos relacionados a la operación portuaria con la finalidad de estimar la demanda portuaria en este análisis preliminar, como: ocupación/downtime del muelle, productividad y tiempos de operación. Estas estimaciones son referenciales y deberán ser evaluadas en estudios específicos futuros.

[58] DWT: Dead-weight tonne.

Los cálculos desarrollados para la estimación de la necesidad de frentes de atraque portuaria en cada escenario se presentan en la Tabla 10-76 y en la Tabla 10-77. Teniendo en cuenta el largo mínimo requerido de atraque en cada escenario, los requerimientos operacionales, las condiciones metaoceánicas y medioambientales de cada sitio, es posible estimar de manera preliminar el área requerida de infraestructura marítima y potenciales tipologías adecuadas.

Tabla 10-76: Volúmenes de Exportación Portuaria y Ocupación del Muelle para Escenarios de Estudio.

Puerto de Montevideo		Unidad	Escenario A		Escenario B	
Volumen total de exportación previsto en el puerto		[tpa]	3.000.000		7.000.000	
Volumen de Recepción	Terrestre	[tpa]	3.000.000	0	7.000.000	0
	Buque pequeño	[tpa]	0	3.000.000	0	7.000.000
Volumen de Exportación	Buque grande	[tpa]	3.000.000		7.000.000	
Ocupación del muelle			65%			
Tiempos de operación		[días/año]	350			
		[hr/día]	20			
		[hr/año]	7.000			
Capacidad de buques operados	Buque pequeño	[t]	7.500			
	Buque grande	[t]	50.000			
Productividad de buques	Buque pequeño	[t/hr]	600			
	Buque grande		2.500			
Numero de buques operados	Buque pequeño	[un/año]	0	400	0	933
	Buque grande	[un/año]	60	60	140	140
Tiempo atracado	Buque pequeño	[hr/año]	0	5.000	0	11.667
	Buque grande	[hr/año]	1.200	1.200	2.800	2.800
Ocupación de frentes de atraque	Buque pequeño	[Un]	0.0	1.1	0.0	2.6
	Buque grande	[Un]	0.3	0.3	0.6	0.6

Tabla 10-77: Largo Mínimo Estimado de Frente de Atraque para cada Escenario de Estudio.

Requerimiento del Muelle		Escenario A 3.000.000 tpa		Escenario B 7.000.000 tpa	
Recepción		Terrestre	Fluvial	Terrestre	Fluvial
Numero de frentes de atraque requeridas	Buque pequeño (recepción)	-	1[59]	-	3
	Buque grande (exportación)	1	1	1	1
	Total	1	2	1	4
Largo total mínimo de frente de atraque[60] (m)		230	350	230	580

10.10.4 Requerimientos de la Terminal en Tierra

El diseño del parque de tanques en tierra debiese considerar todos los aspectos técnicos explicitados en el capítulo 9. Criterios de seguridad y Análisis de riesgo, en particular lo explicitado en la sección 9.5.

El volumen de manejo en almacenamiento de Metanol y Jetfuel está dado por los escenarios de exportación A y B. En ambos casos el volumen de almacenamiento estimado está dado por el tamaño de buque a utilizar en la exportación. En estos casos, una embarcación MR2 de 50.000 [ton] de Metanol para la exportación requiere contar con 1 tanque de aproximadamente 58.000 [m3] como mínimo. Como criterio, es usual utilizar 2 tanques, uno para llenado y otro para mantener la reposición de almacenamiento. Al ser estos los tanques más grandes, se considera que la terminal en sus dimensiones debe contar con al menos para 2 Tanques de almacenamiento para el escenario A, y agregar otros 2 tanques para el escenario B.

En lo que respecta a los tipos de tanque, estos dependen del producto. En este caso se ha considerado que tanto los tanques de Metanol como los de JetFuel tendrán las mismas características, dado la similitud de requerimientos de seguridad que estos fluidos requieren para su almacenamiento. Por lo tanto, se ha definido que los tanques deben ser tanques cerrados con techo flotante interior. Según la Figura 10-30, se estima un tanque de 60 metros de diámetro y 20 metros de altura.

[59] Numero representativo para estimación del área de infraestructura, se considera uso compartido de la frente de atraque de buques grandes/pequeños. Calculado representativamente considerándose un buque de exportación de 50.000 DWT de capacidad, resultados similares para el buque de 30.000 DWT, requerido en algunos escenarios de estudio.
[60] Largo referencial estimado en base a la geometría de los buques supuestos (esloras y mangas), así como recomendaciones de la industria portuaria para espaciamientos mínimos entre buques atracados.

NOMINAL CAPACITIES OF STANDARD VERTICAL TANKS

Height in m	Tank diameter in m 3	4	6	8	10	12.5	15	17.5	20	22.5	25	27.5	30	33	36	39	42	45	48	54	60	66	72	78
	Nominal capacities in m³																							
1	7	12	28	50	78	122	176	240	314	397	490	593	706	855	1 017	1 194	1 385	1 590	1 809	2 290	2 827	3 421	4 071	4 778
2	14	25	56	100	157	245	353	481	628	795	981	1 187	1 413	1 710	2 035	2 389	2 770	3 180	3 619	4 580	5 654	6 842	8 142	9 556
3	21	37	84	150	235	358	530	721	942	1 192	1 472	1 781	2 120	2 565	3 053	3 583	4 156	4 771	5 428	6 870	8 482	10 263	12 214	14 335
4	28	50	113	201	314	490	706	962	1 256	1 590	1 963	2 375	2 827	3 421	4 071	4 778	5 541	6 351	7 238	9 160	11 309	13 684	16 285	19 113
5	35	62	141	251	395	613	883	1 202	1 570	1 988	2 454	2 969	3 534	4 276	5 089	5 972	6 927	7 952	9 047	11 451	14 137	17 105	20 357	23 891
6	42	75	169	301	471	736	1 060	1 443	1 884	2 385	2 945	3 563	4 241	5 131	6 107	7 167	8 312	9 542	10 857	13 741	16 964	20 527	24 428	28 670
7		87	197	351	549	859	1 237	1 683	2 199	2 783	3 436	4 157	4 948	5 987	7 125	8 362	9 698	11 133	12 666	16 031	19 792	23 948	28 500	33 448
8		100	226	402	628	981	1 413	1 924	2 513	3 180	3 926	4 751	5 654	6 842	8 142	9 556	11 083	12 723	14 476	18 321	22 619	27 369	32 571	38 226
9			254	452	706	1 104	1 590	2 164	2 827	3 578	4 417	5 345	6 361	7 697	9 160	10 751	12 468	14 313	16 285	20 611	25 446	30 790	36 643	43 005
10			282	502	785	1 227	1 767	2 405	3 141	3 976	4 908	5 939	7 068	8 552	10 178	11 945	13 854	15 904	18 095	22 902	28 274	34 211	40 714	47 783
11				552	863	1 349	1 943	2 654	3 455	4 373	5 399	6 533	7 775	9 408	11 196	13 140	15 239	17 494	19 905	25 192	31 101	37 633	44 786	52 561
12				603	942	1 472	2 120	2 886	3 769	4 771	5 890	7 127	8 482	10 263	12 214	14 335	16 625	19 085	21 714	27 482	33 929	41 054	48 857	57 340
13					1 021	1 595	2 297	3 126	4 084	5 168	6 381	7 721	9 189	11 118	13 232	15 529	18 010	20 675	23 524	29 772	36 756	44 475	52 929	62 118
14					1 099	1 718	2 474	3 367	4 398	5 566	6 872	8 315	9 896	11 974	14 250	16 724	19 396	22 266	25 333	32 063	39 584	47 896	57 000	66 896
15					1 178	1 840	2 650	3 607	4 712	5 964	7 363	8 909	10 602	12 829	15 268	17 918	20 781	23 856	27 143	34 353	42 411	51 317	61 072	71 675
16					1 256	1 963	2 827	3 848	5 026	6 361	7 853	9 503	11 309	13 684	16 285	19 113	22 167	25 446	28 952	36 643	45 238	54 739	65 143	76 453
17						2 086	3 004	4 088	5 340	6 759	8 344	10 097	12 016	14 540	17 303	20 308	23 552	27 037	30 762	38 933	48 066	58 160	69 215	81 232
18						2 208	3 180	4 329	5 654	7 156	8 835	10 691	12 723	15 395	18 321	21 502	24 937	28 627	32 571	41 223	50 893	61 581	73 286	86 010
19						2 331	3 357	4 570	5 969	7 554	9 326	11 285	13 430	16 250	19 339	22 697	26 323	30 218	34 381	43 514	53 721	65 002	77 358	90 788
20						2 454	3 534	4 810	6 283	7 952	9 817	11 879	14 137	17 105	20 357	23 891	27 708	31 808	36 191	45 804	56 548	68 423	81 429	95 567
21							3 711	5 051	6 597	8 349	10 308	12 473	14 844	17 961	21 375	25 086	29 094	33 399	38 000	48 094	59 376	71 844	85 501	100 345
22							3 887	5 291	6 911	8 747	10 799	13 067	15 550	18 816	22 393	26 280	30 479	34 989	39 810	50 384	62 203	75 266	89 572	105 123

Figura 10-30: Selección de capacidad estándar de tanques de almacenamiento.

El tonelaje de acero para un tanque de estas características se estima en 550 [ton] en Acero Inoxidable ASTM 304L/4307, y en 500 [ton] de Acero al carbono ASTM A516-65/A36, según los espesores representados en la Figura 10-31.

Las opciones de localización de los tanques de almacenamiento en tierra requieren un espacio mínimo de 45.000 [m²] aproximadamente, para alojar los tanques y servicios auxiliares de sistema contra incendio.

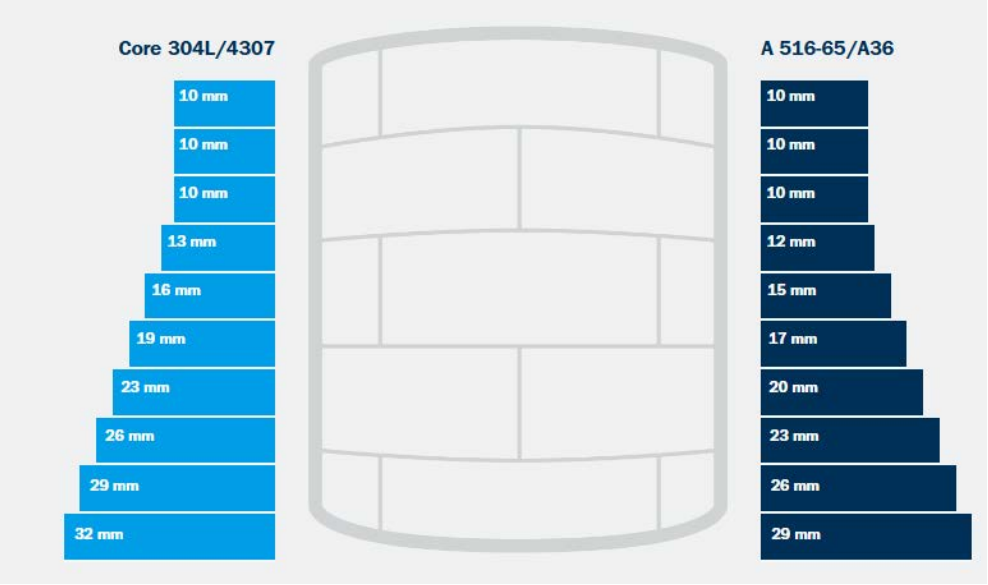


Figura 10-31: Estimación del tamaño de estanque de 50.000 [ton] de capacidad de metanol.

10.10.5 Análisis de Amenaza y Seguridad en Tanques de Almacenamiento en Tierra

En el presente estudio se hace un análisis genérico de los espacios disponible en los distintos sectores de interés (puertos de exportación) para la infraestructura de almacenamiento en tierra de los productos finales (Metanol y JetFuel). Considerando que los distintos sectores de interés se encuentran cercanos a centros urbanos, el principal foco al momento de establecer un parque de almacenamiento está en la seguridad en torno a las instalaciones y las áreas urbanas que pudiesen verse afectadas, y considerando que los productos finales

como el Metanol y el Jetfuel son productos combustibles con un bajo punto de inflamación, entre los riesgos de almacenar estos productos se puede mencionar, Incendio, explosión (BLEVE), nubes de vapor tóxico, como los más importantes. En muchos casos es esencial considerar que el lugar donde se emplacen las instalaciones debe estar alejado de las zonas físicas de alto riesgo, lo cual puede ser un factor muy incidente en la selección del emplazamiento del parque de almacenamiento, el cual no necesariamente debe ser un sitio remoto, sino más bien permanecer dentro de los límites de seguridad que deben ser calculados según el producto o productos a ser almacenados, el tipo de almacenamiento y la capacidad o volumen de almacenamiento proyectado.

Para el desarrollo de este estudio se han realizado simulaciones con el apoyo del software *Areal Locations of Hazardous Atmospheres*, el cual es un programa informático diseñado para modelar liberaciones químicas para los equipos de respuesta a emergencias y su planificación. Puede estimar cómo una nube tóxica podría dispersarse después de una liberación química, así como varios escenarios de incendios y explosiones. Está diseñado para producir resultados razonables con la suficiente rapidez para ser útiles para los equipos de respuesta durante una emergencia real. Por lo tanto, las estimaciones representan un compromiso entre precisión y velocidad. Se ha utilizado para este estudio este programa informático para simular el efecto de distintos escenarios de riesgo como explosión y nube toxica e inflamable para determinar las zonas de amenaza, y determinar el lugar de emplazamiento donde se puedan instalar los tanques de almacenamiento dependiendo de su capacidad.

El Metanol es fácil de manipular, ya que permanece líquido a temperatura y presión ambiente, a diferencia de otros combustibles alternativos como el GNL, el Amoníaco o el Hidrógeno. Esto significa que el transporte y el abastecimiento de Metanol son simples y pueden lograrse en gran medida con la infraestructura existente, después de modificaciones relativamente simples y rentables.

El límite explosivo inferior (LEL) del Metanol es del 6% (60.000 ppm) en volumen, lo que es 10 veces la concentración IDLH (inmediatamente peligrosa para la vida y la salud), y el límite de inflamabilidad superior (UEL) es del 36% (360.000 ppm) en volumen. A concentraciones en el aire inferiores al LEL, no hay suficiente vapor de Metanol para propagar la llama. A concentraciones en el aire superiores al UEL, hay demasiado Metanol y no hay suficiente oxígeno para propagar la llama. El LEL y el UEL del metanol corresponden a una gama de temperaturas de 54 [°F] a 106 [°F] (12 [°C] a 41 [°C]). El Metanol arderá a esta gama de temperaturas.

La NFPA y OSHA definen el Metanol como un líquido inflamable de Clase 1B, mientras que las Naciones Unidades lo clasifican como un líquido inflamable (Clase de peligro 3 de Naciones Unidas). Desprende vapores a temperaturas ambiente o inferiores. Cuando se mezcla con aire, el Metanol puede arder al aire libre. El peso específico del vapor de Metanol sin mezclar es 1,1. Los vapores de Metanol son marginalmente más pesados que el aire y pueden desplazarse en distancias cortas (unos cuantos metros) a nivel del terreno antes de llegar a un punto de inflamación e inflamarse. La distancia de desplazamiento depende de las circunstancias del desprendimiento. El desprendimiento turbulento estimula la mezcla rápida con aire, mientras que el desprendimiento no turbulento retrasa la mezcla con aire.

El Metanol puro tiene un punto de inflamación bajo de 54 [°F] (12 [°C]) y una amplia gama de inflamabilidad (6% a 36 % en volumen). El punto de inflamación se define como la temperatura mínima a la cual la presión de vapor de un líquido es suficiente para formar una mezcla que se puede inflamar con aire cerca de la superficie del líquido. La gama de inflamabilidad es la gama de concentraciones en la que pude inflamarse una mezcla de aire y vapor de metanol, lo cual produce una fuente de inflamación. El alcance de la gama de

inflamabilidad significa que el vapor de metanol puede inflamarse en una gama amplia de concentraciones en el aire

Por regla general, se debe dejar un perímetro de unos 7 [m] “sin fuentes de inflamación” alrededor de las áreas de almacenamiento donde haya contenedores individuales de bajo volumen de Metanol (por ejemplo, latas, cubos, barriles y cajas). Se debe dejar por lo menos un perímetro de 17 [m] “sin fuentes de inflamación” alrededor de las áreas de almacenamiento o logística que contengan o manejen volúmenes mayores de Metanol (por ejemplo, camiones cisterna individuales, vagones cisterna y pequeños tanques de almacenamiento). Y se debe dejar un perímetro mínimo de 70 [m] “sin fuentes de inflamación” alrededor de terminales de logística que carguen o descarguen simultáneamente varios camiones, múltiples vagones cisterna, barcazas, barcos y tanques de almacenamiento de gran volumen.

En el caso de que un camión cisterna, vagón cisterna o tanque de almacenamiento se esté incendiando, se debe evacuar la zona a una distancia de por lo menos 850 [m] en todas las direcciones. El Metanol es tóxico; por lo tanto, la ropa protectora de los bomberos estructurales no ofrece una protección efectiva para responder a derrames e incendios de metanol. Sepa que el umbral a olor del Metanol está muy por encima del límite de exposición tóxico.

Los recipientes portátiles, camiones cisterna, vagones cisterna y tanques de almacenamiento están todos sujetos a BLEVE, por lo que se deben establecer precauciones de seguridad que tengan en cuenta el exceso de presión, el flujo térmico radiante y los peligros de exposición tóxica.

Una zona de amenaza es un área donde un peligro (como toxicidad o radiación térmica) ha excedido un nivel de preocupación (LOC) especificado. El análisis mostrará hasta tres zonas de amenaza superpuestas en una sola imagen. **La zona de amenaza roja representa el peor peligro**, es importante evitar que en esta zona se encuentren lugares de preocupación como ser una escuela, un centro cultural, un hospital, etc. Los resultados de este análisis consideraron un volumen de almacenamiento de un tanque de Metanol de 50.000 [ton], con un 5% de su volumen involucrado en una bola de fuego y una masa química de 5.000 [ton] de metanol en efecto BLEVE, el cual ha sido el escenario creíble más desfavorable, y por lo tanto con el cual basaremos los criterios para establecer las posibles zonas de ubicación para la granja de almacenamiento en los distintos **escenarios**.

El resultado de análisis de riesgo para un Explosión expansiva de un tanque de Metanol se muestra a continuación, como resultado del Software ALOHA Version 5.4.7 bajo licencia de la Agencia de Protección ambiental y Oficina de Emergencia de los Estados Unidos (EPA)

Tabla 10-78: Parámetros y resultados del análisis de amenaza de explosión.

Parámetro	Valor	Unidad
Información de Sitio		
Localización	Darsena Este, Uruguay	N/A
Información Química		
Nombre del químico	Methanol	N/A
Numero CAS	67-56-1	N/A
Peso molecular	32,04	[g/mol]

Parámetro	Valor	Unidad
AEGL-1 (60 min)	530	[ppm]
AEGL-2 (60 min)	2.100	[ppm]
AEGL-3 (60 min)	7.200	[ppm]
IDLH	6.000	[ppm]
LEL	71.800	[ppm]
UEL	365.000	[ppm]
Punto de ebullición	64,7	[°C]
Presión de vapor a temperatura ambiente	0,13	[atm]
Concentración de saturación	127.000 o 12,7%	[ppm] ; %
Información Atmosférica		
Velocidad de viento	5,5	[m/s]
Dirección del viento	NE a 10 [m]	N/A
Rugosidad del terreno	Terreno abierto	N/A
Nubosidad	0	[-]
Temperatura ambiente	20	[°C]
Clase de estabilidad	D	N/A
Humedad relativa	50	[%]
Intensidad de la fuente, BLEVE[61] de líquidos inflamables en tanques cilíndricos horizontales.		
Diámetro de tanque	60	[m]
Altura de tanque	20	[m]
Volumen de tanque	56.549	[m³]
Contenido del tanque	Líquido (Metanol)	N/A
Temperatura interna de almacenamiento	20	[°C]
Masa química en el tanque	5.000.000	[kg]
Porcentaje de llenado del tanque	11	[%]
Porcentaje del tanque en exposión	5	[%]
Diámetro de la explosión	365	[m]

[61] Boiling Liquid Expanding Vapor Explosion" (Explosión de vapores en expansión de líquidos en ebullición).

Parámetro	Valor	Unidad
Duración de la ignición	20	[s]
Diámetro del incendio	200	[m]
Duración del incendio	139	[min]
Largo de llama	49	[m]
Resultados: Zonas amenazadas (ver Figura 10-32)		
Zona Roja		
Radiación térmica	10	[kW/sq·m]
Radio	515	[m]
Riesgo	Potencialmente letal dentro de los primeros 60 segundos de exposición	N/A
Zona Naranja		
Radiación térmica	5	[kW/sq·m]
Radio	745	[m]
Riesgo	Quemaduras de segundo grado dentro de los primeros 60 segundos de exposición	N/A
Zona Amarilla		
Radiación térmica	2	[kW/sq·m]
Radio	1.200	[m]
Riesgo	Dolor dentro de los primeros 60 segundos de exposición	N/A

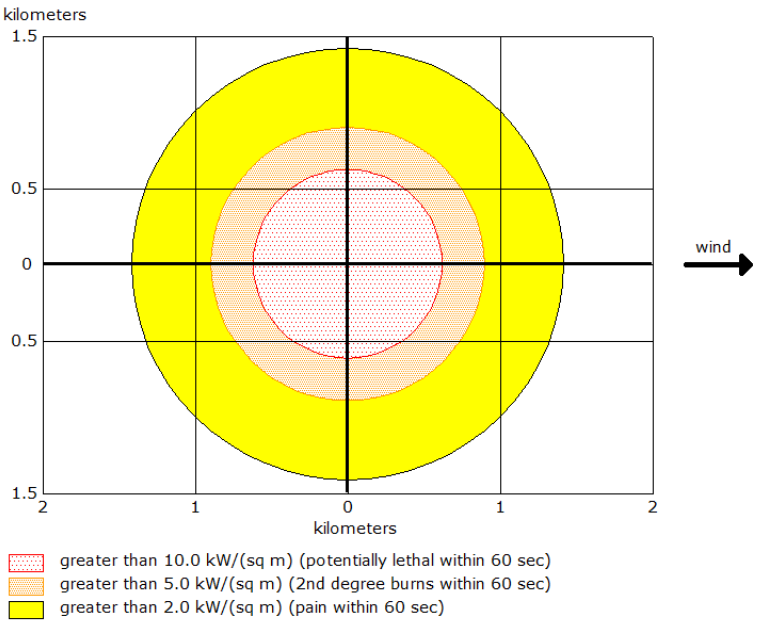


Figura 10-32: Zona de amenaza de radiación térmica por explosión (bola de fuego, BLEVE[62]).

10.10.6 Análisis técnico del Puerto de Montevideo

10.10.6.1 Alternativas

Existen diferentes opciones para la implantación de una terminal portuaria en la bahía de Montevideo. Como se menciona en la sección 8.5.1, el Puerto de Montevideo cuenta con infraestructura existente de utilidad, además de aguas profundas que permiten la recepción de buques de mayor calado, y la conexión existente con la red ferrocarril. Sin embargo, el espacio disponible para desarrollo de nuevas infraestructuras (marítimas y en tierra) es limitado.

Como se destaca en la Figura 10-33, las principales opciones identificadas para la terminal portuaria en tierra en la Bahía de Montevideo son:

- Punta Sayago
- Refinería ANCAP
- Capurro
- Relleno de la Dársena Este (Opciones 1 y 2)
- Relleno de la Escollera Oeste

En estas zonas, la Figura 10-34 destaca potenciales ubicaciones disponibles para la terminal de almacenamiento en tierra. En cada ubicación, las terminales marítimas podrían considerar la infraestructura existente cercana y/o implementación de nueva infraestructura.

[62] Boiling Liquid Expanding Vapor Explosion" (Explosión de vapores en expansión de líquidos en ebullición).

En la Figura 10-35, se representan las principales potenciales ubicaciones evaluadas para la infraestructura marítima de atraque y amarre de buques observadas en la Bahía de Montevideo, listadas a continuación:

- A – cerca de Punta Sayago
- B – cerca de la refinería ANCAP (infraestructura existente)
- C – cerca de los potenciales Rellenos de la Dársena Este
- D – cerca del potencial Relleno de la Dársena Oeste

Se considera que la infraestructura portuaria de atraque se puede conectar a una determinada terminal en tierra por medio de tubería submarina, de modo que, una potencial terminal de almacenamiento destacada en Figura 10-34, podría contar con una o más opciones de infraestructura de atraque indicada en la Figura 10-35.

De esta manera, en las secciones subsecuentes, se presentará el análisis para cada ubicación de la terminal en tierra teniéndose en cuenta sus potenciales frentes de atraque. En dichos análisis se incluyen las zonas de amenaza de radiación térmica por explosión de tanques estimados siguiendo la metodología y referencias descritas en la sección 10.10.5.



Figura 10-33: Potenciales Ubicaciones en la Bahía de Montevideo para la Terminal de Exportación (en tierra).



Figura 10-34: Potenciales Ubicaciones Disponibles para la Terminal de Almacenamiento en la Bahía de Montevideo.



Figura 10-35: Potenciales Ubicaciones en la Bahía de Montevideo para la Terminal de Exportación (frentes de atraque).

10.10.6.2 Punta Sayago

Punta Sayago, propiedad de la ANP, se encuentra a unos 6 kilómetros del Puerto de Montevideo. Este terreno, que cubre alrededor de 90 hectáreas, está destinado al desarrollo de una zona logística.

A excepción de un almacén reciente y algunos edificios próximos a la costa, la mayor parte del área está disponible para nuevos desarrollos. El sitio no dispone de muelles, por lo que se necesitaría la implantación de una infraestructura marítima, que se podría ubicar en zona cercana (opción A indicada en la Figura 10-35, o conectarse por tubería submarina a una infraestructura marítima ubicada en D).

A continuación, se evalúan las principales consideraciones de este sitio:

- Disponibilidad territorial: Es una zona con buena disponibilidad territorial, tanto marítima como terrestre.
- Seguridad: Hay espacio disponible suficiente para ubicación segura del almacenamiento y actividades operacionales asociadas, no se evidencia zonas urbanas dentro del área de mayor riesgo. Las zonas urbanas se encuentran fuera del área de riesgo siendo afectadas las zonas industriales adaptadas para planes de emergencia, sin embargo se debe hacer notar que las playas publicas podrían ser consideradas áreas de preocupación y se debería adoptar medidas de seguridad en el plan de emergencia.
- Conectividad logística: La conexión con las principales vías ferroviarias requeriría la implantación de un nuevo tramo, lo cual generaría impacto en zonas pobladas. La ubicación está situada en el Río de la Plata, lo que le da conectividad al eje logístico hidroviário a través de los canales de navegación del Río de la Plata y Río Uruguay. Sin embargo, la zona A requeriría de dragado de apertura relevante para su conexión con los canales existentes, además de un dragado de mantenimiento frecuente por situarse en una zona metaoceoánica expuesta con fondo marino lodoso. De esta manera, una posible ubicación de la terminal marítima en la zona D, conectada a la terminal en tierra por tuberías, podría ser una opción de mayor conveniencia.
- Condiciones metaoceánicas y medioambientales: La zona marítima A, por tratarse de una zona desabrigada, fuera de la Bahía de Montevideo, se considera que sería una terminal portuaria expuesta a acciones de corrientes, olas y viento. Se espera que esto pudiera tener un impacto en requerimientos de dragado de mantenimiento, de infraestructura del muelle y posiblemente en el downtime de operación. La posible ubicación de la terminal marítima en la zona D, conectada a la terminal en tierra por tuberías, podría ser una opción de mayor conveniencia.
- Aspectos de navegabilidad: Si se ubica en la zona A, la terminal marítima necesitaría dragado para permitir la conexión con los canales de acceso y el calado de proyecto considerado. La zona cercana al margen del rio cuenta con poca profundidad disponible, puede ser necesario alejarse de la costa para alcanzar mayor profundidad. Se hace importante la evaluación de vías de navegación existentes para la selección de la ubicación de la terminal marítima. Es una zona susceptible a mayor transporte de sedimentos, el dragado de apertura y de mantenimiento podrían ser un tema relevante. Por otro lado, la ubicación de la terminal marítima en la zona D podría representar una alternativa potencialmente más conveniente.

- Infraestructura del muelle: Es una opción que requiere inversión en infraestructura marítima, pero permite flexibilidad para la concepción del layout portuario de manera que mejor se adecue con la operación prevista. En la zona A se contaría con mayor espacio disponible y, por lo tanto, mayor flexibilidad al desarrollo de un layout marítimo portuario.
- Escalabilidad:
    - En cuanto a la infraestructura de almacenamiento, se trata de una zona con disponibilidad de espacio para implantación de la terminal en tierra, lo que facilitaría escenarios futuros de escalabilidad.
    - En cuanto a la infraestructura marítima, la zona A es una ubicación que podría permitir diferentes tipologías de muelle y escalabilidad entre los largos de muelle requeridos para los escenarios de volúmenes de exportación, incluso cuando se requieran cuatro frentes de atraque:
        - Si se considera un escenario que requiere un único punto de atraque, se podría evaluar la factibilidad de un sistema multiboyas, a depender de los desplazamientos del buque generados por las condiciones medioambientales y metaoceánicas y de los limites operacionales. Aunque se trate de una solución con menores costos de inversión, podría tener un impacto en downtime y volúmenes de exportación alcanzados. Una posible solución de terminal monoboya contaría con aún mayor downtime, lo que podría no ser eficiente para la operación prevista.
        - Una solución de muelle discontinuo podría ser una opción eficiente y económica, aunque el layout debería ser evaluado, ya que podría restringir de alguna manera los tipos y tamaños de buque que se puedan recibir en la terminal marítima.
        - La tipología de muelle continuo requiere una mayor implementación de infraestructura marítima, pero podría ser interesante por permitir flexibilidad a layouts de amarre permitidos en buques de capacidades y geometrías distintas, así como el posibilitar atraque simultáneo de buques mayores y menores si se considera doble frente de atraque.
    - En cuanto a la ubicación de la terminal marítima en la zona D, el espacio disponible se ve limitado, se debería estudiar la escalabilidad entre largos de muelle requeridos con mayores frentes de atraque.
- Impacto medioambiental y social: En tierra, hay espacio disponible para la implantación de la terminal de almacenamiento, lo que generaría menor impacto social que otras opciones consideradas. La implementación de una nueva infraestructura marítima podría potencialmente generar impactos medioambientales, que deberían ser evaluados en un estudio específico.

10.10.6.3 Refinería ANCAP

La Refinería de La Teja, ubicada en la Bahía de Montevideo, es propiedad de ANCAP y tiene la capacidad de recibir y almacenar aditivos a granel. Cuenta con tres muelles capaces de recibir embarcaciones de hasta 190 [m] de eslora (los dos primeros muelles) y hasta 110 [m] el último (zona marítima B). Sin embargo, la ubicación no cuenta con el espacio disponible necesario para almacenamiento de tanques en zona terrestre. Para la terminal marítima, se consideran las zonas marítimas B o C.

A continuación, se evalúan las principales consideraciones de este sitio:

- Disponibilidad territorial: Es una zona sin disponibilidad para instalación de la terminal de tanques de almacenamiento en tierra. Se podría considerar una adecuación de los tanques existente o una aplicación de la terminal existente mediante relleno adicional.
- Seguridad: Si se considera la ubicación descrita del almacenamiento, habría distancia segura a las zonas urbanas dado que estas se encuentran fuera del área de mayor riesgo. Se puede evidenciar que las áreas circunscritas son industriales y por lo tanto se consideran adaptadas para los planes de emergencia.
- Conectividad logística: El puerto existente de Montevideo está bien conectado con la red de ferrocarril. La ubicación marítima B está situada en la Bahía de Montevideo, lo que le da conectividad al eje logístico hidroviário a través de los canales de navegación del Río de la Plata y Río Uruguay.
- Condiciones metaoceánicas y medioambientales: Se trata de una zona abrigada, se esperan buenas condiciones metaoceánicas y medioambientales, favorables a la operación prevista y/o la instalación de nueva infraestructura marítima.
- Aspectos de navegabilidad: La refinería se conecta al canal principal de la bahía por un canal de 7 [m] de profundidad, lo que permitiría solamente el acceso de buques de pequeña cisterna. De esta manera, se necesitaría dragado para permitir el ingreso de buques de mayor calado.
- Infraestructura del muelle: La infraestructura marítima existente en la zona marítima B necesitaría adaptaciones para recibir los buques de proyecto, incluyendo el dragado mencionado. Una opción posiblemente más eficiente podría ser considerarse la implantación de un muelle ubicado en otra zona de la bahía, conectado por tubería (zona marítima C, por ejemplo).
- Escalabilidad:
    - En cuanto a la infraestructura de almacenamiento, se trata de una zona sin disponibilidad actual para implantación de la terminal en tierra, lo que dificultaría escenarios futuros de escalabilidad.
    - En cuanto a la infraestructura marítima, si se considera la zona marítima C, podría permitirse escalabilidad entre largos de muelle requeridos para los escenarios de exportación. Sin embargo, para el escenario donde se necesitarían cuatro frentes de atraque, el espacio disponible se ve muy limitado.
- Impacto medioambiental y social: En tierra no hay espacio disponible para la implantación de la terminal de almacenamiento, lo que potencialmente podría generar impacto social en su implementación. La implementación de una nueva infraestructura marítima también tendría potenciales impactos medioambientales, que deberían ser evaluados.

10.10.6.4 Capurro

La Planta Capurro, de propiedad de ANCAP-ALUR, se encuentra cerca de la refinería La Teja de ANCAP en la Bahía de Montevideo. Esta planta de biodiésel enfrenta limitaciones de espacio para el emplazamiento de los tanques de almacenamiento. Para la terminal marítima, se consideran las zonas marítimas B o C.

A continuación, se evalúan las principales consideraciones de este sitio:

- Disponibilidad territorial: se trata de una zona con restringida disponibilidad para instalación del terminal de tanques de almacenamiento en tierra.

- Seguridad: La ubicación en su afectación en zona de riesgo contiene un porcentaje aproximados de un 25% de zonas urbanas que se verían dentro de la zona de riesgo, el resto serían zonas industriales adaptadas con planes de evacuación, estas zonas urbanas dentro de área de riesgo deberán ser informadas y consultadas antes de aprobar esta ubicación.
- Conectividad logística: El puerto existente de Montevideo está bien conectado con la red ferrocarril. Si se consideran tanto la zona marítima B o C, las ubicaciones están situadas en la Bahía de Montevideo, lo que le da conectividad al eje logístico hidroviário a través de los canales de navegación del Río de la Plata y Río Uruguay.
- Condiciones metaoceánicas y medioambientales: Las zonas marítimas B y C se tratan de zonas abrigadas, se esperan buenas condiciones metaoceánicas y medioambientales, favorables a la operación prevista y/o la instalación de nueva infraestructura marítima.
- Aspectos de navegabilidad: La zona se conecta al canal principal de la bahía por un canal de 7 [m] de profundidad, lo que permitiría solamente el acceso de buques de pequeña cisterna. De esta manera, se necesitaría dragado para permitir el calado de proyecto considerado de buques mayores.
- Infraestructura del muelle: La infraestructura marítima existente cercana (zona marítima B) necesitaría adaptaciones para recibir los buques de proyecto, incluyendo el dragado mencionado. Una opción posiblemente más eficiente podría ser considerarse la implantación de un muelle ubicado en otra zona de la bahía (zona marítima C, por ejemplo), conectado por tubería.
- Escalabilidad:
    - En cuanto a la infraestructura de almacenamiento, se trata de una zona con poca disponibilidad actual para implantación de la terminal en tierra, lo que dificultaría escenarios futuros de escalabilidad.
    - En cuanto a la infraestructura marítima, si se considera la zona marítima C, podría permitirse escalabilidad entre largos de muelle requeridos para los escenarios de exportación. Sin embargo, para el escenario donde se necesitarían cuatro frentes de atraque, el espacio disponible se ve muy limitado.
- Impacto medioambiental y social: En tierra, si se considera la zona indicada, el espacio disponible se ve muy limitado para la implantación de la terminal de almacenamiento, que necesitaría situarse cerca a comunidades vecinas existentes, lo que generaría mayor impacto social que otras opciones consideradas. La implantación de una nueva infraestructura marítima tendría potenciales impactos medioambientales, que deberían ser evaluados.

10.10.6.5 Relleno de la Dársena Este

Los terrenos ubicados en el lado oriental de la Bahía de Montevideo, propiedad de la ANP, tienen alrededor de 6 hectáreas. Estos terrenos se encuentran en las proximidades de Dársena III. Para la terminal marítima se considera la zona marítima C.

A continuación, se evalúan las principales consideraciones de este sitio:

- Disponibilidad territorial: se trata de una zona con restringida disponibilidad para instalación del terminal de tanques de almacenamiento en tierra. Se podría evaluar la utilización de área hacia la bahía mediante relleno.

- Seguridad: hay una distancia segura hacia las zonas urbanas, los centros urbanos están fuera del área de riesgo, siendo solamente afectados los centros industriales, los cuales se considera que cuentan con un plan de emergencia vigente que puede ser complementado.
- Conectividad logística: El puerto existente de Montevideo está bien conectado con la red ferrocarril. Si se considera la zona marítima C, la ubicación está situada en la Bahía de Montevideo, lo que le da conectividad al eje logístico hidroviário a través de los canales de navegación del Río de la Plata y Río Uruguay.
- Condiciones metaoceánicas y medioambientales: La zona marítima C se trata de una zona abrigada, se esperan buenas condiciones metaoceánicas y medioambientales, favorables a la operación prevista y/o la instalación de nueva infraestructura marítima.
- Aspectos de navegabilidad: La zona marítima C se conecta al canal principal de la bahía por un canal que no dispone de la profundidad requerida a los buques de mayor cisterna. Sin embargo, está previsto que, para 2025, esta dársena cuente con una profundidad de 14 [m], cuando se finalicen obras de dragado en la zona.
- Infraestructura del muelle: Es una ubicación que requiere inversión en infraestructura marítima, pero permite flexibilidad para la concepción del layout portuario de manera que mejor se adeque con la operación prevista. Se podría considerar la expansión del muelle en la zona marítima C.
- Escalabilidad:
    - En cuanto a la infraestructura de almacenamiento, se trata de una zona con disponibilidad para la instalación de la terminal en tierra mediante relleno, lo que podría permitir escenarios futuros de escalabilidad.
    - En cuanto a la ubicación de la infraestructura marítima en la zona C, podría permitirse escalabilidad entre largos de muelle requeridos para los escenarios de exportación. Sin embargo, para el escenario donde se necesitarían cuatro frentes de atraque, el espacio disponible se ve muy limitado.
- Impacto medioambiental y social: En tierra habría espacio para la instalación de la terminal de almacenamiento, lo que generaría menor impacto social que otras opciones consideradas. La implementación de una nueva infraestructura marítima tendría potenciales impactos medioambientales, que deberían ser evaluados.

10.10.6.6 Zona Escollera Oeste

Esta zona está ubicada cerca del rompeolas Escollera Oeste. Para la terminal marítima, se considera la zona D.

A continuación, se evalúan las principales consideraciones de este sitio:

- Disponibilidad territorial: La zona indicada parece tener espacio suficiente disponible para el emplazamiento de los tanques de almacenamiento en tierra, sin embargo, se requiere la implantación de infraestructura marítima y/o relleno para generarlo.
- Seguridad: Hay espacio disponible suficiente para la ubicación segura del almacenamiento y actividades operacionales asociadas, no hay afectación alguna dentro de las zonas de riesgo.
- Conectividad logística: El puerto existente de Montevideo está bien conectado con la red ferrocarril. La ubicación de la zona marítima D está situada en la Bahía de Montevideo, lo que le da conectividad al eje logístico hidroviário a través de los canales de navegación del Río de la Plata y Río Uruguay.

- Condiciones metaoceánicas y medioambientales: En la ubicación D, la zona interior al rompeolas se trata de una zona abrigada, se esperan buenas condiciones metaoceánicas y medioambientales, favorables a la operación prevista y/o la instalación de nueva infraestructura marítima. Sin embargo, la zona cerca de la costa parece no tener espacio disponible para la instalación de una nueva terminal marítima. En este caso, se podría estudiar la factibilidad de la implantación de una terminal alejada de la costa conectada por tuberías submarinas. Podría ser necesaria la ampliación del rompeolas existente.
- Aspectos de navegabilidad: Considerando que la terminal marítima esté ubicada en una zona cercana al rompeolas existente y adyacente al canal de entrada de la bahía (zona D), la profundidad disponible (14 [m]) sería adecuada para recibir los buques de proyecto. Sin embargo, podría ser necesaria la ampliación del rompeolas existente para que se dispongan de condiciones metaoceánicas factibles a la operación portuaria. Se hace importante la evaluación de vías de navegación existentes para la selección de la ubicación de la terminal marítima.
- Infraestructura del muelle: La zona D es una ubicación que requiere inversión en infraestructura marítima, la concepción del layout marítimo puede estar de alguna manera restringida por el espacio disponible, las vías de navegación existentes y las condiciones metaoceánicas.
- Escalabilidad:
  - En cuanto a la infraestructura de almacenamiento, se trata de una zona con disponibilidad para implantación de la terminal en tierra, lo que podría permitir escenarios futuros de escalabilidad.
  - En cuanto a la infraestructura marítima, si se considera la zona marítima D, el espacio disponible se ve limitado, se debería estudiar la escalabilidad entre largos de muelle requeridos con mayores frentes de atraque.
- Impacto medioambiental y social: Habría espacio para la implantación de la terminal de almacenamiento, lo que generaría menor impacto social que otras opciones consideradas. La implantación de una nueva infraestructura marítima en la zona D podría presentar potenciales impactos medioambientales, que deberían ser evaluados.

10.10.7 Análisis técnico del Puerto Suroeste

La consideración de un puerto ubicado en el Suroeste del país radica en contar con un nodo de interconectividad fluvio-marítima adicional y/o complementario a Nueva Palmira, es decir, un puerto que permita la recepción tanto de barcazas como de buques marítimos. En base a lo expuesto en las secciones 6.4.2, 8.5 y 10.6.1, el tramo recomendado para la ubicación de este puerto es el ubicado entre la zona de Nueva Palmira hasta la zona de Montes del Plata, como se observa en la Figura 10-36, es decir, comprendiendo el tramo sur y desembocadura del Río Uruguay y parte del Río de la Plata interior.

Las opciones de puertos fluvio-marítimos a lo largo del tramo del Río de la Plata interior y Río Uruguay incluyen:

- Expansión del puerto de Nueva Palmira.
- Puerto greenfield en el tramo sugerido.

Estos puertos podrían ser considerados puertos de exportación de graneles líquidos como lo son el Metanol y Jetfuel, así mismo se considera en las instalaciones en tierra un área de almacenamiento y manejo de graneles sólidos para la exportación de Urea.

En esta sección, se evalúa un potencial desarrollo de una terminal portuaria enteramente greenfield al suroeste del país.

En esta opción, a pesar de no contarse con facilidades de una infraestructura previa en la ubicación, se permite enorme flexibilidad para la concepción del layout portuario (marítimo e infraestructura en tierra) de manera que mejor se adecue con la operación prevista, además de mitigar riesgos de impacto a comunidades vecinas.

La Figura 10-36 presenta la zona ampliada para la potencial ubicación potencial a recibir una instalación Greenfield en el suroeste del país.



Figura 10-36: Zona Ampliada para posible ubicación de Puerto Greenfield.

A continuación, se evalúan las principales consideraciones de la zona suroeste:

- Disponibilidad territorial: Es una zona con buena disponibilidad territorial, tanto marítima como terrestre.
- Seguridad: Hay espacio disponible suficiente para ubicación segura del almacenamiento y actividades operacionales asociadas.
- Conectividad logística: esta zona no está conectada con la red ferrocarril del país, pero la conectividad dada por el Canal Martín García y Río Uruguay permite que forme parte del eje logístico hidroviário. Por otro lado, la interconectividad fluvio-marítima es una cualidad estratégica de esta zona desde un punto de vista logístico. Podría requerirse dragado para conexión con los canales de navegación e hidrovías existentes.
- Condiciones metaoceánicas y medioambientales: Se trata de una zona abrigada, se esperan buenas condiciones metaoceánicas y medioambientales, favorables a la operación prevista y/o la instalación de nueva infraestructura marítima.

- Aspectos de navegabilidad: Es altamente probable que la zona elegida en este tramo de costa requiera dragado para permitir la conexión a los canales de navegación existentes y el calado de proyecto considerado. En general, las áreas cercanas al margen del rio en este tramo cuenta con poca profundidad disponible, puede ser necesario alejarse de la costa para alcanzar mayor profundidad. Se hace importante la evaluación de vías de navegación existentes para la selección de la ubicación de la terminal marítima.
- Infraestructura del muelle: Es una ubicación que requiere inversión en infraestructura marítima, pero permite flexibilidad para la concepción del layout portuario de manera que mejor se adecue con la operación prevista.
- Escalabilidad:
    - En cuanto a la infraestructura de almacenamiento, se trata de una zona con disponibilidad de espacio para implantación de la terminal en tierra, lo que facilitaría escenarios futuros de escalabilidad.
    - En cuanto a la infraestructura marítima, es una ubicación que podría permitir diferentes tipologías de muelle y escalabilidad entre los largos de muelle requeridos para los escenarios A y B, incluso cuando se requieren cuatro frentes de atraque:
        - Una solución de muelle descontinuo podría ser una opción eficiente y económica, aunque el layout debería ser evaluado porque podría restringir de alguna manera los tipos y tamaños de buque que se puedan recibir en la terminal marítima.
        - La tipología de muelle continuo requiere mayor implantación de infraestructura marítima, pero podría ser interesante por permitir flexibilidad a layouts de amarre permitidos en buques de capacidades y geometrías distintas, así como el posibilitar el atraque simultáneo de buques mayores y menores si se considera doble frente de atraque.
- Impacto medioambiental y social: En tierra habría espacio para la implantación de la terminal de almacenamiento, lo que generaría menor impacto social que otras opciones consideradas. La implantación de una nueva infraestructura marítima tendría potenciales impactos medioambientales, que deberían ser evaluados.

10.10.8 Resumen Comparativo

La Tabla 10-79 presenta un resumen comparativo entre los sitios para la posible implantación del puerto de exportación evaluados en este capítulo.

Como se observa:

- Punta Sayago y Puerto Greenfield (suroeste) se destacan como opciones con mayor disponibilidad territorial y mayor potencial de escalabilidad a diferentes escenarios de producción futuro. Sin embargo, se tratan de alternativas con mayores requerimientos asociados a infraestructura y consecuente costos. Se podrían tratar de soluciones convenientes con perspectiva a largo plazo.

- Refinería ANCAP y Capurro podrían requerir menores intervenciones en infraestructura marítima y costos asociados. Sin embargo, cuentan con poca disponibilidad territorial y bajo potencial de escalabilidad a escenarios de producción futuros. Por otro lado, presentan complejidades desde el punto de vista de riesgo por cercanía a zonas urbanas. Se podrían tratar de soluciones a corto plazo, o en escenarios en que se considerarían menores volúmenes de exportación en este puerto.
- Relleno de la Dársena Este podría ser una alternativa intermedia a las demás. Aunque no tenga un gran potencial de escalabilidad futura, es una ubicación con buena conectividad logística y que, potencialmente, necesitaría menores inversiones en infraestructura marítima comparada a sitios totalmente greenfield. Podrían tratarse de una solución conveniente a corto plazo, o en escenarios en que se consideren menores volúmenes de exportación en este puerto. De manera similar se ve el Relleno de la Escollera Oeste, con la diferencia de que podría requerir mayores inversiones en infraestructura que el caso anterior, y posiblemente podría no ser la alternativa económicamente más conveniente.

Tabla 10-79: Resumen Comparativo Cualitativo – Análisis Técnico.

	Punta Sayago	Refinería ANCAP	Capurro	Relleno de la Dársena Este	Relleno de la Escollera Oeste	Puerto Greenfield (Suroeste)
Disponibilidad territorial	Favorable	Desfavorable	Desfavorable	Medio	Medio	Favorable
Seguridad	Favorable	Medio	Desfavorable	Favorable	Favorable	Favorable
Impacto medioambiental y social	Medio	Medio	Desfavorable	Medio	Medio	Medio
Potencial de conectividad logística	Medio	Favorable	Favorable	Favorable	Favorable	Medio
Requerimiento de nueva infraestructura marítima	Desfavorable	Medio	Medio	Medio	Medio	Desfavorable
Escalabilidad (futuros escenarios de producción)	Favorable	Desfavorable	Desfavorable	Medio	Medio	Favorable
Evaluación cualitativa de necesidad de inversiones	Desfavorable	Medio	Medio	Medio	Desfavorable	Desfavorable

10.10.9 Análisis Económico de potenciales Puertos de Exportación

El análisis económico de los potenciales puertos de exportación tiene una gran dependencia de la ubicación escogida, sus condiciones ambientales, necesidades de rellenos y dragados, así como de qué escenario logístico se esté considerando (e.g. si se recibirá embarcaciones fluviales, para qué escenario de exportación, si será un único puerto en el país o más de uno, etc.).

Por lo tanto, dadas las características de alto nivel de este estudio y el grado de variabilidad de las inversiones en infraestructura requeridas, la estimación económica realizada es independiente de la localización y corresponde a un orden de magnitud conservador para desarrollar una terminal portuaria de estas características. Se recomienda llevar a cabo estudios específicos sobre análisis de sitios y requerimientos de infraestructura portuaria en próximas fases de estudio.

Para dicha estimación en orden de magnitud se ha considerado una tipología de muelle discontínuo (jetty) conectado a la costa por tuberías y un parque de almacenamiento (metanol y jetfuel) con capacidad de 100.000 [ton] y 200.000 [ton] para el escenario A y B respectivamente. El costo estimado de un puerto de exportación, incluido la terminal portuaria, el parque logístico e infraestructura de almacenamiento para 100.000 [ton] puede variar en un rango de 450.000.000 - 750.000.000 [USD], mientras que la expansión a los requerimientos asumidos para escenario B de dicha terminal puede variar entorno a los 250.000.000 [USD].

11 Desarrollo del Modelo de Optimización

11.1 Inputs y supuestos del Modelo

El modelo de optimización utiliza como base los análisis realizados anteriormente, considerando las diversas zonas para la ubicación de Parques de Energías Renovables, Electrolizadores y Plantas Industriales, los costos para cada una de ellas, y los distintos medios de transporte que se encargaran de conectar las zonas. En los siguientes capítulos se presenta la información que el modelo tomará como base para el desarrollo de la optimización de la logística para la producción y exportación de Hidrógeno y sus derivados.

11.1.1 Consideraciones

11.1.1.1 Escenarios de Producción

Se toma como base para la producción lo estipulado en la Hoja de Ruta del Hidrógeno Verde en Uruguay, en donde se estudia la producción y exportación de los siguientes productos: Metanol, Jetfuel y Urea. Para ello, se considerarán los siguientes escenarios de producción:

- Escenario A: Producción total de 3 millones de toneladas por año, de las cuales 2 millones de toneladas por año corresponden a la exportación de Metanol, 500 mil toneladas por año a la exportación de Jetfuel y 500 mil toneladas por año a la exportación de Urea.
- Escenario B: Producción total de 7 millones de toneladas por año, se las cuales 5,5 millones de toneladas por año corresponden a la exportación de Metanol, 0,5 millones de toneladas por año a la exportación de Jetfuel y 1 millón de toneladas por año a la exportación de Urea.

Si bien el modelo fue calibrado para representar estos escenarios, se considera que el modelo brinda resultados de calidad aceptable en un rango de validez mayor, y por lo tanto se habilita en la interfaz del modelo la posibilidad de entrada para el rango de producciones presentados en la Tabla 11-1. Sin perjuicio de ello, los análisis de resultados y validaciones exhaustivas han sido llevadas a cabo para los escenarios de producción previamente definidos y alineados con el alcance de este trabajo. Por lo que, en caso de utilizarse producciones objetivos diferentes, Ausenco no se hace responsable de los resultados obtenidos, y el usuario debiera llevar a cabo dichas verificaciones adicionales.

Tabla 11-1: Rango de producciones admisibles como parámetro de entrada al modelo

Producto	Producción mínima (tpa)	Producción máxima (tpa)
Metanol	500.000	7.000.000
Jetfuel	250.000	1.000.000
Urea	500.000	1.500.000

11.1.1.2 Generación de energías renovables

Las 6 zonas seleccionadas para la generación de energías renovables fueron caracterizadas en términos energéticos por los factores de capacidad (FC) para parques solares y eólicos.

Tabla 11-2: Factores de capacidad para parques solares y eólicos según zona de generación.

Zona	FC solar	FC eólico
Norte	21,0%	44,9%
Suroeste	20,3%	43,2%
Litoral	20,6%	35,9%
Noreste	19,6%	38,4%
Sureste	20,2%	44,6%
Centro	20,3%	41,9%

A partir de estos valores, y sabiendo que el mix de generación es de 55% eólico y 45% solar, se determina cuánta energía se generará en determinada zona para una potencia a instalar. Análogamente, si establecemos la cantidad de H_2 que se desea generar, se conoce por ende la cantidad de energía requerida y finalmente se calcula la potencia a instalar de solar y eólica. La generación puede ser distribuida arbitrariamente en distintas zonas.

11.1.1.3 Medios de Transporte

El modelo considera la utilización de los siguientes medios de transporte, según la materia prima o producto por transportar.

Tabla 11-3: Medios de Transporte según sustancia a transportar.

Materia Prima o Producto	Medio de Transporte
CO_2	Camión, Ferrocarril y Tubería.
Hidrógeno	Camión (Transporte en estado Gaseoso y Líquido), Ferrocarril (Transporte en estado Gaseoso y Líquido) y Tubería.
Metanol	Camión, Ferrocarril y Tubería
Urea	Camión y Ferrocarril.
Jetfuel	Camión, Ferrocarril.

Para el caso del transporte por ferrocarril, existe una limitante de frecuencia, debido a las características de la infraestructura existente. Esta limitante restringe el número máximo de trenes por día. Para cada etapa de la cadena de suministro, si un producto se transporta por ferrocarril, la cantidad se convierte en un equivalente diario de tren. Para ello, se utilizan los datos presentados en la Tabla 11-4.

Los valores de la primera columna de la Tabla 11-4 se utilizan para convertir toneladas de un producto en cantidad de vagones. Cada producto considera un modelo de vagón diferente, por lo que los valores de la segunda columna de la tabla se pueden utilizar para estimar la longitud del tren.

La longitud máxima permitida para cada tren es de 500 m, si se considera el sistema de señalización actual, u 800 m para la infraestructura de trazado actual, pero actualizando el sistema de control y señalización. Después de considerar la longitud de una locomotora, hay 477 m o 777 m disponibles por tren de vagones respectivamente. La restricción para un número máximo de trenes por día se expresa como la multiplicación entre el número máximo de trenes por día y la longitud disponible por tren, siendo esta la restricción impuesta al modelo.

Como la limitante depende de qué escenario de infraestructura y sistema de control y señalización ferroviaria se considera, el modelo fue programado para que el usuario pueda seleccionar entre tres casos posibles:

- Caso A – Situación de infraestructura y sistema de control actual: 8 trenes por día de 500 m cada uno en una sola vía, lo que significa una longitud máxima por día de 8 x 477 m = 3.816 m.
- Caso B – Situación de infraestructura de trazado actual, actualización de sistema de control y señalización: 8 trenes al día de 800 m cada uno en vía simple, lo que supone una longitud máxima al día de 8 x 777 m = 6.216 m.
- Caso C – Situación de doble vía en todo su trazado (nueva infraestructura) con actualización de sistema de control y señalización: 23 trenes al día de 800 m cada uno en vía doble, lo que supone una longitud máxima al día de 23 x 777 m = 17.871 m.

Cabe destacar que, si bien el modelo admite estos escenarios de capacidad ferroviaria, el mismo no contabiliza los costos de inversión y operación asociados a la ampliación de infraestructura y sistemas de control y señalización implicadas al caso B y C.

Tabla 11-4: Parámetros para cálculo de restricción ferroviaria en el modelo

Producto	Toneladas por vagón	Longitud del vagón (m)
H_2 Gaseoso	4.2	13
H_2 Líquido	0.8	14.4
CO_2	60	14.4
Metanol	55	13.4
Urea	65	12
Jet Fuel	53	13.4

11.1.1.4 Puertos

Se considera una productividad mínima de exportación por cada puerto de 500 [ktpa] en el caso de Metanol y de Urea, y de 250 [ktpa] en el caso del Jetfuel, con el objetivo de alcanzar economías de escala tanto en infraestructura portuaria como en costos de transporte

hidroviario. Además, se incluyen restricciones en el modelo para garantizar que se cumple el umbral mínimo de exportación de cada producto en cada puerto.

11.1.2 Zonas

A continuación, se indican las zonas que el modelo tomará como base para la distribución de la generación de Energías Renovables, la ubicación de Electrolizadores y plantas industriales, y las Fuentes de CO_2 existentes actualmente en Uruguay.

11.1.2.1 Zonas de Generación

En la Figura 11-1 se observan las zonas para la generación renovable que se tomarán como referencia en el modelo de optimización.

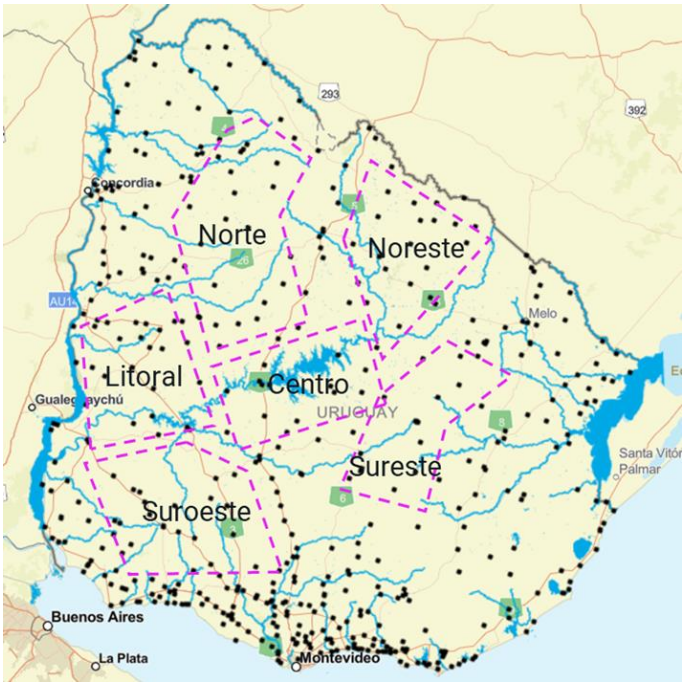
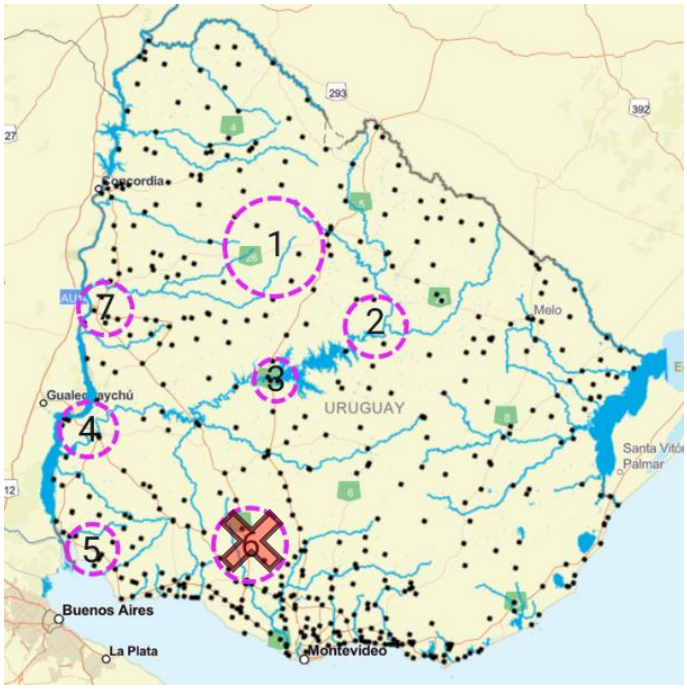


Figura 11-1: Zonas de Generación Renovable.

11.1.2.2 Zonas de Electrólisis

En la Figura 11-2 se observan las zonas para la ubicación de electrolizadores que se tomarán como referencia en el modelo de optimización.

Cabe destacar que, si bien aún continúa siendo una variable en el modelo, la opción de localización 6 (Sur) para electrolisis ha sido deshabilitada debido a limitantes informadas en cuanto a la disponibilidad de agua en este sector en el marco del estudio que actualmente está desarrollando el IMFIA titulado “Evaluación y perspectivas del uso del agua para la producción de hidrógeno verde y derivados en el marco de la hoja de ruta de Uruguay” (Convenio MIEM-Fundación Julio Ricaldoni).

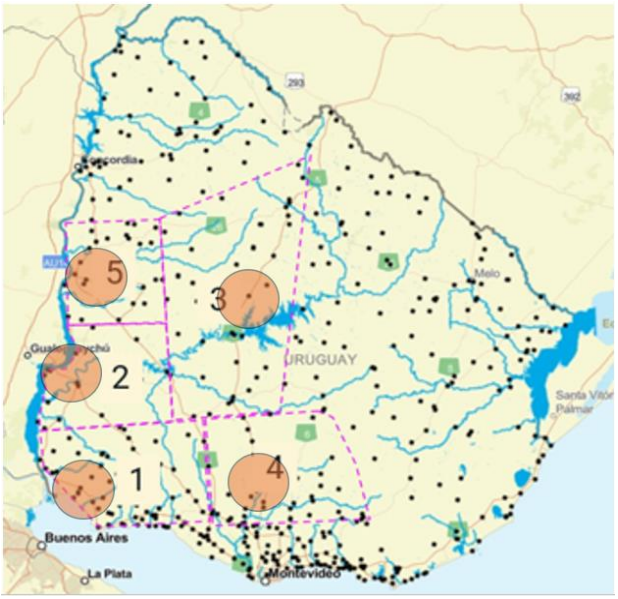


Id ELY	Denominación
1	Norte
2	Noreste
3	Centro
4	Fray Bentos
5	Suroeste
6	Sur
7	Paysandú

Figura 11-2: Zonas de electrólisis (la zona 6 ha sido descartada debido a disponibilidad de agua).

11.1.2.3 Zonas de Plantas Industriales

En la Figura 11-3 se observan las macrozonas consideradas para el desarrollo de polos industriales. Como las mismas son demasiado amplias, se definieron zonas representativas más acotadas dentro de cada macrozona, que se tomarán como referencia en el modelo de optimización, principalmente para el cálculo de distancias. Estas zonas representativas fueron escogidas en base a los análisis territoriales llevados a cabo, así como su conectividad logística, cercanía a fuentes de CO_2 y buscando que representen un punto medio en el cálculo de distancias.



Id HUB	Denominación
1	Suroeste
2	Zona Fray Bentos
3	Zona Central
4	Sur
5	Zona Paysandú

Figura 11-3: Macrozonas de Plantas Industriales y localizaciones referenciales asociada a cada una.

11.1.2.4 Fuentes de CO_2

En la Figura 11-4 se observan las fuentes de CO_2 existentes en Uruguay, y que el modelo de optimización tomará como referencia.

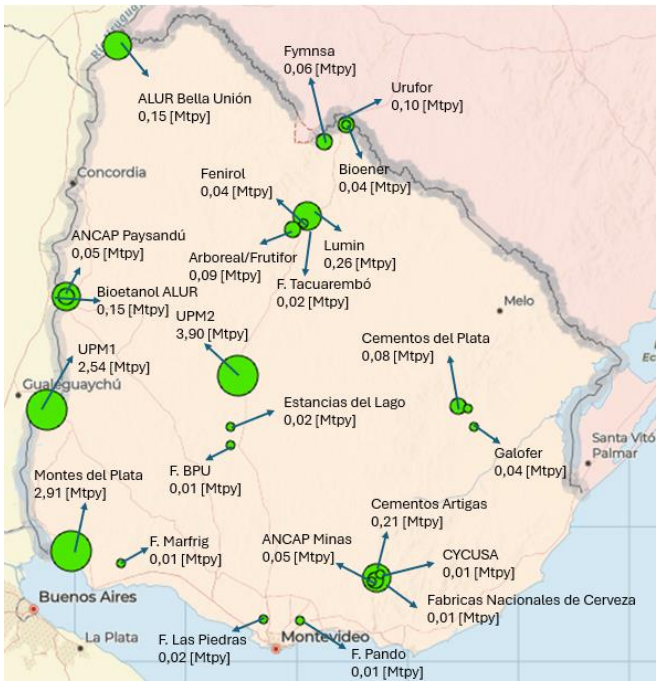


Figura 11-4: Fuentes de CO_2 existentes en Uruguay, y su respectiva disponibilidad.

11.1.3 Distancias

En cada etapa de la cadena de valor, se hace necesario el transporte, tanto de materias primas como de productos. Las zonas presentadas en el capítulo anterior son bastante amplias, por lo que, para efectos del modelo, se consideraron ubicaciones favorables dentro de cada zona, de manera de tener una distancia aproximada que nos sirva para efectos de los cálculos realizados por el modelo. A continuación, se muestran las distancias para cada uno de los medios de transporte, y las consideraciones que se tuvo en su obtención.

11.1.3.1 Líneas de Transmisión

Conociendo las zonas de generación y las potenciales ubicaciones de los electrolizadores, se pueden realizar muchas combinaciones. Para todas ellas es necesario que la zona de generación se conecte a través de una línea de transmisión con el electrolizador que será abastecido de energía eléctrica. En algunos casos, ambas localizaciones coinciden, por lo que no será necesario realizar una línea de transmisión, y se considera una distancia igual a 0. Siendo que las líneas implican una inversión significativa, es deseable esta situación, y por lo tanto, que se realicen eventuales ajustes en las localizaciones para evitar su construcción.

Por otro lado, para evaluar zonas de electrólisis lejanas a las zonas de generación, es necesario determinar una distancia para evaluar la inversión de la instalación de líneas de transmisión. Las zonas de generación son amplias, por los que se consideró una posición favorable de los parques dentro de la misma para minimizar las distancias al electrolizador.

A su vez, se prioriza la utilización de los corredores definidos para Pipelines como trazado de las líneas de transmisión (Ver Capítulo 8.4), y finalmente estimar la distancia de estas.

Con las consideraciones expuestas se conforma la siguiente tabla, la cual muestra las distancias para todas las combinaciones de localizaciones posibles.

Tabla 11-5: Distancia considerada para redes de transmisión, en km, para cada combinación de Zonas de Generación y electrolizadores.

	Norte	Suroeste	Litoral	Noreste	Sureste	Centro
ELY 1 – Norte	0	270	120	80	210	80
ELY 2- Noreste	80	196	180	40	80	0
ELY 3 – Centro	100	90	80	140	110	0
ELY 4 – Fray Bentos	235	80	40	295	280	140
ELY 5 – Suroeste	335	50	180	410	280	180
ELY 6 – Sur	260	0	230	365	140	140
ELY 7 - Paysandú	122	170	50	240	300	140

11.1.3.2 Carretera

Para la determinación de distancias por Carretera, se toma como referencia los corredores autorizados para camiones de 48 toneladas, de manera de obtener rutas que conecten los distintos puntos a estudiar. En el caso de que hayan más de una ruta que conecte 2 puntos, se prioriza la utilización de la ruta más corta.



Figura 11-5: Corredores autorizados para camiones de 48 toneladas.

Las distancias consideradas en el modelo son mostradas a continuación:

Tabla 11-6: Distancias por carretera, en km, entre Zonas de Electrólisis y Zonas de Plantas Industriales.

Zona Industrial / Electrólisis	Zona Ind 1 - Suroeste	Zona Ind 2 – Fray Bentos	Zona Ind 3 - Centro	Zona Ind 4 - Sur	Zona Ind 5 - Paysandú
ELY 1 – Norte	386	411	110	300	413
ELY 2- Noreste	343	368	67	257	361
ELY 3 – Centro	233	229	43	147	251
ELY 4 – Fray Bentos	198	29	272	307	136
ELY 5 – Suroeste	20	169	276	260	334
ELY 6 – Sur	181	206	191	152	250
ELY 7 - Paysandú	314	145	274	309	20

Tabla 11-7: Distancias por carretera, en km, entre Fuentes de CO_2 y Zonas de Plantas Industriales.

Zona Industrial / Fuentes de CO_2	Zona Ind 1 - Suroeste	Zona Ind 2 – Fray Bentos	Zona Ind 3 - Centro	Zona Ind 4 - Sur	Zona Ind 5 - Paysandú
Arboreal/ Frutifor	386	411	110	300	413
Lumin	386	411	110	300	413
Urufor	527	552	251	441	554
Fymnsa	503	528	227	417	530
Planta bioetanol ALUR	314	145	274	309	20
Planta ALUR Bella Unión	565	396	525	560	271
Estancias del lago	182	258	87	103	251
Cementos del plata	480	564	569	379	677
CYCUSA	309	393	398	208	506
ANCAP Minas	309	393	398	208	506
Cementos artigas	309	393	398	208	506
ANCAP Paysandú	314	145	274	309	20
Fábricas nacionales de cerveza	309	393	398	208	506
Bioener	527	552	251	441	554
Fenirol	386	411	110	300	413
Galofer	480	564	569	379	677
Frigorífico Las piedras	246	269	274	84	382
Frigorífico Tacuarembó	386	411	110	300	413

Zona Industrial / Fuentes de CO_2	Zona Ind 1 - Suroeste	Zona Ind 2 – Fray Bentos	Zona Ind 3 - Centro	Zona Ind 4 - Sur	Zona Ind 5 - Paysandú
Frigorífico BPU	166	242	110	94	275
Frigorífico Pando	273	310	315	125	423
Frigorífico Marfrig	98	160	362	172	325
UPM 1	198	29	272	307	136
UPM 2	233	229	43	147	251
Montes del Plata	20	169	276	260	334

Tabla 11-8: Distancias por carretera, en km, entre Zonas de Plantas Industriales y Puertos.

Zona Industrial / Puertos	Zona Ind 1 - Suroeste	Zona Ind 2 – Fray Bentos	Zona Ind 3 - Centro	Zona Ind 4 - Sur	Zona Ind 5 - Paysandú
Montevideo	229	286	291	101	399
Puerto Suroeste	50	188	295	279	353
Paysandú	314	145	274	309	20
Fray Bentos	198	29	272	307	136

11.1.3.3 Ferrocarril

Para la determinación de distancias por Ferrocarril, se toma como referencia la distancia real de la línea férrea de Uruguay para las líneas del Ferrocarril Central, Línea Rivera, Línea Litoral y Línea Minas.



Figura 11-6: Red de Ferrocarriles del Uruguay.

Al ser la línea férrea acotada, muchos de las zonas estudiadas quedaron fuera del alcance de esta, y son indicadas en las tablas presentadas como N/A (No Aplica). Las distancias consideradas en el modelo son mostradas a continuación:

Tabla 11-9: Distancias por ferrocarril, en km, entre Zonas de Electrólisis y Zonas de Plantas Industriales.

Zona Industrial / Electrólisis	Zona Ind 1	Zona Ind 2	Zona Ind 3	Zona Ind 4	Zona Ind 5
ELY 1	N/A	N/A	98	288	195
ELY 2	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
ELY 3	N/A	N/A	52	149	180
ELY 4	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
ELY 5	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
ELY 6	N/A	N/A	194	0	328

Zona Industrial / Electrólisis	Zona Ind 1	Zona Ind 2	Zona Ind 3	Zona Ind 4	Zona Ind 5
ELY 7	N/A	N/A	222	355	35

Tabla 11-10: Distancias por ferrocarril, en km, entre Fuentes de CO_2 y Zonas de Plantas Industriales.

Zona Industrial / Fuentes de CO_2	Zona Ind 1	Zona Ind 2	Zona Ind 3	Zona Ind 4	Zona Ind 5
Arboreal/ Frutifor	N/A	N/A	121	325	227
Lumin	N/A	N/A	141	345	247
Urufor	N/A	N/A	246	450	352
Fymnsa	N/A	N/A	221	425	327
Planta bioetanol ALUR	N/A	N/A	222	355	35
Planta ALUR Bella Unión	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Estancias del lago	N/A	N/A	90	105	233
Cementos del plata	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
CYCUSA	N/A	N/A	415	217	547
ANCAP Minas	N/A	N/A	415	217	547
Cementos artigas	N/A	N/A	415	217	547
ANCAP Paysandú	N/A	N/A	222	355	35
Fábricas nacionales de cerveza	N/A	N/A	415	217	547
Bioener	N/A	N/A	246	450	352
Fenirol	N/A	N/A	132	336	238
Galofer	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A

Zona Industrial / Fuentes de CO_2	Zona Ind 1	Zona Ind 2	Zona Ind 3	Zona Ind 4	Zona Ind 5
Frigorífico Las piedras	N/A	N/A	286	88	418
Frigorífico Tacuarembó	N/A	N/A	132	336	238
Frigorífico BPU	N/A	N/A	105	90	248
Frigorífico Pando	N/A	N/A	328	130	460
Frigorífico Marfrig	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
UPM 1	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
UPM 2	N/A	N/A	52	149	180
Montes del Plata	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A

Tabla 11-11: Distancias por ferrocarril, en km, entre Zonas de Plantas Industriales y Puertos.

Zona Industrial / Puertos	Zona Ind 1	Zona Ind 2	Zona Ind 3	Zona Ind 4	Zona Ind 5
Montevideo	N/A	N/A	308	113	445
Puerto Suroeste	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Paysandú	N/A	N/A	222	355	35
Fray Bentos	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A

11.1.3.4 Pipelines

Para la determinación de distancias por Pipelines, se toma como referencia la distancia real de los corredores propuestos en el capítulo 8.4, los cuales se pueden observar en la Figura 11-7.



Figura 11-7: Corredores de Pipelines considerados para la estimación de distancias.

Las distancias consideradas en el modelo son mostradas a continuación:

Tabla 11-12: Distancias por pipelines, en km, entre Zonas de Electrólisis y Zonas de Plantas Industriales.

Zona Industrial / Electrólisis	Zona Ind 1	Zona Ind 2	Zona Ind 3	Zona Ind 4	Zona Ind 5
ELY 1	329	235	90	325	173
ELY 2	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
ELY 3	205	183	37	211	191
ELY 4	135	0	197	212	164
ELY 5	0	117	233	216	294
ELY 6	135	172	173	51	227
ELY 7	300	162	209	348	0

Tabla 11-13: Distancias por pipelines, en km, entre Fuentes de CO_2 y Zonas de Plantas Industriales.

Zona Industrial / Fuentes de CO_2	Zona Ind 1	Zona Ind 2	Zona Ind 3	Zona Ind 4	Zona Ind 5
UPM 1	143	0	189	231	171
UPM 2	201	171	38	201	173
Montes del Plata	0	143	241	219	301

Tabla 11-14: Distancias por pipelines, en km, entre Zonas de Plantas Industriales y Puertos.

Zona Industrial / Puertos	Zona Ind 1	Zona Ind 2	Zona Ind 3	Zona Ind 4	Zona Ind 5
Montevideo	239	303	321	111	412
Puerto Suroeste	23	121	255	251	289
Paysandú	309	175	211	356	29
Fray Bentos	143	0	189	231	171

11.1.4 Costos

El Modelo evalúa económicamente cada una de las variables estudiadas, incorporando a través de estos la economía de escala, la cual nos indica que, mientras mayor sea la cantidad producida o a transportar, menor será el costo unitario de cada variable.

El indicador de costo utilizado en todos los casos es el Costo Presente Neto Anual, el mismo es calculado en base al OpEx anual estimado y a una amortización anual del CapEx estimado considerando un periodo temporal igual a la vida útil del activo y una tasa de interés del 7,5%.

La forma de presentar los costos varía según la variable a estudiar, y son mostrados a continuación.

Nota: Dado las características lineales del modelo, algunas variaciones de costos obtenidos en los análisis económicos han tenido que ser suavizadas para evitar inestabilidades, dichas correcciones tienen fines numéricos, son de orden menor, y no afectan los resultados conceptuales obtenidos.

11.1.4.1 Generación de Energía Renovable

En los análisis presentados, se determinó el costo de instalación y operación de parques solar y eólicos, los cuales son presentados en la Tabla 11-15.

Tabla 11-15: Costos de Generación Renovable, por MW de Potencia Instalada.

	Costo anual (USD/MW)
Generación eólica	141.024
Generación solar	71.697

11.1.4.2 Redes de Transmisión

En los análisis presentados, se determinó el costo de instalación y operación de líneas de transmisión, los cuales son presentados en la Tabla 11-16.

Tabla 11-16: Costos de Transmisión eléctrica, en [USD/GW/km].

	Costo anual [USD/km]	Tarifa Referencial [USD/tonH2eq/km]
Línea AT 500 kV – 2000 MW	77.939	0,49

Estás líneas tienen una potencia fija establecida, por lo que si se desea transportar una potencia mayor a los 2 [GW], será necesario instalar una nueva línea de iguales características.

11.1.4.3 Electrólisis

En el Análisis Técnico Económico fue establecido el costo de lo electrolizadores para dos tecnologías: PEM y Alcalina. Además, fue presentado la proyección del CAPEX hacia 2030. A diferencia de otros elementos de la cadena de producción de H_2 y derivados, los electrolizadores de gran escala no son una tecnología madura en el mercado, por lo que se espera que esta evolucione, disminuyendo los precios a futuro. Para efectos del modelo, se utilizaron los costos de electrolizadores Alcalinos proyectados al 2030, con el objetivo de minimizar el costo para la producción de H_2.

Tabla 11-17: Costos de electrolizadores.

	Costo anual (USD/MW)
Alcalina 2030	55.391

11.1.4.4 Transporte Carretero

En los análisis presentados, se determinaron tarifas para el transporte carretero, según la distancia recorrida y el tonelaje a transportar. Estos costos son presentados a continuación, para cada materia prima y producto a transportar.

Tabla 11-18: Tarifas referenciales del transporte de CO_2 por camiones, en USD/ton/km, para el rango de 10-300 [ktpa].

km / ktpa	10	25	50	75	100	300
50	$ 0,60	$ 0,38	$ 0,38	$ 0,38	$ 0,38	$ 0,36
100	$ 0,36	$ 0,32	$ 0,28	$ 0,27	$ 0,27	$ 0,25
150	$ 0,28	$ 0,25	$ 0,23	$ 0,23	$ 0,23	$ 0,22
200	$ 0,24	$ 0,22	$ 0,22	$ 0,21	$ 0,21	$ 0,20
250	$ 0,21	$ 0,20	$ 0,20	$ 0,20	$ 0,19	$ 0,19
300	$ 0,21	$ 0,19	$ 0,18	$ 0,18	$ 0,18	$ 0,18
350	$ 0,21	$ 0,19	$ 0,18	$ 0,18	$ 0,18	$ 0,18
400	$ 0,21	$ 0,18	$ 0,18	$ 0,18	$ 0,18	$ 0,18
450	$ 0,21	$ 0,18	$ 0,18	$ 0,18	$ 0,18	$ 0,18
500	$ 0,20	$ 0,18	$ 0,17	$ 0,17	$ 0,17	$ 0,17
600	$ 0,19	$ 0,18	$ 0,17	$ 0,17	$ 0,17	$ 0,17
700	$ 0,19	$ 0,17	$ 0,17	$ 0,17	$ 0,17	$ 0,17

Tabla 11-19: Tarifas referenciales del transporte de CO_2 por camiones, en USD/ton/km, para el rango de 2.500-10.000 [ktpa].

km / ktpa	2.500	3.000	4.000	5.500	10.000
50	$ 0,35	$ 0,35	$ 0,35	$ 0,35	$ 0,35
100	$ 0,25	$ 0,25	$ 0,25	$ 0,25	$ 0,25
150	$ 0,22	$ 0,22	$ 0,22	$ 0,22	$ 0,22
200	$ 0,20	$ 0,20	$ 0,20	$ 0,20	$ 0,20
250	$ 0,19	$ 0,19	$ 0,19	$ 0,19	$ 0,19
300	$ 0,18	$ 0,18	$ 0,18	$ 0,18	$ 0,18
350	$ 0,18	$ 0,18	$ 0,18	$ 0,18	$ 0,18
400	$ 0,18	$ 0,18	$ 0,18	$ 0,18	$ 0,18

km / ktpa	2.500	3.000	4.000	5.500	10.000
450	$ 0,17	$ 0,17	$ 0,17	$ 0,17	$ 0,17
500	$ 0,17	$ 0,17	$ 0,17	$ 0,17	$ 0,17
600	$ 0,17	$ 0,17	$ 0,17	$ 0,17	$ 0,17
700	$ 0,17	$ 0,17	$ 0,17	$ 0,17	$ 0,17

Tabla 11-20: Tarifas referenciales del transporte de Hidrógeno Gaseoso por camiones, en USD/ton/km, para el rango de 2-100 [ktpa].

km / ktpa	2	5	10	50	100
50	$ 14,73	$ 13,42	$ 13,42	$ 13,42	$ 13,35
100	$ 11,01	$ 10,03	$ 9,70	$ 9,64	$ 9,60
150	$ 8,68	$ 8,46	$ 8,46	$ 8,37	$ 8,35
200	$ 8,33	$ 8,01	$ 7,84	$ 7,74	$ 7,73
250	$ 7,47	$ 7,47	$ 7,47	$ 7,36	$ 7,35
300	$ 7,44	$ 7,11	$ 7,11	$ 7,11	$ 7,10
350	$ 7,05	$ 7,05	$ 6,95	$ 6,93	$ 6,92
400	$ 7,03	$ 6,83	$ 6,83	$ 6,80	$ 6,79
450	$ 7,03	$ 6,81	$ 6,74	$ 6,69	$ 6,69
500	$ 6,78	$ 6,66	$ 6,66	$ 6,61	$ 6,60
600	$ 6,78	$ 6,55	$ 6,54	$ 6,54	$ 6,53
700	$ 6,55	$ 6,55	$ 6,49	$ 6,48	$ 6,48

Tabla 11-21: Tarifas referenciales del transporte de Hidrógeno Gaseoso por camiones, en USD/ton/km, para el rango de 250-1.500 [ktpa].

km / ktpa	250	500	1.000	1.500
50	$ 13,31	$ 13,31	$ 13,31	$ 13,31
100	$ 9,58	$ 9,58	$ 9,58	$ 9,58
150	$ 8,34	$ 8,34	$ 8,34	$ 8,34
200	$ 7,72	$ 7,72	$ 7,72	$ 7,72

km / ktpa	250	500	1.000	1.500
250	$ 7,34	$ 7,34	$ 7,34	$ 7,34
300	$ 7,10	$ 7,10	$ 7,09	$ 7,09
350	$ 6,92	$ 6,92	$ 6,92	$ 6,92
400	$ 6,78	$ 6,78	$ 6,78	$ 6,78
450	$ 6,68	$ 6,68	$ 6,68	$ 6,68
500	$ 6,60	$ 6,60	$ 6,60	$ 6,60
600	$ 6,53	$ 6,53	$ 6,53	$ 6,53
700	$ 6,47	$ 6,47	$ 6,47	$ 6,47

Tabla 11-22: Tarifas referenciales del transporte de Hidrógeno Líquido por camiones, en USD/ton/km, para el rango de 2-100 [ktpa].

km / ktpa	2	5	10	50	100
50	$ 63,66	$ 62,69	$ 61,73	$ 61,15	$ 61,15
100	$ 32,24	$ 31,76	$ 31,28	$ 31,28	$ 31,28
150	$ 21,81	$ 21,48	$ 21,48	$ 21,36	$ 21,32
200	$ 16,54	$ 16,30	$ 16,30	$ 16,30	$ 16,30
250	$ 13,59	$ 13,59	$ 13,40	$ 13,32	$ 13,30
300	$ 11,43	$ 11,43	$ 11,27	$ 11,27	$ 11,27
350	$ 10,49	$ 9,94	$ 9,94	$ 9,89	$ 9,89
400	$ 9,29	$ 9,05	$ 8,92	$ 8,83	$ 8,82
450	$ 8,32	$ 8,11	$ 8,00	$ 7,96	$ 7,96
500	$ 7,59	$ 7,40	$ 7,40	$ 7,33	$ 7,32
600	$ 6,99	$ 6,81	$ 6,81	$ 6,78	$ 6,78
700	$ 6,50	$ 6,50	$ 6,42	$ 6,36	$ 6,36

Tabla 11-23: Tarifas referenciales del transporte de Hidrógeno Líquido por camiones, en USD/ton/km, para el rango de 250-1.500 [ktpa].

km / ktpa	250	500	1.000	1.500
50	$ 61,15	$ 61,15	$ 61,15	$ 61,15
100	$ 31,24	$ 31,24	$ 31,24	$ 31,24
150	$ 21,31	$ 21,31	$ 21,31	$ 21,31
200	$ 16,29	$ 16,29	$ 16,29	$ 16,29
250	$ 13,30	$ 13,30	$ 13,30	$ 13,30
300	$ 11,27	$ 11,27	$ 11,27	$ 11,27
350	$ 9,88	$ 9,88	$ 9,88	$ 9,88
400	$ 8,81	$ 8,81	$ 8,81	$ 8,81
450	$ 7,96	$ 7,96	$ 7,96	$ 7,96
500	$ 7,31	$ 7,31	$ 7,31	$ 7,31
600	$ 6,78	$ 6,78	$ 6,78	$ 6,78
700	$ 6,35	$ 6,35	$ 6,35	$ 6,35

Tabla 11-24: Tarifas referenciales del transporte de Metanol por camiones, en USD/ton/km, para el rango de 25-500 [ktpa].

km / ktpa	25	50	100	300	500
50	$ 0,22	$ 0,22	$ 0,21	$ 0,20	$ 0,20
100	$ 0,15	$ 0,15	$ 0,15	$ 0,15	$ 0,15
150	$ 0,15	$ 0,14	$ 0,13	$ 0,13	$ 0,13
200	$ 0,13	$ 0,12	$ 0,12	$ 0,12	$ 0,12
250	$ 0,12	$ 0,12	$ 0,12	$ 0,11	$ 0,11
300	$ 0,12	$ 0,12	$ 0,11	$ 0,11	$ 0,11
350	$ 0,11	$ 0,11	$ 0,11	$ 0,11	$ 0,11
400	$ 0,11	$ 0,11	$ 0,11	$ 0,11	$ 0,11
450	$ 0,11	$ 0,11	$ 0,11	$ 0,11	$ 0,11
500	$ 0,11	$ 0,11	$ 0,11	$ 0,10	$ 0,10
600	$ 0,11	$ 0,10	$ 0,10	$ 0,10	$ 0,10

km / ktpa	25	50	100	300	500
700	$ 0,10	$ 0,10	$ 0,10	$ 0,10	$ 0,10

Tabla 11-25: Tarifas referenciales del transporte de Metanol por camiones, en USD/ton/km, para el rango de 1.000-6.600 [ktpa].

km / ktpa	1.000	2.000	5.000	5.500	6.600
50	$ 0,20	$ 0,20	$ 0,20	$ 0,20	$ 0,20
100	$ 0,15	$ 0,15	$ 0,15	$ 0,15	$ 0,15
150	$ 0,13	$ 0,13	$ 0,13	$ 0,13	$ 0,13
200	$ 0,12	$ 0,12	$ 0,12	$ 0,12	$ 0,12
250	$ 0,11	$ 0,11	$ 0,11	$ 0,11	$ 0,11
300	$ 0,11	$ 0,11	$ 0,11	$ 0,11	$ 0,11
350	$ 0,11	$ 0,11	$ 0,11	$ 0,11	$ 0,11
400	$ 0,11	$ 0,11	$ 0,11	$ 0,11	$ 0,11
450	$ 0,11	$ 0,11	$ 0,11	$ 0,10	$ 0,10
500	$ 0,10	$ 0,10	$ 0,10	$ 0,10	$ 0,10
600	$ 0,10	$ 0,10	$ 0,10	$ 0,10	$ 0,10
700	$ 0,10	$ 0,10	$ 0,10	$ 0,10	$ 0,10

Tabla 11-26: Tarifas referenciales del transporte de Jetfuel por camiones, en USD/ton/km.

km / ktpa	25	50	100	300	500
50	$ 0,23	$ 0,23	$ 0,22	$ 0,22	$ 0,21
100	$ 0,16	$ 0,16	$ 0,16	$ 0,16	$ 0,16
150	$ 0,16	$ 0,15	$ 0,14	$ 0,14	$ 0,14
200	$ 0,14	$ 0,13	$ 0,13	$ 0,13	$ 0,13
250	$ 0,13	$ 0,12	$ 0,12	$ 0,12	$ 0,12
300	$ 0,12	$ 0,12	$ 0,12	$ 0,12	$ 0,12
350	$ 0,12	$ 0,12	$ 0,12	$ 0,12	$ 0,12

km / ktpa	25	50	100	300	500
400	$ 0,12	$ 0,12	$ 0,12	$ 0,11	$ 0,11
450	$ 0,12	$ 0,11	$ 0,11	$ 0,11	$ 0,11
500	$ 0,11	$ 0,11	$ 0,11	$ 0,11	$ 0,11
600	$ 0,11	$ 0,11	$ 0,11	$ 0,11	$ 0,11
700	$ 0,11	$ 0,11	$ 0,11	$ 0,11	$ 0,11

Tabla 11-27: Tarifas referenciales del transporte de Urea por camiones, en USD/ton/km.

km / ktpa	25	50	100	500	1.000
50	$ 0,22	$ 0,22	$ 0,20	$ 0,19	$ 0,19
100	$ 0,16	$ 0,16	$ 0,16	$ 0,15	$ 0,15
150	$ 0,16	$ 0,15	$ 0,14	$ 0,14	$ 0,14
200	$ 0,14	$ 0,13	$ 0,13	$ 0,13	$ 0,13
250	$ 0,13	$ 0,13	$ 0,13	$ 0,13	$ 0,13
300	$ 0,13	$ 0,13	$ 0,12	$ 0,12	$ 0,12
350	$ 0,13	$ 0,12	$ 0,12	$ 0,12	$ 0,12
400	$ 0,13	$ 0,12	$ 0,12	$ 0,12	$ 0,12
450	$ 0,12	$ 0,12	$ 0,12	$ 0,12	$ 0,12
500	$ 0,12	$ 0,12	$ 0,12	$ 0,12	$ 0,12
600	$ 0,12	$ 0,12	$ 0,12	$ 0,12	$ 0,12
700	$ 0,12	$ 0,12	$ 0,12	$ 0,12	$ 0,12

11.1.4.5 Transporte Ferroviario

En los análisis presentados, se determinaron tarifas para el transporte ferroviario, según la distancia recorrida y el tonelaje a transportar. Estos costos son presentados a continuación, para cada materia prima y producto a transportar.

En el caso de los productos que llegan a puerto (Metanol, Urea y Jetfuel), se adiciona una tarifa referencial por la descarga de los vagones y manejo portuario asociado de 2 [USD] por tonelada en el caso del Metanol y Jetfuel, y de 1 [USD] por tonelada en el caso de la urea.

Tabla 11-28: Tarifas referenciales del transporte de CO_2 por ferrocarril, en USD/ton/km, para el rango de 10-300 [ktpa].

km / ktpa	10	25	50	75	100	200
50	$ 4,46	$ 1,80	$ 0,98	$ 0,66	$ 0,54	$ 0,31
100	$ 2,25	$ 0,91	$ 0,50	$ 0,34	$ 0,28	$ 0,18
150	$ 1,51	$ 0,61	$ 0,34	$ 0,25	$ 0,21	$ 0,13
200	$ 1,14	$ 0,46	$ 0,26	$ 0,19	$ 0,16	$ 0,11
250	$ 0,91	$ 0,41	$ 0,23	$ 0,17	$ 0,14	$ 0,09
300	$ 0,76	$ 0,34	$ 0,19	$ 0,14	$ 0,12	$ 0,08
350	$ 0,66	$ 0,30	$ 0,17	$ 0,13	$ 0,10	$ 0,08
400	$ 0,58	$ 0,26	$ 0,15	$ 0,12	$ 0,10	$ 0,07
450	$ 0,52	$ 0,24	$ 0,14	$ 0,11	$ 0,09	$ 0,07
500	$ 0,47	$ 0,21	$ 0,13	$ 0,10	$0,09	$ 0,06
550	$ 0,43	$ 0,20	$ 0,12	$ 0,10	$ 0,08	$ 0,06
600	$ 0,39	$ 0,18	$ 0,11	$ 0,09	$ 0,08	$ 0,06

Tabla 11-29: Tarifas referenciales del transporte de CO_2 por ferrocarril, en USD/ton/km, para el rango de 2.500-10.000 [ktpa].

km / ktpa	300	2.500	3.000	4.000	5.500
50	$ 0,24	$ 0,13	$ 0,12	$ 0,12	$ 0,12
100	$ 0,14	$ 0,09	$ 0,09	$ 0,09	$ 0,09
150	$ 0,11	$ 0,07	$ 0,07	$ 0,07	$ 0,07
200	$ 0,09	$ 0,07	$ 0,07	$ 0,07	$ 0,06
250	$ 0,08	$ 0,06	$ 0,06	$ 0,06	$ 0,06
300	$ 0,07	$ 0,06	$ 0,06	$ 0,06	$ 0,06
350	$ 0,07	$ 0,06	$ 0,06	$ 0,06	$ 0,06
400	$ 0,06	$ 0,06	$ 0,05	$ 0,05	$ 0,05
450	$ 0,06	$ 0,05	$ 0,05	$ 0,05	$ 0,05
500	$ 0,06	$ 0,05	$ 0,05	$ 0,05	$ 0,05
550	$ 0,06	$ 0,05	$ 0,05	$ 0,05	$ 0,05

km / ktpa	300	2.500	3.000	4.000	5.500
600	$ 0,06	$ 0,05	$ 0,05	$ 0,05	$ 0,05

Tabla 11-30: Tarifas referenciales del transporte de Hidrógeno Gaseoso por ferrocarril, en USD/ton/km, para el rango de 2-100 [ktpa].

km / ktpa	2	5	10	50	100
50	$ 29,94	$ 16,53	$ 12,81	$ 11,22	$ 10,84
100	$ 15,13	$ 9,56	$ 7,70	$ 6,84	$ 6,84
150	$ 11,15	$ 7,24	$ 6,00	$ 5,64	$ 5,49
200	$ 9,17	$ 6,08	$ 5,15	$ 4,85	$ 4,83
250	$ 7,98	$ 5,38	$ 4,52	$ 4,50	$ 4,42
300	$ 6,68	$ 4,92	$ 4,50	$ 4,16	$ 4,16
350	$ 6,18	$ 4,59	$ 4,50	$ 4,02	$ 3,97
400	$ 5,81	$ 4,34	$ 4,26	$ 3,83	$ 3,82
450	$ 5,52	$ 4,01	$ 4,01	$ 3,76	$ 3,71
500	$ 4,98	$ 3,87	$ 3,87	$ 3,62	$ 3,62
550	$ 4,82	$ 3,75	$ 3,75	$ 3,58	$ 3,56
600	$ 4,69	$ 3,66	$ 3,66	$ 3,49	$ 3,49

Tabla 11-31: Tarifas referenciales del transporte de Hidrógeno Gaseoso por ferrocarril, en USD/ton/km, para el rango de 250-1.500 [ktpa].

km / ktpa	250	500	750	1.000	1.500
50	$ 10,62	$ 10,61	$ 10,61	$ 10,61	$ 10,61
100	$ 6,76	$ 6,75	$ 6,73	$ 6,73	$ 6,72
150	$ 5,47	$ 5,44	$ 5,43	$ 5,43	$ 5,43
200	$ 4,78	$ 4,78	$ 4,78	$ 4,78	$ 4,78
250	$ 4,41	$ 4,40	$ 4,40	$ 4,39	$ 4,39
300	$ 4,13	$ 4,13	$ 4,13	$ 4,13	$ 4,13
350	$ 3,95	$ 3,95	$ 3,95	$ 3,95	$ 3,95

km / ktpa	250	500	750	1.000	1.500
400	$ 3,82	$ 3,81	$ 3,81	$ 3,81	$ 3,81
450	$ 3,70	$ 3,70	$ 3,70	$ 3,70	$ 3,70
500	$ 3,62	$ 3,61	$ 3,61	$ 3,61	$ 3,61
550	$ 3,56	$ 3,55	$ 3,54	$ 3,54	$ 3,54
600	$ 3,49	$ 3,49	$ 3,48	$ 3,48	$ 3,48

Tabla 11-32: Tarifas referenciales del transporte de Hidrógeno Líquido por ferrocarril, en USD/ton/km, para el rango de 2-100 [ktpa].

km / ktpa	2	5	10	50	100
50	$ 78,83	$ 66,84	$ 63,12	$ 59,47	$ 59,04
100	$39,45	$ 33,45	$ 31,59	$ 30,02	$ 30,02
150	$ 26,35	$ 22,93	$ 21,40	$ 20,29	$ 20,26
200	$ 20,84	$ 17,18	$ 16,25	$ 15,34	$ 15,34
250	$ 16,68	$ 13,75	$ 13,01	$ 12,42	$ 12,40
300	$ 13,88	$ 11,73	$ 10,96	$ 10,41	$ 10,41
350	$ 11,93	$ 10,09	$ 9,56	$ 9,16	$ 9,10
400	$ 10,44	$ 9,05	$ 8,48	$ 8,11	$ 8,05
450	$ 9,26	$ 8,03	$ 7,52	$ 7,25	$ 7,21
500	$ 8,36	$ 7,25	$ 6,88	$ 6,62	$ 6,58
550	$ 8,02	$ 6,76	$ 6,34	$ 6,08	$ 6,08
600	$ 7,38	$ 6,23	$ 5,84	$ 5,66	$ 5,65

Tabla 11-33: Tarifas referenciales del transporte de Hidrógeno Líquido por ferrocarril, en USD/ton/km, para el rango de 250-1.500 [ktpa].

km / ktpa	250	500	750	1.000	1.500
50	$ 59,04	$ 58,95	$ 58,94	$ 58,94	$ 58,94
100	$ 29,84	$ 29,84	$ 29,84	$ 29,84	$ 29,84
150	$ 20,20	$ 20,18	$ 20,18	$ 20,18	$ 20,17

km / ktpa	250	500	750	1.000	1.500
200	$ 15,29	$ 15,29	$ 15,29	$ 15,29	$ 15,29
250	$ 12,40	$ 12,38	$ 12,38	$ 12,38	$ 12,38
300	$ 10,41	$ 10,41	$ 10,41	$ 10,41	$ 10,41
350	$ 9,07	$ 9,06	$ 9,06	$ 9,06	$ 9,06
400	$ 8,04	$ 8,02	$ 8,02	$ 8,02	$ 8,02
450	$ 7,19	$ 7,19	$ 7,19	$ 7,19	$ 7,19
500	$ 6,58	$ 6,57	$ 6,57	$ 6,56	$ 6,56
550	$ 6,05	$ 6,05	$ 6,05	$ 6,05	$ 6,04
600	$ 5,63	$ 5,63	$ 5,63	$ 5,63	$ 5,63

Tabla 11-34: Tarifas referenciales del transporte de Metanol por ferrocarril, en USD/ton/km, para el rango de 25-500 [ktpa].

km / ktpa	25	50	75	100	300	500
50	$ 1,60	$ 0,86	$ 0,59	$ 0,47	$ 0,22	$ 0,17
100	$ 0,81	$ 0,44	$ 0,32	$ 0,25	$ 0,12	$ 0,10
150	$ 0,55	$ 0,30	$ 0,22	$ 0,18	$ 0,09	$ 0,08
200	$ 0,42	$ 0,23	$ 0,17	$ 0,14	$ 0,08	$ 0,06
250	$ 0,35	$ 0,20	$ 0,14	$ 0,12	$ 0,07	$ 0,06
300	$ 0,30	$ 0,17	$ 0,12	$ 0,10	$ 0,06	$ 0,05
350	$ 0,26	$ 0,15	$ 0,11	$ 0,09	$ 0,06	$ 0,05
400	$ 0,23	$ 0,13	$ 0,10	$ 0,09	$ 0,05	$ 0,05
450	$ 0,20	$ 0,12	$ 0,09	$ 0,08	$ 0,05	$ 0,05
500	$ 0,19	$ 0,11	$ 0,09	$ 0,07	$ 0,05	$ 0,05
550	$ 0,17	$ 0,10	$ 0,08	$ 0,07	$ 0,05	$ 0,05
600	$ 0,16	$ 0,10	$ 0,08	$ 0,07	$ 0,05	$ 0,05

Tabla 11-35: Tarifas referenciales del transporte de Metanol por ferrocarril, en USD/ton/km, para el rango de 1.000-6.600 [ktpa].

km / ktpa	1000	2000	5000	5500	6600
50	$ 0,13	$ 0,13	$ 0,12	$ 0,12	$ 0,12
100	$ 0,08	$ 0,08	$ 0,08	$ 0,08	$ 0,08
150	$ 0,06	$ 0,06	$ 0,06	$ 0,06	$ 0,06
200	$ 0,06	$ 0,06	$ 0,06	$ 0,06	$ 0,06
250	$ 0,06	$ 0,05	$ 0,05	$ 0,05	$ 0,05
300	$ 0,05	$ 0,05	$ 0,05	$ 0,05	$ 0,05
350	$ 0,05	$ 0,05	$ 0,05	$ 0,05	$ 0,05
400	$ 0,05	$ 0,05	$ 0,05	$ 0,05	$ 0,05
450	$ 0,05	$ 0,04	$ 0,04	$ 0,04	$ 0,04
500	$ 0,05	$ 0,05	$ 0,04	$ 0,04	$ 0,04
550	$ 0,05	$ 0,04	$ 0,04	$ 0,04	$ 0,04
600	$ 0,04	$ 0,04	$ 0,04	$ 0,04	$ 0,04

Tabla 11-36: Tarifas referenciales del transporte de Jetfuel por ferrocarril, en USD/ton/km.

km / ktpa	25	50	100	300	500
50	$ 1,60	$ 0,86	$ 0,47	$ 0,22	$ 0,17
100	$ 0,81	$ 0,44	$ 0,25	$ 0,12	$ 0,10
150	$ 0,55	$ 0,30	$ 0,18	$ 0,09	$ 0,08
200	$ 0,43	$ 0,24	$ 0,14	$ 0,08	$ 0,06
250	$ 0,35	$ 0,20	$ 0,12	$ 0,07	$ 0,06
300	$ 0,30	$ 0,17	$ 0,10	$ 0,06	$ 0,05
350	$ 0,26	$ 0,15	$ 0,09	$ 0,06	$ 0,05
400	$ 0,23	$ 0,13	$ 0,09	$ 0,05	$ 0,05
450	$ 0,20	$ 0,12	$ 0,08	$ 0,05	$ 0,05
500	$ 0,19	$ 0,11	$ 0,07	$ 0,05	$ 0,05
550	$ 0,18	$ 0,11	$ 0,07	$ 0,05	$ 0,05

km / ktpa	25	50	100	300	500
600	$ 0,16	$ 0,10	$ 0,07	$ 0,05	$ 0,05

Tabla 11-37: Tarifas referenciales del transporte de Urea por ferrocarril, en USD/ton/km.

km / ktpa	25	50	100	300	500	1000
50	$ 1,58	$ 0,81	$ 0,44	$ 0,19	$ 0,14	$ 0,10
100	$ 0,80	$ 0,43	$ 0,24	$ 0,11	$ 0,08	$ 0,07
150	$ 0,54	$ 0,29	$ 0,16	$ 0,08	$ 0,07	$ 0,05
200	$ 0,41	$ 0,23	$ 0,13	$ 0,07	$ 0,06	$ 0,05
250	$ 0,33	$ 0,18	$ 0,11	$ 0,06	$ 0,05	$ 0,04
300	$ 0,29	$ 0,16	$ 0,10	$ 0,05	$ 0,05	$ 0,04
350	$ 0,25	$ 0,14	$ 0,09	$ 0,05	$ 0,04	$ 0,04
400	$ 0,22	$ 0,13	$ 0,08	$ 0,05	$ 0,04	$ 0,04
450	$ 0,20	$ 0,11	$ 0,07	$ 0,05	$ 0,04	$ 0,04
500	$ 0,18	$ 0,11	$ 0,07	$ 0,04	$ 0,04	$ 0,04
550	$ 0,17	$ 0,10	$ 0,07	$ 0,04	$ 0,04	$ 0,04
600	$ 0,16	$ 0,09	$ 0,06	$ 0,04	$ 0,04	$ 0,04

11.1.4.6 Transporte por Pipelines

En los análisis presentados, se determinaron tarifas para el transporte por Pipelines, según la distancia y el tonelaje a transportar. Para este producto, se ampliaron los rangos de producción estudiados, de manera de observan como varían los costos al considerar rangos donde los Pipelines no son un medio de transporte óptimo. Estos costos son presentados a continuación, para cada materia prima y producto a transportar.

Tabla 11-38: Tarifas referenciales del transporte de CO_2 por pipelines, en USD/ton/km, para el rango de 100-2.500 [ktpa].

km / ktpa	100	250	500	750	1.000	1.500
100	$ 1,43	$ 0,62	$ 0,32	$ 0,22	$ 0,18	$ 0,12
150	$ 1,04	$ 0,45	$ 0,24	$ 0,16	$ 0,13	$ 0,09
200	$ 0,85	$ 0,37	$ 0,20	$ 0,13	$ 0,11	$ 0,08

km / ktpa	100	250	500	750	1.000	1.500
250	$ 0,75	$ 0,32	$ 0,17	$ 0,12	$ 0,10	$ 0,07
300	$ 0,66	$ 0,29	$ 0,15	$ 0,11	$ 0,09	$ 0,06
350	$ 0,60	$ 0,26	$ 0,14	$ 0,10	$ 0,08	$ 0,06
400	$ 0,55	$ 0,24	$ 0,13	$ 0,09	$ 0,08	$ 0,05
450	$ 0,52	$ 0,22	$ 0,12	$ 0,09	$ 0,07	$ 0,05
500	$ 0,49	$ 0,21	$ 0,12	$ 0,08	$ 0,07	$ 0,05

Tabla 11-39: Tarifas referenciales del transporte de CO_2 por pipelines, en USD/ton/km, para el rango de 3.000-9.500 [ktpa].

km / ktpa	2.000	2.500	3.800	5.000	9.500
100	$ 0,10	$ 0,09	$ 0,07	$ 0,06	$ 0,03
150	$ 0,07	$ 0,07	$ 0,05	$ 0,04	$ 0,03
200	$ 0,06	$ 0,06	$ 0,04	$ 0,04	$ 0,02
250	$ 0,06	$ 0,05	$ 0,04	$ 0,03	$ 0,02
300	$ 0,05	$ 0,05	$ 0,03	$ 0,03	$ 0,02
350	$ 0,05	$ 0,04	$ 0,03	$ 0,03	$ 0,02
400	$ 0,04	$ 0,04	$ 0,03	$ 0,03	$ 0,02
450	$ 0,04	$ 0,04	$ 0,03	$ 0,03	$ 0,02
500	$ 0,04	$ 0,04	$ 0,03	$ 0,03	$ 0,02

Tabla 11-40: Tarifas referenciales del transporte de Hidrógeno por pipelines, en USD/ton/km, para el rango de 50-250 [ktpa].

km / ktpa	50	100	150	200	250	300
100	$ 3,43	$ 1,83	$ 1,35	$ 1,14	$ 0,99	$ 0,86
150	$ 2,51	$ 1,35	$ 0,98	$ 0,84	$ 0,72	$ 0,62
200	$ 2,06	$ 1,10	$ 0,80	$ 0,68	$ 0,58	$ 0,50
250	$ 1,82	$ 0,96	$ 0,69	$ 0,59	$ 0,50	$ 0,43
300	$ 1,61	$ 0,86	$ 0,62	$ 0,53	$ 0,45	$ 0,38

km / ktpa	50	100	150	200	250	300
350	$ 1,47	$ 0,80	$ 0,57	$ 0,49	$ 0,41	$ 0,35
400	$ 1,35	$ 0,74	$ 0,53	$ 0,45	$ 0,38	$ 0,33
450	$ 1,28	$ 0,70	$ 0,50	$ 0,43	$ 0,36	$ 0,31
500	$ 1,22	$ 0,67	$ 0,47	$ 0,41	$ 0,34	$ 0,29

Tabla 11-41: Tarifas referenciales del transporte de Hidrógeno por pipelines, en USD/ton/km, para el rango de 500-1.500 [ktpa].

km / ktpa	350	450	600	750	1.250	1.500
100	$ 0,76	$ 0,70	$ 0,60	$ 0,52	$ 0,46	$ 0,43
150	$ 0,56	$ 0,50	$ 0,43	$ 0,38	$ 0,33	$ 0,31
200	$ 0,46	$ 0,41	$ 0,35	$ 0,30	$ 0,27	$ 0,25
250	$ 0,40	$ 0,35	$ 0,30	$ 0,26	$ 0,23	$ 0,21
300	$ 0,35	$ 0,31	$ 0,27	$ 0,23	$ 0,20	$ 0,19
350	$ 0,33	$ 0,28	$ 0,24	$ 0,21	$ 0,19	$ 0,17
400	$ 0,30	$ 0,26	$ 0,23	$ 0,19	$ 0,17	$ 0,16
450	$ 0,29	$ 0,24	$ 0,21	$ 0,18	$ 0,16	$ 0,15
500	$ 0,27	$ 0,23	$ 0,20	$ 0,17	$ 0,15	$ 0,14

Tabla 11-42: Tarifas referenciales del transporte de Metanol por pipelines, en USD/ton/km, para el rango de 100-750 [ktpa].

km / ktpa	100	250	500	750
100	$ 0,42	$ 0,19	$ 0,12	$ 0,08
150	$ 0,37	$ 0,17	$ 0,10	$ 0,07
200	$ 0,34	$ 0,15	$ 0,10	$ 0,06
250	$ 0,32	$ 0,15	$ 0,09	$ 0,06
300	$ 0,31	$ 0,14	$ 0,09	$ 0,06
350	$ 0,30	$ 0,14	$ 0,08	$ 0,05
400	$ 0,29	$ 0,13	$ 0,08	$ 0,05

km / ktpa	100	250	500	750
450	$ 0,29	$ 0,13	$ 0,08	$ 0,05
500	$ 0,28	$ 0,13	$ 0,08	$ 0,05

Tabla 11-43: Tarifas referenciales del transporte de Metanol por pipelines, en USD/ton/km, para el rango de 1.000-5.500 [ktpa].

km / ktpa	1.000	1.500	2.000	5.500
100	$ 0,07	$ 0,05	$ 0,04	$ 0,03
150	$ 0,06	$ 0,04	$ 0,04	$ 0,02
200	$ 0,05	$ 0,04	$ 0,04	$ 0,02
250	$ 0,05	$ 0,03	$ 0,04	$ 0,02
300	$ 0,05	$ 0,03	$ 0,03	$ 0,02
350	$ 0,05	$ 0,03	$ 0,03	$ 0,02
400	$ 0,05	$ 0,03	$ 0,03	$ 0,02
450	$ 0,05	$ 0,03	$ 0,03	$ 0,02
500	$ 0,05	$ 0,03	$ 0,03	$ 0,02

11.1.4.7 Costos de Plantas Industriales

Para la estimación de costos para la producción de derivados en plantas industriales, se toma como referencia los costos incrementales para la producción de derivados presentada en el Capítulo 10.8, los cuales se muestran en la Tabla 11-44.

Tabla 11-44: Costos incrementales de producción para Metanol, Urea y Jetfuel (en Hub y en refinería), según el rango de producción, en [USD/ton].

Producción [ktpa]	Metanol	Urea	Jetfuel	Jetfuel en Refinería
100	$ 264	$ 600	$ 350	$ 254
200	$ 251	$ 538	$ 305	$ 220
300	$ 244	$ 509	$ 284	$ 205
400	$ 241	$ 491	$ 271	$ 195
500	$ 238	$ 478	$ 262	$ 188
750	$ 233	$ 458	-	-

Producción [ktpa]	Metanol	Urea	Jetfuel	Jetfuel en Refinería
1.000	$ 231	$ 446	-	-
2.000	$ 225	-	-	-
3.000	$ 223	-	-	-
4.000	$ 221	-	-	-
5.000	$ 220	-	-	-
6.000	$ 219	-	-	-
6.500	$ 219	-	-	-

11.1.4.8 Transporte hidroviario, costos portuarios y costos de exportación

Con el objetivo de reducir la cantidad de variables del modelo de optimización, se consideraron los costos asociados a transporte hidroviario, costos portuarios y flete marítimo a destino como un costo all-in por tonelada de producto. De esta manera, se mantienen los 4 puertos identificados (Montevideo, Suroeste, Fray Bentos y Paysandú) como nodos logísticos finales en el modelo de optimización, asignándole el costo estimado asociado a exportación hasta destino final a cada uno.

Por lo tanto, los costos asociados a logísticas de salida a través de Fray Bentos y/o Paysandú incluyen los costos correspondientes a transporte hidroviario y transshipment a buque marítimo en Puerto Suroeste o Montevideo.

Para definir estas tarifas all-in, primero se compararon las distintas alternativas logísticas de exportación para cada ruta, seleccionando la opción con costos totales menores. La estimación de costos se realizó en base a los costos de transporte hidroviario y costos portuarios calculados en el Producto 4. Se asumió como destino final el norte de Europa (eg. Puerto de Rotterdam) y se estimaron costos de flete marítimo a partir de tarifas charter diarias referenciales y gastos de Opex en base a costos referenciales de datos públicos y bases de datos Ausenco.

Las alternativas analizadas se listan a continuación:

1. Paysandú a puerto SO por barcaza, transshipment a buque tipo Handy hasta Europa.
2. Paysandú a puerto SO por barcaza, transshipment a buque tipo Handy hasta Montevideo, transshipment a buque tipo Panamax hasta Europa.
3. Paysandú a puerto MVD por tanker pequeño, transshipment a buque tipo Panamax hasta Europa. Esta opción no es válida para la urea.
4. Fray Bentos a puerto SO por bacaza, transshipment a buque tipo Handy hasta Europa
5. Fray Bentos a puerto SO por bacaza, transshipment a buque tipo Handy hasta Montevideo, transshipment a buque tipo Panamax hasta Europa.

6. Fray Bentos a puerto MVD por tanker pequeño, transshipment a buque tipo Panamax hasta Europa. Esta opción no es válida para la urea.

7. Puerto Suroeste a Europa por buque tipo Handy.

8. Puerto Suroeste a Puerto Montevideo por buque tipo Handy, transshipment a buque tipo Panamax hasta Europa.

9. Puerto Suroeste a Puerto Montevideo por buque tipo Panamax carga parcial, top-off en Puerto de Montevideo y Panamax hasta Europa.

10. Puerto de Montevideo a Europa por buque tipo Handy.

11. Puerto de Montevideo a Europa por buque tipo Panamax.

Los costos all-in estimados para cada alternativa, incluyendo costos portuarios, transporte, transshipment (en caso de existir), flete marítimo y recepción en puerto destino, se resumen en la Tabla 11-45. En negrita se indica la opción de menor costo para cada puerto, dichos costos son los asignados como tarifa all-in de logística de exportación para cada puerto en el modelo.

Cabe destacar que para que estos costos tengan validez se debe alcanzar una economía de escala tanto del transporte fluvial como de la infraestructura portuaria. Por lo tanto, se impuso como condición al modelo que los puertos deben cumplir con los siguientes mínimos anuales: 500ktpa en el caso de metanol y urea, y 250ktpa en el caso de jetfuel.

Tabla 11-45: Costos all-in de exportación de productos desde puertos

Alternativa logística de exportación	Metanol (USD/ton)	Jetfuel (USD/ton)	Urea (USD/ton)
Paysandú			
Paysandú - SO - Europa	**$ 76**	**$ 77**	**$ 58**
Paysandú - SO - MVD - Europa	$ 82	$ 82	$ 59
Paysandú - MVD - Europa	$ 83	$ 87	-
Fray Bentos			
Fray Bentos - SO - Europa	**$ 75**	**$ 76**	**$ 56**
Fray Bentos - SO - MVD - Europa	$ 80	$ 82	$ 57
Fray Bentos - MVD - Europa	$ 81	$ 86	-
Puerto Suroeste			
SO - Europa	**$ 60**	**$ 60**	**$ 46**
SO - MVD - Europa (transship)	$ 73	$ 73	$ 52
SO - MVD - Europa (top-off)	$ 66	$ 66	$ 47

Alternativa logística de exportación	Metanol (USD/ton)	Jetfuel (USD/ton)	Urea (USD/ton)
Puerto Montevideo			
MVD - Europa (Handy)	$ 60	$ 60	$ 45
MVD - Europa (Panamax)	**$ 55**	**$ 55**	**$ 39**

11.2 Arquitectura del Modelo

El objetivo del modelo de optimización es encontrar combinaciones óptimas para las ubicaciones de Generación de energía renovable, de electrolizadores para producción de hidrogeno, de zonas industriales para la producción de derivados y de puertos de exportación, además de optimizar el uso de las fuentes de CO_2 y las rutas de transporte que conectarán las ubicaciones mencionadas.

Debido al alto número de variables consideradas, es que el modelo desarrollado es bastante complejo, ya que hay 6 zonas de generación, 7 electrolizadores, 5 centros de producción, 23 fuentes de CO2, 4 puertos, y al menos dos modos de transporte para cada uno de los productos. Un diagrama de las mismas se observa en la Figura 11-8.

La solución elegida para este modelo fue implementar un programa lineal entero mixto (MILP, por sus siglas en inglés). La programación lineal entera mixta es una extensión de la programación lineal que incluye restringir algunas variables para que sean enteras en la solución óptima.

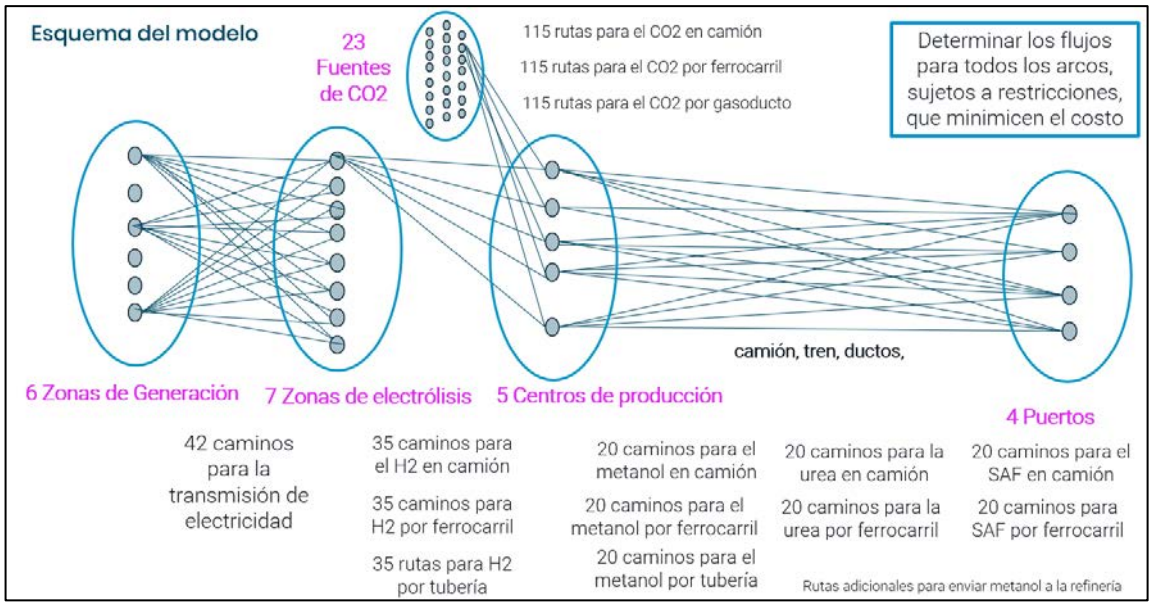


Figura 11-8: Diagrama esquemático de las variables consideradas en el Modelo.

11.2.1 Programación Lineal y Open Solver

Un modelo de programación lineal (PL) es una técnica matemática utilizada para optimizar un resultado concreto, como lo es maximizar el beneficio o minimizar el coste, sujeto a un conjunto de restricciones. Dentro de sus principales componentes se encuentran:

- Función Objetivo: Es la función a optimizar. Es una ecuación lineal que representa el objetivo del problema, como maximizar el beneficio o minimizar el costo.
- Variables de decisión: Son las variables que se ajustarán para optimizar la función objetivo. Representan las cantidades que se pueden controlar, como el número de unidades a producir o la cantidad de recursos a asignar.
- Restricciones: Son las restricciones o limitaciones sobre las variables de decisión. Suelen ser desigualdades o ecuaciones lineales que representan los límites dentro de los cuales debe encontrarse la solución.

Los modelos de programación lineal se resuelven mediante algoritmos que han demostrado producir la solución óptima. El primer algoritmo, desarrollado por George Dantzig en 1947, se denomina método simplex. Desde entonces, se han desarrollado algoritmos más rápidos.

En el modelo desarrollado, el usuario introduce la producción anual deseada de Metanol, Urea y Jetfuel, y el porcentaje de energía que se generará en cada una de las 6 zonas de generación. La función objetivo consiste en minimizar el total de todos los costos modelizados en la cadena de suministro. Para cada sección de la cadena de suministro, el modelo tiene variables de decisión que representan las cantidades a producir o transportar. El costo de cada sección de la cadena de suministro se calcula a partir de estas variables de decisión y de los costes unitarios, como lo son por ejemplo las tarifas para el transporte indicadas en el capítulo 11.1.4. El modelo determinará los valores de las variables de decisión que minimicen el costo total de la cadena de valor, y está restringido por ecuaciones de balance de materiales, como lo son por ejemplo la consideración de que toda la energía producida se transporte a los electrolizadores, o que se transporten suficientes materias primas a un centro de producción para fabricar un producto. Algunas restricciones son la cantidad de CO_2 que puede producir cada fuente y la cantidad mínima necesaria para abrir un puerto a la exportación.

Para incorporar las economías de escala en el modelo, se requiere una extensión del MILP. Como la cantidad a producir y la cantidad transportada son valores de decisión, sólo pueden incluirse en el valor objetivo, en este caso el costo total, en una función que sea lineal en la variable de decisión. Es decir, el costo a multiplicar por la variable de decisión no puede ser una función, o ecuación, que incluya la variable de decisión, como si es el caso de los costos utilizados en este modelo, los cuales dependen de la cantidad a producir, y de la distancia para el caso de los costos de transporte. Para incorporar los costos que cambian con el valor de la variable de decisión, se utiliza una tabla de costos para un rango de los valores que puede tomar la variable de decisión. Las variables binarias, aquellas que son 1 ó 0, se utilizan para seleccionar sólo un valor de la tabla. Esta extensión cambia el modelo de un LP a un MILP.

Para resolver un MILP, el solucionador utiliza un enfoque de dos etapas. En primer lugar, la solución óptima a la simplificación del problema (sin la restricción de que algunas variables sean enteras) se encuentra utilizando métodos estándar de optimización lineal. Si la solución resultante tiene valores enteros para las variables de decisión que tienen esta restricción, entonces esta solución óptima cumple todas las restricciones y se considera como la solución final. Si una o más variables enteras tienen soluciones no integrales, se aplica el método Branch and Bound. El método Branch and Bound elige una de esas variables y se «ramifica», creando dos nuevos subproblemas en los que el valor de esa variable está más

restringido. Estos subproblemas se resuelven y el proceso se repite hasta que se encuentra una solución que satisface todas las restricciones enteras.

Para el proyecto se ha utilizado el complemento OpenSolver Excel Addin, el cual utiliza el CBC de código abierto COIN-OR (Linear solver).

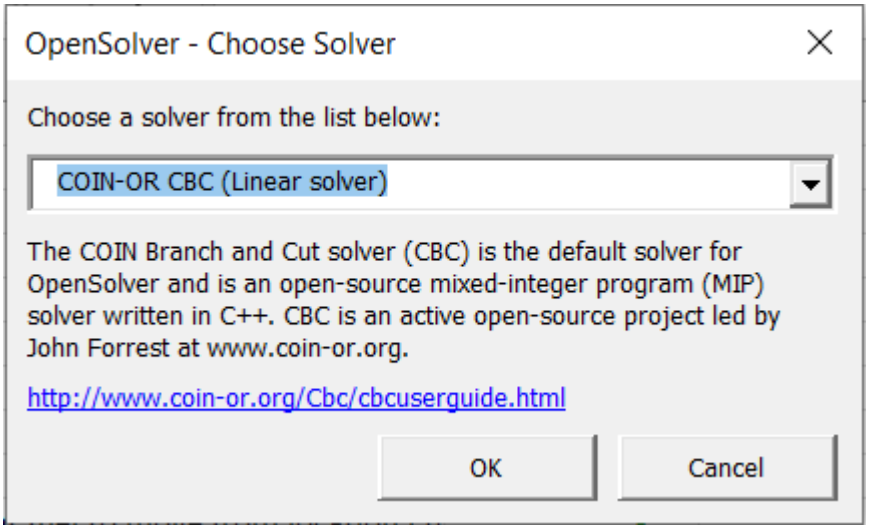


Figura 11-9: Open Solver, complemento de Excel utilizado para el desarrollo del Modelo.

11.2.2 Funcionamiento del Modelo

A continuación, se detalla cómo el Modelo aborda cada una de las etapas de la cadena de valor en la producción de derivados del Hidrógeno.

11.2.2.1 Generación de Energía Renovable

El modelo toma como entrada los escenarios de exportación y calcula las cantidades necesarias de H_2, CO_2, así como la energía requerida para generar el H_2. La segunda entrada del modelo es el porcentaje del total de energía que será producida en cada una de las zonas indicadas en el capítulo 11.1.2.1. Los datos de entrada se combinan con los factores de capacidad y el mix eólico-solar indicados en el capítulo 11.1.1.2 para determinar la cantidad nominal de energía solar y eólica que debe instalarse, y sus respectivos costos.

El modelo también permite tratar el porcentaje de distribución de la energía como una variable de decisión, obteniendo así la distribución de energía entre zonas que optimice los costos totales.

11.2.2.2 Transmisión Eléctrica

La cantidad de energía transmitida desde cada zona de generación a cada zona de electrolización es una variable de decisión en el modelo. Se incluyen restricciones para garantizar que toda la energía que debe enviarse desde una zona de generación sea transmitida a uno o más electrolizadores, y se utiliza un factor del 55% de la generación nominal para dimensionar las líneas de transmisión.

El modelo considera que la transmisión se realiza a través de líneas de 2 [GW], aplicando los costos indicados en el capítulo 11.1.4.2.

11.2.2.3 Electrolizadores

Para dimensionar el tamaño de los electrolizadores, el modelo utiliza un factor del 55% de la generación nominal, aplicando los costos indicados en el capítulo 11.1.4.3. Aunque el costo unitario es el mismo por electrolizador, el costo del electrolizador variará en función de la fuente de energía, ya que el tamaño del electrolizador dependerá del FC.

11.2.2.4 Hidrógeno

La cantidad de hidrógeno producida en cada electrolizador viene determinada por el tamaño de este, mientras que la cantidad de hidrógeno que se transporta a cada uno de los 5 polos de Plantas Industriales por cada modo de transporte es una variable de decisión en el modelo. Se incluyen restricciones para garantizar que todo el hidrógeno producido se distribuya dentro de las plantas indicadas.

Se consideran 5 modos de transporte de hidrógeno: Hidrógeno Gaseoso por Camión, Hidrógeno Líquido por Camión, Hidrógeno Gaseoso por Ferrocarril, Hidrógeno Líquido por Ferrocarril y Tubería. El modelo combina los datos de distancias entre electrolizadores y plantas industriales con los costos de transporte y los resultados de las variables de decisión, calculando el costo de transporte de Hidrogeno hacia las Plantas Industriales.

11.2.2.5 Plan de Producción

La cantidad de metanol destinado a la exportación, de metanol para la fabricación de Jetfuel, de Urea y de Jetfuel que será producido en cada uno de los 5 polos industriales son variables de decisión en el modelo, el cual nos indicará cómo se distribuirá la producción dentro de las zonas disponibles. También existe una variable de decisión para la cantidad de Jetfuel que se produce en la refinería ANCAP. Se incluyen restricciones para garantizar que se produce la cantidad correcta de cada producto.

El costo de producción se calcula utilizando los valores de las variables de decisión y los costos de producción indicados en el capítulo 11.1.4.7. Estos se tratan de costos incrementales que suponen que ya se han pagado todas las materias primas.

11.2.2.6 CO_2

La cantidad de CO_2 a transportar desde cada fuente de CO_2 a cada una de las 5 zonas industriales, por cada modo de transporte, son variables de decisión en el modelo. Se incluyen restricciones para garantizar que la cantidad transportada desde cada fuente no supere la cantidad disponible en ella, y para garantizar que la cantidad total transportada a cada planta industrial sea igual a la cantidad requerida por el plan de producción.

Existen 3 modos de transporte para el CO_2: Camión, Ferrocarril y Tubería. El modelo combina las distancias entre cada una de las fuentes de CO_2 y las plantas industriales con los respectivos costos de transporte y los resultados de las variables de decisión para calcular el costo del transporte de CO_2 desde las fuentes hacia los nodos.

11.2.2.7 Transporte de Metanol a Puerto

El metanol producido para la exportación se transporta desde los polos industriales hacia los puertos. La cantidad de metanol a transportar desde cada polo industrial a cada Puerto, por cada medio de transporte, son variables de decisión en el modelo. Se incluyen restricciones para garantizar que la cantidad total de metanol producido para la exportación sea transportada a un puerto.

Existen 3 modos de transporte para el metanol: Camión, Ferrocarril y Tubería. El modelo combina las distancias entre cada uno de las zonas industriales y los puertos con los costos de transporte de Metanol y los resultados de las variables de decisión para calcular el costo del transporte de Metanol para exportación a un puerto.

11.2.2.8 Transporte de Metanol para Jetfuel a Refinería

El modelo considera que, si el Jetfuel se produce en una zona industrial, la fracción de Metanol para fabricar el Jetfuel también se producirá en esta zona, y no será necesario transportarlo. Si el combustible para Jetfuel se produce en la refinería, será necesario transportar la fracción de Metanol desde la zona industrial hasta la refinería.

La fracción de Metanol para la producción de Jetfuel que debe transportarse desde cada zona industrial hasta la refinería, por cada medio de transporte, es una variable de decisión en el modelo. Se incluyen restricciones para garantizar que la cantidad total de Metanol transportada a la refinería sea la necesaria para la producción prevista de Jetfuel en la refinería.

Existen 3 modos de transporte para el metanol: Camión, Ferrocarril y Tubería. El modelo combina las distancias entre cada uno de las zonas industriales y los puertos con los costos de transporte de Metanol y los resultados de las variables de decisión, para calcular el costo del transporte de Metanol para Jetfuel hacia la refinería.

Se supone que el metanol desde el polo industrial hasta la refinería y el metanol desde el mismo polo industrial hasta el Puerto de Montevideo se transportan juntos y obtienen los beneficios de las economías de escala.

11.2.2.9 Transporte de Urea a Puerto

La Urea producida para la exportación se transporta desde las zonas de Plantas Industriales hasta un puerto.

La cantidad de urea que se transporta de cada centro de producción a cada puerto, por cada medio de transporte, es una variable de decisión en el modelo. Se incluyen restricciones para garantizar que la cantidad total de Urea producida sea transportada a un puerto.

Hay 2 modos de transporte para la Urea: Camión y Ferrocarril. El modelo combina las distancias entre cada uno de las zonas industriales y los puertos con los costos de transporte de Urea y los resultados de las variables de decisión, para calcular el costo del transporte de Urea hacia un puerto.

11.2.2.10 Transporte de Jetfuel a Puerto

El Jetfuel producido para la exportación se transporta desde el centro de producción hasta un puerto.

La cantidad de Jetfuel que se transporta de cada Zona Industrial a cada puerto por cada medio de transporte, es una variable de decisión en el modelo. Se incluyen restricciones para garantizar que la cantidad total de Jetfuel producido se transporte a un puerto.

Existen dos modos de transporte para el Jetfuel: Camión y Ferrocarril. El modelo combina las distancias entre cada una de las zonas industriales y los puertos con los costos de transporte de Jetfuel y los resultados de las variables de decisión, para calcular el costo del transporte de Jetfuel hacia un puerto.

Cabe mencionar que no se ha incluido la opción de tuberías de jetfuel en el modelo por dos motivos: 1. Se asume que se pudiera utilizar los mismos ductos de metanol para conducir el jetfuel en una operación por lotes y por lo tanto se busca evitar la dupllicación de costos de infraestructura; 2. Se observa que, de todas maneras, el modelo prioriza la producción de jetfuel en la refinería ANCAP debido a la optimización de costos dado por la sinergia de los procesos productivos y su exportación desde ese mismo puerto.

11.3 Interfaz del modelo

El Excel del modelo consta de:

- Una pestaña de introducción con instrucciones sobre cómo utilizar el modelo (roja)
- Pestañas de entrada para introducir las entradas del modelo (azules)
- Pestañas de salida para ver los resultados del modelo (verdes)

La pestaña de entrada “Básica” permite al usuario establecer el plan de producción y la distribución de energía para un escenario. Si las entradas para la distribución de energía se dejan en blanco, el modelo determinará la fracción de energía generada por cada zona.

La pestaña de entrada “Básica” (Figura 11-10) también permite al usuario ejecutar el modelo, haciendo clic en el botón “Solve” en el menú “Datos”:



Parámetros de Entrada para Usuario Básico	Descripción	Unidades						
Parámetros de Producción								
Metanol	Cantidad de metanol a producir	tpa	2,000,000					
Urea	Cantidad de urea a producir	tpa	500,000					
Jet fuel	Cantidad de jet fuel a producir	tpa	500,000					
Parámetros de Generación de Energía Renovable			1 - Norte	2 - Suroste	3 - Litoral	4 - Noreste	5 - Sureste	6 - Centro
Distribución de Generación	Fracción del total de la generación que se instalará en cada zona. La suma debe resultar en exactamente 100%. (o dejar las casillas en blanco para que el modelo decida la configuración óptima)	%	100.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%

Figura 11-10: Pestaña de entrada “Básica”

La pestaña de entrada “Avanzada” permite al usuario establecer:

- Límites en las emisiones anuales de CO2 por área de captura
- Límites en la cantidad mínima de producto requerida para que un puerto esté abierto
- Límites en la cantidad máxima de trenes por día.

La pestaña “Avanzada” también le brinda al usuario la posibilidad de activar o desactivar:

- Zonas de electrólisis
- Centros industriales y refinería
- Puertos

- Modos de transporte para cada producto

Imágenes de esta pestaña de datos se muestran en la Figura 11-11y Figura 11-12.

Inputs para Usuario Avanzado	Descripción	Unidades	
Parámetros de CO_2			
Arboreal/ Frutifor	*Emisiones anuales de CO_2 por cada fuente*	*tpa*	90,000
Lumin		*tpa*	260,000
Urufor		*tpa*	100,000
Fymnsa		*tpa*	60,000
Otros aserraderos		*tpa*	130,000
Planta bioetanol ALUR		*tpa*	150,000
Planta ALUR Bella Unión		*tpa*	150,000
Estancias del lago		*tpa*	20,000
Cementos del plata		*tpa*	80,000
CYCUSA		*tpa*	10,000
ANCAP Minas		*tpa*	50,000
Cementos artigas		*tpa*	210,000
Cielo Azul		*tpa*	0
ANCAP Paysandú		*tpa*	50,000
Fábricas nacionales de cerveza		*tpa*	10,000
Bioener		*tpa*	40,000
Fenirol		*tpa*	40,000
Galofer		*tpa*	40,000
Otros electricidad		*tpa*	20,000
Frigorífico Las piedras		*tpa*	20,000
Frigorífico Tacuarembó		*tpa*	20,000
Frigorífico BPU		*tpa*	10,000
Frigorífico Pando		*tpa*	10,000
Frigorífico Marfrig		*tpa*	10,000
Otros frigoríficos		*tpa*	120,000
UPM 1		*tpa*	2,540,000
UPM 2		*tpa*	3,900,000
Montes del Plata		*tpa*	2,910,000
Parámetros de Puertos			
Metanol	*Mínima cantidad de metanol para abrir un puerto*	*tpa*	500,000
Urea	*Mínima cantidad de urea para abrir un puerto*	*tpa*	500,000
Jet fuel	*Mínima cantidad de jet fuel para abrir un puerto*	*tpa*	250,000
Restricciones de infraestructura ferroviaria			
Elegir entre las siguientes configuraciones:	*Configuración A: Tren de 500 m de largo y vía simple* *Configuración B: Tren de 800 m de largo y vía simple* *Configuración C: Tren de 800 m de largo y vía doble*		A

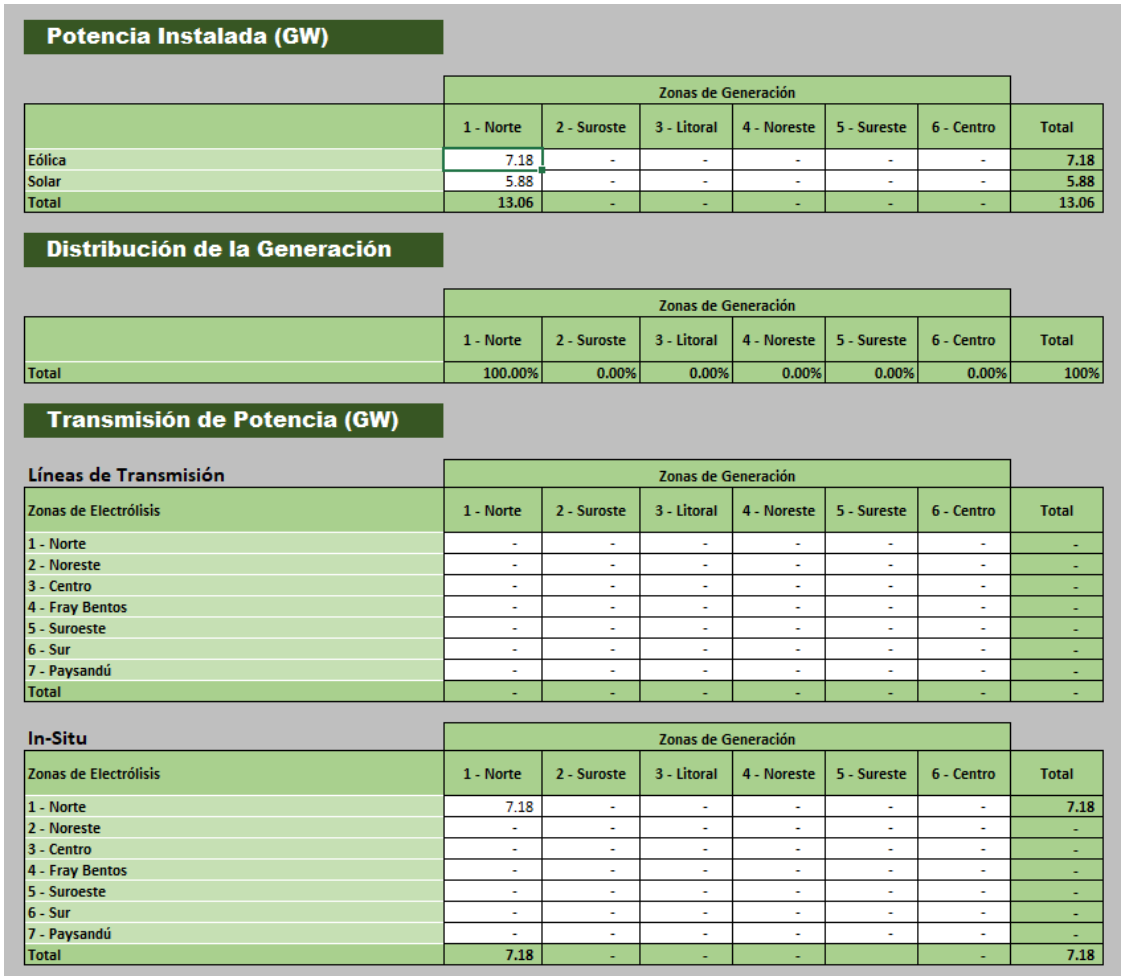
Figura 11-11: Pestaña de entrada “Avanzada” (primera parte)

Zonas de Electrólisis		
1 - Norte	*Asignar valor VERDADERO para activar zonas, y FALSO para desactivar*	TRUE
2 - Noreste		TRUE
3 - Centro		TRUE
4 - Fray Bentos		TRUE
5 - Suroeste		TRUE
6 - Sur (Esta zona fue descarta en análisis posteriores debido a disponibilidad de fuentes de agua)		FALSE
7 - Paysandú		TRUE
Zonas de Producción Industrial y Refinería		
1 - Suroeste	*Asignar valor VERDADERO para activar zonas, y FALSO para desactivar*	TRUE
2 - Zona Fray Bentos		TRUE
3 - Zona Central		TRUE
4 - Sur		TRUE
5 - Zona Paysandú		TRUE
Refinería		TRUE
Puertos		
1 - Montevideo	*Asignar valor VERDADERO para activar zonas, y FALSO para desactivar*	TRUE
2 - Suroeste		TRUE
3 - Paysandú		TRUE
4 - Fray Bentos		TRUE
Medios de Transporte		
H2 por Camión	*Asignar valor VERDADERO para activar medio de transporte, y FALSO para desactivar*	TRUE
H2 por Tren		TRUE
H2 por Tubería		TRUE
CO_2 por Camión		TRUE
CO_2 por Tren		TRUE
CO_2 por Tubería		TRUE
Metanol por Camión		TRUE
Metanol por Tren		TRUE
Metanol por Tubería		TRUE
Urea por Camión		TRUE
Urea por Tren		TRUE
Jet Fuel por Camión		TRUE
Jet Fuel por Tren		TRUE

Figura 11-12: Pestaña de entrada "Avanzada" (segunda parte)

Existen otras pestañas de entrada de datos en color azul con los distintos datos de entrada de costos, capacidades y distancia entre nodos. Los valores que allí aparecen fueron estimados específicamente para las necesidades originales de este modelo. El modelo no fue diseñado para cambios en estos valores y algún cambio puede afectar los supuestos utilizados. Por lo tanto, no se recomienda modificarlos. En el caso que el usuario decida cambiarlos, Ausenco no se hace responsable de los resultados entregados.

Una vez ejecutado el modelo, las tablas de resultados aparecen en las múltiples pestañas de resultados (color verde). Por ejemplo, la pestaña "Potencia" muestra la potencia instalada para cada zona de generación, la distribución de la generación de energía y la transmisión de energía desde las zonas de generación a los electrolizadores (ver Figura 11-13).



Potencia Instalada (GW)

	Zonas de Generación						
	1 - Norte	2 - Suroste	3 - Litoral	4 - Noreste	5 - Sureste	6 - Centro	Total
Eólica	7.18	-	-	-	-	-	7.18
Solar	5.88	-	-	-	-	-	5.88
Total	13.06	-	-	-	-	-	13.06

Distribución de la Generación

	Zonas de Generación						
	1 - Norte	2 - Suroste	3 - Litoral	4 - Noreste	5 - Sureste	6 - Centro	Total
Total	100.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	100%

Transmisión de Potencia (GW)

Líneas de Transmisión

	Zonas de Generación						
Zonas de Electrólisis	1 - Norte	2 - Suroste	3 - Litoral	4 - Noreste	5 - Sureste	6 - Centro	Total
1 - Norte	-	-	-	-	-	-	-
2 - Noreste	-	-	-	-	-	-	-
3 - Centro	-	-	-	-	-	-	-
4 - Fray Bentos	-	-	-	-	-	-	-
5 - Suroeste	-	-	-	-	-	-	-
6 - Sur	-	-	-	-	-	-	-
7 - Paysandú	-	-	-	-	-	-	-
Total	-	-	-	-	-	-	-

In-Situ

	Zonas de Generación						
Zonas de Electrólisis	1 - Norte	2 - Suroste	3 - Litoral	4 - Noreste	5 - Sureste	6 - Centro	Total
1 - Norte	7.18	-	-	-	-	-	7.18
2 - Noreste	-	-	-	-	-	-	-
3 - Centro	-	-	-	-	-	-	-
4 - Fray Bentos	-	-	-	-	-	-	-
5 - Suroeste	-	-	-	-	-	-	-
6 - Sur	-	-	-	-	-	-	-
7 - Paysandú	-	-	-	-	-	-	-
Total	7.18	-	-	-		-	7.18

Figura 11-13: Pestaña de resultados "Potencia" (ejemplo)

Para cada producto, hay una pestaña que resume la producción del producto, el transporte del producto y la exportación del producto. En la Figura 11-14 se observa el ejemplo de la pestaña "Urea".

Producción de Urea (tpa)

Planta Industrial	Producción de Urea (tpa)
1 - Suroeste	-
2 - Zona Fray Bentos	-
3 - Zona Central	500,000
4 - Sur	-
5 - Zona Paysandú	-
Total	500,000

Transporte de Urea (tpa)

Urea por Camión

	Puerto				
Planta Industrial	MVD	SO	Paysandú	Fray Bentos	Total
1 - Suroeste	-	-	-	-	-
2 - Zona Fray Bentos	-	-	-	-	-
3 - Zona Central	-	-	-	-	-
4 - Sur	-	-	-	-	-
5 - Zona Paysandú	-	-	-	-	-
Total	-	-	-	-	-

Urea por Tren

	Puerto				
Planta Industrial	MVD	SO	Paysandú	Fray Bentos	Total
1 - Suroeste	-	-	-	-	-
2 - Zona Fray Bentos	-	-	-	-	-
3 - Zona Central	500,000	-	-	-	500,000
4 - Sur	-	-	-	-	-
5 - Zona Paysandú	-	-	-	-	-
Total	500,000	-	-	-	500,000

Urea In-Situ

	Puerto				
Planta Industrial	MVD	SO	Paysandú	Fray Bentos	Total
1 - Suroeste	-	-	-	-	-
2 - Zona Fray Bentos	-	-	-	-	-
3 - Zona Central	-	-	-	-	-
4 - Sur	-	-	-	-	-
5 - Zona Paysandú	-	-	-	-	-
Total	-	-	-	-	-

Exportacion de Urea (tpa)

	Puerto				
	MVD	SO	Paysandú	Fray Bentos	Total
Total	500,000	-	-	-	500,000
Porcentaje de urea para exportación por puerto	100%	0%	0%	0%	

Figura 11-14: Pestaña de resultados "Urea" (ejemplo)

12 Resultados y Análisis de Modelaciones

12.1 Configuraciones analizadas

Se ejecutaron varias corridas de prueba del modelo (runs), definiendo distintos escenarios de generación de renovables tanto para escenarios de exportación A y B, con el objetivo de analizar la sensibilidad del modelo y la variación de los costos y configuraciones logísticas en función de esta variable, dado que es el costo preponderante en el costo total de los productos. Las alternativas testeadas se listan a continuación:

A. Escenario de exportación A

1. Distribución de generación que minimiza costos (en esta alternativa, esta variable se incluye en el modelo de optimización y deja de ser un input): 100% en zona Norte (coincide con Id.3)
2. Generación distribuida uniformemente en las 6 zonas definidas
3. Generación 100% en zona Norte
4. Generación 100% en zona Noreste
5. Generación 100% en zona Litoral
6. Generación 100% en zona Centro
7. Generación 100% en zona Sureste
8. Generación 100% en zona Suroeste
9. Generación 50% en Norte y 50% en Suroeste

B. Escenario de exportación B

10. Distribución de generación que minimiza costos (en esta alternativa, esta variable se incluye en el modelo de optimización y deja de ser un input): 100% en zona Norte (coincide con Id.13)
11. Generación distribuida uniformemente en las 6 zonas definidas
12. Generación 100% en zona Norte
13. Generación 100% en zona Noreste
14. Generación 100% en zona Litoral
15. Generación 100% en zona Centro
16. Generación 100% en zona Sureste
17. Generación 100% en zona Suroeste
18. Generación 50% en Norte y 50% en Suroeste

12.2 Resultados obtenidos

12.2.1 Tablas resumen

En la Tabla 12-1 de la siguiente página se presentan los resultados principales de las runs realizadas. Mientras que en la Tabla 12-3, se presenta un resumen de los indicadores de costos totales por componente.

El indicador de costo de hidrogeno equivalente (H2eq) presentado en dicha tabla corresponde a un promedio referencial obtenido de dividir los costos presentes netos anuales totales (considerando la cadena de valor completa) entre el total de la producción anual de hidrogeno total de cada escenario, por lo tanto, se debe tomar como un indicador e incluye los costos de síntesis, transporte y exportación de productos.

Por otra parte, el indicador de costo de hidrógeno (H2) presentado corresponde a la suma de los costos de generación, transmisión y electrolisis dividido entre la producción anual de hidrogeno y no incluye ningún costo de transporte de este.

Finalmente, los indicadores de costos presentados por tonelada de metanol, jetfuel y urea corresponden a los costos presentes netos anuales totales obtenidos, considerando la cadena de valor completa, y ponderado por la demanda de materias primas para sintetizar cada uno de los productos mencionados, dividido entre la producción anual proyectada de cada producto.

Estos costos referenciales promedios deben interpretarse como indicadores y a efectos comparativos entre corridas. Bajo ningún concepto deben interpretarse como costos finales de mercado debido a que, por las características de este estudio, no incluye costos de algunos componentes de la cadena de valor, como ser: costos de almacenamiento de energía (baterías) ni productos, costos de suministro de agua, costos de inversión en nueva infraestructura portuaria, vial y/o ferroviaria (solo tarifas de uso), entre otros.

Los costos presentes netos anuales considerados, de acuerdo con lo descrito en la sección 11.1.4, son:

- Generación: Costos de inversión y operación de parques solares y eólicos
- Transmisión: Costos de inversión y operación de líneas de alta tensión
- Electrolisis: Costos de inversión y operación de electrolizadores alcalinos proyectados a 2030
- Transporte de hidrogeno:
    - Ductos: Costos de inversión y operación referenciales de ductos de hidrogeno
    - Ferrocarril: Costos de inversión y operación referenciales de material rodante para transporte de hidrogeno tanto en estado líquido como gaseoso, incluyendo tarifa de uso de vía (no considera costos de inversión en infraestructura ferroviaria). En el caso del hidrogeno líquido se incluyen también los costos de licuefacción.
    - Carretero: Costos de inversión y operación referenciales de camiones para transporte de hidrogeno tanto en estado líquido como gaseoso (no considera costos de inversión en infraestructura vial). En el caso del hidrogeno líquido se incluyen también los costos de licuefacción.
- Transporte de CO2:

- Ductos: Costos de inversión y operación referenciales de ductos de CO2
- Ferrocarril: Costos de inversión y operación referenciales de material rodante para transporte de CO2, incluyendo tarifa de uso de vía (no considera costos de inversión en infraestructura ferroviaria).
- Carretero: Costos de inversión y operación referenciales de camiones para transporte de CO2 (no considera costos de inversión en infraestructura vial).

- Síntesis de productos: Costos de inversión y operación referenciales de plantas químicas para la producción de metanol, jetfuel (a partir de metanol) y urea (a partir de amoniaco y CO2). Para este último se incluye el proceso intermedio de síntesis de amoníaco.
- Transporte de productos:
  - Ductos: Costos de inversión y operación referenciales de ductos de metanol
  - Ferrocarril: Costos de inversión y operación referenciales de material rodante para transporte de metanol, jetfuel y urea, incluyendo tarifa de uso de vía (no considera costos de inversión en infraestructura ferroviaria).
  - Carretero: Costos de inversión y operación referenciales de camiones (no considera costos de inversión en infraestructura vial).
- Puertos, transporte fluvial y marítimo de productos:
  - Costos referenciales de operación portuaria (en forma de tarifa portuaria), no incluye costos de inversión en infraestructura portuaria.
  - Costos de inversión y operación referenciales de barcazas y/o tankers para el transporte hidroviario de metanol, jetfuel y urea en el caso de salida vía puerto de Fray Bentos y/o Paysandú. No incluye costos de inversión en infraestructura portuaria.
  - Costos referenciales de flete marítimo hasta destino, considerando Europa a los efectos de este estudio.

Tabla 12-1: Resumen de resultados obtenidos por run (Id)

		Id 1	Id 2	Id 3	Id 4	Id 5	Id 6	Id 7	Id 8	Id 9	Id 10	Id 11	Id 12	Id 13	Id 14	Id 15	Id 16	Id 17	Id 18
Generación	GW instalados eólica	7.2	7.7	7.2	8.2	8.5	7.6	7.3	7.5	7.3	15.0	16.1	15.0	17.1	17.7	15.9	15.3	15.6	15.3
	GW instalados solar	5.9	6.3	5.9	6.7	6.9	6.2	6.0	6.1	6.0	12.3	13.2	12.3	14.0	14.5	13.0	12.5	12.8	12.5
	% del CPNA Total	46%	47%	46%	48%	49%	47%	46%	47%	46%	47%	48%	47%	49%	50%	48%	47%	48%	47%
Transmisión	GW transmitidos	0.0	6.4	0.0	8.2	8.5	0.0	7.3	7.5	3.7	0.0	10.9	0.0	17.1	17.7	0.0	15.3	15.6	7.8
	% del CPNA Total	0.0%	1.1%	0.0%	0.9%	0.5%	0.0%	1.1%	0.5%	0.2%	0.0%	0.8%	0.0%	0.8%	0.5%	0.0%	1.1%	0.6%	0.2%
Electrolisis	GW electrolisis	7.2	7.7	7.2	8.2	8.5	7.6	7.3	7.5	7.3	15.0	16.1	15.0	17.1	17.7	15.9	15.3	15.6	15.3
	Zonas	N	Cen, SO	N	N	FB, Pay	Cen	Cen	SO	N, SO	N	N, Cen, SO	N	N	FB, Pay	Cen	Cen	Cen, SO	N, SO
	% del CPNA Total	13%	13%	13%	13%	14%	13%	13%	13%	13%	13%	13%	13%	14%	14%	13%	13%	13%	13%
Síntesis	Zonas	Cen, Ref	SO, Cen, Ref	Cen, Ref	Cen, Ref	FB, Pay, Ref	Cen, Ref	Cen, Ref	SO, Ref	SO, Cen, Ref	Cen, Ref	SO, Cen, Ref	Cen, Ref	Cen, Ref	FB, Pay, Ref	Cen, Ref	Cen, Ref	SO, Cen, S, Pay, Ref	SO, Cen, S, Ref
	% del CPNA Total	33%	32%	33%	30%	30%	32%	33%	33%	34%	31%	30%	31%	29%	28%	30%	31%	31%	31%
H2 por tuberia	Ktpa	710	592	710	710	-	710	710	-	355	1,485	1,265	1,485	1,485	-	1,485	1,485	220	743
	% del CPNA Total	1.2%	0.5%	1.2%	1.1%	0.0%	0.5%	0.5%	0.0%	0.8%	1.0%	0.7%	1.0%	0.9%	0.0%	0.4%	0.4%	0.1%	0.6%
H2 por ferrocarril	Ktpa	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.00	-
	% del CPNA Total	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
H2 por camión	Ktpa	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.00	-
	% del CPNA Total	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
CO2 por tubería	Ktpa	4,889	3,900	4,889	4,889	2,000	4,889	4,889	2,000	2,673	9,350	8,610	9,350	9,350	6,810	9,350	9,350	6,440	6,440
	% del CPNA Total	1.0%	0.3%	1.0%	0.9%	0.6%	1.0%	1.0%	0.7%	0.3%	1.1%	1.0%	1.1%	1.1%	0.8%	1.1%	1.1%	0.9%	0.5%
CO2 por ferrocarril	Ktpa	-	-	-	-	200	-	-	-	-	720	720	720	720	654	720	720	590	614
	% del CPNA Total	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.3%	0.3%	0.3%	0.3%	0.3%	0.3%	0.3%	0.2%	0.2%
CO2 por camión	Ktpa	-	97.68	-	-	170.00	-	-	-	-	193.80	193.80	193.80	193.80	260.00	193.80	193.80	323.80	300.00
	% del CPNA Total	0.0%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.2%	0.2%
Metanol por tubería	Ktpa	3,160	3,160	3,160	3,160	3,160	3,160	3,160	3,160	3,160	6,660	6,660	6,660	6,660	6,660	6,660	6,660	6,660	6,660
	% del CPNA Total	1.0%	0.9%	1.0%	1.0%	0.9%	1.0%	1.0%	0.6%	0.7%	0.7%	0.7%	0.7%	0.6%	0.6%	0.7%	0.7%	0.5%	0.5%
Metanol por ferrocarril	Ktpa	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.00	-	-	-	-	-	0.00	0.00
	% del CPNA Total	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Metanol por camión	Ktpa	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.00	-
	% del CPNA Total	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Jetfuel por ferrocarril	Ktpa	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	% del CPNA Total	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Jetfuel por camión	Ktpa	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.00	-
	% del CPNA Total	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Urea por ferrocarril	Ktpa	500	500	500	500	500	500	500	0	0	1000	0	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
	% del CPNA Total	0.2%	0.2%	0.2%	0.2%	0.3%	0.2%	0.2%	0.0%	0.0%	0.2%	0.0%	0.2%	0.2%	0.2%	0.2%	0.2%	0.2%	0.2%
Urea por camión	Ktpa	0	0	0	0	0	0	0	500	500	0	1000	0	0	0	0	0	0	0
	% del CPNA Total	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.1%	0.1%	0.0%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Exportación (puerto + flete)	Puertos	MVD	MVD, SO	MVD	MVD	MVD	MVD	MVD	MVD, SO	MVD, SO	MVD	MVD, SO	MVD	MVD	MVD	MVD	MVD	MVD, SO	MVD, SO
	% del CPNA Total	4.8%	4.7%	4.8%	4.4%	4.3%	4.6%	4.7%	5.0%	5.0%	5.6%	5.5%	5.6%	5.2%	5.1%	5.5%	5.6%	5.5%	5.9%
Indicador Costo H2eq	USD/kg H_2eq	$ 4.40	$ 4.60	$ 4.40	$ 4.81	$ 4.82	$ 4.53	$ 4.46	$ 4.44	$ 4.43	$ 4.32	$ 4.52	$ 4.32	$ 4.72	$ 4.74	$ 4.45	$ 4.38	$ 4.39	$ 4.36
	% dif al optimo	0.0%	4.4%	0.0%	9.2%	9.5%	2.9%	1.3%	0.9%	0.7%	0.0%	4.8%	0.0%	9.3%	9.9%	3.1%	1.4%	1.7%	1.0%
Indicador Costo H2	USD/kg H_2	$ 2.58	$ 2.82	$ 2.58	$ 2.99	$ 3.06	$ 2.74	$ 2.67	$ 2.70	$ 2.64	$ 2.58	$ 2.80	$ 2.58	$ 2.98	$ 3.06	$ 2.74	$ 2.67	$ 2.71	$ 2.64
	% dif al optimo	0.0%	9.2%	0.0%	15.7%	18.6%	6.1%	3.4%	4.7%	2.3%	0.0%	8.7%	0.0%	15.5%	18.5%	6.1%	3.4%	4.9%	2.3%
Indicador Costo Metanol	USD/t	$ 798	$ 835	$ 798	$ 876	$ 877	$ 822	$ 809	$ 804	$ 804	$ 791	$ 831	$ 791	$ 867	$ 871	$ 816	$ 802	$ 804	$ 798
	% dif al optimo	0.0%	4.5%	0.0%	9.7%	9.8%	3.0%	1.3%	0.7%	0.7%	0.0%	5.1%	0.0%	9.6%	10.2%	3.2%	1.5%	1.7%	1.0%
Indicador Costo Jetfuel	USD/t	$ 1,937	$ 2,025	$ 1,937	$ 2,116	$ 2,121	$ 1,992	$ 1,962	$ 1,962	$ 1,957	$ 1,935	$ 2,027	$ 1,935	$ 2,111	$ 2,123	$ 1,993	$ 1,962	$ 1,970	$ 1,955
	% dif al optimo	0.0%	4.5%	0.0%	9.2%	9.5%	2.9%	1.3%	1.3%	1.0%	0.0%	4.8%	0.0%	9.1%	9.7%	3.0%	1.4%	1.8%	1.0%
Indicador Costo Urea	USD/t	$ 1,125	$ 1,169	$ 1,125	$ 1,214	$ 1,222	$ 1,153	$ 1,137	$ 1,135	$ 1,128	$ 1,095	$ 1,136	$ 1,095	$ 1,183	$ 1,194	$ 1,124	$ 1,108	$ 1,113	$ 1,105
	% dif al optimo	0.0%	3.9%	0.0%	7.9%	8.6%	2.5%	1.1%	0.9%	0.3%	0.0%	3.8%	0.0%	8.0%	9.0%	2.7%	1.2%	1.7%	0.9%

Tabla 12-2: Indicadores de costos totales por componente para cada corrida realizada (CPNA: Costo Presente Neto Anual)

	Generación de Energía Renovable		Electrólisis		Sintesis de Productos		Transmisión, Transporte y Logística de exportación		Total
	CPNA (MUSD/año)	% CPNA Total	CPNA (MUSD/año)	% CPNA Total	CPNA (MUSD/año)	% CPNA Total	CPNA (MUSD/año)	% CPNA Total	CPNA (MUSD/año)
Id.1	$ 1,435	46%	$ 398	13%	$ 1,038	33%	$ 257	8%	$ 3,128
Id. 2	$ 1,538	47%	$ 427	13%	$ 1,050	32%	$ 252	8%	$ 3,267
Id.3	$ 1,435	46%	$ 398	13%	$ 1,038	33%	$ 257	8%	$ 3,128
Id.4	$ 1,636	48%	$ 454	13%	$ 1,038	30%	$ 289	8%	$ 3,417
Id.5	$ 1,688	49%	$ 468	14%	$ 1,038	30%	$ 231	7%	$ 3,425
Id.6	$ 1,522	47%	$ 422	13%	$ 1,038	32%	$ 235	7%	$ 3,217
Id.7	$ 1,457	46%	$ 404	13%	$ 1,038	33%	$ 269	8%	$ 3,168
Id.8	$ 1,489	47%	$ 413	13%	$ 1,038	33%	$ 216	7%	$ 3,156
Id.9	$ 1,462	46%	$ 406	13%	$ 1,055	34%	$ 228	7%	$ 3,151
Id.10	$ 3,000	47%	$ 832	13%	$ 1,999	31%	$ 579	9%	$ 6,410
Id.11	$ 3,216	48%	$ 892	13%	$ 1,999	30%	$ 614	9%	$ 6,721
Id.12	$ 3,000	47%	$ 832	13%	$ 1,999	31%	$ 579	9%	$ 6,410
Id.13	$ 3,421	49%	$ 949	14%	$ 1,999	29%	$ 635	9%	$ 7,004
Id.14	$ 3,530	50%	$ 979	14%	$ 1,999	28%	$ 538	8%	$ 7,046
Id.15	$ 3,183	48%	$ 883	13%	$ 1,999	30%	$ 543	8%	$ 6,608
Id.16	$ 3,047	47%	$ 845	13%	$ 1,999	31%	$ 612	9%	$ 6,503
Id.17	$ 3,114	48%	$ 864	13%	$ 1,999	31%	$ 543	8%	$ 6,520
Id.18	$ 3,057	47%	$ 848	13%	$ 2,024	31%	$ 544	8%	$ 6,473

12.2.2 Esquemas de configuraciones más relevantes

Para una mejor visualización y entendimiento de los resultados, en las siguientes figuras se presentan diagramas de los resultados obtenidos para aquellas configuraciones de mayor relevancia.

En todos los casos se adopta la simbología presentada en la Figura 12-1.

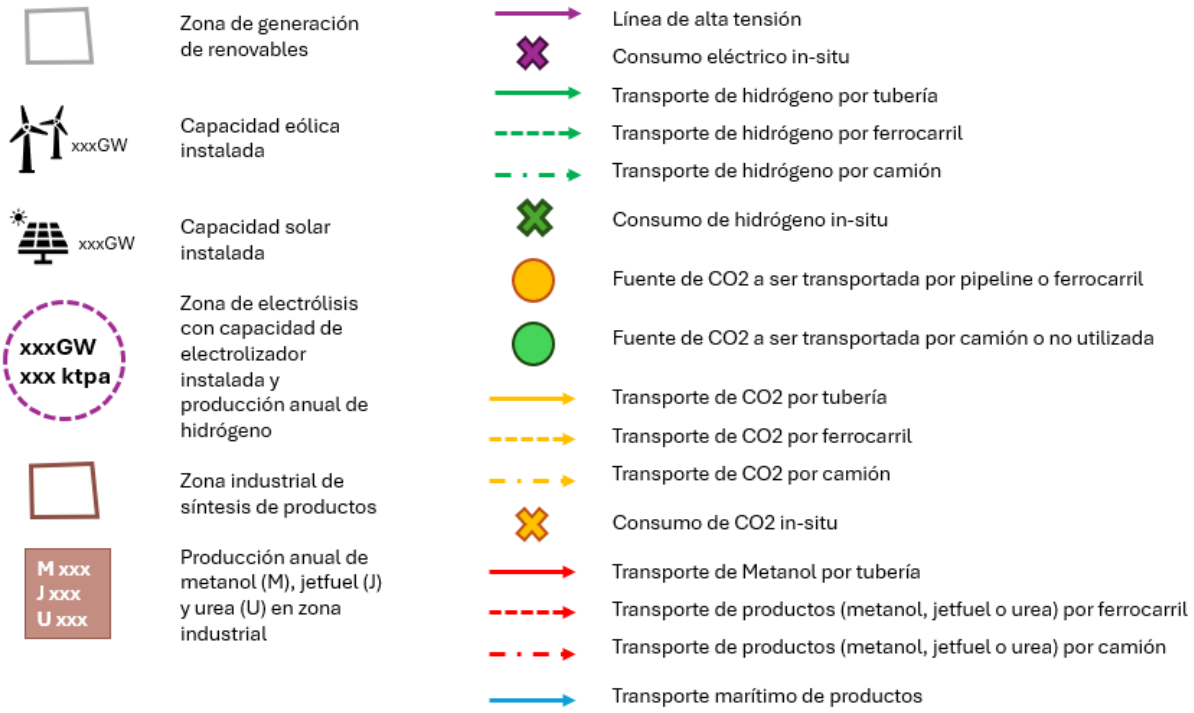


Figura 12-1: Simbología de diagramas con resultados

12.2.2.1 Escenario A

Id 1 y 3: Generación optima, coincidente a generación en el Norte (Escenario A)

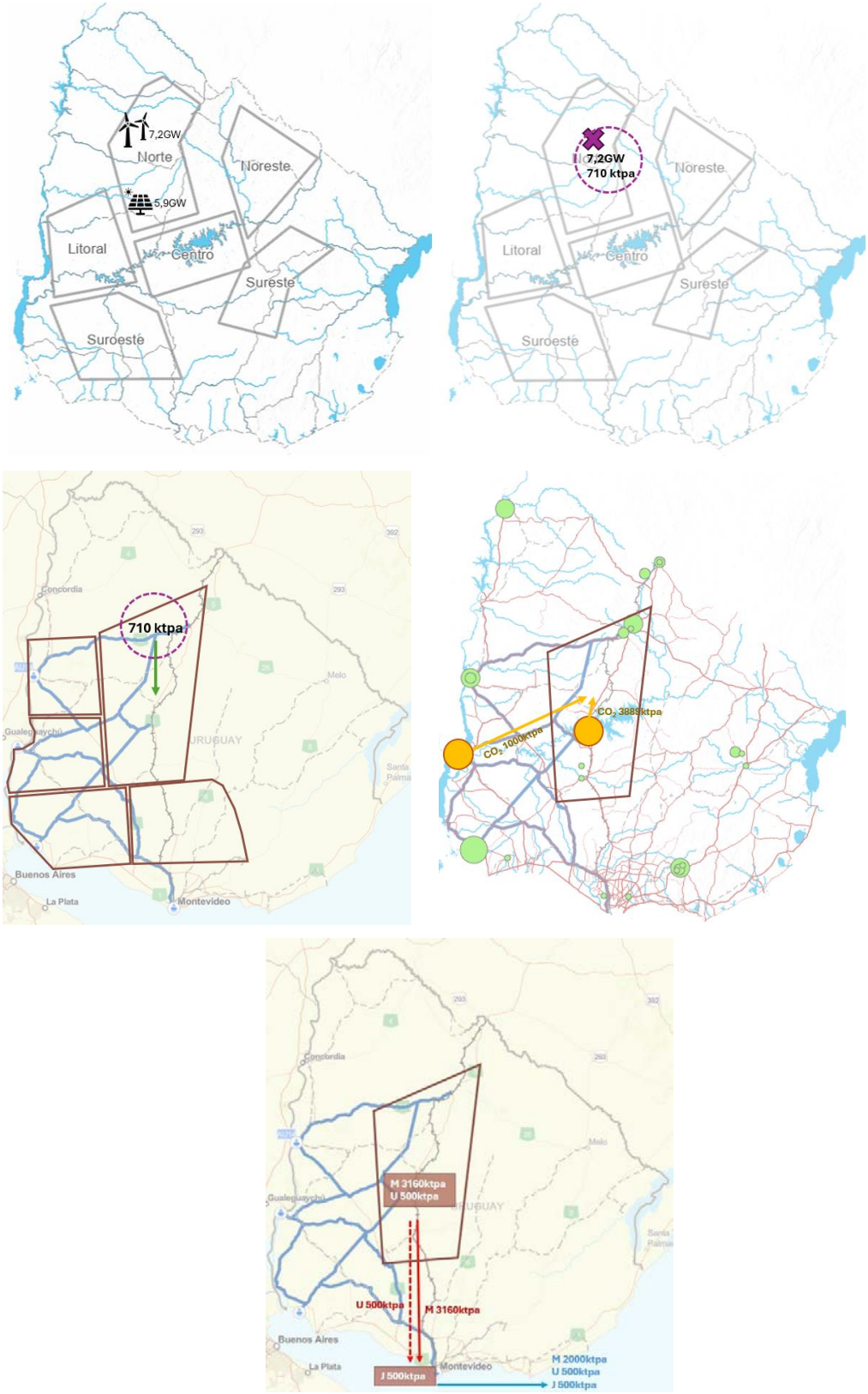


Figura 12-2: Id 1/3 - Esquemas de generación, electrolisis, transportes, CO2, producción y exportación

- Id 2: Generación uniformemente distribuida en todas las zonas (Escenario A)

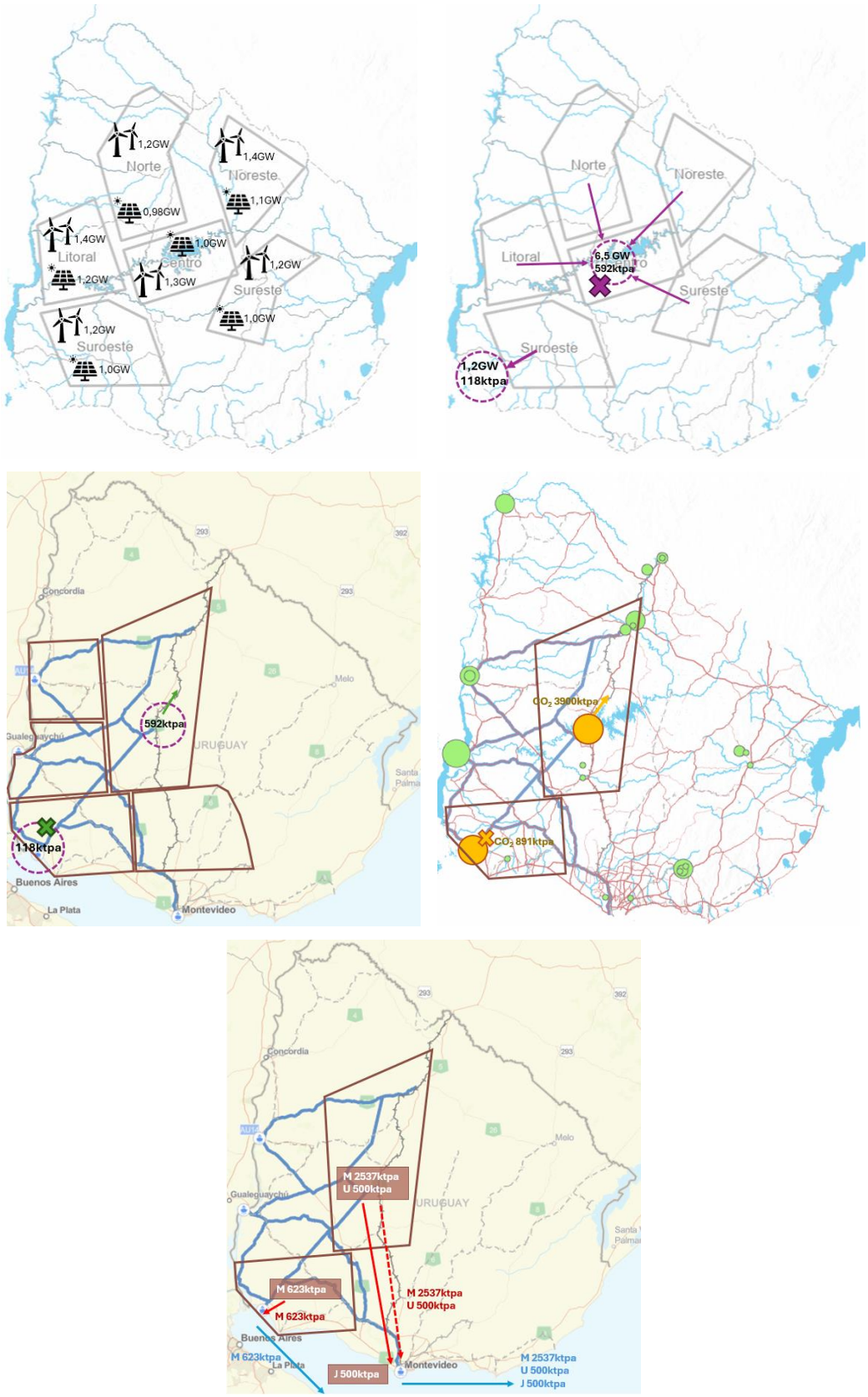


Figura 12-3: Id 2 - Esquemas de generación, electrolisis, transportes, CO2, producción y exportación

- Id 8: Generación en el suroeste (Escenario A)

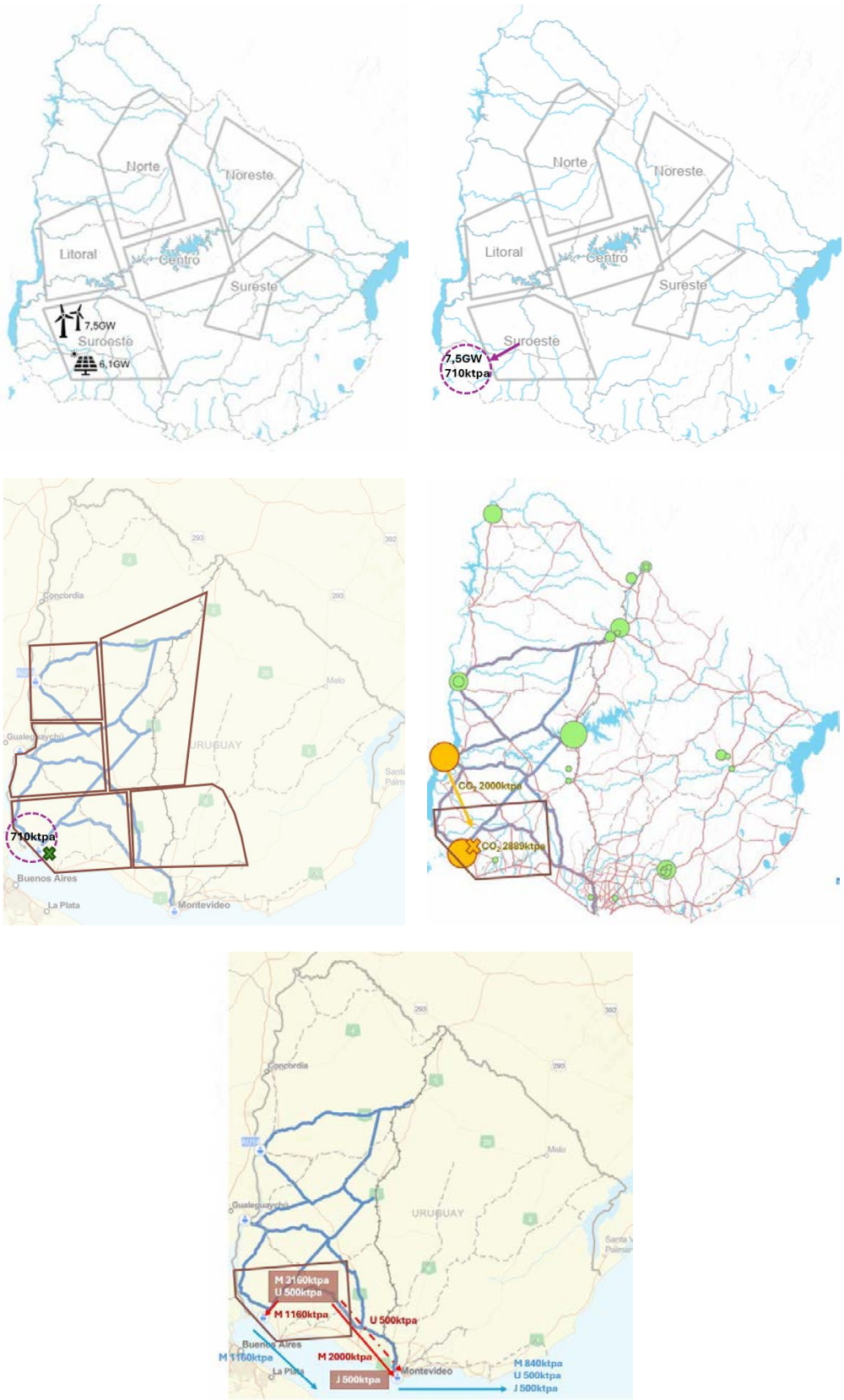


Figura 12-4: Id 8 - Esquemas de generación, electrolisis, transportes, CO2, producción y exportación

12.2.2.2 Escenario B

- Id 10 y 12: Generación óptima (Escenario B)

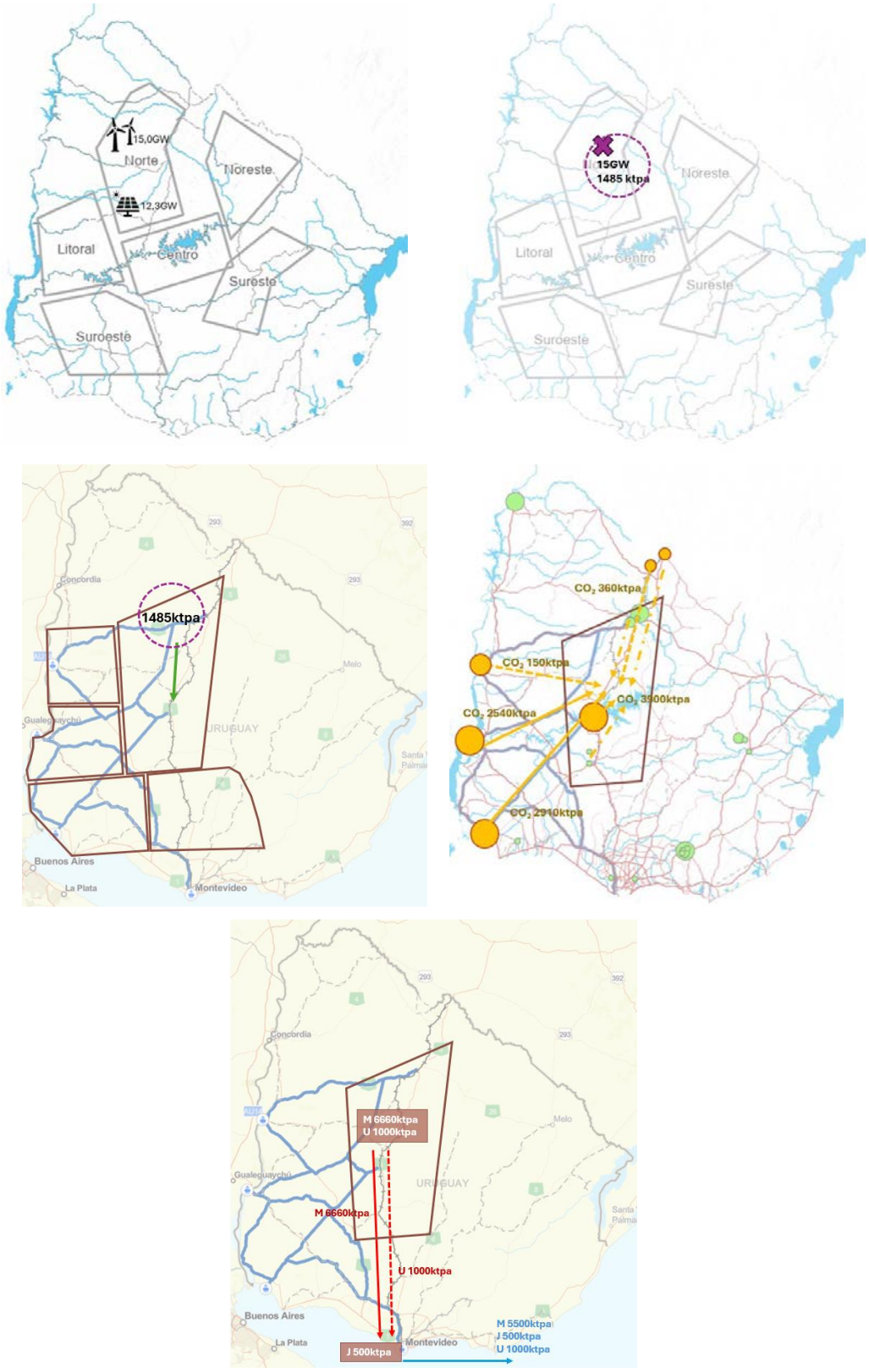


Figura 12-5: Id 10/12 - Esquemas generación, electrolisis, transportes, CO2, producción y exportación

- Id 17: Generación en el Suroeste (Escenario B)

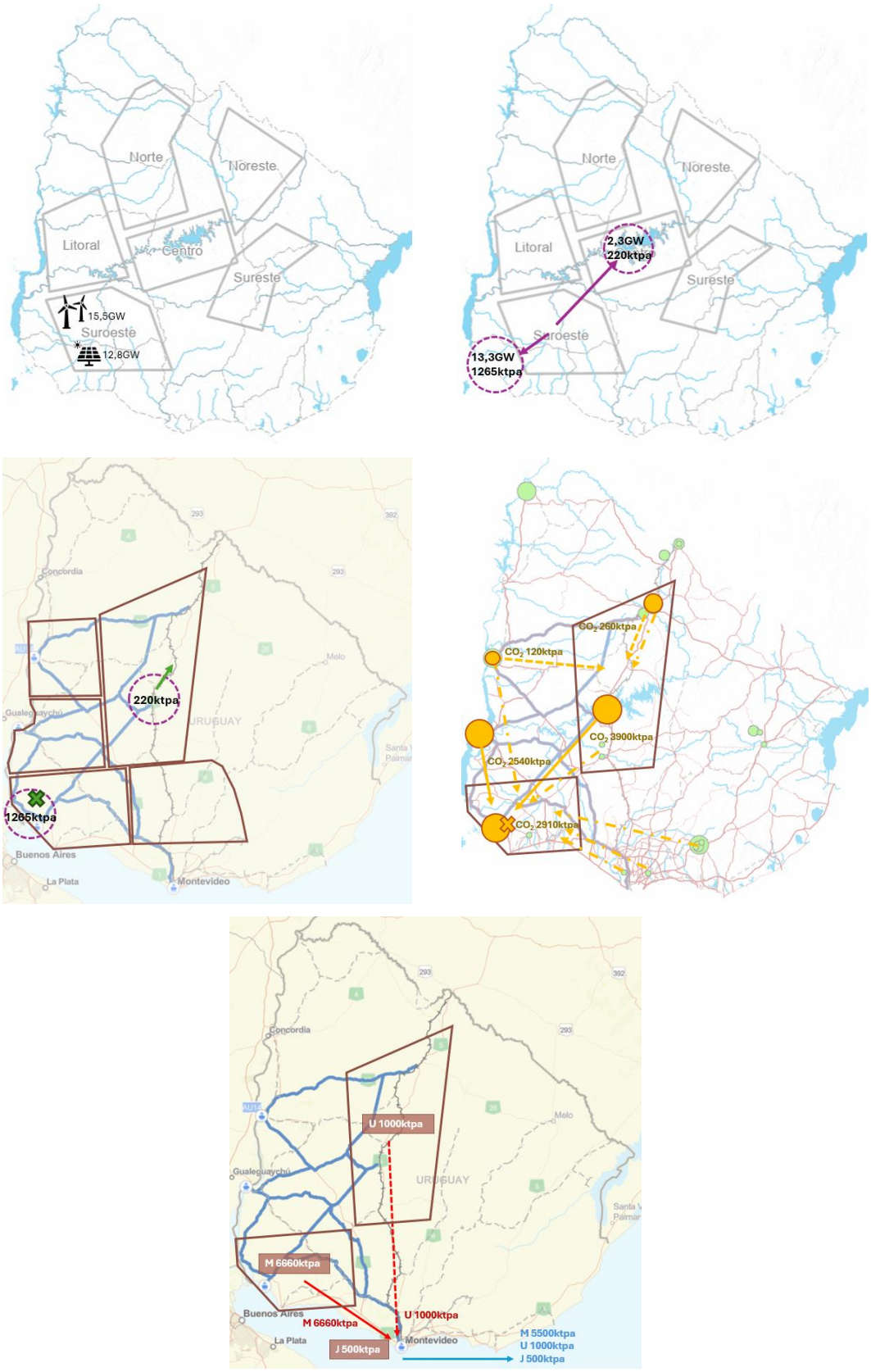


Figura 12-6: Id 17 - Esquemas de generación, electrolisis, transportes, CO2, producción y exportación

12.3 Análisis de sensibilidad

Se realizaron algunas pruebas de sensibilidad para analizar la robustes de las soluciones logísticas, las cuales se describen en las sub-secciones siguientes. Adicionalmente, en la Tabla 12-3 y Tabla 12-4, ubicadas al final de esta sección, se presenta un resumen de los resultados de estas.

12.3.1 Uso de la hidrovía

Se observa que ninguno de las configuraciones anteriores utiliza la hidrovía como vía de salida. Se realizaron dos pruebas para favorecer el uso de la hidrovía en el escenario de exportación A:

1. S1.1: Generación en zona litoral, asumiendo distancia nula a la zona de electrolización 4 y 7 para evitar costos de líneas de alta tensión y favorecer la salida por Fray Bentos y Paysandú. Esta configuración también permite analizar si se prioriza la hidrovía vs la ferrovía. Se elimina la producción de jetfuel para evitar conducción a Montevideo.

El esquema general de resultados obtenidos es el siguiente, observándose que, si bien hay se mantienen las ubicaciones de síntesis, la exportación de productos cambia: metanol vía Suroeste y Urea vía Montevideo. Se observa que no se utiliza el transporte hidroviario.

- Generación: 100% en zona Litoral
- Electrolisis: Zona Fray Bentos y zona Paysandú
- Síntesis: Metanol en zona Fray Bentos; Urea en zona Paysandú
- Puertos: Metanol por Puerto Suroeste; Urea por Puerto Montevideo
- Transportes:
    - CO2 a Fray Bentos: de UPM1 in-situ; CO2 por camión desde Montes del Plata
    - CO2 a Paysandú: de UPM2 por tren
    - Metanol por ducto desde Fray Bentos a Puerto Suroeste
    - Urea por tren a Puerto Montevideo

2. Costo: se obtiene un indicador de costo de hidrogeno equivalente de USD/kg 4,80Si se compara con el caso óptimo del escenario A (Id.1), se observa un aumento del 9% en el indicador de costos de Hidrógeno equivalente. Sin embargo, debe tenerse en cuenta que en este escenario no se prevee producción de jetfuel y por lo tanto la comparación de ambos casos no es completamente equivalente. De todas formas, se observa un incremento del orden de 9% sobre el indicador de costo de metanol de run 1.S1.2: Generación en zona litoral deshabilitando la opción de ductos de metanol para forzar el transporte por hidrovía. Se elimina la producción de jetfuel para evitar conducción a Montevideo.

El esquema general de resultados obtenidos es el siguiente, observándose que para este caso, la síntesis y producción se centraliza en la zona Fray Bentos y se exporta vía Fray Bentos. En este caso, sí existe transporte hidroviario.

- Generación: 100% en zona Litoral
- Electrolisis: zona Fray Bentos
- Síntesis: Metanol y Urea en zona Fray Bentos
- Puertos: Metanol y Urea por puerto Fray Bentos

- Transportes:
  - CO_2 in situ desde UPM1 y por ducto desde UPM2
- Costo: se obtiene un indicador de costo de hidrogeno equivalente de USD/kg 4,85. Si se compara con el caso óptimo del escenario A (Id.1), se observa un aumento del 10% en el indicador de costos de Hidrógeno equivalente. Sin embargo, debe tenerse en cuenta que en este escenario no se prevee producción de jetfuel y por lo tanto la comparación de ambos casos no es completamente equivalente. De todas formas, se observa un incremento del orden de 10% sobre el indicador de costo de metanol de run 1.

12.3.2 Capacidad del ferrocarril

S2: Se toma el caso C del ferrocarril, es decir, la representación de doble vía para el escenario A y generación optimizada, de manera de analizar si se prefiere este medio por sobre ductos y/o si se disminuyen los costos.

Los resultados obtenidos son los mismos a la configuración original (run 1) por lo cual se concluye que la capacidad en el ferrocarril no es una condicionante en esta configuración, manteniendo la ductos como una alternativa más competitiva.

12.3.3 Aumento de calado de Canal Martín García

1. S3.1: Para escenario de exportación A y distribución de generación optimizada, se asumió costos de exportación por puerto suroeste iguales a los de Montevideo de manera de representar el dragado a 14m del Canal Martín García y así la posibilidad de exportar en buques marítimos tipo Panamax desde este puerto.

El esquema general de resultados obtenidos es el siguiente:

- Generación óptima: 100% en el Norte
- Electrolisis: Norte
- Síntesis:
  - Metanol en la zona suroeste
  - Jet fuel en la refinería
  - Urea en la zona suroeste
- Puertos: Metanol y Urea por Puerto Suroeste; Jetfuel por puerto de Montevideo.
- Transportes:
  - Hidrogeno por ducto a Suroeste
  - CO_2 por ducto desde UPM1 y consumo in-situ de Montes del Plata
  - Metanol para exportación por ducto a puerto Suroeste
  - Metanol para jetfuel por ducto hasta Refinería en Puerto de Montevideo
  - Urea por camión hasta puerto Suroeste
- Costo: se obtiene un indicador de costo de hidrogeno equivalente de USD/kg 4,39, del mismo orden que la configuración original (run 1).

2. S3.2: Para escenario de exportación B y distribución de generación optimizada, se asumió costos de exportación por puerto suroeste iguales a los de Montevideo de manera de

representar el dragado a 14m del Canal Martín García y así la posibilidad de exportar en buques marítimos tipo Panamax desde este puerto.

El esquema general de resultados obtenidos es el siguiente:

- Generación óptima: 98,5% en el Norte y 1,5% en el Centro
- Electrolisis: Norte y Centro
- Síntesis:
  - Metanol en Fray Bentos
  - Jet fuel en la refinería
  - Urea en la zona central
- Puertos: Metanol por Puerto Suroeste; Urea y Jetfuel por puerto de Montevideo.
- Transportes:
  - Hidrogeno por ducto de Norte a Fray Bentos y de ELY Centro a HUB Centro
  - CO2 por ducto, ferrocarril y camión a HUBs
  - Metanol por ducto a Puerto Suroeste
  - Metanol para jetfuel por ducto hasta Puerto de Montevideo
  - Urea por ferrocarril hasta puerto de Montevideo
- Costo: se obtiene un indicador de costo de hidrogeno equivalente de USD/kg 4,31, del mismo orden que la configuración original (run 10).

12.3.4 Aumento de calado hasta Paysandú

1. S4.1: Para escenario de exportación A y generación optimizada, se asumió costos de exportación por puerto Suroeste, Paysandú y Fray Bentos iguales a los de Montevideo de manera de representar el dragado a 14m hasta Paysandú y así la posibilidad de exportar en buques marítimos tipo Panamax desde todos los puertos.

- Generación óptima: 100% en el Norte
- Electrolisis: Norte
- Síntesis:
  - Metanol en la zona de Fray Bentos
  - Jet fuel en la refinería
  - Urea en la zona de Fray Bentos
- Puertos: Metanol y Urea por Fray Bentos; Jetfuel por puerto de Montevideo.
- Transportes:
  - Hidrogeno por ducto a Fray Bentos
  - CO2 por ducto desde UPM2 y uso in-situ de UPM1
  - Metanol para jetfuel por ducto hasta Puerto de Montevideo
  - Urea por camión hasta puerto de Fray Bentos
- Costo: se obtiene un indicador de costo de hidrogeno equivalente de USD/kg 4,38, del mismo orden que la configuración original (run 1).

2. S4.2: Para escenario de exportación B y generación optimizada, se asumió costos de exportación por puerto Suroeste, Paysandú y Fray Bentos iguales a los de Montevideo de manera de representar el dragado a 14m hasta Paysandú y así la posibilidad de exportar en buques marítimos tipo Panamax desde todos los puertos.

El esquema general de resultados obtenidos es el siguiente:

- Generación óptima: 100% en el Norte
- Electrolisis: Norte y Paysandú
- Síntesis:
  - Metanol en la zona de Fray Bentos
  - Jet fuel en la refinería
  - Urea en la zona de Paysandú
- Puertos: Metanol por Puerto Fray Bentos; Urea por Puerto de Paysandú; Jetfuel por puerto de Montevideo.
- Transportes:
  - Hidrogeno por ducto desde Norte a Fray Bentos
  - CO2 por ducto, ferrocarril y camión a HUBs
  - Metanol para jetfuel por ducto hasta Puerto de Montevideo
  - Urea por tren hasta puerto de Paysandú
- Costo: se obtiene un indicador de costo de hidrogeno equivalente de USD/kg 4,30, del mismo orden que la configuración original (run 10).

12.3.5 Objetivos de producción

Se realizaron algunas pruebas con los escenarios de producción.

1. S5.1: Se definió un nuevo escenario de producción de metanol menor al B, correspondiente a la utilización de las tres mayores fuentes de CO2 y evitando el transporte de las demás fuentes. El nuevo escenario resultante es: 4800ktpa de metanol, 1000ktpa de Urea, 500ktpa de jetfuel. Para esta prueba se considera generación optima.

El esquema general de resultados obtenidos es el siguiente:

- Generación óptima: 100% en el Norte
- Electrolisis: Norte
- Síntesis:
  - Metanol en la zona central
  - Jet fuel en la refinería
  - Urea en la zona central
- Puertos: Puerto de Montevideo.
- Transportes:
  - CO2 por ducto a zona Central

- Metanol por ducto hasta puerto de Montevideo
- Urea por tren hasta puerto de Montevideo

- Costo: el costo de hidrogeno equivalente se mantiene en USD/kg 4,32, al igual que en la configuración original (run 10). Por lo que, a pesar de que se esté produciendo menos producto total, los ahorros en la logística de CO2 se equiparan a la "pérdida" de escala en la producción.

2. S5.2: Se definió un nuevo escenario de menor producción para analizar el impacto de los efectos de escala. El mismo consiste en 600ktpa de metanol, 600ktpa de urea y 300ktpa de jetfuel. Para esta prueba se considera generación optima.

El esquema general de resultados obtenidos es el siguiente:

- Generación: 100% en el Norte
- Electrolisis: Norte
- Síntesis:
  - Metanol y urea en la zona Central
  - Jetfuel en la refinería
- Puertos: Puerto de Montevideo.
- Transportes:
  - Hidrogeno por ducto desde ELY Norte a HUB Central
  - CO2 desde UPM2
  - Metanol por ducto hasta Puerto de Montevideo
  - Urea por tren a Puerto de Montevideo
- Costo: se obtiene un indicador de costo de hidrogeno equivalente de USD/kg 4,64, representando un aumento del 5% en comparación a la configuración óptima del escenario A (run 1).

12.3.6 Caso sin Ductos

1. S6.1: Para escenario de exportación A y generación optimizada, se eliminó la opción de transporte de metanol vía ducto.

El esquema general de resultados obtenidos es el siguiente:

- Generación: 100% en el Norte
- Electrolisis: Norte
- Síntesis:
  - Metanol y urea en la zona Central
  - Jetfuel en la refinería
- Puertos: Puerto de Montevideo.
- Transportes:
  - Hidrogeno por ducto desde ELY Norte a HUB Central
  - CO2 por ducto desde UPM1 y UPM2

- Metanol por tren hasta Puerto de Montevideo
- Urea por tren a Puerto de Montevideo

- Costo: se obtiene un indicador de costo de hidrogeno equivalente de USD/kg 4,42, representando un aumento de tan solo 0,5% en comparación a la configuración óptima del escenario A (run 1). Desde otra perspectiva, si se considera únicamente el indicador de costos para la fracción de transporte y logística, notamos que el aumento en este item es del 6%, mientras que el aumento en el indicador de costo de transporte de Metanol es del 46%. Adicionalmente se debe tener en cuenta que en esta comparación no se contabilizan los costos asociados a la infraestructura de carga y descarga de trenes, derivación de vía a HUB industrial, pera ferroviaria en puerto, etc. que incrementarían la brecha de costos.

2. S6.2: Para escenario de exportación B y generación optimizada, se eliminó la opción de transporte de metanol vía ducto. Se adopta la configuración B de ferrocarril (vía simple, tren de 800m).

El esquema general de resultados obtenidos es el siguiente:

- Generación: 100% en el Norte
- Electrolisis: Norte
- Síntesis:
  - Metanol y urea en la zona Sur
  - Jetfuel en la refinería
- Puertos: Puerto de Montevideo.
- Transportes:
  - Hidrogeno por ducto desde ELY Norte a HUB Sur
  - CO2 por ducto desde UPM1, UPM2 y Montes del Plata
  - CO2 por Ferrocarril y camión de fuentes dispersas
  - Metanol por tren desde zona sur hasta Puerto de Montevideo
  - Urea por tren desde zona sur a Puerto de Montevideo
- Costo: se obtiene un indicador de costo de hidrogeno equivalente de USD/kg 4,35, representando un aumento de tan solo 0,7% en comparación a la configuración óptima del escenario B (run 10). Desde otra perspectiva, si se considera únicamente el indicador de costos para la fracción de transporte y logística, notamos que el aumento en este item es del 8%, mientras que el aumento en el indicador de costo de transporte de Metanol es del 3%. Además, se observa que, para este escenario, hubo un cambio en la estrategia de producción, utilizando el HUB Sur en lugar del HUB Centro. Esto aumenta la distancia de transporte de Hidrogeno, y por los tanto sus costos, los cuales varían en un 40%. Adicionalmente se debe tener en cuenta que en esta comparación no se contabilizan los costos asociados a la infraestructura de carga y descarga de trenes, derivación de vía a HUB industrial, pera ferroviaria en puerto, etc. que incrementarían la brecha de costos.

3. S6.3: Para escenario de exportación A y generación optimizada, se eliminó la opción de transporte vía ducto para todas las materias primas y/o productos (H2, CO2, metanol).

El esquema general de resultados obtenidos es el siguiente:

- Generación: 56% en el Norte y 44% en el Suroeste
- Electrolisis: Fray Bentos y Suroeste
- Síntesis:
  - Metanol en Suroeste y Fray Bentos
  - Jetfuel en refinería
  - Urea en Fray Bentos
- Puerto: Suroeste (metanol), Fray Bentos (metanol y urea), Montevideo (jetfuel).
- Transportes:
  - Transmisión desde Norte a Fray Bentos y desde Suroeste a ELY Suroeste
  - Consumos de CO2 in-situ desde Montes del Plata y UPM1
  - Metanol para jetfuel por camión desde Suroeste y Fray Bentos a Refinería
- Costo: se obtiene un indicador de costo de hidrogeno equivalente de USD/kg 4,48, representando un aumento del 2% en comparación a la configuración óptima del escenario A (run 1). Desde otra perspectiva, si se considera únicamente el indicador de costos para la fracción de transporte y logística, notamos que el aumento en este item es del 5%, mientras que el aumento en el indicador de costo de transporte de Metanol es del 37%. Adicionalmente se debe tener en cuenta que en esta comparación no se contabilizan los costos asociados a la infraestructura de carga y descarga de trenes, derivación de vía a HUB industrial, pera ferroviaria en puerto, etc. que incrementarían la brecha de costos.

4. S6.4: Para escenario de exportación A y generación optimizada, se eliminó la opción de transporte vía ducto de hidrógeno y metanol, manteniendo los ductos de CO2 como posibilidad. Se adopta la configuración B de ferrocarril (vía simple, tren de 800m).

El esquema general de resultados obtenidos es el siguiente:

- Generación: 84% en el Norte y 16% en el Suroeste
- Electrolisis: Paysandú y Suroeste
- Síntesis:
  - Metanol en Suroeste y Paysandú
  - Jetfuel en refinería
  - Urea en Paysandú
- Puerto: Suroeste (metanol), Montevideo (metanol, jetfuel y urea).
- Transportes:
  - Transmisión desde Norte a Paysandú y desde Suroeste a ELY Suroeste
  - Consumos de CO2 in-situ desde Montes del Plata en Suroeste y transporte por ducto desde UPM2 a Paysandú
  - Metanol por ferrocarril desde Paysandú a Montevideo (para exportación) y Refinería (para jetfuel)
  - Metanol por camión a puerto SO
  - Urea por ferrocarril desde Paysandú a Montevideo

- Costo: se obtiene un indicador de costo de hidrogeno equivalente de USD/kg 4,47, representando un aumento del 2% en comparación a la configuración óptima del escenario A (run 1). Desde otra perspectiva, si se considera únicamente el indicador de costos para la fracción de transporte y logística, notamos que el aumento en este item es del 9%, mientras que el aumento en el indicador de costo de transporte de Metanol es del 72%, debido a la utilización tanto de trenes como de camiones. Adicionalmente se debe tener en cuenta que en esta comparación no se contabilizan los costos asociados a la infraestructura de carga y descarga de trenes, derivación de vía a HUB industrial, pera ferroviaria en puerto, etc. que incrementarían la brecha de costos

5. S6.5: Para escenario de exportación B y generación optimizada, se eliminó la opción de transporte vía ducto de hidrógeno y metanol, manteniendo los ductos de CO2 como posibilidad. Se adopta la configuración B de ferrocarril (via simple, tren de 800m).

El esquema general de resultados obtenidos es el siguiente:

- Generación: 74% en el Norte y 26% en el Suroeste
- Electrolisis: Paysandú y Suroeste
- Síntesis:
  - Metanol en Suroeste y Paysandú
  - Jetfuel en refinería
  - Urea en Paysandú
- Puerto: Suroeste (metanol), Montevideo (metanol, jetfuel y urea).
- Transportes:
  - Transmisión desde Norte a Paysandú y desde Suroeste a ELY Suroeste
  - Consumos de CO2 in-situ desde Montes del Plata en Suroeste
  - Transporte de CO2 por ducto desde UPM1 y UPM2 a Paysandú
  - Transporte de CO2 por Ferrocarril y camión de fuentes dispersas
  - Metanol por ferrocarril desde Paysandú a Montevideo (para exportación) y Refinería (para jetfuel)
  - Metanol por camión a puerto SO
  - Urea por ferrocarril desde Paysandú a Montevideo
- Costo: se obtiene un indicador de costo de hidrogeno equivalente de USD/kg 4,39, representando un aumento del 2% en comparación a la configuración óptima del escenario B (run 10). Desde otra perspectiva, si se considera únicamente el indicador de costos para la fracción de transporte y logística, notamos que el aumento en este item es del 11%, mientras que el aumento en el indicador de costo de transporte de Metanol es del 142%, debido a la utilización tanto de trenes como de camiones. Adicionalmente se debe tener en cuenta que en esta comparación no se contabilizan los costos asociados a la infraestructura de carga y descarga de trenes, derivación de vía a HUB industrial, pera ferroviaria en puerto, etc. que incrementarían la brecha de costos

6. S6.6: Para escenario de exportación A y generación optimizada, se eliminó la opción de transporte vía ducto de hidrógeno, manteniendo los ductos de metanol y CO2 como posibilidad.

El esquema general de resultados obtenidos es el siguiente:

- Generación: 56% en el Norte y 44% en el Suroeste
- Electrolisis: Fray Bentos y Suroeste
- Síntesis:
  - Metanol en Suroeste y Fray Bentos
  - Jetfuel en refinería
  - Urea en Fray Bentos
- Puerto: Suroeste (metanol), Montevideo (metanol y jetfuel), Fray Bentos (urea).
- Transportes:
  - Transmisión desde Norte a Fray Bentos y desde Suroeste a ELY Suroeste
  - Consumos de CO2 in-situ desde Montes del Plata en Suroeste y desde UPM1 en Fray Bentos
  - Metanol por ducto desde Fray Bentos a Suroeste (para exportación)
  - Metanol por ducto desde SO a Montevideo (para jetfuel y exportación)
  - Urea por camión a Fray Bentos

Costo: Se obtiene un indicador de costo de hidrogeno equivalente de USD/kg 4,43, representando un aumento del 1% en comparación a la configuración óptima del escenario A (run 1). A diferencia de los otros casos de sensibilización de ductos, en este caso vemos una disminución en los costos de transporte en un 9%. Esto, debido a que, al no existir la posibilidad de transportar Hidrógeno por ductos, el Modelo prefiere cambiar la estrategia planteada en el caso óptimo, de manera de evitar el transporte de Hidrógeno. En este caso de sensibilización, se tiene solo transporte de energía, Metanol y Urea, utilizando el H_2 y CO_2 in situ.

7. S6.7: Para escenario de exportación B y generación optimizada, se eliminó la opción de transporte vía ducto de hidrógeno, manteniendo los ductos de metanol y CO2 como posibilidad.

El esquema general de resultados obtenidos es el siguiente:

- Generación: 100% en el Norte
- Electrolisis: Paysandú
- Síntesis:
  - Metanol en Paysandú
  - Jetfuel en refinería
  - Urea en Paysandú
- Puerto: Montevideo
- Transportes:
  - Transmisión desde Norte a Paysandú

- Transporte de CO2 por ducto desde UPM1, UPM2 y Montes del Plata a Paysandú
- Transporte de CO2 por Ferrocarril y camión de fuentes dispersas
- Metanol por ducto desde Paysandú a Montevideo
- Urea por ferrocarril desde Paysandú a Montevideo

- Costo: se obtiene un indicador de costo de hidrogeno equivalente de USD/kg 4,35, representando un aumento del 1% en comparación a la configuración óptima del escenario B (run 10). Desde otra perspectiva, si se considera únicamente el indicador de costos para la fracción de transporte y logística, notamos que el aumento en este item es del 8%, mientras que el aumento en el indicador de costo de transporte de Hidrogeno/electrones es del 25%. Al igual que el caso de sensibilización 6.6, el Modelo prioriza un cambio en la estrategia, de manera de evitar el transporte de Hidrógeno.

8. S6.8: Para escenario de exportación A y forzando la configuración correspondiente al escenario optimo (run 1), es decir, generación en el norte, síntesis en zona central y exportación vía puerto de Montevideo, pero eliminando la opción de ducto de hidrógeno, y definiendo la electrolisis en zona central. Esta corrida permite evaluar el impacto sobre el costo al forzar la transmisión de electrones hacia las zonas de producción, en lugar de transportar hidrogeno por ducto. Se fija caso B para el ferrocarril, es decir, tren de 800m.

El esquema general de resultados obtenidos es el siguiente:

- Generación: 100% en el Norte
- Electrolisis: Centro
- Síntesis:
  - Metanol en zona Central
  - Jetfuel en refinería
  - Urea en zona Central
- Puerto: Montevideo
- Transportes:
  - Transmisión desde Norte a zona Central
  - Hidrogeno gaseoso por tren y camión desde ELY Central a zona Central
  - Transporte de CO2 por ducto desde UPM1 y UPM2
  - Metanol por ducto desde zona Central a Montevideo
  - Urea por ferrocarril desde zona Central a Montevideo

Costo: se obtiene un indicador de costo de hidrogeno equivalente de USD/kg 4,75, representando un aumento del 8% en comparación a la configuración óptima del escenario A (run 1). Los costos logísticos aumentan en un 95%, mientras que el costo del transporte de Hidrógeno aumentó más de 5 veces. Al forzar al modelo a mantener la estrategia generada en el caso optimo, pero con transmisión hasta electrolizadores en zona central, este debe recurrir al transporte de Hidrogeno por tren y camión desde dichos electrolizadores hasta el Hub central (aprox. 50km) para suplir la ausencia de ducto de Hidrógeno, aumentando notablemente los costos generales y de transporte.

12.3.7 Caso sin refinería

1. S7.1: Para escenario de exportación A y generación optimizada, se eliminó la opción de síntesis de jetfuel en la refinería de ANCAP.

El esquema general de resultados obtenidos es el siguiente:

- Generación: 100% en el Norte
- Electrolisis: Norte
- Síntesis: zona Central
- Puertos: Puerto de Montevideo.
- Transportes:
  - Hidrogeno por ducto desde ELY Norte a HUB Central
  - CO2 por ducto desde UPM1 y UPM2
  - Metanol por ducto hasta Puerto de Montevideo
  - Jetfuel por tren hasta Puerto de Montevideo
  - Urea por tren a Puerto de Montevideo
- Costo: se obtiene un indicador de costo de hidrogeno equivalente de USD/kg 4,45, representando un aumento de tan solo 1% en comparación a la configuración óptima del escenario A (run 1). Sin embargo, el costo final del jetfuel aumenta un 5% aproximadamente.

2. S7.2: Para escenario de exportación B y generación optimizada, se eliminó la opción de síntesis de jetfuel en la refinería de ANCAP.

El esquema general de resultados obtenidos es el siguiente. Se observa que es análogo a la corrida S7.1.

- Generación: 100% en el Norte
- Electrolisis: Norte
- Síntesis: zona Central
- Puertos: Puerto de Montevideo.
- Transportes:
  - Hidrogeno por ducto desde ELY Norte a HUB Central
  - CO2 por ducto, tren y camión desde diversas fuentes
  - Metanol por ducto hasta Puerto de Montevideo
  - Jetfuel por tren hasta Puerto de Montevideo
  - Urea por tren a Puerto de Montevideo
- Costo: se obtiene un indicador de costo de hidrogeno equivalente de USD/kg 4,34, representando un aumento de menos del 1% en comparación a la configuración óptima del escenario B (run 10). Sin embargo, el costo final del jetfuel aumenta un 5% aproximadamente.

12.3.8 Escalabilidad

En este análisis de sensibilidad se busca representar un potencial crecimiento en fases, partiendo por transporte de productos por ferrocarril a Puerto de Montevideo, luego la construcción de un ducto de metanol hacia el mismo puerto, y por último habilitar la

posibilidad de construcción de un Puerto al Suroeste con la potencial inclusión de un hub industrial en esta zona.

12.3.8.1 Fase 1

Se parte desde un escenario A con generación óptima y deshabilitando la opción de ducto de metanol y la opción de puerto SO, forzando el transporte por ferrocarril. Cómo la solución depende de la capacidad del ferrocarril considerada, se analizan los 3 casos posibles permitidos en el input del modelo:

A. Situación actual del Ferrocarril Central (tren de 500m)

B. Tren de 800m

C. Doble vía y tren de 800m

La capacidad del ferrocarril en Caso A es suficiente para enviar todos los productos a puerto de Montevideo, manteniendo la configuración original, pero transportando los productos vía ferrocarril en lugar de ducto. Este caso coincide con el S6.1 simulado en la sección 12.3.6.

Se obtiene un indicador de costo de hidrogeno equivalente de USD/kg 4,42, representando un aumento de 0,5%. Desde otra perspectiva, si se considera únicamente el indicador de costos para la fracción de transporte y logística, notamos que el aumento en este item es del 6%, mientras que el aumento en el indicador de costo de transporte de Metanol es del 46%. Adicionalmente, estos costos no contemplan los costos asociados a la ampliación del sistema de señalización y control del ferrocarril central, infraestructura de carga y descarga de trenes, derivación de vía a HUB industrial, pera ferroviaria en puerto, etc. que incrementarían la brecha de costos.

12.3.8.2 Fase 2

En una segunda fase, para el mismo escenario A, se habilita la opción de ducto de metanol hacia puerto de Montevideo. El esquema general de resultados obtenidos es el mismo que el caso óptimo del escenario A (ver sección 12.2.2.1, Id. 1).

En la Figura 12-7 se observa el esquema general de generación, electrolisis, transportes, CO2, producción y exportación para Fase 1 (asumiendo tren de 500m) y Fase 2.

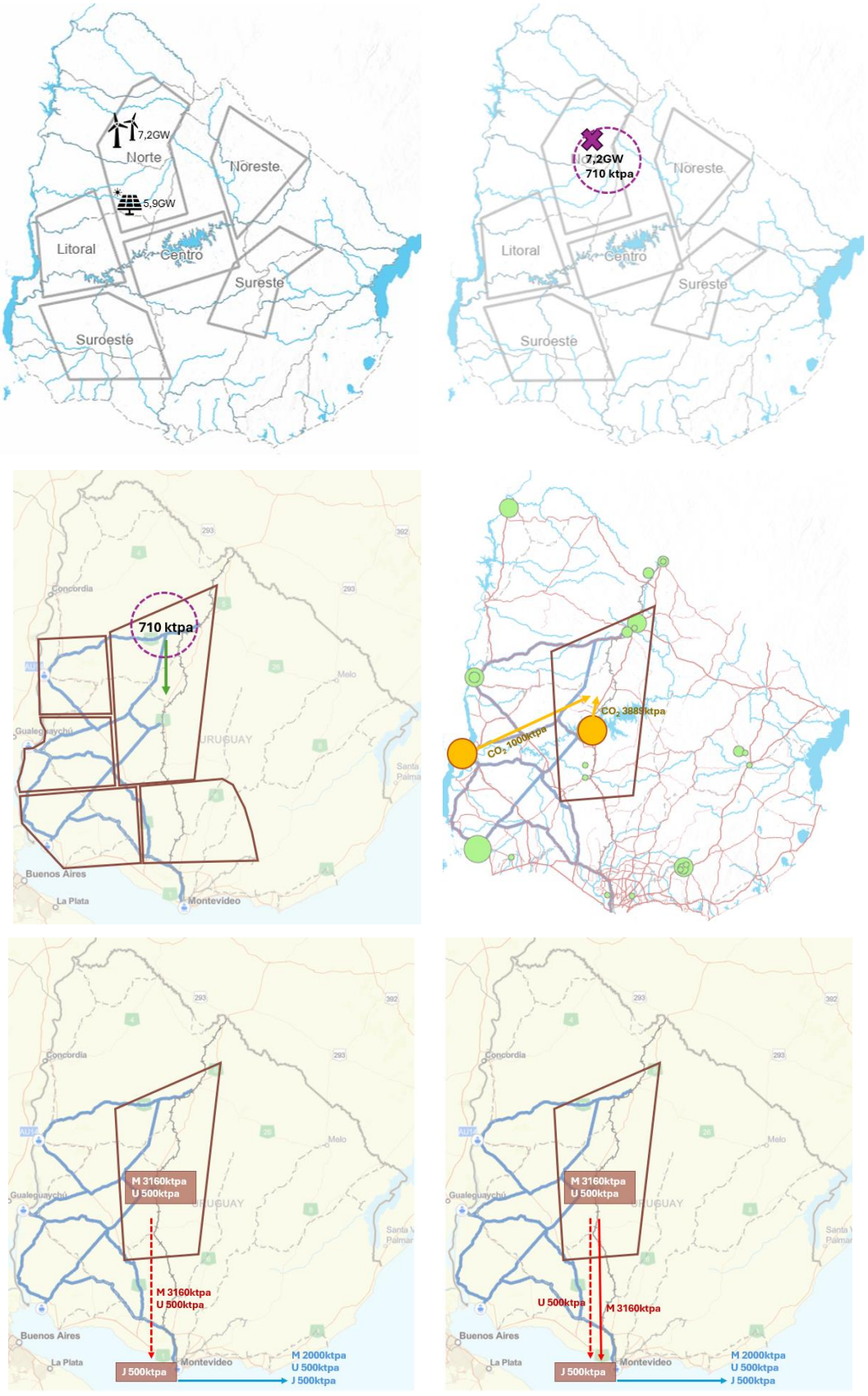


Figura 12-7: Escalabilidad - Esquemas de generación, electrolisis, transportes, CO2, producción y exportación (fase 1 en panel inferior izquierdo y fase 2 en panel inferior derecho)

12.3.8.3 Fase 3

Para la producción de escenario B se habilita el puerto SO pero partiendo de una producción existente en la zona central correspondiente a la Fase 1 y 2, representando la preexistencia de un HUB industrial en el centro del país.

Se observa que este caso coincide con la corrida Id. 10 del escenario B, donde el modelo elige tener un gran HUB industrial en el centro del país y exportar vía Montevideo (ver sección 12.2.2.2, Id. 10). Por lo tanto, se podría concluir que el modelo encuentra óptimo ampliar el polo industrial central y exportar vía Montevideo antes que abrir otro en la región suroeste y exportar vía puerto suroeste.

En este caso es importante considerar que las infraestructuras de conducción de metanol a construirse desde la zona industrial central hasta el Puerto de Montevideo debieran poseer, desde un inicio, las dimensiones adecuadas para transportar el metanol proyectado en escenario B de manera de posibilitar la proyección de expansión con la misma infraestructura. De considerarse la proyección de productos de escenario B, con una necesidad de transporte total de metanol de 6.660.000 tpa, el diámetro estimado de la tubería es del orden de 18 pulgadas.

Opción Ferrocarril para escenario B

Se testea la opción de utilizar el ferrocarril para el escenario de exportación B, en caso de que no se desee construir ducto. La capacidad del ferrocarril en Caso A no es suficiente para este escenario, por lo cual se considera el Caso B (tren de 800m). El modelo arroja los mismos resultados que el caso S6.2 simulado en la sección 12.3.6. Los mismos muestran que basta con considerar un tren de 800m, es decir, ajustando el sistema de señalización y control, para alcanzar la capacidad requerida para enviar todos los productos por tren hacia puerto de Montevideo para el escenario B.

Se obtiene un indicador de costo de hidrogeno equivalente de USD/kg 4,35, representando un aumento de tan solo 0,7% aproximadamente en comparación a la configuración óptima del escenario B (run 10). Desde otra perspectiva, si se considera únicamente el indicador de costos para la fracción de transporte y logística, notamos que el aumento en este item es del 8%, mientras que el aumento en el indicador de costo de transporte de Metanol es del 3%. Observar además que para este escenario, hubo un cambio en la estrategia de producción, utilizando el HUB Sur en lugar del HUB Centro. Esto aumenta la distancia de transporte de Hidrogeno, y por los tanto sus costos, los cuales varían en un 40%. Adicionalmente se debe tener en cuenta que en esta comparación no se contabilizan los costos asociados a la infraestructura de carga y descarga de trenes, derivación de vía a HUB industrial, pera ferroviaria en puerto, etc. que incrementarían la brecha de costos.

Vale aclarar que estos costos no contemplan los costos asociados a la ampliación del sistema de señalización y control del ferrocarril central, infraestructura de carga y descarga de trenes, derivación de vía a HUB industrial, pera ferroviaria en puerto, etc. que incrementarían la brecha de costos.

12.3.9 Tablas resumen

En la Tabla 12-1 de la siguiente página se presentan los resultados principales de las runs realizadas dentro del análisis de sensibilidad. Mientras que en la Tabla 12-4, se presenta un resumen de los indicadores de costos totales por componente. La nomenclatura de cada corrida (Id) coincide con la mencionada en las descripciones de las secciones correspondientes anteriores. Valen las mismas consideraciones, excepciones y descripciones detalladas en la sección 12.2.1.

Tabla 12-3: Resumen de resultados obtenidos para los análisis de sensibilidad. Nomenclatura de corrida (Id) en secciones correspondientes

Componente	Parámetro	S1.1	S1.2	S2	S3.1	S3.2	S4.1	S4.2	S5.1	S5.2	S 6.1	S6.2	S6.3	S6.4	S6.5	S6.6	S6.7	S6.8	S7.1	S7.2	S8.1
Generación	GW instalados eólica	5.8	5.8	7.2	7.2	15.0	7.2	15.0	13.7	3.8	7.2	15.0	7.3	7.2	15.2	7.3	15.0	7.2	7.2	15.0	7.2
	GW instalados solar	4.8	4.8	5.9	5.9	12.3	5.9	12.3	11.2	3.1	5.9	12.3	6.0	5.9	12.4	6.0	12.3	5.9	5.9	12.3	5.9
	Zonas	Lit	Lit	N	N	N, Cen	N	N	N	N	N	N	N, SO	N, SO	N, SO	N, SO	N	N	N	N	N
	% del CPNA Total	49.6%	49.0%	45.9%	46.0%	46.8%	46.1%	47.0%	46.7%	43.6%	45.6%	46.5%	45.8%	45.5%	46.4%	46.3%	46.5%	42.6%	45.4%	46.5%	45.6%
Transmisión	GW transmitidos	0.0	0.0	0.0	0.0	2.0	0.0	2.2	0.0	0.0	0.0	0.0	7.3	7.2	15.2	7.3	15.0	7.2	0.0	0.0	0.0
	% del CPNA Total	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.1%	0.0%	0.3%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	1.4%	1.0%	1.0%	1.4%	1.2%	0.9%	0.0%	0.0%	0.0%
Electrolisis	GW electrolisis	5.8	5.8	7.2	7.2	15.0	7.2	15.0	13.7	3.8	7.2	15.0	7.3	7.2	15.2	7.3	15.0	7.2	7.2	15.0	7.2
	Zonas	FB, Pay	FB	N	N	N, Cen	N	N, Pay	N	N	N	N	FB, SO	SO, Pay	SO, Pay	FB, SO	Pay	Cen	N	N	N
	% del CPNA Total	13.7%	13.6%	12.7%	12.8%	13.0%	12.8%	13.0%	13.0%	12.1%	12.7%	12.9%	12.7%	12.6%	12.9%	12.9%	12.9%	11.8%	12.6%	12.9%	12.7%
Síntesis	Zonas	FB, Pay	FB	Cen, Ref	SO, Ref	FB, Cen, Ref	FB, Ref	FB, Pay, Ref	Cen, Ref	Cen, Ref	Cen, Ref	S, Ref	SO, FB, Ref	SO, Pay, Ref	SO, Pay, Ref	SO, FB, Ref	Pay, Ref	Cen, Ref	Cen	Cen	Cen, Ref
	% del CPNA Total	29.3%	29.0%	33.2%	33.3%	31.2%	33.3%	31.3%	31.7%	36.9%	33.0%	31.0%	33.0%	33.1%	30.9%	33.4%	31.0%	30.8%	34.0%	31.6%	33.0%
H2 por tuberia	Ktpa	0	0	710	710	1485	710	1265	1352	378	710	1485	0	0	0	0	0	0	710	1485	710
	% del CPNA Total	0.0%	0.0%	1.2%	1.8%	1.2%	1.6%	1.1%	1.0%	1.5%	1.2%	1.4%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	1.2%	1.0%	1.2%
H2 por ferrocarril	Ktpa	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	703.19	-	-	-
	% del CPNA Total	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	7.3%	0.0%	0.0%	0.0%
H2 por camión	Ktpa	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7.21	-	-	-
	% del CPNA Total	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%
CO2 por tubería	Ktpa	0	750	4889	2000	6810	2500	6810	9263	2297	4889	9350	0	3900	6440	0	9350	4889	4889	9350	4889
	% del CPNA Total	0.0%	0.7%	1.0%	0.7%	0.9%	0.8%	0.9%	1.2%	0.5%	1.0%	1.4%	0.0%	0.9%	0.8%	0.0%	1.4%	0.9%	1.0%	1.1%	1.0%
CO2 por ferrocarril	Ktpa	320	-	-	-	570	-	654	-	-	-	795	-	-	660	-	660	-	-	720	-
	% del CPNA Total	0.2%	0.0%	0.0%	0.0%	0.2%	0.0%	0.3%	0.0%	0.0%	0.0%	0.4%	0.0%	0.0%	0.3%	0.0%	0.3%	0.0%	0.0%	0.3%	0.0%
CO2 por camión	Ktpa	370	-	-	-	344	-	260	-	-	-	119	-	107	296	-	254	-	-	194	-
	% del CPNA Total	0.5%	0.0%	0.0%	0.0%	0.2%	0.0%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.1%	0.0%	0.0%	0.1%	0.0%	0.1%	0.0%	0.0%	0.1%	0.0%
Metanol por tubería	Ktpa	2000	0	3160	3160	6660	1160	1160	5960	0	0	0	0	0	0	3160	6660	3160	2000	5500	0
	% del CPNA Total	0.4%	0.0%	1.0%	0.5%	0.5%	0.6%	0.3%	0.7%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.7%	0.9%	1.0%	0.7%	0.6%	0.0%
Metanol por ferrocarril	Ktpa	0	0	0	0	0	0	0	0	1296	3160	6660	0	2544	4655	0	0	0	0	0	3160
	% del CPNA Total	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	1.1%	1.5%	0.7%	0.0%	1.6%	1.4%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	1.5%
Metanol por camión	Ktpa	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2,517.28	616.44	2,005.46	-	-	-	-	-	-
	% del CPNA Total	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	1.4%	0.1%	0.2%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Jetfuel por ferrocarril	Ktpa	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	500	500	0
	% del CPNA Total	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Jetfuel por camión	Ktpa	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	% del CPNA Total	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Urea por ferrocarril	Ktpa	500	0	500	0	1000	0	1000	1000	600	500	1000	0	500	1000	0	1000	500	500	1000	500
	% del CPNA Total	0.4%	0.0%	0.2%	0.0%	0.2%	0.0%	0.1%	0.2%	0.5%	0.2%	0.1%	0.0%	0.3%	0.3%	0.0%	0.3%	0.2%	0.2%	0.2%	0.2%
Urea por camión	Ktpa	0	500	0	500	0	500	0	0	0	0	0	500	0	0	500	0	0	0	0	0
	% del CPNA Total	0.0%	0.1%	0.0%	0.1%	0.0%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.1%	0.0%	0.0%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Exportación (puerto + flete)	Puertos	MVD, SO	Fray Bentos	MVD	MVD, SO	MVD, SO	MVD, Fray Bentos	MVD, Paysandú, Fray Bentos	MVD	MVD	MVD	MVD	MVD, SO, Fray Bentos	MVD, SO	MVD, SO	Fray Bentos	MVD	MVD	MVD	MVD	MVD
	% del CPNA Total	5.9%	7.5%	4.8%	4.8%	5.6%	4.8%	5.7%	5.5%	3.9%	4.7%	5.6%	5.6%	4.8%	5.7%	5.2%	5.6%	4.4%	4.7%	5.6%	4.7%
Indicador Costo H2eq	USD/kg H_2eq	$ 4.80	$ 4.85	$ 4.40	$ 4.39	$ 4.31	$ 4.38	$ 4.30	$ 4.32	$ 4.64	$ 4.42	$ 4.35	$ 4.48	$ 4.47	$ 4.39	$ 4.43	$ 4.35	$ 4.75	$ 4.45	$ 4.34	$ 4.42
	% dif caso original	-	-	-	-0.3%	0.0%	-0.4%	-0.4%	0.2%	5.3%	0.5%	0.7%	1.8%	1.4%	1.8%	0.6%	0.7%	7.8%	1.1%	0.6%	0.5%
Indicador Costo H2	USD/kg H_2	$ 3.04	$ 3.04	$ 2.58	$ 2.58	$ 2.59	$ 2.58	$ 2.59	$ 2.58	$ 2.58	$ 2.58	$ 2.58	$ 2.69	$ 2.64	$ 2.65	$ 2.69	$ 2.63	$ 2.62	$ 2.58	$ 2.58	$ 2.58
	% dif caso original	-	-	-	0.0%	0.3%	0.0%	0.5%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	4.1%	2.4%	2.7%	4.1%	2.0%	1.7%	0.0%	0.0%	0.0%
Indicador Costo Metanol	USD/t	$ 869	$ 881	$ 798	$ 792	$ 790	$ 792	$ 787	$ 789	$ 817	$ 806	$ 798	$ 819	$ 816	$ 809	$ 803	$ 797	$ 864	$ 792	$ 789	$ 806
	% dif caso original	-	-	-	-0.8%	-0.1%	-0.8%	-0.5%	-0.2%	2.4%	0.9%	0.9%	2.5%	2.2%	2.3%	0.6%	0.8%	8.2%	-0.8%	-0.2%	0.9%
Indicador Costo Jetfuel	USD/t	-	-	$ 1,937	$ 1,942	$ 1,938	$ 1,940	$ 1,938	$ 1,931	$ 1,966	$ 1,937	$ 1,951	$ 1,958	$ 1,949	$ 1,948	$ 1,954	$ 1,944	$ 2,088	$ 2,027	$ 2,025	$ 1,937
	% dif caso original	-	-	-	0.3%	0.2%	0.2%	0.2%	-0.2%	1.5%	0.0%	0.8%	1.1%	0.6%	0.7%	0.9%	0.5%	7.8%	4.7%	4.7%	0.0%
Indicador Costo Urea	USD/t	$ 1,223	$ 1,227	$ 1,125	$ 1,124	$ 1,097	$ 1,120	$ 1,088	$ 1,093	$ 1,122	$ 1,125	$ 1,093	$ 1,133	$ 1,131	$ 1,105	$ 1,129	$ 1,102	$ 1,200	$ 1,125	$ 1,095	$ 1,125
	% dif caso original	-	-	-	-0.1%	0.3%	-0.4%	-0.6%	-0.2%	-0.3%	0.0%	-0.1%	0.7%	0.6%	0.9%	0.4%	0.7%	6.7%	0.0%	0.0%	0.0%

Tabla 12-4: Indicadores de costos totales por componente para cada corrida realizada del análisis de sensibilidad (CPNA: Costo Presente Neto Anual)

	Generación de Energía Renovable		Electrólisis		Síntesis de Productos		Transmisión, Transporte y Logística de exportación		Total
	CPNA (MUSD/año)	% CPNA Total	CPNA (MUSD/año)	% CPNA Total	CPNA (MUSD/año)	% CPNA Total	CPNA (MUSD/año)	% CPNA Total	CPNA (MUSD/año)
S 1.1	$ 1,165	50%	$ 323	14%	$ 689	29%	$ 173	7%	$ 2,350
S 1.2	$ 1,165	49%	$ 323	14%	$ 689	29%	$ 198	8%	$ 2,375
S 2	$ 1,435	46%	$ 398	13%	$ 1,038	33%	$ 257	8%	$ 3,128
S 3.1	$ 1,435	46%	$ 398	13%	$ 1,038	33%	$ 247	8%	$ 3,118
S 3.2	$ 3,002	47%	$ 833	13%	$ 1,999	31%	$ 575	9%	$ 6,409
S 4.1	$ 1,435	46%	$ 398	13%	$ 1,038	33%	$ 244	8%	$ 3,115
S 4.2	$ 3,000	47%	$ 832	13%	$ 1,999	31%	$ 554	9%	$ 6,385
S 5.1	$ 2,731	47%	$ 758	13%	$ 1,851	32%	$ 505	9%	$ 5,845
S 5.2	$ 764	44%	$ 212	12%	$ 648	37%	$ 130	7%	$ 1,754
S 6.1	$ 1,435	46%	$ 398	13%	$ 1,038	33%	$ 272	9%	$ 3,143
S 6.2	$ 3,000	46%	$ 832	13%	$ 1,999	31%	$ 625	10%	$ 6,456
S 6.3	$ 1,459	46%	$ 405	13%	$ 1,050	33%	$ 269	8%	$ 3,183
S 6.4	$ 1,444	46%	$ 400	13%	$ 1,049	33%	$ 279	9%	$ 3,172
S 6.5	$ 3,029	46%	$ 840	13%	$ 2,015	31%	$ 642	10%	$ 6,526
S 6.6	$ 1,459	46%	$ 405	13%	$ 1,050	33%	$ 234	7%	$ 3,148
S 6.7	$ 3,000	46%	$ 832	13%	$ 1,999	31%	$ 626	10%	$ 6,457
S 6.8	$ 1,435	43%	$ 398	12%	$ 1,038	31%	$ 501	15%	$ 3,372
S 7.1	$ 1,435	45%	$ 398	13%	$ 1,075	34%	$ 254	8%	$ 3,162
S 7.2	$ 3,000	47%	$ 832	13%	$ 2,036	32%	$ 580	9%	$ 6,448
S 8.1	$ 1,435	46%	$ 398	13%	$ 1,038	33%	$ 272	9%	$ 3,143

13 Infraestructuras compartidas

A través del análisis realizado se concluyen que las siguientes infraestructuras compartidas son relevantes a la hora de optimizar costos logísticos:

- En general, para el caso de fluidos (hidrogeno, CO2, metanol y jetfuel), los ductos resultan el medio de transporte más competitivo, siempre y cuando se alcancen ciertos volúmenes mínimos. Por lo tanto, y de manera general, se encuentra conveniente adoptar un esquema de transporte compartido de fluidos vía ductos. Se estima una disminución de aproximadamente 6% en los costos logísticos y a una disminución del orden del 3% en los costos unitarios finales de productos, sin considerar los costos en nueva infraestructura ferroviaria requerida, lo cual aumentaría la diferencia, ni los desafíos técnicos asociados a un aumento excesivo del transporte carretero de CO2 como consecuencia del caso que no se contara con ductos. Si se analiza el impacto de la utilización de ductos solo en los indicadores de costo de transporte de Metanol, se observa una disminución del orden del 40%.

  En particular, la consideración de ductos es especialmente relevante en los casos de:

  - Ductos de metanol desde la zona central hacia el puerto de Montevideo.
  - Ductos de CO2 desde las 3 fuentes principales hacia las zonas de producción resultantes.
  - Ductos de hidrogeno desde zonas de electrolisis a zonas industriales.
- La configuración que optimiza el indicador de costo tanto para el escenario A y B implica:
  - Generación y Electrolisis en el Norte
  - Ducto compartido de hidrogeno desde el Norte a zona Central
  - Polo industrial para síntesis de metanol y urea en zona Central
  - Ductos compartidos de CO2 desde UPM 1 y UPM 2 en el escenario A, sumándose un ducto compartido desde Montes del Plata en el escenario B (o extensión del ducto existente desde UPM1), así como transporte ferroviario y por camión desde fuentes dispersas.
  - Producción de jetfuel en la Refinería ANCAP
  - Infraestructura portuaria compartida en Puerto de Montevideo
- En el análisis de escalabilidad para el transporte de productos, las etapas que optimizan el indicador de costo implican:
  - Uso del Ferrocarril Central para el transporte de metanol y urea desde zona Central hasta el Puerto de Montevideo mientras se construya el ducto de metanol. En el caso de alcanzar las producciones de escenario A es requerido expandir el sistema de señalización y control para admitir trenes de 800m.
  - Implementación del ducto de metanol hacia puerto de Montevideo. Es importante considerar estas infraestructuras de conducción de metanol a construirse desde la zona industrial central hasta el Puerto de Montevideo debieran poseer, desde un inicio, las dimensiones adecuadas para transportar el metanol proyectado en escenario B de manera de posibilitar la proyección de expansión con la misma infraestructura. De considerarse la proyección de

productos de escenario B, con una necesidad de transporte total de metanol de 6.660.000 tpa, el diámetro estimado de la tubería es del orden de 18 pulgadas.

- La urea continúa siendo transportada por ferrocarril.

- Los costos de síntesis son el segundo costo más importante luego de la generación. Por lo tanto, es relevante alcanzar economías de escala y encontrar sinergias en este eslabón de la cadena de valor. Este aspecto queda evidenciado en el modelo en lo siguiente:
  - Se observa que el modelo busca minimizar la cantidad de zonas industriales y ubicarlas estratégicamente en función de las fuentes de CO2. Por lo tanto, se recomienda la adopción de una estrategia de complejos o HUBs industriales para la síntesis de metanol, de manera de compartir infraestructura general de servicios y disminuir costos de plantas.
  - En todas las configuraciones analizadas la síntesis de jetfuel resulta ubicada en la refinería existente. Por lo tanto, se recomienda ubicar un complejo de síntesis de Jetfuel junto a la refinería ANCAP para optimizar procesos y disminuir costos. Se estima que de esta forma se reduce del orden del 5% en los costos unitarios finales del jetfuel exportado. Además, se recomienda considerar un ducto de metanol desde la zona de producción de metanol elegida hacia el puerto de Montevideo para conducir la fracción de metanol requerida para producir el jetfuel en la refinería. En caso de que el metanol de exportación se conduzca por ducto hasta puerto de Montevideo, se recomienda conducir la fracción de metanol para jetfuel por este mismo ducto y derivarlo a la refinería al llegar al puerto.
  - En todas las configuraciones analizadas, la producción de urea resultó ubicada en una misma zona industrial y la totalidad transportada a un único puerto de exportación, es decir, no se observa fraccionamiento de la producción y transporte de urea en ningún caso. Por lo tanto, al igual que en el caso del metanol y el jetfuel, se recomienda ubicar la síntesis de urea en un único HUB industrial, para alcanzar economías de escala en la planta de amoniaco (proceso intermedio) y posterior producción de urea.
  - En contraposición a lo anterior, la electrolisis presenta un comportamiento diferente, pues los efectos de escala no son tan relevantes y por lo tanto la ubicación de las zonas de electrolisis (clusterizadas o no) responden a la optimización de los demás transportes y procesos, y no a una optimización de los costos de producción de hidrogeno en sí mismo.

- Los costos de inversión en infraestructura portuaria son relevantes, como se explica en la sección 10.10.9. Por lo tanto, es importante adoptar un esquema de infraestructura portuaria compartida y de lo posible en un único puerto por producto. En particular, son relevantes las siguientes observaciones:
  - La ubicación que ha mostrado ser más ventajosas para un puerto de exportación de metanol en los escenarios óptimos de generación es el Puerto de Montevideo y, en segundo lugar, un puerto en el Suroeste. La razón principal de esto es que, debido a la necesidad de transporte de metanol para sintetizar jetfuel en la refinería ANCAP, el modelo encuentra más conveniente utilizar este mismo ducto para el transporte del metanol de exportación y utilizar el Puerto de Montevideo. Esta condición cambia en el caso de que no se considere producción de jetfuel, o de ubicarla en otra localización diferente a la refinería, en cuyo caso el Puerto Suroeste comienza a ganar relevancia.
  - En el caso del jetfuel, y dado a la sinergia en los procesos de su producción de con la refinería existente, se recomienda mantener el puerto de Montevideo

como punto de exportación de la totalidad del jetfuel, tanto para escenario A y B.

- En el caso de la urea, la ubicación más favorable para el puerto de exportación depende del escenario analizado. Sin embargo, en la mayoría de los casos de optimización de costos, donde la síntesis se ubica en la zona central, se prioriza el transporte ferroviario hacia el puerto de Montevideo y por lo tanto este sería más ventajoso. En caso de síntesis en zona Suroeste, se observa más ventajoso el transporte por camión a puerto Suroeste. Se observó que en los casos óptimos del escenario A y B la salida sería vía Montevideo en ambos casos.

14 Observaciones y Conclusiones

A lo largo de las distintas fases de la consultoría fue posible extraer observaciones y conclusiones respecto al comportamiento de la cadena de valor del hidrogeno y derivados, las cuales se listan a continuación:

1. Dado que el mayor componente de los costos es la generación de energía renovable, las soluciones óptimas encontradas por el modelo priorizan la generación en las zonas con mayor potencial del recurso solar y eólico, es decir, en las zonas con mayor Factor de Capacidad, que en este estudio es la zona Norte.

2. En términos territoriales, se observa que, en términos generales, la zona óptima de generación (Zona Norte) no coincide con ecosistemas vulnerables ni críticamente amenazados. Existe un porcentaje menor (1,6% del total de la zona) de ecosistemas en peligro, pero esos no son un impedimento para la instalación de parques, sino que solo robustece el análisis ambiental que se debe realizar al momento de desarrollar los proyectos. En cuanto a áreas de importancia para las aves, un 25% del total de la zona coincide con estas, lo cual implica que estas áreas sean de especial consideración para la ubicación de parques eólicos, aunque sin restricciones para parques solares. En ámbitos de riesgo social y de eventos extremos, la zona norte se ubica en su mayoría (65%) en áreas de riesgo mínimo. En el porcentaje restante, no se observan áreas críticas de riesgo social ni eventos extremos.

3. En cuanto a componentes del costo final, el segundo lugar lo tienen los procesos de síntesis de productos, donde el factor de escala es relevante a la hora de disminuir costos. Por lo tanto, el modelo tiende a minimizar y centralizar producciones en HUBs industriales, siendo el más frecuentes el HUB central debido a la cercanía al CO2 y a la conectividad logística con los puertos de exportación. Es por este motivo, que las configuraciones de generación uniforme (runs 2 y 11) son las que presentan costos elevados.

4. Sin embargo, la variación de costos observada entre las configuraciones más favorables y menos favorables no es demasiado relevante, dado que la máxima diferencia de indicador de costo unitario de hidrogeno equivalente es de 9,5% y de 9,9% para escenario A y B respectivamente. Esta diferencia se da entre el escenario optimo y el de generación 100% en zona litoral, la zona con menor factor de capacidad.

5. Para el análisis territorial de los polos o HUBs Industriales, es importante considerar que estas son instalaciones que ocupan una superficie limitada, por lo que pueden ser acomodados fácilmente dentro de las macrozonas analizadas, dentro de subzonas óptimas donde reduzcan el impacto ambiental, social y cultural. El Hub que fue seleccionado con mayor frecuencia por el modelo fue el Hub Central, cuya zona optima reducida se puede observar en la Figura 11-3 de la sección 11.1.2.3. El análisis realizado destaca que el norte de la Macrozona coincide con áreas de vulnerabilidad para la recarga del acuífero Guaraní, por lo que se recomienda no considerar esta fracción para la instalación de industrias. En términos ambientales, se observa que las áreas SNAP y los ecosistemas amenazados se encuentran distribuidos a los bordes de la macrozona, mientras que el centro de esta, considerado como área representativa, cuenta con una mayor disponibilidad para ubicar los Hubs y disminuir el impacto ambiental en áreas críticas. En términos de riesgo social y de eventos extremos, el 80% del total de la superficie se encuentra clasificado con riesgo mínimo. El área representativa también es clasificada con este nivel de riesgo.

6. El HUB industrial SO fue considerado en una gran cantidad de casos. Replicando el análisis territorial realizado para el HUB Centro, se observa que una pequeña parte del acuífero Raigón se encuentra en esta zona, coincidiendo con la zona de alta vulnerabilidad del acuífero, lo cual debe ser considerado al momento de seleccionar la ubicación de las instalaciones. En términos ambientales, se observa que la macrozona se encuentra libre de áreas SNAP clase 1. El 10% del territorio coincide con áreas de ecosistemas amenazados, los cuales se distribuyen a los alrededores de la macrozona, y coincidiendo el área representativa considerada con un pequeño porcentaje de áreas vulnerables. En términos de riesgo social y de eventos extremos, solo el 24% del total de la superficie se encuentra clasificado con riesgo mínimo. El área considerada como área representativa se encuentra fuera de esta zona, ubicándose dentro de zonas con alta densidad de población. En cuanto a los índices de riesgos IREE, se encuentra dentro de zonas de nivel de riesgo 1 y 2.

7. En cuanto a la electrolisis, el factor de escala no es tan relevante en comparación con otros de los componentes analizados, por lo tanto, las zonas de electrolisis seleccionadas responden a la optimización de los demás componentes.

8. Al igual que los HUBs Industriales, los electrolizadores son instalaciones puntuales que pueden ser fácilmente acomodadas dentro de las áreas seleccionadas. Por lo que el análisis territorial se reduce a la selección de un lugar que cuente con una disponibilidad de agua que permita abastecer sin problemas los proyectos futuros, y sin provocar impactos en la disponibilidad misma del recurso. Es por eso que, a lo largo de la consultoría, se decidió descartar la Zona 6 de electrolización, manteniendo el resto de zonas, las cuales están ubicadas en las cercanías de fuentes de agua que asegurarían un suministro seguro de agua, tanto para los proyectos como para el entorno ambiental, social y cultural.

9. En todos los casos el jetfuel es sintetizado en la refinería ANCAP, debido a la optimización de costos por la sinergia con los procesos de la refinería existente. Se observan reducciones del orden del 5% en los costos unitarios finales del jetfuel al considerar esta ubicación y sinergias, en comparación con configuraciones donde esta opción se encuentra deshabilitada.

10. La observación anterior implica que, en todos los casos, al menos, el jetfuel sea exportado vía puerto de Montevideo, y por lo tanto existe un transporte de metanol hacia la refinería necesario para la producción del jetfuel, en general este transporte se da mediante ducto. Esta logística y necesidad de conducción a Montevideo favorecería también la exportación de Metanol vía Montevideo transportándolo utilizando este mismo ducto.

11. En la mayoría de las configuraciones analizadas, el puerto de Montevideo ha sido la vía de exportación preferida, y en algunos casos también el puerto Suroeste. Esto significa que el transporte por hidrovía y transshipment no se presenta como una opción competitiva en estos escenarios, pues se prioriza el transporte por ductos de hidrogeno y metanol hacia zonas con conectividad con los puertos marítimos.

12. En las configuraciones analizadas, tanto para Escenario A como el B, se observa una preferencia por la exportación vía Puerto de Montevideo. Esto se debe principalmente a dos motivos:

    a. La zona central se presenta como preferida para instalar los polos industriales debido a su ubicación estratégica respecto a la ubicación de las fuentes de CO2 y la cercanía a la zona de generación Norte, con mayor factor de capacidad. La conectividad tanto ferroviaria con el Puerto de Montevideo, el trazado de un

potencial ducto de Metanol hacia este puerto, y la posibilidad de exportación en Panamax, lo posicionan al Puerto de Montevideo como más conveniente.

b. Dada la optimización de costos asociada a la producción de jetfuel junto a la refinería de ANCAP, es necesario transportar el metanol requerido para la síntesis de dicho producto hasta la refinería ubicada en el Puerto de Montevideo. El medio de transporte más conveniente para ello es vía ducto. Por lo tanto, es más conveniente utilizar este mismo ducto para conducir tanto la fracción de metanol para exportación como la fracción para producir jetfuel de manera de aprovechar las economías de escala.

13. El puerto de Montevideo fue elegido como la vía de exportación óptima en la mayoría de los casos analizados, desde el punto de vista de optimización de costos. Sin embargo, considerando que este se encuentra en una zona altamente poblada (el área con mayor densidad poblacional del país), es necesario considerar todos los aspectos relativos al entorno social, ambiental y cultural de esta zona. Según los análisis realizados, sería factible considerar Montevideo como Puerto de exportación, pero es necesario realizar análisis más profundos para seleccionar la ubicación adecuada de las terminales de almacenamiento y carguío de buques. En particular, se hace énfasis en los aspectos de peligrosidad asociada a las terminales de almacenamiento de Metanol, ya que, al almacenar grandes cantidades de combustibles, existen riesgos de fuga, incendio y explosión, que podría generar un impacto a las zonas aledañas. Por ello, se recomienda ubicarlas en zonas alejadas de la costa y por ende de la población.

14. En ninguno de los casos bases modelados la exportación de Metanol y/o Jetfuel se realiza vía los puertos de Fray Bentos o Paysandú, por lo tanto, en ningún caso se realiza transporte fluvial de estos productos, lo cual indicaría la poca competitividad de este medio de transporte en comparación con los ductos. Se da transporte hidroviario solamente en algunos de las configuraciones modeladas en el marco del análisis de sensibilidad donde se fuerza alguno de los componentes.

15. La exportación de Urea también se realiza generalmente vía Puerto de Montevideo para aprovechar la conectividad ferroviaria, por lo tanto, se observa que el transporte hidroviario de la urea tampoco es lo más conveniente. Solo en algunos casos del análisis de sensibilidad se transporta vía Fray Bentos o Paysandú, lo cual implicaría transshipment a buque marítimo en la zona Suroeste.

16. La competitividad del transporte de hidrógeno por tubería por sobre la transmisión eléctrica por líneas de alta tensión se repite a lo largo de las modelaciones realizadas. Esto se debe, en parte, a que los volúmenes previstos de producción son lo suficientemente grande para alcanzar el punto de inflexión en donde el costo de tubería es menor al de transmisión. Solo en algunos casos, donde los requerimientos de transporte son bajos y/o las distancias son cortas, resultaron convenientes líneas de alta tensión sobre tuberías de hidrógeno, por ejemplo, el caso de generación distribuida.

17. En cuanto al transporte de H2 por camión (observado solo en algún caso puntual de capacidades de electrolisis pequeñas), resulta más conveniente el transporte gaseoso sobre el licuado debido a los altos costos asociados a la licuefacción del hidrogeno.

18. En ninguna configuración analizada, donde los ductos son una opción, se alcanza el límite de capacidad del ferrocarril, dado que, los ductos resultan un medio de transporte de fluidos más competitivo. Se observa que la capacidad ferroviaria puede ser limitante únicamente en el escenario donde no hubiera ducto de metanol y se requiera transportar la urea y la totalidad del metanol producido en el escenario B desde zona central hasta

zona de Montevideo. En este caso es necesario contar con trenes de 800m y por lo tanto habría que expandir el sistema de señalización y control actual.

19. En los casos de producción de Urea en la zona central, la misma se transporta por ferrocarril hasta el puerto de Montevideo, saliendo por esta vía.

20. En general, las configuraciones optimas ubica las zonas industriales cerca de las fuentes de CO2 y lo más centralizado posible, pues los costos de síntesis son el segundo costo de mayor peso en los costos totales, después de los costos de generación. Como se prioriza la producción clusterizada para disminuir los costos de síntesis, en casi todos los escenarios existe transporte de hidrógeno por tubería hacia dichos HUBs industriales.

21. La poca competitividad del transporte hidroviario y ferroviario frente al transporte por ducto se pone de manifiesto en las pruebas de sensibilidad realizadas. Incluso en un escenario de generación litoral, sin gastos por transmisión hacia Fray Bentos o Paysandú, el modelo encuentra más conveniente conducir el metanol por ducto hasta puerto Suroeste y la urea por ferrocarril desde Paysandú hacia Montevideo. Solo en el caso de que se deshabilitara la posibilidad de ducto de metanol, el modelo arroja como solución el transporte de los productos (metanol y urea) por hidrovía vía Puerto Fray Bentos.

22. Los indicadores de costos de transporte corresponden a una pequeña fracción de los indicadores de costos totales, cercana al 10%, por lo que, en general, las variaciones en este ítem no afectan en gran medida al costo final. Por ejemplo, si se compara la variación de costos de transporte de Metanol, aisladamente, para el caso de ducto vs ferrocarril desde zona central hasta Montevideo en escenario A, se observa que la utilización de ductos significa una disminución del orden del 35-45% en dichos costos, sin considerar la inversión necesaria para la mejora de la red ferroviaria que aumentaría la brecha.

23. En el caso de considerar transporte de hidrógeno por otro medio diferente a ductos, los costos logísticos aumentan significativamente, afectando a los indicadores de costos de productos. Por lo tanto, se recomienda que el transporte de hidrógeno sea por ducto, y de no ser posible, analizar la posibilidad de transportar electrones vía líneas de transmisión.

24. El transporte de CO2 proveniente de las 3 fuentes principales (UPM 1, UPM 2 y Montes del Plata), de existir, se realiza por tubería en todos los casos testeados.

25. Para el escenario A, donde no se requiere el CO2 de las fuentes dispersas, en la gran mayoría de los casos, no resulta conveniente transportar CO2 desde una fuente dispersa. El modelo encuentra más optimo centralizar la producción y llevar el CO2 de alguna(s) de las grandes fuentes vía tubería.

26. Los trazados seleccionados para los distintos ductos analizados consideran ámbitos ambientales y territoriales, buscando evitar el paso por zonas de riesgo. Sin embargo, dado las características de alto nivel de esta consultoría, se hace necesario un análisis exhaustivo al momento de desarrollar los proyectos específicos tanto desde el punto de vista técnico como territorial, ya que, al ser obras lineales, atraviesan numerosos terrenos que implican servidumbres. Es por esto se recomienda una identificación temprana de permisos y derechos de paso, de manera de evitar cambios considerables en los trazados a lo largo de los proyectos, lo cual puede afectar los respectivos presupuestos y cronogramas. Adicionalmente, se recomienda que, a la hora de realizar estudios y proyectos de ductos, los mismos contemplen posibilidades de incremento de flujo y, por lo tanto, optar por dimensiones y características aptas para escenarios de mayor conducción.

27. En algunos casos de transporte de CO2 desde fuentes dispersas hacia las zonas de producción, se utiliza camión a pesar de que se cuente con acceso al ferrocarril debido a los bajos volúmenes requeridos.

28. Se observa que se prioriza el transporte de producto frente al transporte de materias primas.

29. Más allá de observar las configuraciones más favorables para los escenarios A y B, y si bien estos escenarios se tomaron como independiente, es importante considerar la potencialidad escalabilidad de uno al otro, es decir, analizar la compatibilidad de los resultados obtenidos entre escenarios y potencialidad de escalar paulatinamente de uno a otro. En el caso que se considere la construcción de un ducto de metanol en una segunda instancia se plantean las siguientes fases resultantes de las modelaciones:

    I. Escenario A – Fase 1: Polos industriales de síntesis de metanol y urea en zona Central. Transporte de metanol y urea por Ferrocarril Central a Puerto de Montevideo mientras se construye el ducto de metanol. La capacidad actual del Ferrocarril Central es suficiente para transportar la totalidad de los productos establecidos en las metas de producción del escenario A.

    II. Escenario A – Fase 2: Conducción del metanol desde zona Central a Puerto de Montevideo vía ducto. El transporte de urea continúa siendo vía ferrocarril.

    III. Escenario B: Se expanden los polos industriales de metanol y urea ubicados en zona central. Para satisfacer el incremento de demanda de CO2 asociada se prolonga el ducto de CO2 desde UPM1 hasta Montes del Plata. El metanol es conducido vía el mismo ducto hasta el Puerto de Montevideo y la urea continúa siendo transportada vía Ferrocarril Central hasta este puerto.

En la Figura 14-1 se presentan esquemáticamente las etapas mencionadas.

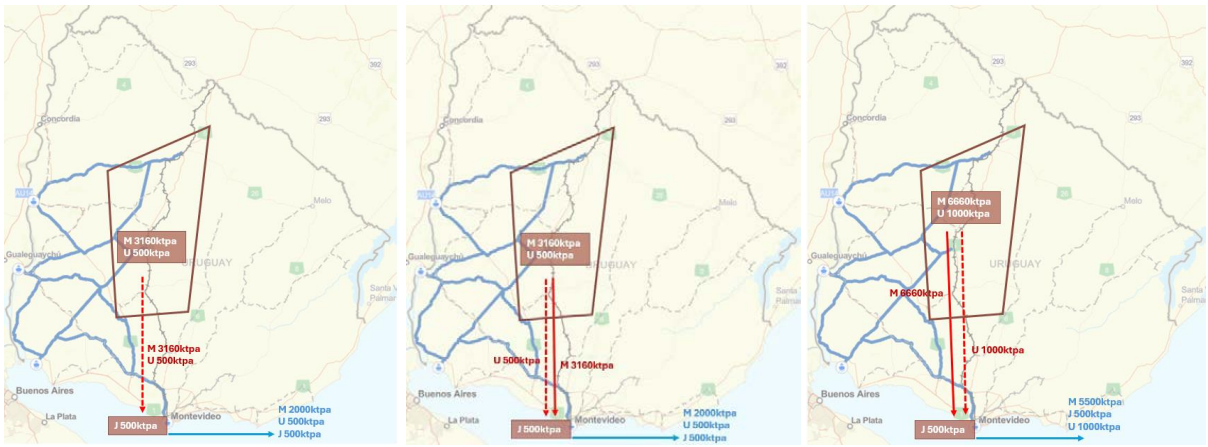


Figura 14-1: Configuraciones óptimas de producción y exportación para escenario A – Fase 1 (izquierda); Escenario A – Fase 2 (centro); y escenario B (derecha).

    IV. Escenario B – Fase 2': Existe la posibilidad de mantener la utilización del Ferrocarril Central para las metas de producción establecidas en el escenario B. Para esto, es necesario expandir el sistema de señalización y control del ferrocarril de manera que sea posible la circulación en trenes de 800m. Considerando este cambio de configuración en el Ferrocarril Central, se hace posible expandir los polos industriales de metanol y urea en primera instancia, y

posteriormente realizar la conducción de Metanol desde zona Central a Puerto de Montevideo vía ducto.

30. En el caso de escalamiento descrito en el punto anterior, es importante considerar que:

    - Las infraestructuras de conducción de metanol a construirse desde la zona industrial central hasta el Puerto de Montevideo debieran poseer, desde un inicio, las dimensiones y características adecuadas para transportar el metanol proyectado en escenario B de manera de posibilitar la proyección de expansión con la misma infraestructura. De considerarse la proyección de productos de escenario B, con una necesidad de transporte total de metanol de 6.660.000 tpa, el diámetro estimado de la tubería es del orden de 18 pulgadas. Se recomienda incluso sobredimensionarlo para prever potenciales incrementos en la producción adicionales.
    - Las infraestructuras de conducción de CO2 desde UPM1 hacia la zona Central debieran poseer, desde un inicio (Escenario A – Fase 1), las dimensiones y características adecuadas para transportar la demanda adicional de CO2 proveniente desde Montes del Plata, asociada a las metas previstas en escenario B. Además, a la hora de proyectar el tramo UPM 1 – Centro, se recomienda dejar prevista una conexión del nuevo tramo Montes del Plata – UPM 1. Se recomienda sobredimensionar el diámetro de ambos tramos para prever potenciales demandas adicionales.

31. De decidirse que la ubicación de la terminal portuaria en la zona Suroeste es más conveniente desde el punto de vista social, ambiental y de riesgos, el escalamiento puede ajustarse para utilizar el Puerto Suroeste en lugar del Puerto de Montevideo. En este sentido es posible adoptar el siguiente plan:

    - Mantener el transporte de urea vía Ferrocarril Central hacia Montevideo, en caso de operar en este puerto, o transporte por camión a suroeste.
    - Implantar una estación de interconexión en el ducto de metanol de manera de bifurcar el flujo proveniente desde zona central en dos tramos de ducto para derivar parte del caudal a la Refinería (fracción para jetfuel) y el resto del caudal de exportación hacia Puerto Suroeste.
    - En caso de que se decida producir el jetfuel en Suroeste, simplemente se opta por construir el ducto de metanol hacia Suroeste en lugar de hacia Montevideo.
    - En caso de que se opte por sintetizar el jetfuel en zona central se puede diseñar el ducto y su operación para utilizar la misma infraestructura para conducir el metanol y el jetfuel en una operación por lotes.

32. El presente estudio fue realizado en el marco de una consultoría de alto nivel que pretende analizar los comportamientos generales de la cadena de valor de los derivados de hidrogeno verde desde el punto de vista territorial, logístico y de infraestructura. Por lo tanto, los resultados aquí obtenidos no suplantan diseños de ingeniería ni analizan aspectos técnicos ni económicos particulares de los distintos componentes ni de proyectos existentes. Se recomienda realizar estudios específicos de cada componente de la cadena de valor y localizaciones analizadas a la hora de tomar decisiones y/o definiciones.

15 Anexos

Anexo 1 – Parámetros generales para estimación del consumo de materias primas.

Tabla 15-1: Factores de conversión para la estimación de necesidades de H_2.

Producto	Factor de Conversión [$ton_{producto}/ton_{H2}$]
Metanol	5,25
Urea	4,55
Jetfuel	2,26

Tabla 15-2: Factores de conversión para la estimación de necesidades de CO_2.

Producto	Factor de Conversión [$ton_{producto}/ton_{CO2}$]
Metanol	0,70
Urea	1,35
Jetfuel	0,30

Tabla 15-3: Consumo de agua por proceso para la producción de H_2.

Uso del Agua	Factor de Conversión [ton_{agua}/ton_{H2}]	Escenario A [tpa]	Escenario B [tpa]
Materia Prima	10	7.117.000	14.882.000
Enfriamiento	22	15.658.000	32.740.000
Rechazo y Perdidas	3	2.135.000	4.464.000
Total	**35**	**24.910.000**	**52.086.000**

Tabla 15-4: Consumo de agua para la producción de Hidrogeno y sus derivados.

Producción de	Factor de Conversión $[ton_{agua}/ton_{producto}]$	Escenario A [tpa]	Escenario B [tpa]
Metanol	5,9	11.800.000	32.450.000
Urea	9,0	5.490.000	10.980.000
Jetfuel	13,7	6.844.000	6.844.000
Hidrógeno	35	24.910.000	52.086.000
Total	**-**	**49.044.000**	**102.360.000**

Anexo 2 – Parámetros generales para el análisis técnico del transporte carretero.

Tabla 15-5: Parámetros fijos para la estimación de flota de camiones de transporte de las diversas sustancias.

Parámetro	Unidad	CO_2	GH_2	LH_2	Metanol	Jetfuel	Urea
Capacidad del Camión	[ton]	25	0,8	4,3	30	28	25
Disponibilidad	[-]	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85
Velocidad	[km/hr]	60	60	60	60	60	60
Tiempo de Carga	[hr]	1,8	1,5	3	1,5	1,5	1
Tiempo de Descarga	[hr]	1,7	1,5	3	2,5	2,5	1,5
Tiempo Total de detención	[hr]	3,5	3	6	4	4	2,5

Tabla 15-6: Tiempo de Viaje en horas por cada camión de transporte, según la distancia total del tramo a cubrir, para los distintos tipos de sustancias.

Distancia por Trayecto [km]/ Roundtrip [hr]	CO_2	GH_2	LH_2	Metanol	Jetfuel	Urea
50	5,2	4,7	7,7	5,7	5,7	4,2
100	6,8	6,3	9,3	7,3	7,3	5,8
150	8,5	8,0	11,0	9,0	9,0	7,5
200	10,2	9,7	12,7	10,7	10,7	9,2
250	11,8	11,3	14,3	12,3	12,3	10,8
300	13,5	13,0	16,0	14,0	14,0	12,5
350	15,2	14,7	17,7	15,7	15,7	14,2
400	16,8	16,3	19,3	17,3	17,3	15,8
450	18,5	18,0	21,0	19,0	19,0	17,5
500	20,2	19,7	22,7	20,7	20,7	19,2
550	21,8	21,3	24,3	22,3	22,3	20,8
600	23,5	23,0	26,0	24,0	24,0	22,5
650	25,2	24,7	27,7	25,7	25,7	24,2
700	26,8	26,3	29,3	27,3	27,3	25,8

Anexo 3 – Parámetros generales para el análisis económico del transporte carretero.

Tabla 15-7: Capex asociado a cada camión según la sustancia a transportar, en USD.

Elemento / Costo [USD]	CO_2	GH_2	LH_2	Metanol / Jetfuel	Urea
Tracto Camión	160.000 - 175.000	160.000 - 175.000	160.000 - 175.000	160.000 - 175.000	160.000 - 175.000
Tanker Trailer	350.000 – 400.000	700.000 – 850.000	1.000.000 – 1.300.000	80.000 – 100.000	75.000 – 100.000
Total por Camión	**510.000 - 575.000**	**860.000 – 1.025.000**	**1.160.000 – 1.475.000**	**240.000 - 275.000**	**235.000 - 275.000**

Tabla 15-8: Parámetros principales para la estimación de Opex de transporte carretero.

Parámetros	Unidad	CO_2	GH_2	LH_2	Metanol / Jetfuel	Urea
Sueldos						
Sueldo base anual por Conductor	USD	15.672	15.672	15.672	15.672	15.672
Factor de Sueldo	-	1,7	1,8	1,8	1,6	1,5
Numero de Conductores por Camión	-	4	4	4	4	4
Costo total anual de sueldos por camión	USD	106.570	112.838	112.838	100.301	94.032

Parámetros	Unidad	CO_2	GH_2	LH_2	Metanol / Jetfuel	Urea
Combustible						
Rendimiento Promedio por Camión	lt/km	0,35	0,34	0,3	0,39	0,39
Costo promedio de Combustible, por lt	USD/lt	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
Costo promedio de Combustible, por km	USD/km	0,53	0,51	0,45	0,59	0,59
Mantención						
Costo de Mantención	%	20% del costo total de Capex				

Tabla 15-9: Capex y Opex de plantas de licuefacción de Hidrógeno[63].

Capacidad de licuefacción	Capex	Opex	
[tpa]	[USD]	[kWh/ton]	[USD/ton]
10.000	210.948.905	14.000	1.218
73.000	1.033.649.635	12.000	1.044

[63] Elizabeth Conelly, Michael Penev, Amgad Elgowainy, Chad Hunter, *Current Status of Hydrogen Liquefaction Costs*, Department of Energy, USA.

Anexo 4 – Parámetros generales para el análisis técnico del transporte ferroviario.

Tabla 15-10: Parámetros fijos para la estimación de vagones y trenes para el transporte de las diversas sustancias.

Parámetro	Unidad	CO_2	GH_2	LH_2	Metanol	Jetfuel	Urea
Capacidad del Vagón	[ton]	60	0,8	4,2	55	53	65
Peso de Vagón Vacio	[ton]	28,3	40	28,3	27	27	23,5
Distancia entre ejes del vagón	[m]	14,4	13	14,4	13,4	13,4	12
Vagones por tren	[-]	33	36	33	35	35	38

Anexo 5 – Parámetros generales para el análisis económico del transporte ferroviario.

Tabla 15-11: Capex asociado al transporte ferroviario según la sustancia a transportar, en USD

Elemento	CO_2	GH_2	LH_2	Metanol / Jetfuel	Urea
Locomotora	3.000.000 – 5.000.000	3.000.000 – 5.000.000	3.000.000 – 5.000.000	3.000.000 – 5.000.000	3.000.000 – 5.000.000
Vagones	400.000 – 550.000	700.000 – 850.000	1.000.000 – 1.300.000	100.000 – 250.000	100.000 – 250.000
Total por Tren	**16.200.000 – 23.150.000**	**28.200.000 – 35.600.000**	**36.000.000 – 47.900.000**	**6.500.000 – 13.750.000**	**6.800.000 – 14.500.000**

Tabla 15-12: Parámetros principales para la estimación de Opex de transporte ferroviario.

Parámetros	Unidad	CO_2	GH_2	LH_2	Metanol / Jetfuel	Urea
Sueldos						
Sueldo base anual por ambos operadores	[USD]	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000
Factor de Sueldo	[-]	1,7	1,8	1,8	1,6	1,5
Numero de Turnos por Tren	[-]	4	4	4	4	4
Costo total anual de sueldos por tren	[USD]	340.000	360.000	360.000	320.000	300.000
Combustible						

Parámetros	Unidad	CO_2	GH_2	LH_2	Metanol / Jetfuel	Urea
Consumo de combustible promedio	[lt/1000 TKB]	2	2	2	2	2
Costo promedio de Combustible, por lt	[USD/lt]	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
Costo promedio de Combustible, por km	[USD/1000 TKB]	3	3	3	3	3
Mantención						
Costo de Mantención	[%]	10% del costo total de Capex				

Anexo 6 –Parámetros generales para el análisis técnico del transporte hidroviario.

Tabla 15-13: Características generales para barcazas y convoys referenciales de transporte de los distintos productos.

		Blessey Marine Services, Modelo HFL-405		Barcaza Jumbo granel sólido
Producto	-	Metanol	Jetfuel	Urea
Eslora Total	[m]	90,7		60
Manga Máxima	[m]	16,5		16
Calado estático a plena carga	[m]	3,7		3
Capacidad máxima de carga	[ton]	3.700	3500	2.500
Barcazas por convoy (máx.)	[un]	4		4
Capacidad del convoy (máx.)	[un]	14.800	14.000	10.000

Tabla 15-14: Características generales para buques referenciales de transporte de los distintos productos.

	Unidad	Tanker Wisby Wave	Tanker Chempool 25	Handy Bulk Carrier
Transporte	[-]	Metanol/Jetfuel	Metanol/Jetfuel	Urea
Eslora Total	[m]	116	165,2	180
Manga Máxima	[m]	15	26,9	30
Calado estático a plena carga	[m]	6,8	10,1	10,4
Capacidad máxima de carga	[ton]	7.500	26.000	38.000

Tabla 15-15: Rutas de navegación y distancias.

Rutas	Distancia [km]
Paysandú – Puerto Suroeste	240
Fray Bentos - Puerto Suroeste	140
Paysandú - Montevideo	520
Fray Bentos - Montevideo	420
Puerto Suroeste - Montevideo	280

Tabla 15-16: Parámetros considerados para tiempos de ciclo de embarcaciones.

	Unidad	Convoy	Tanker pequeño	Tanker Handysize	Convoy	Handy Bulk Carrier
Transporte de	[-]	Metanol/Jetfuel	Metanol/Jetfuel	Metanol/Jetfuel	Urea	Urea
Velocidad promedio	[km/h]	10	13	16	10	16
Tasa de carga/descarga	[ton/h]	237	237	395	1.000	1.000
Maniobras	[h]	6	4	4	6	4
Disponibilidad	[%]	85	85	85	85	85

Anexo 7 – Parámetros generales para el análisis económico del transporte hidroviario.

Tabla 15-17: Capex y Opex asociado al transporte de Metanol y Jetfuel por hidrovía.

Item	Unidad	Costo unitario
Capex		
Barcaza cisterna	[USD/un]	1.800.000
Empujadores	[USD/un]	5.000.000 a 8.000.000 *
Opex		
Charter tanker peq. (inc. tripulación)**	[USD/día]	10.000
Charter tanker Handy (inc. tripulación)**	[USD/día]	16.000
Combustible para buques	[USD/ton]	590
Combustible para empujador (diesel)	[USD/lt]	1,5
Tripulación convoy	[USD/convoy/año]	750.000
Mantenimiento y costos generales buque	[USD/ton]	3,7
Mantenimiento y costos generales convoy	[%Capex]	5%

** Depende de la potencia requerida, la cual dependerá de la carga a transportar, es decir, cantidad de barcazas del convoy*
*** Vale mencionar que los costos charter son altamente variables ante la situación del mercado tanto a nivel global como regional y de los contratos negociados. Se adoptan valores promedios basados en la experiencia Ausenco y utilizando algunas fuentes públicas disponibles[64].*

[64] Algunas referencias públicas consideradas para los costos de charter son:
https://www.hellenicshippingnews.com/weekly-tanker-time-charter-estimates-august-28-2024/
https://www.commodity3.com/physical/freighttkc/freight-tanker-clean-$-mt-rates
https://www.hellenicshippingnews.com/pacific-basin-improving-sentiment-in-the-supramax-and-handysize-dry-bulk-market-during-first-quarter-2023/

Tabla 15-18: Capex y Opex asociado al transporte de Urea por hidrovía.

Item	Unidad	Costo unitario
Capex		
Barcaza jumbo	[USD/un]	1.300.000
Empujadores	[USD/un]	5.000.000 a 8.000.000 *
Opex		
Charter Handy bulk carrier (inc. tripulación)**	[USD/día]	13.000
Combustible para buques	[USD/ton]	590
Combustible para empujador (diesel)	[USD/lt]	1,5
Tripulación convoy	[USD/convoy/año]	750.000
Mantenimiento y costos generales buques	[USD/ton]	3,7
Mantenimiento y costos generales convoy	[%Capex]	5%

** Depende de la potencia requerida, la cual dependerá de la carga a transportar, es decir, cantidad de barcazas del convoy*
*** Vale mencionar que los costos charter son altamente variables ante la situación del mercado tanto a nivel global como regional y de los contratos negociados. Se adoptan valores promedios basados en la experiencia Ausenco y utilizando algunas fuentes públicas disponibles.*

Ausenco

Finding a better way, every day.

The Ausenco name and wordmark are registered trademarks of Ausenco Pty Ltd. Ausenco refers to Ausenco Pty Ltd. and its global affiliates. All rights reserved.

108159-01-P7-R0 UNDP-URY-00012

Revisión 0

Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD)

Ministerio de Industria, Energía y Minería de Uruguay (MIEM)

Análisis en logística, infraestructura y localizaciones para la cadena de valor de derivados de hidrógeno verde en Uruguay

Producto 7: Reporte Final

20 de diciembre del 2024

Revisiones

Rev.	Fecha	Descripción	Preparado por (Ausenco-SEG)	Revisado por (Ausenco-SEG)	Aprobado por (Ausenco-SEG)	Revisado por (Cliente)	Aprobado por (Cliente)
A	02-12-24	Emitido para revisión interna	O. Robles, F. Gonzalez, S. Wong, A. Parkinson, R. Benavides, L. Rosales, C. Saba, C. Balderrama, M. Ordenes, V. León	C. Martinez			
B	19-12-24	Emitido para revisión cliente	O. Robles, F. Gonzalez, C. Martinez	C. Martinez	S. Bermúdez		
0	20-12-24	Aprobado cliente Emitido para uso	O. Robles, F. Gonzalez, C. Martinez	C. Martinez	S. Bermúdez		

Descargo de Responsabilidad

Este informe fue encargado por el PNUD a investigadores independientes. Según las normas aplicadas por el PNUD en todo el mundo, los autores de estos informes gozan de completa independencia editorial, y aplican criterios de objetividad e imparcialidad en sus análisis.

El análisis y las recomendaciones de políticas contenidos en este informe no reflejan necesariamente las opiniones del Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo, de su Junta Ejecutiva o de sus Estados miembros. Se agradece la difusión y reproducción en cualquier medio, con indicación de la fuente.

Este informe de consultoría fue elaborado por Ausenco y SEG Ingeniería. Las opiniones y recomendaciones expresadas en este documento no reflejan necesariamente las posiciones de las instituciones contraparte, ni obligan al Estado uruguayo.

Los escenarios de exportación analizados son únicamente hipótesis consideradas en el marco de los estudios realizados sin que esto implique compromiso del Estado uruguayo respecto a volúmenes de producción y exportación.

Ausenco y SEG no han validado, ni verificado la veracidad de la información de base de origen público y/o provista por el Cliente ni de los reportes, informes u otros documentos de cualquier naturaleza preparados por el Cliente o por terceros que han sido utilizados como información de base para el desarrollo de esta consultoría, por lo cual, Ausenco y SEG no asumen ningún tipo de responsabilidad por el contenido de dicha información de base y resultados obtenidos como consecuencia de su utilización.

El presente estudio fue realizado en el marco de una consultoría de alto nivel que pretende analizar los comportamientos generales de la cadena de valor de los derivados de hidrogeno verde. Los cálculos y estimaciones presentadas en este documento tienen un carácter referencial, no suplantan diseños de ingeniería y por lo tanto no deben ser utilizados para el desarrollo de proyectos.

Proyecciones financieras y otras, análisis y conclusiones presentados en este documento, en la medida en que estén basados en supuestos o que conciernen a futuros eventos o circunstancias sobre las cuales Ausenco y SEG no poseen control, son inciertas, y por su naturaleza, han de ser tratadas como tal. Ausenco y SEG no brindan garantía alguna en cuanto a dichas proyecciones, análisis y conclusiones.

Este documento y su contenido son exclusivamente para información y beneficio del Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo y del Ministerio de Industria, Energía y Minería de Uruguay (MIEM), para quien ha sido preparado, y con el propósito particular previamente solicitado por el MIEM a Ausenco. Cualquier modificación, uso, disposición u otro propósito distinto de MIEM y/o un tercero al documento y su contenido entregado por Ausenco, no será responsabilidad de este último.

Tabla de Contenido

1 Introducción 15

2 Objetivos de la consultoría 16
2.1 Objetivo General 16
2.2 Objetivos Específicos 16

3 Objetivos de este documento 16

4 Definiciones y Abreviaturas 17

5 Información Base de origen público 21
5.1 Disponibilidad de $CO2$ Biogénico 21
5.2 Fuentes de Agua 22
5.3 Mapa Solar 23
5.4 Mapa Eólico 26
5.5 Riesgos 27
5.6 Áreas de Conservación 27

6 Caracterización de la infraestructura y red logística existente 29
6.1 Red de Transmisión Eléctrica 29
6.2 Red Carretera 30
6.2.1 Dimensiones Máximas de Vehículos de Transporte de Carga 31
6.2.2 Pesos Máximos de Vehículos de Transporte de Carga 31
6.2.3 Corredores autorizados para camiones de 48 toneladas 32
6.2.4 Corredores Autorizados para la circulación de bitrenes y tritrenes. 33
6.3 Red Ferroviaria 33
6.4 Puertos y accesibilidad 34
6.4.1 Infraestructura portuaria existente 34
6.4.2 Conectividad marítima y fluvial 38
6.5 ANCAP 39

7 Línea Base 42
7.1 Definición preliminar de escenarios de producción 42
7.2 Base de Datos Geoespaciales 42
7.2.1 Metodología 42
7.3 Demanda de materias primas 47
7.4 Corredores logísticos existentes 48

8 Análisis de Ubicaciones 50
8.1 Zonas de Generación 50
8.1.1 Potencial de generación eólico 51
8.1.2 Potencial de generación solar 52
8.1.3 Resumen de potenciales zonas de generación renovable 54
8.1.4 Análisis territorial 54
8.2 Zonas de Electrólisis 65
8.3 Zonas de Plantas Industriales 68
8.3.1 Criterios para determinación de Potenciales escenarios de localización de Hubs de producción y exportación 69
8.3.2 Potenciales Zonas de Ubicación de Hub Industriales 71
8.3.3 Análisis Territorial 72
8.4 Corredores de Pipelines 82
8.4.1 Criterios para ubicación preliminar de corredores de pipelines 82
8.4.2 Identificación de áreas de Servidumbre 82

8.4.3 Identificación de requerimientos de Permisos 83
8.4.4 Trazado de tuberías 83
8.4.5 Análisis territorial 86
8.5 Puertos 95
8.5.1 Potenciales zonas de ubicación de infraestructura portuaria 95
8.5.2 Estrategias logísticas de transporte y exportación 98

9 Criterios de seguridad y Análisis de riesgo 100
9.1 Consideraciones de seguridad del Hidrógeno y derivados 100
9.1.1 Hidrógeno 100
9.1.2 CO_2 100
9.1.3 Metanol 101
9.1.4 Amoniaco 101
9.2 Criterios de Seguridad en la conducción de sustancias peligrosas 101
9.3 Criterios de Manejo de **CO2** 103
9.4 Criterios de Manejo de **H2** 104
9.5 Criterios de almacenamiento de Metanol y Jetfuel 105
9.5.1 Consideraciones generales para Parques de Almacenamiento en Tierra (AGS) 105
9.5.2 Sistema de Protección contra incendios 106
9.5.3 Consideraciones Ambientales en caso de derrames 108
9.6 Análisis de Riesgo de localizaciones propuestas 109
9.6.1 Electrolizadores 110
9.6.2 Hub industriales 113
9.6.3 Zonas de generación 115
9.6.4 Corredor de pipeline y líneas eléctricas 117

10 Análisis Técnico-Económico 119
10.1 Generación de energía renovable 119
10.1.1 Análisis técnico 119
10.1.2 Análisis económico 123
10.2 Transmisión Eléctrica 125
10.2.1 Análisis técnico 125
10.2.2 Análisis económico 127
10.3 Electrolizadores 127
10.3.1 Análisis Técnico – Métodos de Electrólisis 127
10.3.2 Análisis Económico 129
10.4 Transporte Carretero 130
10.4.1 Aspectos generales 130
10.4.2 CO2 131
10.4.3 Hidrogeno 136
10.4.4 Metanol 142
10.4.5 Jetfuel 145
10.4.6 Urea 147
10.5 Transporte Ferroviario 149
10.5.1 Aspectos generales 149
10.5.2 CO2 152
10.5.3 Hidrogeno 157
10.5.4 Metanol 163
10.5.5 Jetfuel 166
10.5.6 Urea 168
10.6 Transporte Hidroviario 170
10.6.1 Aspectos generales 170
10.6.2 CO2 e Hidrógeno 171
10.6.3 Metanol y jetfuel 171
10.6.4 Urea 176
10.6.5 Costos Portuarios 179

10.7 Transporte por Tuberías 180
10.7.1 Aspectos generales 180
10.7.2 Análisis Técnico - CO_2 182
10.7.3 Análisis técnico - Hidrógeno 184
10.7.4 Análisis Técnico - Metanol y jetfuel 185
10.7.5 Análisis económico 186
10.8 Comparación de Costos de Transporte 193
10.8.1 **CO2** 193
10.8.2 Hidrogeno 193
10.8.3 Metanol 193
10.8.4 Jetfuel 193
10.8.5 Urea 194
10.8.6 Casos comparativos 194
10.9 Plantas Industriales 196
10.10 Puertos de Exportación 200
10.10.1 Criterios Generales de Evaluación 200
10.10.2 Potenciales Puertos de Exportación 201
10.10.3 Requerimientos del Muelle de Exportación 202
10.10.4 Requerimientos de la Terminal en Tierra 204
10.10.5 Análisis de Amenaza y Seguridad en Tanques de Almacenamiento en Tierra 205
10.10.6 Análisis técnico del Puerto de Montevideo 210
10.10.7 Análisis técnico del Puerto Suroeste 218
10.10.8 Resumen Comparativo 220
10.10.9 Análisis Económico de potenciales Puertos de Exportación 223

11 Desarrollo del Modelo de Optimización 224
11.1 Inputs y supuestos del Modelo 224
11.1.1 Consideraciones 224
11.1.2 Zonas 227
11.1.3 Distancias 229
11.1.4 Costos 238
11.2 Arquitectura del Modelo 257
11.2.1 Programación Lineal y Open Solver 258
11.2.2 Funcionamiento del Modelo 259
11.3 Interfaz del modelo 262

12 Resultados y Análisis de Modelaciones 267
12.1 Configuraciones analizadas 267
12.2 Resultados obtenidos 268
12.2.1 Tablas resumen 268
12.2.2 Esquemas de configuraciones más relevantes 272
12.3 Análisis de sensibilidad 278
12.3.1 Uso de la hidrovía 278
12.3.2 Capacidad del ferrocarril 279
12.3.3 Aumento de calado de Canal Martín García 279
12.3.4 Aumento de calado hasta Paysandú 280
12.3.5 Objetivos de producción 281
12.3.6 Caso sin Ductos 282
12.3.7 Caso sin refinería 287
12.3.8 Escalabilidad 288
12.3.9 Tablas resumen 291

13 Infraestructuras compartidas 294

14 Observaciones y Conclusiones 297

15 Anexos 303

Tablas

Tabla 4-1: Abreviaturas. 17

Tabla 5-1: Cantidad de CO2 disponible por empresa, y su respectiva localización geográfica. 21

Tabla 5-2: Comparación entre modelos de radiación solar. 24

Tabla 6-1: Información relevante de las líneas ferroviarias disponibles en el país. 34

Tabla 7-1. Información espacial incorporada en la base de datos para la línea base del proyecto. ..42

Tabla 7-2: Estimación de materias primas necesarias para ambos escenarios de exportación. 48

Tabla 7-3: Demanda y generación energética. 48

Tabla 8-1: Datos de viento en zonas seleccionadas. 52

Tabla 8-2: Potencial eólico en las zonas seleccionadas respecto al promedio de Uruguay. 52

Tabla 8-3: Generación PV promedio para cada zona. 53

Tabla 8-4: Generación PV promedio respecto al promedio en Uruguay. 54

Tabla 8-5: Generación renovable respecto al promedio en Uruguay. 54

Tabla 8-6. Estimación del porcentaje de superficie ocupada por celdas y áreas SNAP para cada una de las áreas de generación analizadas. 56

Tabla 8-7. Estimación del porcentaje de superficie ocupada por celdas SNAP según estrategia (clase) para cada una de las áreas de generación analizadas 57

Tabla 8-8. Estimación del porcentaje de superficie ocupada por áreas de importancia para las aves para cada una de las áreas de generación analizadas. 58

Tabla 8-9: Estimación del porcentaje de superficie ocupada por áreas de interés histórico-cultural para cada una de las áreas de generación analizadas 59

Tabla 8-10. Estimación del porcentaje de superficie ocupada por ecosistemas amenazados para cada una de las áreas de generación analizadas. 60

Tabla 8-11. Estimación del porcentaje de superficie ocupada por humedales y bosque nativo para cada una de las áreas de generación analizadas. 61

Tabla 8-12. Estimación del porcentaje de superficie ocupada según densidad poblacional para cada una de las áreas de generación analizadas 62

Tabla 8-13. Estimación del porcentaje de superficie ocupada según Índice de Riesgo ante eventos extremos (IREE) para cada una de las áreas de generación analizadas 63

Tabla 8-14. Estimación del porcentaje de superficie ocupada por celdas y áreas SNAP para cada una de las zonas de hubs industriales. 74

Tabla 8-15. Estimación del porcentaje de superficie ocupada por celdas SNAP según estrategia (clase) para cada una de las zonas de hubs industriales analizadas 75

Tabla 8-16: Estimación del porcentaje de superficie ocupada por áreas de interés histórico-cultural para cada una de las zonas de hubs industriales 76

Tabla 8-17. Estimación del porcentaje de superficie ocupada por ecosistemas amenazados para cada una de las zonas de hubs industriales. 77

Tabla 8-18. Estimación del porcentaje de superficie ocupada por humedales y bosque nativo para cada una de las zonas de hubs industriales analizadas. 78

Tabla 8-19. Estimación del porcentaje de superficie ocupada según densidad poblacional para cada una de las zonas de hubs industriales analizadas 79

Tabla 8-20. Estimación del porcentaje de superficie ocupada según Índice de Riesgo ante eventos extremos (IREE) para cada una de las zonas de hubs industriales analizadas 80

Tabla 8-21 Corredores deseleccionados por criterio económico 84

Tabla 8-22 Corredores preliminares para pipelines 85

Tabla 8-23. Estimación del porcentaje de superficie ocupada por celdas y áreas SNAP para cada uno de los corredores de pipelines. 87

Tabla 8-24. Estimación del porcentaje de superficie ocupada por celdas SNAP según estrategia (clase) para cada uno de los corredores de pipelines. 88

Tabla 8-25: Estimación del porcentaje de superficie ocupada por áreas de interés histórico-cultural para cada uno de los corredores de pipelines. 89

Tabla 8-26. Estimación del porcentaje de superficie ocupada por ecosistemas amenazados para cada uno de los corredores de pipelines.....90

Tabla 8-27. Estimación del porcentaje de superficie ocupada por humedales y bosque nativo para cada uno de los corredores de pipelines.....91

Tabla 8-28. Estimación del porcentaje de superficie ocupada según densidad poblacional para cada uno de los corredores de pipelines. 92

Tabla 8-29. Estimación del porcentaje de superficie ocupada según Índice de Riesgo ante eventos extremos (IREE) para cada uno de los corredores de pipelines. 93

Tabla 9-1: Niveles de riesgo IREE 109

Tabla 9-2: Niveles de riesgo población 110

Tabla 9-3: Porcentaje de zonas de electrolisis con un nivel de riesgo 1 (IREE y población). 112

Tabla 9-4: Porcentaje de zonas de Hubs Industriales con un nivel de riesgo 1 (IREE y población).114

Tabla 9-5: Porcentaje de zonas de generación con un nivel de riesgo 1 (IREE y población). 116

Tabla 9-6: Porcentaje de corredores de pipeline con un nivel de riesgo 1 (IREE y población) 118

Tabla 10-1: Horizonte de tiempo considerado para el análisis de las diferentes etapas de la cadena de valor de los derivados de Hidrógeno. 119

Tabla 10-2: Comparación del recurso renovable respecto al promedio de Uruguay. 120

Tabla 10-3: Factor de capacidad eólico para cada zona. 121

Tabla 10-4: Generación y factor de capacidad solar para cada zona.....122

Tabla 10-5: Capex y Opex de la generación renovable. 125

Tabla 10-6: Tarifa referencial para el transporte de energía en líneas AT de 500 [kV]. 127

Tabla 10-7: Capex y Opex de electrolizadores.....129

Tabla 10-8: Parámetros generales del Opex para todos los productos. 131

Tabla 10-9: Agrupaciones de fuentes de $CO2$. 133

Tabla 10-10: Flota de camiones de transporte de $CO2$, en función de la capacidad anual y la distancia de transporte.....134

Tabla 10-11: Tarifas referenciales del transporte de $CO2$ por camiones, en USD/ton/km, para el rango de 10-300 [ktpa]. 135

Tabla 10-12: Tarifas referenciales del transporte de CO_2 por camiones, en USD/ton/km, para el rango de 2.500-10.000 [ktpa]. 136

Tabla 10-13: Flota de camiones para el transporte de Hidrógeno gaseoso, en función de la capacidad anual y la distancia de transporte. 138

Tabla 10-14: Tarifas referenciales del transporte de Hidrogeno gaseoso por camiones, en [USD/ton/km], para el rango de 2-100 [ktpa]. 139

Tabla 10-15: Tarifas referenciales del transporte de Hidrógeno Gaseoso por camiones, en [USD/ton/km], para el rango de 250-1.500 [ktpa]. 139

Tabla 10-16: Flota de camiones de transporte de Hidrógeno líquido, en función de la capacidad anual de transporte y la distancia de transporte. 140

Tabla 10-17: Tarifas referenciales del transporte de Hidrógeno líquido por camiones, en USD/ton/km, para el rango de 2-100 [ktpa]. 141

Tabla 10-18: Tarifas referenciales del transporte de Hidrógeno Líquido por camiones, en [USD/ton/km], para el rango de 250-1.500 [ktpa]. 142

Tabla 10-19: Tamaño de flota de camiones de transporte de Metanol, en función de la capacidad anual de transporte y la distancia de transporte. 143

Tabla 10-20: Tarifas referenciales del transporte de Metanol por camiones, en [USD/ton/km], para el rango de 25-500 [ktpa]. 144

Tabla 10-21: Tarifas referenciales del transporte de Metanol por camiones, en [USD/ton/km], para el rango de 1.000-6.600 [ktpa]. 145

Tabla 10-22: Tamaño de flota de camiones para transporte de Jetfuel, en función de la capacidad anual de transporte y la distancia de transporte. 146

Tabla 10-23: Tarifas referenciales del transporte de Jetfuel por camiones, en [USD/ton/km]. 146

Tabla 10-24: Tamaño de flota de camiones de transporte de Urea, en función de la capacidad anual de transporte y la distancia de transporte. 148

Tabla 10-25: Tarifas referenciales del transporte de Urea por camiones, en [USD/ton/km]. 148

Tabla 10-26: Parámetros generales del Opex de transporte ferroviario, para todos los productos. 150

Tabla 10-27: Parámetros fijos para la estimación de Roundtrip de todos los productos. 151

Tabla 10-28: Roundtrip para el transporte ferroviario de todos los productos, según la distancia a recorrer. 151

Tabla 10-29:Agrupaciones de fuentes de $CO2$. 153

Tabla 10-30: Vagones y trenes para transporte de $CO2$, en función de la capacidad anual y la distancia de transporte (formato: vagones – trenes). 155

Tabla 10-31: Tarifas referenciales del transporte ferroviario de $CO2$ en [USD/ton/km], para el rango de 10-200 [ktpa]. 155

Tabla 10-32: Tarifas referenciales del transporte ferroviario de $CO2$ en [USD/ton/km], para el rango de 300-5.500 [ktpa]. 156

Tabla 10-33: Vagones y trenes, en función de la capacidad anual de transporte y la distancia de transporte. 158

Tabla 10-34: Tarifas referenciales del transporte ferroviario de hidrogeno gaseoso en [USD/ton/km], para el rango de 2-100 [ktpa]. 159

Tabla 10-35: Tarifas referenciales del transporte ferroviario de hidrogeno gaseoso en [USD/ton/km], para el rango de 250-1.500 [ktpa] 159

Tabla 10-36: Vagones y trenes para transporte de Hidrógeno líquido, en función de la capacidad anual de transporte y la distancia de transporte. 161

Tabla 10-37: Tarifas referenciales del transporte ferroviario de Hidrógeno Líquido por ferrocarril en [USD/ton/km], para los rangos de 2-100 [ktpa]. 162

Tabla 10-38: Tarifas referenciales del transporte ferroviario de Hidrógeno Líquido por ferrocarril en [USD/ton/km], para los rangos de 250-1.500 [ktpa]. 162

Tabla 10-39: Vagones y trenes para el transporte de Metanol, en función de la capacidad anual de producción y la distancia de transporte. 164

Tabla 10-40:Tarifas referenciales del transporte ferroviario de Metanol en [USD/ton/km], en el rango de 25-500 [ktpa]. 165

Tabla 10-41: Tarifas referenciales del transporte ferroviario de Metanol en [USD/ton/km], en el rango de 1.000-6.600 [ktpa]. 165

Tabla 10-42: Vagones y trenes para el transporte de Jetfuel, en función de la capacidad anual [ktpa] y la distancia de transporte [km]. 166

Tabla 10-43: Tarifas referenciales del transporte ferroviario de Jetfuel en [USD/ton/km]. 167

Tabla 10-44: Vagones y trenes para el transporte de Urea, en función de la capacidad anual y la distancia de transporte. 169

Tabla 10-45: Tarifas referenciales del transporte ferroviario de Urea [USD/ton/km]. 169

Tabla 10-46: flota de barcazas (unitarias) de metanol. 173

Tabla 10-47: Flota de tankers pequeños de metanol. 173

Tabla 10-48: Flota de tankers medianos de metanol. 173

Tabla 10-49: Flota de barcazas (unitarias) de jetfuel. 173

Tabla 10-50: Flota de tankers pequeños de jetfuel. 173

Tabla 10-51: Flota de tankers medianos de jetfuel. 174

Tabla 10-52: Costos unitarios en [USD/ton/km] de transporte de metanol por barcaza. 174

Tabla 10-53: Costos unitarios en [USD/ton/km] de transporte de metanol por tanker pequeño. 175

Tabla 10-54: Costos unitarios en [USD/ton/km] de transporte de metanol por tanker mediano. 175

Tabla 10-55: Costos unitarios en [USD/ton/km] de transporte de jetfuel por barcazas. 175

Tabla 10-56: Costos unitarios en [USD/ton/km] de transporte de jetfuel por tanker pequeño. 175

Tabla 10-57: Costos unitarios en [USD/ton/km] de transporte de jetfuel por tanker mediano. 176

Tabla 10-58: Flota de barcazas (unitarias) para transporte de urea. 178

Tabla 10-59: Flota de buques graneleros Handysize para transporte de urea. 178

Tabla 10-60: Costos unitarios en [USD/ton/km] de transporte de urea por barcaza jumbo. 179

Tabla 10-61: Costos unitarios en [USD/ton/km] de transporte de urea por buque Handysize. 179

Tabla 10-62: Costos portuarios referenciales por producto prorrateado por distancia de navegación en [USD/ton/km]. Incluye puerto de carga y puerto de descarga. 180

Tabla 10-63: Especificaciones de Calidad del CO2 en EEUU 182

Tabla 10-64 Corredores para Pipelines 186

Tabla 10-65 Escenarios de transporte 187

Tabla 10-66 Porcentaje de terreno con sobrecosto por corredor 189

Tabla 10-67: Tarifas referenciales para el transporte de CO2 por pipelines [USD/ton/km]. 191

Tabla 10-68: Tarifas referenciales para el transporte de Hidrógeno por pipelines [USD/ton/km]. ..192

Tabla 10-69: Tarifas referenciales para el transporte de Metanol por pipelines [USD/ton/km]. 192

Tabla 10-70: Comparación de costos referenciales, en [USD/ton], de transporte hidroviario, ferroviario y por ductos, caso: Paysandú – Montevideo.....194

Tabla 10-71: Comparación de costos referenciales, en [USD/ton], de líneas de transmisión vs transporte por ductos, caso: Norte – Fray Bentos. 196

Tabla 10-72: Formulas de estimación de Capex para plantas industriales según su capacidad (SB) indicada en [ktpa].....198

Tabla 10-73: Factores para estimación de Opex según productos. 199

Tabla 10-74: Costos incrementales de producción para Metanol, Urea y Jetfuel (en Hub y en refinería), según el rango de producción, en [USD/ton]. 199

Tabla 10-75: Características generales del Tanker de cisterna grande considerado.....202

Tabla 10-76: Volúmenes de Exportación Portuaria y Ocupación del Muelle para Escenarios de Estudio. 203

Tabla 10-77: Largo Mínimo Estimado de Frente de Atraque para cada Escenario de Estudio. 204

Tabla 10-78: Parámetros y resultados del análisis de amenaza de explosión. 207

Tabla 10-79: Resumen Comparativo Cualitativo – Análisis Técnico. 222

Tabla 11-1: Rango de producciones admisibles como parámetro de entrada al modelo 224

Tabla 11-2: Factores de capacidad para parques solares y eólicos según zona de generación. 225

Tabla 11-3: Medios de Transporte según sustancia a transportar. 225

Tabla 11-4: Parámetros para cálculo de restricción ferroviaria en el modelo 226

Tabla 11-5: Distancia considerada para redes de transmisión, en km, para cada combinación de Zonas de Generación y electrolizadores. 230

Tabla 11-6: Distancias por carretera, en km, entre Zonas de Electrólisis y Zonas de Plantas Industriales. 231

Tabla 11-7: Distancias por carretera, en km, entre Fuentes de $CO2$ y Zonas de Plantas Industriales. 232

Tabla 11-8: Distancias por carretera, en km, entre Zonas de Plantas Industriales y Puertos. 233

Tabla 11-9: Distancias por ferrocarril, en km, entre Zonas de Electrólisis y Zonas de Plantas Industriales. 234

Tabla 11-10: Distancias por ferrocarril, en km, entre Fuentes de $CO2$ y Zonas de Plantas Industriales. 235

Tabla 11-11: Distancias por ferrocarril, en km, entre Zonas de Plantas Industriales y Puertos. 236

Tabla 11-12: Distancias por pipelines, en km, entre Zonas de Electrólisis y Zonas de Plantas Industriales. 237

Tabla 11-13: Distancias por pipelines, en km, entre Fuentes de $CO2$ y Zonas de Plantas Industriales. 238

Tabla 11-14: Distancias por pipelines, en km, entre Zonas de Plantas Industriales y Puertos. 238

Tabla 11-15: Costos de Generación Renovable, por MW de Potencia Instalada. 239

Tabla 11-16: Costos de Transmisión eléctrica, en [USD/GW/km]. 239

Tabla 11-17: Costos de electrolizadores. 239

Tabla 11-18: Tarifas referenciales del transporte de CO_2 por camiones, en USD/ton/km, para el rango de 10-300 [ktpa]. 240

Tabla 11-19: Tarifas referenciales del transporte de CO_2 por camiones, en USD/ton/km, para el rango de 2.500-10.000 [ktpa]. 240

Tabla 11-20: Tarifas referenciales del transporte de Hidrógeno Gaseoso por camiones, en USD/ton/km, para el rango de 2-100 [ktpa]. 241

Tabla 11-21: Tarifas referenciales del transporte de Hidrógeno Gaseoso por camiones, en USD/ton/km, para el rango de 250-1.500 [ktpa]. 241

Tabla 11-22: Tarifas referenciales del transporte de Hidrógeno Líquido por camiones, en USD/ton/km, para el rango de 2-100 [ktpa]. 242

Tabla 11-23: Tarifas referenciales del transporte de Hidrógeno Líquido por camiones, en USD/ton/km, para el rango de 250-1.500 [ktpa]. 243

Tabla 11-24: Tarifas referenciales del transporte de Metanol por camiones, en USD/ton/km, para el rango de 25-500 [ktpa]. 243

Tabla 11-25: Tarifas referenciales del transporte de Metanol por camiones, en USD/ton/km, para el rango de 1.000-6.600 [ktpa]. 244

Tabla 11-26: Tarifas referenciales del transporte de Jetfuel por camiones, en USD/ton/km. 244

Tabla 11-27: Tarifas referenciales del transporte de Urea por camiones, en USD/ton/km. 245

Tabla 11-28: Tarifas referenciales del transporte de CO_2 por ferrocarril, en USD/ton/km, para el rango de 10-300 [ktpa]. 246

Tabla 11-29: Tarifas referenciales del transporte de CO_2 por ferrocarril, en USD/ton/km, para el rango de 2.500-10.000 [ktpa]. 246

Tabla 11-30: Tarifas referenciales del transporte de Hidrógeno Gaseoso por ferrocarril, en USD/ton/km, para el rango de 2-100 [ktpa]. 247

Tabla 11-31: Tarifas referenciales del transporte de Hidrógeno Gaseoso por ferrocarril, en USD/ton/km, para el rango de 250-1.500 [ktpa]. 247

Tabla 11-32: Tarifas referenciales del transporte de Hidrógeno Líquido por ferrocarril, en USD/ton/km, para el rango de 2-100 [ktpa]. 248

Tabla 11-33: Tarifas referenciales del transporte de Hidrógeno Líquido por ferrocarril, en USD/ton/km, para el rango de 250-1.500 [ktpa]. 248

Tabla 11-34: Tarifas referenciales del transporte de Metanol por ferrocarril, en USD/ton/km, para el rango de 25-500 [ktpa]. 249

Tabla 11-35: Tarifas referenciales del transporte de Metanol por ferrocarril, en USD/ton/km, para el rango de 1.000-6.600 [ktpa]. 250

Tabla 11-36: Tarifas referenciales del transporte de Jetfuel por ferrocarril, en USD/ton/km. 250

Tabla 11-37: Tarifas referenciales del transporte de Urea por ferrocarril, en USD/ton/km. 251

Tabla 11-38: Tarifas referenciales del transporte de CO_2 por pipelines, en USD/ton/km, para el rango de 100-2.500 [ktpa]. 251

Tabla 11-39: Tarifas referenciales del transporte de CO_2 por pipelines, en USD/ton/km, para el rango de 3.000-9.500 [ktpa]. 252

Tabla 11-40: Tarifas referenciales del transporte de Hidrógeno por pipelines, en USD/ton/km, para el rango de 50-250 [ktpa]. 252

Tabla 11-41: Tarifas referenciales del transporte de Hidrógeno por pipelines, en USD/ton/km, para el rango de 500-1.500 [ktpa]. 253

Tabla 11-42: Tarifas referenciales del transporte de Metanol por pipelines, en USD/ton/km, para el rango de 100-750 [ktpa]. 253

Tabla 11-43: Tarifas referenciales del transporte de Metanol por pipelines, en USD/ton/km, para el rango de 1.000-5.500 [ktpa]. 254

Tabla 11-44: Costos incrementales de producción para Metanol, Urea y Jetfuel (en Hub y en refinería), según el rango de producción, en [USD/ton]. 254

Tabla 11-45: Costos all-in de exportación de productos desde puertos....256

Tabla 12-1: Resumen de resultados obtenidos por run (Id) 270

Tabla 12-2: Indicadores de costos totales por componente para cada corrida realizada (CPNA: Costo Presente Neto Anual) 271

Tabla 12-3: Resumen de resultados obtenidos para los análisis de sensibilidad. Nomenclatura de corrida (Id) en secciones correspondientes....292

Tabla 12-4: Indicadores de costos totales por componente para cada corrida realizada del análisis de sensibilidad (CPNA: Costo Presente Neto Anual)....293

Tabla 15-1: Factores de conversión para la estimación de necesidades de $H2$. 304

Tabla 15-2: Factores de conversión para la estimación de necesidades de $CO2$. 304

Tabla 15-3: Consumo de agua por proceso para la producción de $H2$. 304

Tabla 15-4: Consumo de agua para la producción de Hidrogeno y sus derivados. 305

Tabla 15-5: Parámetros fijos para la estimación de flota de camiones de transporte de las diversas sustancias. 306

Tabla 15-6: Tiempo de Viaje en horas por cada camión de transporte, según la distancia total del tramo a cubrir, para los distintos tipos de sustancias. 306

Tabla 15-7: Capex asociado a cada camión según la sustancia a transportar, en USD. 307

Tabla 15-8: Parámetros principales para la estimación de Opex de transporte carretero. 307

Tabla 15-9: Capex y Opex de plantas de licuefacción de Hidrógeno. 308

Tabla 15-10: Parámetros fijos para la estimación de vagones y trenes para el transporte de las diversas sustancias. 309

Tabla 15-11: Capex asociado al transporte ferroviario según la sustancia a transportar, en USD ..310

Tabla 15-12: Parámetros principales para la estimación de Opex de transporte ferroviario. 310

Tabla 15-13: Características generales para barcazas y convoys referenciales de transporte de los distintos productos. 312

Tabla 15-14: Características generales para buques referenciales de transporte de los distintos productos. 312

Tabla 15-15: Rutas de navegación y distancias. 313

Tabla 15-16: Parámetros considerados para tiempos de ciclo de embarcaciones. 313

Tabla 15-17: Capex y Opex asociado al transporte de Metanol y Jetfuel por hidrovía. 314

Tabla 15-18: Capex y Opex asociado al transporte de Urea por hidrovía. 315

Figuras

Figura 5-1: Mapa de acuíferos del Uruguay. 23

Figura 5-2: Potencial solar fotovoltaico. 25

Figura 5-3: Densidad de potencial eólico a 150 [m] de altura. 26

Figura 5-4: Índice de riesgos por eventos extremos, disponible en portal SINAE. 27

Figura 6-1: Mapa del sistema eléctrico de Uruguay. 29

Figura 6-2: Principales rutas de la red carretera de Uruguay. 31

Figura 6-3: Peso Máximo de vehículos de carga por tipo de vehículo. 32

Figura 6-4: Corredores autorizados para la circulación de camiones de 48 toneladas. 32

Figura 6-5: Corredores autorizados para circulación de Bitren-Tritren. 33

Figura 6-6: Puertos de Uruguay. 35

Figura 6-7: Ubicación de las estructuras principales del Puerto de Montevideo. 36

Figura 6-8: Ubicación de las estructuras principales del Puerto de Nueva Palmira. 36

Figura 6-9: Ubicación de las estructuras principales del Puerto de Fray Bentos. 37

Figura 6-10: Canales de accesos y conectividad fluviomarítima 39

Figura 6-11: Plantas y Terminales administrados por ANCAP. 40

Figura 7-1: Mapa web interactivo desarrollado para la visualización de la información espacial incorporada en la base de datos de línea de base. 44

Figura 7-2: Herramienta de medición utilizada para determinar la distancia entre dos puntos y la ..45

Figura 7-3: Herramienta de filtro utilizada sobre la capa de acuíferos. A la izquierda, se observa la45

Figura 7-4: Visualización de capas disponibles de información espacial. 46

Figura 7-5: Diagrama de consumo estimado de materias primas para el escenario A. 47

Figura 7-6: Diagrama de consumo estimado de materias primas para el escenario B. 48

Figura 7-7: Eje hidroviario litoral oeste (izquierda); Eje ferroviario central + Línea litoral (derecha). 49

Figura 8-1: Potenciales zonas seleccionadas. 50

Figura 8-2: Potencial Eólico en [W/m2] a 100 [m] de altura. 51

Figura 8-3: Potencial de generación PV (kWh/kWp por día). 53

Figura 8-4: Potenciales zonas para la ubicación de electrolizadores (áreas celestes). 66

Figura 8-5: Potenciales zonas seleccionadas para la ubicación de Hubs Industriales. 72

Figura 8-6 Esquema de corredores (original y con deselección de opciones) 84

Figura 8-7 Mapa corredores de pipelines estimados 85

Figura 8-8: Ubicaciones relevantes asociadas a potenciales terminales portuarias y proyectos previstos de producción a corto/mediano plazo. 96

Figura 8-9: Bahía de Montevideo, y potenciales emplazamientos. 97

Figura 8-10: Emplazamientos considerados a lo largo del río Uruguay. 98

Figura 8-11: Potenciales estrategias logísticas de exportación en base a análisis de localizaciones 99

Figura 9-1: Zonas definidas para electrolizadores (a), IREE (b) y Población (c). 111

Figura 9-2: Áreas con menor nivel de riesgo en cada zona definida para electrolizadores. 112

Figura 9-3: Zonas definidas para Hub Industriales (a), IREE (b) y Población (c). 113

Figura 9-4: Áreas con menor nivel de riesgo en cada zona definida para HUB industriales. 114

Figura 9-5: Zonas definidas para generación (a), IREE (b) y Población (c). 115

Figura 9-6: Áreas con menor nivel de riesgo en cada zona definida para generación. 116

Figura 9-7: Zonas definidas para corredor pipeline y líneas eléctricas (a), IREE (b) y Población (c). 117

Figura 9-8: Áreas con menor nivel de riesgo en cada zona definida para generación. 118

Figura 10-1: (a) Potencial Eólico en [W/m2], a 100 [m] de altura. (b) Potencial de generación PV [kWh/kWp] por día.....120

Figura 10-2: Curva de potencia del aerogenerador referencial de 5,9 MW. 121

Figura 10-3: Distribución de la inversión para la instalación de parques eólicos. Elaboración propia. 123

Figura 10-4: Evolución del Opex de un parque eólico a lo largo de la vida útil. Elaboración propia. 124

Figura 10-5: Distribución de la inversión para la instalación de parques fotovoltaicos. Elaboración propia. 124

Figura 10-6: Potenciales zonas para generación y electrólisis. También se muestran las líneas de alta tensión (500 [kV] rojo, 150 [kV] azul). 126

Figura 10-7: Interior de un electrolizador alcalino con su Balance of Plant (BoP). 129

Figura 10-8: Distribución de fuentes de CO_2 en comparación con red carretera. 132

Figura 10-9: Agrupaciones de Fuentes de CO2, según la cercanía entre ellas. 132

Figura 10-10: Camiones referenciales de transporte de CO2 criogénico: (a) Chart (b) Inoxcva. 134

Figura 10-11: Camiones referenciales de transporte de H2 Gaseoso: (a) Worthington (b) Hexagon. 137

Figura 10-12: Camiones referenciales de transporte de H2 Líquido: (a) Chart (b) Cryolor. 140

Figura 10-13: Camiones referenciales de transporte de Metanol: (a) LBT – inc. (b) Tremcar. 143

Figura 10-14: Camiones referenciales de transporte de Urea: (a) Feldbinder (b) Stoughton. 147

Figura 10-15: Distribución de fuentes de CO_2 en comparación con red ferroviaria. 152

Figura 10-16: Agrupaciones de Fuentes de CO2, según la cercanía entre ellas. 153

Figura 10-17: Vagones referenciales de transporte de CO2 criogénico: (a) VTG (b) Cryovat. 154

Figura 10-18: Transporte de Hidrogeno en estado gaseoso por ferrocarril ofrecida por Nproxx. ...157

Figura 10-19: Vagones referenciales para transporte de combustibles líquidos: (a) Wascosa. (b) Trinity Rail. 164

Figura 10-20: Vagones referenciales para transporte de graneles sólidos: (a) Freightcar America. (b) Wascosa. 168

Figura 10-21: Convoy de 9 barcazas más remolcador. 172

Figura 10-22: Tanker referenciales para el transporte de combustibles líquidos. (a) Wisbe Wave. (b) Clase Chempool 25 Modelo Bow Titanium. 172

Figura 10-23: Convoy de barcazas jumbo de graneles sólidos. 177

Figura 10-24: Buque granelero Handysize (ilustrativo). 177
Figura 10-25: Corredores para Pipelines. 187
Figura 10-26: Comparativa entre costos presentes netos anuales unitarios de transporte de Hidrógeno por ductos y líneas de transmisión (LAT), en [USD/tonH2/km]. 196
Figura 10-27: Fórmula de ajuste de Capex, por tamaño de planta. 197
Figura 10-28: Gráfico de Capex de Plantas industriales según capacidad. 198
Figura 10-29: Ejes logísticos y puertos potenciales de exportación (destacados en rojo). 201
Figura 10-30: Selección de capacidad estándar de tanques de almacenamiento. 205
Figura 10-31: Estimación del tamaño de estanque de 50.000 [ton] de capacidad de metanol. 205
Figura 10-32: Zona de amenaza de radiación térmica por explosión (bola de fuego, BLEVE). 210
Figura 10-33: Potenciales Ubicaciones en la Bahía de Montevideo para la Terminal de Exportación (en tierra). 211
Figura 10-34: Potenciales Ubicaciones Disponibles para la Terminal de Almacenamiento en la Bahía de Montevideo. 212
Figura 10-35: Potenciales Ubicaciones en la Bahía de Montevideo para la Terminal de Exportación (frentes de atraque). 212
Figura 10-36: Zona Ampliada para posible ubicación de Puerto Greenfield. 219
Figura 11-1: Zonas de Generación Renovable. 227
Figura 11-2: Zonas de electrólisis (la zona 6 ha sido descartada debido a disponibilidad de agua). 228
Figura 11-3: Macrozonas de Plantas Industriales y localizaciones referenciales asociada a cada una. 228
Figura 11-4: Fuentes de $CO2$ existentes en Uruguay, y su respectiva disponibilidad. 229
Figura 11-5: Corredores autorizados para camiones de 48 toneladas. 231
Figura 11-6: Red de Ferrocarriles del Uruguay. 234
Figura 11-7: Corredores de Pipelines considerados para la estimación de distancias. 237
Figura 11-8: Diagrama esquemático de las variables consideradas en el Modelo. 257
Figura 11-9: Open Solver, complemento de Excel utilizado para el desarrollo del Modelo. 259
Figura 11-10: Pestaña de entrada “Básica” 262
Figura 11-11: Pestaña de entrada “Avanzada” (primera parte) 263
Figura 11-12: Pestaña de entrada “Avanzada” (segunda parte) 264
Figura 11-13: Pestaña de resultados “Potencia” (ejemplo) 265
Figura 11-14: Pestaña de resultados “Urea” (ejemplo) 266
Figura 12-1: Simbología de diagramas con resultados 272
Figura 12-2: Id 1/3 - Esquemas de generación, electrolisis, transportes, CO2, producción y exportación 273
Figura 12-3: Id 2 - Esquemas de generación, electrolisis, transportes, CO2, producción y exportación 274
Figura 12-4: Id 8 - Esquemas de generación, electrolisis, transportes, CO2, producción y exportación 275

Figura 12-5: Id 10/12 - Esquemas generación, electrolisis, transportes, CO2, producción y exportación 276

Figura 12-6: Id 17 - Esquemas de generación, electrolisis, transportes, CO2, producción y exportación 277

Figura 12-7: Escalabilidad - Esquemas de generación, electrolisis, transportes, CO2, producción y exportación (fase 1 en panel inferior izquierdo y fase 2 en panel inferior derecho).....290

Figura 14-1: Configuraciones óptimas de producción y exportación para escenario A – Fase 1 (izquierda); Escenario A – Fase 2 (centro); y escenario B (derecha). 301

1 Introducción

De acuerdo con lo presentado en la Hoja de Ruta del Hidrógeno Verde en Uruguay (MIEM, 2022) y de conocimiento de Ausenco-SEG, Uruguay posee grandes ventajas competitivas para ser un productor relevante de hidrógeno verde y derivados, tanto para el mercado local como para su exportación por varias razones:

- Disponibilidad del recurso renovable: Uruguay tiene un gran potencial para instalar nueva capacidad de generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, principalmente eólica y solar fotovoltaica (ver Figura 2). El país cuenta con un muy buen recurso combinado eólico y solar, tanto por su complementariedad diaria como estacional; lo anterior permite obtener altos factores de capacidad en el electrolizador y bajos costos de producción de hidrógeno.
- Experiencia en generación de energías renovables: Uruguay ya posee amplia experiencia en la generación de energías renovables y ha alcanzado prácticamente la descarbonización de la generación de energía eléctrica. La participación promedio de renovables en la matriz eléctrica fue del 94% en el período entre 2016 y 2022, considerando los años extremadamente secos del 2020 al 2022 (aproximadamente 44% es de origen hidroeléctrico), y llegando a ser del 98% en años con regímenes de lluvia medios.
- Disponibilidad de agua: Uruguay cuenta con alta disponibilidad de agua dulce por pertenecer a la Cuenca del Plata, segunda más grande de Sudamérica y sexta en el mundo, así como por el régimen de precipitaciones anuales. Vale destacar que la demanda de agua necesaria para la producción de hidrógeno verde es notoriamente menor respecto a las demandas de los sectores agrícolas e industriales en el país.
- Disponibilidad de CO2 Biogénico: Uruguay cuenta con disponibilidad de CO2 biogénico, asociada a instalaciones industriales que utilizan biomasa para producir energía, la cual puede ser aprovechada para la producción de productos derivados del H_2. Las plantas industriales que producen esta fuente de CO2 biogénico, se encuentran ubicadas en la proximidad de zonas con buena disponibilidad de recursos renovables, siendo este un aspecto relevante en la producción de los derivados del H2.
- Infraestructura y logística: el país cuenta con centrales hidroeléctricas, infraestructura de red de transporte de energía eléctrica y fácil acceso a biomasa, que pueden permitir una producción competitiva de combustibles sintéticos. También se cuenta con infraestructura portuaria estratégica, teniendo salida al océano Atlántico a través del puerto de Montevideo, con una logística ya desarrollada y establecida, y conectividad con el sistema hidroviario Paraná-Paraguay a través del Puerto de Nueva Palmira.
- Estabilidad financiera y atractivo para inversiones: Uruguay es un país de una fuerte institucionalidad, con fortaleza financiera, atractivo y abierto a la inversión privada nacional e internacional, con marcos regulatorios claros y estables y gran estabilidad sociopolítica, constituye un destino confiable para hacer negocios.

Es decir, Uruguay cuenta con todos los ingredientes necesarios, ya desarrolló su primera revolución energética y logró descarbonizar su matriz eléctrica. Ahora el desafío es continuar hacia una segunda transición, para lo cual la industria del hidrógeno verde tendrá un rol central ya que es uno de los caminos principales hacia la descarbonización del sector industrial, del transporte y de la industria de fertilizantes.

Teniendo en cuenta este contexto, esta consultoría busca generar insumos y recomendaciones para la elaboración de políticas públicas que promuevan el desarrollo de

una industria exportadora de energía en base al hidrógeno verde y mediante 3 vectores específicos definidos como el e-metanol, e-fuels y e-fertilizantes.

2 Objetivos de la consultoría

2.1 Objetivo General

Esta consultoría tiene como objetivo general el generar insumos y recomendaciones respecto a localizaciones, aspectos logísticos e infraestructura para la producción y exportación de e-metanol, e-fuels y e-fertilizantes, con la finalidad de elaborar políticas públicas que faciliten el mejor desarrollo de proyectos en la cadena de valor. En especial sobre:

- Políticas de Ordenamiento territorial (Ministerio de Ambiente, Dirección Nacional de Ordenamiento Territorial, Gobiernos Departamentales), donde se visualizarán zonas para: a) generación de energía solar y eólica, b) instalación de electrolizadores, c) instalación del componente industrial de la cadena de producción.
- Infraestructuras comunes que puedan bajar costos y facilitar la inversión de futuros proyectos.

2.2 Objetivos Específicos

- Análisis de localizaciones para las instalaciones de los proyectos de producción y exportación de e-metanol, e-fuels y e-fertilizantes en función de los recursos disponibles por zona geográfica, sus costos de generación, transporte y otras variables relevantes.
- Análisis técnico-económico del transporte de materias primas y productos en toda su cadena de producción hasta los puertos de exportación.
- Optimización de la ubicación de instalaciones y estrategia logística, y análisis de infraestructuras comunes para el desarrollo de proyectos de hidrógeno verde.

3 Objetivos de este documento

Este documento corresponde al Producto 6 del proyecto “Análisis en logística, infraestructura y localizaciones para la cadena de valor de derivados de hidrógeno verde en Uruguay”. El mismo tiene como objetivo presentar un avance del reporte final, el cual compila los estudios, análisis y resultados desarrollados a lo largo de los productos generados de esta consultoría.

En particular, se presentan los estudios realizados relativos a:

- Recopilación y análisis de informaciones de base
- Caracterización de la infraestructura existente
- Definición de la línea de base
- Análisis de localizaciones para los componentes de la cadena de valor de los derivados de hidrógeno

- Análisis técnico-económico de las instalaciones y transporte de materias primas y productos
- Análisis de riesgos
- Modelo de optimización
- Análisis de infraestructuras compartidas

4 Definiciones y Abreviaturas

Se lista a continuación las abreviaturas consideradas en el presente documento.

Tabla 4-1: Abreviaturas.

Abreviatura	Definición
OHSA	Administración de Seguridad y salud Ocupacional de EEUU
UTE	Administración de Usinas y Trasmisiones Eléctricas
IEA	Agencia Internacional de Energía
ASME	American society of Mechanical Engineers
NH_3	Amoniaco
ALUR	Alcoholes del Uruguay
DINARA	Áreas potenciales protegidas
ANCAP	Asociación Nacional de Combustibles, Alcoholes y Portland
NFPA	Asociación Nacional de Protección contra el Fuego
ANP	Asociación Nacional de Puertos
Bar (a)(g)	Bares (absoluto) (relativa o manométrica)
BS	British Standard
Cu	Cobre
CFR	Código Federal de Regulaciones
CARU	Comisión Administradora del Río Uruguay
VOC	Compuesto Orgánico Volatil
DNV	Det Norske Veritas
CO_2	Dióxido de Carbono
DINACEA	Dirección Nacional de Calidad y Evaluación Ambiental
DINAMIGE	Dirección Nacional de Minería y Geología

Abreviatura	Definición
DINARA	Dirección Nacional de Recursos Acuáticos
USD	Dólares Americanos
SOE	Electrólisis de Óxido Sólido
ELY	Electrolizador
FISQ	Fichas Internacionales de Seguridad Química
FC	Factor de Capacidad
GIS	Geographical information System
GLP	Gas Licuado de Petróleo
GNL	Gas Natural
CNG	Gas Natural Comprimido
GW	Gigawatts
ha	Hectáreas
H_2	Hidrogeno
GH_2	Hidrogeno Gaseoso
LH_2	Hidrogeno Líquido
hr	Hora
IREE	Índice de riesgo por eventos extremos
IDEUY	Infraestructura de datos espaciales de Uruguay
IDLH	Inmediatamente peligrosa para la vida y la salud
IMFIA	Instituto de Mecánica de los Fluidos e Ingeniería Ambiental
NIOSH	Instituto Nacional de Salud y Seguridad Ocupacional
ICSC	International Chemical Safety Cards
IMPCA	International Methanol Producers & Consumers Asociation
ISO	International Standardization Organization
kg	Kilogramos
km	Kilómetros
ktpa	Kilotoneladas métricas anuales
kV	Kilovatio
kWh	Kilowatt hora
lbs	Libras

Abreviatura	Definición
Psi (a)(g)	Libra por pulgada cuadrada (absoluto) (relativa o manométrica)
LEL	Límite Explosivo Inferior
UEL	Límite de Inflamabilidad Superior
MW	Megawatts
PEM	Membrana de Electrolito Polimérico
AEM	Membrana de Intercambio Aniónico
m	Metros
m^3	Metro Cúbico
m^2	Metro Cuadrado
MeOH	Metanol
MIEM	Ministerio de Industria, Energía y Minería
mm	Milímetros
MUSD	Millones de dólares americanos
mmcf	Millones de metros cúbicos
MTOP	Ministerio de Transporte y Obras Públicas
Mtpa	Millones de toneladas por año
PL	Modelo de Programación Lineal
MWD	Montevideo
NFPA	National Fire Protection Association
NOx	Óxido de Nitrógeno
PPM	Partes por millón
PDVSA	Petróleos de Venezuela
CAFS	Sistema de espuma de aire comprimido
CMS	Sistema de Control, Mando y Señalización
SNAP	Sistema Nacional de Áreas Protegidas
ASTM	Sociedad Estadounidense para Pruebas y Materiales
SO / SW	Suroeste
ton	Toneladas
TKB	Tonelada-Kilómetro por litro de combustible
tpa	Toneladas por año

Abreviatura	Definición
TCP	Terminal Cuenca del Plata
TGU	Terminal Granelera de Uruguay
TGM	Terminal Granelero Montevideo
tpd	Toneladas por día
UN	Unidad
UIC	Unión Internacional de Ferrocarriles
ZEP	Zero Emissions Platform
Zn	Zinc

5 Información Base de origen público

5.1 Disponibilidad de CO_2 Biogénico

Para cuantificar la cantidad de CO_2 disponible en Uruguay, se utilizó como base lo estipulado en el informe *"Análisis de disponibilidad de CO_2 para la producción de derivados de H_2 verde en Uruguay"*, realizado por el Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEM), el cual indica que el total de emisiones de CO_2 estimadas para el 2024 es de 21,3 [Mtpa]. Sin embargo, por temas de factibilidad técnica durante el proceso de captura, solo se consideraron las emisiones de CO_2 biogénico y de CO_2 no biogénico inevitable, que totalizan 11,3 [Mtpa], y se distribuyen a lo largo del país en las siguientes industrias:

Tabla 5-1: Cantidad de CO2 disponible por empresa, y su respectiva localización geográfica[1].

Categoría	Empresa	Latitud	Longitud	Emisiones CO2 [Mtpa]
Aserradero	Arboreal/ Frutifor	-31.75	-56.04	0.09
Aserradero	Lumin	-31.64	-55.90	0.26
Aserradero	Urufor	-30.94	-55.55	0.10
Aserradero	Fymnsa	-31.07	-55.75	0.06
Aserradero	Otros aserraderos			0.13
Biocombustibles	Planta bioetanol ALUR	-32.26	-58.08	0.15
Biocombustibles	Planta ALUR Bella Unión	-30.33	-57.62	0.15
Biogás	Estancias del lago	-33.25	-56.60	0.02
Cal	Cementos del plata	-33.09	-54.54	0.08
Cal	CYCUSA	-34.35	-55.24	0.01
Cemento	ANCAP Minas	-34.40	-55.29	0.05
Cemento	Cementos artigas	-34.38	-55.28	0.21
Cemento	Cielo Azul	-33.11	-54.45	0.00*
Cemento	ANCAP Paysandú	-32.26	-58.08	0.05
Cerveza	Fábricas nacionales de cerveza	-34.40	-55.32	0.01
Electricidad	Bioener	-30.94	-55.56	0.04
Electricidad	Fenirol	-31.70	-55.93	0.04
Electricidad	Galofer	-33.25	-54.40	0.04
Electricidad	Otros electricidad			0.02**
Frigorífico	Frigorífico Las piedras	-34.68	-56.30	0.02
Frigorífico	Frigorífico Tacuarembó	-31.70	-55.94	0.02
Frigorífico	Frigorífico BPU	-33.38	-56.59	0.01
Frigorífico	Frigorífico Pando	-34.69	-55.98	0.01
Frigorífico	Frigorífico Marfrig	-34.27	-57.59	0.01
Frigorífico	Otros frigoríficos			0.12**
Pasteras	UPM 1	-33.12	-58.26	2.54

[1] Datos de referencia en base a emisiones del año 2022.

Categoría	Empresa	Latitud	Longitud	Emisiones CO2 [Mtpa]
Pasteras	UPM 2	-32.86	-56.53	3.90
Pasteras	Montes del Plata	-34.18	-58.04	2.91

*** Información pública disponible indica una producción de 0 Mtpa para cementera Cielo Azul.**
**** Información pública disponible no indica ubicación para las fuentes indicadas.**

5.2 Fuentes de Agua

Para la producción de hidrógeno y derivados se debe utilizar agua tanto para la producción como para la operación, en particular el enfriamiento. Los grandes cuerpos de agua como el Rio Uruguay y el Río Negro resultan fuentes convenientes debido a que sus caudales son ampliamente superior a los volúmenes necesarios.

El uso de tomas y/o embalses dentro de cuencas hidrográficas y cursos de agua menores a los ríos mencionados son una opción viable tal como lo expresa el estudio *Evaluación y Perspectivas del Uso del Agua para la Producción de Hidrógeno Verde y Derivados en el Marco de la Hoja de Ruta del Uruguay* realizado por IMFIA[2]. Se desprende de este estudio que es viable la utilización de agua superficial en varias localizaciones sin generar estrés hídrico[3] y que, en caso de que sea necesario, se debe considerar el uso de embalses pequeños para uso en sitio. Por lo tanto, se asume que las fuentes de agua deben ser analizadas a nivel de cada proyecto de hidrogeno de manera particular y no se considerará dentro del alcance de este estudio.

Por último, el uso de agua subterránea puede ser una opción como complemento, abasteciendo parcialmente el agua demandada por los proyectos futuros. En base a la información disponible en la Dirección Nacional de Minería y Geología (DINAMIGE), la Figura 5-1 muestra la ubicación de los principales acuíferos de Uruguay y características.

[2] IMFIA, *Producto 1: Escenarios de uso y consumo del recurso hídrico asociados a la hoja de ruta de H2 verde de Uruguay y caracterización global de la oferta del recurso hídrico,* Agosto 2024.
[3] Según definición entregada por IRENA (2023) en *Water for Hydrogen Production,* el estrés hídrico es un indicador de la competencia por el agua entre diferentes usos y sectores, y se mide utilizando la relación entre la extracción total de agua y la oferta disponible de agua dulce renovable.

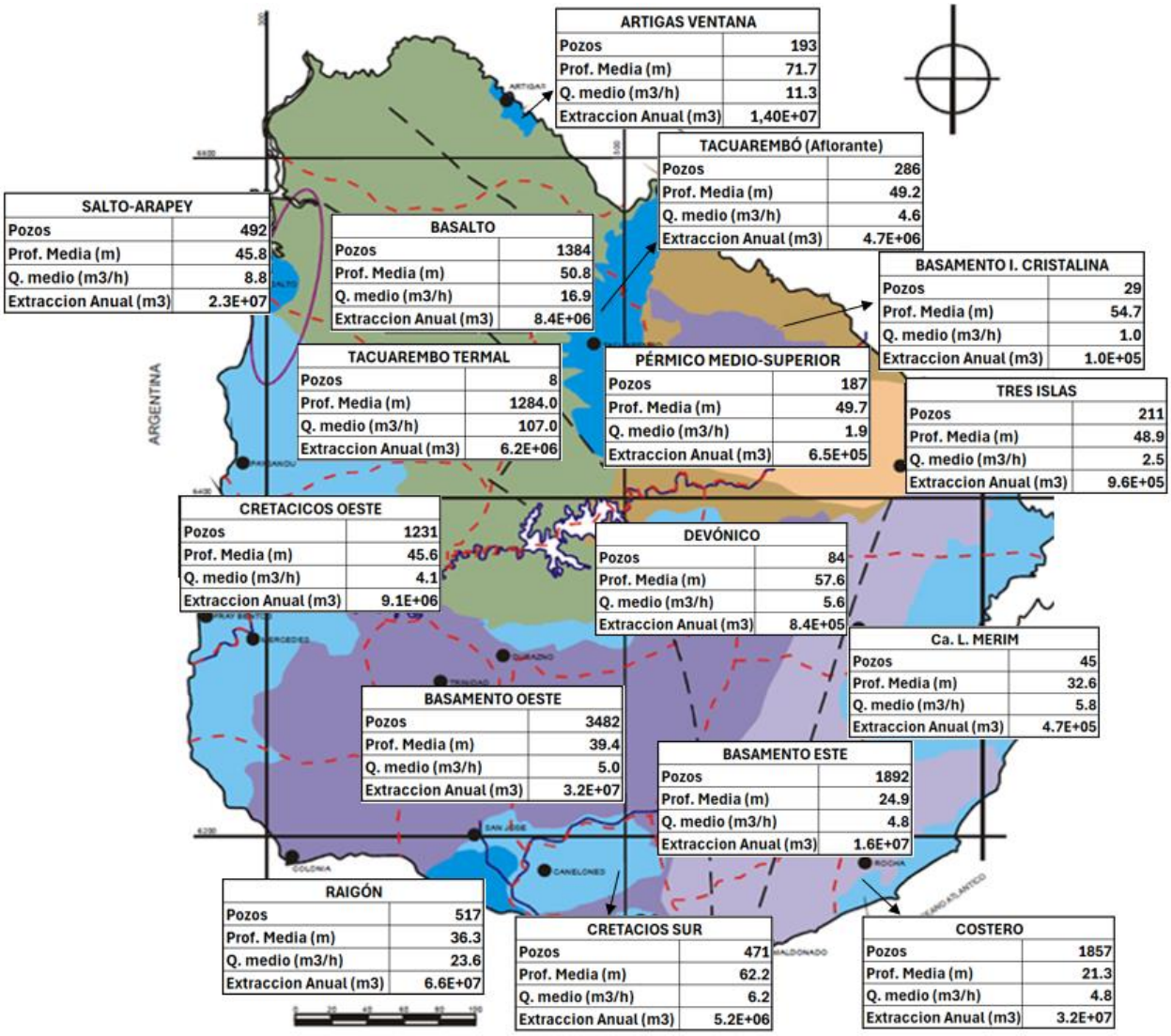


Figura 5-1: Mapa de acuíferos del Uruguay[4].

5.3 Mapa Solar

Para cuantificar el recurso solar en Uruguay se utiliza el Mapa Solar V2 2017 (MSUv2)[5], el cual trata de un modelo basado en imágenes satelitales, ajustado y validado con medidas en tierra de buena calidad. Sin embargo, los datos disponibles son limitados, mostrando datos de radiación en plano horizontal y a 35º, los cuales no están disponibles en formato GIS. Por otro lado, se encuentran disponibles los datos del Global Solar Altas, una herramienta para cuantificar el recurso solar a nivel global que fue realizado por la empresa Solargis, coordinado por el World Bank Group. Si bien no tiene validación a nivel local, tiene varios datos de interés como: Generación solar para ángulo óptimo de inclinación en cada sitio,

[4] Fuente: MIEM - DINAMIGE
[5] Alonso-Suárez, R., Abal, G., Siri, R., Muse, P., (2014).

mapas en formato GIS y capacidad de procesamiento de datos en la herramienta web, lo cual presenta una gran ventaja para el análisis planteado en esta consultoría.

Para analizar la validez de los modelos se busca comparar resultados y observar la consistencia entre los dos modelos. Para esto se selecciona un punto dentro de cada departamento del país y se obtienen los valores de irradiación global en plano horizontal de ambos modelos. Los resultados se muestran en la Tabla 5-2.

Tabla 5-2: Comparación entre modelos de radiación solar.

Irradiación global en plano horizontal - GHI (kWh/m2.día)			
Departamento	**Solar atlas - Solargis**	**Mapa solar - LES**	**Error [%]**
Durazno	4.80	4.67	2.8%
Montevideo	4.67	4.58	1.9%
Canelones	4.65	4.54	2.4%
Maldonado	4.55	4.46	2.0%
Lavalleja	4.61	4.52	1.9%
Florida	4.74	4.63	2.3%
San José	4.68	4.56	2.6%
Colonia	4.75	4.60	3.1%
Soriano	4.82	4.69	2.7%
Flores	4.79	4.67	2.5%
Durazno	4.78	4.68	2.1%
Cerro Largo	4.71	4.58	2.8%
Treinta y tres	4.60	4.53	1.5%
Rocha	4.57	4.50	1.5%
Tacuarembó	4.73	4.63	2.1%
Rivera	4.81	4.66	3.1%
Paysandú	4.87	4.74	2.6%
Salto	4.92	4.77	3.0%
Artigas	4.96	4.82	2.8%
Promedio	4.74	4.62	2.4%

Se observa que, en promedio, los datos de Solargis sobrestiman la irradiación en 2,4%. Por otro lado, el estudio del MSUv2 (LES) se reporta una incerteza del 2%, por lo cual las diferencias mostradas entre los dos modelos caen dentro de un margen de error aceptable, y entendiendo que el Global Solar Atlas resulta una fuente confiable para cuantificar el recurso solar.

A partir del Global Solar Atlas se obtiene el potencial de generación fotovoltaica en kWh/kWp para Uruguay, indicado en la Figura 5-2.

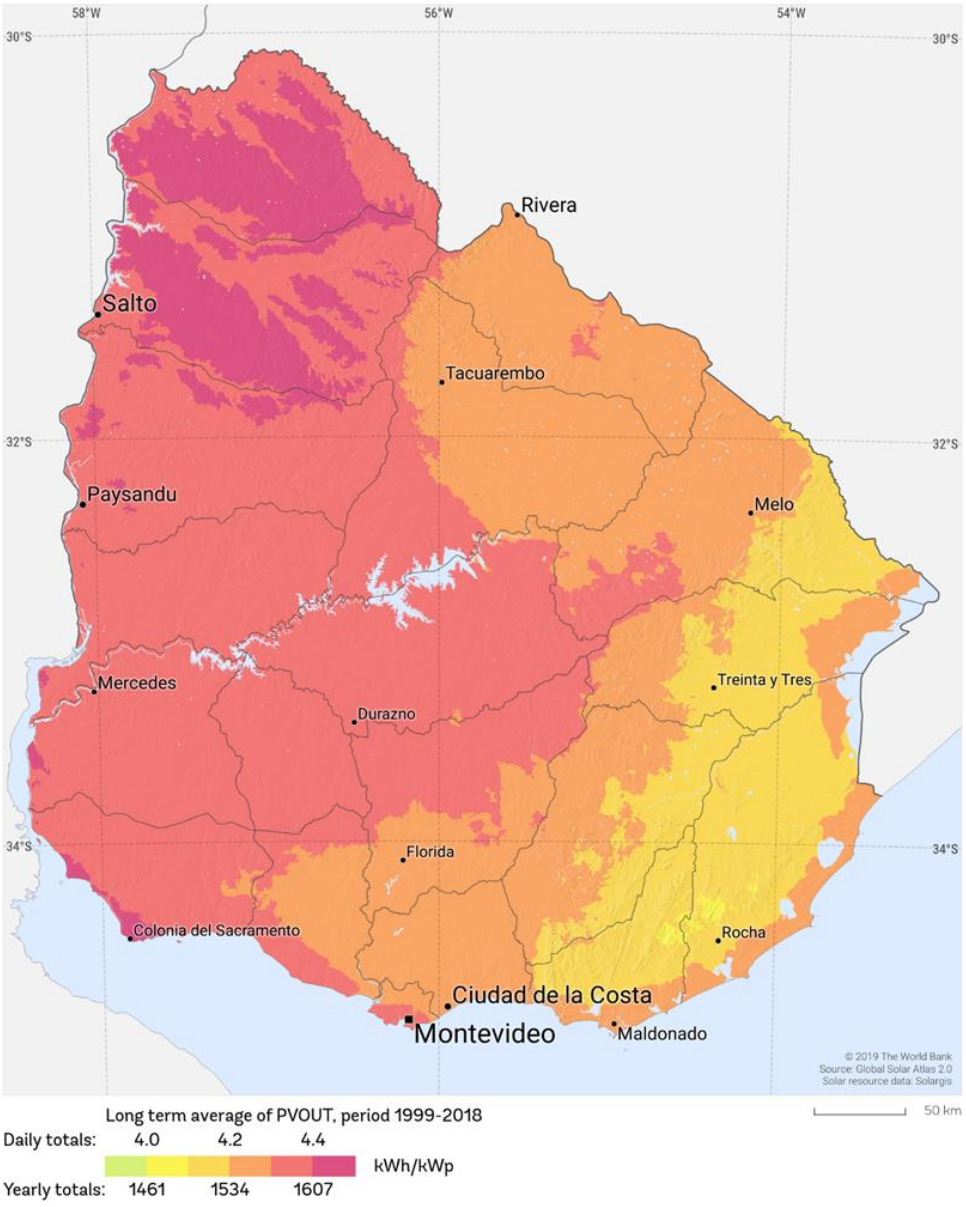


Figura 5-2: Potencial solar fotovoltaico.[6]

Los valores mostrados en el mapa solar indican la producción fotovoltaica para paneles solares con inclinación fija en un ángulo óptimo para la zona en cuestión. Si bien actualmente es usual la implementación de proyectos solares fotovoltaicos con seguidor a un eje, los valores encontrados en el mapa son útiles a modo de comparación entre zonas, pero no como un valor de producción esperado para un parque a instalar.

Como características notables de recurso solar, se observa que en los departamentos de Salto y Artigas se tiene el mayor potencial de generación, mientras la zona sureste es la que muestra el menor potencial.

Sin considerar estás áreas más extremas en términos del potencial solar, el potencial del resto del país está comprendido entre 1500 y 1610 [kWh/kWp] en base anual, mostrando una

[6] Fuente: Global Solar Atlas.

variación muy pequeña a lo largo de todo el territorio, únicamente un 6%. Si bien se buscará maximizar la producción fotovoltaica con una zona favorable, la ubicación de los parques fotovoltaicos y su variación en producción no debería ser factor determinante.

5.4 Mapa Eólico

Por otro lado, el recurso eólico presenta variaciones más relevantes en comparación al solar para el territorio uruguayo. La herramienta Global Wind Atlas, realizado por Vortex y DTU para el World Bank Group, permite obtener datos del recurso eólico y realizar análisis de este. En particular se obtiene la densidad de energía en W/m^2 a 150m de altura como variable para cuantificar el recurso y se muestra en la Figura 5-3.

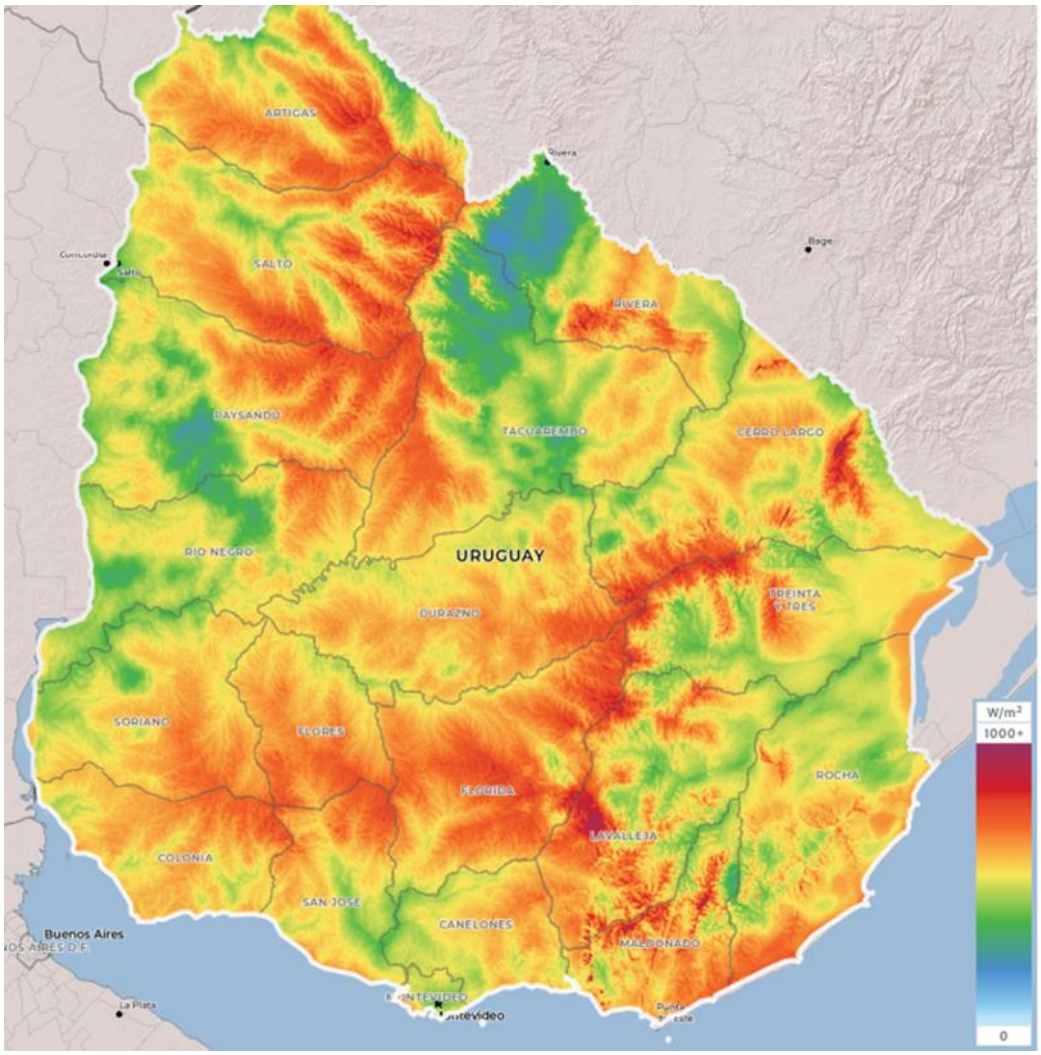


Figura 5-3: Densidad de potencial eólico a 150 [m] de altura[7].

Evitando las zonas de menor potencial y excluyendo las de mejor potencial, es de esperar que se obtengan valores de densidad de energía eólica de entre 550 y 700 [W/m^2] considerados a 150 [m] de altura.

[7] Fuente: Global Wind Atlas.

5.5 Riesgos

Como base para el análisis de riesgo, se utilizó la información disponible en el Sistema Nacional de Emergencias (SINAE), del gobierno de Uruguay. Se tomaron los datos asociados al Índice de Riesgos por Eventos Extremos (IREE), desagregados según sección censal. Particularmente en el análisis de las locaciones, se considerará el Factor de Agravamiento (F) que permite dar cuenta de la fragilidad social y la falta de resiliencia y por otra parte el Riesgo Físico (RF) el cual da cuenta de las pérdidas o el daño físico potencial.

Con ello es posible construir un ranking conforme a una sumatoria para cada factor (IREE, F y RF) en cuanto a las locaciones y las secciones censales que interviene o abarca. De esta manera es posible visualizar a aquellas locaciones que alcanzarán un mayor y menor índice según sea cada caso.

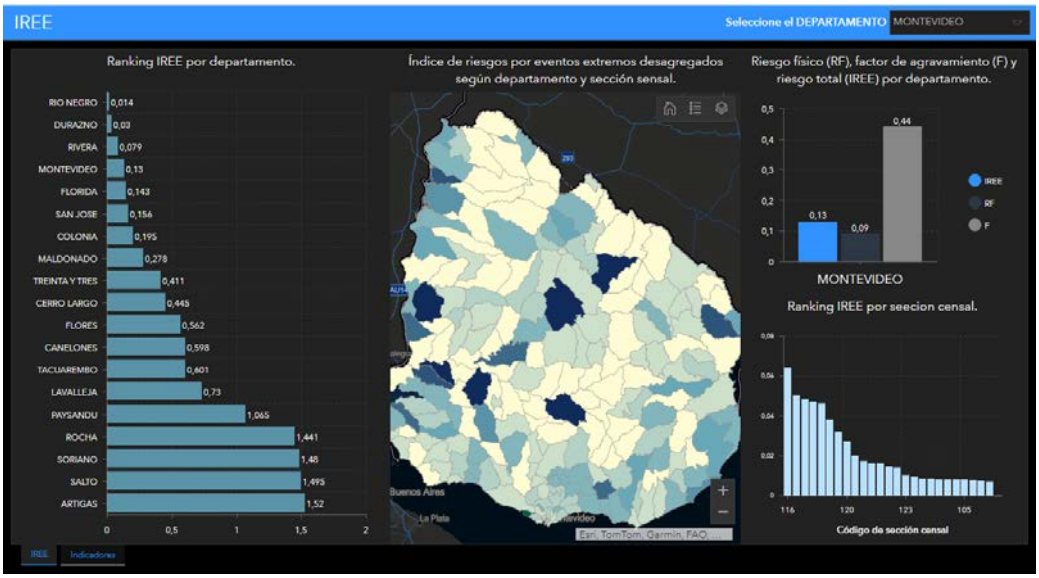


Figura 5-4: Índice de riesgos por eventos extremos, disponible en portal SINAE.

5.6 Áreas de Conservación

Para caracterizar las zonas de interés ambiental, y establecer una línea base, se consideraron las siguientes fuentes de información:

- Sistema Nacional de Áreas Protegidas (SNAP): Las prioridades territoriales del SNAP se definen tomando en cuenta aquellos elementos de la biodiversidad de Uruguay que son considerados prioritarios para la conservación y que permiten maximizar el cumplimiento de sus objetivos de conservación de acuerdo con el Plan estratégico 2015 – 2020 (MVOTMA 2015). Entre sus áreas de protección se encuentran Parques Nacionales, Paisajes Protegidos, Áreas de Manejo de Hábitats y/o Especies, entre otros.
- Red Física del SNAP: Consta de 103 sitios clasificados en los siguientes grupos:
    - Clase 1: Línea de base. Conjunto de sitios de interés que incluyen áreas protegidas ingresadas al SNAP al año 2014.
    - Clase 2: Prioridad de ingreso 2015 – 2020. Conjunto de sitios de interés seleccionados para ingresar al SNAP en el período 2015-2020.

- Clase 3: Prioridad de ingreso 2015 – 2020 condicionada. Conjunto de sitios de alta prioridad de conservación sobre los que se requiere información adicional acerca de las condiciones socioeconómicas, culturales e institucionales. Esta información definirá su paso a la clase 2.
- Clase 4: Requerimiento de información adicional. Conjunto de sitios de interés para la conservación sobre los que se requiere nueva información para concretar su potencial contribución a la red de áreas del sistema. Esta información definirá su paso a clase 3 o clase 5.
- Clase 5: Articulación con otras estrategias de conservación. Conjunto de sitios de interés para el SNAP que no son prioritarios para su ingreso al sistema en el período, pero que deberían ser considerados en otras estrategias de conservación.

- Sitios RAMSAR: La Convención sobre los Humedales de Importancia Internacional, denominada Convención de Ramsar, es el tratado intergubernamental que ofrece el marco para la conservación y el uso racional de los humedales y sus recursos. Los sitios RAMSAR en Uruguay son Bañados del este, Laguna de Rocha y Esteros de farrapos e islas del río Uruguay.
- Programa IBAs (Áreas de Importancia para las aves): El programa IBAs actúa de eje transversal a los proyectos de conservación de Aves Uruguay y ha sido acordado con el Sistema Nacional de Áreas Protegidas (SNAP), que será un input para el desarrollo del Sistema. Más de 450 especies de aves han sido registradas en Uruguay, 40 de ellas están amenazadas de extinción.
- Ecosistemas amenazados y en sitios priorizados: La Dirección Nacional de Calidad y Evaluación Ambiental (DINACEA) ha publicado información sobre ecosistemas amenazados, incluyendo el nivel de amenaza que presentan en base al índice de amenaza (críticamente amenazado, en peligro o vulnerable), así como también aquellos ecosistemas en sitios priorizados, áreas acuáticas prioritarias y áreas potenciales protegidas (DINARA – Dirección Nacional de Recursos Acuáticos).

  Nota: *No fueron considerados los sitios prioritarios de conservación, que, si bien son similares a los ecosistemas amenazados, se recomienda su inclusión en análisis posteriores.*
- Sitios de interés patrimonial o arqueológico: Se consideran diversos sitios de interés patrimonial y/o arqueológico, como lo son Geositios, Monumentos Históricos y Sitios de relevamiento Arqueológico.
- Zonas de recargas de Acuíferos: Dentro de los acuíferos mencionados en el Capítulo *5.2 Fuentes de Agua*, se tendrá especial consideración con las zonas de recargas de acuíferos, que es donde los acuíferos son más vulnerables, debido a que hay una mayor interacción entre el acuífero y las aguas superficiales, subsuperficiales y subterráneas, haciéndolo más susceptible a la contaminación del recurso hídrico en cuestión.

6 Caracterización de la infraestructura y red logística existente

6.1 Red de Transmisión Eléctrica

El desarrollo de proyectos de hidrógeno verde, asociado con el requerimiento de energías renovables sugiere un potencial para la interconexión con la red eléctrica de transmisión del país, donde las variaciones de oferta y demanda puedan equilibrase en un sistema conjunto. Esto requiere infraestructura y planificación para su factibilidad.

La Figura 6-1 muestra los principales elementos de la red eléctrica del país, en particular las redes de alta tensión. Además, está en construcción una línea de alta tensión en 500 kV para unir Salto, Chamberlain y Tacuarembó, indicada con un trazo punteado, y otra línea que une Tacuarembó con Melo.

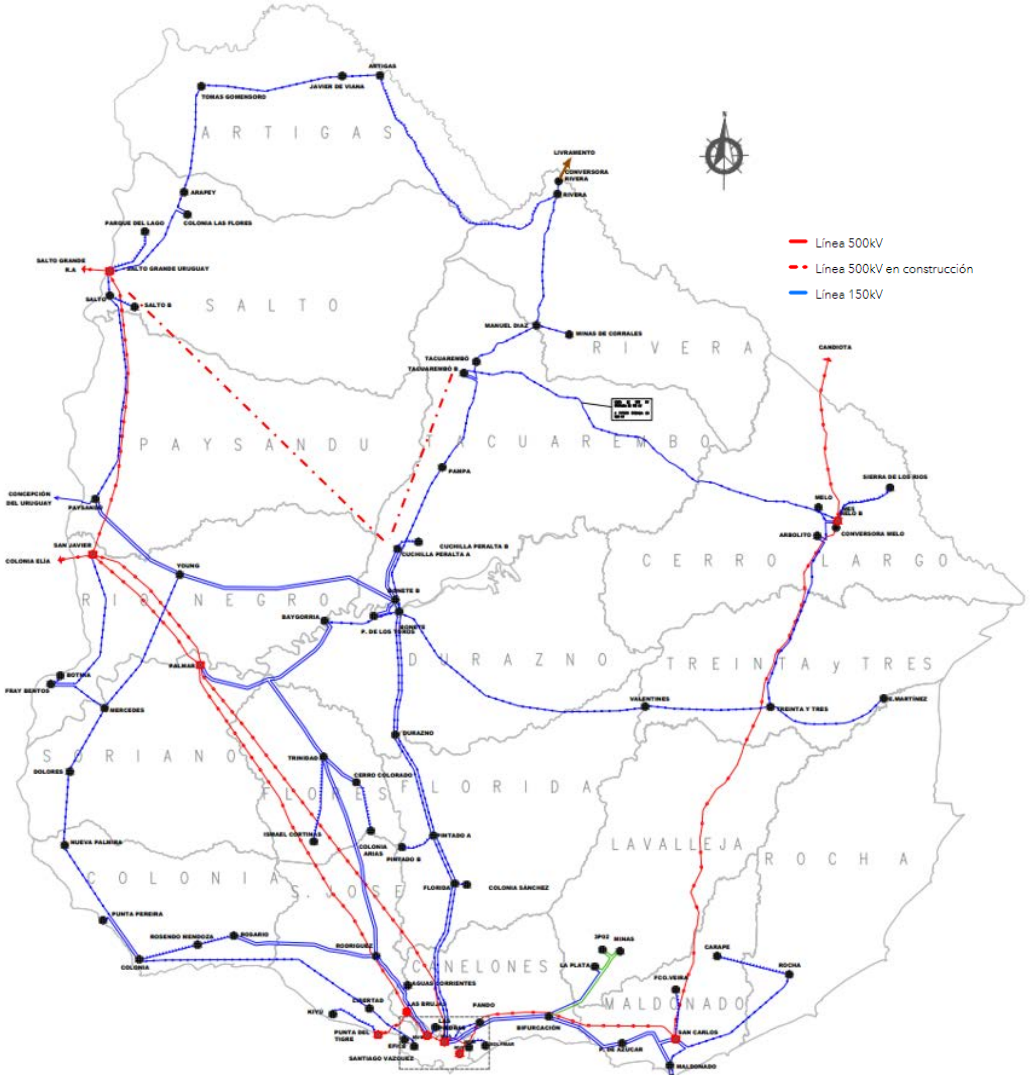


Figura 6-1: Mapa del sistema eléctrico de Uruguay[8].

[8] Fuente: ADME

Las potencias necesarias para el cumplimiento de los escenarios planteados por el MIEM son muy altas respecto a las potencias manejadas por la red uruguaya (los escenarios propuestos son establecidos en el capítulo 7.1). En el escenario A se consideró electrolizadores con una potencia de 7,4 [GW], mientras que la potencia del escenario B es de 15,6 [GW]. En contraste con las potencias proyectadas, se tiene que la demanda nacional máxima es de 2,2 [GW], indicando que las posibilidades de intercambio de energía son limitadas.

Las posibilidades de intercambio de energía con la red de UTE requieren un análisis específico al momento de plantear una interconexión, en el que se estudian en detalle la viabilidad de compra y venta de energía. Para la posible interconexión con la red de UTE se consideran relevantes las líneas de transmisión de alta tensión (500 [kV] y 150 [kV]). La interconexión implica generar estabilidad a la operación de los electrolizadores, mejorando su tiempo de uso y aprovechando de mejor manera la capacidad instalada de estos equipos. Además, la estabilidad en la producción de hidrogeno implica dar estabilidad a los procesos aguas abajo, como lo son la síntesis de derivados del hidrogeno. La interconexión también trae como ventaja el intercambio de excedentes hacia la red, pudiendo monetizar los excedentes energéticos producidos por la generación eólica y solar.

Los mecanismos de UTE, para determinar la capacidad disponible en la red implican un estudio detallado a la hora de la evaluación de un proyecto. A modo orientativo, a partir de la información intercambiada con UTE, se estima que la potencia disponible en algunos nodos es de 100 MW. Esto implica una capacidad pequeña respecto a la potencia total determinada para los escenarios establecidos. De todas formas, si se considera la posibilidad de tener más de un nodo, y que se pueden desarrollar sucesivos proyectos de menor potencia, la interconexión con la red presenta una ventaja. Si bien para establecer los beneficios económicos de esta interconexión se deberá estar en instancias más avanzadas de desarrollo de los proyectos, en el presente estudio se considera la conexión a la red y la ventaja de ubicar electrolizadores cercanos a líneas de alta tensión.

6.2 Red Carretera

Para la caracterización de la red carretera, se consideró la información pública disponible en la página web del Ministerio de Transporte y Obras Públicas (MTOP). Además, se complementó con la información facilitada por el MTOP a lo largo de la consultoría.

La red carretera de Uruguay cuenta con una extensión actual de 8.833 [km], más 7.692 [km] en obra durante el periodo 2020-2025, bajo el marco del plan nacional de estructura vial 2020-2025. La Figura 6-2 muestra las principales rutas de la red, considerando las rutas que se encuentran en periodo de obra.



Figura 6-2: Principales rutas de la red carretera de Uruguay.

6.2.1 Dimensiones Máximas de Vehículos de Transporte de Carga

Existen ciertas restricciones respecto a las dimensiones permitidas para vehículos de carga, tanto generales como específicas para cada tipo de vehículo.

- Restricciones generales para camiones: La altura máxima para camiones es de 4,1 [m], a excepción de ciertos corredores logísticos indicados en el decreto 157/009, donde la altura máxima permitida es de 4,3 [m]. El ancho máximo para camiones de carga es de 2,6 [m].
- Restricciones para camiones simples: Los camiones simples tienen una longitud máxima permitida de 13,2 [m].
- Restricciones para camiones con remolque: Los camiones con remolque tienen una longitud máxima permitida de 20 [m]. Distancia mínima entre ejes dependerá de peso sobre los ejes involucrados.
- Restricciones para tractores con semi-remolque: Los tractores con semi-remolque tienen una longitud máxima permitida de 18,6 [m]. Distancia mínima entre ejes dependerá de peso sobre los ejes involucrados.

6.2.2 Pesos Máximos de Vehículos de Transporte de Carga

Los pesos máximos permitidos para transporte dependen del tipo de vehículo y su respectiva distribución de ejes, los cuales se pueden observar con detalle en la Figura 6-3.

Tipo de Vehículo	Peso Bruto		Tipo de Vehículo	Peso Bruto	
	Por Eje (t)	Total (t)		Por Eje (t)	Total (t)
C11	6 10,5	16,5	T11 - S12	6 10,5 10,5 18 **	45
C12	6 18	24	T11 - S3	6 10,5 25,5*	42
C11 - R11	6 10,5 10,5 10,5	37,5	T12 - S1	6 18 10,5	34,5
C11 - R12	6 10,5 10,5 18	45	T12 - S2	6 18 18	42
C12 - R11	6 18 10,5 10,5	45	T12 - S11	6 18 10,5 10,5	45
C12 - R12	6 18 10,5 18	45	T12 - S3	6 18 25,5*	45
T11 - S1	6 10,5 10,5	27	T12 - S12	6 18 10,5 18 **	45
T11 - S2	6 10,5 18	34,5	Bitren ***	6 18 18 18	57
T11 - S11	6 10,5 10,5 10,5	37,5			

(*) y (**) Solo en corredores autorizados, resto de red vial se permite un máximo de 22 [ton].
(***) Circulación permitida solo en término del Decreto N°371/011

Figura 6-3: Peso Máximo de vehículos de carga por tipo de vehículo.

6.2.3 Corredores autorizados para camiones de 48 toneladas

Equipos de configuración T12S3 que cumplan con lo dispuesto en el Decreto Nº177/021 pueden circular por los corredores indicados en la Figura 6-4 .

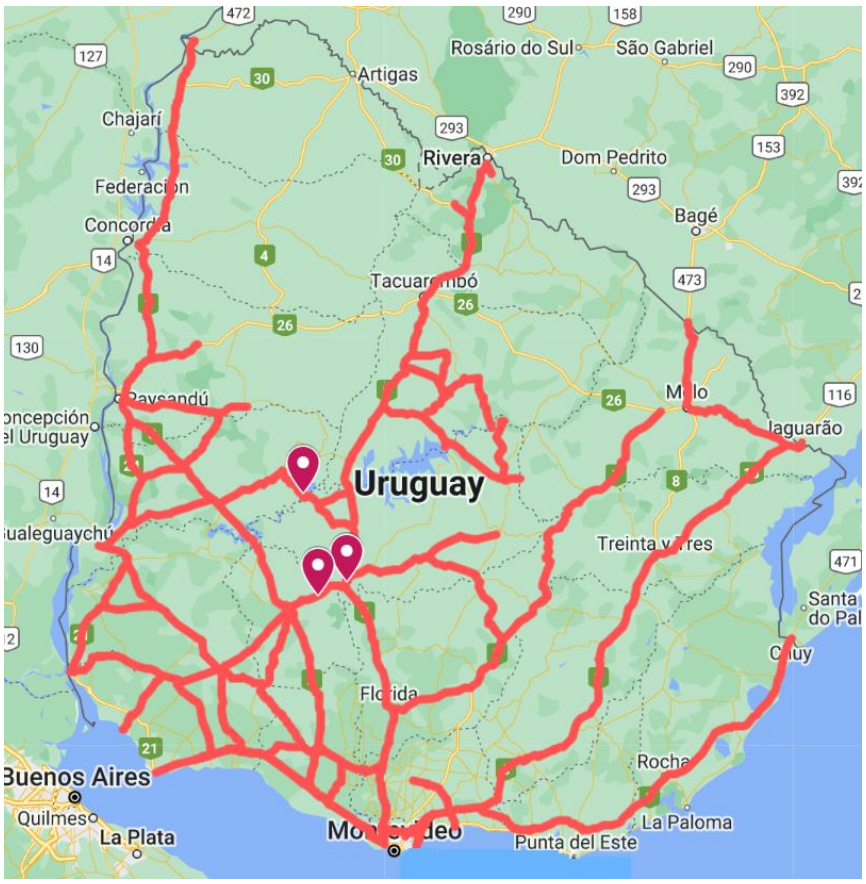


Figura 6-4: Corredores autorizados para la circulación de camiones de 48 toneladas.

6.2.4 Corredores Autorizados para la circulación de bitrenes y tritrenes.

La Figura 6-5 muestra los corredores autorizados para la circulación de bitrenes y trenes, los cuales deben ajustarse a lo dispuesto en el decreto Nº303/020.

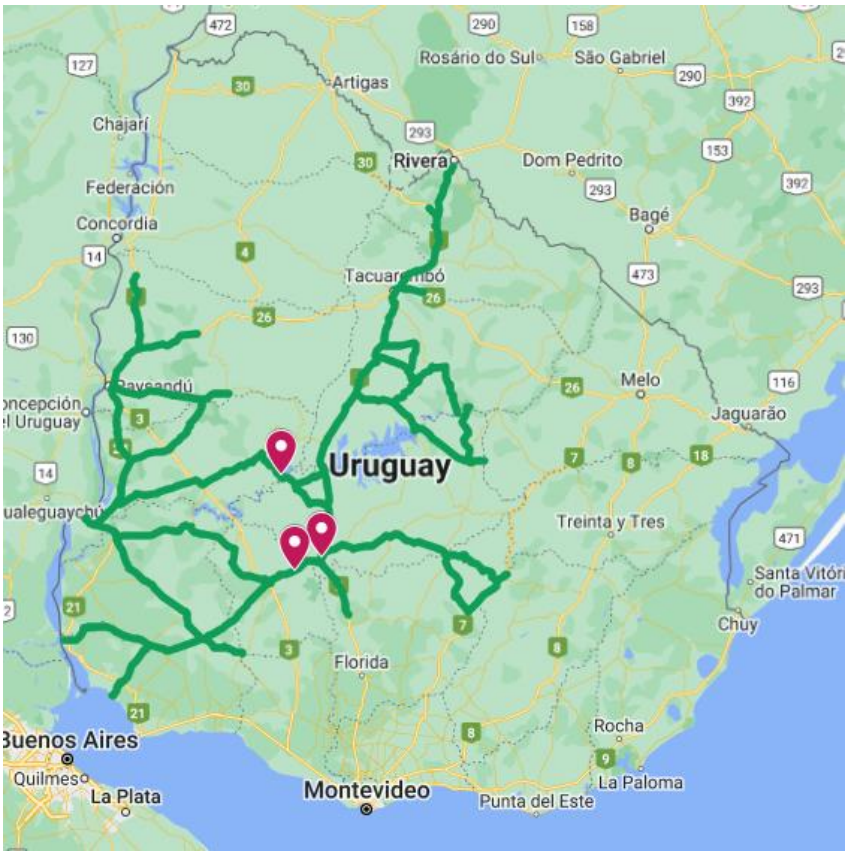


Figura 6-5: Corredores autorizados para circulación de Bitren-Tritren.

6.3 Red Ferroviaria

Para la caracterización de la red ferroviaria, se consideró la información pública disponible en la página web del MTOP. Además, se complementará con la información facilitada por el MTOP a lo largo de la consultoría.

En base al estado de la infraestructura existente en el país, y lo determinado por el MTOP en múltiples instancias, se han determinado las siguientes categorías para la Red Ferroviaria Nacional:

- Líneas Activas: Corresponden a líneas que se encuentran activas al día de hoy, y pueden ser utilizadas sin problemas. Está compuesta por la Línea del Ferrocarril Central y la Línea Rivera.
- Líneas Próximas a estar Activas: Corresponden a líneas que hoy en día no se encuentran activas, pero que podrían estarlo a corto plazo y, por lo tanto, es factible considerarlas para este estudio. Está compuesta por la Línea Litoral, Línea Minas.
- Líneas Inactivas: Corresponden a líneas que hoy en día no se encuentran activas, y que la inversión y plazos para reactivarlas son considerables.

La Tabla 6-1 muestra la información relevante de las líneas mencionadas.

Tabla 6-1: Información relevante de las líneas ferroviarias disponibles en el país.

	Ferrocarril Central	Rivera	Litoral	Minas
Trayecto	Paso de los Toros – Puerto de Montevideo	Rivera – Paso de los Toros	Estación Chamberlain – Estación Salto Grande	Estación Peñarol – Estación Minas
Extensión [km]	271	290	303	115
Frecuencia Total	15 + 15 Trenes de carga diaria	Información no disponible	Información no disponible	Información no disponible
Frecuencia Remanente	8 + 8 Trenes de carga diaria	Información no disponible	Información no disponible	Información no disponible
Troncha [mm]	1.435	1.435	1.435	1.435
Longitud Máxima de tren [m]	500	800	400	400
Peso de Trenes [ton/eje]	22,5	18	18	18
Velocidad Promedio [km/hr]	60	40	40	Información no disponible
Rieles	UIC 54 Soldados	UIC 50	UIC 50 y 54	UIC 50
Durmientes	Hormigón	Madera y Acero	Madera y Acero	Madera y Acero
Locomotora	Stadler Euro 4001 de 23,02 [m] de longitud			

6.4 Puertos y accesibilidad

6.4.1 Infraestructura portuaria existente

Uruguay cuenta con una serie de puertos, tanto fluviales como marítimos, que son de utilidad para el movimiento de distintos tipos de carga. Dentro de los principales puertos marítimos a estudiar en esta consultoría, se encuentran el Puerto de Montevideo y Nueva Palmira, mientras que, dentro de puertos Fluviales, podemos destacar los puertos de Fray Bentos y Paysandú.



Figura 6-6: Puertos de Uruguay.

A continuación, se explican con mayor profundidad las características de los principales puertos a considerar en este estudio:

- <u>Puerto de Montevideo:</u>

  Está ubicado sobre el Río de la Plata en la bahía de la ciudad de Montevideo, sus coordenadas geográficas corresponden a Latitud 34°55'S y Longitud 56°14', y es el principal puerto de trasbordo regional, formando parte del corredor bioceánico Atlántico-Pacífico y conectando con la hidrovía Paraguay-Paraná. Al ser un puerto multipropósito, su operativa incluye contenedores, graneles, pesca, cruceros, transporte de pasajeros, automóviles y carga en general. La Administración Nacional de Puertos (ANP) es la autoridad portuaria propietaria del puerto en su conjunto y responsable de su administración. Es un organismo descentralizado que se vincula con el Poder Ejecutivo a través del MTOP. Los servicios portuarios son prestados en su mayoría por empresas privadas en el régimen de concesiones o permisos para su explotación. Se presta servicios al pasaje, a la carga y al buque.

  En cuanto al dragado, la flota de dragado de ANP ha llevado a cabo la extensión del Canal de Acceso al Puerto de Montevideo hasta el km. 56.7, y su profundización hasta alcanzar la isobata de -13 [m] (próximamente -14 [m]). El puerto está diseñado de tal manera que, en los muelles administrados por ANP pueden atracar buques de hasta 350 [m] de eslora y de 12 [m] de calado, lo cual permite el atraque de buques tipo Panamax y Postpanamax, mientras que, en los muelles de la terminal privada, Terminal Cuenca del Plata (TCP), pueden atracar buques tipo Super Post Panamax. Dentro de las estructuras más relevantes dentro del puerto, podemos destacar el Muelle multipropósito denominado Muelle C, el viaducto y acceso norte, Terminal Cuenca de la Plata (TCP), Terminal Granelero Montevideo (TGM), la Terminal Pesquera Puerto Capurro, Terminal Portuaria de Celulosa Tebetur S.A y el Puerto Logístico Punta Sayago.



Figura 6-7: Ubicación de las estructuras principales del Puerto de Montevideo.

- Puerto de Nueva Palmira:

  Ubicado en el km cero de la Hidrovía Paraná – Paraguay, es el segundo puerto uruguayo en volumen de operación. Desde su creación es clave en la navegación de los ríos interiores de América del Sur por sus características fluvio-marítimas, y en la conexión con los corredores bioceánicos que entrelazan las costas atlántica y pacífica. Es el más apto para la carga y descarga de graneles sólidos, cebada, cereales, celulosa, fertilizante sólido y líquido, etc. Comprende en su conjunto el puerto administrado por la Administración Nacional de Puertos, la terminal y puerto privado de Corporación Navíos S.A., ubicado inmediatamente adyacentes aguas abajo, y la terminal de Ontur S.A., localizada al norte, ambos actuando bajo igual régimen de Zona Franca de Nueva Palmira. Dentro de la infraestructura más relevante, podemos destacar el Muelle Ultramar Norte y Sur, Muelle de Cabotaje y el Amarradero de Barcazas.



Figura 6-8: Ubicación de las estructuras principales del Puerto de Nueva Palmira.

- Puerto de Fray Bentos:

  Se encuentra ubicado en la ciudad del mismo nombre, sobre el margen izquierdo del río Uruguay, a 317 km de Montevideo. La distancia a Nueva Palmira es de 92 Km, y a unos 420 km navegables a Montevideo, vía Canal Martín García. Su excelente ubicación geográfica es favorecida aún más por la accesibilidad vial con la que cuenta. Tiene acceso carretero a través de la ruta 2 al sur del país, esta conecta a su vez con la ruta 24 y ésta con la 20 y la 25, espinas dorsales del movimiento maderero. Cuenta con acceso a 2 ramales ferroviarios, que transitan por las zonas de producción forestal y llegan hasta el extremo de ambos muelles (actualmente, la conexión ferroviaria se encuentra inactiva). El aeródromo dista 14 km del puerto. El puerto está próximo al puente internacional Fray Bentos - Puerto Unzué, que permite la conexión más corta de Montevideo con Buenos Aires y facilita la interconexión de cargas entre Uruguay y la zona agrícola e industrial del litoral argentino, hacia el oeste con Chile y hacia el este con Río Grande del Sur en Brasil. Las principales cargas de exportación son maderas en rolos, soja y citrus en pallets, mientras que los principales trasbordos son Oilgas y Nafta Super. Los buques acceden desde el canal de navegación de -6 [m] de profundidad. ANP ha dragado hasta -9 [m] de profundidad sus pasos Punta Caballos, Punta Amarilla, Barrizales y Márquez para los trasbordos en la costa de Punta de Arenales. Dentro de las estructuras más relevantes dentro del puerto, podemos destacar los Muelles de Ultramar y Cabotaje, la Terminal Granelera del Uruguay (TGU) y un área abierta de almacenaje de aproximadamente 2,5 [ha].



Figura 6-9: Ubicación de las estructuras principales del Puerto de Fray Bentos.

- Puerto de Paysandú:

  Ubicado en la ciudad de Paysandú, a orillas del río Uruguay y a unos 520 kilómetros navegables de Montevideo (vía Canal Martín Garcia), se posiciona como punto de salida de la producción nacional del norte del país, constituyéndose como el eje del cabotaje nacional en el Río Uruguay, permitiendo la conexión con la Hidrovía Paraguay-Paraná, y con el corredor Bioceánico Central. La terminal portuaria es apta para movilizar graneles como soja, malta, azúcar, cebada cruda, entre otras, y contenedores al contar con una explanada para tales efectos. Está en condiciones de recibir barcazas con conexión desde y hacia Nueva Palmira, Fray Bentos y a terminales portuarias ubicadas en el río Paraná y de ultramar. El puerto de Paysandú ofrece condiciones para operar las 24 hs., 365 días del año, con instalación eléctrica en ambos muelles y torres de iluminación. Desde el año 2010 cuenta con una explanada para la operativa de contenedores, la cual brinda condiciones óptimas para aportar al desarrollo de los sectores productivos y de servicios. Dentro de su infraestructura principal cuenta con un Muelle de Ultramar y un Muelle de Cabotaje.

6.4.2 Conectividad marítima y fluvial

La navegabilidad de buques marítimos a través del Río de la Plata (zona media e interior) y Río Uruguay es posible debido a un sistema de canales dragados de aproximadamente 250 [km] de longitud y 90 [m] de anchura, como se observa en la Figura 6-10. El canal de acceso al puerto de Montevideo cuenta con un calado admisible de 13m, mientras que los canales por el Rio de la Plata Intermedio e Interior y Río Uruguay hasta Nueva Palmira cuentan con un calado admisible de 10 [m], lo que permitiría un fácil acceso a buques cisterna pequeños y medianos (parcialmente cargados) de hasta 20.000 o 30.000 [ton] aproximadamente.

Desde Nueva Palmira hasta Fray Bentos, el río Uruguay permite un calado máximo de 7,6 [m], lo cual reduce el tamaño de embarcación admisible y/o el nivel de carga. Finalmente, el tramo hasta Paysandú permite un calado de 5,2 [m]. Por lo tanto, las condiciones actuales del Rio Uruguay aguas arriba de Nueva Palmira no hacen factible el ingreso de buques marítimos tipo Tanker, dando posibilidad solo a la utilización de barcazas y/o tankers pequeños de bajo calado en esos tramos. Sin embargo, esta es la situación en base al dragado actual que existe en esta ruta hidroviaria, futuros trabajos de aumento en la profundidad de dragado podrían permitir el ingreso de embarcaciones mayores.

Por otro lado, debido a las condiciones estuarinas del Río de la Plata y para garantizar la seguridad en la navegación, se recomienda que la navegación de barcazas fluviales provenientes o hacia el Río Uruguay o la hidrovía Paraná-Paraguay se limite hasta la zona de Montes del Plata (limite blanco en la figura).

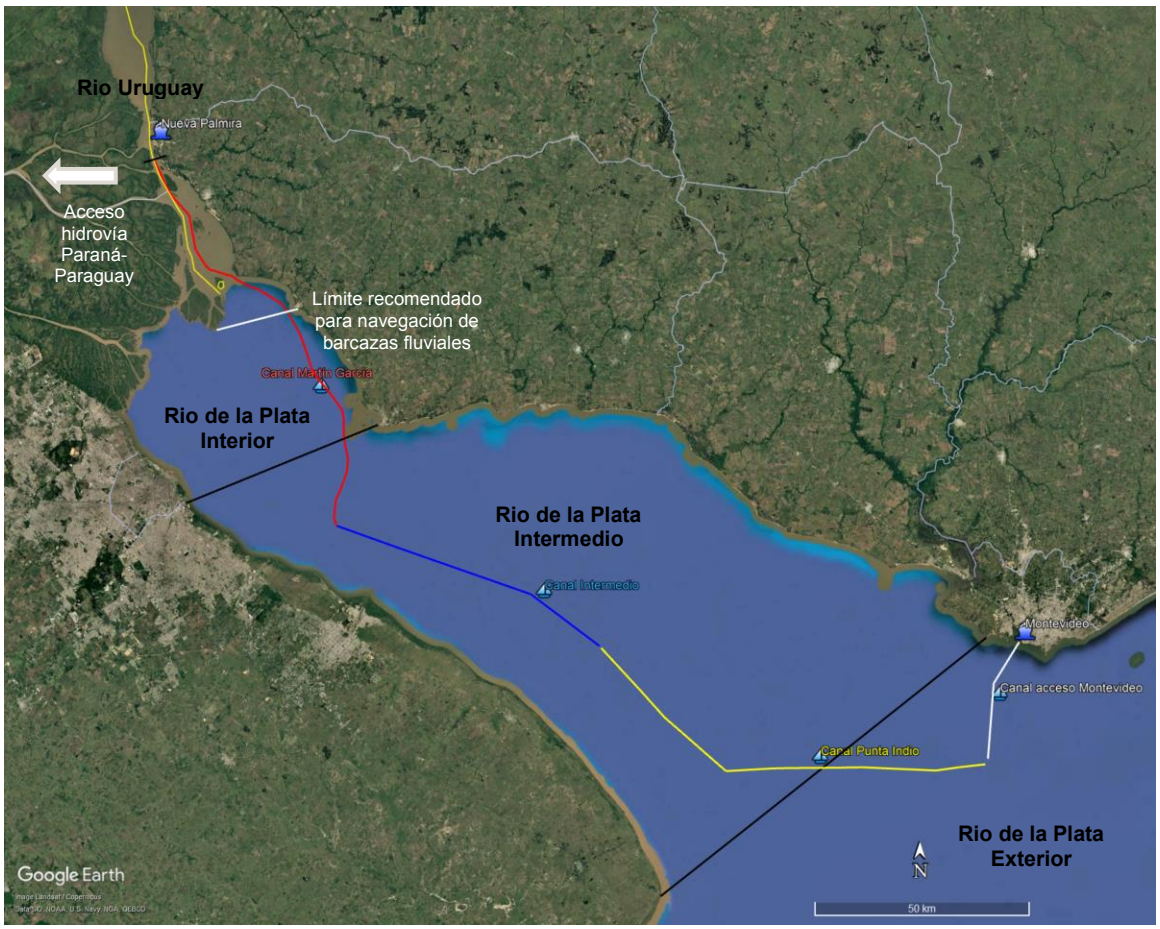


Figura 6-10: Canales de accesos y conectividad fluviomarítima

6.5 ANCAP

La Administración Nacional de Combustibles, Alcohol y Portland cuenta con una serie de plantas, terminales y activos, con potencial uso para el desarrollo de la industria del hidrogeno verde en Uruguay. Estos son mostrados de manera general y ubicados espacialmente en el mapa en la Figura 6-11, y son descritos a continuación:

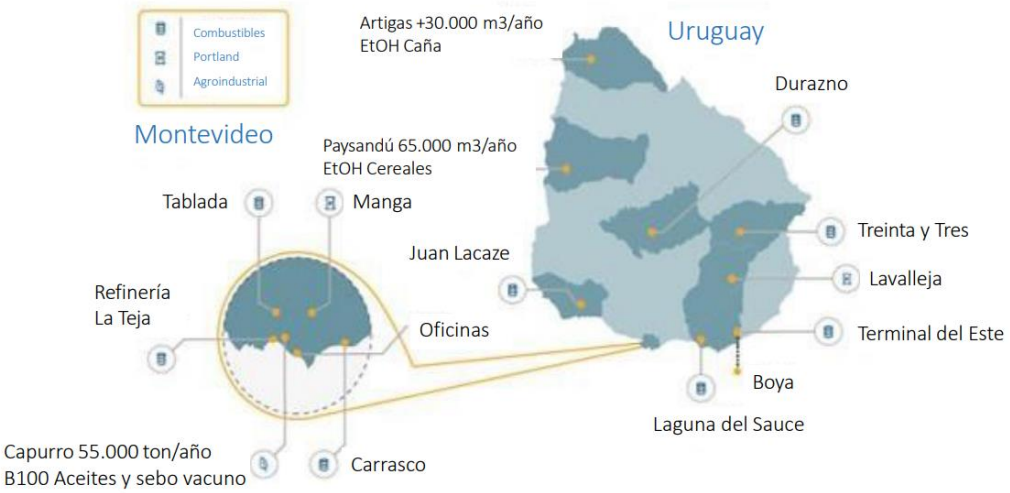


Figura 6-11: Plantas y Terminales administrados por ANCAP.

- Flota de Transporte: ANCAP cuenta con activos para el transporte terrestre, ferroviario y fluvial. Para el transporte Terrestre, cuenta con 30 cisternas ANCAP, más aproximadamente 250 cisternas fuera de ANCAP en distribución. Para el transporte ferroviario cuenta con convoy de 22 vagones de 51 [m³] más 50 vagones de 30 [m³]. Para el transporte fluvial, cuenta con convoy de 2 barcazas empujadas por remolcador de 4.000 [m³] total, más 2 embarcaciones de apoyo en Punta del Este.
- Terminal José Ignacio: Se ubica en la costa atlántica, a 170 [km] de Montevideo, y a 30 [km] al noreste de Punta del Este. Cuenta con conexión por ductos a boya (3,5 [km]) y a la Refinería La Teja (180 [km]). Tiene una capacidad de almacenaje de 3,2 millones de barriles en 8 tanques de 64.000 [m³], y una capacidad de bombeo a refinería de 500 [m³/h].
- Refinería La Teja: Ubicada en Río de la Plata, cuenta con un Puerto de calado 7,0 [m] y eslora de 200 [m]. Es utilizado para la recepción y despacho de productos limpios y sucios (líneas calefaccionadas). Cuenta con un parque de tanques calefaccionados, y sus servicios incluyen el manejo de gas natural. Su capacidad de almacenaje total instalada supera los 350.000 [m³], y está conectado con cargadero de camiones y vagones, con la Planta ALUR vía ducto y con la Planta Tablada vía poliducto.
- Planta de Distribución Tablada: Se ubica a 7 [km] al noroeste de la Refinería La Teja. Sus principales operaciones son el despacho de gasóleo, gasolina y GLP. El sitio ocupa una superficie construida de 25 [ha], y una superficie total incluyendo la distribución de GLP de 45 [ha]. Cuenta con 2 ductos de 8'' y 8,2 [km] que conectan con Refinería La Teja (1 tubería de combustible más 1 tubería de GLP) y un oleoducto de 12'' y 7,8 [km], que de igual manera conecta con la Refinería. Para el despacho, cuenta con 38 brazos de carga con un caudal máximo de 1.000 [l/min] y 4 brazos de carga para despacho de GLP con un caudal máximo de 600 [l/min]. El despacho promedio es de 300 camiones por día.

- Planta de Distribución Paysandú: Ubicada en el Río Uruguay en la ciudad de Paysandú, la planta es utilizada para la recepción y despacho de productos limpios. Cuenta con un muelle de 4 [m] de calado. Tiene acceso a gas natural, y conexión con cargadero de camiones. Además, cuenta con acceso cercano a centros de acopio graneleros. El área total disponible es de 29 [ha], y tiene una capacidad de almacenaje total instalada de 33.000 [m³]. Conecta a la Planta ALUR ETOH a través de un ducto. Actualmente se encuentra en obra la construcción de una nueva terminal para transferencia de combustibles, la cual consiste en un muelle sin conexión a tierra aguas arriba del Puente Internacional. Además, se construirán 2 nuevos poliductos hasta la planta, que entrara en operación el 2025. Adicionalmente, existe la posibilidad de rehabilitar la conexión ferroviaria hasta esta planta (línea litoral).
- Planta de Distribución Juan Lacaze: Ubicada en el Río de la Plata en la ciudad de Juan Lacaze, la planta es utilizada para la recepción y despacho de productos limpios. Cuenta con un muelle de 4,2 [m] de calado y eslora de 120 [m]. Tiene acceso cercano a gas natural, y conexión con cargadero de camiones. El área total disponible es de 12 [ha], y tiene una capacidad de almacenaje total instalada de 10.000 [m³]. Es sus cercanías existen zonas con parques eólicos recientemente instalados (Tarariras).
- Planta de Distribución Durazno: Ubicada en la ciudad de Durazno, cuenta con una capacidad de almacenaje de 5.000 [m³] y una capacidad de despacho de 800 [m³/d]. El área total de la planta alcanza las 5,6 [ha], y la frecuencia de convoy es de 3 veces por semana (19 vagones de 51 [m³]).
- Planta de Distribución Treinta y Tres: Ubicada en la ciudad de Treinta y Tres, cuenta con una capacidad de almacenaje de 5.300 [m³] y una capacidad de despacho de 500 [m³/d]. El área total de la planta alcanza las 8 [ha], y la frecuencia de convoy es de 3 veces por semana (36 vagones de 30 [m³]).
- Plantas ANCAP ALUR: La empresa agroindustrial sustentable ALUR (Alcoholes del Uruguay S.A), integrante del grupo ANCAP[9], se encarga de la refinación de azúcar, la destilación de alcoholes y la producción de biocombustibles (biodiesel y bioetanol), alimento animal, generación de energía eléctrica y otros compuestos químicos. ALUR procesa diferentes materias primas, desde cultivos como cereales, oleaginosos y caña de azúcar, hasta aceite reciclado y grasa animal, obteniendo diversos productos como biodiesel, bioetanol, harinas proteicas (alimento animal), energía eléctrica, glicerina y azúcar. Sus complejos industriales son el Complejo Agroenergético – Bella Unión, Planta Bioetanol – Paysandú y la Planta 2 Biodiesel – Capurro, Montevideo.

[9] ALUR pertenece en un 90,79% al grupo ANCAP, mientras que el 9,21% restante responde a Petróleos de Venezuela (PDVSA).

7 Línea Base

7.1 Definición preliminar de escenarios de producción

Siguiendo lo estipulado en la Hoja de Ruta del Hidrógeno Verde en Uruguay, se estudiará la producción y exportación de los siguientes productos: Metanol, Jetfuel y Urea. Para ello, se considerarán los siguientes escenarios de producción:

- Escenario A: Producción total de 3 millones de toneladas por año, de las cuales 2 millones de toneladas por año corresponden a la exportación de Metanol, 500 mil toneladas por año a la exportación de Jetfuel y 500 mil toneladas por año a la exportación de Urea.
- Escenario B: Producción total de 7 millones de toneladas por año, se las cuales 5,5 millones de toneladas por año corresponden a la exportación de Metanol, 0,5 millones de toneladas por año a la exportación de Jetfuel y 1 millón de toneladas por año a la exportación de Urea.

7.2 Base de Datos Geoespaciales

Se creó una base de datos espaciales con el objetivo de gestionar y analizar de manera eficiente la información que conforma la línea de base del proyecto. Para confeccionar la base de datos se utilizaron diferentes fuentes de información, incluyendo datos abiertos de acceso público y datos proporcionados por distintos ministerios.

A partir de esta información se busca identificar las ubicaciones óptimas para la instalación de plantas de producción de hidrógeno verde, considerando factores como la disponibilidad de recursos renovables (solar, eólica), la proximidad a fuentes de agua, y las infraestructuras existentes. Además, ayudan a evaluar el impacto ambiental y socioeconómico de los proyectos, asegurando que se desarrollen de manera sostenible y eficiente. Con esta información, los responsables del proyecto pueden tomar decisiones informadas y estratégicas, optimizando la producción y distribución del hidrógeno verde.

7.2.1 Metodología

En una primera etapa se realizó la recopilación de la información de línea de base disponible. Se utilizaron diferentes fuentes de acceso público, tales como la Infraestructura de Datos Espaciales (IDE) de Uruguay y datos abiertos en diferentes formatos a los que se puede acceder a través de los sitios web de diferentes ministerios. En la Tabla 7-1 se muestran los datos recopilados para la línea de base.

Tabla 7-1. Información espacial incorporada en la base de datos para la línea base del proyecto.

Fuente	Información espacial
Infraestructura de datos espaciales de Uruguay (IDE UY)	Áreas urbanas
Ministerio de Transporte y Obras Públicas (MTOP)	Puertos
	Caminería nacional
	Vías férreas
Ministerio de Ambiente	Departamentos

Fuente	Información espacial
	Cursos de agua permanente
	Espejos de agua
	Cuencas Nivel 1 y 2
	Áreas acuáticas prioritarias
	Áreas potenciales protegidas (DINARA)
	Áreas RAMSAR
	Áreas del SNAP
	Ecosistemas amenazados
	Ecosistemas en sitios priorizados
	Áreas importantes para la conservación de las aves
	Áreas de Interés Histórico-Cultural
	Uso del suelo
Ministerio de Industria, Energía y Minería	Carta hidrogeológica
Global Solar Atlas	Mapa solar
Global Wind Atlas	Mapa eólico
Sistema Nacional de Emergencias	Índice de Riesgo por Eventos Extremos (IREE)

Los datos provenientes de las diferentes fuentes fueron acondicionados e incorporados en una base de datos espacial creada utilizando el software ArcGIS. Adicionalmente, se diseñó un mapa web interactivo que permite la visualización de la información geoespacial desde cualquier lugar y en cualquier momento. Esto promueve la colaboración entre los miembros del equipo de proyecto, permitiendo que ingenieros, planificadores, y tomadores de decisiones trabajen con la misma información actualizada, sin importar su ubicación geográfica.

La Figura 7-1 muestra el mapa web interactivo desarrollado en esta consultoría. En la esquina superior izquierda de su interfaz se encuentra el panel de herramientas que permite interactuar con la información del mapa. A la derecha se encuentra el panel de capas desde donde se puede seleccionar la información que se desea visualizar. Los usuarios pueden explorar diferentes capas de información, realizar zoom en áreas específicas, y activar o desactivar capas a través del panel ubicado a la derecha para obtener una comprensión más clara de los datos. El mapa cuenta con un panel de herramientas ubicado en la esquina superior izquierda, que permiten cambiar el mapa base, definir marcadores (*bookmarks*) para acceder rápidamente a zonas de interés, medir distancias y áreas, seleccionar datos para desplegar información adicional asociada a los mismos y realizar filtros, entre otras opciones. En las Figura 7-2 y Figura 7-3 se presentan ejemplos de uso de las herramientas disponibles en el mapa web.

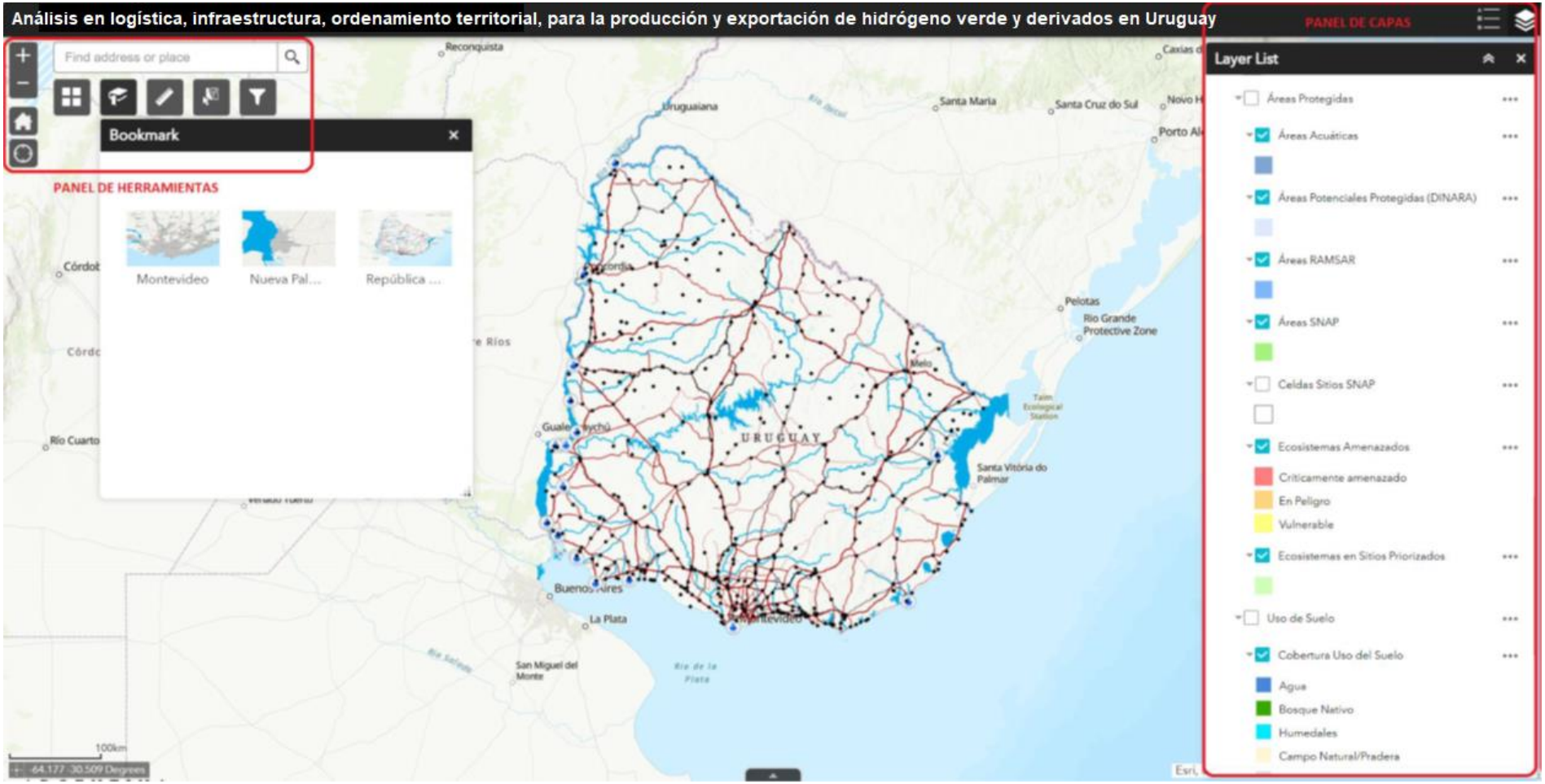


Figura 7-1: Mapa web interactivo desarrollado para la visualización de la información espacial incorporada en la base de datos de línea de base.

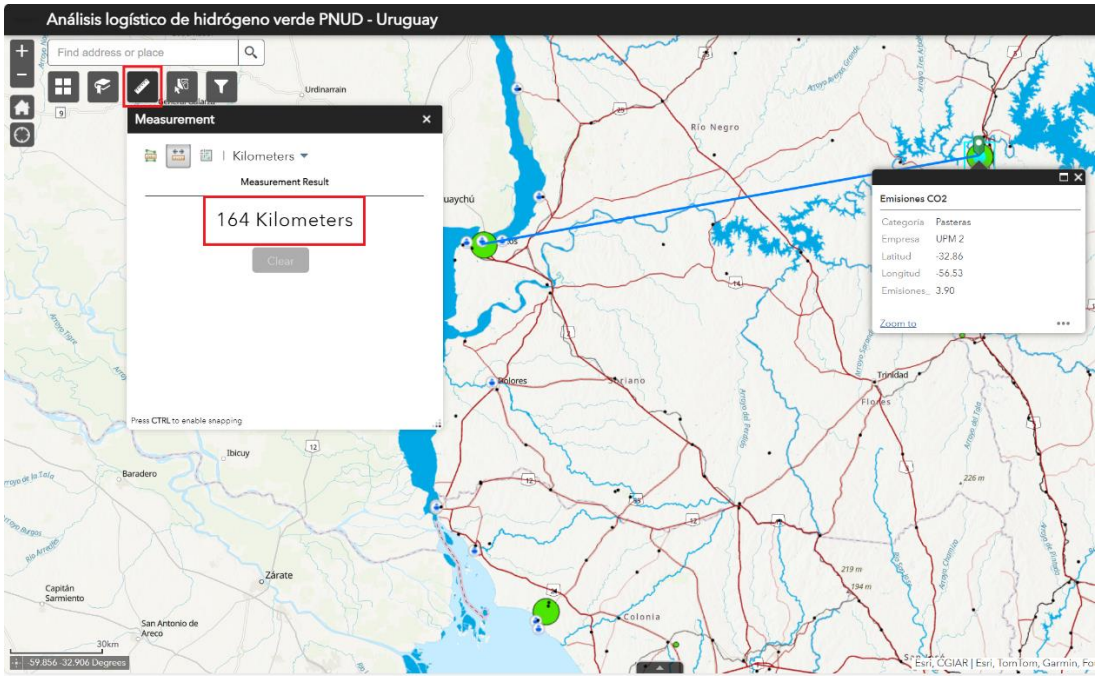


Figura 7-2: Herramienta de medición utilizada para determinar la distancia entre dos puntos y la herramienta se selección utilizada para desplegar información adicional relacionada con un dato en particular.

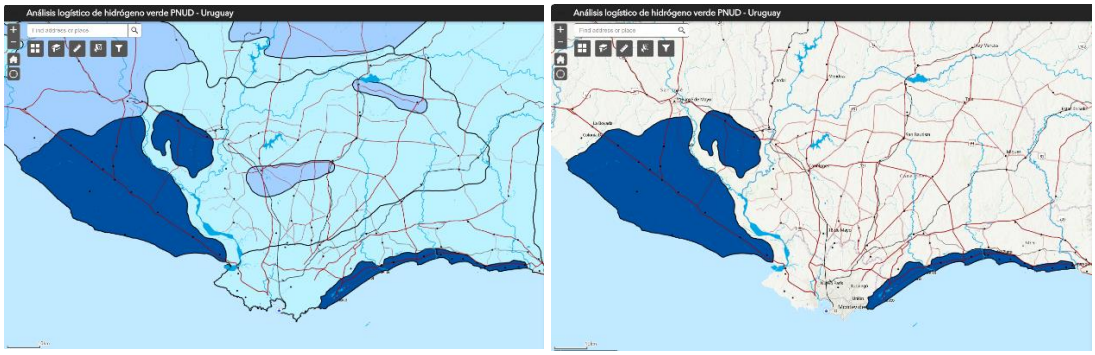
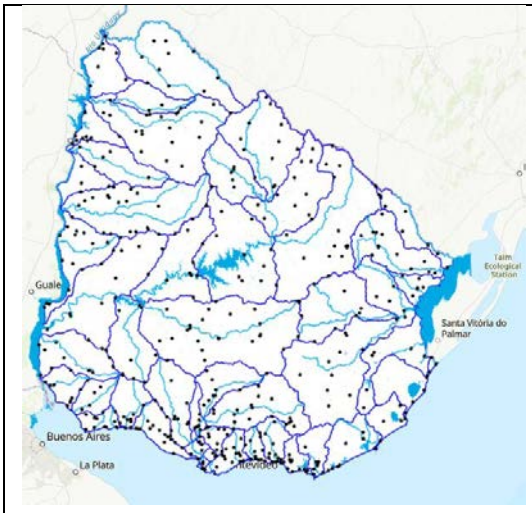
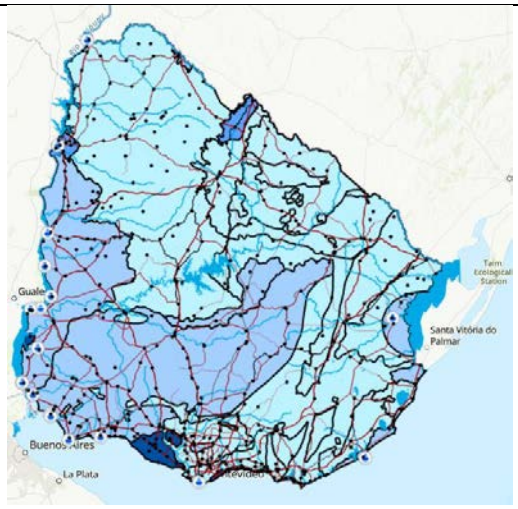


Figura 7-3: Herramienta de filtro utilizada sobre la capa de acuíferos. A la izquierda, se observa la capa sin filtrar y a la derecha, se aplicó un filtro para visualizar únicamente los acuíferos con productividad alta.

A continuación, se muestra la visualización de diferentes capas de información espacial disponibles en el mapa web que pueden ser consultadas por los usuarios durante el análisis realizado para el proyecto.



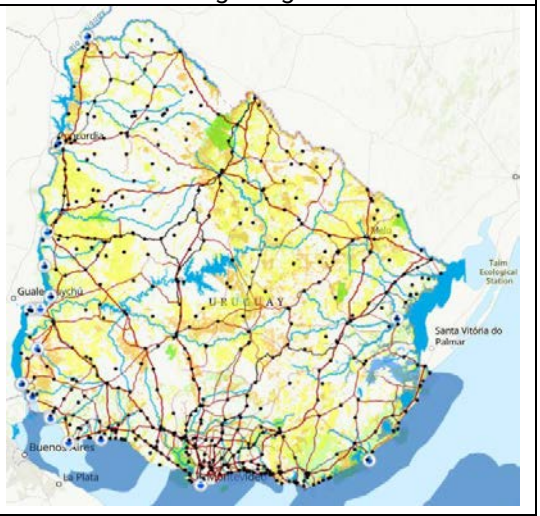
Cuencas hidrográficas Nivel 2



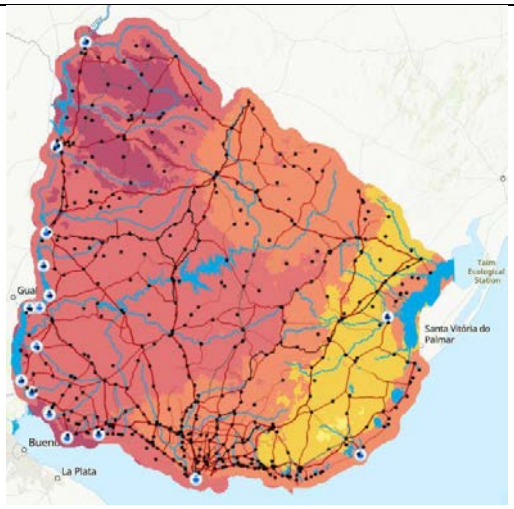
Carta hidrogeológica Nacional



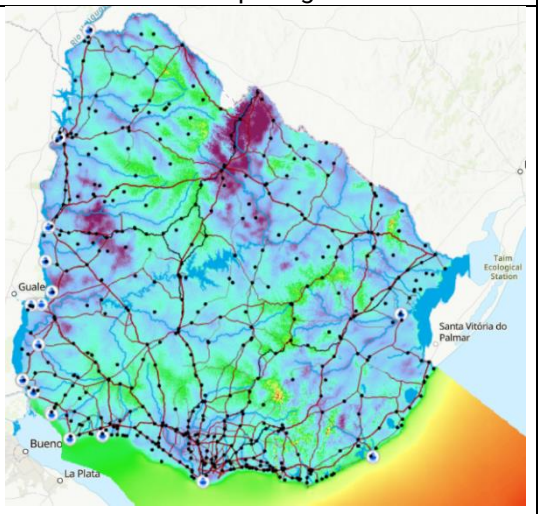
Cobertura de uso de suelos



Áreas protegidas



Mapa solar



Mapa eólico

Figura 7-4: Visualización de capas disponibles de información espacial.

Los mapas web son altamente personalizables para adaptarse a las necesidades el proyecto y constituyen una herramienta poderosa para la comunicación de datos complejos de manera sencilla y visual. Pueden ser utilizados para presentar resultados y propuestas a *stakeholders* no técnicos, facilitando la comprensión y el apoyo a las decisiones tomadas. La capacidad de interactuar con el mapa también permite responder a preguntas y explorar diferentes escenarios en tiempo real durante presentaciones y reuniones.

En conclusión, el mapa web interactivo permite la visualización de la información espacial incorporada en la base de datos de la línea de base y ofrece un conjunto de herramientas y funcionalidades que apoyan la toma de decisiones informadas y estratégicas en proyectos de hidrógeno verde. Su capacidad para integrar y visualizar datos de manera interactiva y actualizada facilita la colaboración, el análisis detallado, y la comunicación efectiva entre todos los *stakeholders* involucrados.

7.3 Demanda de materias primas

En base a los escenarios de producción considerados por el MIEM, se definió de manera preliminar qué significan esos niveles de exportación en términos de producción de hidrógeno, captura de CO_2, generación de energías renovables y consumo de agua. La Figura 7-5 y la Figura 7-6 muestran el flujo de materias primas a lo largo de los diversos procesos, para los escenarios A y B, mientras que la Tabla 7-2 y la Tabla 7-3 muestran las cantidades de CO_2, Hidrógeno, Agua y Energía necesarias para el cumplimiento de los escenarios establecidos. Mayores detalles respecto a los factores considerados para la estimación de materias primas son entregados en el ***Anexo 1***.

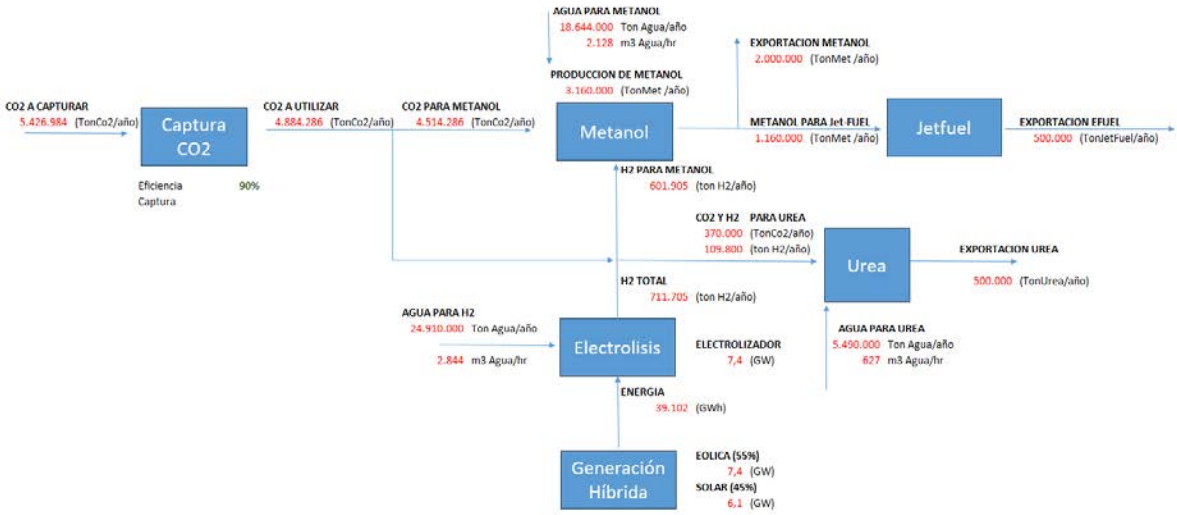


Figura 7-5: Diagrama de consumo estimado de materias primas para el escenario A.

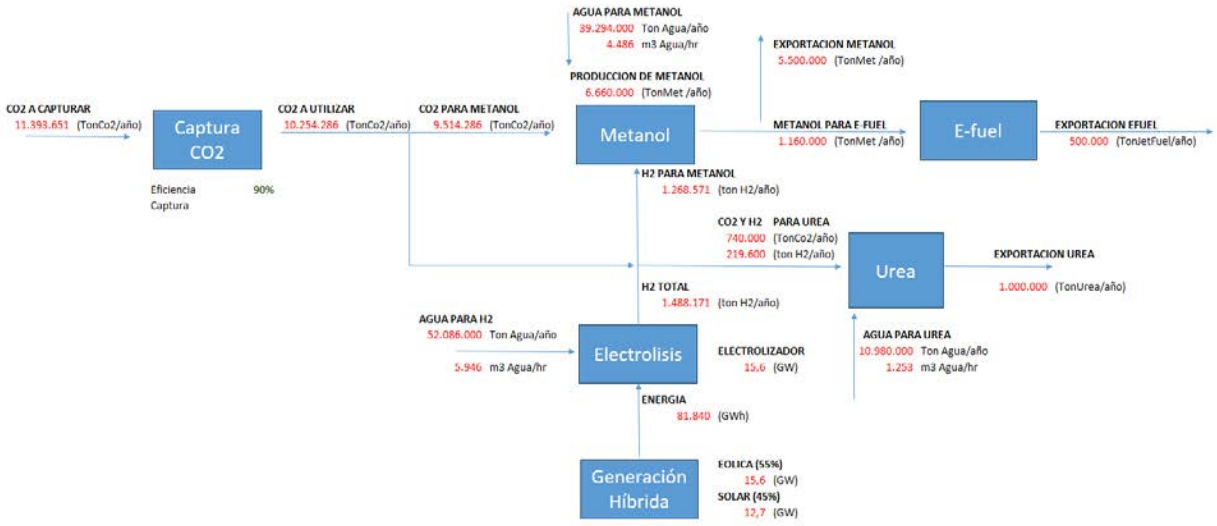


Figura 7-6: Diagrama de consumo estimado de materias primas para el escenario B.

Tabla 7-2: Estimación de materias primas necesarias para ambos escenarios de exportación.

Materia Prima	Escenario A [tpa]	Escenario B [tpa]
CO_2	5.426.983	11.393.651
Hidrógeno	711.705	1.488.171
Agua[10]	49.044.000	102.360.000

Tabla 7-3: Demanda y generación energética.

Potencia	Escenario A	Escenario B
Potencia solar [GW]	6,1	12,7
Potencia eólica [GW]	7,4	15,6
Potencia total renovable [GW]	13,5	28,3
Potencia electrolizadores [GW]	7,4	15,6

7.4 Corredores logísticos existentes

En base a la infraestructura existente, se observan 2 principales corredores logísticos con potencial para el transporte de las materias primas y productos estudiados durante esta consultoría, los cuales son explicados a continuación:

[10] Valor de consumo referencial, no considera la reutilización del recurso entre procesos. Más detalles en Anexo1.

- Eje Hidroviario Litoral Oeste: Compuesto principalmente por la hidrovía del río Uruguay, que conecta los puertos Salto, Paysandú, Fray Bentos, Nueva Palmira y Punta Pereira. Además, está conectada con 2 de las 3 principales fuentes de CO_2, UPM 1 y Montes de Plata.

- Eje Ferroviario Central más Línea Litoral: Conformado por la línea del ferrocarril central que conecta UPM 2 con el puerto de Montevideo y la línea Rivera hacia el norte. Además, tiene conexión con el corredor hidroviario, a través de la línea ferroviaria litoral, que da acceso al Puerto Paysandú.

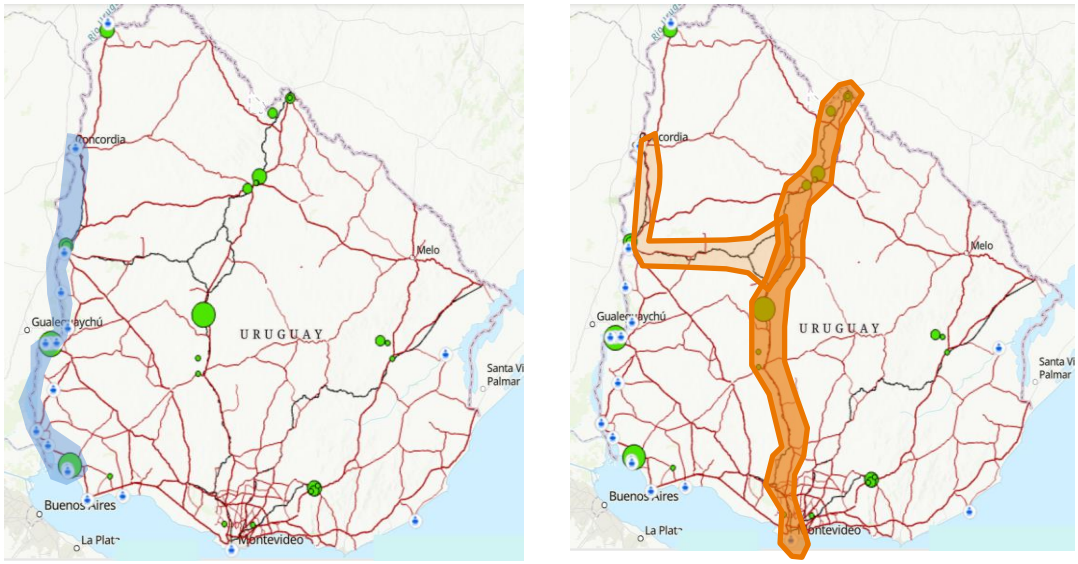


Figura 7-7: Eje hidroviario litoral oeste (izquierda); Eje ferroviario central + Línea litoral (derecha).

8 Análisis de Ubicaciones

8.1 Zonas de Generación

Luego de analizar el recurso renovable en el territorio se definen 6 potenciales zonas para la generación de energía eólica y solar. Aunque se buscan zonas con buen recurso energético, también es conveniente que sean zonas favorables desde el punto de vista logístico, además de otras características como riesgos ambientales, disponibilidad de recurso hídrico, etc. Por ello, no solo se incluyen las zonas con mayor potencial de generación sino también se consideran otras zonas con otras ventajas, abarcando un amplio porcentaje del territorio.

Con esta delimitación se pretende caracterizar las zonas para una posterior comparativa y clasificación de áreas más favorables según criterios de selección a definir en etapas y productos posteriores.

Las zonas seleccionadas son las siguientes:

- Zona 1: Norte – Límites de Tacuarembó, Salto y Paysandú.
- Zona 2: Suroeste – Colonia, Soriano, Flores, San José.
- Zona 3: Litoral – Rio Negro, Soriano, Paysandú.
- Zona 4: Noreste – Rivera, Tacuarembó.
- Zona 5: Sureste – Cerro Largo, Lavalleja, Florida.
- Zona 6: Centro – Durazno, Tacuarembó.

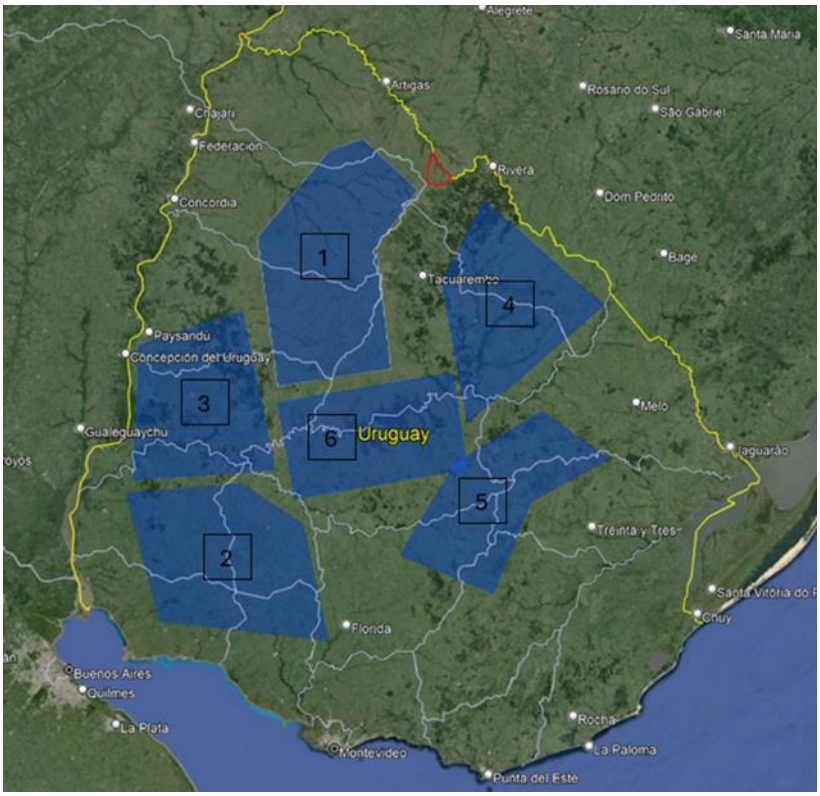


Figura 8-1: Potenciales zonas seleccionadas.

Las zonas seleccionadas reúnen características que las diferencias entre sí y caracterizan regiones de interés para gran parte del territorio.

Debido a las grandes potencias necesarias para las producciones objetivos de H_2, se requieren grandes extensiones de superficie para la ubicación de los parques. Las zonas planteadas tienen áreas que superan con holgura las superficies requeridas para la generación objetivo, de manera de prever flexibilidad a la hora de ubicar y desarrollar proyectos puntuales de renovables dentro de estas zonas delimitadas.

8.1.1 Potencial de generación eólico

En la Figura 8-2 se pueden observar las zonas planteadas sobre puestas con el mapa del recurso eólico. En los mapas también se indican en verde las fuentes de CO_2 con distintos tamaños asociados a las cantidades.

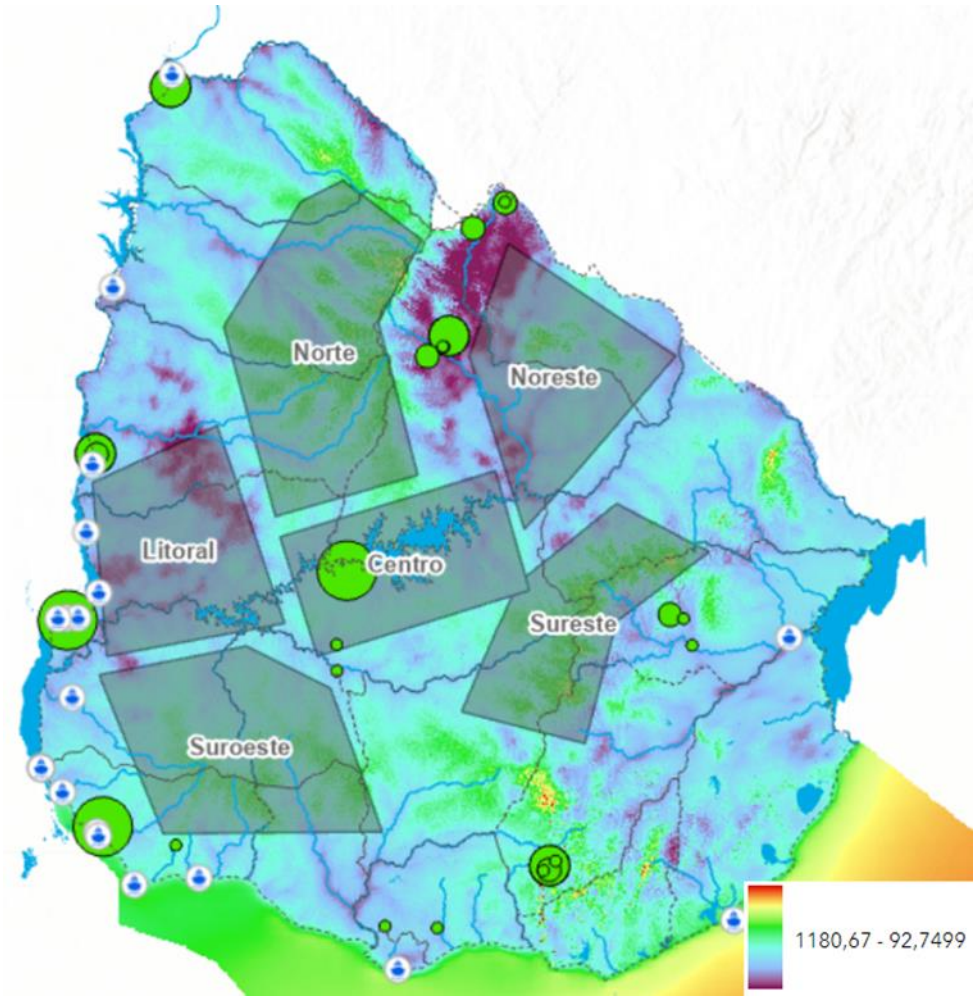


Figura 8-2: Potencial Eólico en [W/m2] a 100 [m] de altura.

Utilizando los datos de Global Wind Altras se calcula la densidad de potencia media y la velocidad de viento media promedio de la zona, caracterizando el recurso en cada lugar. Además, se agregan los valores promedio para todo el territorio como referencia.

Como es de esperar, se observan variaciones considerables, mostrando alta potencia en las zonas 1, 2 y 5, disponibilidad media en el centro y baja en las zonas 3 y 4. Estos resultados se muestras en la siguiente tabla:

Tabla 8-1: Datos de viento en zonas seleccionadas.

Viento a 100m de altura	1 - Norte	2 - Suroeste	3 - Litoral	4 - Noreste	5 - Sureste	6 - Centro	Promedio Uruguay
Densidad de potencia media (W/m2)	412	401	299	311	418	363	354
Velocidad de viento media (m/s)	7.73	7.56	6.76	7.00	7.69	7.41	7.25

Para realizar un comparativa entre estos datos y su variación se calcula la diferencia respecto al promedio del país y se expresa en forma porcentual. La Tabla 8-2 muestra las considerables variaciones que se puede tener en el recurso eólico dentro del territorio incluso considerando grandes superficies en las cuales se promedian valores reduciendo los extremos. Se observan variaciones de hasta 34% en la densidad de potencia y de 14% en la velocidad del viento entre las mejores y peores zonas consideradas. Esto repercute directamente en la generación eléctrica de los parques y su desempeño, exigiendo inversiones más elevadas en tanto el recurso es menor.

Tabla 8-2: Potencial eólico en las zonas seleccionadas respecto al promedio de Uruguay.

Viento a 100m de altura	1 - Norte	2 - Suroeste	3 - Litoral	4 - Noreste	5 - Sureste	6 - Centro
Variación de la densidad de potencia respecto al promedio (%)	16%	13%	-16%	-12%	18%	3%
Variación de la velocidad de viento respecto al promedio (%)	7%	4%	-7%	-3%	6%	2%

8.1.2 Potencial de generación solar

Para la generación solar se realiza un análisis análogo al mostrado para el potencial eólico, determinando el potencial de cada una de las 6 áreas seleccionadas.

Para la comparación se utiliza un indicador de generación fotovoltaica por día en kWh por kWp, lo que expresa la energía generada en un día según la potencia instalada. Estos datos son obtenidos de la fuente de datos solares utilizados para el análisis (Solar World Atlas) la cual asume paneles fijos en la inclinación óptima para cada sitio.

El mapa solar con estos valores es presentado en la Figura 8-3 en conjunto con las zonas seleccionadas delimitadas

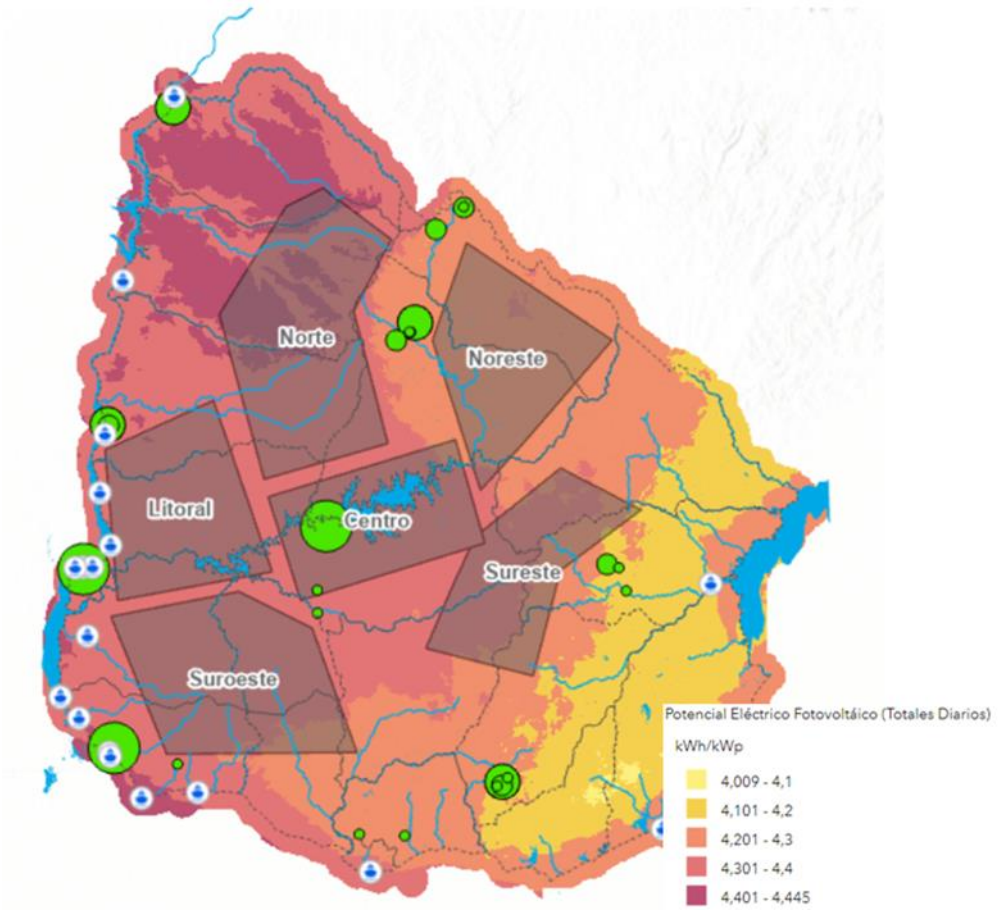


Figura 8-3: Potencial de generación PV (kWh/kWp por día).

A partir del mapa solar se calcula el promedio de la generación fotovoltaica en las distintas zonas. A su vez, siendo que las zonas son muy extensas y la superficie requerida para los parques solares es considerablemente menor, se calcula también la generación fotovoltaica para el 10% del área más favorable dentro de cada zona. Esto es equivalente a seleccionar los espacios con mejor potencial para emplazar las granjas solares. En la Tabla 8-3 se muestran estos resultados junto con los valores de estas variables a nivel de todo el territorio.

Tabla 8-3: Generación PV promedio para cada zona.

	1 - Norte	2 - Suroeste	3 - Litoral	4 - Noreste	5 - Sureste	6 - Centro	Uruguay
Generación PV dia (kWh/kWp)	4.37	4.33	4.36	4.24	4.27	4.32	4.28
Generación PV dia (kWh/kWp) 10% más favorable	4.39	4.38	4.38	4.26	4.32	4.35	4.38

Como se detalló anteriormente, la variación del recurso solar a lo largo del territorio es poco pronunciada, en particular si se compara con el recurso eólico.

En la Tabla 8-4 se muestran los resultados de comparar el recurso solar en cada zona con el recurso promedio en el territorio.

Tabla 8-4: Generación PV promedio respecto al promedio en Uruguay.

	1 - Norte	2 - Suroeste	3 - Litoral	4 - Noreste	5 - Sureste	6 - Centro
Generación PV dia (kWh/kWp)	2.1%	1.2%	1.9%	-0.9%	-0.2%	0.9%
Generación PV dia (kWh/kWp) 10% más favorable	0.2%	0.0%	0.0%	-2.7%	-1.4%	-0.7%

Para la generación promedio se observa que 3 zonas, norte, suroeste y litoral, están por encima del promedio del país mientras que los 3 restantes están por debajo. Si la comparación se realiza sobre el 10% de las áreas más favorables, solo el norte presenta valores más favorables.

Estas variaciones no son muy acentuadas, pero pueden llegar a variar cerca de un 3.0%. Esto indica que es necesario aumentar la potencia instalada para generar la misma energía en zonas de peor potencial, incidiendo directamente en la inversión asociada a la generación fotovoltaica.

8.1.3 Resumen de potenciales zonas de generación renovable

A partir de lo analizado anteriormente, se resume el potencial solar y eólico de cada zona en relación con el resto del país. Esto se muestra en la siguiente tabla pudiéndose reconocer directamente las zonas más favorables para la generación.

Queda evidenciado que las variaciones en el potencial de generación solar para distintas zonas son mucho menores en comparación a la variación eólica, la cual puede llegar a variar un 34%, mientras que el potencial de generación fotovoltaico varía un máximo de 3,0%.

Se podría establecer un ranking en términos de generación renovable, teniendo a las zona norte, suroeste y sureste como las mejor valoradas. La zona centro como intermedia y por última las zonas litoral y noreste con las condiciones más desfavorables.

Tabla 8-5: Generación renovable respecto al promedio en Uruguay.

	1 - Norte	2 - Suroeste	3 - Litoral	4 - Noreste	5 - Sureste	6 - Centro
SOLAR - Desviación de la generación PV - 10% más favorable	0,2%	0,0%	0,0%	-2,7%	-1,4%	-0,7%
EÓLICO - Desviación de la densidad de potencia media eólica	16%	13%	-16%	-12%	18%	3%

8.1.4 Análisis territorial

Las áreas de generación abarcan grandes extensiones del territorio, por lo que además del potencial de generación, se llevó a cabo un análisis territorial a alto nivel para estimar qué superficie dentro de cada una de las áreas estudiadas corresponde a zonas de interés social y ambiental tales como:

- Áreas del Sistema Nacional de Áreas Protegidas (SNAP).
- Áreas de importancia para las aves (Programa IBAs).

- Áreas de interés histórico-cultural.
- Ecosistemas amenazados.
- Humedales y bosques nativos.
- Densidad poblacional.
- Índice de Riesgo ante eventos extremos (IREE)

Los resultados de este análisis territorial se presentan a continuación.

Tabla 8-6. Estimación del porcentaje de superficie ocupada por celdas y áreas SNAP para cada una de las áreas de generación analizadas.

Áreas de Generación	Celdas SNAP		Áreas SNAP	
	Ha	%	Ha	%
Centro	98.221	10,6	-	-
Litoral	474.260	47,7	10.934	1,1
Noreste	172.454	17,2	-	-
Norte	253.707	17,0	1.738	0,1
Sureste	190.687	21,6	3.719	0,4
Suroeste	249.609	20,2	4.094	0,3



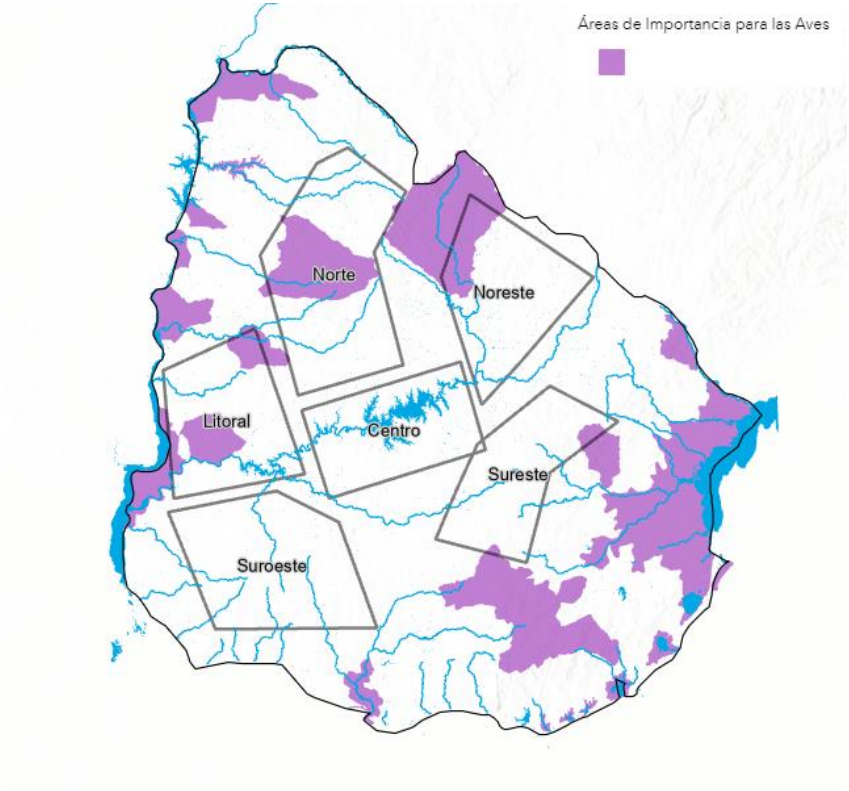
En rojo se indican aquellas áreas que ocupan un porcentaje significativo de la superficie total de las áreas de generación.

Tabla 8-7. Estimación del porcentaje de superficie ocupada por celdas SNAP según estrategia (clase) para cada una de las áreas de generación analizadas

Área de Generación	Celdas SNAP según estrategia									
	Clase 1: Línea de base		Clase 2: Prioridad de ingreso 2015 – 2020.		Clase 3: Prioridad de ingreso 2015 – 2020 condicionada		Clase 4: Requerimiento de información adicional		Clase 5: Articulación con otras estrategias de conservación	
	Ha	%	Ha	%	Ha	%	Ha	%	Ha	%
Centro	-	-	-	-	-	-	33.928	3,7	64.293	7,0
Litoral	76.818	7,7	-	-	21.847	2,2	-	-	375.595	37,8
Noreste	-	-	-	-	-	-	57.975	5,8	114.479	11,4
Norte	6.614	0,4	-	-	-	-	59.899	4,0	187.194	12,6
Sureste	64.358	7,3	-	-	-	-	16.443	1,9	109.886	12,5
Suroeste	49.695	4,0	-	-	10.266	0,8	65.978	5,3	123.670	10,0

Tabla 8-8. Estimación del porcentaje de superficie ocupada por áreas de importancia para las aves para cada una de las áreas de generación analizadas.

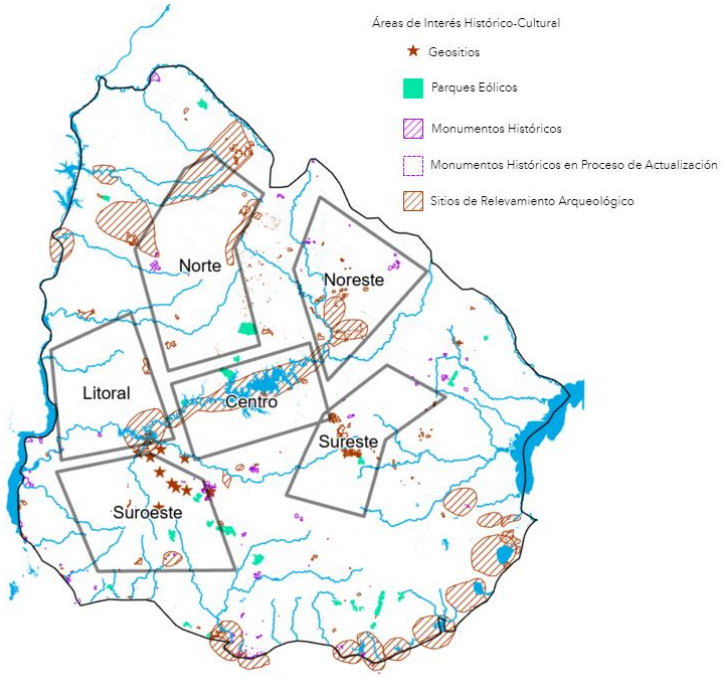
Áreas de Generación	Áreas de importancia para las aves (Programa IBAs)	
	Ha	%
Centro	-	-
Litoral	212.660	21,4
Noreste	160.101	15,9
Norte	363.095	24,4
Sureste	27.550	3,1
Suroeste	-	-



En rojo se indican aquellas áreas que ocupan un porcentaje significativo de la superficie total de las áreas de generación.

Tabla 8-9: Estimación del porcentaje de superficie ocupada por áreas de interés histórico-cultural para cada una de las áreas de generación analizadas

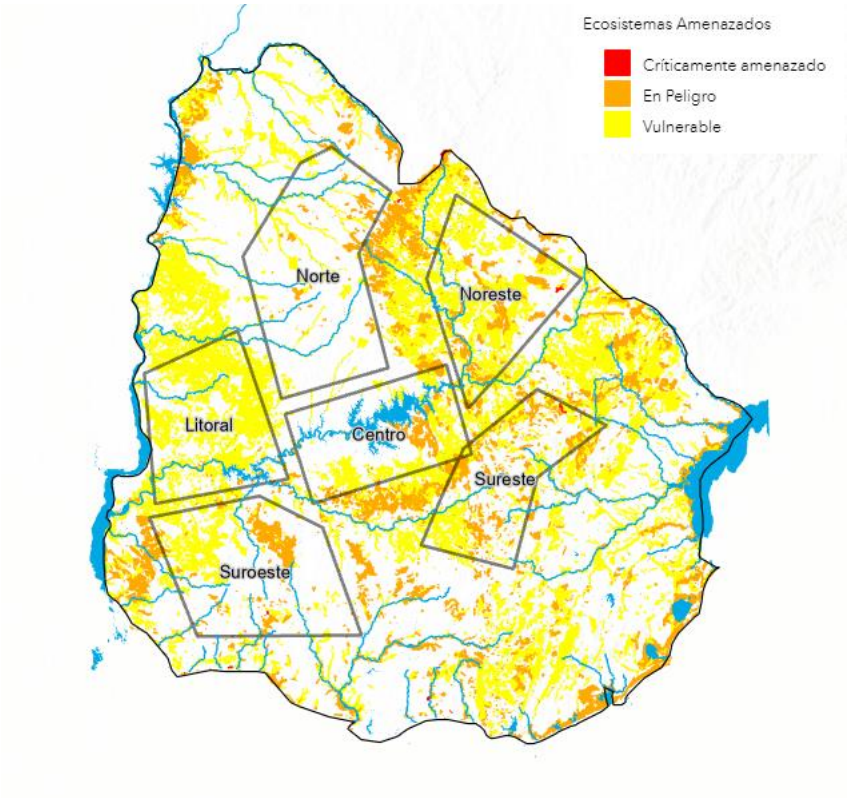
Área de Generación	Áreas de Interés Histórico-Cultural								
	Geositios	Monumentos Históricos		Monumentos Históricos en Proceso de Actualización		Sitios de Relevamiento Arqueológico		Parques Eólicos	
	Cantidad	Ha	%	Ha	%	Ha	%	Ha	%
Centro	-	18	~0	17	~0	257.883	27,9	7.727	0,8
Litoral	4	1.872	0,2	-	-	103.666	10,4	-	-
Noreste	-	3.317	0,3	-	-	125.525	12,5	-	-
Norte	-	5.302	0,4	-	-	217.967	14,6	12.878	0,9
Sureste	-	1.485	0,2	1.508	0,2	23.960	2,7	2.071	0,2
Suroeste	6	3.201	0,3	3.564	0,3	21.063	1,7	8.794	0,7



En rojo se indican aquellas áreas que ocupan un porcentaje significativo de la superficie total de las áreas de generación

Tabla 8-10. Estimación del porcentaje de superficie ocupada por ecosistemas amenazados para cada una de las áreas de generación analizadas.

Áreas de Generación	Ecosistemas amenazados					
	Críticamente amenazado		En Peligro		Vulnerable	
	Ha	%	Ha	%	Ha	%
Centro	27	0,0	49.512	5,4	104.396	27,9
Litoral	123	0,0	5.103	0,5	256.326	27,9
Noreste	788	0,1	68.352	6,8	241.025	27,9
Norte	-	-	24.289	1,6	65.751	
Sureste	1.030	0,1	84.009	9,5	115.827	27,9
Suroeste	259	0,0	47.648	3,9	83.526	



En rojo se indican aquellas áreas que ocupan un porcentaje significativo de la superficie total de las áreas de generación.

Tabla 8-11. Estimación del porcentaje de superficie ocupada por humedales y bosque nativo para cada una de las áreas de generación analizadas.

Áreas de Generación	Humedales		Bosque nativo	
	Ha	%	Ha	%
Centro	15.203	1,6	10.478	1,1
Litoral	15.474	1,6	40.250	4,1
Noreste	32.306	3,2	59.495	5,9
Norte	1.258	0,1	32.671	2,2
Sureste	3.269	0,4	29.885	3,4
Suroeste	2.524	0,2	14.367	1,2

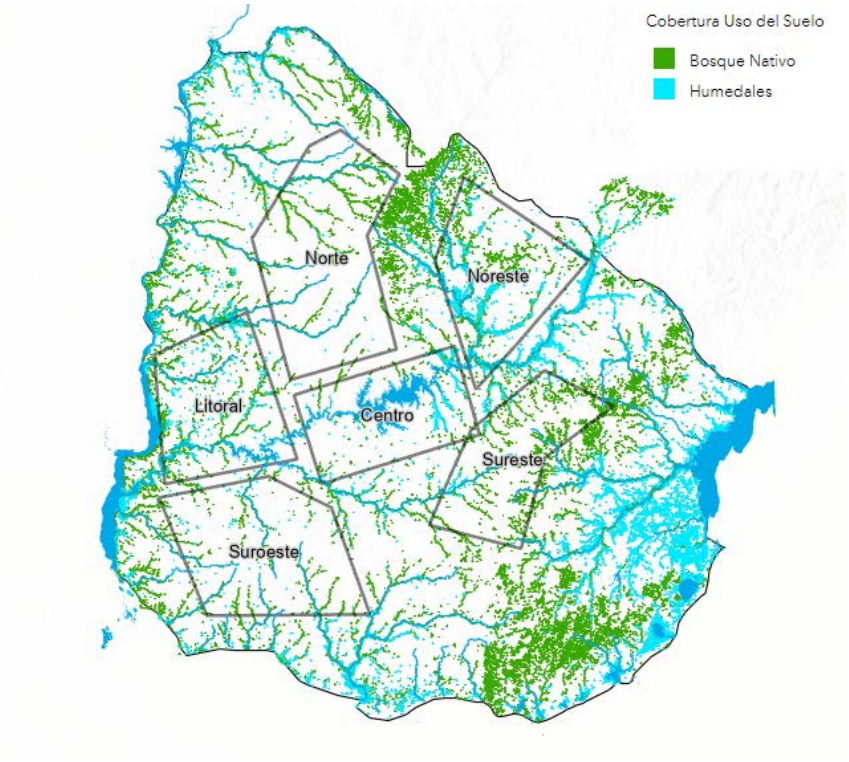


Tabla 8-12. Estimación del porcentaje de superficie ocupada según densidad poblacional para cada una de las áreas de generación analizadas

Área de Generación	Densidad poblacional (total de población)									
	0 - 150		151 - 300		301 - 500		501 – 1.000		1.001 – 8.000	
	Ha	%	Ha	%	Ha	%	Ha	%	Ha	%
Centro	755.543	81,7	104.837	11,3	62.996	6,8	1.128	0,1	142	0,0
Litoral	638.875	64,3	306.648	30,9	38.612	3,9	2.057	0,2	7.196	0,7
Noreste	421.350	42,0	475.562	47,4	44.050	4,4	62.608	6,2	314	0,0
Norte	1.333.660	89,5	156.081	10,5	263	0,0	-	-	207	0,0
Sureste	816.370	92,7	62.955	7,1	875	0,1	647	0,1	-	-
Suroeste	443.786	35,9	621.166	50,3	122.298	9,9	37.942	3,1	9.554	0,8

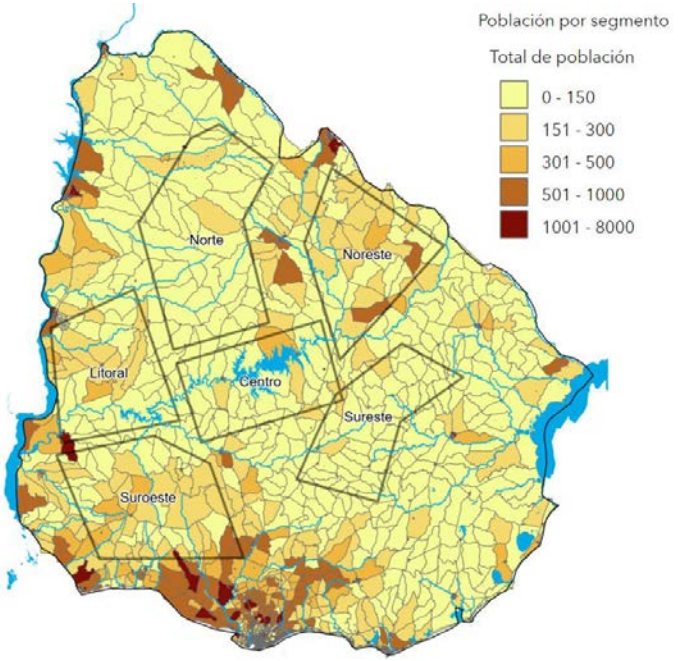
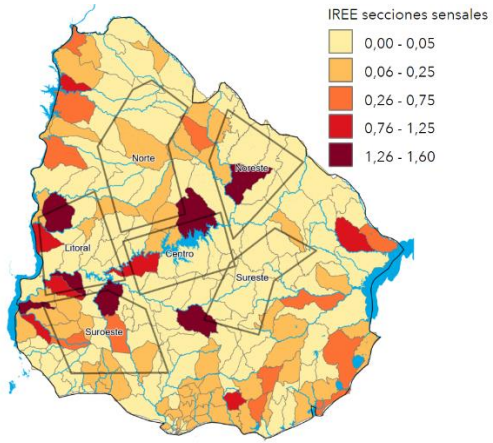


Tabla 8-13. Estimación del porcentaje de superficie ocupada según Índice de Riesgo ante eventos extremos (IREE) para cada una de las áreas de generación analizadas

Área de Generación	Índice de Riesgo ante eventos extremos (IREE)									
	0 – 0,05		0,06 – 0,25		0,26 – 0,75		0,76 – 1,25		1,26 – 1,6	
	Ha	%	Ha	%	Ha	%	Ha	%	Ha	%
Centro	611.782	66,2	126.991	13,7	-	-	88.037	9,5	97.836	10,6
Litoral	647.371	65,1	70.343	7,1	-	-	119.154	12,0	156.522	15,8
Noreste	741.554	73,9	103.244	10,3	25	0,0	-	-	159.055	15,8
Norte	974.211	65,4	499.809	33,5	806	0,1	-	-	15.386	1,0
Sureste	846.679	96,1	25.354	2,9	-	-	-	-	8.815	1,0
Suroeste	551.011	44,6	421.234	34,1	170.687	13,8	4.761	0,4	87.055	7,1



En rojo se indican aquellas áreas que ocupan un porcentaje significativo de la superficie total de las áreas de generación.

A partir del análisis realizado en cada área de generación, se observó lo siguiente:

- Área Centro: En esta área se observan 3 celdas SNAP, sin embargo, ninguna es de Clase 1. El 10% de su superficie está ocupada por áreas con índice de riesgo ante eventos extremos muy alto (IREE 1,26 – 1,6).
- Área Litoral: En general, de todas las áreas de generación, esta es la que presenta mayor presencia de áreas protegidas en su superficie. Está cubierta por 14 celdas SNAP, de las cuales 4 son de Clase 1 y comprenden el Parque Nacional Esteros de Farrapos e Islas del Río Uruguay, el Área Protegida con Recursos Manejados Montes del Queguayel y el Área de Manejo de Hábitats y/o especies Esteros y Algarrobales del Río Uruguay. Es la única área generadora en la que se encuentran sitios RAMSAR: Esteros de Farrapos e Islas del Rio Uruguay (humedales), ubicados al oeste del área. Además, más de un tercio de su superficie es ocupada por ecosistemas amenazados y existen 3 áreas de importancia para las aves (IBAs): Guichón (UY009), Pastizales y Algarrobales de Young (UY010) y Pastizales y esteros del bajo Río Negro (UY011). Contiene cuatro geositios: Bartolomé Hidalgo 1 y 2, Arenal, y un lago artificial. Finalmente, casi un 30% de su superficie está ocupada por áreas con índice de riesgo ante eventos extremos alto (IREE 0,76 – 1,25) o muy alto (IREE 1,25 – 1,6).
- Área Noreste: Es abarcada por 5 celdas SNAP, aunque ninguna de Clase 1. Más de un tercio de su superficie está cubierta por ecosistemas amenazados y contiene un área de importancia para las aves (IBA): Quebradas y pastizales del Norte (UY003). El 15% de su superficie está ocupada por áreas con alto índice de riesgo ante eventos extremos (IREE 1,26 – 1,6).
- Área Norte: Cuenta con 10 celdas SNAP, de las cuales 2 corresponden a Clase 1, asociado a la presencia del Paisaje Protegido Valle del Lunarejo. y del área Laureles-Cañas que se encuentra en proceso de ingreso al SNAP, ambas ubicadas en el extremo noreste del área norte. Además, abarca 3 áreas de importancia para las aves (IBAs): Quebradas y pastizales del Norte (UY003), Campos del Tapado (UY007) y Guichón (UY009).
- Área Sureste: Cuenta con 6 celdas SNAP, de las cuales 2 son de Clase 1, comprendiendo el Paisaje Protegido Quebrada de los Cuervos y Sierras del Yerbal. Adicionalmente, se observan 2 áreas de importancia para las aves (IBAs): Quebradas de Treinta y Tres (UY014) y Serranías del Este (UY015).
- Área Suroeste: Se observan 7 celdas SNAP, 1 de ellas de Clase 1 comprendiendo al Paisaje Protegido Localidad Rupestre de Chamangá ubicada al noreste del área de generación Suroeste. A unos 55 km al noroeste existe otra área protegida, aunque de dimensiones pequeñas correspondiente al Monumento Natural Grutas del Palacio. Contiene seis geositios: Cerros de Ojosmín, Hotel La Estiria, Dique Garland, Grutas del Palacio, un museo y un sitio de fauna y flora. El 20% de su superficie está ocupada por áreas con índice de riesgo ante eventos extremos moderado (IREE 0,26 – 0,75) o muy alto (IREE 1,26 – 1,6).

Este análisis muestra las distintas áreas para tener en cuenta en el plano socioambiental para el desarrollo de proyectos. Mientras que las áreas protegidas, zonas IBAs y sitios de interés patrimonial presentan restricciones a la hora de la localización de proyectos, el resto no implica la imposibilidad de implementar proyectos, sino que deberán tener un estudio específico de impacto ambiental. Los resultados del análisis territorial proveerán *inputs* al modelo de optimización que se desarrollará en una siguiente etapa.

IMPORTANTE: *Cabe destacar que este análisis pretende brindar una caracterización a alto nivel desde el punto de vista ambiental y de uso de suelo de las macrozonas de generación definidas. Por lo tanto, no constituye ni reemplaza bajo ningún concepto una caracterización*

de línea de base ni una categorización ambiental especifica, la cual debe ser desarrollada y analizada para cada proyecto en cuestión, en base a los requerimientos y lineamientos de la autoridad ambiental competente. A su vez, dado que cada proyecto estaría ubicado en un área específica dentro de estas macrozonas definidas, sus características desde el punto de vista ambiental y territorial especifico puede diferir ampliamente de las características generales de la macrozona correspondiente. Por lo tanto, los valores promedios reportados constituyen únicamente un indicador de cuánta flexibilidad existe a nivel territorial dentro de cada macrozona para la ubicación de un emprendimiento desde el ámbito ambiental y de uso de suelo: a mayor porcentaje de superficie, menor flexibilidad de localización y/o mayores requerimientos ambientales.

8.2 Zonas de Electrólisis

Previamente se delimitaron 6 zonas para la generación eólica y fotovoltaica, mostrando sus características para la implementación de proyectos en el área. Además de analizar las potenciales zonas de generación es necesario evaluar las posibilidades de locaciones para los electrolizadores. Para ello se debe tener en cuenta varios factores que le lista a continuación:

- Cercanía a CO2 y potenciales Hubs industriales
- Cercanía a Puertos
- Cercanía a zona de generación
- Cercanía a Líneas de alta tensión
- Fuente Agua
- Contemplar ubicación de proyectos existentes

Para plantear posibles ubicaciones para los electrolizadores se deben tener en cuenta estos factores y considerar las ventajas y desventajas que implica para cada zona. En este sentido, se buscan las potenciales ubicaciones más favorables para los electrolizadores, las cuales se vinculan con las zonas de generación para determinar las configuraciones más adecuadas.

En cuanto a la disponibilidad de agua, se considera la cercanía a fuentes de agua superficiales, alineado con el estudio que está realizando IMFIA[11]. Además de los principales cursos de agua superficiales, se tienen varias cuencas en las que podría formarse un embalse y tomar agua para los proyectos de generación de hidrógeno. De acuerdo con el estudio realizado por el IMIFA ya referenciado anteriormente, el volumen de agua para estos proyectos y su embalse son de dimensiones comparables a otros emprendimientos productivos ya existentes (de ganadería o agricultura) y son viables para muchas zonas del país, en donde no se generaría estrés hídrico.

Dado que los electrolizadores se abastecen energéticamente de los parques, la cercanía de estos a las zonas de generación implica una reducción en las líneas de transmisión necesarias y el costo asociado.

Por otro lado, el hidrógeno generado debe transportarse hasta los HUBs industriales donde debe encontrarse con el CO_2 para la producción de productos derivados. Por ello, la cercanía

[11] IMFIA, 2024 (en curso); “Evaluación y perspectivas del uso del agua para la producción de hidrógeno verde y derivados en el marco de la hoja de ruta de Uruguay”. Convenio MIEM-Fundación Julio Ricaldoni.

a principales fuentes de CO_2 contribuye a la reducción en las distancias de transporte de estos gases.

En la siguiente figura se muestran en naranja las potenciales ubicaciones para los electrolizadores junto con las zonas de generación previamente seleccionadas y las fuentes de CO_2. También se muestran las líneas de alta tensión existentes, en rojo de 500 [kV] y en azul de 150 [kV]. Fueron agregados algunos tramos que aún se encuentran en construcción.



Figura 8-4: Potenciales zonas para la ubicación de electrolizadores (áreas celestes).

En el norte se define una potencial zona ventajosa para ubicar los electrolizadores (zona 1), pues muestra ventaja por su cercanía con la zona de generación de energía eléctrica, ya que se tienen mejores potenciales solares y eólicos. En la zona hay cuencas y cursos superficiales con disponibilidad para la toma de agua. Además, de estas cuencas en la que se pueden realizar tomas directas y/o embalses para tomas de agua, el acuífero Guaraní puede actuar como fuente complementaria para el suministro de agua. Por otro lado, se observa una cercanía con la línea de alta tensión de 150 [kV] y de 500 [kV] que pasa por la zona permitiendo plantear una conexión sin recorrer grandes extensiones. En contraposición, está a una distancia considerable de las fuentes de CO_2 y de los Hub's Industriales, lo que plantea el traslado del hidrógeno generado.

Recorriendo el mapa hacia el sur, se plantea una zona para los electrolizadores que podría ser útil para las zonas de generación del este (zona 2). Esta ubicación, aguas arriba del embalse del Rincón del Bonete, tiene buena disponibilidad hídrica, pero presenta desventajas desde el punto de vista logístico siendo que el hidrógeno generado se debiera transportar una distancia considerable, a la vez que se encuentra lejos de las líneas de alta tensión. Esta ubicación sería razonable para las zonas de generación este y noreste, las cuales de por si tampoco presentan las condiciones más favorables desde el punto de vista de generación.

Como se destacó, la cercanía a aguas superficiales y grandes fuentes de CO_2 son fuertes ventajas para la ubicación de electrolizadores. La zona centro, ubicada en el mapa en las cercanías de Paso de los Toros (zona 3), cumple estas condiciones. A la vez, líneas de alta tensión de 150 [kV] y de 500 [kV] pasan por esa misma región. Luego, el transporte de H_2 podría realizarse a través de los mismos corredores planteados para el transporte de CO_2 entre las 3 grandes fuentes. Esta locación podría ser factible para varias de las potenciales zonas de generación.

En las cercanías de Fray Bentos está una de las 3 grandes fuentes de CO2, una zona portuaria con una ubicación estratégica y líneas de alta tensión. Sin embargo, el ubicar los electrolizadores en esta zona (zona 4) implica tendidos eléctricos de gran extensión, desde las zonas de mejor potencial de generación, ya que la zona más cercana es la litoral la cual no presenta los mejores potenciales de generación renovable. De los próximos análisis de optimización deberá surgir el resultado cuales de estas características es más favorable.

Luego, también con las condiciones portuarias y fuentes de CO_2 favorables, se plantea como opción la zona de Montes del Plata (zona 5). Está ubicada próxima a una línea de alta tensión, pero, por otro lado, solo está cerca de la zona de generación suroeste. En caso de generar la energía en alguna zona no aledaña se deberá tender largas líneas de trasmisión que permitan transportar la potencia demandada por los electrolizadores. En cuanto al recurso hídrico, se encuentra sobre la desembocadura del Rio Uruguay sobre el Rio de la Plata, lo cual asegura una abundante fuente de agua, pero se deben atender los problemas de salobridad que se presenten.

Se identifica una zona en San José (Zona 6) la cual podría ser factible si se utiliza la zona suroeste para la generación. En este caso, las líneas de alta tensión de 500 [kV] pasan la zona elegida. Se debería realizar un trazado de tuberías para completar la conexión entre esta área, las fuentes de CO_2 y el Hub industrial. Sin embargo, en cuanto al recurso hídrico, esta zona se encuentra sobre el acuífero Raigón y cercano a cuencas hídricas con disponibilidad limitada, como lo es la cuenca del río Santa Lucía, la cual abastece de agua potable al 60% de la población nacional aproximadamente, siendo este su uso prioritario. Asimismo, el acuífero Raigón se encuentra con poca disponibilidad para nuevos proyectos sin comprometer su explotación[12]. Esta situación hace que la región no sea favorable desde el punto de vista del recurso hídrico presentando una desventaja en este sentido, por lo cual será en principio, ***descartado para la localización de electrolizadores.***

La última zona planteada es en el litoral (Zona 7), cerca de la zona de Paysandú y de Alur como fuente de CO_2. Tiene algunos puntos favorables como es tener al Rio Uruguay como fuente de agua y líneas de alta tensión cercanas. La instalación de electrolizadores en este punto sería favorable para la generación en las zonas del litoral y norte. El H_2 debería ser transportado hasta las zonas de hubs industriales.

[12] IMFIA, *Producto 1: Escenarios de uso y consumo del recurso hídrico asociados a la hoja de ruta de H2 verde de Uruguay y caracterización global de la oferta del recurso hídrico,* Agosto 2024.

Se debe remarcar que las zonas remarcadas en el mapa, cada una con sus características, son indicativas y no implican una delimitación estricta a los contornos mostrados.

8.3 Zonas de Plantas Industriales

Uno de los criterios a considerar para definir la ubicación de las plantas de procesos es ubicándolas en centros o Hubs, según el análisis realizado por Deloitte Consulting LLP, *Low Carbon industrial hubs, Driving Deep Decarbonization for Industry*, 2022[13], donde se indica que una de las vías claves para lograr la implementación de tecnologías bajas en carbono que sean comercialmente viables, es canalizar la inversión para aumentar la oferta en regiones con una demanda creciente y equivalente. Al co-ubicar la oferta y la demanda, los Hubs pueden reducir los costos de infraestructura e impulsar economías de escala, sirviendo como punto de agregación para la demanda local antes de expandir la infraestructura de transporte para proporcionar una oferta dispersa en otras partes del país o para exportación. Limitados por una región específica, que representa un nivel significativo de emisiones agregadas de fuentes puntuales, y que reúnen a actores de todas las cadenas de valor y sectores, los centros se ubican en la intersección de clientes, geografía y colaboradores que permiten a las organizaciones maximizar el valor. Según el estudio de Deloitte, la acción colectiva en un Hub genera una reducción significativa de costos para los colaboradores en comparación con los costos asociados con la remediación individual. Adicionalmente, la producción de comodities requiere de desarrollar economías de escala de manera de ser competitivos a nivel mundial, ya que es esta una condición base del producto comodity.

Adicionalmente, para la ubicación de estas plantas industriales se debe considerar que su ubicación territorial debe ser acorde a la actividad que se realiza, esto implica que, al ser la producción de Metanol, Amoniaco (necesario para la producción de Urea) y Jetfuel actividades peligrosas, se deben localizar en zonas adecuada al nivel de peligro de la actividad. Esta consideración adicionalmente favorece los Hubs de este tipo de actividades industriales, ubicándolas en un mismo lugar por aspectos de seguridad y la consecuencia en el entorno y las personas.

Cabe mencionar que para la producción de Amoniaco y de Urea verde no existen diferencias en las tecnologías que se han utilizado regularmente para la producción convencional de estos productos, ya que la única diferencia entre los productos verdes y el producto tradicional es la utilización de Hidrógeno Verde en reemplazo del Hidrógeno tradicional, sin efectuar variaciones en el proceso productivo.

Los proyectos de productos verdes como Hidrógeno, Metanol y Amoniaco que se están desarrollando a nivel mundial, en su mayoría están integrados con la generación renovable, como lo son la energía fotovoltaica y eólica. Una de las razones de la integración de la generación de energía renovable con la producción industrial es la complejidad que significa certificar el origen de la energía eléctrica en sistema interconectados, aspecto que es fundamental para asegurar la categoría de Hidrógeno Verde en el mercado. No obstante, en el caso de Uruguay, esto no es una dificultad, ya que su matriz energética cuenta con una participación de energías renovables mayor al 90% (94% en el periodo 2016-2022)[14]. Por otra parte, tanto el Amoníaco como el Metanol son considerados *carrier* energéticos del Hidrogeno o de las energías renovables, ya que estos cuentan con una infraestructura logística desarrollada que permite tener menores costos para transportar la energía renovable en grandes cantidades a otros mercados lejanos.

[13] Fuente: Deloitte Consulting LLP, *Low Carbon industrial hubs, Driving Deep Decarbonization for Industry*, 2022

[14] Hoja de Ruta del Hidrógeno Verde y derivados en Uruguay, MIEM 2023. www.miem.gub.uy | www.hidrogenoverde.uy

8.3.1 Criterios para determinación de Potenciales escenarios de localización de Hubs de producción y exportación

A continuación, se describen una serie de criterios y consideraciones para la determinación de posibles escenarios de localización para los complejos productivos y el flujo de CO_2 y de los productos. Cercanía a Puerto de exportación: Ubicar los Hub's industriales cerca de un puerto de exportación tiene como ventaja minimizar el transporte de productos. Sin embargo, se hace necesario movilizar el CO_2 hacia el puerto. Además, se debe considerar que el puerto definido permita el almacenamiento y carga de sustancias peligrosas e inflamables para el caso del Metanol o Jetfuel. El puerto de Montevideo es el puerto menos ventajoso en cuanto a distancia, ya que se ubica lejos de las 3 principales fuentes, pero tiene como ventaja la conectividad con el Ferrocarril Central. En el caso de ubicarse cercano a los puertos de Fray Bentos, o un potencial puerto greenfield en la zona suroeste (a partir de aquí denominado Puerto Fluvio-Marítimo Suroeste en forma genérica), se ubicaría en las cercanías de UPM1 o Montes del Plata respectivamente, disminuyendo la cantidad de CO_2 a transportar.

- Hub's de producción cercano a mayores fuentes de CO_2: Otra alternativa es ubicar el Hub's de producción en las cercanías de las 3 principales fuentes, de manera de reducir el transporte de CO_2. La primera opción es ubicarse en las cercanías de Montes del Plata, evitando el transporte de aproximadamente el 25% del total de CO_2 del país, y exportando los productos vía puerto fluvio-marítimo suroeste o vía Puerto Montevideo. El transporte hacia puerto de Montevideo puede ser vía barcazas o vía pipeline. La segunda alternativa es ubicarse en las cercanías de UPM1, evitando el transporte de aproximadamente el 25% del total de CO_2 del país, y exportando los productos vía Puerto Fray Bentos, transportándolos vía Hidrovía hacia puerto de exportación Fluvio-Marítimo Suroeste o hacia puerto de Montevideo. La última alternativa es ubicar el Hub industrial en las cercanías de UPM2, evitando el transporte de aproximadamente el 35% del total de CO_2 del país. Al estar alejada de la hidrovía, la principal alternativa para el transporte de productos es utilizar el ferrocarril central, que da conectividad con el puerto de Montevideo. No se descarta la potencial ubicación de el o los polos industriales en una zona intermedia entre UPM1, UPM2 y Montes del Plata. Sin embargo, en ese caso no se estaría optimizando el transporte de productos, pues se requeriría una infraestructura de transporte total de materias primas más productos mayores a los casos anteriores, ya sea por una distancia adicional de transporte de materias primas, o una distancia adicional de transporte de productos. De todas formas, este escenario es incluido en los análisis posteriores.
- Producción descentralizada cercana a principales fuentes de CO_2: Si bien la utilización de Hubs industriales es la recomendación, es necesario considerar lo que significa descentralizar la producción industrial, estableciendo un punto de producción por cada fuente masiva de CO_2 (refiriendonos a UPM1, UPM2 y Montes del Plata). Para este tipo de escenario, aparecen distintas alternativas para el transporte de los productos y los puertos de exportación a utilizar. Desde UPM2, la única alternativa de transporte y exportación pareciera ser la conducción a través de Ferrocarril Central o Pipeline hacia el Puerto de Montevideo, mientras que los productos sintetizados en las fuentes sintetizados en UPM1 y Montes del Plata, tienen como opción el ser exportados por Fray Bentos, el Puerto Fluvio-marítimo Suroeste, e incluso ser conducidos hacia Montevideo, de manera de centralizar la exportación en el Puerto de Montevideo, a pesar de tener una producción descentralizada.

- Fuentes de suministro de energía eléctrica: También se debe considerar que los Hubs de producción industrial deben disponer de energía eléctrica y/o hidrógeno (como carrier energético) como insumos principales para el proceso productivo. En este caso las ubicaciones propuestas más cercanas de los puntos de exportaciones podrían están más alejadas de las fuentes de hidrógeno y energía eléctrica definidas en el estudio. Adicionalmente, se debe tener en consideración para los análisis posteriores, que producir hidrógeno en los Hubs puede permitir sinergias con los otros procesos productivos, como por ejemplo lo es utilizar el oxígeno producido en la electrolisis para mejorar los procesos de combustión de las otras plantas(por ej. Metanol o Amoniaco), o generar integraciones energéticas de disponibilidad de calor en procesos industriales que lo requieran. Finalmente, vale aclarar que, si bien la utilización de hidrógeno como back-up energético es una recomendación para el funcionamiento de los Hubs Industriales, la determinación de las cantidades de hidrogeno necesarias no forma parte del alcance de este estudio, así como tampoco lo es incluirlas en los diferentes análisis de esta consultoría.
- Características de las actividades industriales: Un aspecto fundamental para considerar en las instalaciones industriales son las características de este tipo de industrias, ya que dependiendo de la actividad a realizar es donde se puede ubicar, según el ordenamiento territorial del país. La producción de Metanol, Jetfuel y Amoniaco son consideradas actividades peligrosas. En el caso del Metanol y Jetfuel, la mayor peligrosidad está dada por su inflamabilidad y riesgos de explosión, debido al almacenamiento de grandes cantidades de ambos productos. Además, hay que considerar el riesgo de fugas, lo cual puede provocar su inflamación y afectar a las personas e instalaciones en su entorno. En cuanto al Amoniaco, el principal problema es que este es un gas toxico a condiciones atmosféricas y temperatura ambiente (25°C y 1 [atm]). En caso de fuga, al ser menos denso que el aire, este tiende ascender, lo cual puede provocar que se acumule en áreas mal ventiladas. El tener una planta de Urea junto a la producción de Amoniaco reduce en cierta medida los niveles de almacenamiento, pero no los elimina por completo, ya que se hace necesario contar con un tanque de almacenamiento para estabilizar la producción. A manera referencial, se observa que proyectos de Amoniaco-Urea han reportado niveles de almacenamientos de 10,000 Ton de Amoniaco, en comparación con proyectos de exportación de amoniaco que utilizan dos o tres estanques de 10,000 Ton. Otro aspecto importante para considerar en este tipo de actividades industriales es la generación de efluentes, es decir, emisiones liquidas con contaminantes provenientes de diferentes actividades del proceso industrial. Si bien las industrias a instalarse deberán cumplir con los estándares de vertido establecidos en el Decreto 253/79 y modificativos, es necesario, a priori, evaluar qué tipo de tratamiento y disposición final realizaran con sus efluentes, para que la ubicación de la planta industrial sea compatible con el cuerpo receptor propuesto, a saber: curso de agua, colector/alcantarillado público, infiltración a terreno. Bajo la misma lógica, los residuos deberán gestionarse de acuerdo a la normativa nacional Decreto 182/13, por lo que se deberá considerar la capacidad de gestión local y a nivel país existente o a desarrollar para este nuevo rubro industrial. Según lo anterior, la ubicación de estos Hub debe tener en consideración el tipo de actividad que se desarrolla y debe estar acorde a la normativa nacional de ordenamiento territorial para poder instalarse por lo que será una variable para analizar en este estudio, respetando las áreas protegidas a nivel nacional, incluyendo las relacionadas con el recurso hídrico.

- Ubicación industrial de producción de Jetfuel: La producción de jet fuel será considerado como un caso particular en este estudio al momento de definir su ubicación. La producción de Jet Fuel produce otros combustibles derivados como nafta, diesel o wax, los cuales pueden ser purificados y posteriormente comercializados, lo cual abre la alternativa de realizar la producción de Jetfuel en las cercanías de las refinerías de petróleo de ANCAP. Esto significaría una reducción considerable de costos, ya que se reutilizaría infraestructura ya existente, tanto para el proceso productivo como para el almacenamiento de sustancias. A esto se suma todos los aspectos de tratamientos de residuos que se requieren es este tipo de industrias, para lo cual se pueden utilizar las instalaciones ya existentes de una refinería de petróleo.
- Tamaño mínimo de las plantas industriales: Para las plantas industriales se analizará el tamaño mínimo económicamente rentable, ya que al ser todos los productos un comodities (Metanol, Amoniaco, Urea y Jetfuel) es necesario que sus costos sean competitivos para lograr su comercialización en los mercados internacionales, y una variable relevante de esta competitividad es el tamaño de la planta, por efectos de los tamaños de escala de las inversiones involucradas. Según lo anterior, se realizó una búsqueda bibliográfica de los tamaños de plantas típicas para la producción de metanol en el mundo, y se determinó el criterio que de existir este tamaño mínimo significa que el metanol producido a partir de este tamaño es competitivo en el mercado. Debido a que hoy en día el mercado de metanol verde no es muy amplio, la búsqueda fue realizada sobre plantas de metanol en base a gas natural. Por ello se consideraron el caso del metanol las plantas más pequeñas actualmente en operación que utilizan gas natural como materia prima son del orden de 500.000 [tpa]. Para la urea, la planta de amoniaco definirá el tamaño mínimo de estas instalaciones, ya que el amoniaco es la materia prima principal para producir la urea. En el caso del amoniaco la bibliografía internacional indica la existencia de plantas de amoniaco entre 30 mil a 200 mil [tpa], dependiendo del mercado de destino del producto, donde los tamaños pequeños se justifican para alimentar mercados locales y las plantas más grandes para mercados internacionales. En este caso, se debe considerar que el objetivo de este trabajo es producir Amoniaco renovable, donde no hay grandes diferencias respecto a la tecnología utilizada en la producción de Amoniaco convencional, ya que para alimentar la planta de Amoniaco renovable se requiere Hidrogeno Verde, en cambio para producir Amoniaco convencional se utiliza gas natural como materia prima. Por esto los tamaños mínimos de referencia considerados son un buen criterio para efectos de este estudio. Según estos criterios y considerando los tamaños mínimos para Metanol y Amoniaco, es que para lograr una oferta que sea competitiva, se definirá como criterio contar con un máximo 5 localizaciones industriales.

8.3.2 Potenciales Zonas de Ubicación de Hub Industriales

En base a los criterios antes indicados, se propone 5 potenciales zonas a analizar para la ubicación de Hubs industriales, las cuales se indican en la Figura 8-5.

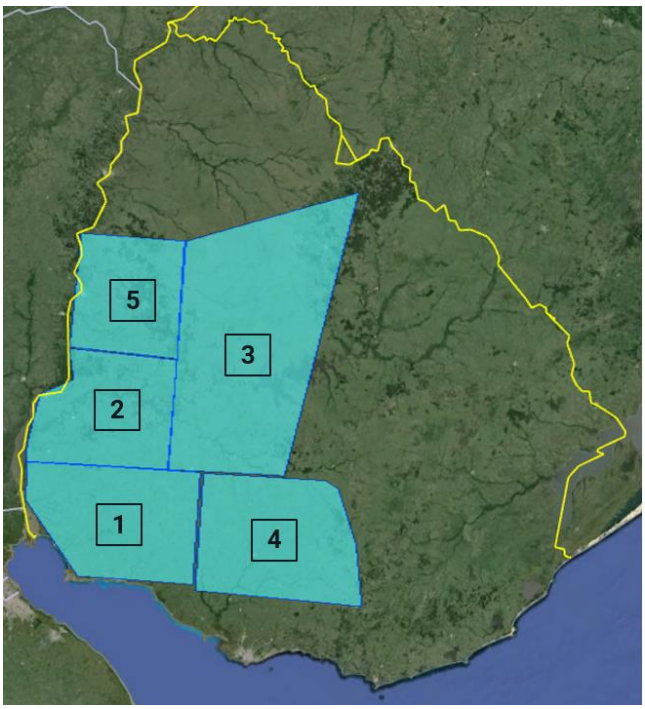


Figura 8-5: Potenciales zonas seleccionadas para la ubicación de Hubs Industriales.

La selección de estas zonas se basa en los criterios mencionados en el capítulo anterior, priorizando zonas cercanas a fuentes productoras de CO_2 y puertos de exportación.

Las zonas definidas son los siguientes:

- Zona 1: Ubicación Suroeste, cercana a fuente de CO_2 Montes Plata y Puerto suroeste
- Zona 2: Ubicación Centro Oeste, cercana a fuente de CO_2 de UPM1 y eje hidrovía por puerto Fray Bentos
- Zona 3: Ubicación Centro, cercana a fuente de CO_2 de UPM2 y eje ferrocarril central
- Zona 4: Ubicación Este, cercana a puerto de Montevideo y eje ferrocarril central
- Zona 5: Ubicación Norte Oeste, cercana a eje hidrovía por puerto Paysandu y ferrocarril litoral

8.3.3 Análisis Territorial

Se llevó a cabo un análisis territorial a alto nivel para estimar qué superficie dentro de cada una de las zonas de Hubs industriales estudiadas corresponde a zonas de interés social y ambiental tales como:

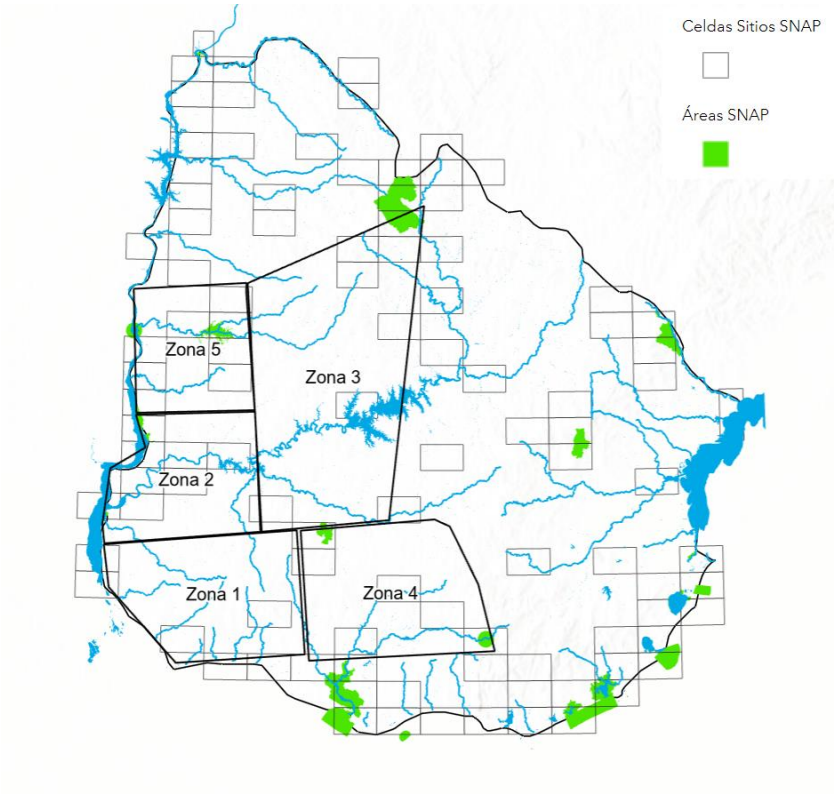
- Áreas del Sistema Nacional de Áreas Protegidas (SNAP).
- Áreas de interés histórico-cultural.
- Ecosistemas amenazados.

- Humedales y bosques nativos.
- Densidad poblacional.
- Índice de Riesgo ante eventos extremos (IREE)

Los resultados de este análisis territorial se presentan a continuación.

Tabla 8-14. Estimación del porcentaje de superficie ocupada por celdas y áreas SNAP para cada una de las zonas de hubs industriales.

Zona	Celdas SNAP		Áreas SNAP	
	Ha	%	Ha	%
Zona 1	203.638	16,64	-	-
Zona 2	457.252	44,98	12.912	1,27
Zona 3	442.388	17,52	26.530	1,05
Zona 4	342.197	26,26	20.519	1,57
Zona 5	456.503	52,55	26.768	3,08



En rojo se indican aquellas áreas que ocupan un porcentaje significativo de la superficie total de las zonas de hubs industriales.

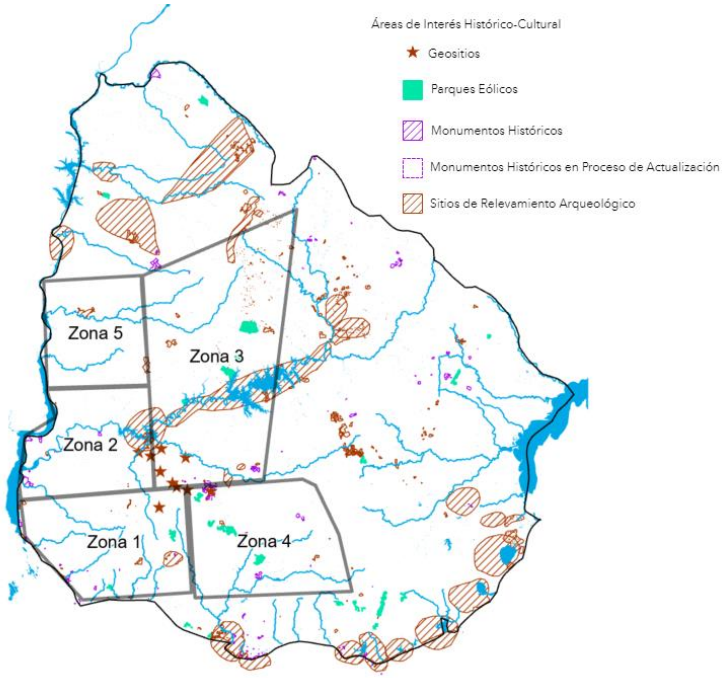
Tabla 8-15. Estimación del porcentaje de superficie ocupada por celdas SNAP según estrategia (clase) para cada una de las zonas de hubs industriales analizadas

Zona	Celdas SNAP según estrategia									
	Clase 1: Línea de base		Clase 2: Prioridad de ingreso 2015 – 2020.		Clase 3: Prioridad de ingreso 2015 – 2020 condicionada		Clase 4: Requerimiento de información adicional		Clase 5: Articulación con otras estrategias de conservación	
	Ha	%	Ha	%	Ha	%	Ha	%	Ha	%
Zona 1	5.479	0,4%	561	0,0%	-	-	65.978	5,4%	132.316	10,8%
Zona 2	40.820	4,0%	-	-	155.465	15,3%	-	-	260.851	25,7%
Zona 3	15.269	0,6%	49.800	2,0%	-	-	18.132	0,7%	359.261	14,2%
Zona 4	38.727	3,0%	18.107	1,4%	38.372	2,9%	1.714	0,1%	245.876	18,9%
Zona 5	166.905	19,2%	-	-	-	-	-	-	289.488	33,3%

En rojo se indican aquellas áreas que ocupan un porcentaje significativo de la superficie total de las zonas de hubs industriales.

Tabla 8-16: Estimación del porcentaje de superficie ocupada por áreas de interés histórico-cultural para cada una de las zonas de hubs industriales

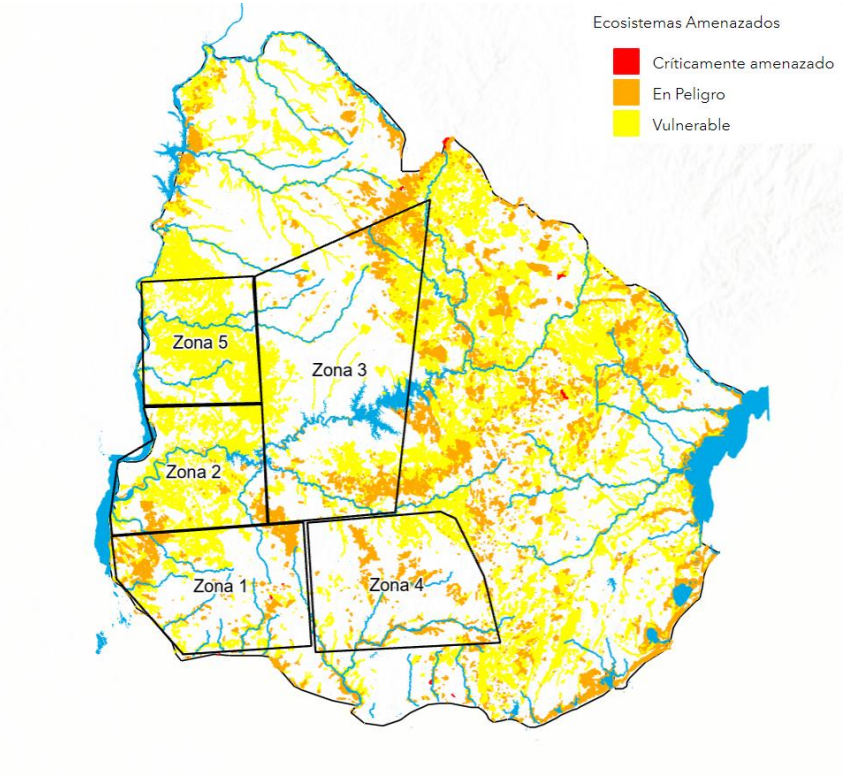
Zona	Áreas de Interés Histórico-Cultural								
	Geositios	Monumentos Históricos		Monumentos Históricos en Proceso de Actualización		Sitios de Relevamiento Arqueológico		Parques Eólicos	
	Cantidad	Ha	%	Ha	%	Ha	%	Ha	%
Zona 1	1	2.714	0,22	2.441	0,20	22.521	1,84	4.711	0,39
Zona 2	6	11.185	1,10	-	-	73.102	7,19	-	-
Zona 3	5	2.798	0,11	3.637	0,14	267.538	10,60	22.413	0,89
Zona 4	1	8.005	0,61	8.986	0,69	2.468	0,19	17.419	1,34
Zona 5	-	-	-	-	-	10.572	1,22	-	-



En rojo se indican aquellas áreas que ocupan un porcentaje significativo de la superficie total de las zonas de hubs industriales

Tabla 8-17. Estimación del porcentaje de superficie ocupada por ecosistemas amenazados para cada una de las zonas de hubs industriales.

Zona	Ecosistemas amenazados					
	Críticamente amenazado		En Peligro		Vulnerable	
	Ha	%	Ha	%	Ha	%
Zona 1	400	0,0	65.379	5,3	80.939	6,6
Zona 2	133	0,0	24.559	2,4	185.405	18,2
Zona 3	128	0,0	127.227	5,0	247.193	9,8
Zona 4	-	-	61.766	4,7	69.155	5,3
Zona 5	-	-	678	0,1	249.991	28,8



En rojo se indican aquellas áreas que ocupan un porcentaje significativo de la superficie total de las zonas de hubs industriales.

Tabla 8-18. Estimación del porcentaje de superficie ocupada por humedales y bosque nativo para cada una de las zonas de hubs industriales analizadas.

Zona	Humedales		Bosque nativo	
	Ha	%	Ha	%
Zona 1	4.571	0,37	28.845	2,36
Zona 2	27.551	2,71	55.132	5,42
Zona 3	11.366	0,45	60.285	2,39
Zona 4	7.010	0,54	29.743	2,28
Zona 5	12.738	1,47	48.204	5,55

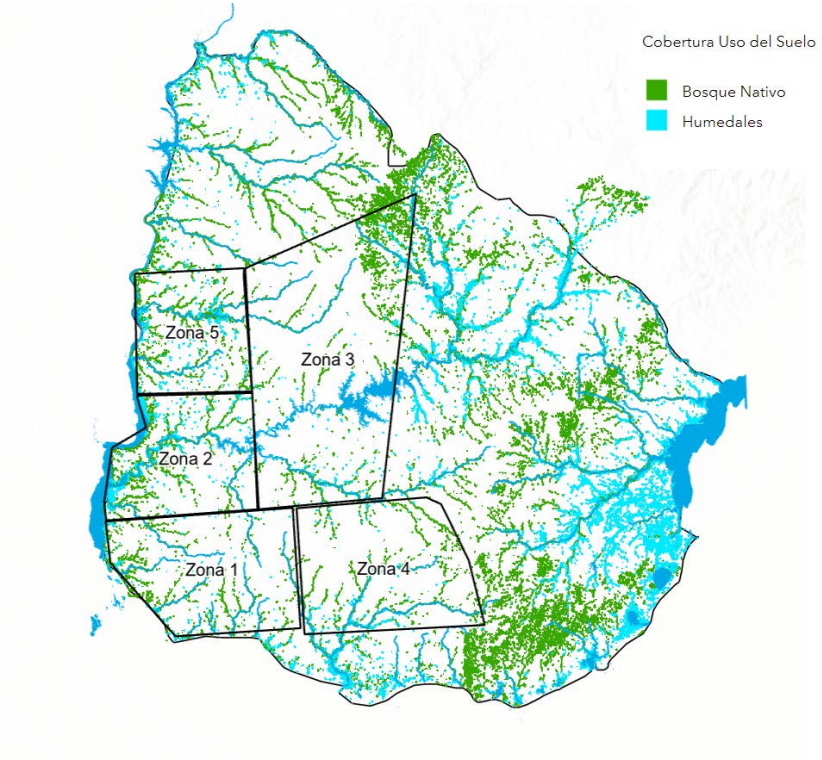


Tabla 8-19. Estimación del porcentaje de superficie ocupada según densidad poblacional para cada una de las zonas de hubs industriales analizadas

Zona	Densidad poblacional (total de población)									
	0 - 150		151 - 300		301 - 500		501 – 1.000		1.001 – 8.000	
	Ha	%	Ha	%	Ha	%	Ha	%	Ha	%
Zona 1	293.297	24,0	562.894	46,0	215.347	17,6	114.967	9,4	35.986	2,9
Zona 2	618.834	60,9	216.433	21,3	109.031	10,7	21.091	2,1	24.667	2,4
Zona 3	2.070.687	82,0	302.151	12,0	75.060	3,0	73.428	2,9	3.334	0,1
Zona 4	484.890	37,2	425.275	32,6	209.556	16,1	179.568	13,8	4.038	0,3
Zona 5	436.581	50,3	359.481	41,4	44.545	5,1	12.079	1,4	4.505	0,5

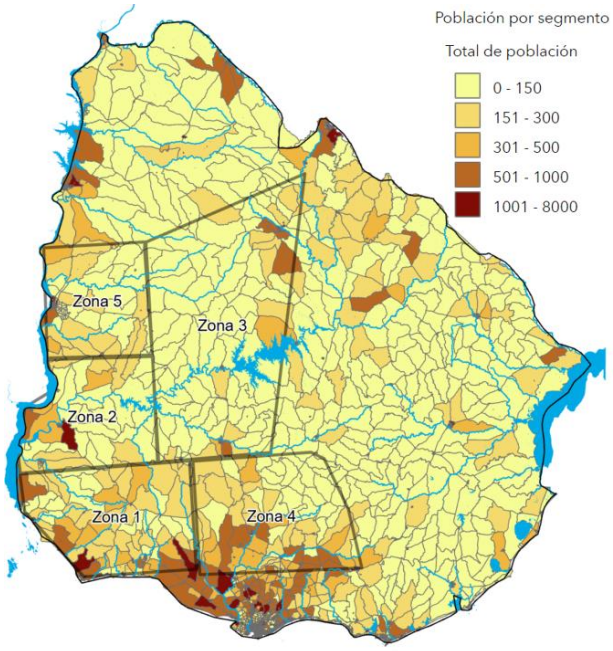
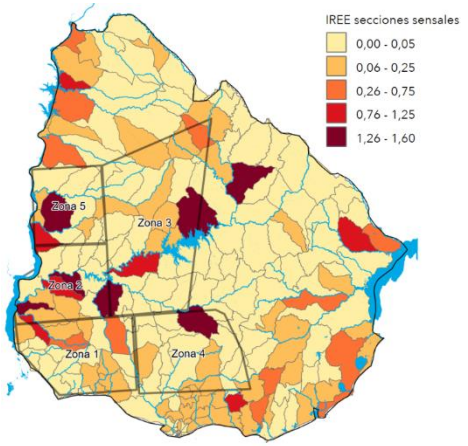


Tabla 8-20. Estimación del porcentaje de superficie ocupada según Índice de Riesgo ante eventos extremos (IREE) para cada una de las zonas de hubs industriales analizadas

Zona	Índice de Riesgo ante eventos extremos (IREE)									
	0 – 0,05		0,06 – 0,25		0,26 – 0,75		0,76 – 1,25		1,26 – 1,6	
	Ha	%	Ha	%	Ha	%	Ha	%	Ha	%
Zona 1	621.761	50,8	392.481	32,1	175.135	14,3	33.113	2,7	-	-
Zona 2	503.653	49,5	210.604	20,7	713	0,1	109.263	10,7	165.821	16,3
Zona 3	1.459.932	57,8	679.141	26,9	62.375	2,5	118.979	4,7	204.240	8,1
Zona 4	876.465	67,2	305.523	23,4	-	-	-	-	121.318	9,3
Zona 5	529.660	61,0	113.811	13,1	2.416	0,3	55.971	6,4	155.332	17,9



En rojo se indican aquellas áreas que ocupan un porcentaje significativo de la superficie total de zonas de hubs industriales.

A partir del análisis realizado en cada zona de Hub industrial, se observó lo siguiente:

- Zona 1: Cuenta con 9 celdas SNAP, de las cuales una es de Clase 1, asociado al Paisaje Protegido Localidad Rupestre de Chamangá, sin embargo, dicha área protegida se encuentra enteramente fuera de los límites de la zona 1. Además, por su ubicación adyacente a la desembocadura del río de la Plata, limita con 2 áreas acuáticas prioritarias: Buenos Aires (prioritaria) y Banco Ortíz (muy prioritaria). Incluye un geositio dentro de su superficie, denominado Cerros de Ojosmín.
- Zona 2: Se observan 10 celdas SNAP, dentro de las cuales existen 3 áreas ingresadas al SNAP: Parque Nacional Esteros de Farrapos e Islas del Río Uruguay, Área de Manejo de Hábitats y/o especies Esteros y Algarrobales del Río Uruguay y el Monumento Natural Grutas del Palacio. Además, hay un área adicional en proceso de ingreso al SNAP: Humedales e Islas del Hum. Existen 2 áreas de importancia para las aves (IBAs): Pastizales y Algarrobales de Young (UY010) y Pastizales y esteros del bajo Río Negro (UY011). Es la zona que presenta mayor cantidad de geositios, seis en total: Grutas del Palacio, Arenal, Bartolomé Hidalgo 1 y 2, Paso de Lugo y un lago artificial. Finalmente, casi un 30% de su superficie está ocupada por áreas con índice de riesgo ante eventos extremos alto (IREE 0,76 – 1,25) o muy alto (IREE 1,25 – 1,6).
- Zona 3: Es la zona más extensa y abarca 15 celdas SNAP, de las cuales solamente 1 comprende un área ingresada al SNAP: Paisaje Protegido Localidad Rupestre de Chamangá. Además, existe otra área en proceso de ingreso al SNAP: Paisaje Protegido Laureles-Cañas. Abarca 3 áreas de importancia para las aves (IBAs): Quebradas y pastizales del Norte (UY003), Campos del Tapado (UY007) y Guichón (UY009). Contiene 5 geositios a saber: Falla de Villasboas, San Martín del Yí, Hotel La Estiria, un museo y un sitio de fauna y flora.
- Zona 4: Es abarcada por 9 celdas SNAP, de las cuales solamente dos son de Clase 1, correspondientes al Paisaje Protegido Localidad Rupestre de Chamangá y el Parque Nacional Arequita. Existen 2 áreas de importancia para las aves (IBAs): Playa Penino y Humedales de Santa Lucía (UY012) y Serranías del Este (UY015). Finalmente, contiene un geositio: Pictografías de Chamangá.
- Zona 5: Es la zona de menos extensión, sin embargo, es la que presenta mayor porcentaje de su superficie ocupada por áreas protegidas. Cuenta con 9 celdas SNAP, de las cuales 3 son de Clase 1, comprendiendo el Área Protegida con Recursos Manejados Montes del Queguay, Parque Nacional Esteros de Farrapos e Islas del Río Uruguay y, adicionalmente, existe una propuesta en elaboración para el ingreso de una nueva área protegida: Islas del Queguay. Abarca 2 áreas RAMSAR ubicadas en el extremo suroeste de la zona que corresponden a Esteros de Farrapos e Islas del Rio Uruguay (humedales). Se observan 5 áreas de importancia para las aves (IBAs): Campos del Tapado (UY007), Pastizales de Lorenzo Geyres y Quebracho (UY008), Guichón (UY009), Pastizales y Algarrobales de Young (UY010) y Pastizales y esteros del bajo Río Negro (UY011). Finalmente, casi un 20 % de su superficie está ocupada por áreas con índice de riesgo ante eventos extremos muy alto (IREE 1,25 – 1,6).

Este análisis muestra las distintas áreas para tener en cuenta en el plano socioambiental para el desarrollo de proyectos. Mientras que las áreas protegidas, zonas IBAs y sitios de interés patrimonial presentan restricciones a la hora de la localización de proyectos, el resto no implica la imposibilidad de implementar proyectos, sino que deberán tener un estudio específico de impacto ambiental. Los resultados del análisis territorial proveerán *inputs* al modelo de optimización que se desarrollará en una siguiente etapa.

IMPORTANTE: *Cabe destacar que este análisis pretende brindar una caracterización a alto nivel desde el punto de vista ambiental y de uso de suelo de las potenciales macrozonas definidas. Por lo tanto, no constituye ni reemplaza bajo ningún concepto una caracterización de línea de base ni una categorización ambiental especifica, la cual debe ser desarrollada y analizada para cada proyecto en cuestión, en base a los requerimientos y lineamientos de la autoridad ambiental competente. A su vez, dado que cada proyecto estaría ubicado en un área específica dentro de estas macrozonas definidas, sus características desde el punto de vista ambiental y territorial especifico puede diferir ampliamente de las características generales de la macrozona correspondiente. Por lo tanto, los valores promedios reportados constituyen únicamente un indicador de cuánta flexibilidad existe a nivel territorial dentro de cada macrozona para la ubicación de un emprendimiento desde el ámbito ambiental y de uso de suelo: a mayor porcentaje de superficie, menor flexibilidad de localización y/o mayores requerimientos ambientales.*

8.4 Corredores de Pipelines

8.4.1 Criterios para ubicación preliminar de corredores de pipelines

Los riesgos de cualquier instalación industrial o infraestructura están asociados a la probabilidad de ocurrencia de una falla y a la consecuencia de dicha falla. El diseño de una tubería de transporte debe limitar el riesgo hasta un nivel aceptable mediante disminución de la probabilidad de falla del ducto y/o disminución de la consecuencia. Los principales factores asociados a la limitación de las consecuencias son la limitación del contenido del pipeline que puede ser liberado, y la cantidad de actividad humana en los alrededores de las instalaciones.

Si bien la ruta de la tubería se plantea referencialmente paralela a vías existentes, se necesita un alejamiento de la servidumbre del corredor de tuberías con respecto a los caminos o vías con la finalidad de minimizar las consecuencias de una falla. En general, los distanciamientos de los pipelines a las zonas pobladas deben obedecer a un análisis de riesgo, y deben usar modelos de dispersión para predecir el impacto de una fuga. Los comportamientos de dispersión varían por diferentes razones, tipo de flujo, presión, etc. y no sería adecuado establecer un distanciamiento estándar sin considerar la individualidad de cada servicio.

El cruce de vías o cuerpos de agua en cualquier pipeline es una variable para considerar en términos de seguridad y costos. En el caso de cruces de cuerpos de agua, estos cruces pueden ser hechos tanto subterráneos como superficiales, aunque la preferencia es el cruce subterráneo, siempre y cuando sea factible.

Para cubrir requerimientos de transporte por pipelines, se establecen corredores y franjas de estudio alrededor de estos corredores de 10 [km] de ancho (los corredores pueden tener uno o más pipelines) en base a necesidad de acercamiento de fuentes de materia prima hacia posibles ubicaciones para hubs de producción, acercamiento de fuentes de hidrógeno, posibles rutas de envío de productos, etc. La superposición de estos corredores con la información de base (uso de suelo, áreas protegidas, etc.) conduce a perfilar áreas de utilización para corredores de pipelines con más o menos variables que pueden impactar las decisiones finales.

8.4.2 Identificación de áreas de Servidumbre

Los acuerdos de derechos de paso o servidumbres de paso deben ser manejados oportunamente, ya que el ancho de esta franja se negocia en los acuerdos con propietarios desde etapas tempranas del proyecto, pero debe ser tal que permita actividades de

mantenimiento y patrullaje. El patrullaje según ASME B31.4 es una actividad que debe realizarse cada dos semanas para vigilancia de la servidumbre, detección temprana de fugas, protección a los ductos de actividad humana que pueda afectar la integridad del pipeline y poner en riesgo al medio ambiente, las personas o infraestructura cercana.

Se debe tomar en cuenta que para la imposición de servidumbres se deben resarcir los perjuicios al dueño de los predios, lo cual es un tema de especial importancia en zonas agrícolas.

8.4.3 Identificación de requerimientos de Permisos

El tiempo de tramitación y la cantidad de permisos medioambientales es una variable clave en los proyectos. En general, una instalación industrial necesita permisos de diferentes entes gubernamentales y locales. Pero en particular, en las obras de infraestructura lineal, tramitación de permisos se vuelve un tema de mayor complejidad considerando el paso a través de diferentes regiones y/o ciudades, que pueden tener legislación local más o menos restrictiva. Entonces, la gestión de permisos en obras de infraestructura lineal no solo contempla la gestión ante entes gubernamentales que otorgan permisos medioambientales, de construcción, operación, sanitarios, etc. sino que la dimensión de permisos estatales y/o municipales, de acceso a servicios, de uso de infraestructura existentes, de posible impacto en localidades, en lugares de interés público, asentamientos, etc, lo cual multiplica considerablemente el esfuerzo que requiere esta gestión.

8.4.4 Trazado de tuberías

La selección inicial de los diferentes trazados o corredores de tuberías se hizo considerando las fuentes existentes de CO_2, ya que entre todas las sustancias que pueden ser transportados por ductos (Hidrógeno, CO_2, Metanol y Jetfuel), es la única que cuenta con una ubicación definida. Los trazados propuestos consideran la interconexión de las mayores fuentes de CO_2, y la conexión de estas con los potenciales puertos de exportación. La grilla de corredores formada se encuentra ubicada dentro de las macrozonas planteadas para la potencial ubicación de Electrolizadores y Plantas Industriales, por lo que, al afinar la ubicación de estos elementos, se priorizará la conexión con la red de tuberías.

La selección de los diferentes trazados o corredores inicia con una decisión inicial entre usar o no tuberías en lugar de transportar el CO_2 vía camiones o trenes, considerando factores técnicos y económicos. Hay diferentes estudios que establecen criterios para esta primera aproximación, como lo son *Transport cost for Carbon removal projects with biomass and CO_2 storage*[15] del año 2021 y *The cost of CO_2 transport*[16] realizado por la plataforma ZEP[17], en donde se indica que para una rango de transporte mayor de 1 Mtpa el transporte por tuberías es el más económico, mientras que para rangos por debajo de 0,15 Mtpa aproximadamente es el menos económico, basado en una distancia de 200 km. Cabe destacar que en etapas posteriores del diseño esta decisión debe ser avalada por un análisis más exhaustivo y considerando todas las variables de las que se disponga en el momento.

Basado en estos dos estudios mencionados, algunos de los corredores planteados para transporte de CO_2 que en principio se consideraron en una grilla de corredores fueron posteriormente deseleccionados. En la Figura 8-6 a continuación se observa la grilla

[15] Joshuah K. Stolaroff, Simon H. Pang, Wenqin Li, Whitney G. Kirkendall, Hannah M. Goldstein, Roger D. Aines, Sarah E. Baker, *Transport cost for Carbon removal projects with biomass and CO_2 storage,* www.frontiersin.org
[16] Z.E.P. (s.f.). *The Cost of CO2 Transport - Post-demonstration CCS in the EU*. Obtenido de Zero Emission Platform: https://zeroemissionsplatform.eu/document/the-costs-of-co2-transport/
[17] European technology platform for Zero Emissions Fossil Fuel Power Plants, es una Plataforma de advisory para la UE.

inicialmente planteada y los trazados identificados con a, b, c y d deseleccionados por ser fuentes alejadas y de poco tonelaje donde la opción de transporte por pipelines podría ser la más desfavorable desde el punto de vista económico.

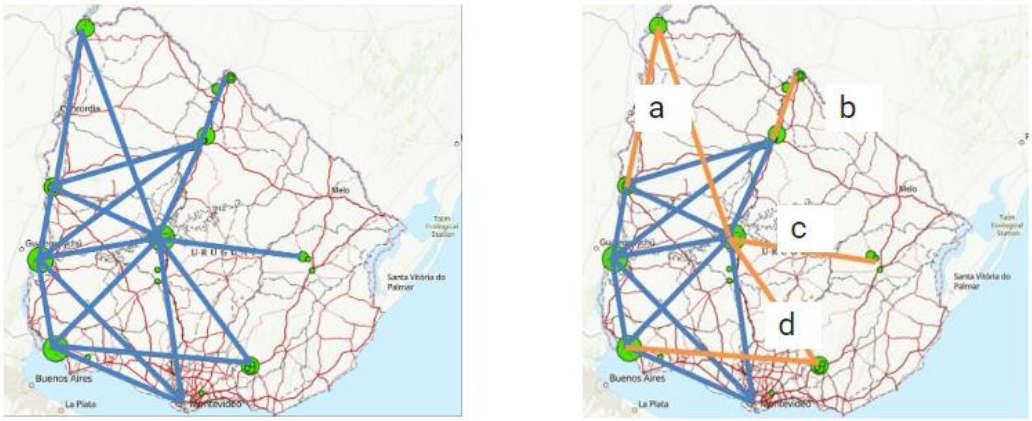


Figura 8-6 Esquema de corredores (original y con deselección de opciones)

Los resultados se resumen en la Tabla 8-21 siguiente.

Tabla 8-21 Corredores deseleccionados por criterio económico

Corredores	Desde	Hasta	Flujo	Distancia	Motivo deselección
a	Bella Unión	Paysandú/UPM2	<0.3MT/a	>200 km	Criterio económico
b	Rivera	Tambores	<0.3MT/a	100 km	Infraestructura existente (Línea Rivera)
c	Treinta y tres	UPM2	<0.3MT/a	>200 km	Criterio económico
d	Minas	Montes del P. (o hasta Troncal - Montevideo)/UPM2	<0.3MT/a	>100/ >200	Infraestructura existente (Línea Minas) /criterio económico

Finalmente, los corredores seleccionados que se plantean para el análisis territorial preliminar se muestran en la Figura 8-7 y la Tabla 8-22. Estos corredores, aunque se plantearon inicialmente para las fuentes de CO_2 pueden ser compartidos con otros servicios, como lo es el Hidrógeno, Metanol y Jetfuel. Los corredores planteados pueden funcionar de manera independiente, como también interconectados entre sí, permitiendo utilizar mas de un corredor para transportar desde 2 puntos que no estén conectados por un solo corredor (ej. Desde Paysandú al Puerto de Montevideo).



Figura 8-7 Mapa corredores de pipelines estimados

Tabla 8-22 Corredores preliminares para pipelines

Corredor	Long. [Km]	Cant. Min de Estaciones por flujo o servicio
01 (verde)	223	11
02 (azul)	198	9
03 o 10 (café)	290	16
04 (amarilla)	220	10
05 (cian)	232	12
06 (naranja)	341	15
07 (morado)	238	10
08 (rosado)	240	12
09 (verde claro)	215	9

Dependiendo de las condiciones del flujo transportado en cada tubería y de la topografía por donde van atravesando estos corredores, se requerirá un acondicionamiento y/o impulsión adicional en algunos puntos del recorrido. Igualmente, en consideración a los criterios de seguridad mencionados en apartados anteriores, se requerirán estaciones de válvulas para alivio de presión y/o venteo, drenajes, estaciones con válvulas de bloqueo para contención en caso de falla, estaciones de monitoreo, etc.

La cantidad final de estaciones y facilidades asociadas a cada pipeline de cada corredor corresponderá con la indicada en una posterior evaluación de riesgos. En esta etapa del

estudio se considera que al menos cada 25 [km] de pipeline se colocará una estación. De acuerdo con esto, se indica un mínimo de estaciones por línea en la Tabla 8-22

8.4.5 Análisis territorial

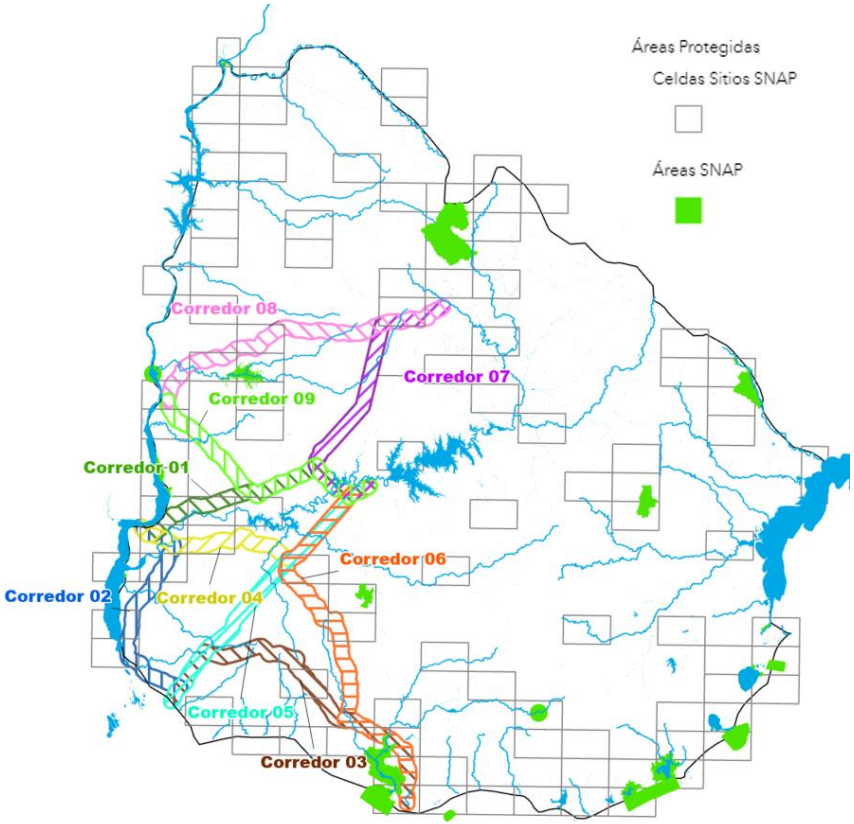
Se llevó a cabo un análisis territorial a alto nivel para estimar qué superficie dentro de cada una de las áreas de utilización para corredores de pipelines corresponde a zonas de interés social y ambiental tales como:

- Áreas del Sistema Nacional de Áreas Protegidas (SNAP).
- Áreas de interés histórico-cultural.
- Ecosistemas amenazados.
- Humedales y bosques nativos.
- Densidad poblacional.
- Índice de Riesgo ante eventos extremos (IREE)

Los resultados de este análisis territorial se presentan a continuación.

Tabla 8-23. Estimación del porcentaje de superficie ocupada por celdas y áreas SNAP para cada uno de los corredores de pipelines.

Corredores	Celdas SNAP		Áreas SNAP	
	Ha	%	Ha	%
Corredor 01	82.514	38,0	-	-
Corredor 02	116.678	65,1	202	0,6
Corredor 03	110.573	38,7	7.204	15,8
Corredor 04	92.061	44,0	216	0,6
Corredor 05	20.655	9,0	15	~0
Corredor 06	121.967	38,7	1	~0
Corredor 07	28.325	12,5	-	-
Corredor 08	133.704	52,2	-	-
Corredor 09	32.617	15,8	-	-



En rojo se indican aquellas áreas que ocupan un porcentaje significativo de la superficie total de los corredores de pipelines.

Tabla 8-24. Estimación del porcentaje de superficie ocupada por celdas SNAP según estrategia (clase) para cada uno de los corredores de pipelines.

Corredores	Celdas SNAP según estrategia									
	Clase 1: Línea de base		Clase 2: Prioridad de ingreso 2015 – 2020.		Clase 3: Prioridad de ingreso 2015 – 2020 condicionada		Clase 4: Requerimiento de información adicional		Clase 5: Articulación con otras estrategias de conservación	
	Ha	%	Ha	%	Ha	%	Ha	%	Ha	%
Corredor 01	-	-	-	-	19.975	9,2	-	-	62.539	28,8
Corredor 02	-	-	-	-	64.198	35,8	-	-	52.480	29,3
Corredor 03	-	-	83.698	29,3	-	-	26.336	9,2	539	0,2
Corredor 04	-	-	-	-	45.066	21,5	-	-	46.995	22,5
Corredor 05	-	-	-	-	-	-	-	-	20.655	9,0
Corredor 06	161	0,1	75.566	24,0	-	-	-	-	46.240	14,7
Corredor 07	-	-	-	-	-	-	-	-	28.325	12,5
Corredor 08	39.428	15,4	-	-	-	-	-	-	94.277	36,8
Corredor 09	-	-	-	-	-	-	-	-	32.617	15,8

Tabla 8-25: Estimación del porcentaje de superficie ocupada por áreas de interés histórico-cultural para cada uno de los corredores de pipelines.

Corredores	Áreas de Interés Histórico-Cultural								
	Geositios	Monumentos Históricos		Monumentos Históricos en Proceso de Actualización		Sitios de Relevamiento Arqueológico		Parques Eólicos	
	Cantidad	Ha	%	Ha	%	Ha	%	Ha	%
Corredor 01	-	1.469	0,7	-	-	25.288	11,6	1.335	0,6
Corredor 02	-	3.064	1,7	254	0,1	3.076	1,7	-	-
Corredor 03	-	1.032	0,4	858	0,3	27.298	9,6	-	-
Corredor 04	2	1.823	0,9	-	-	21.040	10,1	-	-
Corredor 05	2	145	0,1	149	0,1	18.185	7,9	-	-
Corredor 06	-	887	0,3	698	0,2	33.461	10,6	-	-
Corredor 07	-	-	-	-	-	25.467	11,2	1.335	0,6
Corredor 08	-	-	-	-	-	3.708	1,4	-	-
Corredor 09	-	-	-	-	-	25.288	12,2	1.335	0,6

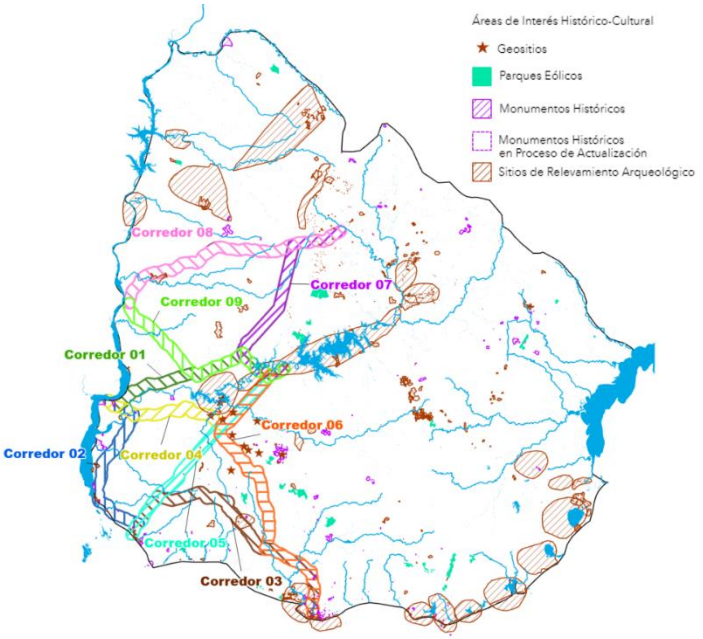


Tabla 8-26. Estimación del porcentaje de superficie ocupada por ecosistemas amenazados para cada uno de los corredores de pipelines.

Corredores	Ecosistemas amenazados					
	Críticamente amenazado		En Peligro		Vulnerable	
	Ha	%	Ha	%	Ha	%
Corredor 01			1.697	0,8	27.675	12,7
Corredor 02	8	~0,0	9.809	5,5	20.814	11,6
Corredor 03	208	0,1	6.301	2,2	8.185	2,9
Corredor 04	5	~0,0	2.007	1,0	20.248	9,7
Corredor 05	16	~0,0	6.587	2,9	15.628	6,8
Corredor 06	-	-	17.964	5,7	7.796	2,5
Corredor 07	-	-	21	~0,0	4.272	1,9
Corredor 08	-	-	6.932	2,7	33.521	13,1
Corredor 09	-	-	72	~0,0	12.922	6,2

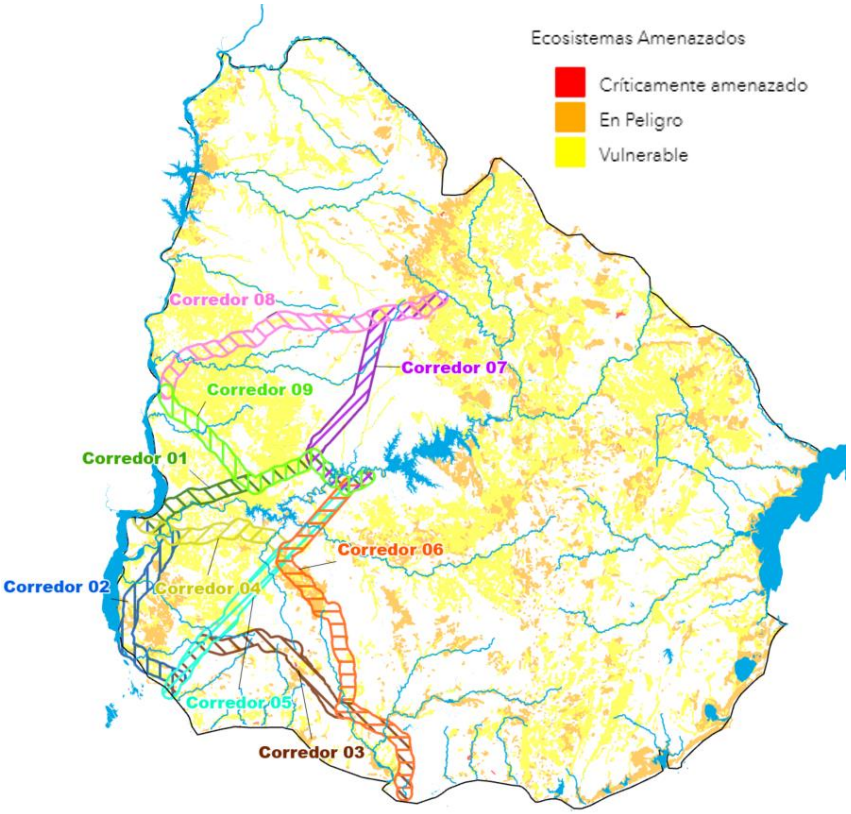


Tabla 8-27. Estimación del porcentaje de superficie ocupada por humedales y bosque nativo para cada uno de los corredores de pipelines.

Corredores	Humedales		Bosque nativo	
	Ha	%	Ha	%
Corredor 01	1.944	0,9	7.182	3,3
Corredor 02	2.806	1,3	15.263	7,0
Corredor 03	2.944	1,4	5.887	2,7
Corredor 04	1.032	0,5	5.303	2,4
Corredor 05	779	0,4	3.250	1,5
Corredor 06	724	0,3	2.303	1,1
Corredor 07	83	~0,0	849	0,4
Corredor 08	735	0,3	8.390	3,9
Corredor 09	1.048	0,5	4.390	2,0

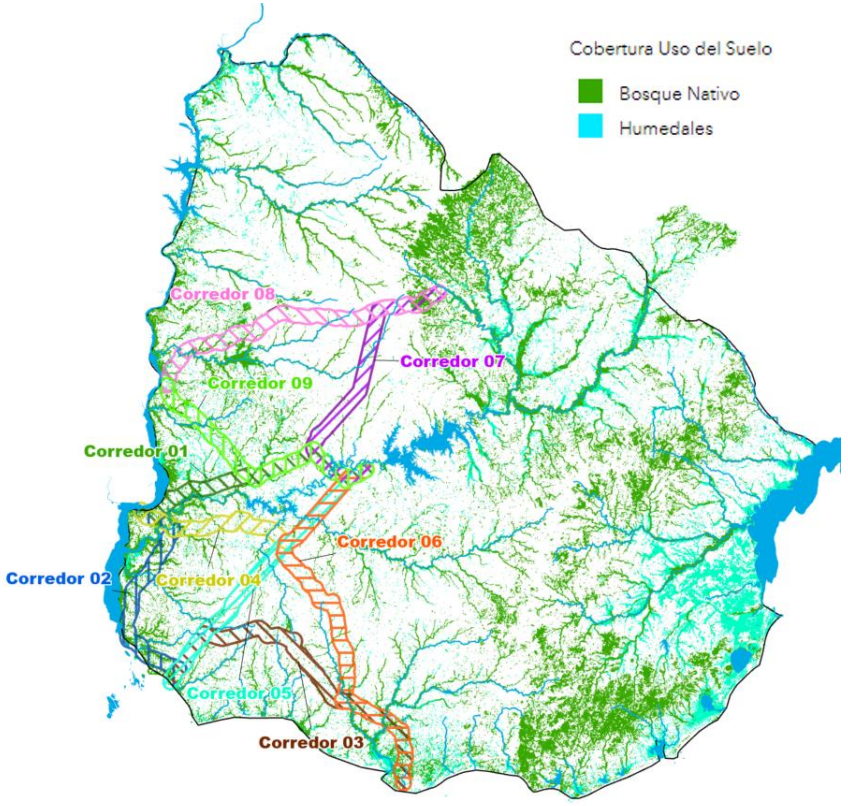


Tabla 8-28. Estimación del porcentaje de superficie ocupada según densidad poblacional para cada uno de los corredores de pipelines.

Corredores	Densidad poblacional (total de población)									
	0 - 150		151 - 300		301 - 500		501 – 1.000		1.001 – 8.000	
	Ha	%	Ha	%	Ha	%	Ha	%	Ha	%
Corredor 01	150.462	69,3	29.540	13,6	33.732	15,5	3.011	1,4	464	0,2
Corredor 02	28.306	15,8	49.293	27,5	44.967	25,1	47.760	26,6	8.997	5,0
Corredor 03	44.318	15,5	76.536	26,8	53.166	18,6	62.638	21,9	48.972	17,1
Corredor 04	158.541	75,8	10.315	4,9	26.596	12,7	3.747	1,8	9.964	4,8
Corredor 05	110.660	48,1	78.002	33,9	26.547	11,5	15.086	6,6	-	-
Corredor 06	103.382	32,8	120.232	38,1	26.816	8,5	35.250	11,2	29.603	9,4
Corredor 07	185.071	81,5	33.123	14,6	38	~0,0	7.245	3,2	1.520	0,7
Corredor 08	192.042	74,9	49.626	19,4	893	0,3	9.041	3,5	4.661	1,8
Corredor 09	103.695	50,1	92.345	44,6	2.595	1,3	4.889	2,4	3.460	1,7

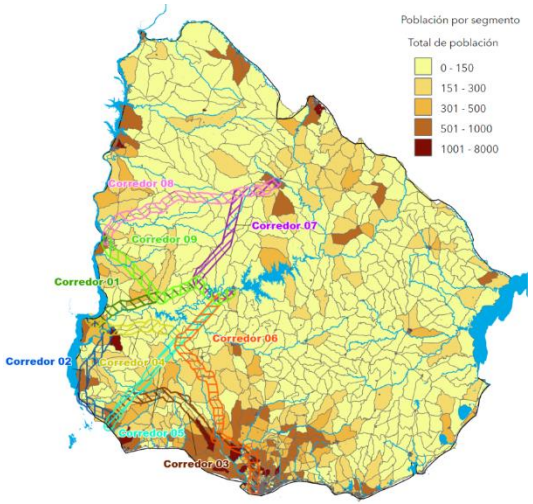
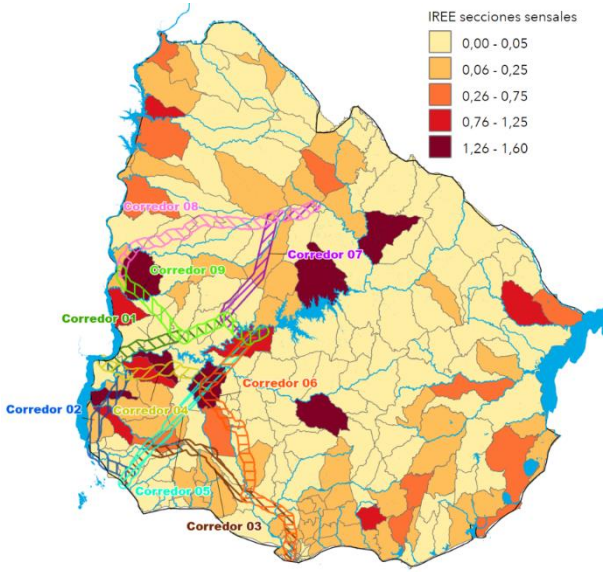


Tabla 8-29. Estimación del porcentaje de superficie ocupada según Índice de Riesgo ante eventos extremos (IREE) para cada uno de los corredores de pipelines.

Corredores	Índice de Riesgo ante eventos extremos (IREE)									
	0 – 0,05		0,06 – 0,25		0,26 – 0,75		0,76 – 1,25		1,26 – 1,6	
	Ha	%	Ha	%	Ha	%	Ha	%	Ha	%
Corredor 01	182.939	84,2	492	0,2	-	-	32.842	15,1	937	0,4
Corredor 02	89.149	49,7	67.007	37,4	-	-	13.402	7,5	9.765	5,4
Corredor 03	214.552	75,1	46.399	16,2	24.678	8,6	-	-	-	-
Corredor 04	67.625	32,3	15.121	7,2	-	-	70.790	33,8	55.627	26,6
Corredor 05	76.046	33,0	37.279	16,2	25.323	11,0	42.167	18,3	49.479	21,5
Corredor 06	142.760	45,3	63.524	20,1	18.205	5,8	42.162	13,4	48.633	15,4
Corredor 07	139.695	61,5	54.643	24,1	-	-	32.660	14,4	-	-
Corredor 08	197.949	77,2	41.918	16,4	-	-	-	-	16.395	6,4
Corredor 09	131.018	63,3	11.766	5,7	-	-	32.653	15,8	31.547	15,2



En rojo se indican aquellas áreas que ocupan un porcentaje significativo de la superficie total de los corredores de pipelines.

A partir del análisis realizado en cada corredor de pipeline, se observó lo siguiente:

- Corredor 01: Atraviesa 4 celdas SNAP, de las cuales ninguna es de Clase 1.
- Corredor 02: Atraviesa 5 celdas SNAP, de las cuales ninguna es de Clase 1.
- Corredor 03: Atraviesa 6 celdas SNAP, de las cuales ninguna es de Clase 1, aunque vale la pena mencionar que, hacia el sur, en las inmediaciones de Montevideo, este corredor atraviesa el Área Protegida con Recursos Manejados Humedales de Santa Lucía.
- Corredor 04: Atraviesa 7 celdas SNAP, de las cuales ninguna es de Clase 1. En su recorrido hay 2 geositios: Grutas del Palacio y Paso de Lugo. Finalmente, un 60% de su recorrido atraviesa áreas con Índice de Riesgo ante Eventos Extremos alto (0,76 – 1,25) y muy alto (1,26 – 1,6).
- Corredor 05: Atraviesa 1 celda SNAP, que no es de Clase 1. En su recorrido hay 2 geositios: Grutas del Palacio y San Martín del Yi. Finalmente, un 40% de su recorrido atraviesa áreas con Índice de Riesgo ante Eventos Extremos alto (0,76 – 1,25) y muy alto (1,26 – 1,6).
- Corredor 06: Atraviesa 8 celdas SNAP, de las cuales una es de Clase 1: Área Protegida con Recursos Manejados Montes del Queguay.
- Corredor 07: Atraviesa 1 celda SNAP que no es de Clase 1.
- Corredor 08: Atraviesa 5 celdas SNAP, de las cuales dos son de Clase 1 y ambas abarcan el Área Protegida con Recursos Manejados Montes del Queguay y
- Corredor 09: Atraviesa 3 celdas SNAP, de las cuales ninguna es de Clase 1.

Este análisis muestra las distintas áreas para tener en cuenta en el plano socioambiental para el desarrollo de proyectos. Mientras que las áreas protegidas, zonas IBAs y sitios de interés patrimonial presentan restricciones a la hora de la localización de proyectos, el resto no implica la imposibilidad de implementar proyectos, sino que deberán tener un estudio específico de impacto ambiental. Los resultados del análisis territorial proveerán *inputs* al modelo de optimización que se desarrollará en una siguiente etapa.

IMPORTANTE: *Cabe destacar que este análisis pretende brindar una caracterización a alto nivel desde el punto de vista ambiental y de uso de suelo de las macrozonas de generación definidas. Por lo tanto, no constituye ni reemplaza bajo ningún concepto una caracterización de línea de base ni una categorización ambiental especifica, la cual debe ser desarrollada y analizada para cada proyecto en cuestión, en base a los requerimientos y lineamientos de la autoridad ambiental competente. A su vez, dado que cada proyecto estaría ubicado en un área específica dentro de estas macrozonas definidas, sus características desde el punto de vista ambiental y territorial especifico puede diferir ampliamente de las características generales de la macrozona correspondiente. Por lo tanto, los valores promedios reportados constituyen únicamente un indicador de cuánta flexibilidad existe a nivel territorial dentro de cada macrozona para la ubicación de un emprendimiento desde el ámbito ambiental y de uso de suelo: a mayor porcentaje de superficie, menor flexibilidad de localización y/o mayores requerimientos ambientales.*

8.5 Puertos

8.5.1 Potenciales zonas de ubicación de infraestructura portuaria

En vistas de los corredores logísticos definidos en la sección 0, se desprenden las potenciales zonas de ubicación de infraestructura portuaria, tanto de exportación como de cabotaje. Este análisis está alineado a la presentación realizada por Puerto de Rotterdam y Royal HaskoningDHV en el *World Hydrogen Summit* en mayo de 2024 titulada *"Uruguay H2 export facility- Site assessment study"*.

La definición de ubicaciones de puertos contempla: el acceso a cadena de suministro terrestre y marítimo de los potenciales lugares; el aprovechamiento de la infraestructura existente y/o áreas con designación portuaria; utilización de infraestructura común entre usuarios; permisos para las posibles ubicaciones; cercanía a plantas de producción; y potenciales individuales de cada zona.

En base a los criterios antes mencionados se identifican como potenciales ubicaciones para terminales de exportación:

- Bahía de Montevideo
- Desembocadura del Río Uruguay / Río de la Plata, entre el tramo de costa Montes del Plata – Nueva Palmira. En este tramo se localizan dos puertos existentes: Montes del Plata y Nueva Palmira.

Vale aclarar que, si bien se reconocen estos puertos existentes en el tramo Nueva Palmira – Montes del Plata, a los efectos de este estudio se considerará de manera general un puerto nuevo representativo de esta zona denominado a partir de ahora como Puerto *greenfield* SO. La característica principal de este potencial puerto en relación con su ubicación estratégica, y la importante razón de su desarrollo es su condición de puerto fluvio-marítimo, es decir, el punto de conexión entre el transporte fluvial y el transporte marítimo como punto de transferencia de carga.

Por otra parte, como puertos de cabotaje para la carga de embarcaciones fluviales con destino a una terminal de exportación, se identifican los potenciales puertos a lo largo del Río Uruguay:

- Zona de Paysandú
- Zona de Fray Bentos

Las ubicaciones mencionadas se presentan en la Figura 8-8.

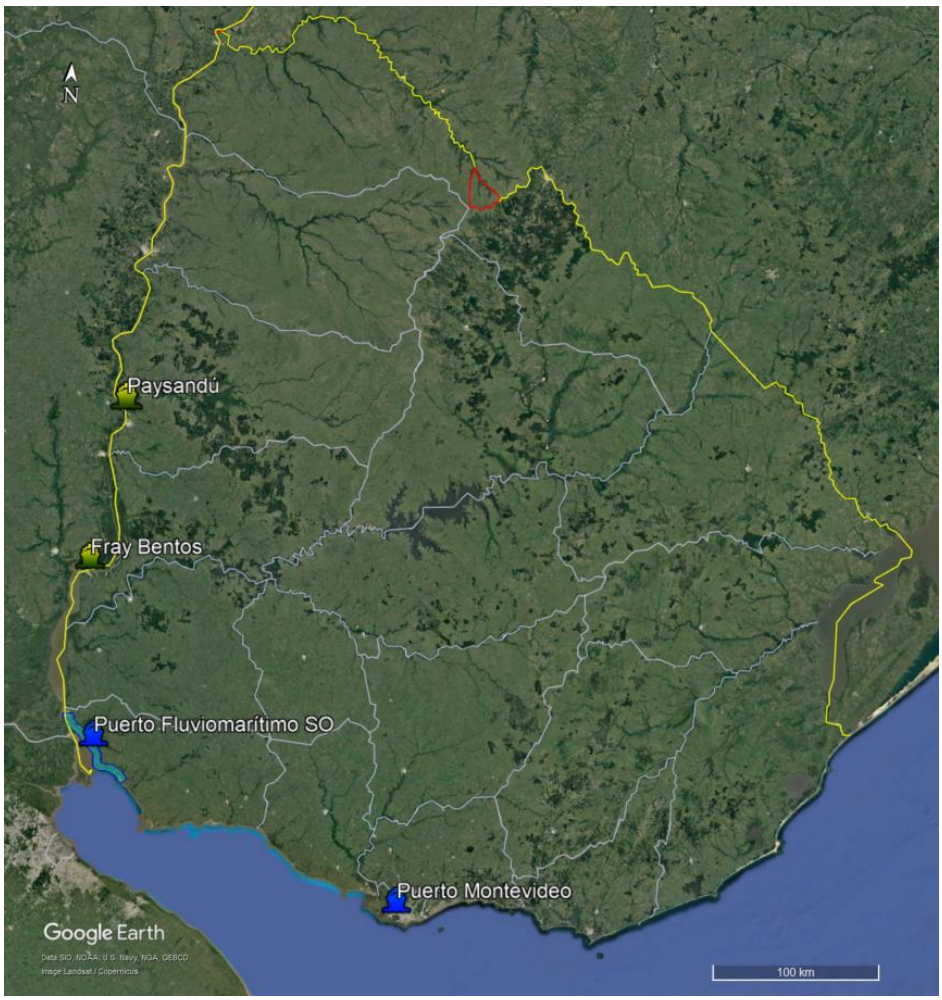


Figura 8-8: Ubicaciones relevantes asociadas a potenciales terminales portuarias y proyectos previstos de producción a corto/mediano plazo.

8.5.1.1 Bahía de Montevideo

En lo que respecta a la Bahía de Montevideo, las potenciales ubicaciones identificadas por Puerto de Rotterdam y Royal HaskoningDHV en el *World Hydrogen Summit* en mayo de 2024 titulada *"Uruguay H2 export facility- Site assessment study"* y alineadas con MIEM y ANP en esta consultoría se listan a continuación y se visualizan en la Figura 8-9:

- Punta Sayago
- Refinería ANCAP
- Planta de Capurro ALUR
- Relleno dársena este
- Relleno Dique de cintura
- Relleno escollera oeste



Figura 8-9: Bahía de Montevideo, y potenciales emplazamientos.

8.5.1.2 Río de la Plata y Río Uruguay

En la Figura 8-10 se pueden observar las ubicaciones de puertos considerados a lo largo del río Uruguay y Río de la Plata interior, focalizándose en 3 zonas:

- Paysandú (cabotaje)
- Fray Bentos (cabotaje)
- Zona Suroeste

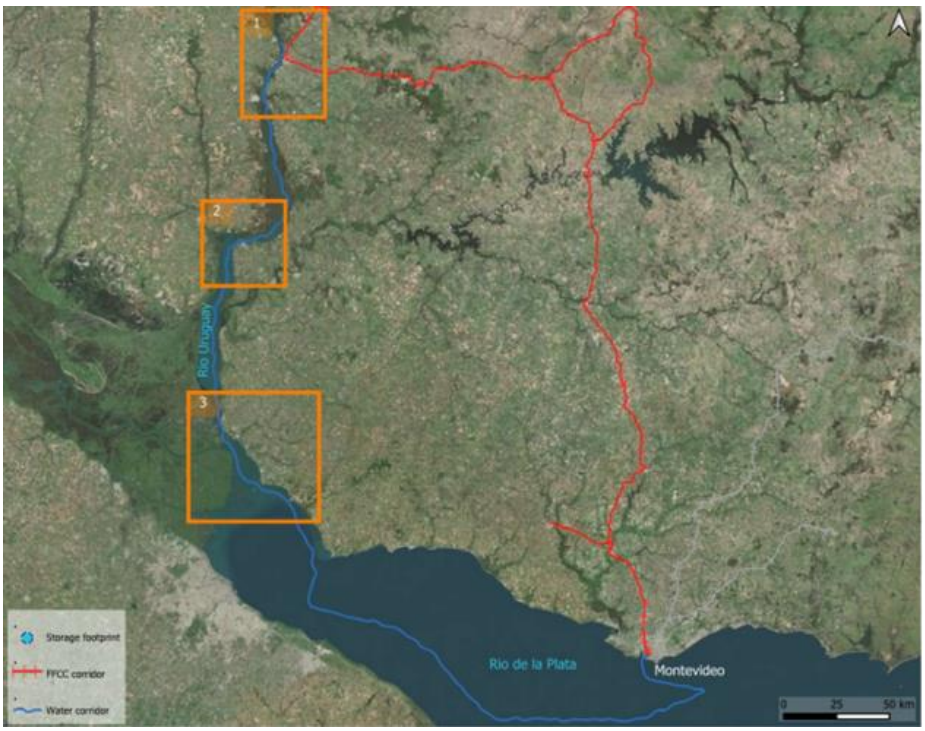


Figura 8-10: Emplazamientos considerados a lo largo del río Uruguay.

En el caso de Paysandú y Fray Bentos, es importante destacar que, en la situación actual de la hidrovía del Río Uruguay, principalmente en términos de calado, no permite la navegación de buques marítimos medianos ni grandes para la exportación de productos. Las restricciones de calado generan la necesidad de hacer top-off en otro puerto (o zona de alije) a mayor calado para poder completar la carga y/o utilizarlos para transporte de cabotaje por medio de embarcaciones más pequeñas como tankers pequeños y/o barcazas. Se debe tener en cuenta que esta situación puede cambiar en el caso que se lleven a cabo dragados y mejoras de condiciones de navegabilidad del Río Uruguay. Vale mencionar que, adicionalmente a la permisología definida por la autoridad competente, esta intervención requiere de aprobación de la CARU (Comisión Administradora del Río Uruguay).

Por lo tanto, a los efectos de este estudio, y dado lo establecido en las bases técnicas, no se considerarán los puertos de Fray Bentos y Paysandú como puertos de exportación, sino que se considerarán como potenciales puertos de carga de cabotaje atendiendo tankers y/o convoy de barcazas, como parte del eje logístico hidroviario, y se mantendrán como puertos exportadores al puerto *greenfield* de zona SO y al puerto de Montevideo. Los análisis de estos puertos se llevarán a cabo dentro del Producto 4: *Análisis técnico-económico del transporte de productos*.

8.5.2 Estrategias logísticas de transporte y exportación

En base a los corredores y nodos logísticos presentados, así como los aspectos territoriales analizados, se observan 3 estrategias logísticas principales, que serán analizadas en los capítulos siguientes:

1. Montevideo como centro de exportación:

Esta estrategia plantea que todos los productos se lleven a una terminal central de exportación en Montevideo. Para eso, el transporte interior de productos hacia Montevideo

se realizaría potencialmente a través del ferrocarril para la producción del Centro y Noreste del país; a través de la hidrovía del Río Uruguay para el Noroeste y Suroeste del país, considerando Tanker de pequeña escala como embarcación; y/o a través de ductos a ser construidos.

2. Centro de transbordo en la desembocadura del Río Uruguay

Esta estrategia utiliza un puerto de transferencia de carga (o transshipment) como centro de transbordo en la desembocadura del Río Uruguay. Este centro de transbordo podrá ubicarse en el tramo Nueva Palmira – Montes del Plata, correspondiente al puerto denominado Puerto greenfield SO. En este lugar la carga se embarca en buques de mediana escala (tipo Handy), o buques de gran escala (tipo panamax) con carga parcial. En cuanto a la producción del centro y noreste del país, podría ser también dirigida hacia el suroeste, o, en caso de que sea conveniente, podría ser transportada por ferrocarril, camión o ductos a ser construidos hacia Montevideo, al igual que la estrategia anterior. Esta estrategia además permite que el centro de transbordo reciba mercancías procedentes del interior de Argentina, Brasil y Paraguay.

3. Combinación de estrategias logísticas

Ambas estrategias se pueden combinar, según lo que se muestra esquemáticamente en la Figura 8-11, cuadro 3. Para este escenario, los puertos clave serán Montevideo y el puerto Suroeste. En este esquema logístico, se tiene la posibilidad de exportar directamente desde puerto de Montevideo en buques tipo Panamax, o directamente desde Puerto SO en buques tipo Handy (por restricción de calado), o hacer top-off en Puerto de Montevideo de los buques marítimos a carga parcial provenientes de Puerto SO, o de tener otro tramo de cabotaje entre Puerto SO y Montevideo. Al igual que el caso anterior, esta estrategia permite que el centro de transbordo SO reciba mercancías procedentes del interior de Argentina, Brasil y Paraguay

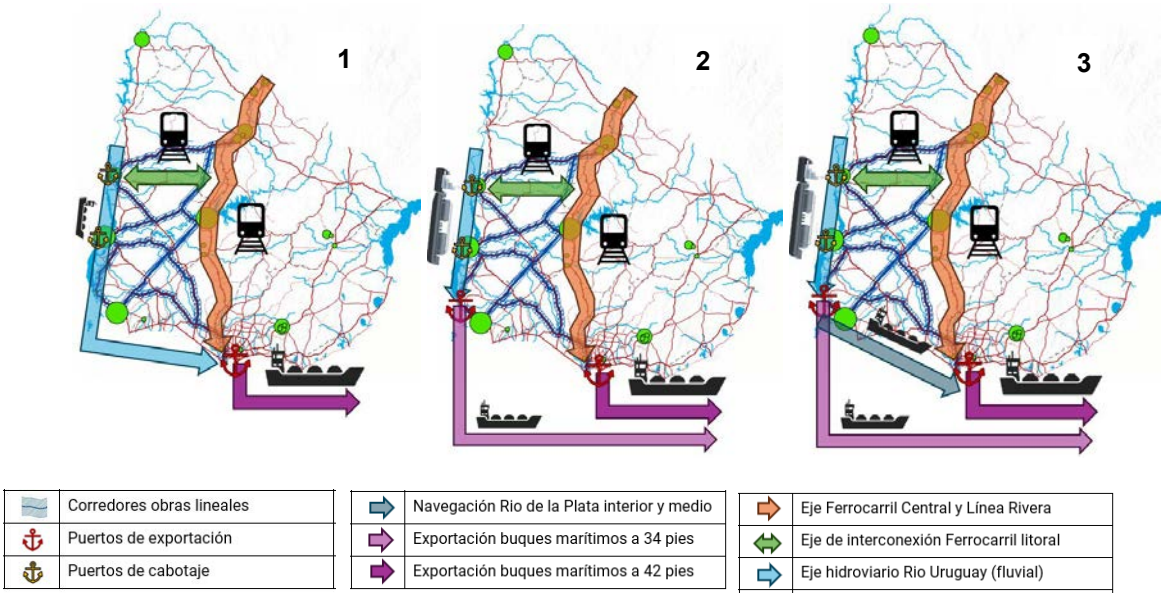


Figura 8-11: Potenciales estrategias logísticas de exportación en base a análisis de localizaciones

9 Criterios de seguridad y Análisis de riesgo

9.1 Consideraciones de seguridad del Hidrógeno y derivados

La producción de hidrógeno verde y sus derivados considerados en el alcance del presente estudio requieren del conocimiento de sus características físicas y químicas, de manera de ser consideradas en sus diseños, y así desarrollar la industria en forma segura y planificada.

A continuación, se hace referencia a algunas de las principales características desde el punto de vista de seguridad, en base a la información disponible en las Fichas Internacionales de Seguridad Química (FISQ), versión en español de las International Chemical Safety Cards (ICSCs).

9.1.1 Hidrógeno

El Hidrógeno es un gas inodoro e incoloro, no tóxico y más liviano que el aire. Se mezcla fácilmente con el aire, generando mezclas explosivas, y su calentamiento intenso puede originar combustión violenta o explosión. En las condiciones de combustión óptimas, la energía requerida para iniciar la combustión es mucho más baja que para otros combustibles, por lo que una pequeña chispa puede iniciar la combustión. Por ejemplo, para provocar la ignición del hidrógeno, hace falta 15 veces menos energía que para el gas natural.

Su almacenamiento requiere un diseño a prueba de incendio, ventilación a ras de suelo y techo. Reacciona violentamente con halógenos, materiales oxidantes y grasas. Los materiales catalizadores como el platino o el níquel aumentan este tipo de reacciones.

En caso de fuga en áreas no confinadas se elevará y dispersará rápidamente, a diferencia de lo que ocurre, por ejemplo, con las fugas de propano u otros combustibles, que tienden a acumularse cerca del suelo al ser más denso que el aire.

En caso de fugas en zonas confinadas, donde se pueda generar altas concentraciones en el aire, produce una deficiencia de oxígeno, y su inhalación puede provocar síntomas como vértigo, dolor de cabeza y asfixia, con riesgo de pérdida de conocimiento e incluso la muerte.

9.1.2 CO_2

El CO_2 es un gas inodoro e incoloro más denso que el aire. No es combustible y se descompone sobre los 2.000 [°C] en monóxido de carbono tóxico.

Su almacenamiento requiere un diseño a prueba de incendio que permita mantener frío el contenedor en caso de incendio en el entorno y ventilación a ras de suelo.

En caso de fugas, al ser más denso que el aire, puede acumularse en zonas más bajas produciendo una deficiencia de oxígeno, generando síntomas como vértigo, dolor de cabeza, aumento de la presión sanguínea, aceleración del ritmo cardiaco, de pérdida de conocimiento o muerte.

El contacto con CO_2 en estado gaseoso o líquido puede producir congelación tras lo cual se recomienda lavado con abundante agua y proporcionar asistencia médica inmediatamente.

9.1.3 Metanol

El metanol es un líquido incoloro, tóxico en caso de ingestión, nocivo si se inhala y altamente inflamable, cuyo vapor se mezcla bien con el aire, formando fácilmente mezclas explosivas. Reacciona violentamente con oxidantes fuertes, ácidos y agentes reductores, generando peligro de incendio y explosión.

Su almacenamiento requiere que sea separado de materiales incompatibles, en un lugar fresco, a prueba de incendio y ventilado.

En caso de fuga o derrame se debe evacuar la zona inmediatamente, eliminar potenciales fuentes de ignición y ventilar. En caso de incendios requiere uso de agua pulverizada, espuma resistente al alcohol, dióxido de carbono, mantener frío sus contenedores y demás instalaciones rociando con agua.

Algunos síntomas en caso de contacto, inhalación o ingestión son vértigo, debilidad, alteraciones a la vista, convulsiones y pérdida de conocimiento, entre otros.

Se debe evitar su liberación al medio ambiente en circunstancias distintas al uso normal.

9.1.4 Amoniaco

El amoniaco es un gas incoloro, inflamable, más ligero que el aire, las mezclas de aire/gas son explosivas. Es una base fuerte, reacciona violentamente con ácidos y es corrosivo. Reacciona violentamente con oxidantes fuertes, alógenos y otras sustancias. Ataca el cobre, aluminio, zinc y sus aleaciones. Al disolverse en agua desprende calor. Reacciona con la mayoría de los compuestos orgánicos e inorgánicos, causando peligro de incendio y explosión.

Requiere de un almacenamiento a prueba de incendio, separado de oxidantes, ácidos y halógenos, en un lugar freso y bien ventilado. Equipos eléctricos y de iluminación deben ser a prueba de explosión.

En caso de derrames o fugas, se debe evacuar el área, ventilar y aislar el área hasta que el gas se disperse. Para la protección personal se indica traje hermético de protección química, incluyendo equipo autónomo de respiración.

En caso de inhalación genera sensación de quemazón y dificultades respiratorias entre otros. En caso de contacto puede generar enrojecimiento y quemaduras cutáneas, además en caso de contacto con amoniaco en estado líquido genera congelación. Requiriere de asistencia médica inmediata.

Es muy tóxico para los organismos acuáticos, se aconseja impedir que sea incorporado al medio ambiente.

9.2 Criterios de Seguridad en la conducción de sustancias peligrosas

Para el Código Federal de Regulaciones CFR, Titulo 49 que se refiere a regulaciones en transporte en los Estadios Unidos, una sustancia peligros es aquella que expone la salud, la seguridad y la propiedad cuando es transportada comercialmente. En el Sistema Nacional de Emergencias de Uruguay (SINAE) se define los tipos de sustancias peligrosas de acuerdo con sus propiedades, con base en la clasificación estadounidense.

Dentro de las sustancias peligrosas, el SINAE incluye al dióxido de carbono dentro de los Gases no Inflamables y al hidrógeno dentro de los gases inflamables. En el caso del Metanol

o alcohol metílico se considera un líquido inflamable por tener un punto de inflamación por debajo de los 37°C y al Jet Fuel como Combustible por tener el punto de inflamación igual o superior a 37°C, según la clasificación de la NFPA 30[18]

La clasificación de una sustancia como peligrosa conlleva al uso de estrictos códigos de seguridad en el diseño, construcción y operación de los sistemas de transportes. Los códigos desarrollados por la CFR para transporte y distribución de fluidos por tuberías, aunque no son de estricto cumplimiento en todos los países, son referencias ineludibles para muchas instalaciones fuera de Estados Unidos. Estos códigos han venido evolucionando a raíz de los aprendizajes relacionados con la seguridad de instalaciones y con la experiencia acumulada en diferentes industrias.

En esta etapa del estudio estos códigos se asumen como guías que permitan acercarse al dimensionamiento de un futuro diseño seguro para el transporte de sustancias peligrosas en cuanto a lo siguiente:

- Factores de seguridad para el cálculo y selección de materiales, consideraciones de materialidad de los ductos y equipos.

- Requerimiento de instalaciones para prevención de fugas no intencionadas (las fugas intencionadas se consideran medidas de prevención en los sistemas a presión). Los sistemas de tuberías deben considerar instalaciones para la despresurización y venteo controlado, estaciones de válvulas para actuación de emergencia, etc. Así mismo, deben tener estaciones con válvulas que puedan bloquear y limitar el flujo una vez que se inicie un escape.

- Consideración de las medidas de protección contra la corrosión como un medio para la prevención del deterioro que pueden provocar una falta de contención: contenidos máximos de agua y contaminantes, consideración de sistema de protección catódica, sistemas de vigilancia (detección de fugas) y el requerimiento de inspección de pipelines (por ejemplo, estaciones de trampas para corridas con herramientas instrumentadas de inspección).

- Consideraciones de Prevención, Detección y combate de incendios.

Adicional a los códigos de diseño, el tipo de riesgo asociado a la inflamabilidad/combustibilidad de las sustancias requiere considerar criterios adicionales aun en etapas tempranas del diseño. De acuerdo con el antecedente suministrado, *Análisis de necesidades regulatorias para los proyectos de producción de hidrogeno verde y derivados*[19], en el punto 3.1.3. Seguridad Industrial, se indica la aplicabilidad de códigos de la NFPA para la protección contra incendios en instalaciones industriales.

En el caso del hidrógeno, la NFPA 2 aborda la manipulación, almacenamiento, uso y transporte de hidrógeno, proporcionando criterios específicos para la seguridad en diferentes etapas del proceso. Para líquidos inflamables/combustibles, la NFPA 30 regula el almacenamiento y manejo de estos líquidos, mientras que la NFPA 55 se ocupa de los sistemas de gases comprimidos y licuados, lo que incluye también al hidrógeno.

[18] National Fire Protection Association
[19] Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH *Análisis de la disponibilidad de CO_2 para la producción de derivados de H2 verde en Uruguay*

La clasificación de inflamabilidad/combustibilidad NFPA 30 para líquidos y la clasificación de gas inflamable para el hidrogeno en condiciones ambientales indicada en la NFPA 2 conlleva a medias de seguridad en cuanto a:

- Distanciamientos, requerimientos de ventilación, y otros requerimientos asociados con la ubicación y los espacios ocupados por instalaciones que manejan líquidos o gases inflamables/combustibles para prevenir un foco de incendio y/o su propagación.
- Detección y combate de incendios que pueden ser generados en el contexto de la operación con estos líquidos y gases.

Los requerimientos de detección (instrumentos y comunicación) y de combate (redes fijas y móviles) serán desarrollados en etapas posteriores de diseño y considerados para los estimados de costos.

En el caso del metanol, este tiene la particularidad de que, siendo totalmente miscible con agua, retiene su inflamabilidad incluso a concentraciones de agua muy altas. Una solución del 75% de agua y 25% de metanol en volumen se considera un líquido inflamable [20]. Esto tiene consecuencias importantes para efectos del combate a incendios.

Los incendios con metanol puro son diferentes a los incendios comunes: producen menos calor, son difíciles de ver (las llamas son casi invisibles a simple vista durante el día, y hay poco humo o ninguno), pueden iniciarse en circunstancias inesperadas (los límites de inflamabilidad están comprendidos entre el 6% y 36% de volumen en el aire) y son difíciles de extinguir con agua. Por lo anterior, es indispensable uso de tecnologías de instrumentación específicas para la detección temprana de un escape o incendio con metanol. La primera tecnología recomendada es la detección de vapor, ya que el metanol es inflamable a baja concentración (esto aplica también para el hidrógeno). La segunda tecnología es la formación de imágenes térmicas, que se han usado durante muchos años para identificar puntos calientes.[21]

La NFPA 69 es el estándar usado para prevención de explosiones que pueden ocurrir en un entorno específico de manipulación de metanol. Si bien los pipelines normalmente son enterrados, se tienen instalaciones superficiales a lo largo del trayecto.

En cuanto a la zonificación de atmósferas potencialmente explosivas, en el antecedente *Análisis de necesidades regulatorias para los proyectos de producción de hidrogeno verde y derivados en Uruguay*, en el punto 3.1.3: *Trámites relacionados con seguridad industrial*, se menciona la clasificación UL 1203[22] para entornos peligrosos según la presencia de gases inflamables.

La clasificación de área de acuerdo con la peligrosidad de la atmósfera permite la selección de los equipos eléctricos idóneos según NFPA 70 Código eléctrico que pueden operar dentro del área. Esto se considera como un criterio adicional de diseño seguro. En caso de ser necesario, se factorizará en estimados de costos el uso de estos equipos especiales para áreas clasificadas.

9.3 Criterios de Manejo de CO_2

En un contexto de mitigación de riesgos de operación en el almacenamiento y transporte de CO_2, existe la posibilidad de liberación de emisiones a la atmósfera (ya sea controlada por

[20] *Manual de manipulación segura del metanol*. 2013. Methanol Institute. www.methanol.org
[21] *Manual de manipulación segura del metanol*. 2013. Methanol Institute. www.methanol.org
[22] Underwrite Laboratory/ American National Standards Institute UL1203 *Explosion Proof and Dust-ignition Proof Electrical Equipment for use in Hazardous Locations*

razones de mantenimiento o seguridad, o no controlada como un evento imprevisto), lo cual provoca que la corriente de CO_2 se expanda y se enfríe a medida que cae la presión.

Al liberarse a la atmósfera, el CO_2 se presentará en fase sólida (como la nieve) y no como un líquido, lo cual influye en la formación de una "nube" de CO_2 que se libera y toma un comportamiento de dispersión (cuando la nube interactúa con las condiciones topográficas y meteorológicas predominantes). Como las nubes de CO_2 son más pesadas que la atmósfera, tenderán a permanecer cerca del suelo y fluir hacia puntos bajos, lo que podría provocar zonas donde se reduzca el contenido de oxígeno. Una liberación intencional de CO_2 de una tubería o tanque de almacenamiento podría deberse perceptiblemente a requisitos operativos y deberá cumplir con las normas aceptadas por la industria, las cuales buscan el equilibrio entre minimizar los riesgos y la economía de operación. Es interesante señalar que no existe una norma internacional para la aplicación de un umbral para la relación entre la exposición al CO2 y la probabilidad de muerte humana. Sin embargo, existe abundante literatura sobre los peligros relativos del CO2 y las normas de la Administración de Seguridad y Salud Ocupacional de EE.UU (OHSA[23]) y del Instituto Nacional de Salud y Seguridad Ocupacional (NIOSH[24]).

Los eventos de riesgo se pueden gestionar a través de una jerarquía aceptada de estrategias para remediar si es necesario. Por ejemplo, allí existe una gama de opciones de mitigación que pueden ayudar a reducir la probabilidad de grandes emisiones debidas a interferencia de terceros, incluyendo:

- Salvaguardas de ingeniería para reducir la duración, la escala y la exposición a las emisiones de CO_2 (potencialmente mediante la utilización de válvulas de retención o de bloqueo para reducir el riesgo y/o las razones operativas/de mantenimiento);
- Proporcionar protección física a los estanques y tuberías, como aumentar la cobertura del suelo o usar protectores de láminas de concreto (que pueden reducir la probabilidad de falla en un factor de 10), o el uso de materiales de mayor calidad, selección de materiales y protección catódica para ayudar a reducir la incidencia de la corrosión);
- Registro de tuberías en la base de datos del sistema público para informar a terceros, operaciones y potencialmente evitar; daños por otras actividades; y/o hacer la notificación de la intención Las actividades de excavación por parte de terceros son una condición obligatoria.

9.4 Criterios de Manejo de H_2

Una de las preocupaciones principales en el diseño de sistemas de almacenamiento y transporte de hidrógeno es el daño generado por el hidrogeno en el acero. La llamada fragilización del acero es un fenómeno que se da a temperaturas por debajo de los 200°C y es dependiente de varios factores como lo son la resistencia y composición del material, presión del servicio, etc.[25]. Aun así, el acero al carbono es un material permitido por el código ASME B31.12 para el manejo de hidrógeno.

Según el código ASME B31.12 existe data suficiente que demuestra algunas tendencias que pueden ayudar a la selección de materiales para almacenamiento y transporte de hidrogeno. La tendencia más general indica que el posible debilitamiento que puede ocasionar el hidrógeno en aceros al carbono aumenta con materiales de mayor resistencia. Como la consecuencia de la fragilización del acero en servicios de hidrogeno puede ser muy severa,

[23] Occupational Health and safety administration. https://www.osha.gov
[24] National Institute for occupational safety and health
[25] ASME STP-PT-006 *Design guidelines for hydrogen piping and pipelines*

la recomendación es que no solo se considere un límite mínimo de resistencia en la selección del acero para resistir presiones, sino también un límite máximo.

Otros factores pueden ser considerados para disminuir el efecto de la fragilización, como lo es la utilización de revestimientos internos o la disminución de las fluctuaciones de la presión, de acuerdo con lo indicado en *Analysing future demand, supply, and transport of hydrogen* (2021)[26]. La preselección de materiales que ofrecen los códigos no exime a los diseñadores de seleccionar los materiales que cumplan estrictamente con las condiciones a las cuales se realiza el manejo de hidrógeno. El hidrógeno, al ser una molécula tan pequeña, es más propenso que otros gases a fugas e impregnación, por lo que es importante una correcta selección de materiales, incluyendo válvulas, acoples, material de aporte en soldaduras, etc.

9.5 Criterios de almacenamiento de Metanol y Jetfuel

9.5.1 Consideraciones generales para Parques de Almacenamiento en Tierra (AGS)

En este estudio, si bien el almacenamiento en los distintos polos industriales, destinos o centros de exportación será para los Productos Metanol y Jetfuel, se dará mayor énfasis a los aspectos de seguridad relacionados al Metanol, por ser éste el más crítico.

El Metanol obtenido de los centros de producción será conducido a los centros de almacenamiento de Metanol, donde se almacenarán para su posterior despacho en los puertos de exportación. El almacenamiento de Metanol y JetFuel está sujeto a las mismas disposiciones que el almacenamiento de Hidrocarburos Líquidos (como la Gasolina). El Metanol se almacena en zonas de tanques que consisten en tanques exteriores con techos flotantes, y tanques menores flotantes con deflectores internos. Los tanques deben estar conectados a tierra para evitar los peligros relacionados con las descargas de electricidad estática. El control de inflamación se realiza generando atmósfera de nitrógeno o por designación de una zona de peligro con control de inflamación. El control de derrames se realiza mediante bermas que deben estabilizarse por medio de compactación, usando una tela adecuada resistente al metanol, o con hormigón.

El almacenamiento en tanques debe hacerse en instalaciones que cumplan la normativa sobre materias inflamables y peligrosas. El metanol arde con una llama no luminiscente, que puede ser invisible a la luz solar brillante. El personal de respuesta debe estar equipado con dispositivos infrarrojos que permitan la detección de calor remota y de la temperatura relativa.

Las instalaciones de almacenamiento en tierra, muelles y terminales marítimos están dotadas de tanques con techos flotantes para la manipulación de Metanol. El uso de techos flotantes internos es para evitar la contaminación (exterior o de humedad o agua). Las instalaciones deben estar equipadas con detección de fugas y alarmas. La capacidad de supresión de incendios y la respuesta ante derrames es requerida por las compañías aseguradoras. Se puede considerar la utilización de una atmósfera de gas inerte (como lo es el Nitrógeno), la cual añade un nivel adicional de protección contra la inflamación dentro del espacio de vapor del tanque. Como el gas nitrógeno (N2 (g)) es un gas asfixiante, se deben tomar precauciones especiales para tener acceso al techo del tanque y entrar en tanques purgados. La atmósfera de nitrógeno tiene la ventaja adicional de preservar la pureza del Metanol. El nitrógeno seco es el gas preferido para formar una atmósfera de gas inerte, el cual no debe contener dióxido de carbono, para así evitar la corrosión en presencia de aire

[26] European Hydrogen Backbone. 2021. *Analysing future demand, supply, and transport of hydrogen European Hydrogen Backbone.* www.ehb.eu

húmedo y evitar la contaminación del producto, la cual podría aumentar la acidez y corrosividad del metanol.

Entre los controles de ingeniería relacionados con los tanques de almacenamiento de Metanol se incluyen los siguientes:

- Protección contra el exceso de llenado por medios de alarmas de alto nivel visibles y audibles; accionamientos con instrumentos automáticos para detener el flujo antes del llenado excesivo; respiraderos con apagallamas.

- Sistemas de contención secundarios, como diques, retenciones o bermas; detectores y alarmas de vapor; y detectores de gases explosivos para detectar y advertir de peligros de incendios o explosiones en caso de una fuga.

- El metanol debe almacenarse en un área bien ventilada con bermas, diques o retenciones.

- Si se diseña de acuerdo con NFPA 30, el área de almacenamiento debe poder contener al menos el 110% del volumen del tanque de almacenamiento más grande en el área contenida.

- En el caso de una fuga dentro del área de contención, el Metanol líquido acumulado debe cubrirse idealmente por completo con espuma resistente al alcohol.

- Si el área de contención tiene las dimensiones adecuadas, el derrame de metanol podrá diluirse con al menos cuatro partes de agua a una parte de metanol para reducir el riesgo de incendios.

- Estas precauciones deben tomarse sin que importe si el metanol está en combustión. El objetivo es impedir la migración de vapor y el retorno de llama reduciendo la velocidad de las fugas de vapor desde la superficie líquida.

Es probable que las fugas de vapores de Metanol se dispersen con relativa rapidez. Las medidas de respuesta apropiadas son aislar el área 100 a 200 [m] a partir de la fuente del derrame en todos los sentidos y mantenerse contra el sentido del viento de la columna de vapor de la fuga. Si el incidente comprende un camión cisterna, tanque o un vagón cisterna, será necesario ampliar el área de aislamiento a 800 [m] a partir del origen de la fuga. La finalidad de ampliar el radio del límite de exclusión es proteger al personal contra el exceso de presión, el flujo radiante térmico en el caso de BLEVE.

Simulaciones específicas para el caso de parque de tanques en terminales portuarias de exportación han sido llevadas a cabo como parte de un análisis de zonas amenazadas ante escenarios de incendios y explosiones. Estos análisis específicos se presentan en la sección 10.10.5 como parte del análisis técnico-económico de los potenciales puertos de exportación.

9.5.2 Sistema de Protección contra incendios

Además, se deben tomar medidas para prevenir y contener los incendios, ya que el Metanol es un combustible de bajo punto de inflamación, tiende a acumularse cerca del suelo y no se disipa en áreas cerradas y sin ventilación. Estas características exigen medidas de seguridad específicas que eviten la formación de vapores de Metanol y la instalación de equipos adecuados de ventilación, detección de fugas, detección de calor y extinción de incendios. El Metanol se envía habitualmente a todo el mundo y la industria marina tiene amplia

experiencia en el manejo seguro del Metanol. Más información respecto a la seguridad del Metanol se puede encontrar en el *Manual de manipulación segura del Metanol (quinta edición)*.

Debido a sus características, el Metanol siempre se debe mantener dentro de sistemas cerrados y no se debe dejar abierto a la atmósfera. Se deben considerar medidas para el control de incendios que involucren la utilización de espuma, para lo cual se basará en la norma NFPA 11: Standard para espuma de baja, media y alta expansión. Bajo esta norma, un incendio producido en la instalación se clasificará como Clase B; incendio en líquidos inflamables, líquidos combustibles, grasas de petróleo, alquitranes, aceites, pinturas a base de aceite, disolventes, lacas, alcoholes y gases inflamables. En general, la protección contra incendios para tanques de gasolina es suficiente para los tanques de metanol, siempre y cuando se tengan precauciones adicionales para la detección de fugas, peligros tóxicos y disponibilidad de espuma de supresión de incendios compatible con el alcohol. Uno de estos sistemas es explicado a continuación:

- Sistema de espuma de aire comprimido (CAFS): Un sistema que emplea dispositivos de descarga de espuma de aire comprimido o mangueras conectadas a un sistema de tuberías a través del cual se transporta la espuma desde una cámara de mezcla. La descarga de CAFS comienza con la activación automática de un sistema de detección, o con la activación manual que abre las válvulas, permitiendo que la espuma de aire comprimido generada en la cámara de mezcla fluya a través de un sistema de tuberías y se descargue sobre el área servida por los dispositivos de descarga o mangueras. Los peligros que los sistemas de espuma de aire comprimido pueden proteger incluyen líquidos inflamables y líquidos combustibles. Se recomienda usar una espuma formadora de película acuosa resistente al alcohol (AR-AFFF) con equipos de suministro de espuma al 6 % (con agua) en incendios de Metanol.

La estimación de la Carga de Incendio utilizara como valores de Poder Calorífico Específico de 19 [MJ/kg] para el Metanol, extraídos de la Normativa *"Carga de Fuego en Edificaciones y Áreas de Riesgo"* [27]. Se obtiene un valor de Carga de Incendio mayor a 1200 [MJ/m²] para la sección de almacenamiento, por lo que acorde con la Tabla 3.6-8 extraída de la normativa de "Sistemas de Tomas de Agua y Bocas de Incendio" se obtiene que el establecimiento es de Tipo 5 (alto peligro)[28].

Los incendios con Metanol puro no son como la mayoría de los incendios comunes. Los incendios de metanol producen menos calor (tienen una baja temperatura de llama); transfieren menos calor a los alrededores (las llamas no son luminosas); son difíciles de ver (las llamas son casi invisibles a simple vista durante el día, y hay poco humo o ninguno); pueden iniciarse en circunstancias inesperadas (los límites de inflamabilidad están comprendidos entre el 6% y 36% de volumen en el aire); son difíciles de extinguir con agua (100% miscibles); y son inflamables con el 75% de agua en volumen. Se dispone de dos tecnologías de instrumentación para la detección temprana de un incendio con metanol. Lo primero es la detección de vapor. Si una fuente de metanol emite grandes cantidades de vapor, es sólo cuestión de tiempo antes de que se produzca la inflamación y el retorno de llama. Si se actúa a tiempo, la fuente de vapor puede aislarse y mitigarse antes de que se inflamen los vapores. La segunda tecnología es la formación de imágenes térmicas, que se han usado durante muchos años para identificar puntos calientes y conexiones sueltas en sistemas eléctricos.

Si hay presente vapor de Metanol en concentraciones aproximadas al límite de inflamabilidad, o menores (6% en volumen), entonces debe asegurarse que la inflamación sea posible. Una vez que se produzca la inflamación, se producirá la combustión bien sea en forma de incendio

[27] Fuente: Subdirección Nacional de Bomberos - Ministerio del Interior, 2010.
[28] Fuente: Subdirección Nacional de Bomberos - Ministerio del Interior, 2017.

o explosión. Si la temperatura ambiente es superior al punto de inflamación, y si hay mucho espacio con vapor en un recipiente, tanque, habitación, edificio o recinto, entonces es más probable que se produzca un retorno de llama y una explosión.

El Metanol tiene una baja temperatura de llama que, en combinación con llamas no luminosas, reduce sustancialmente el índice de flujo térmico radiante. La baja temperatura de llama combinada con un bajo flujo térmico radiante permite a los bomberos aproximarse más al incendio que lo que sería posible con un incendio de gasolina o diesel.

La presión de vapor relativamente alta del metanol puro hace que éste se volatilice fácilmente en el aire. En la atmósfera, el vapor de metanol reacciona con óxidos de nitrógeno (NOx) para producir nitrato de metilo. El metanol, como compuesto orgánico volátil (VOC), puede contribuir a la formación de aire contaminado de carácter petroquímico. El metanol se descompone a la luz solar, y tiene una vida media de 17 a 18 días. Después de 5 días, la eliminación estimada del medio ambiente es del 75 % al 82 %, y hasta del 95 % en 20 días.

Los derrames mayores deben diluirse con agua y contenerse en diques para luego desecharlos. El sistema de iluminación debe estar conectado a tierra. Las estructuras y recipientes altos deben tener conductores de pararrayos bien conectados a tierra.

La conexión a tierra es especialmente importante para proteger al Metanol contra la inflamación accidental que puede resultar de descargas de electricidad estática. El Metanol es un compuesto polar que conduce la electricidad. Los tanques y los recipientes de almacenamiento deben tener un sistema de llenado con tubo profundo como protección contra la inflamación accidental provocada por la electricidad estática generada debido a la caída de líquido por el aire.

Las mangueras deben tener una conexión a tierra. En situaciones de carga y descarga de Metanol, debido a la posibilidad de que se generen chispas debido a la acumulación de electricidad estática. El Metanol no acumula electricidad estática. La conductividad eléctrica del metanol es relativamente alta en comparación con la de la mayoría de los materiales combustibles. Sin embargo, deben establecerse límites de velocidad en operaciones de transferencia donde haya posibilidades de elevadas caídas de presión, impactos hidráulicos y erosión.

En años recientes se ha señalado el peligro de usar artículos eléctricos personales tales como teléfonos móviles, computadoras portátiles, etc., en ambientes sometidos a atmósferas potencialmente explosivas, por ejemplo, gasolineras y terminales de llenado de combustible. La energía necesaria para inflamar vapores de gasolina (0,2 [mJ] en la relación de mezcla óptima para la combustión) es similar a la energía producida por la electricidad estática y por las chispas producidas por dispositivos de bajo voltaje cuando se inflaman. No se recomienda utilizar componentes eléctricos como teléfonos móviles y computadoras portátiles en una atmósfera potencialmente inflamable.

Los teléfonos móviles pueden inflamar vapores de gasolina, etanol, metanol, propano y gas natural comprimido (CNG).

9.5.3 Consideraciones Ambientales en caso de derrames

El Metanol es completamente miscible en agua y biodegradable. En caso de derrame, es muy probable que los efectos sobre la vida marina sean temporales y totalmente reversibles. La Oficina de Prevención de Contaminación y Sustancias Tóxicas de la EPA determinó que el Metanol es esencialmente no tóxico en cuatro especies de peces que fueron evaluadas, según los valores comunicados de las concentraciones letales medias y efectivas. Sin

embargo, la biodegradación del metanol resultante de una fuga en aguas superficiales puede agotar el oxígeno del agua, lo que a su vez podría dañar las especies de peces locales.

A concentraciones mucho mayores que 1.000 [mg/l], y principalmente mayores que 10.000 [mg/l], el Metanol es tóxico para organismos acuáticos como peces, dafnias y algas. Según la EPA, estos valores indican una toxicidad aguda baja de metanol para peces de agua dulce. La toxicidad del Metanol para las plantas acuáticas es variable. Es muy tóxico para las zosteras y cubiertas de algas y tiene una baja toxicidad para las algas verdes.

Para la población, el Metanol es tóxico en caso de ingestión, contacto con la piel o inhalación.

9.6 Análisis de Riesgo de localizaciones propuestas

Parte del alcance para la implementación de un sistema productivo de hidrogeno verde y derivados requiere la construcción y/o uso de infraestructura fija, entre los que encontramos electrolizadores, plantas de generación, puertos, entre otros.

Desde el punto de vista de riesgos, se ha considerado dos elementos que deben ser incorporados en el proceso de definición de su ubicación: el índice de riesgos de eventos extremos (IREE) y la población (cantidad de habitantes), en ambos casos considerando la organización territorial a nivel de Departamento y Sección Censal respectivamente.

El IREE, corresponde a un indicador de riesgo calculado por el SINAE (Sistema Nacional de Emergencias), el cual se compone del índice de riesgo por eventos extremos (nivel de exposición a eventos extremos de la naturaleza) y el factor de agravamiento (nivel de vulnerabilidad de la población), ambos referenciados a una misma Sección Censal.

El IREE calculado por el SINAE presenta diez niveles de riesgo, los cuales, para efectos del presente análisis, se ha determinado agruparlos para llevarlo solo a cinco niveles, como se presenta en la tabla a continuación, siendo el nivel 1 el de menor riesgo y el nivel 5 el mayor riesgo.

Tabla 9-1: Niveles de riesgo IREE

IREE por sección sensal		Nivel de riesgo
Mínimo	Máximo	
0,00	0,01	1
0,02	0,05	
0,06	0,10	2
0,11	0,25	
0,26	0,50	3
0,51	0,75	
0,76	1,00	4
1,01	1,25	
1,26	1,50	5
1,51	1,60	

Para el caso de la población, la información disponible se encuentra desagregada a nivel de Segmento, una apertura más detallada que Sección Sensal, pero manteniendo una agrupación que genera cinco niveles. Similar al caso anterior, se ha asignado el nivel 1 a la menor población y nivel 5 a la mayor población.

Tabla 9-2: Niveles de riesgo población

Población por segmento		Nivel de riesgo
Mínimo	Máximo	
0	150	1
151	300	2
301	500	3
501	1000	4
1001	8000	5

Como criterio inicial se sugiere que aquellas áreas con niveles de riesgo 4 y 5, debiesen considerarse como menos preferentes, aquellos con nivel de riesgo 2 y 3 pueden ser considerados siempre y cuando sean desarrollados análisis de trade off que permitan evaluar adecuadamente la conveniencia de instalarse en un lugar con dicho nivel de riesgo y finalmente se debieran considerar como áreas preferentes aquellas con nivel de riesgo 1, es decir, áreas con bajo índice de riesgo por eventos extremos y bajo nivel de población.

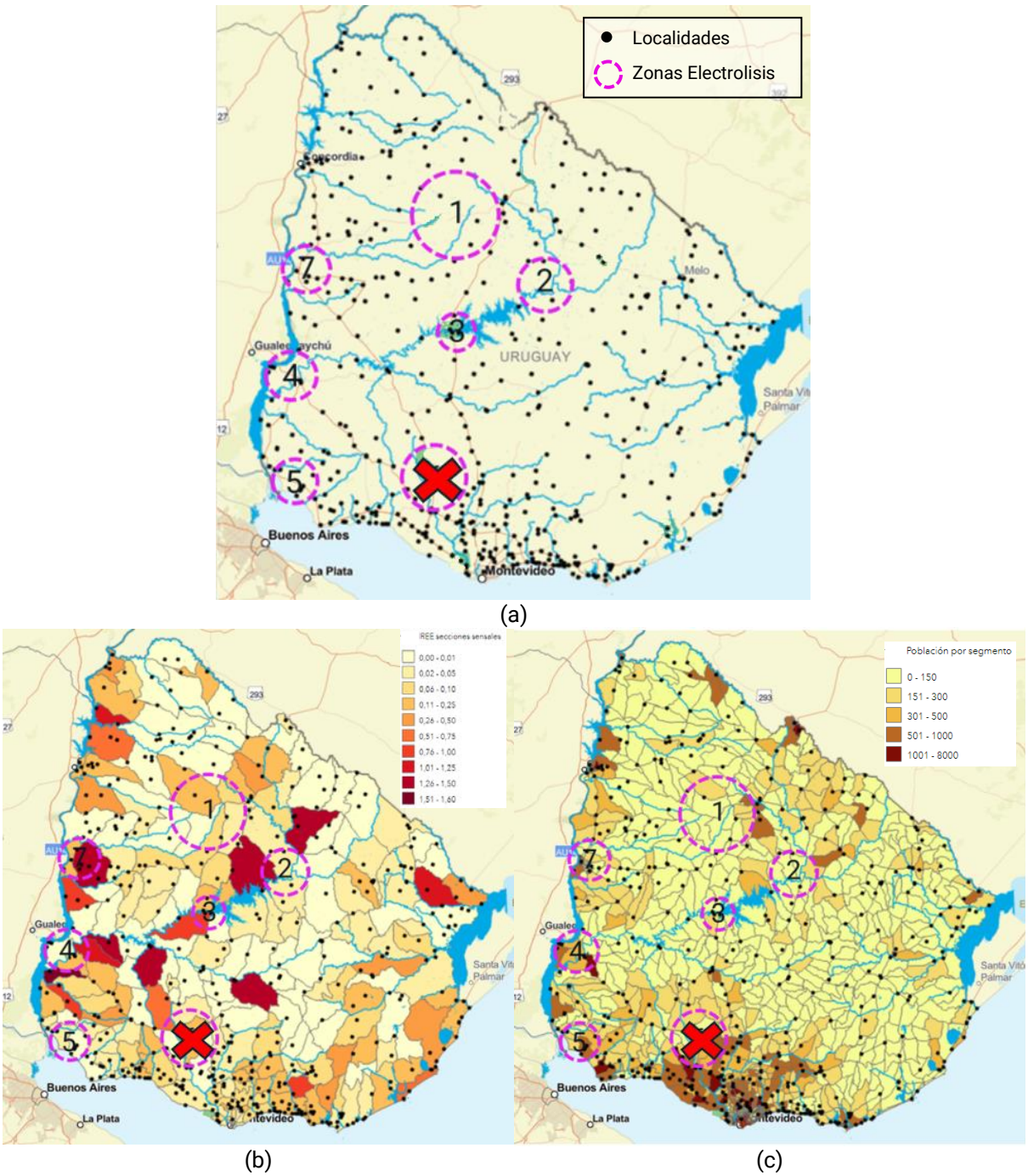
En el caso de infraestructura existente que pueda ser utilizada por futuros proyectos de Hidrógeno, el nivel de riesgo existente deberá ser considerado en la decisión, buscando siempre el menor nivel de riesgo posible.

Las secciones a continuación presentan el análisis realizado teniendo en cuenta estas consideraciones.

IMPORTANTE: *Cabe destacar que este análisis pretende brindar una caracterización a alto nivel desde el punto de vista de riesgos y seguridad. Por lo tanto, no constituye ni reemplaza bajo ningún concepto una caracterización de línea de base, la cual debe ser desarrollada y analizada para cada proyecto en cuestión, en base a los requerimientos y lineamientos de la autoridad competente. A su vez, dado que cada proyecto estaría ubicado en un área específica dentro de estas macrozonas definidas por lo que su afectación hacia el entorno puede diferir ampliamente de las características generales de la macrozona correspondiente. Por lo tanto, los valores promedios reportados constituyen únicamente un indicador de cuánta flexibilidad existe a nivel territorial dentro de cada macrozona para la ubicación de un emprendimiento desde el ámbito de riesgo y seguridad. Para el desarrollo de futuros proyectos, se recomienda ampliar el análisis realizado, considerando aristas que no fueron incluidas en esta consultoría, como lo son escenarios de cambios climáticos, medidas de mitigación de riesgo en actividad industrial y procesos productivos, entre otros.*

9.6.1 Electrolizadores

Como ha sido presentado en capítulos anteriores, se considera en principio 7 posibles áreas para la ubicación de electrolizadores. La figura a continuación muestra las áreas definidas con potencial de ubicar electrolizadores (a), así como su superposición con las capas de IREE (b) y población del segmento (c).



(a)

(b) (c)

Figura 9-1: Zonas definidas para electrolizadores (a), IREE (b) y Población (c)[29].

Teniendo en cuenta las posibles locaciones para electrolizadores, los mapas de IREE y de población, y los criterios antes indicados respecto a un nivel de riesgo 1, tanto para el IREE como para la población, la figura a continuación muestra las áreas en que estos tres elementos se traslapan, mostrando así el área donde los electrolizadores presentan el menor nivel de riesgo, tanto para la población como frente a eventos de riesgos extremos. Se puede apreciar que en la mayoría de las zonas definidas con potencial de instalar electrolizadores

[29] Zona 6 fue desestimada, según lo indicado en capítulo 8.2.

existe un área disponible con flexibilidad de ubicación. El caso más desfavorable es la de la zona 7, donde el área disponible es la menor de todas.

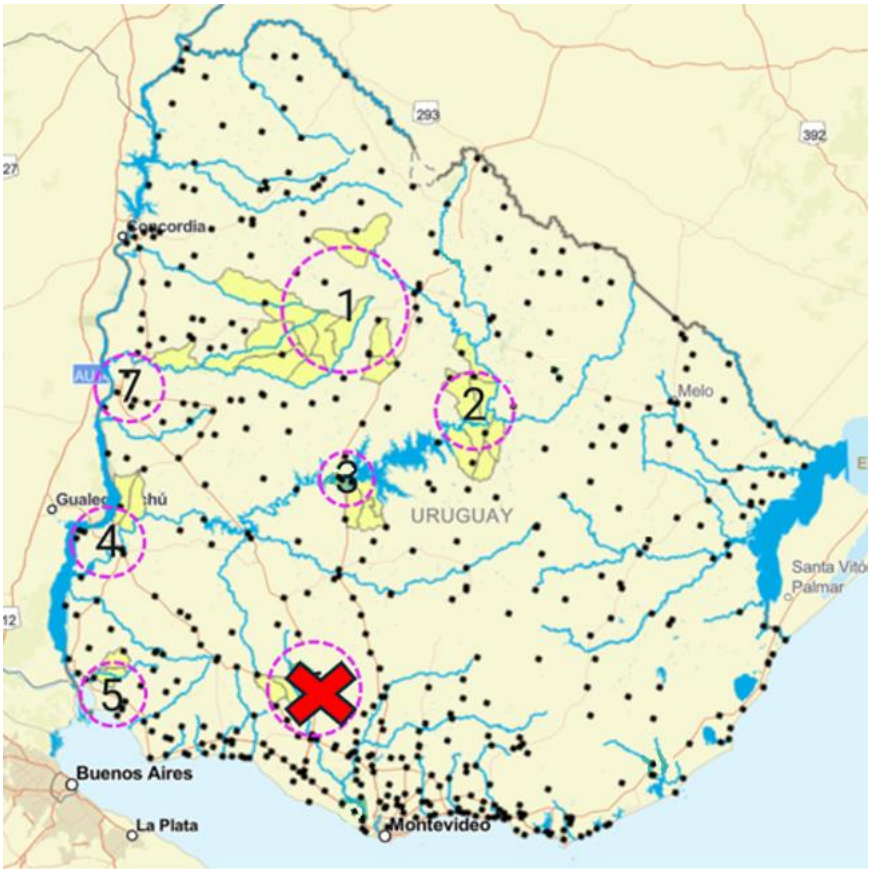


Figura 9-2: Áreas con menor nivel de riesgo en cada zona definida para electrolizadores[30].

La tabla a continuación muestra que porcentaje aproximado del área de cada zona definida para los electrolizadores presenta un nivel de riesgo 1 para la población y para los eventos de riesgo extremo.

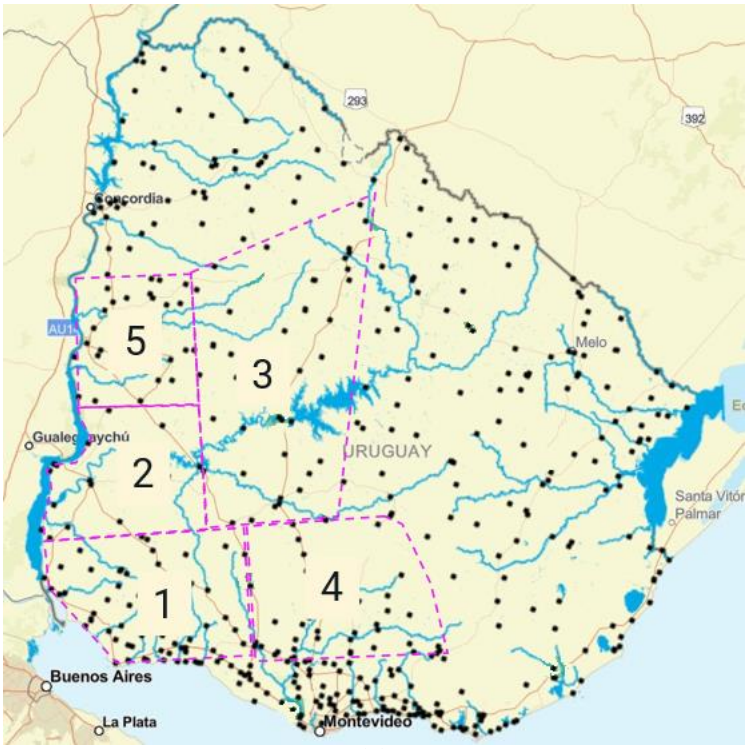
Tabla 9-3: Porcentaje de zonas de electrolisis con un nivel de riesgo 1 (IREE y población).

Zona	Nivel de riesgo 1 (IREE y población)
1	49,1%
2	67,3%
3	22,5%
4	7,8%
5	15,9%
7	0,2%

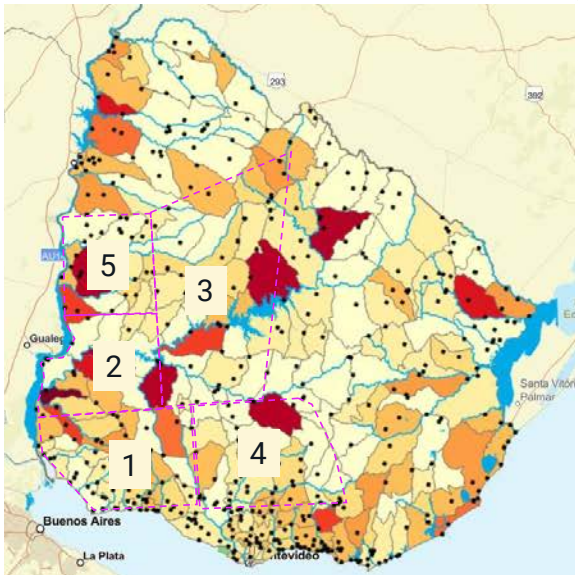
[30] Zona 6 fue desestimada, según análisis de Capítulo 8.2.

9.6.2 Hub industriales

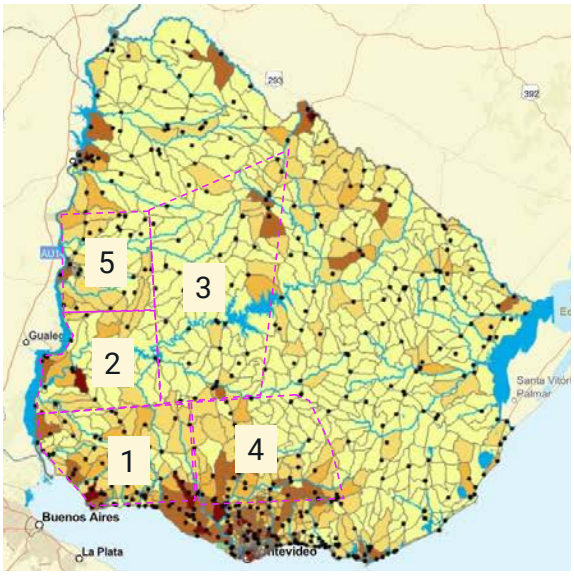
La figura a continuación muestra las zonas con potencial de ubicar los Hub industriales (a), junto a las capas de riesgo del IREE (b) y de población (c).



(a)



(b)



(c)

Figura 9-3: Zonas definidas para Hub Industriales (a), IREE (b) y Población (c).

Teniendo en cuenta las posibles locaciones para HUB Industriales, los mapas de IREE, el mapa de población y los criterios antes indicados respecto a un nivel de riesgo 1 tanto para el IREE como para la población, la figura a continuación muestra las áreas en que estos tres

elementos se traslapan, mostrando así el área donde los HUB Industriales presentan el menor nivel de riesgo, tanto para la población como frente a eventos de riesgos extremos.



Figura 9-4: Áreas con menor nivel de riesgo en cada zona definida para HUB industriales.

La tabla a continuación muestra que porcentaje aproximado del área de cada zona definida para los HUB industriales presenta un nivel de riesgo 1 para la población y para los eventos de riesgo extremo.

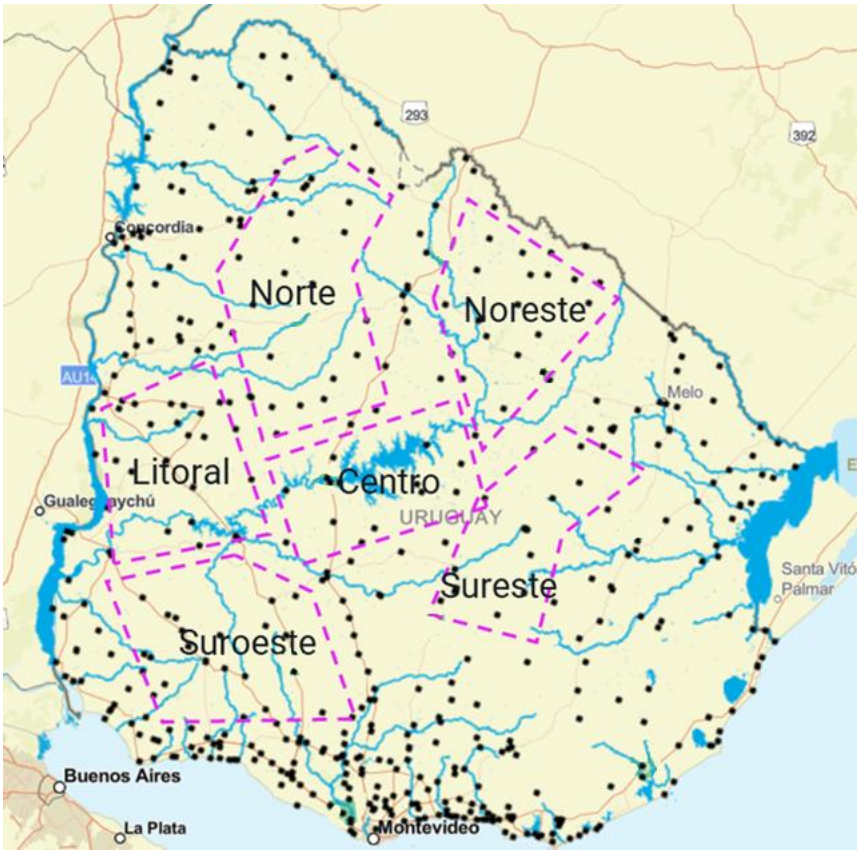
Tabla 9-4: Porcentaje de zonas de Hubs Industriales con un nivel de riesgo 1 (IREE y población).

HUB	Nivel de riesgo 1 (IREE y población)
1	24%
2	61%
3	82%
4	37%
5	50%

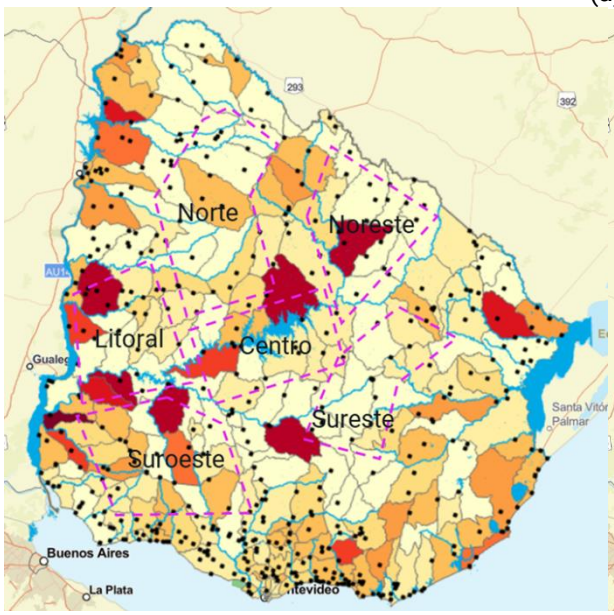
Se puede apreciar que en todas las zonas se observa un área disponible de aproximadamente un 50% o más con el menor nivel de riesgo posible.

9.6.3 Zonas de generación

La figura a continuación muestra las zonas con potencial de ubicar las zonas de generación, junto a las capas de riesgo del IREE y de población.



(a)



(b)



(c)

Figura 9-5: Zonas definidas para generación (a), IREE (b) y Población (c).

Teniendo en cuenta las posibles locaciones para generación, los mapas de IREE y el mapa de población y los criterios antes indicados respecto a un nivel de riesgo 1 tanto para el IREE como para la población, la figura a continuación muestra las áreas en que estos tres elementos se traslapan, mostrando así el área donde la generación presentan el menor nivel de riesgo, tanto para la población como frente a eventos de riesgos extremos. Se puede apreciar que en las zonas definidas se observa un área disponible con flexibilidad de ubicación para los HUB Industriales.

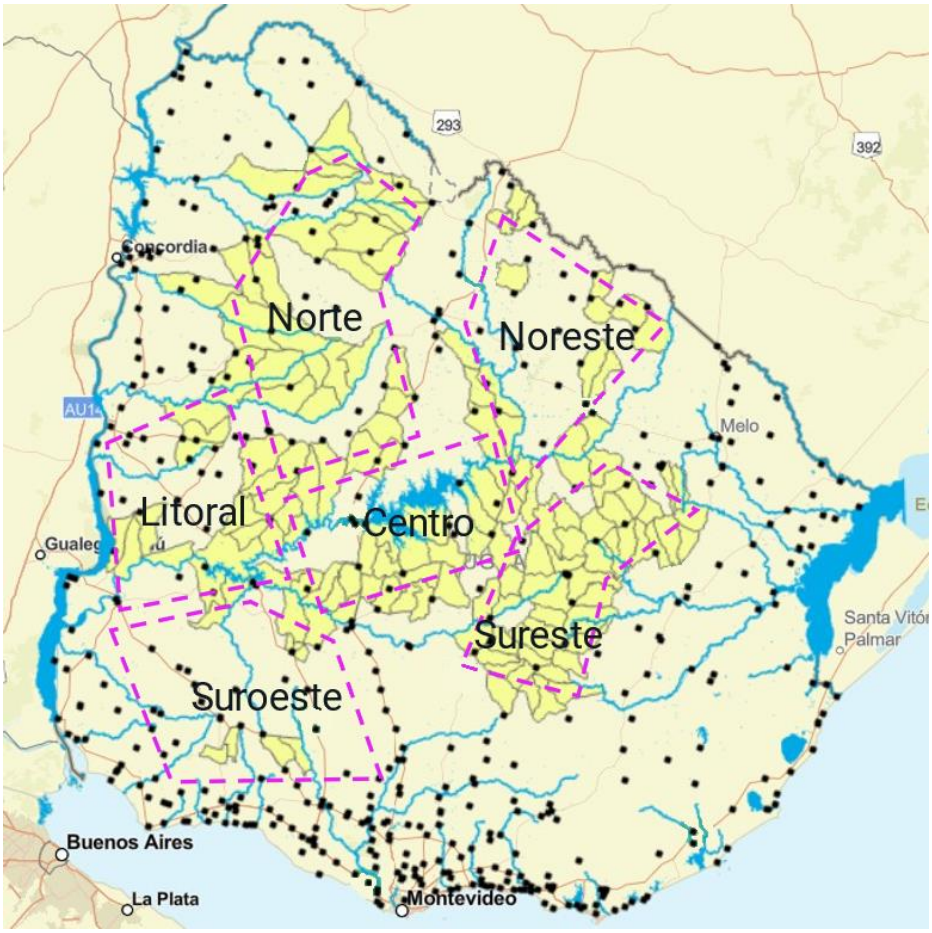


Figura 9-6: Áreas con menor nivel de riesgo en cada zona definida para generación.

La tabla a continuación muestra que porcentaje aproximado del área de cada zona definida para generación presenta un nivel de riesgo 1 para la población y para los eventos de riesgo extremo.

Tabla 9-5: Porcentaje de zonas de generación con un nivel de riesgo 1 (IREE y población).

HUB	Nivel de riesgo 1 (IREE y población)
Centro	59%
Litoral	46%
Noreste	23%
Norte	65%

HUB	Nivel de riesgo 1 (IREE y población)
Sureste	91%
Suroeste	9%

Se puede ver que, para el caso de las zonas de generación, la zona suroeste presenta el escenario más desfavorable, con solo un 9% aproximado de dicha área donde se presenta el menor nivel de riesgo.

9.6.4 Corredor de pipeline y líneas eléctricas

La figura a continuación muestra los corredores de pipeline/líneas eléctricas, junto a las capas de riesgo del IREE y de población.

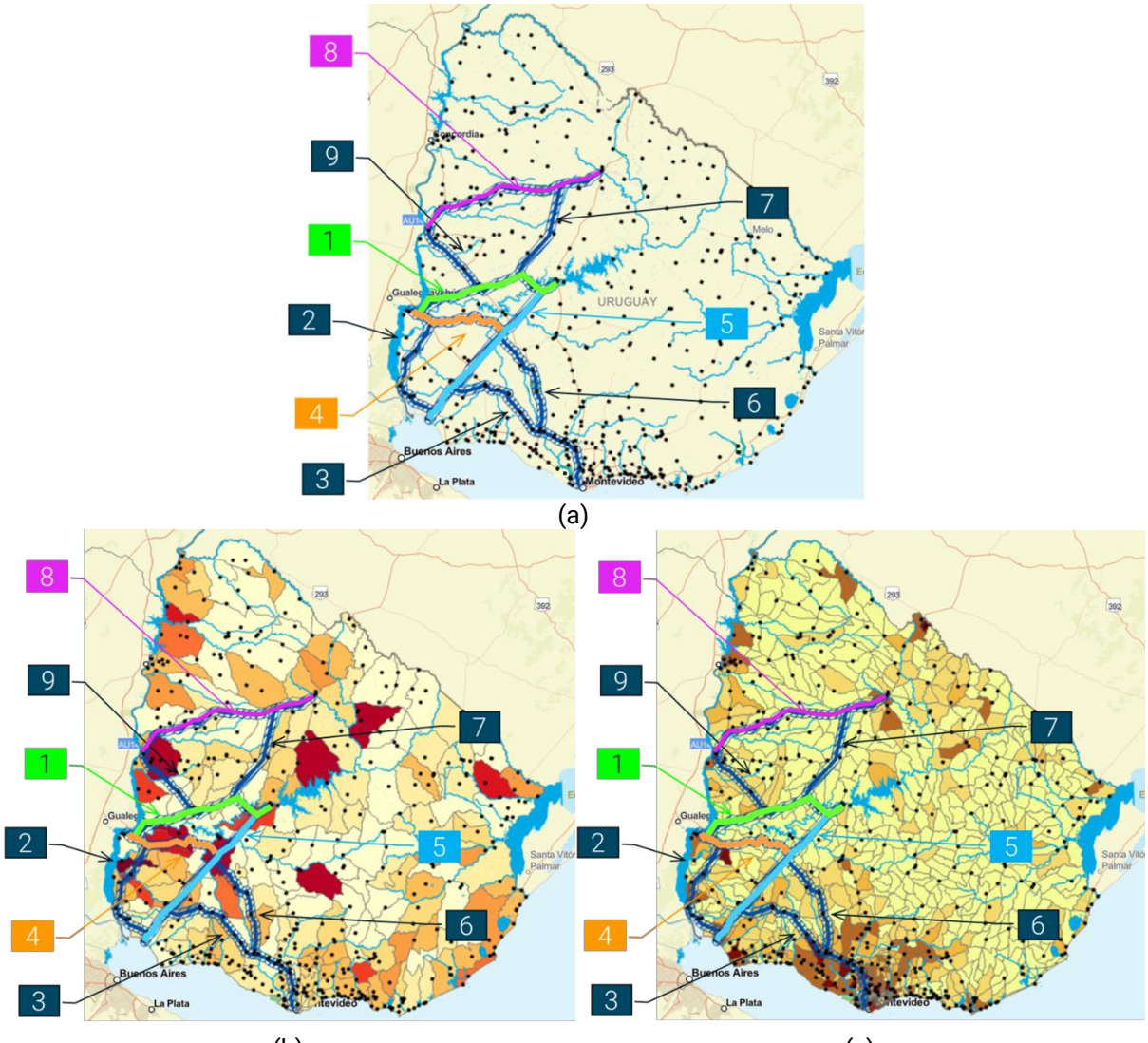


Figura 9-7: Zonas definidas para corredor pipeline y líneas eléctricas (a), IREE (b) y Población (c).

Teniendo en cuenta las posibles locaciones para generación, los mapas de IREE y el mapa de población y los criterios antes indicados respecto a un nivel de riesgo 1 tanto para el IREE como para la población, la figura a continuación muestra las áreas en que estos tres elementos se traslapan, mostrando así el área donde los corredores presentan el menor nivel de riesgo, tanto para la población como frente a eventos de riesgos extremos.

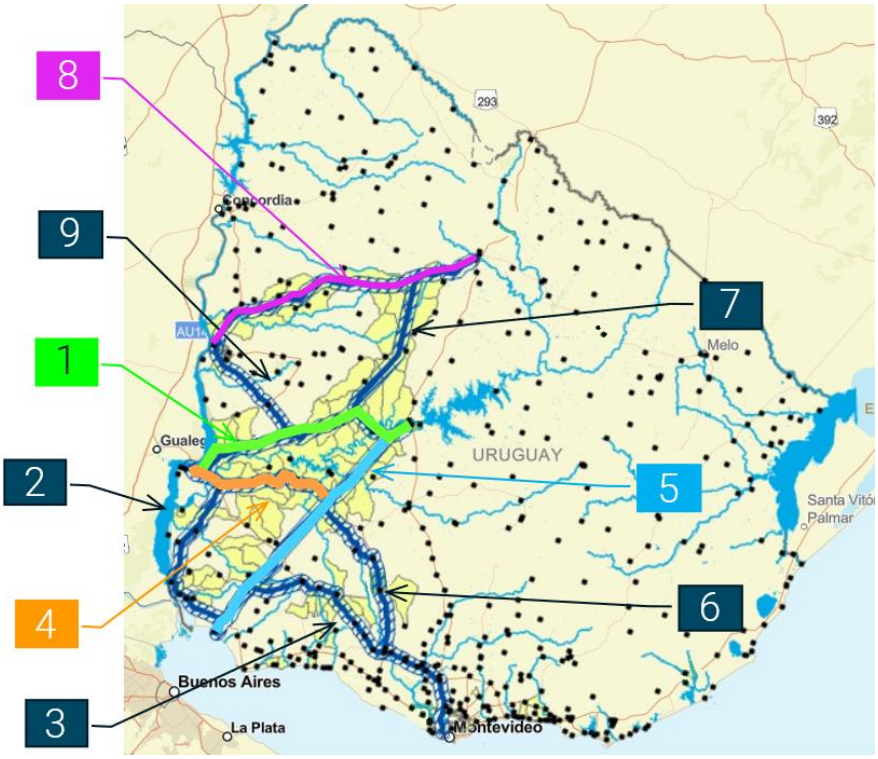


Figura 9-8: Áreas con menor nivel de riesgo en cada zona definida para generación.

La tabla a continuación muestra que porcentaje del área de cada los corredores presenta un nivel de riesgo 1 para la población y para los eventos de riesgo extremo.

Tabla 9-6: Porcentaje de corredores de pipeline con un nivel de riesgo 1 (IREE y población)

HUB	Nivel de riesgo 1 (IREE y población)
Corredor 01	69%
Corredor 02	16%
Corredor 03	16%
Corredor 04	76%
Corredor 05	48%
Corredor 06	33%
Corredor 07	82%
Corredor 08	75%
Corredor 09	50%

10 Análisis Técnico-Económico

En este capítulo se generaron indicadores técnicos y económicos que nos permitan caracterizar las zonas propuestas en el Capítulo 8, y cada uno de los medios de transporte que servirán de conexión entre estas.

Para el análisis económico, se considerarán los elementos principales que afecten al Capex y Opex (estos variarán según el medio), tomando como base precios referenciales de Benchmarking y Base de Datos Ausenco-SEG. Todos los precios referenciales considerados en los análisis fueron actualizados y presentados como precios bases 2024. De manera general, para cada una de las etapas de la cadena de valor a analizar, se calculó un Opex anual, y se estableció una cuota de pago anual por la inversión del Capex, considerando una tasa de interés del 7,5% y un periodo de tiempo que variará según la etapa (Ver Tabla 10-1). En base a ambos montos anuales, se determinó un costo neto presente anual.

Tabla 10-1: Horizonte de tiempo considerado para el análisis de las diferentes etapas de la cadena de valor de los derivados de Hidrógeno.

Etapa de la Cadena de Valor	Horizonte de Tiempo [años]
Generación Eólica y Solar	25
Transmisión Eléctrica	25
Electrólisis	20
Tuberías	35
Transporte Carretero	5
Transporte Ferrocarril	10
Transporte Hidroviario	25
Plantas Industriales	20
Puertos	25

10.1 Generación de energía renovable

En los análisis mostrados anteriormente se delimitaron 6 zonas para la generación de energía a partir de parques fotovoltaicos y eólicos. Cada zona fue elegida para contemplar las distintas potencialidades del territorio en términos energéticos y mostrando también ventajas y desventajas en cuanto a la logística para la producción y transporte de Hidrógeno y sus derivados. Estas áreas serán estudiadas en detalle de manera de cuantificar parámetros técnicos y económicos para su evaluación.

10.1.1 Análisis técnico

Las siguientes figuras muestras las zonas seleccionadas, el recurso eólico expresado en energía por área de barrido [W/m^2], a 100 [m] de altura, y el recurso solar en energía generada por día según la potencia instalada [kWh/kWp/día].

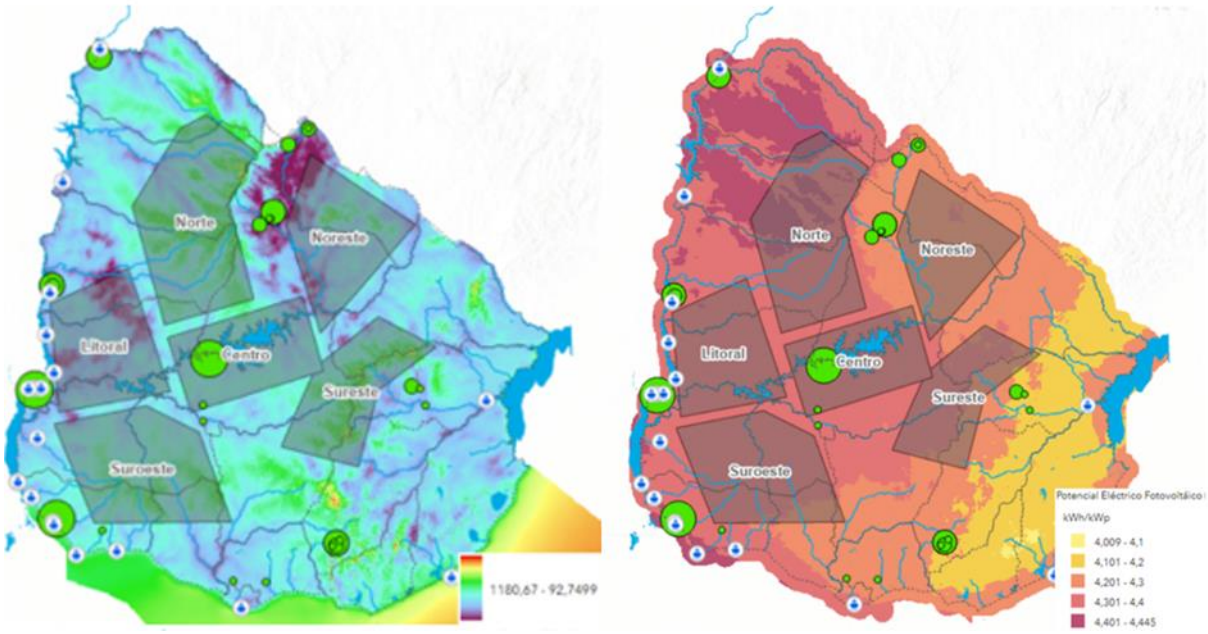


Figura 10-1: (a) Potencial Eólico en [W/m2], a 100 [m] de altura. (b) Potencial de generación PV [kWh/kWp] por día.

Para obtener una cuantificación comparativa del recurso solar y eólico se comparan los valores en cada zona con el valor promedio del país. Estos resultados se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 10-2: Comparación del recurso renovable respecto al promedio de Uruguay.

	1 - Norte	2 - Suroeste	3 - Litoral	4 - Noreste	5 - Sureste	6 - Centro
SOLAR - Desviación de la generación PV - 10% más favorable	0.2%	0.0%	0.0%	-2.7%	-1.4%	-0.7%
EÓLICO - Desviación de la densidad de potencia media eólica	16%	13%	-16%	-12%	18%	3%

Las zonas seleccionadas para la generación de energía renovables deberán conectarse con las potenciales zonas de electrolisis, a su vez conectadas con las ubicaciones de las plantas industriales, generando un conjunto de escenarios que se evaluarán para determinar las combinaciones más favorables para la cadena de valor.

Las distintas zonas muestran diferencias en el potencial del recurso solar y eólico como ya fue mostrado y explicado previamente. Para caracterizar dichas zonas y poder realizar un análisis de optimización de distintos escenarios de localización, se utilizará el factor de capacidad (FC) siendo un parámetro que caracteriza la región en términos energéticos. El FC se define como el cociente entre la potencia promedio y la potencia nominal instalada (potencia *peak* para fotovoltaica). A partir de este parámetro se puede establecer la potencia media o la energía generada para un determinado tamaño de parque. De forma análoga, si se requiere una determinada potencia de electrolizador, es posible calcular el tamaño de los parques a instalar para abastecerlo energéticamente. Para esto último se deberá, además, establecer la proporción de energía eólica y solar a utilizar (mix de generación).

Para determinar el factor capacidad se debe calcular la energía generada por un equipo o conjunto de equipos con el recurso renovable de la zona de interés.

Para el caso del recurso eólico, la herramienta *Global Wind Atlas*, de donde se realizó el análisis previamente mostrado, permite ingresar una curva de aerogenerador y calcular el FC para una determinada zona. A partir de la experiencia de otros desarrollos de parques eólicos en Uruguay, se selecciona una curva de aerogenerador de 5.9 [MW] con una altura de buje de 120 [m], cuya curva de potencia se muestra en la siguiente figura.

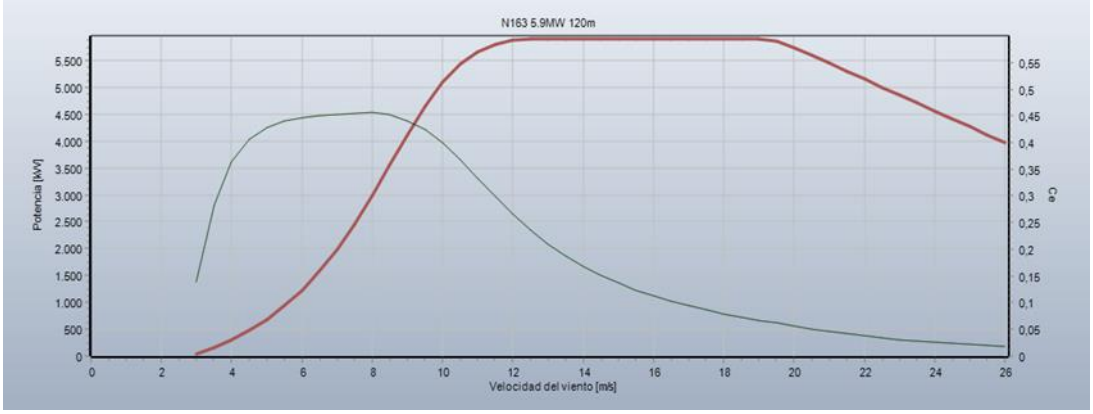


Figura 10-2: Curva de potencia del aerogenerador referencial de 5,9 MW.

En la figura se observa en rojo la potencia sobre el eje izquierdo y el factor de capacidad de la máquina en verde sobre el eje de la derecha.

El uso de la herramienta online del *Global Wind Atlas* permite seleccionar el aerogenerador a utilizar y sus respectivas características paramétricos, como son su altura y las respectivas pérdidas, además de permitir calcular el FC para los distintos puntos dentro de una amplia región, lo que resulta de gran utilidad para el presente análisis, evitando determinar características más detalladas de topografía y microlocalización, para lo cual se requieren más detalles y un alto tiempo de cómputo, haciendo inviable modelar regiones amplias como las consideradas en este estudio. Además del recurso y las características del aerogenerador, se consideran unas pérdidas totales de 15% en la generación para considerar las pérdidas eléctricas y las pérdidas por estela generada de los parques.

De esta forma, se obtiene el FC para cada punto de las zonas, generando un promedio para caracterizar el FC eólico dentro de cada zona.

La Tabla 10-3 muestra los resultados obtenidos para el FC eólico bajo los supuestos presentados.

Tabla 10-3: Factor de capacidad eólico para cada zona.

N°	Zona	FC eólico
1	Norte	44,9%
2	Suroeste	43,2%
3	Litoral	35,9%
4	Noreste	38,4%

N°	Zona	FC eólico
5	Sureste	44,6%
6	Centro	41,9%

En concordancia con los presentado previamente en cuanto al recurso eólico, se observa que la zona norte y sureste presenta los mejores resultados de FC, mientras que la zona litoral y noreste muestra los valores más bajos, quedando la zona centro y suroeste con valores intermedios.

Por otro lado, se realiza el análisis para obtener el FC de capacidad para los parques solares. En este caso, se utiliza el software *PVsyst,* en el cual se seleccionan los equipos a utilizar y una batería de parámetros para realizar las modelaciones en cada zona. Se seleccionan paneles fotovoltaicos de 560 [Wp] con seguimiento a un eje. Se tomó un parque de 550 [MW] para el estudio, entendiendo que este tamaño es suficientemente grande y que se puede escalar en caso de necesitar potencias mayores dentro de una misma región.

Se eligieron las regiones más favorables dentro de cada una de las zonas para realizar la modelación. Finalmente, agregando el resto de los parámetros de diseño con valores estándar para un parque solar en Uruguay, se obtuvo la energía generada por el parque, y finalmente el FC solar.

Si bien la herramienta utilizada para el modelado arroja muchos detalles en cuanto a la generación fotovoltaica, el FC permite resumir estos resultados a un solo parámetro que será utilizado para caracterizar la zona y luego modelar las distintas opciones de localizaciones, y la interacción con otras componentes de la cadena de producción de Hidrógeno y sus derivados.

Tabla 10-4: Generación y factor de capacidad solar para cada zona.

N°	Zona	Generación (kWh/kWp/año)	Generación (kWh/kWp/día)	FC
1	Norte	1.836	5,0	21,0%
2	Suroeste	1.781	4,9	20,3%
3	Litoral	1.808	5,0	20,6%
4	Noreste	1.719	4,7	19,6%
5	Litoral	1.770	4,8	20,2%
6	Centro	1.780	4,9	20,3%

Como se mostró previamente, las variaciones del recurso solar a lo largo del país no son muy significativas, lo cual se ve reflejado en el FC. El mayor valor, correspondiente a la zona norte, difiere un 1,4% de la zona con el menor valor (zona noreste), diferencia que representa un 6,4% en términos relativos.

10.1.2 Análisis económico

A partir de la experiencia de Ausenco-SEG en desarrollo de parques y de estudios propios, se han determinado los costos de implementación de parques eólicos y solares con las características detalladas en el análisis técnico.

Para el análisis de parques eólicos se consideraron aerogeneradores de 5,9 [MW] con una altura de buje de 120 [m], lo que corresponde a equipos modernos adecuados para operar en Uruguay. El Capex de estos equipos considerando un parque de grandes dimensiones es cotizado en 1.300.000 [USD/MW]. La distribución de la inversión es mostrada en la siguiente figura. Se remarca que la mayor parte de la inversión corresponde a los aerogeneradores, 65% de la inversión total. Se debe tener en cuenta que esta distribución puede variar dependiendo de la zona donde se plantea la instalación.

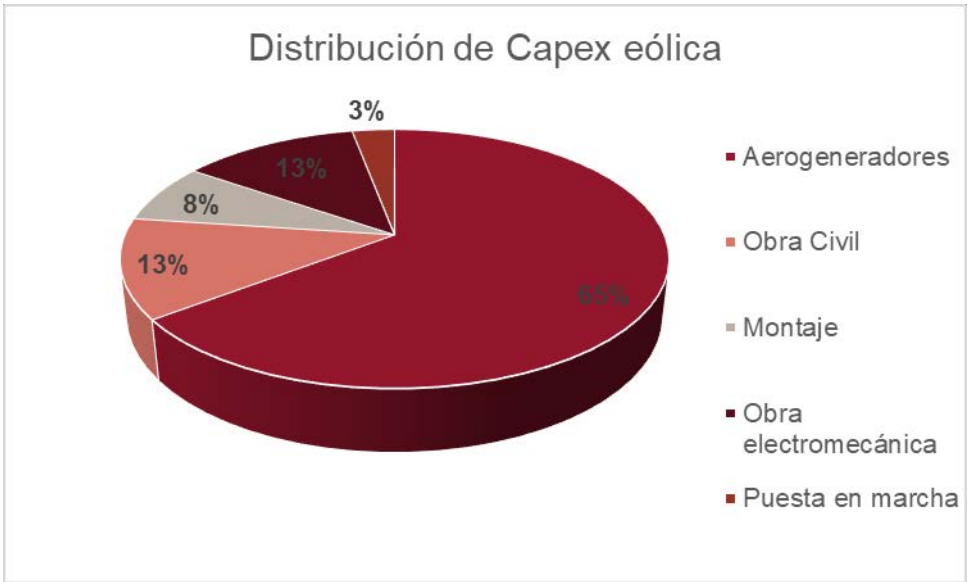


Figura 10-3: Distribución de la inversión para la instalación de parques eólicos. Elaboración propia.

Debido a las solicitaciones mecánicas durante el propio funcionamiento de los equipos, los componentes de los aerogeneradores requieren mantenimiento, y a medida que cumplen más ciclos, las operaciones de mantenimiento son más onerosas. Por ello, el Opex de los parques se considera con costos variables, que aumentan lo largo de su vida útil de forma escalonada. A su vez, dentro del Opex se consideró un costo de arrendamiento de campo de 1.200 [USD/MW] anuales.

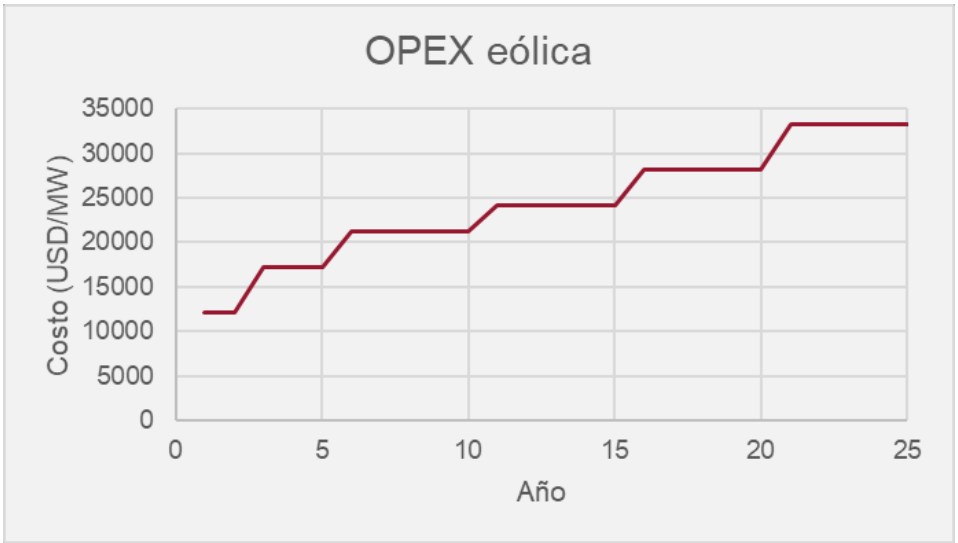


Figura 10-4: Evolución del Opex de un parque eólico a lo largo de la vida útil. Elaboración propia.

El Opex comienza con un valor de 12.200 [USD/MW] por año, llegando hasta 33.200 [USD/MW]. El promedio en la vida útil es de 24.400 [USD/MW].

Para parques fotovoltaicos de gran porte se estima que el Capex es de 700.000 [USD/MWp], considerando todos los gastos para su instalación y puesta en marcha. Se presenta la distribución de la inversión para los principales ítems de la obra.

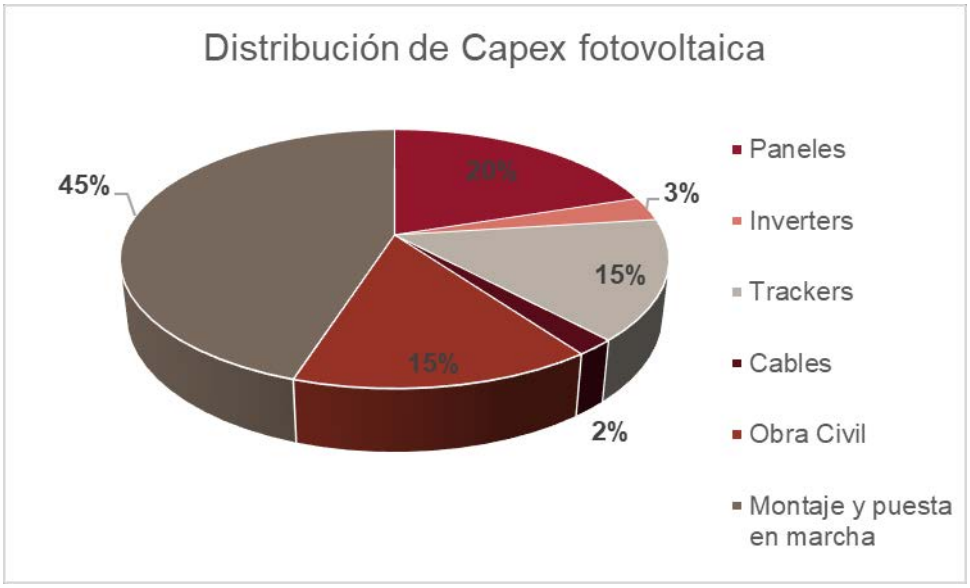


Figura 10-5: Distribución de la inversión para la instalación de parques fotovoltaicos. Elaboración propia.

Se observa que casi la mitad de la inversión corresponde a el montaje y puesta en marcha del parque solar. A su vez, se consideran los costos de operación y mantenimiento para parques fotovoltaicos, estimados a partir de la experiencia propia en proyectos en el país, determinando un costo referencial de 7.500 [USD/MW] por año. A este valor se le debe agregar el costo de arrendamiento del campo. Estos valores son muy dependientes de las características y productividad del terreno, variando entre 400 y 1.000 [USD/ha] por año. Se

considera un valor medio de 700 [USD/ha/año], y tomando que una planta fotovoltaica ocupa aproximadamente 2 [ha] por [MW], obtenemos un costo de arrendamiento de 1.400 [USD/MW] por año. En suma, el Opex total para el parque fotovoltaico se estima en 8.900 [USD/MW] por año.

A modo de resumen del análisis económico, la Tabla 10-5 muestra el Capex y Opex de la generación renovable.

Tabla 10-5: Capex y Opex de la generación renovable.

	CAPEX (USD/MW)	OPEX (USD/MW/año)	Costo Presente Neto Anual (USD/MW)
Parque eólico	1.300.000	24.400*	141.024
Parque solar	700.000	8.900	71.697

**Nota: Para este resumen se utiliza Opex promedio de eólica, siendo que este es variable.*

10.2 Transmisión Eléctrica

En los análisis realizados se establecieron potenciales zonas para la instalación de parques de generación de energía renovable y electrolizadores. Se busca encontrar las ubicaciones más favorables para la instalación, considerando todas las combinaciones posibles, incluyendo opciones en las que las zonas de generación y de electrolisis estén alejadas. En estos escenarios se deberá transportar la energía generada mediante líneas de alta tensión, desde la zona de generación hasta la zona de electrolizadores.

10.2.1 Análisis técnico

Se consideran opciones en que se tenga una única zona de generación y electrolisis, en cuyo caso toda la energía deberá ser transportada por una línea de transmisión, y también casos con varias zonas donde el transporte estará divido en distintas líneas. En el escenario más exigente respecto a la generación de Hidrógeno, se tiene una potencia de electrolizadores de aproximadamente 15 [GW], siendo esta la máxima potencia a transportar.

Por otra parte, se pretende que el conjunto electrolizadores-generación esté conectado a la red de trasmisión de UTE, favoreciendo la continuidad de la producción a la vez que se monetiza el excedente de energía. Esta interconexión dependerá de las condiciones de la red nacional al momento de la instalación de los proyectos. De todas formas, no se pretende que esta interconexión soporte la potencia de todo el conjunto de electrolizadores (15 [GW]), sino una fracción de esta.

En la Figura 9-1 se muestra las potenciales zonas de generación, de electrólisis (círculos anaranjados) y las líneas de alta tensión de la red de UTE.



Figura 10-6: Potenciales zonas para generación y electrólisis. También se muestran las líneas de alta tensión (500 [kV] rojo, 150 [kV] azul)[31].

La potencia máxima que puede transportarse por líneas de 500 [kV] depende de varios factores como la distancia de transmisión, las condiciones climáticas, y las características del sistema eléctrico en su conjunto. Sin embargo, en términos generales, una línea típica de 500 [kV] puede transportar entre 1.000 [MW] y 2.500 [MW]. Las líneas más recientes de 500 [kV] en Uruguay que aún están en construcción proyectan una potencia admisible de aproximadamente 2.000 [MW].

Transportar más potencia requiere considerar alternativas complejas y de alto coste económico. En algunos países se utilizan líneas de mayor voltaje e incluso otras tecnologías como lo es el uso de corriente continua. Hay casos puntuales a nivel mundial de líneas que permiten transporte de grandes potencias, como lo es Xiangjiaba-Shanghai en China con 6.000 [MW] utilizando extra alto voltaje. Plantear este tipo de tecnologías y su viabilidad en Uruguay requiere un trabajo en detalle en sí mismo, ya que no se trata de tecnologías estándar y ampliamente utilizadas.

Se plantea entonces, utilizar líneas de alta tensión de 500 [kV] con capacidad de 2.000 [MW] para el presente análisis. Escenarios que requieran transportar más potencias se plantará el uso de líneas en paralelo para lograr cubrir el transporte de potencia deseado.

Para determinar a modo referencial la energía anual que podría trasmitir la línea de transmisión, se considera que en promedio estará al 50% de su carga máxima (debido a la variabilidad de generación renovable), logrando transportar 8.760 [GWh] al año. Luego,

[31] Zona 6 de electrólisis fue descartada, según análisis realizado en capítulo 8.2

considerando que el consumo de los electrolizadores es de 55 [kWh/kg], se estima que cada línea permite transportar la energía necesaria para generar 159.172 [ton] de Hidrógeno anuales.

10.2.2 Análisis económico

Para estimar Capex de líneas de alta tensión de 500 [kV] se toma el estudio realizado por la URSEA[32]. A partir del estudio se encuentra que el Capex para líneas de alta tensión en Uruguay es 508.202 [USD/km] incluyendo todos sus componentes para el año 2016. Para actualizar este valor a la fecha actual se utiliza el PPI de estados unidos como indicador de variaciones de los costos, resultando en un Capex de 651.065 [USD/km]. Como se destacó previamente, se debe tener en cuenta que estás líneas tendrán una potencia máxima admisible de 2.000 [MW], por lo que para potencias mayores se deberá escalar como múltiplos enteros de este valor y, por tanto, también su costo. El Opex de las líneas de alta tensión mencionadas se estima en 3,0% anual del Capex, lo cual corresponde a 19.532 [USD/km] por año.

Considerando estos costos de Capex y Opex, además de la cantidad de Hidrógeno disponible para transportar por cada línea de AT, se puede estimar la siguiente tarifa de transporte, considerando una tasa del 7,5% y un horizonte de 25 años, proporcional a la vida útil de las líneas de AT.

Tabla 10-6: Tarifa referencial para el transporte de energía en líneas AT de 500 [kV].

	Costo anual [USD/km]	Tarifa Referencial [USD/tonH2eq/km]
Línea AT 500 kV – 2000 MW	77.939	0,49

10.3 Electrolizadores

Si bien la electrólisis del agua es un proceso estudiado desde hace siglos, siendo descubierta a principios del ciclo XIX por científicos británicos, la producción a gran escala y la búsqueda de mejoras de la eficiencia están impulsando desarrollos tecnológicos en distintos métodos que están evolucionando recientemente y de manera continua. Se pueden considerar 4 principales métodos de electrólisis: alcalina, membrana polimérica (PEM por su nombre en inglés), de óxido sólido y membrana de intercambio aniónico (AEM por su nombre en inglés), los cuales serán explicados a continuación.

10.3.1 Análisis Técnico – Métodos de Electrólisis

10.3.1.1 Electrólisis Alcalina

Descripción: Una celda de electrólisis alcalina se compone de dos electrodos, típicamente de níquel o aleaciones de níquel, inmersos en un electrolito líquido (disolución alcalina acuosa) y un diafragma poroso que actúa como separador entre la cámara catódica y anódica, que permite el transporte iónico (OH-), pero es impermeable a los gases. Cuenta con una eficiencia que varía entre 60-70%.

Ventajas: Tecnología madura y bien desarrollada, costos relativamente bajos, no requiere agua de alta pureza.

[32] "Valoración de redes de transmisión y subtransmisión eléctricas" URSEA - 2017

Desventajas: Menor densidad de corriente y eficiencia comparada con PEM, respuesta más lenta a los cambios en la carga eléctrica.

10.3.1.2 Electrólisis de Membrana de Electrolito Polimérico (PEM)

Descripción: Utiliza una membrana de polímero sólido como electrolito. Los electrodos están recubiertos con catalizadores, típicamente platino en el lado del ánodo y platino o iridio en el lado del cátodo. El electrolito polimérico sólido funciona como separador de gases y como membrana, lo que permite la migración de los protones (H+) a través de esta. Cuenta con una eficiencia que varía entre 70-80%.

Ventajas: Alta eficiencia, rápida respuesta a cambios en la carga eléctrica, capacidad de operar a bajas temperaturas.

Desventajas: Costos elevados debido al uso de materiales catalíticos caros y la necesidad de agua de alta pureza.

10.3.1.3 Electrólisis de Óxido Sólido (SOE)

Descripción: Utiliza una cerámica sólida como electrolito, que permite la conducción de iones de oxígeno. Opera a altas temperaturas (600-1000°C). Es similar una pila de combustible de óxido sólido (SOFC) que funciona en sentido inverso

Ventajas: Alta eficiencia debido a la reducción de la resistencia interna a altas temperaturas, por lo que puede ser integrada con procesos industriales que ya operan a altas temperaturas.

Desventajas: Desafíos técnicos y materiales debido a las altas temperaturas operativas, costos de fabricación elevados.

10.3.1.4 Electrólisis de Membrana de Intercambio Aniónico (AEM)

Más recientemente se ha desarrollado una nueva tecnología para la producción de hidrógeno a gran escala, AEM. Si bien está en desarrollo, existe un proveedor que está comercializado electrolizadores de esta tecnología en modelos de 120 kW y 1MW.

Descripción: Utiliza una membrana que permite el paso de aniones (iones negativos) en lugar de cationes. Los electrolitos pueden ser soluciones alcalinas.

Ventajas: Costos más bajos que PEM debido a la posibilidad de usar materiales menos costosos, y no requiere de catalizadores basados en metales raros.

Desventajas: Tecnología todavía en desarrollo. Las membranas AEM actuales tienen problemas de durabilidad y eficiencia comparadas con PEM y alcalina.

Cada una de estas tecnologías tiene sus propias aplicaciones y beneficios específicos dependiendo de los requisitos del proceso y las condiciones operativas.

Actualmente las PEM y Alcalinas son las tecnologías con mayor avance tecnológico y las más utilizadas. Los desarrollos tecnológicos son vertiginosos y se impulsan por actual tendencia a usar Hidrógeno verde como alternativa energética sustentable. Es de esperar que estos avances continúen y que para la próxima década se consoliden alternativas más eficientes y con menores costos. Este horizonte temporal es compatible con los proyectos de Hidrógeno verde que se están trazando.

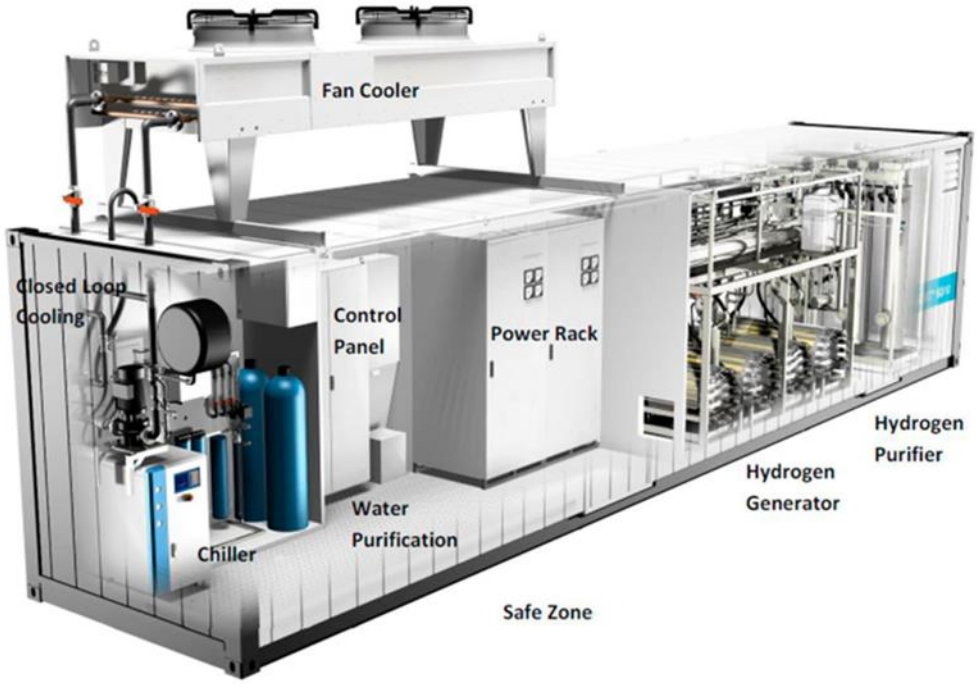


Figura 10-7: Interior de un electrolizador alcalino con su Balance of Plant (BoP).

10.3.2 Análisis Económico

Como se describió previamente, actualmente los electrolizadores de tecnología PEM y Alcalina son los que muestran un avance más prominente, y serán los considerados para el análisis económico.

El Centro Nacional de Hidrógeno (CNH2) de España, presenta valores de referencia para el Capex y el Opex de electrolizadores PEM y alcalinos que servirán para el análisis económico. Se obtienen estos valores de referencia para el año 2021, y también presentan la proyección de los costos hacia el 2030 de electrolizadores del orden de los MW. Estos valores se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 10-7: Capex y Opex de electrolizadores.

	Capex [USD/MW]	Opex [USD/MW/año]	Costo Presente Neto Actual [USD/MW]
Electrolizadores Alcalinos	900.000	22.500	110.783
Electrolizadores PEM	1.200.000	48.000	165.711
Electrolizadores Alcalinos - 2030	450.000	11.250	55.391
Electrolizadores PEM - 2030	780.000	31.200	107.712

Para el análisis se selecciona la tecnología de electrolizadores alcalinos siendo que es la tecnología más madura. Sin embargo, tiene menos eficiencia que otras tecnologías, lo que tiene un gran impacto en la energía demandada y el agua de enfriamiento, por lo que, sería adecuado considerar otras tecnologías en cuanto el mercado evolucione.

Para el análisis económico se utilizará el costo proyectado a 2030 de los electrolizadores alcalinos.

10.4 Transporte Carretero

10.4.1 Aspectos generales

El transporte carretero corresponde al movimiento de mercancías desde un punto a otro, utilizando camiones como medio de transporte, los cuales circulan a través de las rutas carreteras establecidas en el país. Para este medio de transporte, se analizarán las factibilidades técnicas de movilizar las materias primas y productos estudiados en esta consultoría, considerando diferentes rangos de producción alineados con los escenarios presentados en el capítulo 7.1. Tomando como base el análisis técnico, se realizó un análisis económico para estimar tarifas de transporte carretero referenciales, que nos sirvan como punto de comparación con los otros medios de transporte. Las consideraciones principales para el Análisis Técnico Económico son las siguientes:

- Estimación de Camiones: Se realizó una estimación de alto nivel del tamaño de la flota de camiones para todas las sustancias a transportar por carretera, en base a rangos de producción anual y rangos de distancia que los camiones deban recorrer. El rango de distancias a considerar es referencial y de la amplitud suficiente para cubrir las distancias que se manejan dentro del territorio nacional, a nivel de carreteras, y va desde los 50 a los 600 [km]. Para la estimación, se considerará la capacidad anual a transportar, la capacidad de carga de cada camión, el Roundtrip o tiempo de ciclo de cada viaje, y la disponibilidad del camión. Las cantidades estimadas serán comparadas con el tránsito promedio diario real de camiones pesados establecidos por el MTOP[33], de manera de determinar los rangos donde es factible la utilización de este tipo de transporte. Los parámetros generales para la estimación del tamaño de flota de camiones y el Roundtrip de cada camión son mostrados en el ***Anexo 2.***
- Benchmarking de Camiones: Para cada una de las sustancias a transportar, se realizó un benchmarking de las soluciones de transporte ofrecidas por diferentes proveedores, de manera de determinar la capacidad de carga promedio que se manejan en la industria, y el orden de magnitud de precios para la adquisición de estos, los cuales son indicados en el ***Anexo 3***. Los camiones referenciales tomados del benchmarking, que se utilizaron como base para las estimaciones, cumplen con las dimensiones y pesos máximos para circular por los corredores del país.

  Nota: *El benchmarking realizado no se debe interpretar como una recomendación de proveedores. Este es realizado simplemente como un mapeo de lo que se está utilizando actualmente en la industria, y no representa preferencia alguna por parte de Ausenco-SEG.*

[33] Según el MTOP, el año 2023 el promedio de tránsito diario de camiones pesado fue de 258 camiones día, con un máximo de circulación de 1.254 camiones por la Ruta 1. Fuente: https://www.gub.uy/ministerio-transporte-obras-publicas/datos-y-estadisticas/datos/relevamiento-estadistico-del-transito-rutas-nacionales.

- Análisis Económico: Tomando como base los precios determinados en la etapa de benchmarking, se realizó un estimado de alto nivel de Capex y Opex de cada uno de los escenarios propuestos para todos los productos, tomando en cuenta los elementos principales que afectan en mayor medida estos indicadores. Para la estimación del Capex, se consideró el costo de la Cabina Tractora y los Tanques de Carga, mientras que, para el Opex, se considera el costo de Combustible, Mantención de Equipos y Labor. Además, para el caso específico del transporte de hidrógeno líquido, debido a la inmadurez de la tecnología y el alto costo de esta, se considerará el costo del proceso de licuefacción. Los valores obtenidos para Capex y Opex serán representados en tarifas por tonelada y kilómetro. Sobre la tarifa calculada, se considera un factor de 1.3 por concepto de ganancia del operador de servicio, dando como resultado la tarifa referencial a utilizar.

  Nota: *Los costos y tarifas enseñadas en este informe constituyen estimaciones de alto nivel, por lo cual son referenciales y pretenden mostrar ordenes de magnitud y tendencias, de manera de comparar los valores obtenidos entre medios de transporte, y no deben tomarse como base para el desarrollo ingenieril de proyectos en específico.*

- Parámetros Generales del Opex: Para la estimación de Opex, existen una serie de parámetros que son generales para todos los productos, los cuales son enseñados en la Tabla 10-8:

Tabla 10-8: Parámetros generales del Opex para todos los productos.

Parámetro	Consideración
Costo de Combustible [USD/lt]	1,5[34]
Salario Anual por conductor [USD][35]	15.672[36]
Costo de Mantención	20% anual sobre la inversión de Capex

Mayor detalle de los parámetros generales del Opex, por producto, es mostrado en el ***Anexo 3***.

10.4.2 CO2

Las fuentes de CO_2 están dispersas a lo largo del país. Si bien el 90% de la capacidad total se concentra en 3 plantas, existen una serie de plantas distribuidas por el territorio nacional a las cuales se hace necesario recolectar el CO_2 emitido y transportar hacia las fuentes de mayor producción. Para eso, se comienza analizando la conectividad por carretera que tiene cada una de las plantas, y cómo sería un posible flujo de camiones desde cada una de las fuentes hacia las rutas, estudiando la factibilidad para utilizar la red carretera nacional.

Si se observa la red carretera de Uruguay, y se compara con la ubicación de las fuentes de generación de CO_2, se observa que todas las fuentes tienen acceso a la red vial (Ver Figura 10-8).

[34] Fuente: ANCAP, https://www.ancap.com.uy/1641/1/gasoil-10-s.html
[35] Se aplicará un factor sobre el salario indicado, para incluir montos relacionados con seguros sociales, regalías, etc. Además, este factor variará entre sustancias, de manera de incluir las dificultades de transporte de cada uno de ellos.
[36] Fuente: Intergremial de Transporte Profesional de Carga Terrestre del Uruguay, https://www.intergremial.com/site/index.php/tarifas/salarios/364-salarios-072016-062017



Figura 10-8: Distribución de fuentes de CO_2 en comparación con red carretera.

La cantidad de CO_2 a transportar por cada flota de camiones dependerá de la cantidad de CO_2 emitida por las respectivas fuentes. En el caso de fuentes cercanas entre ellas, se considera que una misma flota de camiones se encargara de recolectar el CO_2 emitido por el total de las fuentes, de manera de aprovechar al máximo la capacidad disponible de cada flota. Las fuentes de CO_2 se agruparán según lo observado en la Figura 10-9 y la Tabla 10-9, lo que determinará los rangos de producción a considerar para la estimación de la flota de camiones.

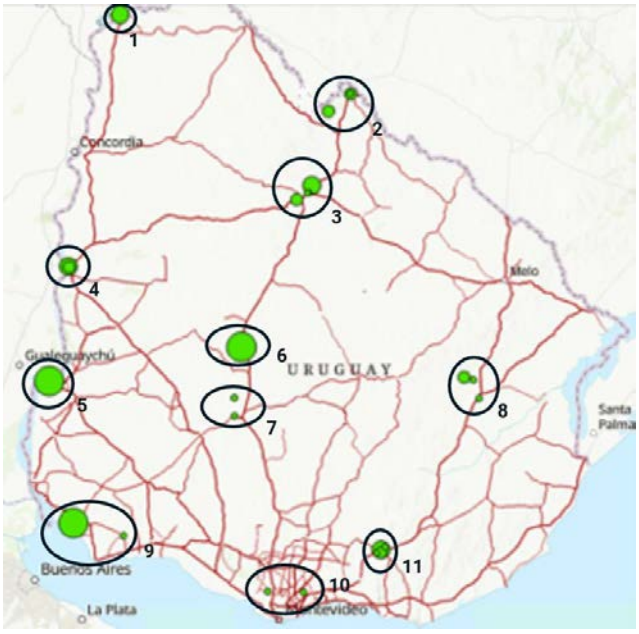


Figura 10-9: Agrupaciones de Fuentes de CO2, según la cercanía entre ellas.

Tabla 10-9: Agrupaciones de fuentes de CO_2.

Grupo	Empresa	Producción Anual de CO2 (ktpa)
Grupo 1	**Planta ALUR Bella Unión**	**150**
Grupo 2	Urufor	100
	Fymnsa	60
	Bioener	40
	Total	**200**
Grupo 3	Arboreal/ Frutifor	90
	Lumin	260
	Fenirol	40
	Frigorifico Tacuarembo	20
	Total	**410**
Grupo 4	Planta Bioetanol ALUR	150
	ANCAP Paysandu	50
	Total	**200**
Grupo 5	**UPM 1**	**2.540**
Grupo 6	**UPM 2**	**3.900**
Grupo 7	Estancias del Lago	20
	Frigorífico BPU	10
	Total	**30**
Grupo 8	Cementos del Plata	80
	Galofer	40
	Total	**120**
Grupo 9	Montes del Plata	2.910
	Frigorífico Marfig	10
	Total	**2.920**
Grupo 10	Frigorífico Pando	10
	Frigorífico Las piedras	20
	Total	**30**
Grupo 11	ANCAP Minas	50
	Cementos artigas	210
	CYCUSA	10
	Fábricas nacionales de cerveza	10
	Total	**280**

En base a lo observado para cada fuente particular y agrupación de fuentes, es posible determinar lo siguiente:

- La capacidad mínima para estudiar es el caso de las plantas que emiten CO_2 dentro del orden de los 10 [ktpa].

- Las fuentes de CO_2 de capacidades mas grande son UPM1, UPM2 y el Grupo 9 (Montes del Plata + Frigorífico Marfig), con un orden de producción que varía entre los 2.500-4.000 [ktpa] aproximadamente.
- El resto de las fuentes tiene capacidades de producción que varían dentro del rango de 30-300 [ktpa].

Con estos antecedentes, se establecen 2 rangos de producción a estudiar para el transporte por camión desde las fuentes de CO_2. El primer rango corresponde a 10-30 [ktpa], mientras que el segundo corresponde a 2.500-4.000 [ktpa].

Para el transporte carretero de CO_2 se considerará el manejo de este en estado líquido criogénico, con temperaturas cercanas a los -30°C. Existen una serie de proveedores de tanques cisterna y camiones para el transporte de CO_2, y algunos de ellos serán mencionados a continuación:

- DSW: Ofrece soluciones desde 2 a 67 [m3], equivalentes al rango de 2-67 [ton], compatibles con el transporte tanto de CO_2 criogénico como de otros gases.
- Chart: Cuenta con la serie de camiones Orca, compatibles con el transporte de CO_2 y con modelos para cargas de 3,8-5,5-6,5-10,5 y 13 [ton].
- Inoxcva: Cuenta con una gama de tanques cisterna para transporte de CO_2, con capacidades que varían entre los 12 y los 60 [m3], equivalentes a 12-60 [ton].



(a) (b)

Figura 10-10: Camiones referenciales de transporte de CO2 criogénico: (a) Chart (b) Inoxcva.

Tomando como base lo ofrecido por el mercado, la Tabla 10-10 muestra el tamaño de la flota de camiones, en función de la capacidad de transporte, y la distancia a recorrer. Mayor detalle respecto a las características de los camiones y el Roundtrip considerado se puede observar en el ***Anexo 2***.

Tabla 10-10: Flota de camiones de transporte de CO_2, en función de la capacidad anual y la distancia de transporte.

km / ktpa	10	25	50	75	100	200	300	2500	3000	4000
50	1	1	2	3	4	7	10	77	92	122
100	1	1	2	3	4	9	13	101	122	162
150	1	2	3	4	5	10	16	126	151	201
200	1	2	3	5	6	12	18	151	181	241

km / ktpa	10	25	50	75	100	200	300	2500	3000	4000
250	1	2	4	6	7	14	21	175	210	280
300	1	2	4	6	8	16	24	200	240	320
350	1	3	5	7	9	18	27	225	270	359
400	1	3	5	8	10	20	30	249	299	399
450	2	3	6	9	11	22	33	274	329	438
500	2	3	7	9	12	24	36	299	356	477
550	2	3	7	10	13	26	39	323	388	517
600	2	3	7	11	14	28	42	348	417	556

Una vez estimada la flota, es posible compararla con el promedio de tránsito de camiones pesados del país, para lo cual es necesario determinar el flujo diario de camiones. En base a los tiempos de viaje para cada trayecto indicado en el ***Anexo 2***, se observa que para una distancia de 50 [km], un mismo camión puede realizar aproximadamente 5 viajes diarios, mientras que para 600 [km], solo puede realizar uno. Esto muestra que, para una misma capacidad de transporte, el flujo de camiones es el mismo, independiente del rango de distancia a cubrir. Tomando como referencia el promedio de 258 camiones notamos que, para el primer rango de capacidad de transporte (10-300 [ktpa]), la cantidad de camiones en circulación diaria es menor, y por lo tanto es factible técnicamente de realizarse. Para el siguiente rango de capacidad de transporte (2.500 – 4.000 [ktpa]), notamos que excede levemente el promedio, sin embargo, son cantidades menores en comparación al máximo de circulación actual (1.251 camiones por día). Para estos rangos, es necesario conocer mayor detalle respecto a las rutas especificas por las cuales se circulará.

Para la estimación de las tarifas referenciales, se utiliza la metodología introducida en el capítulo 10, utilizando los parámetros de Capex y Opex presentados en el ***Anexo 3.*** En base a esto, la Tabla 10-11 y Tabla 10-12 muestran las tarifas referenciales estimadas.

Tabla 10-11: Tarifas referenciales del transporte de CO_2 por camiones, en USD/ton/km, para el rango de 10-300 [ktpa].

km / ktpa	10	25	50	75	100	300
50	$ 0,60	$ 0,38	$ 0,38	$ 0,38	$ 0,38	$ 0,36
100	$ 0,36	$ 0,32	$ 0,28	$ 0,27	$ 0,27	$ 0,25
150	$ 0,28	$ 0,25	$ 0,23	$ 0,23	$ 0,23	$ 0,22
200	$ 0,24	$ 0,22	$ 0,22	$ 0,21	$ 0,21	$ 0,20
250	$ 0,21	$ 0,20	$ 0,20	$ 0,20	$ 0,19	$ 0,19
300	$ 0,21	$ 0,19	$ 0,18	$ 0,18	$ 0,18	$ 0,18

km / ktpa	10	25	50	75	100	300
350	$ 0,21	$ 0,19	$ 0,18	$ 0,18	$ 0,18	$ 0,18
400	$ 0,21	$ 0,18	$ 0,18	$ 0,18	$ 0,18	$ 0,18
450	$ 0,21	$ 0,18	$ 0,18	$ 0,18	$ 0,18	$ 0,18
500	$ 0,20	$ 0,18	$ 0,17	$ 0,17	$ 0,17	$ 0,17
600	$ 0,19	$ 0,18	$ 0,17	$ 0,17	$ 0,17	$ 0,17
700	$ 0,19	$ 0,17	$ 0,17	$ 0,17	$ 0,17	$ 0,17

Tabla 10-12: Tarifas referenciales del transporte de CO_2 por camiones, en USD/ton/km, para el rango de 2.500-10.000 [ktpa].

km / ktpa	2.500	3.000	4.000	5.500	10.000
50	$ 0,35	$ 0,35	$ 0,35	$ 0,35	$ 0,35
100	$ 0,25	$ 0,25	$ 0,25	$ 0,25	$ 0,25
150	$ 0,22	$ 0,22	$ 0,22	$ 0,22	$ 0,22
200	$ 0,20	$ 0,20	$ 0,20	$ 0,20	$ 0,20
250	$ 0,19	$ 0,19	$ 0,19	$ 0,19	$ 0,19
300	$ 0,18	$ 0,18	$ 0,18	$ 0,18	$ 0,18
350	$ 0,18	$ 0,18	$ 0,18	$ 0,18	$ 0,18
400	$ 0,18	$ 0,18	$ 0,18	$ 0,18	$ 0,18
450	$ 0,17	$ 0,17	$ 0,17	$ 0,17	$ 0,17
500	$ 0,17	$ 0,17	$ 0,17	$ 0,17	$ 0,17
600	$ 0,17	$ 0,17	$ 0,17	$ 0,17	$ 0,17
700	$ 0,17	$ 0,17	$ 0,17	$ 0,17	$ 0,17

Las tarifas referenciales en [USD/ton/km] estimadas muestran cómo estas disminuyen a medida que incrementa la distancia de transporte, lo cual es esperable. Para los rangos de capacidad de transporte, las tarifas se estabilizan a medida que esta aumenta. Estas tarifas serán posteriormente utilizadas para la comparación entre los distintos medios para el transporte de CO_2.

10.4.3 Hidrogeno

Para el caso del transporte de Hidrógeno, no se tiene claridad de la cantidad producida por las futuras fuentes, ni de la ubicación exacta de estas, pues dependerán de las ubicaciones específicas de los proyectos a desarrollarse, por lo que se determinaron rangos de producción en base a los escenarios propuestos, y que servirán como base para que el

modelo designe los rangos óptimos de transporte. Hoy en día, el transporte de Hidrógeno se enfrenta a complejidades técnicas, principalmente por su baja densidad volumétrica. Existen opciones para maximizar el uso de espacios, como lo es la licuefacción, sin embargo, el costo energético y monetario para estas tecnologías es alto, por lo que es necesario realizar estudios más detallados para saber la factibilidad la utilización de estas tecnologías. Como alternativa al transporte líquido, existe el transporte de Hidrógeno en estado gaseoso, de un costo y complejidad técnica menor a la del transporte líquido, pero con una capacidad de carga baja por cada camión (un camión puede transportar aproximadamente 700 [kg] de Hidrógeno en estado gaseoso, comparado con los 4.500 [kg] que puede transportar un camión de Hidrógeno en estado líquido).

A continuación, se realizará la estimación de la flota de camiones de Hidrógeno, para el transporte en ambos estados.

10.4.3.1 Hidrogeno gaseoso

Las soluciones típicas para este tipo de transporte consideran presiones entre los 200-700 [bar], utilizando Cilindros Tipo IV, fabricados combinando acero y fibras de carbono, que aumentan considerablemente la resistencia y permiten el almacenamiento de gases a alta presión. La capacidad de almacenamiento típica de estos cilindros es del orden de los 350 [m³], y dependiendo del tamaño del camión, cada uno puede transportar entre 25-150 cilindros. A continuación, se mencionan proveedores de camiones para el transporte de Hidrógeno gaseoso y sus respectivas soluciones:

- Worthington: El cual ofrece un rango de contenedores de entre 10 y 40 [ft], a presiones de almacenamiento que varían entre los 300 y 380 [bar]. Esto les permite ofrecer un rango de transporte que varía entre las 200 y las 1.000 [ton].

- Nproxx: Cuentan con un rango de contenedores que varía entre 10-40 [ft], a presiones de 380, 500 y 640 [bar], lo que permite una capacidad de transporte entre 250 y 1.500 [ton].

- Hexagon Purus: Cuentan con un rango de contenedores que varía entre 10-45 [ft], a presiones de 250, 300 y 500 [bar], lo que permite una capacidad de transporte entre 170 y 1.600 [ton].



(a)



(b)

Figura 10-11: Camiones referenciales de transporte de H2 Gaseoso: (a) Worthington (b) Hexagon.

Tomando como base lo ofrecido por el mercado, la Tabla 10-13 muestra el tamaño de la flota de camiones, en función de la capacidad de transporte, y la distancia a recorrer. Mayor detalle

respecto a las características de los camiones y el Roundtrip considerado se puede observar en el ***Anexo 2***.

Tabla 10-13: Flota de camiones para el transporte de Hidrógeno gaseoso, en función de la capacidad anual y la distancia de transporte.

km/ktpa	2	5	10	50	100	250	500	750	1000	1500
50	2	4	8	39	78	196	392	588	783	1.175
100	3	5	11	53	106	266	532	797	1.063	1.595
150	3	7	13	67	134	336	672	1.007	1.343	2.015
200	4	8	16	81	162	406	811	1.217	1.623	2.434
250	4	10	19	95	190	476	951	1.427	1.903	2.854
300	5	11	22	109	218	546	1.091	1.637	2.182	3.274
350	5	12	25	123	246	616	1.231	1.847	2.462	3.693
400	6	14	27	137	274	685	1.371	2.056	2.742	4.113
450	6	15	30	151	3022	755	1.511	2.266	3.022	4.533
500	7	17	33	165	330	825	1.651	2.476	3.302	4.952
550	8	18	36	179	358	895	1.791	2.686	3.581	5.372
600	8	19	39	193	386	968	1.931	2.896	3.861	5.792

Una vez estimada la flota, es posible compararla con el promedio de tránsito de camiones pesados en el país, para lo cual es necesario observar el flujo diario de camiones por capacidad de transporte. Tomando como referencia el promedio de 258 camiones se observa que para el rango de capacidad de transporte entre 2-50 [ktpa], la cantidad de camiones en circulación diaria es menor, y por lo tanto es factible técnicamente de realizarse. Para el rango de capacidad de transporte entre 50 – 250 [ktpa], notamos que la cantidad de camiones diarios a circular excede el promedio, pero se encuentra bajo el máximo de circulación actual (1.251 camiones por día). Para el resto de los rangos de producción (250-1.500 [ktpa]), el flujo estimado supera con creces el máximo actual del Uruguay, llegando a ser casi 5 veces mayor para el caso de máximo transporte (1.500 [ktpa]). Para estos casos, el transporte por carretera no resulta ser factible, y en base a las características de infraestructura actuales, deberán ser consideradas otras alternativas.

Para la estimación de las tarifas referenciales, se utiliza la metodología introducida en el capítulo 10, utilizando los parámetros de Capex y Opex presentados en el ***Anexo 3***. En base a esto, la Tabla 10-14 y la Tabla 10-15 muestran las tarifas referenciales estimadas.

Tabla 10-14: Tarifas referenciales del transporte de Hidrogeno gaseoso por camiones, en [USD/ton/km], para el rango de 2-100 [ktpa].

km / ktpa	2	5	10	50	100
50	$ 14,73	$ 13,42	$ 13,42	$ 13,42	$ 13,35
100	$ 11,01	$ 10,03	$ 9,70	$ 9,64	$ 9,60
150	$ 8,68	$ 8,46	$ 8,46	$ 8,37	$ 8,35
200	$ 8,33	$ 8,01	$ 7,84	$ 7,74	$ 7,73
250	$ 7,47	$ 7,47	$ 7,47	$ 7,36	$ 7,35
300	$ 7,44	$ 7,11	$ 7,11	$ 7,11	$ 7,10
350	$ 7,05	$ 7,05	$ 6,95	$ 6,93	$ 6,92
400	$ 7,03	$ 6,83	$ 6,83	$ 6,80	$ 6,79
450	$ 7,03	$ 6,81	$ 6,74	$ 6,69	$ 6,69
500	$ 6,78	$ 6,66	$ 6,66	$ 6,61	$ 6,60
600	$ 6,78	$ 6,55	$ 6,54	$ 6,54	$ 6,53
700	$ 6,55	$ 6,55	$ 6,49	$ 6,48	$ 6,48

Tabla 10-15: Tarifas referenciales del transporte de Hidrógeno Gaseoso por camiones, en [USD/ton/km], para el rango de 250-1.500 [ktpa].

km / ktpa	250	500	1.000	1.500
50	$ 13,31	$ 13,31	$ 13,31	$ 13,31
100	$ 9,58	$ 9,58	$ 9,58	$ 9,58
150	$ 8,34	$ 8,34	$ 8,34	$ 8,34
200	$ 7,72	$ 7,72	$ 7,72	$ 7,72
250	$ 7,34	$ 7,34	$ 7,34	$ 7,34
300	$ 7,10	$ 7,10	$ 7,09	$ 7,09
350	$ 6,92	$ 6,92	$ 6,92	$ 6,92
400	$ 6,78	$ 6,78	$ 6,78	$ 6,78
450	$ 6,68	$ 6,68	$ 6,68	$ 6,68
500	$ 6,60	$ 6,60	$ 6,60	$ 6,60
600	$ 6,53	$ 6,53	$ 6,53	$ 6,53

km / ktpa	250	500	1.000	1.500
700	$ 6,47	$ 6,47	$ 6,47	$ 6,47

Al igual manera que para el transporte carretero de CO_2 , se observa como las tarifas disminuyen a medida que incrementa la distancia de transporte. Para los rangos de capacidad de transporte, las tarifas se estabilizan a medida que esta aumenta. Sin embargo, los órdenes de magnitud cambian, siendo más elevados para el transporte de Hidrogeno Gaseoso. Esto se debe principalmente por 2 factores, el costo de las tecnologías de transporte de Hidrógeno, y las dificultades técnicas que este implican, pudiendo un camión de transporte de Hidrogeno Gaseoso almacenar una cantidad mucho menor en comparación con camiones de transporte de otras sustancias.

10.4.3.2 Hidrogeno líquido

Para el transporte de Hidrógeno en estado líquido, existen una serie de proveedores de tanques cisterna y camiones para el transporte carretero, entre los cuales se encuentran:

- Chart: Dentro de sus soluciones ofrece la unidad ST-17600H 155, que cuenta con una capacidad de carga de 4.340 [kg], y la unidad ST-8500H 110 con una capacidad de 2.096 [kg].
- Cryolor: Cuentan con el modelo LT18-155 155 PSIG de capacidad 4.451 [kg], y BT8-110 110 PSIG, de 2.100 [kg].
- Taylor Wharton: Cuenta con soluciones de transporte de 2.268 [kg] y 4.413 [kg], ambos con una presión de transporte de 160 PSIg.



(a) (b)

Figura 10-12: Camiones referenciales de transporte de H2 Líquido: (a) Chart (b) Cryolor.

Tomando como base lo ofrecido por el mercado, la Tabla 10-16 muestra el tamaño de la flota de camiones, en función de la capacidad de transporte y la distancia a recorrer. Mayor detalle respecto a las características de los camiones y el Roundtrip considerado se puede observar en los ***Anexo 2***.

Tabla 10-16: Flota de camiones de transporte de Hidrógeno líquido, en función de la capacidad anual de transporte y la distancia de transporte.

km/ktpa	2	5	10	50	100	250	500	750	1000	1500
50	1	1	2	12	24	60	120	180	239	359

km/ktpa	2	5	10	50	100	250	500	750	1000	1500
100	1	1	3	15	29	73	146	219	292	437
150	1	2	3	17	34	86	172	258	344	515
200	1	2	4	20	40	99	198	297	396	593
250	1	2	4	22	45	112	224	336	448	672
300	1	2	5	25	50	125	250	375	500	750
350	1	3	6	28	55	138	276	414	552	828
400	1	3	6	30	60	151	302	453	604	906
450	1	3	7	33	66	164	328	492	656	984
500	1	4	7	35	71	177	354	531	708	1.062
550	2	4	8	38	76	190	380	570	760	1.140
600	2	4	8	41	81	203	406	609	812	1.218

Una vez estimada la flota, es posible compararla con el promedio de tránsito de camiones pesados el país, para lo cual es necesario observar el flujo diario de camiones por capacidad de transportes. Tomando como referencia el promedio de 258 camiones notamos que para el rango de capacidad de transporte entre 2-250 [ktpa], la cantidad de camiones en circulación diaria es menor, y por lo tanto es factible técnicamente de realizarse. Para el resto de las capacidades (250 – 1.500 [ktpa]), se observa que la cantidad de camiones diarios a circular excede el promedio, pero se encuentra bajo el máximo de circulación actual (1.251 camiones por día).

Para la estimación de las tarifas referenciales, se utiliza la metodología introducida en el capítulo 10, utilizando los parámetros de Capex y Opex presentados en el ***Anexo 3***. En base a esto, la Tabla 10-17 y la Tabla 10-18 muestran las tarifas referenciales estimadas.

Tabla 10-17: Tarifas referenciales del transporte de Hidrógeno líquido por camiones, en USD/ton/km, para el rango de 2-100 [ktpa].

km / ktpa	2	5	10	50	100
50	$ 63,66	$ 62,69	$ 61,73	$ 61,15	$ 61,15
100	$ 32,24	$ 31,76	$ 31,28	$ 31,28	$ 31,28
150	$ 21,81	$ 21,48	$ 21,48	$ 21,36	$ 21,32
200	$ 16,54	$ 16,30	$ 16,30	$ 16,30	$ 16,30
250	$ 13,59	$ 13,59	$ 13,40	$ 13,32	$ 13,30
300	$ 11,43	$ 11,43	$ 11,27	$ 11,27	$ 11,27
350	$ 10,49	$ 9,94	$ 9,94	$ 9,89	$ 9,89

km / ktpa	2	5	10	50	100
400	$ 9,29	$ 9,05	$ 8,92	$ 8,83	$ 8,82
450	$ 8,32	$ 8,11	$ 8,00	$ 7,96	$ 7,96
500	$ 7,59	$ 7,40	$ 7,40	$ 7,33	$ 7,32
600	$ 6,99	$ 6,81	$ 6,81	$ 6,78	$ 6,78
700	$ 6,50	$ 6,50	$ 6,42	$ 6,36	$ 6,36

Tabla 10-18: Tarifas referenciales del transporte de Hidrógeno Líquido por camiones, en [USD/ton/km], para el rango de 250-1.500 [ktpa].

km / ktpa	250	500	1.000	1.500
50	$ 61,15	$ 61,15	$ 61,15	$ 61,15
100	$ 31,24	$ 31,24	$ 31,24	$ 31,24
150	$ 21,31	$ 21,31	$ 21,31	$ 21,31
200	$ 16,29	$ 16,29	$ 16,29	$ 16,29
250	$ 13,30	$ 13,30	$ 13,30	$ 13,30
300	$ 11,27	$ 11,27	$ 11,27	$ 11,27
350	$ 9,88	$ 9,88	$ 9,88	$ 9,88
400	$ 8,81	$ 8,81	$ 8,81	$ 8,81
450	$ 7,96	$ 7,96	$ 7,96	$ 7,96
500	$ 7,31	$ 7,31	$ 7,31	$ 7,31
600	$ 6,78	$ 6,78	$ 6,78	$ 6,78
700	$ 6,35	$ 6,35	$ 6,35	$ 6,35

Las tarifas referenciales siguen la tendencia de los casos anteriores, en donde disminuyen a medida que incrementa la distancia de transporte, y se estabilizan a medida que la capacidad de transporte aumenta. Si comparamos con el Hidrogeno Gaseoso, notamos que las tarifas para Hidrógeno Líquido son mucho mayores.

10.4.4 Metanol

Según la demanda calculada en el *capítulo 7.3,* podemos considerar una cantidad máxima de 6,6 [Mtpa] (cantidad de Metanol a exportar más Metanol necesario para la producción de Jetfuel), y a partir de ella, fraccionarla en cantidades menores de manera de considerar distintos ordenes de magnitud. Para este ejercicio, se utilizará un rango de producción entre 0,025 - 6,6 [Mtpa] (25 – 6.600 [ktpa]).

Para el transporte de Metanol, se considerará la utilización de camiones y tanques para el transporte de combustibles líquidos, para los cuales existe un amplio mercado de proveedores y soluciones, ya que esta es una tecnología madura y tradicional. Alguna de las soluciones y sus respectivos proveedores se encuentran a continuación:

- Lbt - inc: Dentro de sus soluciones ofrece sus modelos BKZ, certificados bajo la norma DOT 406, y cuya capacidad de carga varía entre los 35-48 [m³], equivalentes a 27-37 [ton].
- Tremcar: Ofrece distintos modelos para el transporte de combustibles líquidos, todos ellos compatibles para el transporte de Metanol y Jetfuel, y certificados por norma DOT 406. Su rango de capacidades es más alto, yendo desde 4 a 25 [m³], equivalente a 3-20 [ton].
- Feldbinder: Ofrece sus modelos TSA ADR, que cuentan con soluciones para tanques de 30, 33, 49 y 58 [m³], que permiten un transporte de entre 24 y 46 [ton].



(a) (b)

Figura 10-13: Camiones referenciales de transporte de Metanol: (a) LBT – inc. (b) Tremcar.

Tomando como base lo ofrecido por el mercado, la

Tabla 10-19 muestra el tamaño de la flota de camiones, en función de la capacidad de transporte y la distancia a recorrer. Mayor detalle respecto a las características de los camiones y el Roundtrip considerado se puede observar en el ***Anexo 2***.

Tabla 10-19: Tamaño de flota de camiones de transporte de Metanol, en función de la capacidad anual de transporte y la distancia de transporte.

km/ktpa	25	50	100	300	500	1000	2000	5000	6600
50	1	1	3	8	13	25	51	127	167
100	1	2	3	10	16	33	66	164	217
150	1	2	4	12	20	40	81	201	266
200	1	2	5	14	24	48	96	239	315
250	1	3	6	17	28	55	110	276	364

km/ktpa	25	50	100	300	500	1000	2000	5000	6600
300	2	3	6	19	31	63	125	313	414
350	2	4	7	21	35	70	140	351	463
400	2	4	8	23	39	78	155	388	512
450	2	4	9	26	43	85	170	425	561
500	2	5	9	28	46	93	185	463	611
550	2	5	10	30	50	100	200	500	660
600	3	5	11	32	54	107	215	537	709

Una vez estimada la flota, es posible compararla con el promedio de tránsito de camiones pesados el país indicado en la sección 10.4.1, de 258 camiones, observándose que para el rango de capacidad de transporte entre 25 - 2.000 [ktpa], la cantidad de camiones en circulación diaria es menor, y por lo tanto es factible técnicamente de realizarse. Para el resto de las capacidades (2.000 – 6.600 [ktpa]), notamos que la cantidad de camiones diarios a circular excede el promedio, pero se encuentra bajo el máximo de circulación actual (1.251 camiones por día).

Para la estimación de las tarifas referenciales, se utiliza la metodología introducida en el capítulo 10, utilizando los parámetros de Capex y Opex presentados en el ***Anexo 3***. En base a esto, la Tabla 10-20 y la Tabla 10-21 muestran las tarifas referenciales estimadas.

Tabla 10-20: Tarifas referenciales del transporte de Metanol por camiones, en [USD/ton/km], para el rango de 25-500 [ktpa].

km / ktpa	25	50	100	300	500
50	$ 0,22	$ 0,22	$ 0,21	$ 0,20	$ 0,20
100	$ 0,15	$ 0,15	$ 0,15	$ 0,15	$ 0,15
150	$ 0,15	$ 0,14	$ 0,13	$ 0,13	$ 0,13
200	$ 0,13	$ 0,12	$ 0,12	$ 0,12	$ 0,12
250	$ 0,12	$ 0,12	$ 0,12	$ 0,11	$ 0,11
300	$ 0,12	$ 0,12	$ 0,11	$ 0,11	$ 0,11
350	$ 0,11	$ 0,11	$ 0,11	$ 0,11	$ 0,11
400	$ 0,11	$ 0,11	$ 0,11	$ 0,11	$ 0,11
450	$ 0,11	$ 0,11	$ 0,11	$ 0,11	$ 0,11
500	$ 0,11	$ 0,11	$ 0,11	$ 0,10	$ 0,10

km / ktpa	25	50	100	300	500
600	$ 0,11	$ 0,10	$ 0,10	$ 0,10	$ 0,10
700	$ 0,10	$ 0,10	$ 0,10	$ 0,10	$ 0,10

Tabla 10-21: Tarifas referenciales del transporte de Metanol por camiones, en [USD/ton/km], para el rango de 1.000-6.600 [ktpa].

km / ktpa	1.000	2.000	5.000	5.500	6.600
50	$ 0,20	$ 0,20	$ 0,20	$ 0,20	$ 0,20
100	$ 0,15	$ 0,15	$ 0,15	$ 0,15	$ 0,15
150	$ 0,13	$ 0,13	$ 0,13	$ 0,13	$ 0,13
200	$ 0,12	$ 0,12	$ 0,12	$ 0,12	$ 0,12
250	$ 0,11	$ 0,11	$ 0,11	$ 0,11	$ 0,11
300	$ 0,11	$ 0,11	$ 0,11	$ 0,11	$ 0,11
350	$ 0,11	$ 0,11	$ 0,11	$ 0,11	$ 0,11
400	$ 0,11	$ 0,11	$ 0,11	$ 0,11	$ 0,11
450	$ 0,11	$ 0,11	$ 0,11	$ 0,10	$ 0,10
500	$ 0,10	$ 0,10	$ 0,10	$ 0,10	$ 0,10
600	$ 0,10	$ 0,10	$ 0,10	$ 0,10	$ 0,10
700	$ 0,10	$ 0,10	$ 0,10	$ 0,10	$ 0,10

Las tarifas referenciales siguen la tendencia de los casos anteriores, en donde disminuyen a medida que incrementa la distancia de transporte, y se estabilizan a medida que la capacidad de transporte aumenta. Estas tarifas nos serán de utilidad para realizar la comparación entre los distintos medios para el transporte de Metanol.

10.4.5 Jetfuel

Según la demanda calculada en el *capítulo 7.3,* podemos considerar una cantidad máxima de 0,5 [Mtpa], y a partir de ella, ir fraccionándola en cantidades menores de manera de considerar distintos ordenes de magnitud. Para este ejercicio, se utilizará un rango de producción entre 0,025 – 0,5 [Mtpa] (25 –500 [ktpa]).

Al igual que para el Metanol, para el transporte de Jetfuel se considerará la utilización de camiones y tanques para el transporte de combustibles líquidos, en donde las soluciones y proveedores mostrados para Metanol también son válidos para Jetfuel.

Tomando como base lo ofrecido por el mercado, la Tabla 10-22 muestra el tamaño de la flota de camiones, en función de la capacidad de transporte y la distancia a recorrer. Mayor detalle

respecto a las características de los camiones y el Roundtrip considerado se puede observar en el ***Anexo 2.***

Tabla 10-22: Tamaño de flota de camiones para transporte de Jetfuel, en función de la capacidad anual de transporte y la distancia de transporte.

km/ktpa	25	50	100	300	500
50	1	2	3	9	14
100	1	2	3	11	18
150	2	3	4	13	22
200	2	3	5	16	26
250	2	3	6	18	30
300	2	4	6	21	34
350	2	4	7	23	38
400	3	5	8	25	42
450	3	5	9	28	46
500	3	5	9	30	50
550	3	6	10	33	54
600	3	6	11	35	58

Una vez estimada la flota, es posible compararla con el promedio de tránsito de camiones pesados el país indicado en la sección 10.4.1, de 258 camiones, observándose que, para todos los casos de transporte, el flujo diario de camiones está por debajo del promedio nacional, lo que hace factible este tipo de transporte.

Para la estimación de las tarifas referenciales, se utiliza la metodología introducida en el capítulo 10, utilizando los parámetros de Capex y Opex presentados en el ***Anexo 3***. En base a esto, la Tabla 10-23 muestra las tarifas referenciales estimadas.

Tabla 10-23: Tarifas referenciales del transporte de Jetfuel por camiones, en [USD/ton/km].

km / ktpa	25	50	100	300	500
50	$ 0,23	$ 0,23	$ 0,22	$ 0,22	$ 0,21
100	$ 0,16	$ 0,16	$ 0,16	$ 0,16	$ 0,16
150	$ 0,16	$ 0,15	$ 0,14	$ 0,14	$ 0,14
200	$ 0,14	$ 0,13	$ 0,13	$ 0,13	$ 0,13
250	$ 0,13	$ 0,12	$ 0,12	$ 0,12	$ 0,12

km / ktpa	25	50	100	300	500
300	$ 0,12	$ 0,12	$ 0,12	$ 0,12	$ 0,12
350	$ 0,12	$ 0,12	$ 0,12	$ 0,12	$ 0,12
400	$ 0,12	$ 0,12	$ 0,12	$ 0,11	$ 0,11
450	$ 0,12	$ 0,11	$ 0,11	$ 0,11	$ 0,11
500	$ 0,11	$ 0,11	$ 0,11	$ 0,11	$ 0,11
600	$ 0,11	$ 0,11	$ 0,11	$ 0,11	$ 0,11
700	$ 0,11	$ 0,11	$ 0,11	$ 0,11	$ 0,11

Si observamos las tarifas referenciales en [USD/ton/km], notamos como estas disminuyen a medida que incrementa la distancia de transporte. Para los rangos de capacidad de transporte, no muestran mayor variación. Estas tarifas nos serán de utilidad para realizar la comparación entre los distintos medios para el transporte de Jetfuel.

10.4.6 Urea

Según la demanda calculada en el *capítulo 7.3,* podemos considerar una cantidad máxima de 1 [Mtpa], y a partir de ella, ir fraccionándola en cantidades menores de manera de considerar distintos ordenes de magnitud. Para este ejercicio, se utilizará un rango de producción entre 0,025 – 1 [Mtpa] (25 –1.000 [ktpa]).

Para el transporte de Urea, se considerará la utilización de camiones para el transporte de sólidos a granel para los cuales, al igual que los combustibles líquidos, existe un amplio mercado de proveedores y soluciones, al ser una tecnología madura y tradicional. Alguna de las soluciones y sus respectivos proveedores se encuentran a continuación:

- Timpte: Cuenta con una serie de modelos de contenedores para el transporte de graneles sólidos, compatibles con el manejo de urea. Ofrece soluciones para el transporte de 10 y 25 [ton] por camión.
- Feldbinder: Ofrece soluciones para transporte de sólidos a granel en modelos de contenedores y remolques tolva, ofreciendo capacidades de transporte que varían entre las 20-30 [ton].
- Stoughton: Ofrece su modelo de transporte para granos con capacidad de carga de 20 [ton].



(a) (b)

Figura 10-14: Camiones referenciales de transporte de Urea: (a) Feldbinder (b) Stoughton.

Tomando como base lo ofrecido por el mercado, la Tabla 10-24 muestra el tamaño de la flota de camiones, en función de la capacidad de transporte y la distancia a recorrer. Mayor detalle respecto a las características de los camiones y el Roundtrip considerado se puede observar en el ***Anexo 2.***

Tabla 10-24: Tamaño de flota de camiones de transporte de Urea, en función de la capacidad anual de transporte y la distancia de transporte.

Km/ktpa	25	50	100	300	500	1000
50	1	2	3	7	12	23
100	1	2	4	10	16	32
150	2	3	5	13	21	41
200	2	3	5	15	25	50
250	2	3	6	18	30	59
300	2	4	7	21	34	68
350	2	4	8	23	39	77
400	3	5	9	26	43	86
450	3	5	10	29	48	95
500	3	6	11	31	52	103
550	3	6	12	34	56	112
600	3	7	13	37	61	121

Una vez estimada la flota, es posible compararla con el promedio de tránsito de camiones pesados el país indicado en la sección 10.4.1, de 258 camiones, observándose que, para todos los casos de transporte, el flujo diario de camiones está por debajo del promedio nacional, lo que hace factible este tipo de transporte.

Para la estimación de las tarifas referenciales, se utiliza la metodología introducida en el capítulo 10, utilizando los parámetros de Capex y Opex presentados en el ***Anexo 3***. En base a esto, la Tabla 10-25 muestran las tarifas referenciales estimadas.

Tabla 10-25: Tarifas referenciales del transporte de Urea por camiones, en [USD/ton/km].

km / ktpa	25	50	100	500	1.000
50	$ 0,22	$ 0,22	$ 0,20	$ 0,19	$ 0,19
100	$ 0,16	$ 0,16	$ 0,16	$ 0,15	$ 0,15
150	$ 0,16	$ 0,15	$ 0,14	$ 0,14	$ 0,14
200	$ 0,14	$ 0,13	$ 0,13	$ 0,13	$ 0,13

km / ktpa	25	50	100	500	1.000
250	$ 0,13	$ 0,13	$ 0,13	$ 0,13	$ 0,13
300	$ 0,13	$ 0,13	$ 0,12	$ 0,12	$ 0,12
350	$ 0,13	$ 0,12	$ 0,12	$ 0,12	$ 0,12
400	$ 0,13	$ 0,12	$ 0,12	$ 0,12	$ 0,12
450	$ 0,12	$ 0,12	$ 0,12	$ 0,12	$ 0,12
500	$ 0,12	$ 0,12	$ 0,12	$ 0,12	$ 0,12
600	$ 0,12	$ 0,12	$ 0,12	$ 0,12	$ 0,12
700	$ 0,12	$ 0,12	$ 0,12	$ 0,12	$ 0,12

Si observamos las tarifas referenciales en [USD/ton/km], notamos como estas disminuyen a medida que incrementa la distancia de transporte. Para los rangos de capacidad de transporte, no muestran mayor variación. Estas tarifas son de utilidad para realizar la comparación entre los distintos medios para el transporte de Urea.

10.5 Transporte Ferroviario

10.5.1 Aspectos generales

El transporte ferroviario corresponde al movimiento de mercancías desde un punto a otro utilizando una locomotora, que acoplada a una serie de vagones forman el denominado ferrocarril o tren. Para este medio de transporte, se analizarán las factibilidades técnicas de movilizar las materias primas y productos estudiados en esta consultoría, considerando diferentes rangos de producción alineados con los escenarios presentados en el capítulo 7.1, y contrastando con la infraestructura actual disponible en el país, principalmente el ferrocarril central. Tomando como base el análisis técnico, se realizará un análisis económico para estimar tarifas de transporte ferroviario referenciales, que nos sirvan como punto de comparación con los otros medios de transporte. Las consideraciones principales para el análisis técnico económico son las siguientes:

- Estimación de vagones y trenes: Se realizó una estimación de alto nivel de la cantidad de vagones y trenes necesarios para el transporte de sustancias, en base a diversos rangos de producción anual y de distancia. El rango de distancias a considerar es referencial y de la amplitud suficiente para cubrir la longitud de las líneas férreas indicadas en el capítulo 6.3, y va desde los 50 a los 700 [km] para todos los productos. Para la estimación, se considerará la capacidad anual de transporte, la capacidad de carga de cada tren, la cual dependerá de las dimensiones y capacidad de carga del vagón referencial considerado, y del Roundtrip y la disponibilidad del tren. Para la determinación de la cantidad de vagones, se toma como largo máximo permitido la restricción entregada por el Ferrocarril Central, de 500 [m] de largo. Los parámetros fijos generales para la estimación de vagones y trenes son mostrados en el ***Anexo 4.***

- Benchmaking de Vagones: Para cada uno de los productos a transportar, se realiza un benchmarking de las soluciones de transporte ofrecidas por diferentes proveedores, de manera de determinar la capacidad de carga promedio que se manejan en la industria, y el orden de magnitud de precios para la adquisición de estos, los cuales son indicados en el ***Anexo 5***. Los vagones referenciales tomados del benchmarking, que se utilizan como base para las estimaciones, cumplen con la restricción de tonelada por eje considerada para el ferrocarril central.

  Nota: *El benchmarking realizado no se debe considerar como una recomendación de proveedores. Este es realizado simplemente como un mapeo de lo que se está utilizando actualmente en la industria, y no representa preferencia alguna por parte de Ausenco-SEG.*

- Análisis Económico: Tomando como base los precios determinados en la etapa de benchmarking, se lleva a cabo una estimación de alto nivel del Capex y Opex de cada uno de los escenarios propuestos para todos los productos a transportar, tomando en cuenta los elementos principales que afectarían en mayor medida estos indicadores. Para la estimación del Capex se consideró el costo de la Locomotora y los Vagones de carga, mientras que para el Opex, se considera el costo de Combustible, Mantención de Equipos, Labor y la tarifa por el uso de la infraestructura ferroviaria suministrada por la Dirección Nacional de Transporte Ferroviario (DNTF, dependiente de MTOP). Además, para el caso específico del transporte de hidrógeno líquido, debido a la inmadurez de la tecnología y el alto costo de esta, se planteará el caso de considerar el costo del proceso de licuefacción. Los valores obtenidos para Capex y Opex serán representados en tarifas por tonelada y kilómetro, según la metodología indicada en el capítulo 0. Sobre la tarifa calculada, se considera un factor de 1.3 por concepto de ganancia del operador de servicio, dando como resultado la tarifa referencial a utilizar.

  Nota: *Los costos y tarifas enseñadas en este informe constituyen estimaciones de alto nivel, por lo cual son referenciales y pretenden mostrar ordenes de magnitud y tendencias, de manera de comparar los valores obtenidos entre medios de transporte, y no deben tomarse como base el desarrollo ingenieril de proyectos en específico.*

- Parámetros generales de Opex: Para la estimación de Opex, existen una serie de parámetros que son generales para todos los productos, los cuales son enseñados en la Tabla 10-26.

Tabla 10-26: Parámetros generales del Opex de transporte ferroviario, para todos los productos.

Parámetro	Consideración
Costo de combustible [USD/lt]	1,5
Salario anual base para operadores [USD][37]	50.000
Costo de mantención	10% anual sobre la inversión de Capex

[37] El término operadores considera un maquinista más un ayudante. Se aplicará un factor sobre el salario indicado, para incluir montos relacionados con seguros sociales, regalías, etc. Además, este factor variará entre sustancias, de manera de incluir las dificultades de transporte de cada uno de ellos.

Parámetro	Consideración
Tarifa por el uso de infraestructura [USD/ton bruta/km][38]	0,005

Mayor detalle de los parámetros generales del Opex, por producto, es mostrado en el ***Anexo 5***.

- Roundtrip: Para simplificar el análisis, se asumirá que los vagones ya se encuentran cargados cuando arriba la locomotora, por lo que esta solo debe acoplarse al conjunto de vagones. Esto implica que el tiempo de detención de cada tren estará determinado solo por las maniobras de acople-desacople a los vagones, y será igual para todos los productos, según lo enseñado en la Tabla 10-27 y la Tabla 10-28.

Tabla 10-27: Parámetros fijos para la estimación de Roundtrip de todos los productos.

Parámetro	Unidad	Valor
Disponibilidad	[-]	0,95
Velocidad	[km/hr]	40[39]
Tiempo total de detención	[hr]	8

Tabla 10-28: Roundtrip para el transporte ferroviario de todos los productos, según la distancia a recorrer.

Distancia por trayecto [km]	Tiempo por viaje [hr]
50	10,5
100	13,0
150	15,5
200	18,0
250	20,5
300	23,0
350	25,5
400	28,0
450	30,5
500	33,0

[38] Tarifa es considerada para viajes tanto de ida como de vuelta.
[39] Se considera como restricción la velocidad máxima para circular a través de la línea litoral.

Distancia por trayecto [km]	Tiempo por viaje [hr]
550	35,5
600	38,0

10.5.2 CO2

No todas las fuentes de CO_2 son compatibles con el transporte ferroviario, debido a que muchas de estas no cuentan con acceso a la red, como lo es el caso de UPM1 y Montes del Plata, dos de las mayores fuentes del país. La Figura 10-15 sobrepone la red ferroviaria sobre las fuentes de CO_2, permitiendo ver de forma clara para cuales fuentes es factibles el transporte por ferrovía.

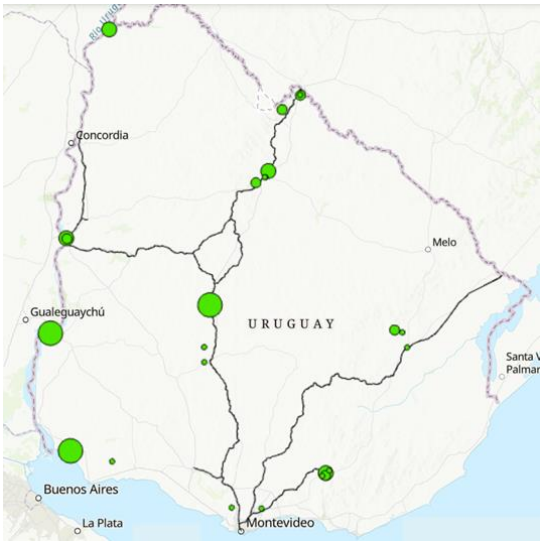


Figura 10-15: Distribución de fuentes de CO_2 en comparación con red ferroviaria.

De igual manera que con el transporte carretero, podemos agrupar las fuentes cercanas de CO_2, de manera de que sea un mismo tren el que se encargue de su recolección. Las fuentes de CO_2 se agruparán según lo observado en la Figura 10-16 y la Tabla 10-29, que nos determinarán los rangos de producción a considerar para la estimación de la cantidad de trenes y vagones.

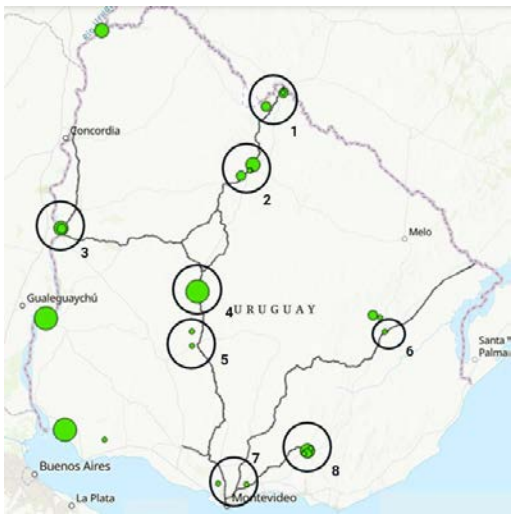


Figura 10-16: Agrupaciones de Fuentes de CO2, según la cercanía entre ellas.

Tabla 10-29:Agrupaciones de fuentes de CO_2.

Grupo	Empresa	Producción Anual de CO2 (Mtpa)
Grupo 1	Urufor	0,10
	Fymnsa	0,06
	Bioener	0,04
	Total	**0,20**
Grupo 2	Arboreal/ Frutifor	0,09
	Lumin	0,26
	Fenirol	0,04
	Frigorifico Tacuarembo	0,02
	Total	**0,41**
Grupo 3	Planta Bioetanol ALUR	0,15
	ANCAP Paysandu	0,05
	Total	**0,20**
Grupo 4	**UPM 2**	**3,90**
Grupo 5	Estancias del Lago	0,02
	Frigorífico BPU	0,01
	Total	**0,03**
Grupo 6	Cementos del Plata	0,08
	Galofer	0,04
	Total	**0,12**
Grupo 7	Frigorífico Pando	0,01
	Frigorífico Las piedras	0,02
	Total	**0,03**
Grupo 8	ANCAP Minas	0,05

Grupo	Empresa	Producción Anual de CO2 (Mtpa)
	Cementos artigas	0,21
	CYCUSA	0,01
	Fábricas nacionales de cerveza	0,01
	Total	**0,28**

En base a lo observado para cada fuente particular y agrupación de fuentes, podemos determinar lo siguiente:

- La capacidad mínima para estudiar es el caso de las plantas que emiten CO_2 dentro del orden de los 0,01 [Mtpa].
- Las fuentes de CO_2 de capacidades mas grande es UPM2, con una producción del orden de los 4 [Mtpa] aproximadamente.
- El resto de las fuentes tiene capacidades de producción que varían dentro del rango de 0,03-0,3 [Mtpa].

Con estos antecedentes, se establecen 2 rangos de producción a estudiar para el transporte por camión desde las fuentes de CO_2. El primer rango corresponde a 0,01-0,3 [Mtpa], mientras que el segundo corresponde a 2,5-4 [Mtpa]. Se consideran rangos entre 2,5 y 4 [Mtpa], de manera de mantener lo analizado en el transporte carretero, y de abrir la posibilidad a un transporte parcial desde UPM2.

Al igual que en el transporte carretero, se transportará el CO_2 en estado líquido criogénico, manteniendo las características operacionales de temperaturas. Dentro de los proveedores de vagones criogénicos para el transporte de CO_2 destacamos los siguientes:

- VTG: Ofrece su modelo G92.062D, que puede almacenar hasta 60 [ton] de CO_2 a -40°C.
- Cryovat: Cuenta con una serie de soluciones para el transporte de diversas sustancias en estado criogénico, incluyendo el CO_2 e Hidrógeno líquido. El diseño de los tanques es personalizado, y la empresa cuenta con experiencia en diseños de hasta 54 [m³], que permiten el transporte de aproximadamente 50 [ton].



(a) (b)

Figura 10-17: Vagones referenciales de transporte de CO2 criogénico: (a) VTG (b) Cryovat.

Tomando como base lo ofrecido por el mercado, la Tabla 10-30 muestra la cantidad de vagones y trenes, en función de la capacidad de transporte y la distancia a recorrer. Mayor detalle respecto a las características de los vagones considerados se puede observar en el ***Anexo 4.***

Tabla 10-30: Vagones y trenes para transporte de CO_2, en función de la capacidad anual y la distancia de transporte (formato: vagones – trenes).

km / ktpa	10	25	50	75	100	200	300	2500	3000	4000
50	1 - 1	1 - 1	1 - 1	2 - 1	3 - 1	5 - 1	7 - 1	52 - 2	62 - 2	83 - 3
100	1 - 1	1 - 1	2 - 1	2 - 1	3 - 1	6 - 1	8 - 1	64 - 2	77 - 3	102 - 4
150	1 - 1	1 - 1	2 - 1	3 - 1	3 - 1	7 - 1	10 - 1	76 - 3	91 - 3	122 - 4
200	1 - 1	1 - 1	2 - 1	3 - 1	4 - 1	7 - 1	11 - 1	88 - 3	106 - 4	141 - 5
250	1 - 1	1 - 1	2 - 1	3 - 1	4 - 1	8 - 1	12 - 1	101 - 3	121 - 4	161 - 5
300	1 - 1	2 - 1	3 - 1	4 - 1	5 - 1	9 - 1	14 - 1	113- 3	135 - 5	180 - 6
350	1 - 1	2 - 1	3 - 1	4 - 1	5 - 1	10 - 1	15 - 1	125 - 4	150 - 5	200 - 7
400	1 - 1	2 - 1	3 - 1	5 - 1	6 - 1	11 - 1	17 - 1	137 - 4	165 - 5	219 - 7
450	1 - 1	2 - 1	3 - 1	5 - 1	6 - 1	12 - 1	18 - 1	149 - 4	179 - 6	239 - 8
500	1 - 1	2 - 1	4 - 1	5 - 1	7 - 1	13 - 1	20 - 1	162 - 5	194 - 6	258 - 8
550	1 - 1	2 - 1	4 - 1	6 - 1	7 - 1	14 - 1	21 - 1	174 - 5	209 - 7	278 - 9
600	1 - 1	2 - 1	4 - 1	6 - 1	8 - 1	15 - 1	23 - 1	186 - 5	223 - 7	298 - 9

Una vez estimada la cantidad de trenes, es posible compararla con la disponibilidad remanente del ferrocarril central, la cual permite un máximo de circulación de 8 trenes, en trayecto ida y vuelta. Si observamos los tiempos de viaje para cada trayecto indicado en la Tabla 10-28, notamos que para una distancia de 50 [km], un mismo tren puede realizar aproximadamente 3 viajes diarios, mientras que para 600 [km], tarda más de un día en realizar uno. Esto indica que, para una misma capacidad de transporte, el flujo de trenes es el mismo, independiente del rango de distancia a cubrir, al igual que en el caso del transporte terrestre. Se toma como referencia la cantidad de trenes necesarios para los 350 [km], los cuales tienen un Roundtrip de aproximadamente un día. En base a esto, notamos que para el rango de producción entre 10-3.000 [ktpa], la frecuencia de trenes está dentro de la disponibilidad remanente de la red ferroviaria. Para el caso de 4.000 [ktpa], es necesario una frecuencia de circulación levemente mayor a la disponible, por lo que el transporte de 4.000 [ktpa] no es técnicamente factible, en base a la infraestructura actual disponible en Uruguay.

Para la estimación de las tarifas referenciales, se utiliza la metodología introducida en el capítulo 10, utilizando los parámetros de Capex y Opex presentados en el ***Anexo 5***. En base a esto, la Tabla 10-31 y la Tabla 10-32muestra las tarifas referenciales estimadas.

Tabla 10-31: Tarifas referenciales del transporte ferroviario de CO_2 en [USD/ton/km], para el rango de 10-200 [ktpa].

km / ktpa	10	25	50	75	100	200
50	$ 4,46	$ 1,80	$ 0,98	$ 0,66	$ 0,54	$ 0,31

km / ktpa	10	25	50	75	100	200
100	$ 2,25	$ 0,91	$ 0,50	$ 0,34	$ 0,28	$ 0,18
150	$ 1,51	$ 0,61	$ 0,34	$ 0,25	$ 0,21	$ 0,13
200	$ 1,14	$ 0,46	$ 0,26	$ 0,19	$ 0,16	$ 0,11
250	$ 0,91	$ 0,41	$ 0,23	$ 0,17	$ 0,14	$ 0,09
300	$ 0,76	$ 0,34	$ 0,19	$ 0,14	$ 0,12	$ 0,08
350	$ 0,66	$ 0,30	$ 0,17	$ 0,13	$ 0,10	$ 0,08
400	$ 0,58	$ 0,26	$ 0,15	$ 0,12	$ 0,10	$ 0,07
450	$ 0,52	$ 0,24	$ 0,14	$ 0,11	$ 0,09	$ 0,07
500	$ 0,47	$ 0,21	$ 0,13	$ 0,10	$0,09	$ 0,06
550	$ 0,43	$ 0,20	$ 0,12	$ 0,10	$ 0,08	$ 0,06
600	$ 0,39	$ 0,18	$ 0,11	$ 0,09	$ 0,08	$ 0,06

Tabla 10-32: Tarifas referenciales del transporte ferroviario de CO_2 en [USD/ton/km], para el rango de 300-5.500 [ktpa].

km / ktpa	300	2500	3000	4000	5500
50	$ 0,24	$ 0,13	$ 0,12	$ 0,12	$ 0,12
100	$ 0,14	$ 0,09	$ 0,09	$ 0,09	$ 0,08
150	$ 0,11	$ 0,07	$ 0,07	$ 0,07	$ 0,07
200	$ 0,09	$ 0,07	$ 0,07	$ 0,07	$ 0,06
250	$ 0,08	$ 0,06	$ 0,06	$ 0,06	$ 0,06
300	$ 0,07	$ 0,06	$ 0,06	$ 0,06	$ 0,06
350	$ 0,07	$ 0,06	$ 0,06	$ 0,06	$ 0,06
400	$ 0,06	$ 0,06	$ 0,05	$ 0,05	$ 0,05
450	$ 0,06	$ 0,05	$ 0,05	$ 0,05	$ 0,05
500	$ 0,06	$ 0,05	$ 0,05	$ 0,05	$ 0,05
550	$ 0,06	$ 0,05	$ 0,05	$ 0,05	$ 0,05
600	$ 0,06	$ 0,05	$ 0,05	$ 0,05	$ 0,05

Se observa que las tarifas referenciales en [USD/ton/km] disminuyen a medida que incrementa la distancia de transporte, lo cual es esperable. Para los rangos de capacidad de transporte, la disminución de las tarifas de transporte ferroviario es notoria a medida que aumenta la capacidad de transporte, estabilizándose para capacidades del orden de los 300 [ktpa]. Estas tarifas nos serán de utilidad para realizar la comparación entre los distintos medios para el transporte de CO_2.

10.5.3 Hidrogeno

Para el transporte de Hidrogeno por Ferrocarril, se estudiará el manejo de este tanto en estado gaseoso como en estado líquido. Las tecnologías para este medio de transporte se encuentran en su mayoría en desarrollo, siendo pocas las soluciones comerciales existentes. Gran parte de los proveedores ofrecen replica sus soluciones de transporte de Hidrogeno en camiones, o la reutilización de vagones de transporte criogénicos diseñados para otras sustancias, lo cual será tomado como referencia para la estimación a alto nivel del transporte de Hidrógeno por ferrovías. Para ambos casos de transporte, se considerarán los rangos de producción utilizados en el análisis de transporte carretero de Hidrógeno.

10.5.3.1 Hidrógeno Gaseoso

Para el transporte de Hidrógeno Gaseoso es posible replicar las soluciones presentadas en el capítulo 10.4.3.1 para el transporte carretero, ya que los cilindros Tipo IV pueden ser almacenados de distintas maneras, y adaptados para ser utilizados en un container para vagones de trenes.



Figura 10-18: Transporte de Hidrogeno en estado gaseoso por ferrocarril ofrecida por Nproxx.

Tomando como base lo ofrecido por el mercado, la Tabla 10-33 muestra la cantidad de vagones y trenes, en función de la capacidad de transporte y la distancia a recorrer. Mayor detalle respecto a las características de los vagones considerados se puede observar en el ***Anexo 4.***

Tabla 10-33: Vagones y trenes, en función de la capacidad anual de transporte y la distancia de transporte.

km / ktpa	2	5	10	50	100	250	500	750	1000	1500
50	4 - 1	8 - 1	16 - 1	79 - 3	158 - 5	395 - 11	789 - 22	1.183 - 33	1.578 - 44	2.366 – 66
100	4 - 1	10 - 1	20 - 1	98 - 3	196 - 6	489 - 14	977 - 28	1.465 - 41	1.953 - 55	2.929 - 82
150	5 - 1	12 - 1	24 - 1	117 - 4	233 - 7	583 - 17	1.165 - 33	1.747 - 49	2.329 - 65	3.493 - 98
200	6 - 1	14 - 1	27 - 1	136 - 4	271 - 8	676 - 19	1.352 - 38	2.028 - 57	2.704 - 76	4.056 - 113
250	7 - 1	16 - 1	31 - 1	154 - 5	308 - 9	770 - 22	1.540 - 43	2.310 - 65	3.079 - 86	4.619 - 129
300	7 - 1	18 - 1	35 - 1	173 - 5	346 - 10	864 - 24	1.728 - 48	2.591 - 72	3.455 - 96	5.182 - 144
350	8 - 1	20 - 1	39 - 2	192 - 6	383 - 11	958 - 27	1.916 - 54	2.873 - 80	3.831 - 107	5.746 - 160
400	9 - 1	21 - 1	43 - 2	211 - 6	421 - 12	1.052 - 30	2.102 - 59	3.155 - 88	4.206 - 117	6.309 - 176
450	10 - 1	23 - 1	46 - 2	230 - 7	459 - 13	1.146 - 32	2.291 - 64	3.435 - 96	4.582 - 128	6.872 - 191
500	10 - 1	25 - 1	50 - 2	248 - 7	496 - 14	1.240 - 35	2.479 - 69	3.718 - 104	4.957 - 138	7.436 - 207
550	11 - 1	27 - 1	54 - 2	267 - 8	534 - 15	1.334 - 38	2.667 - 75	4.000 - 112	5.333 - 149	7.999 - 223
600	12 - 1	29 - 1	58 - 2	286 - 8	571 - 16	1.427 - 40	2.854 - 80	4.281 - 119	5.708 - 159	8.562 - 238

Una vez estimada la cantidad de trenes, es posible compararla con la disponibilidad remanente del ferrocarril central, la cual permite un máximo de circulación de 8 trenes, en trayecto ida y vuelta. Según lo analizado en la sección 10.5.2, se considerará que el flujo diario de trenes no varía según la distancia, y se tomará como referencia la cantidad de trenes necesarios para los 350 [km] (Roundtrip cercano a 24 horas). En base a esto, notamos que para el rango de producción entre 2 - 50 [ktpa], la frecuencia de trenes está dentro de la disponibilidad remanente de la red ferroviaria. Para el caso de capacidades mayores a 100 [ktpa], es necesario una frecuencia de circulación considerablemente mayor a la disponible, por lo que transportar estas cantidades no es factible en base a la infraestructura actual disponible en Uruguay.

Para la estimación de las tarifas referenciales, se utiliza la metodología introducida en el capítulo 10, utilizando los parámetros de Capex y Opex presentados en el ***Anexo 5***. En base a esto, la Tabla 10-34 y la Tabla 10-35 muestran las tarifas referenciales estimadas.

Tabla 10-34: Tarifas referenciales del transporte ferroviario de hidrogeno gaseoso en [USD/ton/km], para el rango de 2-100 [ktpa].

km / ktpa	2	5	10	50	100
50	$ 29,94	$ 16,53	$ 12,81	$ 11,22	$ 10,84
100	$ 15,13	$ 9,56	$ 7,70	$ 6,84	$ 6,84
150	$ 11,15	$ 7,24	$ 6,00	$ 5,64	$ 5,49
200	$ 9,17	$ 6,08	$ 5,15	$ 4,85	$ 4,83
250	$ 7,98	$ 5,38	$ 4,52	$ 4,50	$ 4,42
300	$ 6,68	$ 4,92	$ 4,50	$ 4,16	$ 4,16
350	$ 6,18	$ 4,59	$ 4,50	$ 4,02	$ 3,97
400	$ 5,81	$ 4,34	$ 4,26	$ 3,83	$ 3,82
450	$ 5,52	$ 4,01	$ 4,01	$ 3,76	$ 3,71
500	$ 4,98	$ 3,87	$ 3,87	$ 3,62	$ 3,62
550	$ 4,82	$ 3,75	$ 3,75	$ 3,58	$ 3,56
600	$ 4,69	$ 3,66	$ 3,66	$ 3,49	$ 3,49

Tabla 10-35: Tarifas referenciales del transporte ferroviario de hidrogeno gaseoso en [USD/ton/km], para el rango de 250-1.500 [ktpa]

km / ktpa	250	500	750	1000	1500
50	$ 10,62	$ 10,61	$ 10,61	$ 10,61	$ 10,61

km / ktpa	250	500	750	1000	1500
100	$ 6,76	$ 6,75	$ 6,73	$ 6,73	$ 6,72
150	$ 5,47	$ 5,44	$ 5,43	$ 5,43	$ 5,43
200	$ 4,78	$ 4,78	$ 4,78	$ 4,78	$ 4,78
250	$ 4,41	$ 4,40	$ 4,40	$ 4,39	$ 4,39
300	$ 4,13	$ 4,13	$ 4,13	$ 4,13	$ 4,13
350	$ 3,95	$ 3,95	$ 3,95	$ 3,95	$ 3,95
400	$ 3,82	$ 3,81	$ 3,81	$ 3,81	$ 3,81
450	$ 3,70	$ 3,70	$ 3,70	$ 3,70	$ 3,70
500	$ 3,62	$ 3,61	$ 3,61	$ 3,61	$ 3,61
550	$ 3,56	$ 3,55	$ 3,54	$ 3,54	$ 3,54
600	$ 3,49	$ 3,48	$ 3,48	$ 3,48	$ 3,48

Se observa que las tarifas referenciales siguen la misma tendencia que para el transporte ferroviario de CO_2, en donde estas disminuyen a medida que incrementa la distancia de transporte. Para los rangos de capacidad de transporte, la disminución de las tarifas de transporte ferroviario es notoria a medida que esta aumenta, estabilizándose para capacidades del orden de las 100 [ktpa]. Estas tarifas son de utilidad para realizar la comparación entre los distintos medios para el transporte de Hidrógeno.

10.5.3.2 Hidrógeno Líquido

Comercialmente no existen soluciones específicas para el transporte de hidrógeno. Sin embargo, existe la posibilidad de reacondicionar los tanques presentados en el capítulo 10.4.3.2, así como también utilizar vagones criogénicos diseñados para el transporte de otras sustancias, como lo es el caso de la empresa VTG, quienes ya se encuentran desarrollando tecnologías para adaptar sus vagones criogénicos[40].

Tomando como base lo ofrecido por el mercado mencionado, la Tabla 10-36 muestra la cantidad de vagones y trenes, en función de la capacidad de transporte y la distancia a recorrer. Mayor detalle respecto a las características de los vagones considerados se puede observar en el ***Anexo 4.***

[40] Fuente: Sitio Web VTG. https://www.vtg.com/news-and-insights/stories/future-oriented-transport-solutions-for-new-energies.

Tabla 10-36: Vagones y trenes para transporte de Hidrógeno líquido, en función de la capacidad anual de transporte y la distancia de transporte.

km / ktpa	2	5	10	50	100	250	500	750	1000	1500
50	1 - 1	2 - 1	3 - 1	15 - 1	30 - 1	76 - 3	151 - 5	226 - 7	301 - 10	451 - 14
100	1 - 1	2 - 1	4 - 1	19 - 1	38 - 2	93 - 3	186 - 6	279 - 9	372 - 12	558 - 17
150	1 - 1	3 - 1	5 - 1	23 - 1	45 - 2	111 - 4	222 - 7	333 - 11	444 - 14	666 - 21
200	1 - 1	3 - 1	6 - 1	26 - 1	53 - 2	129 - 4	258 - 8	387 - 12	515 - 16	773 - 24
250	2 - 1	3 - 1	6 - 1	30 - 1	59 - 2	147 - 5	294 - 9	440 - 14	587 - 18	880 - 27
300	2 - 1	4 - 1	7 - 1	33 - 1	66 - 2	165 - 5	329 - 10	494 - 15	658 - 20	988 - 30
350	2 - 1	4 - 1	8 - 1	37 - 2	73 - 3	183 - 6	365 - 12	548 - 17	730 - 23	1.095 - 34
400	2 - 1	4 - 1	8 - 1	41 - 2	81 - 3	201 - 7	401 - 13	601 - 19	802 - 25	1.202 - 37
450	2 - 1	5 - 1	9 - 1	44 - 2	88 - 3	219 - 7	437 - 14	655 - 20	873 - 27	1.309 - 40
500	2 - 1	5 - 1	10 - 1	48 - 2	95 - 3	236 - 8	473 - 15	709 - 22	945 - 29	1.417 - 43
550	2 - 1	6 - 1	11 - 1	51 - 2	102 - 4	254 - 8	508 - 16	762 - 24	1.016 - 31	1.524 - 47
600	3 - 1	6 - 1	11 - 1	55 - 2	109 - 4	272 - 9	544 - 17	816 - 25	1.088 - 33	1.631 - 50

Una vez estimada la cantidad de trenes, es posible compararla con la disponibilidad remanente del ferrocarril central, la cual permite un máximo de circulación de 8 trenes, en trayecto ida y vuelta. Según lo analizado en la sección 10.5.2, se considerará que el flujo diario de trenes no varía según la distancia, y se tomará como referencia la cantidad de trenes necesarios para los 350 [km] (Roundtrip cercano a 24 horas). En base a esto, notamos que para el rango de producción entre 2 - 250 [ktpa], la frecuencia de trenes está dentro de la disponibilidad remanente de la red ferroviaria. Para el caso de capacidades mayores a esta, es necesario una frecuencia de circulación considerablemente mayor a la disponible, por lo que transportar estas cantidades no es factible en base a la infraestructura actual disponible en Uruguay.

Para la estimación de las tarifas referenciales, se utiliza la metodología introducida en el capítulo 10, utilizando los parámetros de Capex y Opex presentados en el ***Anexo 5***. En base a esto, la Tabla 10-37 y la Tabla 10-38 muestran las tarifas referenciales estimadas.

Tabla 10-37: Tarifas referenciales del transporte ferroviario de Hidrógeno Líquido por ferrocarril en [USD/ton/km], para los rangos de 2-100 [ktpa].

km / ktpa	2	5	10	50	100
50	$ 78,83	$ 66,84	$ 63,12	$ 59,47	$ 59,04
100	$ 39,45	$ 33,45	$ 31,59	$ 30,02	$ 30,02
150	$ 26,35	$ 22,93	$ 21,40	$ 20,29	$ 20,26
200	$ 20,84	$ 17,18	$ 16,25	$ 15,34	$ 15,34
250	$ 16,68	$ 13,75	$ 13,01	$ 12,42	$ 12,40
300	$ 13,88	$ 11,73	$ 10,96	$ 10,41	$ 10,41
350	$ 11,93	$ 10,09	$ 9,56	$ 9,16	$ 9,10
400	$ 10,44	$ 9,05	$ 8,48	$ 8,11	$ 8,05
450	$ 9,26	$ 8,03	$ 7,52	$ 7,25	$ 7,21
500	$ 8,36	$ 7,25	$ 6,88	$ 6,62	$ 6,58
550	$ 8,02	$ 6,76	$ 6,34	$ 6,08	$ 6,08
600	$ 7,38	$ 6,23	$ 5,84	$ 5,66	$ 5,65

Tabla 10-38: Tarifas referenciales del transporte ferroviario de Hidrógeno Líquido por ferrocarril en [USD/ton/km], para los rangos de 250-1.500 [ktpa].

km / ktpa	250	500	750	1000	1500
50	$ 59,04	$ 58,95	$ 58,94	$ 58,94	$ 58,94

km / ktpa	250	500	750	1000	1500
100	$ 29,84	$ 29,84	$ 29,84	$ 29,84	$ 29,84
150	$ 20,20	$ 20,18	$ 20,18	$ 20,18	$ 20,17
200	$ 15,29	$ 15,29	$ 15,29	$ 15,29	$ 15,29
250	$ 12,40	$ 12,38	$ 12,38	$ 12,38	$ 12,38
300	$ 10,41	$ 10,41	$ 10,41	$ 10,41	$ 10,41
350	$ 9,07	$ 9,06	$ 9,06	$ 9,06	$ 9,06
400	$ 8,04	$ 8,02	$ 8,02	$ 8,02	$ 8,02
450	$ 7,19	$ 7,19	$ 7,19	$ 7,19	$ 7,19
500	$ 6,58	$ 6,57	$ 6,57	$ 6,56	$ 6,56
550	$ 6,05	$ 6,05	$ 6,05	$ 6,05	$ 6,04
600	$ 5,63	$ 5,63	$ 5,63	$ 5,63	$ 5,63

Las tarifas referenciales siguen la misma tendencia de los casos anteriores, en donde estas disminuyen a medida que incrementa los rangos de producción y la distancia de transporte. Para los rangos de capacidad de transporte, la disminución de las tarifas de transporte ferroviario es notoria a medida que esta aumenta, estabilizándose para capacidades del orden de las 500 [ktpa]. Estas tarifas nos serán de utilidad para realizar la comparación entre los distintos medios para el transporte de Hidrógeno.

10.5.4 Metanol

Al igual que en el caso del transporte carretero de Metanol, se determinarán rangos de producción en base a los escenarios propuestos, debido al desconocimiento de la producción de las futuras fuentes y la ubicación exacta de estas. Para este ejercicio, se utilizará un rango de producción entre 0,025 - 6,6 [Mtpa] (25 – 6.600 [ktpa]).

Para el transporte de metanol se considera la utilización de vagones comerciales para el transporte de combustibles líquidos, para el cual existe un amplio mercado de soluciones maduras. Dentro de los proveedores disponibles mencionamos los siguientes:

- The Greenbier Companies: Sus modelos para transporte de combustible varían entre los 80 y los 115 [m³], que permiten una capacidad de carga de entre 60 y 90 [ton].
- Wascosa: Ofrece modelos que varían entre los 80 y 100 [m³], que permite cargar hasta 80 [ton].
- Trinity Rail: Sus modelos varían entre los 55 y los 130 [m³], equivalentes a 45 - 100 [ton].





(a) (b)

Figura 10-19: Vagones referenciales para transporte de combustibles líquidos: (a) Wascosa. (b) Trinity Rail.

Tomando como base lo ofrecido por el mercado, la Tabla 10-39 muestra la cantidad de vagones y trenes, en función de la capacidad de transporte y la distancia a recorrer. Mayor detalle respecto a las características de los vagones considerados se puede observar en el ***Anexo 4***.

Tabla 10-39: Vagones y trenes para el transporte de Metanol, en función de la capacidad anual de producción y la distancia de transporte.

km / ktpa	25	50	100	300	500	1000	2000	5000	6600
50	1 - 1	2 - 1	3 - 1	7 - 1	12 - 1	23 - 1	46 - 2	115 - 4	152 - 5
100	1 - 1	2 - 1	3 - 1	9 - 1	15 - 1	29 - 1	57 - 2	142 - 5	188 - 6
150	1 - 1	2 - 1	4 - 1	11 - 1	17 - 1	34 - 1	68 - 2	170 - 5	224 - 7
200	1 - 1	2 - 1	4 - 1	12 - 1	20 - 1	40 - 2	79 - 3	197 - 6	260 - 8
250	2 - 1	3 - 1	5 - 1	14 - 1	23 - 1	45 - 2	90 - 3	224 - 7	296 - 9
300	2 - 1	3 - 1	5 - 1	16 - 1	26 - 1	51 - 2	101 - 3	252 - 8	332 - 10
350	2 - 1	3 - 1	6 - 1	17 - 1	28 - 1	56 - 2	112- 4	279 - 8	368 - 11
400	2 - 1	4 - 1	7 - 1	19 - 1	31 - 1	62 - 2	123- 4	306 - 9	404 - 12
450	2 - 1	4 - 1	7 - 1	20 - 1	34 - 1	67 - 2	134- 4	334 - 10	440 - 13
500	2 - 1	4 - 1	8 - 1	22 - 1	36 - 2	73 - 3	145 - 5	361 - 11	476 - 14
550	2 - 1	4 - 1	8 - 1	24 - 1	39 - 2	78 - 3	156 - 5	388 - 12	512 - 15
600	3 - 1	5 - 1	9 - 1	25 - 1	42 - 2	83 - 3	166 - 5	416 - 12	548 - 16

Una vez estimada la cantidad de trenes, es posible compararla con la disponibilidad remanente del ferrocarril central, la cual permite un máximo de circulación de 8 trenes, en trayecto ida y vuelta. Según lo analizado en la sección 10.5.2, se considerará que el flujo diario de trenes no varía según la distancia, y se tomará como referencia la cantidad de trenes necesarios para los 350 [km] (Roundtrip cercano a 24 horas). En base a esto, notamos que

para el rango de producción entre 25 – 5.000 [ktpa], la frecuencia de trenes está dentro de la disponibilidad remanente de la red ferroviaria. Las capacidades mayores requieren una frecuencia de circulación mayor a la disponible, por lo que transportar estas cantidades no es factible en base a la infraestructura actual disponible en Uruguay.

Para la estimación de las tarifas referenciales, se utiliza la metodología introducida en el capítulo 10, utilizando los parámetros de Capex y Opex presentados en el ***Anexo 5***. En base a esto, la Tabla 10-40 y la Tabla 10-41 muestran las tarifas referenciales estimadas.

Tabla 10-40:Tarifas referenciales del transporte ferroviario de Metanol en [USD/ton/km], en el rango de 25-500 [ktpa].

km / ktpa	25	50	75	100	300	500
50	$ 1,60	$ 0,86	$ 0,59	$ 0,47	$ 0,22	$ 0,17
100	$ 0,81	$ 0,44	$ 0,32	$ 0,25	$ 0,12	$ 0,10
150	$ 0,55	$ 0,30	$ 0,22	$ 0,18	$ 0,09	$ 0,08
200	$ 0,42	$ 0,23	$ 0,17	$ 0,14	$ 0,08	$ 0,06
250	$ 0,35	$ 0,20	$ 0,14	$ 0,12	$ 0,07	$ 0,06
300	$ 0,30	$ 0,17	$ 0,12	$ 0,10	$ 0,06	$ 0,05
350	$ 0,26	$ 0,15	$ 0,11	$ 0,09	$ 0,06	$ 0,05
400	$ 0,23	$ 0,13	$ 0,10	$ 0,09	$ 0,05	$ 0,05
450	$ 0,20	$ 0,12	$ 0,09	$ 0,08	$ 0,05	$ 0,05
500	$ 0,19	$ 0,11	$ 0,09	$ 0,07	$ 0,05	$ 0,05
550	$ 0,17	$ 0,10	$ 0,08	$ 0,07	$ 0,05	$ 0,05
600	$ 0,16	$ 0,10	$ 0,08	$ 0,07	$ 0,05	$ 0,05

Tabla 10-41: Tarifas referenciales del transporte ferroviario de Metanol en [USD/ton/km], en el rango de 1.000-6.600 [ktpa].

km / ktpa	1000	2000	5000	5500	6600
50	$ 0,13	$ 0,13	$ 0,12	$ 0,12	$ 0,12
100	$ 0,08	$ 0,08	$ 0,08	$ 0,08	$ 0,08
150	$ 0,06	$ 0,06	$ 0,06	$ 0,06	$ 0,06
200	$ 0,06	$ 0,06	$ 0,06	$ 0,06	$ 0,06
250	$ 0,06	$ 0,05	$ 0,05	$ 0,05	$ 0,05
300	$ 0,05	$ 0,05	$ 0,05	$ 0,05	$ 0,05

km / ktpa	1000	2000	5000	5500	6600
350	$ 0,05	$ 0,05	$ 0,05	$ 0,05	$ 0,05
400	$ 0,05	$ 0,05	$ 0,05	$ 0,05	$ 0,05
450	$ 0,05	$ 0,04	$ 0,04	$ 0,04	$ 0,04
500	$ 0,05	$ 0,05	$ 0,04	$ 0,04	$ 0,04
550	$ 0,05	$ 0,04	$ 0,04	$ 0,04	$ 0,04
600	$ 0,04	$ 0,04	$ 0,04	$ 0,04	$ 0,04

Las tarifas referenciales siguen la misma tendencia de los casos anteriores, en donde estas disminuyen a medida que incrementa los rangos de producción y la distancia de transporte. Para los rangos de capacidad de transporte, la disminución de las tarifas de transporte ferroviario es notoria a medida que esta aumenta, estabilizándose para capacidades del orden de las 1.000 [ktpa]. Estas tarifas nos serán de utilidad para realizar la comparación entre los distintos medios para el transporte de Metanol.

En el caso de que el metanol por ferrocarril llegue a puerto, se estima una tarifa referencial por la descarga de los vagones y manejo portuario asociado de 2 [USD] por tonelada. Este costo será considerado y adicionado posteriormente como input al modelo de optimización.

10.5.5 Jetfuel

Al igual que en el caso del transporte carretero de Jetfuel, se determinarán rangos de producción en base a los escenarios propuestos, debido al desconocimiento de la producción de las futuras fuentes y la ubicación exacta de estas. Para este ejercicio, se utilizará un rango de producción entre 0,025 - 0,5 [Mtpa] (25 – 500 [ktpa]).

Al igual que para el metanol, para el transporte de Jetfuel se considera la utilización de vagones comerciales para el transporte de combustibles líquidos, por lo que el benchmarking utilizado para el Metanol es válido para el Jetfuel. Se considera el mismo vagón de The Greenbier companies, y al hacer el reajuste por densidad notamos que puede transportar 53 [ton] de carga.

Tomando como base lo ofrecido por el mercado, la Tabla 10-42 muestra la cantidad de vagones y trenes, en función de la capacidad de transporte y la distancia a recorrer. Mayor detalle respecto a las características de los vagones considerados se puede observar en el ***Anexo 4***.

Tabla 10-42: Vagones y trenes para el transporte de Jetfuel, en función de la capacidad anual [ktpa] y la distancia de transporte [km].

km / ktpa	25	50	100	300	500
50	1 - 1	2 - 1	3 - 1	8 - 1	12 - 1
100	1 - 1	2 - 1	3 - 1	9 - 1	15 - 1
150	1 - 1	2 - 1	4 - 1	11 - 1	18 - 1
200	1 - 1	2 - 1	5 - 1	13 - 1	21 - 1

km / ktpa	25	50	100	300	500
250	2 - 1	3 - 1	5 - 1	14 - 1	24 - 1
300	2 - 1	3 - 1	6 - 1	16 - 1	27 - 1
350	2 - 1	3 - 1	6 - 1	18 - 1	29 - 1
400	2 - 1	4 - 1	7 - 1	19 - 1	32 - 1
450	2 - 1	4 - 1	7 - 1	21 - 1	35 - 1
500	2 - 1	4 - 1	8 - 1	23 - 1	38 - 2
550	2 - 1	4 - 1	8 - 1	25 - 1	41 - 2
600	3 - 1	5 - 1	9 - 1	26 - 1	44 - 2

Una vez estimada la cantidad de trenes, es posible compararla con la disponibilidad remanente del ferrocarril central, la cual permite un máximo de circulación de 8 trenes, en trayecto ida y vuelta. Según lo analizado en la sección 10.5.2, se considerará que el flujo diario de trenes no varía según la distancia, y se tomará como referencia la cantidad de trenes necesarios para los 350 [km] (Roundtrip cercano a 24 horas). En base a esto, notamos que todos los casos de producción son factibles de realizar considerando la infraestructura ferroviaria actual de Uruguay.

Para la estimación de las tarifas referenciales, se utiliza la metodología introducida en el capítulo 10, utilizando los parámetros de Capex y Opex presentados en el ***Anexo 5***. En base a esto, la Tabla 10-43 muestra las tarifas referenciales estimadas.

Tabla 10-43: Tarifas referenciales del transporte ferroviario de Jetfuel en [USD/ton/km].

km / ktpa	25	50	100	300	500
50	$ 1,60	$ 0,86	$ 0,47	$ 0,22	$ 0,17
100	$ 0,81	$ 0,44	$ 0,25	$ 0,12	$ 0,10
150	$ 0,55	$ 0,30	$ 0,18	$ 0,09	$ 0,08
200	$ 0,43	$ 0,24	$ 0,14	$ 0,08	$ 0,06
250	$ 0,35	$ 0,20	$ 0,12	$ 0,07	$ 0,06
300	$ 0,30	$ 0,17	$ 0,10	$ 0,06	$ 0,05
350	$ 0,26	$ 0,15	$ 0,09	$ 0,06	$ 0,05
400	$ 0,23	$ 0,13	$ 0,09	$ 0,05	$ 0,05
450	$ 0,20	$ 0,12	$ 0,08	$ 0,05	$ 0,05
500	$ 0,19	$ 0,11	$ 0,07	$ 0,05	$ 0,05
550	$ 0,18	$ 0,11	$ 0,07	$ 0,05	$ 0,05

km / ktpa	25	50	100	300	500
600	$ 0,16	$ 0,10	$ 0,07	$ 0,05	$ 0,05

Las tarifas referenciales siguen la misma tendencia de los casos anteriores, en donde estas disminuyen a medida que incrementa los rangos de producción y la distancia de transporte. Para los rangos de capacidad de transporte, la disminución de las tarifas de transporte ferroviario es notoria a medida que esta aumenta. Estas tarifas nos serán de utilidad para realizar la comparación entre los distintos medios para el transporte de Jetfuel.

En el caso de que el jetfuel por ferrocarril llegue a puerto, se estima una tarifa referencial por la descarga de los vagones y manejo portuario asociado de 2 [USD] por tonelada. Este costo será considerado y adicionado posteriormente como input al modelo de optimización.

10.5.6 Urea

Para el transporte de urea se considera la utilización de vagones comerciales para el transporte de sólidos a granel, para el cual existe un amplio mercado de soluciones maduras. Dentro de los proveedores disponibles mencionamos los siguientes:

- FreightCar America: Presenta su modelo de vagón tolva “Small Cube Covered Hopper Car”, que varía en capacidades de carga, permitiendo un máximo de transporte de 100 [ton].
- Wascosa: Cuenta con vagones tolva que varián en volumen entre 60 y 130 [m³], permitiendo un máximo de capacidad de transporte de 70 [ton].
- Trinity Rail: Cuenta con distintas soluciones para el transporte de graneles sólidos, que varían entre los 70 y 180 [m³].



(a) (b)

Figura 10-20: Vagones referenciales para transporte de graneles sólidos: (a) Freightcar America. (b) Wascosa.

Tomando como base lo ofrecido por el mercado, la Tabla 10-44 muestra la cantidad de vagones y trenes, en función de la capacidad de transporte y la distancia a recorrer. Mayor detalle respecto a las características de los vagones considerados se puede observar en el ***Anexo 4.***

Tabla 10-44: Vagones y trenes para el transporte de Urea, en función de la capacidad anual y la distancia de transporte.

km / ktpa	25	50	100	300	500	1000
50	1 - 1	1 - 1	2 - 1	6 - 1	10 - 1	19 - 1
100	1 - 1	2 - 1	3 - 1	7 - 1	12 - 1	24 - 1
150	1 - 1	2 - 1	3 - 1	9 - 1	14 - 1	28 - 1
200	1 - 1	2 - 1	4 - 1	10 - 1	17 - 1	33 - 1
250	1 - 1	2 - 1	4 - 1	11 - 1	19 - 1	37 - 2
300	1 - 1	3 - 1	5 - 1	13 - 1	21 - 1	42 - 2
350	2 - 1	3 - 1	5 - 1	14 - 1	23 - 1	47 - 2
400	2 - 1	3 - 1	6 - 1	16 - 1	26 - 1	51 - 2
450	2 - 1	3 - 1	6 - 1	17 - 1	28 - 1	56 - 2
500	2 - 1	3 - 1	6 - 1	18 - 1	30 - 1	60 - 2
550	2 - 1	4 - 1	7 - 1	20 - 1	33 - 1	65 - 2
600	2 - 1	4 - 1	7 - 1	21 - 1	35 - 1	69 - 2

Una vez estimada la cantidad de trenes, es posible compararla con la disponibilidad remanente del ferrocarril central, la cual permite un máximo de circulación de 8 trenes, en trayecto ida y vuelta. Según lo analizado en la sección 10.5.2, se considerará que el flujo diario de trenes no varía según la distancia, y se tomará como referencia la cantidad de trenes necesarios para los 350 [km] (Roundtrip cercano a 24 horas). En base a esto, notamos que todos los casos de producción son factibles de realizar considerando la infraestructura ferroviaria actual de Uruguay.

Para la estimación de las tarifas referenciales, se utiliza la metodología introducida en el capítulo 10, utilizando los parámetros de Capex y Opex presentados en el ***Anexo 5***. En base a esto, la Tabla 10-45 muestra las tarifas referenciales estimadas.

Tabla 10-45: Tarifas referenciales del transporte ferroviario de Urea [USD/ton/km].

km / ktpa	25	50	100	300	500	1.000
50	$ 1,58	$ 0,81	$ 0,44	$ 0,19	$ 0,14	$ 0,10
100	$ 0,80	$ 0,43	$ 0,24	$ 0,11	$ 0,08	$ 0,07
150	$ 0,54	$ 0,29	$ 0,16	$ 0,08	$ 0,07	$ 0,05
200	$ 0,41	$ 0,23	$ 0,13	$ 0,07	$ 0,06	$ 0,05
250	$ 0,33	$ 0,18	$ 0,11	$ 0,06	$ 0,05	$ 0,04
300	$ 0,29	$ 0,16	$ 0,10	$ 0,05	$ 0,05	$ 0,04

km / ktpa	25	50	100	300	500	1.000
350	$ 0,25	$ 0,14	$ 0,09	$ 0,05	$ 0,04	$ 0,04
400	$ 0,22	$ 0,13	$ 0,08	$ 0,05	$ 0,04	$ 0,04
450	$ 0,20	$ 0,11	$ 0,07	$ 0,05	$ 0,04	$ 0,04
500	$ 0,18	$ 0,11	$ 0,07	$ 0,04	$ 0,04	$ 0,04
550	$ 0,17	$ 0,10	$ 0,07	$ 0,04	$ 0,04	$ 0,04
600	$ 0,16	$ 0,09	$ 0,06	$ 0,04	$ 0,04	$ 0,04

Las tarifas referenciales siguen la misma tendencia de los casos anteriores, en donde estas disminuyen a medida que incrementa los rangos de producción y la distancia de transporte. Para los rangos de capacidad de transporte, la disminución de las tarifas de transporte ferroviario es notoria a medida que esta aumenta. Estas tarifas nos serán de utilidad para realizar la comparación entre los distintos medios para el transporte de Urea.

En el caso de que la urea por ferrocarril llegue a puerto, se estima una tarifa referencial por la descarga de los vagones y manejo portuario asociado de 1 [USD] por tonelada. Este costo será considerado y adicionado posteriormente como input al modelo de optimización.

10.6 Transporte Hidroviario

10.6.1 Aspectos generales

Existen distintos tipos de embarcaciones capaces de navegar por los canales del Río de la Plata y Río Uruguay. Los considerados en este estudio son: barcazas fluviales graneleras (líquidos y sólidos), pequeños buques cisterna (tanker pequeño), buques cisterna categoría Handysize (tanker mediano) y buques graneleros Handysize. Sin embargo, no todas estas tipologías pueden navegar en la completitud de las vías navegables consideradas, debido a las limitaciones de calado y las condiciones fluvio-marítimas.

En el estuario del Río de la Plata y Río Uruguay existen una serie de restricciones que limitarán el acceso y/o la capacidad de carga. Subiendo desde el Río de la Plata, hasta llegar al Puerto de Nueva Palmira, la restricción es el canal Martín García, el cual permite un calado máximo de 10,4 [m], lo cual permitiría el ingreso de buques categoría Handysize o algunos de mayores tamaños parcialmente cargados, como lo son los buques Panamax. Desde Nueva Palmira hasta Fray Bentos, el río Uruguay permite un calado máximo de 7,6 [m], lo cual reduce el tamaño de embarcación admisible y/o el nivel de carga. Finalmente, el tramo hasta Paysandú permite un calado de 5,2 [m], lo cual no hace factible el ingreso de buques marítimos tipo Tanker, dando posibilidad solo a la utilización de barcazas en esos tramos. Estas consideraciones se realizan en base al dragado actual que existe en esta ruta hidroviaria. Futuros trabajos de aumento en la profundidad de dragado podrían permitir el ingreso de las embarcaciones mencionadas, e incluso embarcaciones de mayor capacidad hacia los puertos fluviales. Por ese motivo, en este estudio se considerará que a mediano plazo el calado disponible actualmente hasta Fray Bentos se extenderá hasta Paysandú y, por lo tanto, buques cisterna pequeños podrían navegar hasta este puerto.

En el caso de buques marítimos mayores, tankers medianos y graneleros Handy, se mantendrá la restricción de calado actual dado por el canal Martín García y, por lo tanto, solo pueden navegar en el tramo Montevideo – Puerto SO.

Por otra parte, las barcazas consideradas, al ser fluviales, no les es posible navegar por el estuario, por lo que solo cubrirán el tramo Paysandú – Fray Bentos – Puerto SO.

El transporte fluvial por barcazas se realiza en convoyes (grupo de barcazas amarradas entre sí) y tiene como principal ventaja la adaptabilidad a las diferentes condiciones físicas de la hidrovía a través de la cual circula, siendo lo suficientemente compactas y de bajo calado como para realizar maniobras en ríos más estrechos, incluyendo la posibilidad de fraccionamiento del convoy, y lo suficientemente robustas como para transportar cargas voluminosas. En general, las barcazas no cuentan con un sistema propio de impulsión, por lo que necesitan de un remolcador (o empujador) para ser transportadas. La configuración de los convoyes es variable, dependiendo de las condiciones del río a navegar y del tipo de remolcador, lo cual contribuye a la adaptabilidad de este medio de transporte. Dependiendo de factores como la potencia del remolcador, la carga a transportar y las condiciones de navegabilidad, un mismo remolcador puede transportar hasta unas 42 barcazas tipo Mississipi, como es usual en el tramo Confluencia-Santa Fé del Río Paraná. En ríos como el río Uruguay, donde existen más restricciones de navegabilidad, un remolcador puede transportar entre 4 y 12 barcazas dependiendo el tramo. Cabe mencionar que usualmente se adopta el término "remolcador" de manera general para la nave propulsora, pero, en el caso del transporte fluvial en barcazas, técnicamente se trata de un empujador (*push-boat* o *pusher*) pues la potencia la entrega empujando el convoy.

10.6.2 CO2 e Hidrógeno

Actualmente no existen opciones comerciales para el transporte de CO_2 a través de hidrovías. No obstante, existen proyectos de investigación y desarrollos de iniciativas privadas para este tipo de transporte a mediana escala, como lo es la empresa noruega Northern Lights, que a través del desarrollo de un proyecto de captura y almacenamiento de CO_2, busca transportarlo por vías acuáticos utilizando embarcaciones con capacidad de transporte de aproximadamente 7.800 [ton], las cuales son de uso y diseño exclusivo para el proyecto.

Para el caso del H_2 el panorama es similar. Existen intenciones de diversas industrias para desarrollar este tipo de tecnologías, como lo es el caso de Kawasaki Heavy Industries, el cual tiene un desarrollo piloto para un buque Carrier de H_2 líquido, el cual tiene una capacidad de transporte de 75 [ton].

Por lo tanto, a los efectos de este estudio y dados los importantes volúmenes de CO_2 e H_2 que se debieran transportar, no se considerará transporte fluvial de CO_2 ni de H_2.

10.6.3 Metanol y jetfuel

Tanto el transporte de metanol como el de Jetfuel se realiza utilizando embarcaciones comerciales de combustibles líquidos, el cual es un mercado maduro y cuenta con una gran disponibilidad y variedad de opciones a nivel comercial. Se considerará la utilización tanto de barcazas como de buques tipo tanker.

En el caso de barcazas tanker para el transporte de Metanol y Jetfuel, se tomarán como referencias Barcazas de la marca Blessey Marine Services Inc, modelo HFL-405 en formaciones de hasta 4 barcazas en arreglo 2x2, pudiendo ser menor en caso de que no se requiera tal capacidad. En la Figura 10-21 se presenta fotografía referencial de este tipo de barcazas formando un convoy. Las características generales para la embarcación de diseño considerada se observan en el ***Anexo 6***.



Figura 10-21: Convoy de 9 barcazas más remolcador.

Dado que estas barcazas tienen una eslora mayor a las típicas Mississipi o Jumbo de graneles sólidos, se considerará la utilización de convoyes de solo 4 barcazas, debido a restricciones de navegación a lo largo del Río Uruguay, considerando un criterio conservador. Las capacidades de las barcazas y convoy se resumen en el ***Anexo 6***.

En cuanto a buques marítimos tipo Tanker, se consideran dos tamaños: un pequeño buque cisterna y uno mediano de la categoría Handysize.

El pequeño buque cisterna considerado es uno de 7 [m] de calado, que sería capaz de navegar por el Río Uruguay hasta Fray Bentos en la condición actual de río. Sin embargo, existen proyectos de dragado de la hidrovía y a los efectos de este estudio se considerará que para el horizonte temporal considerado la disponibilidad de 7 [m] de calado llegará hasta Paysandú. A modo de referencia y a los efectos de cálculo se toma el buque Wisby Wave.

El buque mediano, de la categoría Handysize, es uno de 10 [m] de calado aproximadamente, capaz de navegar por los canales del Río de la Plata, donde el calado máximo disponible es de 10,4 [m]. A modo de referencia y a los efectos de cálculo se considera el tanker de la empresa noruega *Odfjell* clase Chempool 25.

Ambos buques se presentan en la Figura 10-22, mientras que las dimensiones, y las características generales de ambos se presentan en el ***Anexo 6***.



(a) (b)

Figura 10-22: Tanker referenciales para el transporte de combustibles líquidos. (a) Wisbe Wave. (b) Clase Chempool 25 Modelo Bow Titanium.

Como primer paso para el dimensionamiento de flota se debe calcular el tipo de ciclo o *roundtrip*. Para ello se definen rutas de navegación con sus distancias correspondientes y se adoptan valores referenciales de velocidad, tiempo de maniobra, tasas de carga y descarga y nivel de disponibilidad, los cuales se presentan en el ***Anexo 6***.

Finalmente se estima, a alto nivel, la flota que sería requerida considerando los parámetros antes expuestos para distintos escenarios de toneladas a transportar y cada ruta planteada, dichos resultados se presentan en las tablas siguientes. Cabe mencionar que no todas las rutas pueden ser realizadas por todos los tipos de embarcaciones, puesto que las barcazas solo pueden realizar los tramos del Río Uruguay hasta Puerto Suroeste y el Tanker Handysize (mediano) solo el tramo Puerto Suroeste – Montevideo.

Tabla 10-46: flota de barcazas (unitarias) de metanol.

Ruta	[ktpa] Distancia [km]	25	50	100	300	500	1000	2000	5500
Fray Bentos - SW	140	1	1	1	2	3	6	12	32
Paysandú - SW	240	1	1	1	2	4	7	13	36

Tabla 10-47: Flota de tankers pequeños de metanol.

Rutas	[ktpa] Distancia [km]	25	50	100	300	500	1000	2000	5500
Fray Bentos - SW	140	1	1	1	1	1	2	4	9
Paysandú - SW	240	1	1	1	1	1	2	4	11
SW - MVD	280	1	1	1	1	1	2	4	11
Fray Bentos - MVD	420	1	1	1	1	2	3	5	13
Paysandú - MVD	520	1	1	1	1	2	3	6	15

Tabla 10-48: Flota de tankers medianos de metanol.

Ruta	[ktpa] Distancia [km]	25	50	100	300	500	1000	2000	5500
SW - MVD	280	1	1	1	1	1	1	2	5

Tabla 10-49: Flota de barcazas (unitarias) de jetfuel.

Rutas	[ktpa] Distancia [km]	25	50	100	300	500
Fray Bentos - SW	140	1	1	1	2	4
Paysandú - SW	240	1	1	1	3	4

Tabla 10-50: Flota de tankers pequeños de jetfuel.

Rutas	[ktpa] Distancia [km]	25	50	100	300	500
Fray Bentos - SW	140	1	1	1	1	1
Paysandú - SW	240	1	1	1	1	1
SW - MVD	280	1	1	1	1	1
Fray Bentos - MVD	420	1	1	1	1	2
Paysandú - MVD	520	1	1	1	1	2

Tabla 10-51: Flota de tankers medianos de jetfuel.

Rutas	[ktpa] Distancia [km]	25	50	100	300	500
SW - MVD	280	1	1	1	1	1

El análisis económico del transporte fluvial de metanol y jetfuel se llevó a cabo a partir del dimensionamiento a alto nivel de la flota requerida y estimación a alto nivel de costos de Capex y Opex asociados en base a fuentes de datos de Ausenco-SEG y benchmarking. Los costos obtenidos fueron traducidos a costo presente neto unitario en [USD/ton/km], los cuales fueron comparadas y validadas con tarifas referenciales de transporte fluvial obtenidas de benchmarking.

Vale destacar que estos costos y tarifas, al igual que todos los demás estimados a lo largo de este trabajo, constituyen estimaciones de alto nivel, por lo cual son referenciales y pretenden mostrar ordenes de magnitud y tendencias, de manera de comparar los valores obtenidos entre medios de transporte.

Los costos de Capex considerados en el análisis de transporte hidroviario de metanol y jetfuel son:

- Empujadores
- Barcazas tanker

Los costos de Opex considerados en el análisis de transporte hidroviario de metanol y jetfuel son:

- Tripulación (únicamente para el caso de convoyes)
- Mantenimiento y costos generales
- Consumo de combustible
- Costos charter diarios referenciales (únicamente para tankers)

Estos costos se resumen en el ***Anexo 7***.

El consumo de combustible promedio considerado para los remolcadores es de 0,22 [lt/kWh] y adoptando un factor de utilización del motor del 50%. El consumo promedio considerado para el tanker pequeño y mediano son de 13 y 28 [ton/día] respectivamente.

Los resultados obtenidos de costos presentes netos unitarios para el metanol y el jetfuel utilizando cada una de las embarcaciones consideradas se presentan en las siguientes tablas.

Tabla 10-52: Costos unitarios en [USD/ton/km] de transporte de metanol por barcaza.

Ruta	[ktpa] Distancia [km]	25	50	100	300	500	1000	2000	5500
Fray Bentos - SW	140	$0.49	$0.24	$0.13	$0.05	$0.04	$0.04	$0.04	$0.04
Paysandú - SW	240	$0.28	$0.14	$0.08	$0.03	$0.03	$0.03	$0.03	$0.03

Tabla 10-53: Costos unitarios en [USD/ton/km] de transporte de metanol por tanker pequeño.

Rutas	[ktpa] Distancia [km]	25	50	100	300	500	1000	2000	5500
Fray Bentos - SW	140	$1.00	$0.52	$0.29	$0.13	$0.10	$0.10	$0.10	$0.09
Paysandú - SW	240	$0.58	$0.31	$0.17	$0.08	$0.06	$0.06	$0.06	$0.06
SW - MVD	280	$0.50	$0.27	$0.15	$0.07	$0.05	$0.05	$0.05	$0.05
Fray Bentos - MVD	420	$0.34	$0.18	$0.10	$0.05	$0.05	$0.05	$0.04	$0.04
Paysandú - MVD	520	$0.27	$0.15	$0.08	$0.04	$0.04	$0.04	$0.04	$0.04

Tabla 10-54: Costos unitarios en [USD/ton/km] de transporte de metanol por tanker mediano.

Ruta	[ktpa] Distancia [km]	25	50	100	300	500	1000	2000	5500
SW - MVD	280	$0.78	$0.41	$0.22	$0.09	$0.07	$0.05	$0.05	$0.05

Tabla 10-55: Costos unitarios en [USD/ton/km] de transporte de jetfuel por barcazas.

Rutas	[ktpa] Distancia [km]	25	50	100	300	500
Fray Bentos - SW	140	$0.49	$0.24	$0.13	$0.05	$0.05
Paysandú - SW	240	$0.28	$0.14	$0.08	$0.04	$0.03

Tabla 10-56: Costos unitarios en [USD/ton/km] de transporte de jetfuel por tanker pequeño.

Rutas	[ktpa] Distancia [km]	25	50	100	300	500
Fray Bentos - SW	140	$1.00	$0.52	$0.29	$0.13	$0.10
Paysandú - SW	240	$0.58	$0.31	$0.17	$0.08	$0.06
SW - MVD	280	$0.50	$0.27	$0.15	$0.07	$0.05
Fray Bentos - MVD	420	$0.34	$0.18	$0.10	$0.05	$0.05
Paysandú - MVD	520	$0.27	$0.15	$0.08	$0.04	$0.04

Tabla 10-57: Costos unitarios en [USD/ton/km] de transporte de jetfuel por tanker mediano.

Rutas	[ktpa] Distancia [km]	25	50	100	300	500
SW - MVD	280	$0.78	$0.41	$0.22	$0.09	$0.07

Los costos obtenidos fueron validados utilizando valores de transporte fluvial referenciales de la región, tanto públicos[41] (escalados a 2024) como con otros proyectos de Ausenco (confidenciales).

10.6.4 Urea

El transporte fluvial y marítimo de urea se realiza utilizando embarcaciones comerciales de graneles sólidos o en forma de break bulk (del tipo saco) utilizando buques de carga general, el cual es un mercado maduro y cuenta con una gran disponibilidad y variedad de opciones a nivel comercial. En este caso, se considerará que el transporte será a granel utilizando convoyes de barcaza para la navegación a lo largo del río Uruguay y buques graneleros del tipo Handy para la navegación por los canales del estuario del Río de la Plata.

Las barcazas graneleras consideradas son del tipo Jumbo en formaciones de convoyes de hasta 4 barcazas en arreglo 2x2, pudiendo ser menor en caso de que no se requiera tal capacidad. En la Figura 10-23 se observa a modo referencial un convoy de este tipo de barcazas y en el ***Anexo 6*** se resumen sus características.

En cuanto al buque granelero de diseño, se escoge uno de los límites superiores de capacidad dentro de la categoría Handysize para maximizar el calado disponible en los canales de navegación del Río de la Plata de 10,4m. Una imagen ilustrativa de este tipo de buque y sus características típicas se presentan en la Figura 10-24 y en el ***Anexo 6*** respectivamente.

[41] Algunas de las referencias públicas encontradas respecto a costos del transporte fluvial se listan a continuación: https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/derribando_mitos_barcaza_camion_jul18_2.pdf
https://www.magyp.gob.ar/new/0-0/programas/dma/regimenes_especiales/publicaciones/newsletter_spanish.pdf
https://www.lanacion.com.ar/economia/crisis-logistica-las-incongruencias-del-transporte-de-carga-un-desafio-argentino-de-larga-data-nid09042023/
https://www.bcr.com.ar/es/mercados/investigacion-y-desarrollo/informativo-semanal/noticias-informativo-semanal/fletes-para
https://x.com/arg_endatos/status/1793761653554655707
https://puertobarranqueras.chaco.gob.ar/es/calculation-tools



Figura 10-23: Convoy de barcazas jumbo de graneles sólidos.



Figura 10-24: Buque granelero Handysize (ilustrativo).

Al igual que para el caso de los combustibles se calculan los tiempos de ciclo como primer paso para el dimensionamiento de flota, considerando las mismas rutas de navegación. Los valores referenciales adoptados de velocidad, tiempo de maniobra, tasas de carga y descarga, nivel de disponibilidad y rutas de navegación se presentan en el ***Anexo 6***.

Finalmente se estima, a alto nivel, las flotas que serían requeridas considerando los parámetros antes expuestos para distintos escenarios de toneladas a transportar y cada ruta planteada, dichos resultados se presentan en las tablas siguientes. Cabe mencionar que no todas las rutas pueden ser realizadas por ambos tipos de embarcaciones, puesto que las barcazas solo pueden realizar los tramos del Río Uruguay hasta Puerto Suroeste y el Handysize solo el tramo Puerto Suroeste – Montevideo.

Tabla 10-58: Flota de barcazas (unitarias) para transporte de urea.

Rutas	[ktpa] Distancia [km]	25	50	100	300	500	1000
Fray Bentos - SW	140	1	1	1	1	2	3
Paysandú - SW	240	1	1	1	2	2	4

Tabla 10-59: Flota de buques graneleros Handysize para transporte de urea.

Ruta	[ktpa] Distancia [km]	25	50	100	300	500	1000
SW - MVD	280	1	1	1	1	1	1

El análisis económico del transporte fluvial de metanol y jetfuel se llevó a cabo a partir del dimensionamiento a alto nivel de la flota requerida y estimación a alto nivel de costos de Capex y Opex asociados en base a fuentes de datos de Ausenco y benchmarking. Los costos obtenidos fueron traducidos a costo presente neto unitario en [USD/ton/km], los cuales fueron comparadas y validadas con tarifas referenciales de transporte fluvial obtenidas de benchmarking.

Vale destacar que estos costos y tarifas, al igual que todos los demás estimados a lo largo de este trabajo, constituyen estimaciones de alto nivel, por lo cual son referenciales y pretenden mostrar ordenes de magnitud y tendencias, de manera de comparar los valores obtenidos entre medios de transporte.

Los costos de Capex considerados en el análisis de transporte hidroviario de urea son:

- Empujadores
- Barcazas graneleras tipo jumbo

Los costos de Opex considerados en el análisis de transporte hidroviario de urea son:

- Tripulación (únicamente para el caso de convoyes)
- Mantenimiento y costos generales
- Consumo de combustible
- Costos charter diarios referenciales (únicamente para buque granelero Handy)

Estos costos se resumen en el ***Anexo 7***.

El consumo de combustible promedio considerado para los remolcadores es de 0,22 [lt/kWh] y adoptando un factor de utilización del motor del 50%. El consumo promedio considerado para el buque granelero es de 25 [ton/día].

En el caso de los costos de Capex, se utiliza una amortización anual considerando una tasa de interés de 7,5% y un periodo de 25 años, correspondiente a la vida útil promedio de los activos.

Los resultados obtenidos de costos presentes netos unitarios para el transporte de urea a granel utilizando las embarcaciones consideradas se presentan en las siguientes tablas.

Tabla 10-60: Costos unitarios en [USD/ton/km] de transporte de urea por barcaza jumbo.

Rutas	[ktpa] Distancia [km]	25	50	100	300	500	1.000
Fray Bentos - SW	140	$0.47	$0.23	$0.13	$0.04	$0.03	$0.02
Paysandú - SW	240	$0.27	$0.14	$0.07	$0.03	$0.02	$0.02

Tabla 10-61: Costos unitarios en [USD/ton/km] de transporte de urea por buque Handysize.

Ruta	[ktpa] Distancia [km]	25	50	100	300	500	1.000
SW - MVD	280	$0.63	$0.33	$0.17	$0.07	$0.05	$0.04

Los costos obtenidos fueron validados utilizando valores de transporte fluvial referenciales de la región, tanto públicos[42] (escalados a 2024) como con otros proyectos de Ausenco (confidenciales).

10.6.5 Costos Portuarios

El transporte fluvial y marítimo requiere de una operación de carga en un puerto de partida como de descarga en un puerto de destino. Estas operaciones de manejo de materiales en los puertos tienen asociado un costo adicional: el costo portuario.

Los costos portuarios varían dependiendo de múltiples factores, incluyendo en tipo de material, volumen, necesidad de acopio, etc. Estos costos serían independientes al costo de inversión de infraestructura, pues corresponden a las tarifas del operador portuario. Sin embargo, aspectos como el régimen de puerto y la necesidad de amortización de inversión en caso de que se requiera infraestructuras nuevas, pueden impactar en la tarifa.

De todas formas, las tarifas portuarias mantienen un cierto nivel de coherencia internacional por motivos de competitividad. A los efectos de este estudio, se adoptaron costos referenciales de tarifas portuarias asociados a uso de muelle y manejo de graneles sólidos basados en la experiencia Ausenco y en información pública disponible de puertos a nivel internacional escalados a 2024. El total de estas se consideran en 4,4 [USD/ton] para Metanol y Jetfuel y en 3,1 [USD/ton] para el caso de Urea, de manera general para cada puerto, independiente de si se trata de operación de carga o descarga.

Para que sea posible adicionarlo a los costos unitarios en [USD/ton/km], esta tarifa referencial se prorratea entre los kilómetros de cada tramo y se duplica para considerar ambos puertos (carga y descarga), resultando en la Tabla 10-62. Al tratarse de costos fijos que no dependen de la distancia de navegación, los mismos tienen un mayor peso en los costos unitarios cuanto menor sea la distancia recorrida.

[42] Algunas de las referencias públicas encontradas respecto a costos del transporte fluvial se listan a continuación: https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/derribando_mitos_barcaza_camion_jul18_2.pdf
https://www.magyp.gob.ar/new/0-0/programas/dma/regimenes_especiales/publicaciones/newsletter_spanish.pdf
https://www.lanacion.com.ar/economia/crisis-logistica-las-incongruencias-del-transporte-de-carga-un-desafio-argentino-de-larga-data-nid09042023/
https://www.bcr.com.ar/es/mercados/investigacion-y-desarrollo/informativo-semanal/noticias-informativo-semanal/fletes-para
https://x.com/arg_endatos/status/1793761653554655707
https://puertobarranqueras.chaco.gob.ar/es/calculation-tools

Tabla 10-62: Costos portuarios referenciales por producto prorrateado por distancia de navegación en [USD/ton/km]. Incluye puerto de carga y puerto de descarga.

Rutas	Distancia [km]	Costos portuarios Metanol y Jetfuel [USD/ton/km]	Costos portuarios Urea granel [USD/ton/km]
Fray Bentos - SW	140	$0.063	$0.044
Paysandú - SW	240	$0.037	$0.026
SW - MVD	280	$0.032	$0.022
Fray Bentos - MVD	420	$0.021	$0.015
Paysandú -MVD	520	$0.017	$0.012

10.7 Transporte por Tuberías

10.7.1 Aspectos generales

10.7.1.1 Criterios generales para el transporte de fluidos por pipeline

El uso de ductos para transporte de fluidos ha sido la opción preferida en todas las industrias, debido a su alta rentabilidad económica para grandes cantidades de transporte, en donde los bajos costos de operación justifican la inversión del costo asociado a la construcción.

Para esta etapa del estudio de los sistemas de tuberías de materia prima y productos, se usarán criterios en base a experiencias previas en sistemas existentes con fluido peligrosos en otras industrias, teniendo en cuenta diferencias relacionadas con, entre otras cosas, consideraciones de acondicionamiento del fluido antes de su transporte, requerimientos de impulsión, requerimientos de estaciones de válvulas, bloqueos y venteos, consideraciones a los factores de seguridad, requerimientos adicionales de protección de instalaciones y entornos, como el monitoreo, protección contra la corrosión, detección y combate de incendios, distanciamientos, etc. Cabe destacar que el foco del estudio está en la seguridad para las personas y el entorno que rodea a las instalaciones. Los detalles y diseño de instalaciones formaran parte de un proceso de ingeniería posterior a este estudio y están fuera del alcance de este documento y de la consultoría.

En etapas tempranas del diseño y cuando sea posible, se deben aplicar códigos internacionales, guías de diseño y buenas prácticas desarrollados por otras industrias maduras.

Para iniciar el estudio hemos asumido criterios generales que nos sirven de punto de partida:

- Uso de códigos de diseño específicos para sustancias peligrosas. En el caso del transporte de sustancias peligrosas objeto de este estudio, podemos observar como un primer acercamiento al diseño seguro las consideraciones y recomendaciones de los siguientes códigos desarrollados por la *American Society of Mechanical Engineers* (ASME):
    - ASME B31.*4 Pipeline Transportation Systems for Liquids and Slurries*: en el caso de transporte de líquidos peligrosos entre instalaciones, producción y patios de tanques, plantas y terminales. Estas recomendaciones abarcan el transporte de dióxido de carbono en estado supercrítico, alcoholes líquidos como el metanol y combustibles.

- ASME B31.12. *Hydrogen Piping and Pipelines*, Part PL Pipelines y Mandatory Apendix I Design of aboveground Hydrogen gas Pipeline Facilities. Este Código establece requisitos de seguridad para los componentes de un sistema de transporte de hidrógeno.

- En el caso de CO_2 se usa además una práctica recomendada (RP) de la DNV (*Det Norske Veritas*) que es una sociedad de ámbito mundial con sede en Noruega líder en servicios de gestión de riesgo. Esta RP es específica para transporte de CO_2.

- DNV-RP-F104 *Diseño y Operación de Pipelines de Dióxido de Carbono*

Se ha considerado para este estudio inicialmente el criterio de determinar un transporte por pipelines en aquellos escenarios que nos permitan un transporte económicamente favorable por sobre otras opciones como transporte por camión o por tren.

10.7.1.2 Criterios para dimensionado preliminar de pipelines

Muchas industrias desarrollan sus guías de diseño y de buenas prácticas con base en estos códigos y estándares internacionales de diseño y operación, utilizando también criterios basados experiencias particulares.

Para la simulación del transporte de fluidos por tuberías se inicia con diámetro interno estimado que permita un transporte de suficiente masa o volumen, pero que a la vez mantenga una velocidad por debajo de la velocidad máxima recomendada, la cual minimiza la caída de presión ocasionada por el roce del fluido con las paredes internas de las tuberías. Igualmente, para eficiencia de costos, se busca cumplir con el objetivo de obtener el menor diámetro posible. Diámetros mayores se tendrán en cuenta para escalabilidad del proyecto.

Las diferentes guías de diseño de sistemas de tuberías establecen velocidades máximas de flujo para líquidos y para gases que permiten hacer la estimación inicial de diámetro. Estas consideraciones para las estimaciones iniciales son preliminares y no eximen de una apropiada simulación de los flujos para la determinación del diámetro en etapas posteriores de diseño.

Para la estimación inicial del diámetro de las conducciones, basado en la experiencia de diferentes industrias, es posible establecer las siguientes velocidades como criterio inicial:

- Velocidades para líquidos máxima: 3 [m/s].
- Velocidades para gases máxima: 30 [m/s]

En posteriores fases de diseño se debe usar un modelo termo-hidráulico que permita validar las velocidades y que permita:

- Optimizar la capacidad de transporte, obteniendo un diámetro económico.
- Analizar flujos transitorios.
- Analizar caídas de presión, pedida de energía, cierre o bloqueo de válvulas.
- Simulación de escenarios de fuga accidental.
- Simulación de Detención o arranque del sistema.
- Despresurizaciones y nubes de contaminación gaseosa, cálculo de altura de estacas de venteo.

- Simulación de transferencia de calor en los alrededores.

Estas simulaciones de diferentes situaciones de flujos estacionarios y transitorios que se dan dentro del sistema permiten establecer rangos variables de diseño (presiones y temperaturas) que, entre otras cosas, aplican a la selección de materialidad que tenga el mejor comportamiento para cada servicio.

10.7.2 Análisis Técnico - CO_2

10.7.2.1 Factores de seguridad para el CO_2

Para el cálculo del esfuerzo admisible de una tubería, se debe considerar el esfuerzo de fluencia del material utilizado en la tubería, el tipo de soldadura de la fabricación de la tubería, y un factor de seguridad F, que nos permita asegurar que el esfuerzo admisible por diseño sea mucho menor al esfuerzo tolerado por el material. Los factores de seguridad dependen de los códigos y normativas utilizadas, destacándose las siguientes:

- En el código B31.4, el dióxido de carbono en fase supercrítica está incluido como líquido peligroso. La inclusión del CO_2 en este código resulta en la aplicación de factores de seguridad adecuados para el cálculo de un esfuerzo máximo al cual se puede someter la tubería. Para tuberías onshore, el factor de seguridad usualmente se fija en 0,72 para tuberías *onshore*.
- La DNV-RP-F104 es aún más conservadora, y clasifica el CO_2 en la categoría de Fluido E y se apoya en la ISO 13623 para establecer factores de seguridad más estrictos. El fluido categorizado como E es un fluido que en condiciones de temperatura y presión atmosférica está en su fase gaseosa aun cuando haya sido transportado como líquido o como fluido supercrítico. Un factor de seguridad F de 0,45 se puede aplicar dependiendo del tipo de fluido y de la clase de localización.

El uso de estos factores de seguridad permite limitar el esfuerzo al cual serán sometidas las tuberías. Con estos factores se realiza la selección de materiales para fabricar el tendido y, por ende, un estimado en peso de acero a ser usado. El factor costo de materiales depende también de otras características que debe cumplir el material seleccionado, por ejemplo, comportamiento en temperaturas bajas (que se presentan en un caso de fuga de CO_2). En este caso, el análisis futuro también abordará medidas de mitigación para determinados eventos, como los de fractura por baja temperatura con elementos de seguridad y mitigación como los “Crack Arrestors” que se utilizan en terminadas zonas de riesgo, de fuga o falla de la tubería de transporte de CO_2.

Los ductos de CO_2, al igual que los ductos de gas natural, operan con restricciones en la composición química de los fluidos que pueden circular a través de ellos. La Tabla 10-63 muestra las especificaciones de calidad típicas para los ductos de CO_2 de EE. UU. y las preocupaciones que conducen a las restricciones. El límite más importante es la cantidad máxima de agua permitida en la tubería. Una cantidad excesiva de agua produciría ácido fénico que corroería el acero al carbono estándar.

Tabla 10-63: Especificaciones de Calidad del CO2 en EEUU

Constituyente	Límite	Valor	Razón
CO2	Mín	95%	Presión mínima miscible para transporte

Constituyente	Límite	Valor	Razón
Nitrógeno	Max	4%	Presión mínima miscible para transporte
Hidrocarburos	Max	5%	Presión mínima miscible para transporte
Agua	Max	30 Lbs/MMcf	Corrosión
Oxígeno	Max	10 ppm	Corrosión
H2S	Max	10-200 ppm	Seguridad
Glicol	Max	0,3 gal/MMcf	Operaciones
Temperatura	Max	120 °F	Materiales

Los impactos potenciales de las emisiones de flujos de CO_2 relacionadas con los pipelines dependen en gran medida de factores como:

- Distribución de la población que rodea los ductos;
- Diámetro de la tubería;
- Propiedades termodinámicas del CO_2 (incluidas la presión y la temperatura);
- Material (y espesor del material);
- Cobertura del suelo;
- Opciones de mitigación de riesgos;
- Escenarios de fallo supuestos, incluida la frecuencia de los fallos;
- Supuestos meteorológicos; y
- Composición y fase de la corriente de CO_2 (incluido el flujo de toxicidad y corrosividad debido a impurezas).

10.7.2.2 Condiciones del transporte y especificaciones del CO_2

Para cumplir con el Escenario A, donde se requieren transportar al menos 4,5 [Mtpa] de CO_2, será necesario obtener el CO_2 de dos de las fuentes principales y transportar una de ellas, o ambas, hacia el lugar de producción. De acuerdo con lo anterior, se requiere al menos un pipeline troncal de CO_2 entre UPM1 y UPM2 (6,4 [Mtpa] en conjunto) o entre UPM1 y Montes del Plata (5,4 [Mtpa] en conjunto) o entre Montes del Plata y UPM2. (6,8 [Mtpa] en conjunto).

El transporte de gases a presión permite el aumento de densidad y por lo tanto de flujo másico entre los puntos inicial y final del transporte. En tal sentido, el estado supercrítico del CO_2 o

de líquido denso son las condiciones de mayor densidad y por lo tanto comúnmente usado en el transporte de CO_2 por pipelines.

Según el estudio publicado por la firma consultora privada Accufacts Inc[43] , mover el CO_2 en su fase densa o supercrítica permite el uso de bombas a lo largo del trayecto en lugar de compresores que se necesitarían si el transporte es gaseoso. El uso de bombas en lugar de compresores tiene dos ventajas: el requerimiento de equipos menos complejos, y la eficiencia en el transporte de masa (mayor densidad en líquidos). Los sistemas de bombeo son más baratos de construir, mantener y operar que los sistemas de compresión.

El punto crítico del CO_2 corresponde a una presión de 73,8 bares absolutos (1.070 psi absolutos) y una temperatura de 31[°C] de acuerdo con la DNV-RP-F104. El estado supercrítico presenta ventajas para el transporte por una combinación favorable de características de la fase líquida y fase gaseosa. Las bajas temperaturas en el recorrido estimado dadas bajas temperaturas estacionales o bajas temperatura en la tubería enterrada inciden en que el transporte no siempre se pueda hacer en estado supercrítico, sino que cambie a una fase de líquido denso. Las densidades consideradas para el transporte se estiman en un rango conservador de entre 600 y 800 [kg/m³] debido a la variabilidad que puede presentar la densidad. En fases de ingeniería posteriores se deberán realizar las simulaciones correspondientes para el transporte.

10.7.3 Análisis técnico - Hidrógeno

10.7.3.1 Factores de seguridad, materialidad y espesores

Para el cálculo de mínima resistencia a la presión que debe considerarse en el acero, factores de seguridad básicos se contemplan en el código ASME B31.12 para diferentes clases de localización/ubicación de las instalaciones. Estas clases dependen de la cantidad de edificios circundantes. Para una clase de localización 4, que corresponde a las áreas más densamente pobladas, el factor de seguridad básico es de 0,4. Pero existe un factor de seguridad adicional (factor de comportamiento) que además es dependiente de la resistencia del acero seleccionado. Esto quiere decir que los factores de seguridad para tuberías con Hidrógeno limitan el esfuerzo al que se puede someter la tubería más que para el CO_2, y consideran mayor seguridad para aceros de mayor resistencia. El uso de factores de seguridad y de comportamiento permiten determinar materiales y espesores de las tuberías y, por ende, el peso de acero a ser usado. El factor costo del acero depende de otras características que también debe cumplir el material seleccionado como, por ejemplo, el uso de aceros con micro aleaciones para mejorar las prestaciones específicas requeridas por el servicio.

El fenómeno de fragilización del acero en el transporte de Hidrógeno implica un costo mayor en los materiales que se utilizan en este transporte. De la misma manera, la selección de la tecnología y materiales para compresores es un reto en un proyecto de transporte de hidrógeno. Comparativamente, un pipeline hidrogeno requiere mucha más energía de compresión para el transporte que un pipeline de gas natural[44]. Adicionalmente, por ser compresores usados usualmente sin lubricación (para evitar contaminación en el hidrógeno) la vida útil de estos compresores suele ser menor que en los compresores de gas natural.

[43] Accuafacts Inc. *Accufacts' Perspectives on the State of Federal Carbon Dioxide Transmission Pipeline Safety Regulations as it Relates to Carbon Capture, Utilization, and Sequestration within the U.S*
[44] I.A. Gondal. *Compendium of Hydrogen Energy*, Chapter 12 Hydrogen transportation by pipelines.

10.7.3.2 Condiciones del transporte de H_2

La distribución de la producción del hidrógeno en más de una ubicación hace pensar que existirán algunos (o al menos uno) pipelines de varios km de longitud. Se estima también que el hidrógeno será transportado gaseoso, dado que el transporte a distancia difícilmente se podría hacer líquido ya que, según las características del Hidrógeno, el transporte tendría que ser criogénico, lo cual implica incurrir en un alto costo técnico y económico.

Para el estudio en curso, se estima un transporte a unas condiciones que permitan una densidad máxima de 20 [kg/m^3] (alrededor de 200 [bar] o 2.900 [psi]) y tuberías para transportar el requerimiento completo o el requerimiento parcial de entre 0,2 y 0,7 [Mtpa].

10.7.4 Análisis Técnico - Metanol y jetfuel

10.7.4.1 Materialidad y Seguridad

Los aceros al carbono son materiales de uso común para transporte por tuberías a largas distancias. Estos tienen una gama de diferentes componentes que forman la aleación proporcionando características que se adaptan a los requerimientos del diseño. El metanol es un compuesto que corroe el acero al carbono, sin embargo, puede ser transportado en tuberías de acero al carbono siempre que se seleccione la adecuada combinación de componentes en la aleación. Normalmente se selecciona el llamado “acero dulce” de bajo contenido de carbono como material para tuberías que transportan Metanol[45]. Otra opción es el uso de revestimientos internos o inhibidores de corrosión siempre que sean compatibles con el Metanol.

Es importante dar especial atención a las juntas en sistemas de tuberías y válvulas. Las conexiones roscadas no se consideran adecuadas para el servicio de Metanol. No se deben usar materiales no ferrosos para fabricar sistemas permanentes de tuberías[46]. En general, para conexiones bridadas, o válvulas e instrumentos que estén en contacto con el Metanol debe considerarse la compatibilidad del Metanol con los materiales internos (“trim” de las válvulas), empaquetaduras, materiales de sello, etc, para garantizar el control de fugas de vapores por degradación de estos materiales.

El entendimiento de cada operación/proceso es indispensable para poder definir los materiales. Las condiciones de la operación/proceso deben incluir aquellas que, no formando parte de la operación normal esperada, tienen una probabilidad de ocurrencia diferente de cero. Por ejemplo, los procedimientos de cierre de válvulas de emergencia en conducciones de líquidos producen presiones extremas que deben ser calculadas mediante simulaciones y consideradas por el diseñador a la hora de seleccionar la resistencia y espesores de los materiales de conducción acorde con los factores de seguridad del código de diseño.

El comportamiento del metanol ante derrames y escapes en suelo, agua superficial, agua subterránea, etc. es fácil de predecir basado en sus propiedades físicas y químicas[47]. No así el comportamiento de las mezclas. Por ello, cuando existe en mezclas es necesario tratar con especialistas en procesos, en química, en toxicología, higienistas, e ingenieros de materiales para identificar los potenciales problemas para poder establecer la nocividad.

Se espera que los mecanismos dominantes ante un escape de Metanol puro en suelo y agua subterránea sea biodegradación y advección (dispersión y difusión) con poca pérdida por adsorción en suelos debido a su alta solubilidad y bajo factor de retardo. En aguas

[45] *Manual de manipulación segura del metanol*. 2013. Methanol Institute. www.methanol.org
[46] *Manual de manipulación segura del metanol*. 2013. Methanol Institute. www.methanol.org
[47] Malcom Pirnie Inc. 1999. *Evaluation of the fate and transport of methanol in the environment.*

superficiales, la gran solubilidad del metanol dará como resultado una rápida dilución una vez que las concentraciones se han diluido por debajo de niveles tóxicos (se espera la pérdida zor biodegradación[48]). Sin embargo, antes de biodegradarse, las concentraciones en el ambiente pueden ser suficientes para que se materialicen riesgos como explosión o riesgo a la salud por la exposición al Metanol. De ahí la importancia de la detección temprana de un derrame o fuga, especialmente en instalaciones con ocupación humana o cerca de sitios de tránsito público.

10.7.4.2 Especificaciones para transporte de Metanol

Como ocurre en muchos otros transportes por tuberías a grandes distancias, uno de los principales problemas es la contaminación de la corriente con otras sustancias, producto del proceso productivo o el uso de agua. En general, el agua es un contaminante particularmente perjudicial por su rol en los procesos de corrosión interna en tuberías.

El establecimiento y estricto cumplimiento de una especificación como la indicada por *International Methanol Producers & Consumers Asociation* (IMPCA) representa una herramienta importante para prevención de potenciales problemas a futuro de integridad de los sistemas de tuberías, ya que los diseñadores se basan en las especificaciones del fluido a ser transportado para establecer materialidad desde el proceso de diseño.

En el caso de la especificación de IMPCA se establece, entre otros, una pureza para el producto de 99.85% de concentración en peso y una cantidad de agua máxima de 0.1% de concentración en peso[49]. Se recomienda el uso de una especificación como esta o similar para etapas de diseño.

10.7.5 Análisis económico

Las principales variables de impacto para costos de transporte por pipelines son la distancia y las cantidades para transportar. Con relación a la ruta del pipeline, muchos factores son prácticamente independientes del fluido a ser transportado, como lo son los factores asociados a la construcción. Sin embargo, las distancias y las cantidades de flujo gobiernan la selección tanto de materiales como de equipos de impulsión.

Los sistemas de impulsión/compresión tienen la función de cumplir con el manejo de cantidades a ser transportadas y poder vencer las pérdidas de presión que se producen en las tuberías durante el flujo. Estas pérdidas varían cuando se cambia el diámetro. Por lo que la distancia también termina impactando la selección del diámetro.

Para este estudio se seleccionaron nueve corredores, identificados desde C-01 hasta el C-09 por donde se estima que estarán las rutas de pipelines. Estos corredores y los pipelines que se tiendan en ellos tendrían distancias entre 198 y 341 [km] (estas distancias son las usadas para las estimaciones, y consideran 10% de longitud adicional a la medida en mapa).

Tabla 10-64 Corredores para Pipelines

Nombre	Color	Longitud [km]
C – 01	Verde	223,3
C – 02	Azul	198

[48] Malcom Pirnie Inc. 1999. *Evaluation of the fate and transport of methanol in the environment*
[49] IMPCA *Methanol reference specification*. 2021

Nombre	Color	Longitud [km]
C – 03	Café	289,3
C – 04	Amarillo	220
C – 05	Cian	232,1
C – 06	Naranja	341
C – 07	Morado	238,7
C – 08	Rosado	249,7
C – 09	Verde Claro	215,6

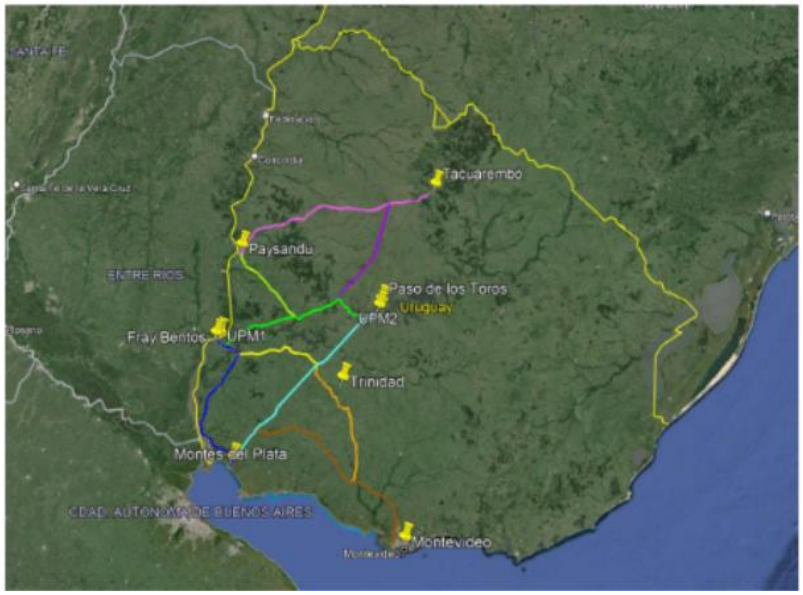


Figura 10-25: Corredores para Pipelines.

Para cada corredor se evalúan los escenarios más realistas de transporte, considerando 12 escenarios de transporte de diferentes capacidades y diferentes servicios. En total se evalúan 6 escenarios para el transporte de CO_2, 3 escenarios para el Hidrógeno y 3 escenarios para transporte de metanol. Como ejemplo, en la Tabla 10-65 se muestran los escenarios del corredor C-01 (se consideraron los mismos escenarios para cada corredor):

Tabla 10-65 Escenarios de transporte

Corr.	Servicios	Escenarios/Línea	Capacidad [ktpa]	Diámetro [in]
C-01	CO2	Disponibilidad UPM1	2.540	12
C-01	CO2	Disponibilidad Montes del Plata	2.910	16
C-01	CO2	Disponibilidad UPM2	3.900	16

Corr.	Servicios	Escenarios/Línea	Capacidad [ktpa]	Diámetro [in]
C-01	CO2	Escenario A	4.514	16
C-01	CO2	Disponibilidad UPM1 +UPM2	6.440	20
C-01	CO2	Escenario B	9.514	20
C-01	H2	Escenario 1/4 A	177	8
C-01	H2	Escenario 1/3 A	236	8
C-01	H2	Escenario A	710	12
C-01	MeOH	Escenario 1/2 A	1.000	8
C-01	MeOH	Escenario A	2.000	10
C-01	MeOH	Escenario B	5.500	16

Los supuestos considerados para las estimaciones de costos son los siguientes:

- Dada las condiciones topográficas, se asume un terreno con desniveles menores a 200 [m].
- Los escenarios no consideran una dirección específica de flujo, sino que asumen la dirección más desfavorable. Esto es especialmente relevante en el caso del flujo líquido.
- Para el flujo de gases se considera una velocidad máxima de 20 [m/s]. En el caso de transporte líquido se considera un tope de 2.5 [m/s]. Estas condiciones se basan en criterios ingenieriles de selección de diámetros adecuados para una baja perdida de presión por fricción.
- Las presiones usadas para las estimaciones están basadas en experiencias conocidas y en las condiciones recomendadas para el transporte de los diferentes servicios.
- El CO_2 será transportado en una fase líquida densa para que, en caso de que se requiera alguna estación booster, se haga con bombas y no con compresores.
- Se asume que el CO_2 está en condiciones de ser transportado, es decir, no se incluyen en este estudio costos de captura y/o tratamiento de CO_2. En general, se asume que para el CO_2 y el Hidrógeno, los gases entran a compresión con una presión proveniente del almacenamiento o del proceso, y la estación de compresión tiene la función de vencer las perdidas por fricción en transporte.
- Se asume que el transporte por pipelines se realizará con tuberías de acero al carbono, aunque puede haber diferencias en la especificación del acero al carbono dependiendo del uso, se asume que estas diferencias no impactan en la tarifa de tubería instalada.
- Se utilizan datos de tuberías comerciales para el diámetro, espesor, peso de tubería. El material seleccionado para la estimación de espesor mínimo es acero al carbono API 5L X60 para el CO_2 y el Metanol. En el caso del Hidrógeno, se indicó anteriormente que no se recomienda materiales de alta resistencia por ser más susceptibles de ser afectados por fragilización. Por ello, para este estimado se asume un material API 5L X42 que por ser menos resistente se selecciona de mayor espesor.

- Se asume que, para todas las estimaciones de tubería SCH (Schedule) 40, los espesores calculados mínimos necesarios son menores que los espesores del SCH 40 comerciales correspondientes para cada diámetro.
- Se utilizó una tarifa base de 3.500 USD por tonelada de tuberías instalada, factor basado en criterio experto de Ausenco. Para incorporar en el costo la variable del "tipo de terreno" que atraviesa el corredor, se consideró un multiplicador de dos para terreno húmedo y/o de alta población. Este multiplicador se basa los costos reportados de la empresa de infraestructura para el sector energético Kinder Morgan Inc. para sus ductos de CO_2.[50] Los porcentajes para terreno húmedo o de alta densidad poblacional para nuestro estudio se muestran a continuación:

Tabla 10-66 Porcentaje de terreno con sobrecosto por corredor

Corredor	Long. (m)	Long. Húmedo (m)	% Húmedo	Long. Alta dens. Pob. (m)	% Alta densidad pob.	% Terreno plano y seco, baja dens. Pob.	% Total Terreno con sobrecosto (húmedo o con alta dens. Pob.
C-01	202.999.865	4.688.983	2%	592.291	0%	97%	3%
C-02	180.353.068	7.978.086	4%	18.628.049	10%	85%	15%
C-03	263.990.230	7.283.822	3%	32.702.847	12%	85%	15%
C-04	199.940.744	4.874.807	2%	2.342.775	1%	96%	4%
C-05	210.833.910	6.480.540	3%	1.362.872	1%	96%	4%
C-06	309.848.410	7.406.985	2%	28.364.825	9%	88%	12%
C-07	216.793.316	5.266.847	2%	2.199.490	1%	97%	3%
C-08	227.458.814	2.955.275	1%	9.450.839	4%	95%	5%
C-09	195.695.625	5.066.382	3%	12.255.328	6%	91%	9%

- El requerimiento de potencia para la impulsión de CO2 se tomó del documento "CO2 Pipeline Infraestructure" de la IEAGHG51, que compara diferentes pipelines existentes de CO2. De acuerdo con este informe, los proyectos existentes con distancias de transporte entre 116 y 380 [km], capacidades entre 2.6 y 7 [Mtpa] y presiones de hasta 145 [bar], tienen una potencia requerida de entre 15 y 17 [MW], y corresponden a proyectos considerados de rango "medio". Estas potencias fueron asumidas para nuestro caso, ya que el rango medio representa la mayoría de los ductos de este estudio.
- En este análisis se asume que no serán necesarias estaciones booster. En general, el uso de estas estaciones puede ser requerido una vez que se realicen cálculos más precisos que demuestren la ventaja económica de la estación booster.
- En el caso del Hidrógeno, aunque se considera para la estimación de costos el transporte por el corredor completo, no se prevé ni se recomienda largas distancias considerando que la problemática del manejo del Hidrógeno aumenta con la distancia de transporte. Además, por motivos de practicidad la producción de Hidrógeno deberá estar lo más cerca posible del consumo.

[50] IEAGHG, "CO_2 Pipeline Infraestructure, 2013/18, December, 2013, Table 6.
[51] IEAGHG, "CO_2 Pipeline Infraesturcture, 2013/18, December, 2013, Tabla 8. IEAGHG es el Programa de Investigación de Gases Efecto Invernadero de la Agencia Internacional de la Energía

- Con base en la ruta examinada, se estima que se necesitará una obra de cruce dirigido (subterráneo) mayor a 600 [m] para los cuerpos de agua principales, al menos, en tres de los corredores. El costo de esta obra se suma para líneas que van en los corredores C-01, C-02 y C-04. El costo estimado de estos cruces está basado en experiencia Ausenco-SEG.
- Para estimar la potencia de compresión de hidrógeno se usó de referencia el caso del ducto de hidrógeno H2Med entre Portugal y España con una longitud de 245 [km] y un volumen transportado de 0,7 [Mtpa], y una potencia de compresión de 24 [MW]. Este proyecto se asemeja en capacidad de transporte y en distancias al Escenario A del estudio en curso y por ello se asume la misma potencia. Para el resto de los escenarios, se consideró una extrapolación lineal dado que la energía de compresión es función directa del flujo másico (considerando un proceso de compresión adiabática para simplificación de la estimación)
- Para los costos de compresión de Hidrógeno y del CO2 se asume el cálculo a través de una función cuadrática con la potencia de compresión como variable. Esta función costo, que fue desarrollada por la Agencia Internacional de Energía (IEA) para las instalaciones de compresión de alta potencia para transporte por pipelines 52 se define de la siguiente manera:
  - Capital estimado para Compresor de CO_2: 6.388 + 0.581*P-0.008*P2.
  -
  - Capital estimado para Compresor de Hidrógeno: 28.460 + 0.628*P-0.008*P2.
  -
  - La estimación da como resultado MM USD cuando se usa la potencia en MW.
- Para estimar la potencia de las bombas de metanol, se realiza una estimación a alto nivel de bombeo donde se asume que los pipelines de metanol tendrán un diferencial de altura geográfica de 200 [m], y una eficiencia de bombeo de 65%. Las pérdidas de presión en el transporte de Metanol se estiman similar al transporte de agua.
- Para considerar el resto de los accesorios y trabajos de instalación de equipos de impulsión, se asume un factor multiplicador de 2 para los compresores y un factor de 1,5 para las bombas.
- Para la estimación del costo de la energía se asume un funcionamiento anual de 7.500 [hr] con las tarifas actuales de UTE.
- A modo de resumen, para la estimación de Capex se considerará:
  - Costos de tubería instalada, equivalente a 3.500 [USD/ton]
  - Costos de impulsión (compresión o bombeo) y su instalación:
    - Capital estimado para Compresor de CO2
    - Capital estimado para compresor de Hidrógeno
    - Capital Estimado para bombas
  - Costo de instalación de la impulsión, el cual se considerará como un factor multiplicador.

[52] Apt, Jay; Newcomer, Adam; Lave, Lester B.; Douglas, Stratford; and Morris Dunn, Leslie, "An Engineering-Economic Analysis of Syngas Storage" (2008). Tepper School of Business. Paper 1120, Tabla 6

- Costos de estaciones de válvulas (bloqueo, alivio, etc.) cada 20-25 [km] dependiendo del servicio. Válvulas en línea, se asume un costo directo de 3.000.000 [USD] por estación de válvulas para el CO_2 y el Metanol. Para el Hidrogeno se asume que un porcentaje del costo total será impactado por materialidad.
- Costos varios: sistemas de vigilancia y monitoreo (supervisión y control) se estima en 3.5% del costo de total de equipos
- Costo cruce dirigido para cruce mayor a 600 [m], equivalente a 15.000.000 USD. Los cruces son:
  - Cruce Rio Negro en Mercedes y cerca de Baygorria
  - Cruce Rio San salvador
- Los costos considerados anteriormente corresponden a costos directos. Para la inclusión de costos indirectos se aplicará un factor de 1,4 sobre los costos directos.

- Para la estimación de Opex se considera lo siguiente:
  - Costo de la energía, se utilizarán tarifas de grandes consumidores GC3 de la Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas (UTE)
  - Costos de operación y mantenimiento de la estación de compresión, para la cual se considerará un 3% del Capex del compresor.
  - Costos de operación pipeline, se considera 8.454 [USD/km], tomado del documento *CO_2 pipeline infraestructura del IEAGHG*.

Del ejercicio realizado, y con las asunciones indicadas anteriormente, se obtuvieron las tarifas referenciales para cada escenario de cada corredor, siguiendo la metodología del capítulo 10. A continuación, se resumen los rangos de tarifas para los tres productos que podrían ser transportados por pipeline, según los corredores y los escenarios planteados:

Tabla 10-67: Tarifas referenciales para el transporte de CO2 por pipelines [USD/ton/km].

Corredor / Escenario	Disponibilidad UPM 1	Disponibilidad Montes del Plata	Disponibilidad UPM 2	Disponibilidad UPM 1 + UPM 2	Escenario A	Escenario B
C-01	$ 0,05	$ 0,05	$ 0,04	$ 0,03	$ 0,04	$ 0,02
C-02	$ 0,06	$ 0,06	$ 0,04	$ 0,03	$ 0,04	$ 0,02
C-03	$ 0,05	$ 0,05	$ 0,03	$ 0,03	$ 0,03	$ 0,02
C-04	$ 0,05	$ 0,05	$ 0,04	$ 0,03	$ 0,04	$ 0,02
C-05	$ 0,05	$ 0,05	$ 0,04	$ 0,03	$ 0,03	$ 0,02
C-06	$ 0,04	$ 0,04	$ 0,03	$ 0,02	$ 0,03	$ 0,02
C-07	$ 0,05	$ 0,05	$ 0,04	$ 0,03	$ 0,03	$ 0,02
C-08	$ 0,05	$ 0,05	$ 0,04	$ 0,03	$ 0,03	$ 0,02
C-09	$ 0,05	$ 0,05	$ 0,04	$ 0,03	$ 0,03	$ 0,02

Tabla 10-68: Tarifas referenciales para el transporte de Hidrógeno por pipelines [USD/ton/km].

Corredor / Escenario	Escenario $^1/_4$ A	Escenario $^1/_3$ A	Escenario A
C-01	$ 0,72	$ 0,57	$ 0,30
C-02	$ 0,79	$ 0,63	$ 0,33
C-03	$ 0,59	$ 0,47	$ 0,24
C-04	$ 0,73	$ 0,58	$ 0,30
C-05	$ 0,66	$ 0,53	$ 0,28
C-06	$ 0,54	$ 0,43	$ 0,22
C-07	$ 0,65	$ 0,52	$ 0,27
C-08	$ 0,63	$ 0,51	$ 0,27
C-09	$ 0,70	$ 0,56	$ 0,30

Tabla 10-69: Tarifas referenciales para el transporte de Metanol por pipelines [USD/ton/km].

Corredor / Escenario	Escenario $^1/_2$ A	Escenario A	Escenario B
C-01	$ 0,05	$ 0,04	$ 0,02
C-02	$ 0,06	$ 0,04	$ 0,02
C-03	$ 0,05	$ 0,03	$ 0,02
C-04	$ 0,05	$ 0,03	$ 0,02
C-05	$ 0,04	$ 0,03	$ 0,02
C-06	$ 0,05	$ 0,03	$ 0,02
C-07	$ 0,04	$ 0,03	$ 0,02
C-08	$ 0,04	$ 0,03	$ 0,02
C-09	$ 0,05	$ 0,03	$ 0,02

Las diferencias entre el costo mínimo y el máximo se relacionan con el aumento de costo cuando se transporta menos tonelaje de producto o materia prima, lo cual reafirma el uso costo eficiente de pipeline para transportes masivos.

Se puede observar que, para escenarios de mayor producción, las tarifas disminuyen en comparación con escenarios menores. El mismo comportamiento se observa al momento de variar la longitud, donde los corredores más largos tienen tarifas menores en comparación con corredores de distancias menores, para un mismo escenario.

10.8 Comparación de Costos de Transporte

En los análisis técnico-económicos del transporte carretero, ferroviario, hidroviario y por pipelines, se pudo observar un comportamiento similar en donde, para todos los productos, las tarifas referenciales unitarias obtenidas disminuían a medida que se aumentaba la distancia y la capacidad de transporte. No obstante, el orden de magnitud de las tarifas y el rango de variación es distinto entre medios de transporte. Es por esto que se realiza un análisis comparativo entre medios de transporte, de manera de observar los rangos de producción y distancia en los cuales cada medio de transporte se hace competitivo.

10.8.1 CO_2

Para el transporte de CO_2, podemos notar que, en capacidades bajas de transporte, el camión se hace competitivo. Por sobre las 100 [ktpa], los costos de ferrocarril comienzan a ser más atractivos. Sobre las 2.500 [ktpa], escenario donde las tuberías se hacen factibles técnicamente, notamos que ferrocarril sigue siendo la mejor alternativa, hasta llegar a la capacidad de 4.000 [ktpa]. Sobre este valor de capacidad, el ferrocarril tiene tarifas menores solo para distancias bajo los 150 [km]. Pipelines se hace más competitivo para el transporte en distancias mayores a 150 [km].

10.8.2 Hidrogeno

Considerando los costos de licuefacción, y comparando entre transporte de Hidrogeno gaseoso y líquido, notamos que, para transporte en camión, el Hidrógeno gaseoso tiene costos menores para todas las capacidades, entre los rangos de distancia de 0 a 550 [km]. Para mayores distancias, el Hidrogeno líquido comienza a ser competitivo. En cuanto al ferrocarril, el Hidrógeno gaseoso comienza a ser más competitivo.

Al comparar entre medios de transporte, notamos que el camión de transporte gaseoso solo se hace competitivo para una producción de 2 [ktpa], entre los rangos de distancia de 0 a 250 [km]. Para el resto de los casos, las tarifas del tren son mucho menores.

Al ingresar al rango de producción donde pipelines comienza a ser técnicamente factible, notamos que los costos del pipeline son menores en todo momento.

10.8.3 Metanol

Siguiendo la lógica de los análisis anteriores, notamos que el transporte carretero es competitivo en comparación con el resto de los transportes, solo para el orden de capacidad de transporte de las 25 [ktpa]. Para producciones mayores, el ferrocarril se hace competitivo, sin importar la distancia.

Al comparar dentro del rango factible técnicamente para pipelines, notamos que el ferrocarril es competitivo para distancias menores a 200 [km]. Para distancias mayores, se justifica la inversión en pipelines. Al agregar a la comparación el transporte por hidrovía, notamos que este está dentro del orden de magnitud del transporte por ferrocarril y pipelines, sus valores son mayores al comparar con distancias equivalentes de los tramos presentados.

10.8.4 Jetfuel

Para el Jetfuel, el comportamiento es el mismo del Metanol, en donde las tarifas transporte carretero a capacidades del orden de las 25 [ktpa] son menores que para el transporte ferroviario. Para capacidades mayores, el ferrocarril comienza a ser más competitivo.

Para el resto de las capacidades, el medio más económico resulta ser las barcazas, seguidos por el ferrocarril y los tanker medianos.

10.8.5 Urea

En el caso de la Urea, el transporte carretero resulta ser la opción mas económica para capacidades del orden de las 25 [ktpa]. Para el rango entre 50 y 100 [ktpa], el camión mantiene su competitividad en distancias menores, mientras que a medida que aumenta la distancia, los costos unitarios del ferrocarril disminuyen, volviéndose más competitivo.

Al considerar el transporte hidroviario en la comparación, notamos que el transporte por barcaza en el más económico entre todos los medios, mientras que los costos de Handy Size son mayores a los del ferrocarril.

10.8.6 Casos comparativos

10.8.6.1 Transporte de Metanol

En esta sección se analiza específicamente la comparación entre el transporte ferroviario, por ductos y fluvial de Metanol. A modo representativo se seleccionó el caso de transporte de metanol desde Paysandú hasta Montevideo para los distintos requerimientos de transporte: 25, 50, 100, 300, 500, 1.000, 2.000 y 5.500 [ktpa]. Los esquemas logísticos considerados a efectos comparativos son:

- El transporte ferroviario considerado parte en Paysandú a través de la línea litoral y conexión a Ferrocarril Central (línea Rivera) hasta puerto de Montevideo.
- El transporte por ductos utiliza los corredores disponibles para conectar desde Paysandu hasta Montevideo.
- Los escenarios de transporte fluvio-marítimo considerado son dos:
  - Tankers pequeños de capacidad 7.500 [ton] aproximadamente desde puerto de Paysandú hasta puerto de Montevideo.
  - Convoyes de barcazas hasta un puerto fluvio-marítimo ubicado en el Suroeste del país, transshipment a un buque tanker tipo Handy hasta puerto de Montevideo. Se hace notar que esta opción implica manejo de producto en 3 puertos distintos (Paysandú, Suroeste, Montevideo).
  - Convoyes de barcazas hasta un puerto fluvio-marítimo ubicado en el Suroeste del país y exportación directa desde ese puerto en buques tipo Handy. Para que este escenario sea comparable con los otros, se adicionó el sobrecosto que implica exportar en Handy hasta destino en lugar de exportar en Panamax desde Montevideo.

Tabla 10-70: Comparación de costos referenciales, en [USD/ton], de transporte hidroviario, ferroviario y por ductos, caso: Paysandú – Montevideo.

Escenario	Requerimiento de transporte anual (ktpa)							
	25	50	100	300	500	1000	2000	5500
Ferrocarril Paysandú – MVD	$ 102	$ 58	$ 40	$ 22	$ 22	$ 22	$ 22	$ 22
Ducto Paysandu – MVD	$ 129	$ 129	$ 129	$ 58	$ 36	$ 22	$ 13	$ 9

Escenario	Requerimiento de transporte anual (ktpa)							
	25	50	100	300	500	1000	2000	5500
Tanker pequeño Paysandú - MVD	$ 151	$ 85	$ 52	$ 30	$ 32	$ 29	$ 29	$ 28
Barcazas a SW - Handy a MVD	$ 322	$ 174	$ 100	$ 52	$ 44	$ 38	$ 38	$ 37
Barcazas a SW + sobrecosto Handy vs Panamax	$ 99	$ 57	$ 36	$ 23	$ 22	$ 21	$ 21	$ 21

Las principales consideraciones y supuestos adoptados son:

- Para el escenario de transporte por ferrocarril, el costo incluye la tarifa por uso de vía informada por DNTF.
- En el caso del ferrocarril se incluye un costo portuario referencial para descarga de vagones en puerto de Montevideo, de manera que sea comparable a los casos hidroviarios. No se incluyen costos por carga de los trenes.
- No se incluyen costos portuarios asociados a la carga del buque de exportación.
- Para el caso de barcazas hasta Suroeste y exportación directa en Handy, se adiciona el sobrecosto estimado asociado a flete marítimo a destino que implicaría utilizar buques Handy hasta destino en lugar de Panamax desde el puerto de Montevideo.
- No se incluyen costos de inversión en infraestructura para los transportes por ferrovías e hidrovías (eg. puertos, ferrovías, estaciones de carga y descarga, tanques, etc.).
- No se incluyen costos por almacenamiento.
- Las estimaciones son de alto nivel, basados en benchmarking, prediseños y bases de datos Ausenco, pudiendo presentar variaciones de hasta el 50% (propio de estudios clase V según AACE). Por lo tanto, son referenciales y se debe evitar realizar conclusiones definitorias cuando los valores son similares. En estos casos es necesario llevar a cabo estudios específicos en mayor profundad, los cuales superan el alcance de este estudio.

10.8.6.2 Transporte de electrones e Hidrógeno

En el análisis económico para líneas de transmisión realizado en la sección 10.2.2, se entregó un costo por uso de línea de transmisión de 500 [kV], de 77.939 [USD/km], que al transformarlo a una tarifa representativa para la cantidad de hidrogeno equivalente que representa la energía transportada por la línea, se obtiene un valor de 0,49 [USD/ton/km]. Sin embargo, este valor considera una ocupación máxima de la línea, variando este para distintos valores de transporte. Para realizar la comparación con el transporte de la molécula de Hidrógeno, es necesario ampliar el costo por transmisión eléctrica, según lo que se observa en la Figura 10-26 . Para la comparación, se utiliza el ducto como medio de comparación, ya que es el medio más económico para este tipo de transporte. Se puede observar que la respuesta para esta comparación no es absoluta, y dependiendo de la distancia y la cantidad de transporte, es cual de estos dos medios es más económico (polígono morado indica cuando los costos de transmisión son más bajos que los costos de transporte de Hidrógeno por ducto).

Ducto H_2												
ktpa	50	100	150	200	250	300	350	450	600	750	1250	1500
km												
100	$ 3.43	$ 1.83	$ 1.35	$ 1.14	$ 0.99	$ 0.86	$ 0.76	$ 0.70	$ 0.60	$ 0.52	$ 0.46	$ 0.43
150	$ 2.51	$ 1.35	$ 0.98	$ 0.84	$ 0.72	$ 0.62	$ 0.56	$ 0.50	$ 0.43	$ 0.38	$ 0.33	$ 0.31
200	$ 2.06	$ 1.10	$ 0.80	$ 0.68	$ 0.58	$ 0.50	$ 0.46	$ 0.41	$ 0.35	$ 0.30	$ 0.27	$ 0.25
250	$ 1.82	$ 0.96	$ 0.69	$ 0.59	$ 0.50	$ 0.43	$ 0.40	$ 0.35	$ 0.30	$ 0.26	$ 0.23	$ 0.21
300	$ 1.61	$ 0.86	$ 0.62	$ 0.53	$ 0.45	$ 0.38	$ 0.35	$ 0.31	$ 0.27	$ 0.23	$ 0.20	$ 0.19
350	$ 1.47	$ 0.80	$ 0.57	$ 0.49	$ 0.41	$ 0.35	$ 0.33	$ 0.28	$ 0.24	$ 0.21	$ 0.19	$ 0.17
400	$ 1.35	$ 0.74	$ 0.53	$ 0.45	$ 0.38	$ 0.33	$ 0.30	$ 0.26	$ 0.23	$ 0.19	$ 0.17	$ 0.16
450	$ 1.28	$ 0.70	$ 0.50	$ 0.43	$ 0.36	$ 0.31	$ 0.29	$ 0.24	$ 0.21	$ 0.18	$ 0.16	$ 0.15
500	$ 1.22	$ 0.67	$ 0.47	$ 0.41	$ 0.34	$ 0.29	$ 0.27	$ 0.23	$ 0.20	$ 0.17	$ 0.15	$ 0.14

LAT (en H2 equivalente)												
ktpa	50	100	150	200	250	300	350	450	600	750	1250	1500
km												
100	$ 1.56	$ 0.78	$ 0.52	$ 0.78	$ 0.62	$ 0.52	$ 0.67	$ 0.52	$ 0.52	$ 0.52	$ 0.50	$ 0.52
150	$ 1.56	$ 0.78	$ 0.52	$ 0.78	$ 0.62	$ 0.52	$ 0.67	$ 0.52	$ 0.52	$ 0.52	$ 0.50	$ 0.52
200	$ 1.56	$ 0.78	$ 0.52	$ 0.78	$ 0.62	$ 0.52	$ 0.67	$ 0.52	$ 0.52	$ 0.52	$ 0.50	$ 0.52
250	$ 1.56	$ 0.78	$ 0.52	$ 0.78	$ 0.62	$ 0.52	$ 0.67	$ 0.52	$ 0.52	$ 0.52	$ 0.50	$ 0.52
300	$ 1.56	$ 0.78	$ 0.52	$ 0.78	$ 0.62	$ 0.52	$ 0.67	$ 0.52	$ 0.52	$ 0.52	$ 0.50	$ 0.52
350	$ 1.56	$ 0.78	$ 0.52	$ 0.78	$ 0.62	$ 0.52	$ 0.67	$ 0.52	$ 0.52	$ 0.52	$ 0.50	$ 0.52
400	$ 1.56	$ 0.78	$ 0.52	$ 0.78	$ 0.62	$ 0.52	$ 0.67	$ 0.52	$ 0.52	$ 0.52	$ 0.50	$ 0.52
450	$ 1.56	$ 0.78	$ 0.52	$ 0.78	$ 0.62	$ 0.52	$ 0.67	$ 0.52	$ 0.52	$ 0.52	$ 0.50	$ 0.52
500	$ 1.56	$ 0.78	$ 0.52	$ 0.78	$ 0.62	$ 0.52	$ 0.67	$ 0.52	$ 0.52	$ 0.52	$ 0.50	$ 0.52

Figura 10-26: Comparativa entre costos presentes netos anuales unitarios de transporte de Hidrógeno por ductos y líneas de transmisión (LAT), en [USD/tonH2/km].

A modo representativo, se analiza un caso de generación en la zona norte y producción en el Hub Industrial de Fray Bentos (Zona 2). Para conectar estos dos puntos, existe la opción de producir Hidrógeno en la zona de electrólisis del norte, y transportando el Hidrógeno por ducto a Fray Bentos (evitando la transmisión de potencia), o trasmitiendo potencia desde el norte a Fray Bentos, y producir el Hidrógeno en la zona de electrólisis de Fray Bentos (evitando el transporte de hidrógeno por ducto). Los costos de transporte para estos casos se observan en la Tabla 10-71.

Tabla 10-71: Comparación de costos referenciales, en [USD/ton], de líneas de transmisión vs transporte por ductos, caso: Norte – Fray Bentos.

Escenario	Requerimiento de transporte anual (ktpa)							
	50	100	200	300	450	750	1250	1500
Línea de Transmisión Norte – Fray Bentos	$ 367	$ 183	$ 183	$ 122	$ 122	$ 122	$ 118	$ 122
Ducto Norte – Fray Bentos	$ 428	$ 226	$ 139	$ 101	$ 82	$ 61	$ 54	$ 49

10.9 Plantas Industriales

Para la estimación de costos de inversión de plantas de Metanol, Amoniaco-Urea y Jet fuel, se utilizarán referencias bibliográficas considerando criterios de estimación de inversiones clase 5. Se debe tener en cuenta que las tecnologías consideradas en este estudio (producción de Metanol a partir de CO_2 e Hidrógeno, producción Amoniaco a partir de Hidrógeno y la producción de Jetfuel a partir de Metanol) son tecnologías relativamente nuevas, por lo que actualmente no existen plantas a escala industrial de los tamaños

considerados en este estudio. Es por ello que las estimaciones de Capex y Opex se realizarán en base a publicaciones sobre simulaciones de las plantas antes indicadas.

Los costos de inversión de cada una de las plantas son indicados a continuación[53]:

- Metanol: La inversión de una planta de síntesis de metanol verde producido a partir de CO_2 e Hidrógeno se estima en 151.000.000 USD, considerando una producción de 500 [ktpa][54].
- Amoniaco y Urea: Las estimaciones de inversiones para una planta de Amoniaco y Urea se estiman en 355.000.000 [USD] para una planta de Amoniaco verde de 300 [ktpa], y de 250.000.000 [USD] para la planta de Urea de una capacidad de 500 [ktpa]. Además, de debe considerar una inversión de 1.500.000 [USD] para el sistema de producción de nitrógeno[55].
- Jetfuel: Para el caso del Jetfuel, basado en el análisis realizado por Lurgi *"Methanol to propylene MTP[56]"*, y considerando que la conversión a los distintos hidrocarburos se puede modificar según el catalizador utilizado, podemos estimar una inversión de 499.500.000 [USD] para la planta de jet fuel de 500 [ktpa], a partir de 1.167 [kton] de Metanol.

Estos costos de inversión pueden ser ajustados en base al tamaño de las plantas consideradas en el estudio siguiendo la fórmula de ajuste denominada "regla de los seis décimos" o "six-tenths rule"[57] (Ver Figura 10-27). Esta regla da resultados muy satisfactorios cuando sólo se requiere un costo aproximado de ± 20%, equivalente al criterio de Clase 5 de estimación de costos.

$$C_B = C_A \left(\frac{S_B}{S_A} \right)^{0.6}$$

Figura 10-27: Fórmula de ajuste de Capex, por tamaño de planta.

Donde:

- C_B = es el costo aproximado en dólares [USD] de la planta para un tamaño S_B [ktpa].
- C_A = es el costo de inversión conocido en dólares [USD] de una planta que corresponde al tamaño S_A [ktpa].

[53] Precio base ajustado al año 2024.
[54] Fuente: Análisis de la disponibilidad de CO_2 para la producción de derivados del H2 verde en Uruguay. MIEM (2023).
[55] Fuente: E. Antonetti, G. Iaquaniello, A. Salladini, Dr. L. Spadaccini, Prof. S. Perathoner, Prof. G. Centi, *Waste-to-chemicals for a circular economy: the case of urea production (waste-to-urea).* 2016
[56] Fuente: M. Rothaemel, Methanol to propylene MTP,Lurgi´s way, 2002.
[57] Fuente: Ellsworth, Richard K., "*Cost-to-Capacity Analysis for Estimating Project Costs*" Construction Accounting & Taxation, vol. 15, no. 5, Sept./Oct. 2005, p. 6.

Tabla 10-72: Formulas de estimación de Capex para plantas industriales según su capacidad (SB) indicada en [ktpa].

Planta	Capex [MMUSD]
Metanol	$3{,}62 * (SB)^{0{,}6}$
Amoniaco	$11{,}6 * (SB)^{0{,}6}$
Urea	$6{,}0 * (SB)^{0{,}6}$
Jetfuel	$12{,}0 * (SB)^{0{,}6}$

Estas ecuaciones representan la influencia de la economía de escala en las industrias estudiadas, ya que al considerar un índice exponencial menor a 1, el aumento de Capex es menor comparado con el aumento de la capacidad. A modo de ejemplo, tomando como base una planta de Amoniaco, la cual necesita una inversión de app. 500 [MMUSD] para una planta de 500 [ktpa], necesitaría solo duplicar su inversión (1.000 [MMUSD]) para incrementar el triple su producción (1.000 [ktpa]).

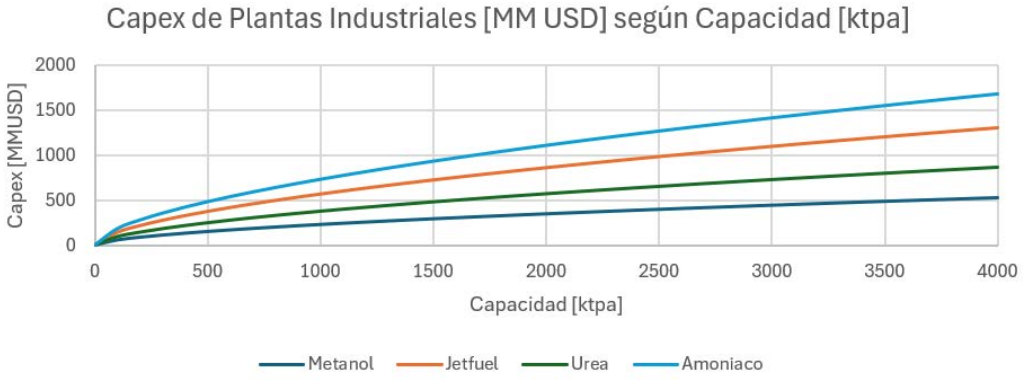


Figura 10-28: Gráfico de Capex de Plantas industriales según capacidad.

Con relación a los costos de operación (Opex) de las plantas de Metanol, Amoniaco-Urea y Jet-fuel a considerar en este estudio, se establecerán correlaciones que consideren sus principales componentes, y que se vean afectados por aspectos logísticos de localización de estas plantas. Para la estimación de Opex se consideran las principales materias primas y el consumo de energía eléctrica, según lo indicado en la siguiente fórmula:

$$Opex\ = SB\ [ktpa] * (A * P_A + B * P_B + C * P_C + D * P_D + E * P_E)$$

Los factores A, B, C y D, con sus respectivos valores se indican en la Tabla 10-73, mientras que los valores P_i corresponden al precio de cada uno de los factores considerados.

Tabla 10-73: Factores para estimación de Opex según productos.

Factor	A	B	C	D	E
Planta	Ton CO2 /Ton Producto	Ton H2 /Ton Producto	Ton Amoniaco /Ton Producto	Ton Metanol /Ton Producto	KWh/Ton Producto
Metanol	1,4	0,2	0,0	0	174,0
Amoniaco	0,0	0,2	0,0	0	1132,0
Urea	0,8	0,0	0,6	0	458,3
Jetfuel	0	0	0	1,66	-

Para cuantificar el ahorro que representa la utilización de instalaciones de la refineria de Montevideo para procesar Metanol y producir el Jetfuel, se considera una disminución del 25% en Capex, por el ahorro en la utilización de sistemas de limpieza y refinación existentes, y una disminución del Opex del 30%, debido al ahorro de energía en la sinergia de procesos actuales de refinería, más el potencial beneficio por la venta de subproductos obtenidos de la refinación, como lo es Naphtha, Kerosene y Diesel.

Considerando los valores de Capex y Opex presentados, más la metodología de estimación de tarifas presentadas en el capítulo 10, es posible calcular una tarifa final para representar el costo de producción anual de los diferentes productos. Sin embargo, el modelo de optimización calcula los costos de todas las etapas de la cadena de valor, los cuales va sumando hasta obtener el precio final de los productos. Por ende, hay que tener consideración con que costos se utilizan y cuales no, de manera de evitar que alguno de estos sea considerado 2 veces. Es por esto que, para términos del Modelo, no se tomará un precio all-in de producción, sino que el precio extra que se debe adicionar a la materia prima anterior, para obtener el producto final. Para el caso de Metanol y Urea, el modelo considerará el precio extra que se le debe sumar al Hidrógeno ya producido para obtener los productos, mientras que para Jetfuel (en Hub y refinería) se considera el costo adicional que se debe adicionar al Metanol para obtener el Jetfuel. Los costos adicionales se pueden observar en la Tabla 10-74.

Tabla 10-74: Costos incrementales de producción para Metanol, Urea y Jetfuel (en Hub y en refinería), según el rango de producción, en [USD/ton].

Producción [ktpa]	Metanol	Urea	Jetfuel	Jetfuel en Refinería
100	$ 264	$ 600	$ 350	$ 254
200	$ 251	$ 538	$ 305	$ 220
300	$ 244	$ 509	$ 284	$ 205
400	$ 241	$ 491	$ 271	$ 195
500	$ 238	$ 478	$ 262	$ 188
750	$ 233	$ 458	-	-
1.000	$ 231	$ 446	-	-
2.000	$ 225	-	-	-

Producción [ktpa]	Metanol	Urea	Jetfuel	Jetfuel en Refinería
3.000	$ 223	-	-	-
4.000	$ 221	-	-	-
5.000	$ 220	-	-	-
6.000	$ 219	-	-	-
6.500	$ 219	-	-	-

10.10 Puertos de Exportación

10.10.1 Criterios Generales de Evaluación

Para exportar los derivados de hidrógeno producidos es necesario contar con terminales marítimas e infraestructura de recepción, almacenamiento y embarque de los productos provenientes a través de los distintos ejes logísticos y/o red de ductos planteados en este estudio. Por lo tanto, se requiere la implantación de:

- Infraestructura de recepción, dependiendo del medio de transporte (camiones, ferrocarril o tubería)
- Parque de tanques de almacenamiento en el caso del metanol y jetfuel,
- Depósito de granel solido o break-bulk en el caso de la urea
- Infraestructura de atraque y amarre para buques cisterna en el caso de metanol y jetfuel
- Infraestructura de atraque y amarre para buques graneleros y/o break-bulk en el caso de la urea
- Sistema de carguío de buques de granel líquido para el metanol y jetfuel
- Cargador de buques de granel sólido (shiploader) o grúa con spreader para break-bulk en el caso de la urea

Para la evaluación de ubicaciones potenciales para el parque de almacenamiento y de la terminal marítima de exportación, se han considerado principalmente los siguientes factores:

- Espacio e infraestructura existentes.
- Escalabilidad de la terminal a futuras condiciones logísticas (potencial para acoger los volúmenes previstos para escenarios A y B de estudio).
- Condiciones del sitio y su impacto en requerimientos de infraestructura y operación.
- Conectividad logística del sitio.
- Impacto socioambiental y medioambiental.
- Riesgo y seguridad.

- Costos de inversión y mantenimiento.

En base a eso, las siguientes secciones presentan una evaluación técnico-económica de sitios potenciales para implementación del puerto de exportación.

10.10.2 Potenciales Puertos de Exportación

Como se menciona en la sección 8.5, se consideran dos potenciales ejes logísticos para exportación productos en base a condiciones existentes de este estudio: el corredor hidroviario y el corredor ferroviario; más un conjunto de potenciales corredores para la construcción de nuevos poliductos que se interconectan tanto con los ejes existentes como con los potenciales puertos. Este sistema logístico considera 2 potenciales puertos de exportación (identificados en la Figura 10-29), que serán evaluados en este capítulo:

- Puerto de Montevideo: Existen diferentes opciones para la implementación de una terminal portuaria en Montevideo. Como se menciona en la sección 6.4, el Puerto de Montevideo cuenta con buena infraestructura existente y aguas profundas que permiten la recepción de buques de mayor cisterna y calado, además se estar bien conectado con la red de ferrocarril. Sin embargo, el espacio disponible para desarrollo de nuevas infraestructuras, marítimas y en tierra, es limitado.
- Puerto Greenfield Suroeste: Se considera la posibilidad del desarrollo de una terminal portuaria completamente greenfield al suroeste del país. En esta opción, a pesar de no contarse con facilidades de una infraestructura previa en la ubicación, se permite enorme flexibilidad para la concepción del layout portuario (marítimo e infraestructura en tierra), para adecuarse de mejor manera con la operación prevista, además de mitigar riesgos de impacto a comunidades vecinas.

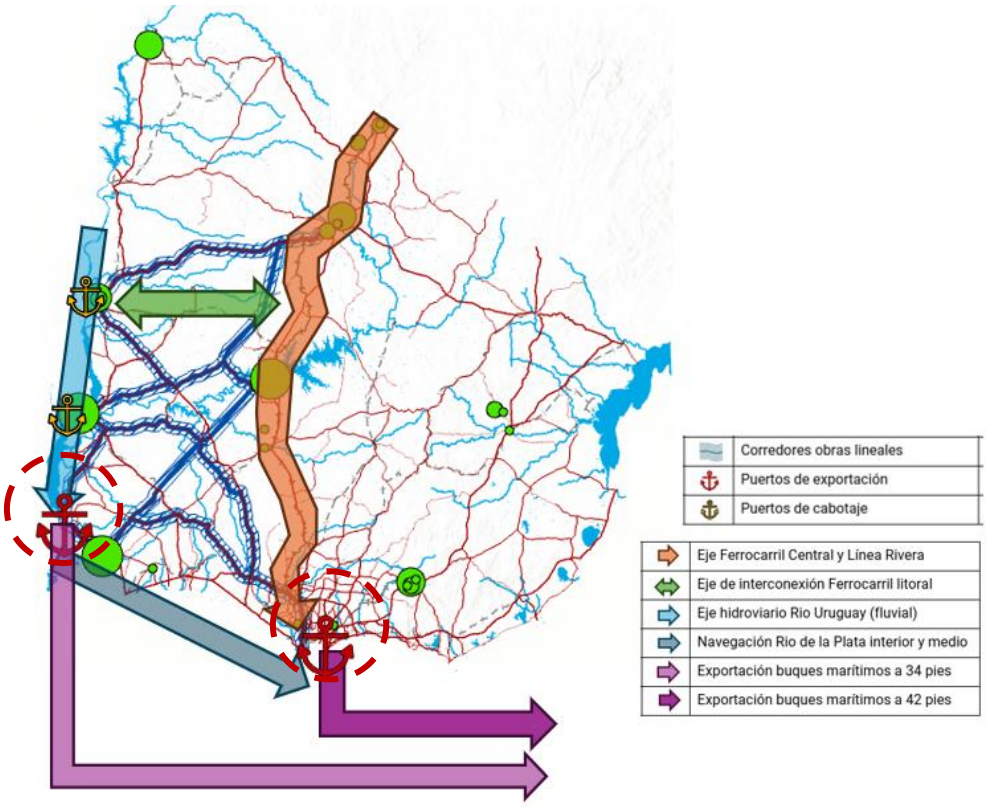


Figura 10-29: Ejes logísticos y puertos potenciales de exportación (destacados en rojo).

10.10.3 Requerimientos del Muelle de Exportación

Para la estimación del área de infraestructura marítima necesaria en el puerto de exportación, se evalúan primeramente los requerimientos de utilización del puerto en cada escenario de producción definido en este proyecto. Para esta evaluación, se considera que todo el volumen de material es exportado únicamente por uno de los puertos evaluados, y se suponen dos condiciones limítrofes de recepción de la producción:

- Integralmente por el eje ferroviario, carretera y/o ducto, es decir, considerase que el puerto recibe todo el volumen de material por vía terrestre y se utiliza el muelle solamente para exportación. Esta situación representa las demandas mínimas para el puerto considerándose el volumen exportado, consecuentemente, la necesidad mínima de implantación de infraestructura en cada escenario A y B.

- Integralmente por el eje hidroviario, es decir, considerase que el puerto recibe todo el volumen de material por hidrovía, y se utiliza el muelle tanto para recepción del material (cabotaje) como para su exportación. Esta situación representa las demandas máximas para el puerto considerándose el volumen exportado, consecuentemente, la necesidad máxima de implantación de infraestructura en cada escenario A y B.

Se ha discretizado el análisis de esta manera con el objetivo de evaluarse los escenarios extremos para la exportación portuaria y estimar la potencial necesidad de infraestructura. En la práctica, se comprende que un proyecto de desarrollo podría considerar una mezcla de modales de recepción, como también de puertos de exportación. Estos escenarios deberán ser estudiados con mayor detalle en estudios futuros específicos.

Para la estimación de volúmenes de exportación portuaria, se considera la recepción de material por barcazas o tankers de cisterna pequeña con capacidad de carga de 7.500 [DWT][58], cuyas características se definen en el **Anexo 6**. Para la exportación de los productos, se suponen buques de cisterna grande, con capacidad de carga de 50.000 [DWT] y 12 [m] de calado, cuyas características referenciales consideradas para la estimación se presentan en la Tabla 10-75.

Tabla 10-75: Características generales del Tanker de cisterna grande considerado

	Unidad	MR2
Eslora Total	[m]	190
Manga Máxima	[m]	32
Calado estático a plena carga	[m]	12
Capacidad máxima de carga	[ton]	50.000

Por otra parte, se han definido diversos supuestos relacionados a la operación portuaria con la finalidad de estimar la demanda portuaria en este análisis preliminar, como: ocupación/downtime del muelle, productividad y tiempos de operación. Estas estimaciones son referenciales y deberán ser evaluadas en estudios específicos futuros.

[58] DWT: Dead-weight tonne.

Los cálculos desarrollados para la estimación de la necesidad de frentes de atraque portuaria en cada escenario se presentan en la Tabla 10-76 y en la Tabla 10-77. Teniendo en cuenta el largo mínimo requerido de atraque en cada escenario, los requerimientos operacionales, las condiciones metaoceánicas y medioambientales de cada sitio, es posible estimar de manera preliminar el área requerida de infraestructura marítima y potenciales tipologías adecuadas.

Tabla 10-76: Volúmenes de Exportación Portuaria y Ocupación del Muelle para Escenarios de Estudio.

Puerto de Montevideo		Unidad	Escenario A		Escenario B	
Volumen total de exportación previsto en el puerto		[tpa]	3.000.000		7.000.000	
Volumen de Recepción	Terrestre	[tpa]	3.000.000	0	7.000.000	0
	Buque pequeño	[tpa]	0	3.000.000	0	7.000.000
Volumen de Exportación	Buque grande	[tpa]	3.000.000		7.000.000	
Ocupación del muelle			65%			
Tiempos de operación		[días/año]	350			
		[hr/día]	20			
		[hr/año]	7.000			
Capacidad de buques operados	Buque pequeño	[t]	7.500			
	Buque grande	[t]	50.000			
Productividad de buques	Buque pequeño	[t/hr]	600			
	Buque grande		2.500			
Numero de buques operados	Buque pequeño	[un/año]	0	400	0	933
	Buque grande	[un/año]	60	60	140	140
Tiempo atracado	Buque pequeño	[hr/año]	0	5.000	0	11.667
	Buque grande	[hr/año]	1.200	1.200	2.800	2.800
Ocupación de frentes de atraque	Buque pequeño	[Un]	0.0	1.1	0.0	2.6
	Buque grande	[Un]	0.3	0.3	0.6	0.6

Tabla 10-77: Largo Mínimo Estimado de Frente de Atraque para cada Escenario de Estudio.

Requerimiento del Muelle		Escenario A 3.000.000 tpa		Escenario B 7.000.000 tpa	
Recepción		Terrestre	Fluvial	Terrestre	Fluvial
Numero de frentes de atraque requeridas	Buque pequeño (recepción)	-	1[59]	-	3
	Buque grande (exportación)	1	1	1	1
	Total	1	2	1	4
Largo total mínimo de frente de atraque[60] (m)		230	350	230	580

10.10.4 Requerimientos de la Terminal en Tierra

El diseño del parque de tanques en tierra debiese considerar todos los aspectos técnicos explicitados en el capítulo 9. Criterios de seguridad y Análisis de riesgo, en particular lo explicitado en la sección 9.5.

El volumen de manejo en almacenamiento de Metanol y Jetfuel está dado por los escenarios de exportación A y B. En ambos casos el volumen de almacenamiento estimado está dado por el tamaño de buque a utilizar en la exportación. En estos casos, una embarcación MR2 de 50.000 [ton] de Metanol para la exportación requiere contar con 1 tanque de aproximadamente 58.000 [m3] como mínimo. Como criterio, es usual utilizar 2 tanques, uno para llenado y otro para mantener la reposición de almacenamiento. Al ser estos los tanques más grandes, se considera que la terminal en sus dimensiones debe contar con al menos para 2 Tanques de almacenamiento para el escenario A, y agregar otros 2 tanques para el escenario B.

En lo que respecta a los tipos de tanque, estos dependen del producto. En este caso se ha considerado que tanto los tanques de Metanol como los de JetFuel tendrán las mismas características, dado la similitud de requerimientos de seguridad que estos fluidos requieren para su almacenamiento. Por lo tanto, se ha definido que los tanques deben ser tanques cerrados con techo flotante interior. Según la Figura 10-30, se estima un tanque de 60 metros de diámetro y 20 metros de altura.

[59] Numero representativo para estimación del área de infraestructura, se considera uso compartido de la frente de atraque de buques grandes/pequeños. Calculado representativamente considerándose un buque de exportación de 50.000 DWT de capacidad, resultados similares para el buque de 30.000 DWT, requerido en algunos escenarios de estudio.
[60] Largo referencial estimado en base a la geometría de los buques supuestos (esloras y mangas), así como recomendaciones de la industria portuaria para espaciamientos mínimos entre buques atracados.

NOMINAL CAPACITIES OF STANDARD VERTICAL TANKS

Height in m	Tank diameter in m 3	4	6	8	10	12.5	15	17.5	20	22.5	25	27.5	30	33	36	39	42	45	48	54	60	66	72	78
	Nominal capacities in m³																							
1	7	12	28	50	78	122	176	240	314	397	490	593	706	855	1 017	1 194	1 385	1 590	1 809	2 290	2 827	3 421	4 071	4 778
2	14	25	56	100	157	245	353	481	628	795	981	1 187	1 413	1 710	2 035	2 389	2 770	3 180	3 619	4 580	5 654	6 842	8 142	9 556
3	21	37	84	150	235	358	530	721	942	1 192	1 472	1 781	2 120	2 565	3 053	3 583	4 156	4 771	5 428	6 870	8 482	10 263	12 214	14 335
4	28	50	113	201	314	490	706	962	1 256	1 590	1 963	2 375	2 827	3 421	4 071	4 778	5 541	6 351	7 238	9 160	11 309	13 684	16 285	19 113
5	35	62	141	251	395	613	883	1 202	1 570	1 988	2 454	2 969	3 534	4 276	5 089	5 972	6 927	7 952	9 047	11 451	14 137	17 105	20 357	23 891
6	42	75	169	301	471	736	1 060	1 443	1 884	2 385	2 945	3 563	4 241	5 131	6 107	7 167	8 312	9 542	10 857	13 741	16 964	20 527	24 428	28 670
7		87	197	351	549	859	1 237	1 683	2 199	2 783	3 436	4 157	4 948	5 987	7 125	8 362	9 698	11 133	12 666	16 031	19 792	23 948	28 500	33 448
8		100	226	402	628	981	1 413	1 924	2 513	3 180	3 926	4 751	5 654	6 842	8 142	9 556	11 083	12 723	14 476	18 321	22 619	27 369	32 571	38 226
9			254	452	706	1 104	1 590	2 164	2 827	3 578	4 417	5 345	6 361	7 697	9 160	10 751	12 468	14 313	16 285	20 611	25 446	30 790	36 643	43 005
10			282	502	785	1 227	1 767	2 405	3 141	3 976	4 908	5 939	7 068	8 552	10 178	11 945	13 854	15 904	18 095	22 902	28 274	34 211	40 714	47 783
11				552	863	1 349	1 943	2 654	3 455	4 373	5 399	6 533	7 775	9 408	11 196	13 140	15 239	17 494	19 905	25 192	31 101	37 633	44 786	52 561
12				603	942	1 472	2 120	2 886	3 769	4 771	5 890	7 127	8 482	10 263	12 214	14 335	16 625	19 085	21 714	27 482	33 929	41 054	48 857	57 340
13					1 021	1 595	2 297	3 126	4 084	5 168	6 381	7 721	9 189	11 118	13 232	15 529	18 010	20 675	23 524	29 772	36 756	44 475	52 929	62 118
14					1 099	1 718	2 474	3 367	4 398	5 566	6 872	8 315	9 896	11 974	14 250	16 724	19 396	22 266	25 333	32 063	39 584	47 896	57 000	66 896
15					1 178	1 840	2 650	3 607	4 712	5 964	7 363	8 909	10 602	12 829	15 268	17 918	20 781	23 856	27 143	34 353	42 411	51 317	61 072	71 675
16					1 256	1 963	2 827	3 848	5 026	6 361	7 853	9 503	11 309	13 684	16 285	19 113	22 167	25 446	28 952	36 643	45 238	54 739	65 143	76 453
17						2 086	3 004	4 088	5 340	6 759	8 344	10 097	12 016	14 540	17 303	20 308	23 552	27 037	30 762	38 933	48 066	58 160	69 215	81 232
18						2 208	3 180	4 329	5 654	7 156	8 835	10 691	12 723	15 395	18 321	21 502	24 937	28 627	32 571	41 223	50 893	61 581	73 286	86 010
19						2 331	3 357	4 570	5 969	7 554	9 326	11 285	13 430	16 250	19 339	22 697	26 323	30 218	34 381	43 514	53 721	65 002	77 358	90 788
20						2 454	3 534	4 810	6 283	7 952	9 817	11 879	14 137	17 105	20 357	23 891	27 708	31 808	36 191	45 804	56 548	68 423	81 429	95 567
21							3 711	5 051	6 597	8 349	10 308	12 473	14 844	17 961	21 375	25 086	29 094	33 399	38 000	48 094	59 376	71 844	85 501	100 345
22							3 887	5 291	6 911	8 747	10 799	13 067	15 550	18 816	22 393	26 280	30 479	34 989	39 810	50 384	62 203	75 266	89 572	105 123

Figura 10-30: Selección de capacidad estándar de tanques de almacenamiento.

El tonelaje de acero para un tanque de estas características se estima en 550 [ton] en Acero Inoxidable ASTM 304L/4307, y en 500 [ton] de Acero al carbono ASTM A516-65/A36, según los espesores representados en la Figura 10-31.

Las opciones de localización de los tanques de almacenamiento en tierra requieren un espacio mínimo de 45.000 [m²] aproximadamente, para alojar los tanques y servicios auxiliares de sistema contra incendio.

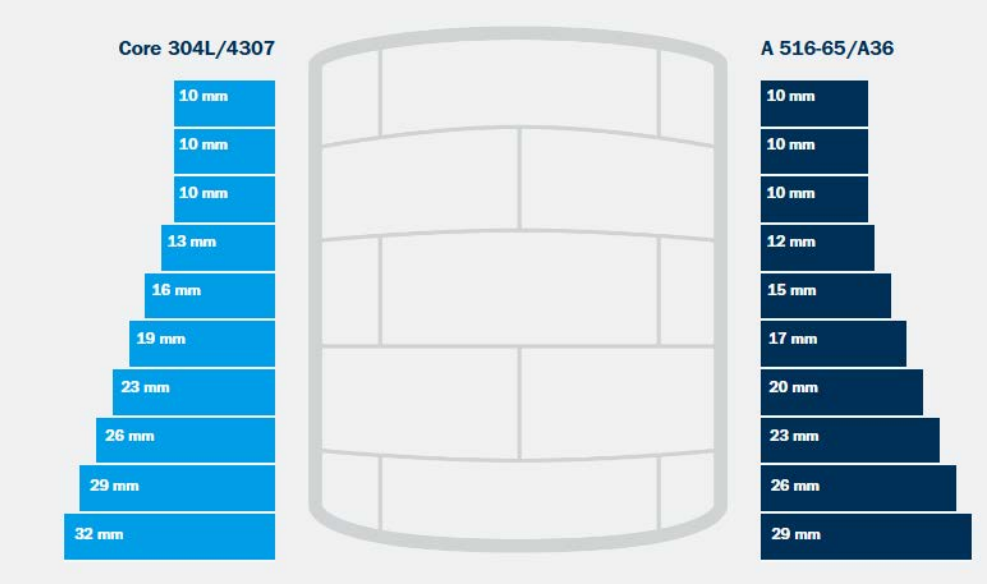


Figura 10-31: Estimación del tamaño de estanque de 50.000 [ton] de capacidad de metanol.

10.10.5 Análisis de Amenaza y Seguridad en Tanques de Almacenamiento en Tierra

En el presente estudio se hace un análisis genérico de los espacios disponible en los distintos sectores de interés (puertos de exportación) para la infraestructura de almacenamiento en tierra de los productos finales (Metanol y JetFuel). Considerando que los distintos sectores de interés se encuentran cercanos a centros urbanos, el principal foco al momento de establecer un parque de almacenamiento está en la seguridad en torno a las instalaciones y las áreas urbanas que pudiesen verse afectadas, y considerando que los productos finales

como el Metanol y el Jetfuel son productos combustibles con un bajo punto de inflamación, entre los riesgos de almacenar estos productos se puede mencionar, Incendio, explosión (BLEVE), nubes de vapor tóxico, como los más importantes. En muchos casos es esencial considerar que el lugar donde se emplacen las instalaciones debe estar alejado de las zonas físicas de alto riesgo, lo cual puede ser un factor muy incidente en la selección del emplazamiento del parque de almacenamiento, el cual no necesariamente debe ser un sitio remoto, sino más bien permanecer dentro de los límites de seguridad que deben ser calculados según el producto o productos a ser almacenados, el tipo de almacenamiento y la capacidad o volumen de almacenamiento proyectado.

Para el desarrollo de este estudio se han realizado simulaciones con el apoyo del software *Areal Locations of Hazardous Atmospheres*, el cual es un programa informático diseñado para modelar liberaciones químicas para los equipos de respuesta a emergencias y su planificación. Puede estimar cómo una nube tóxica podría dispersarse después de una liberación química, así como varios escenarios de incendios y explosiones. Está diseñado para producir resultados razonables con la suficiente rapidez para ser útiles para los equipos de respuesta durante una emergencia real. Por lo tanto, las estimaciones representan un compromiso entre precisión y velocidad. Se ha utilizado para este estudio este programa informático para simular el efecto de distintos escenarios de riesgo como explosión y nube toxica e inflamable para determinar las zonas de amenaza, y determinar el lugar de emplazamiento donde se puedan instalar los tanques de almacenamiento dependiendo de su capacidad.

El Metanol es fácil de manipular, ya que permanece líquido a temperatura y presión ambiente, a diferencia de otros combustibles alternativos como el GNL, el Amoníaco o el Hidrógeno. Esto significa que el transporte y el abastecimiento de Metanol son simples y pueden lograrse en gran medida con la infraestructura existente, después de modificaciones relativamente simples y rentables.

El límite explosivo inferior (LEL) del Metanol es del 6% (60.000 ppm) en volumen, lo que es 10 veces la concentración IDLH (inmediatamente peligrosa para la vida y la salud), y el límite de inflamabilidad superior (UEL) es del 36% (360.000 ppm) en volumen. A concentraciones en el aire inferiores al LEL, no hay suficiente vapor de Metanol para propagar la llama. A concentraciones en el aire superiores al UEL, hay demasiado Metanol y no hay suficiente oxígeno para propagar la llama. El LEL y el UEL del metanol corresponden a una gama de temperaturas de 54 [°F] a 106 [°F] (12 [°C] a 41 [°C]). El Metanol arderá a esta gama de temperaturas.

La NFPA y OSHA definen el Metanol como un líquido inflamable de Clase 1B, mientras que las Naciones Unidades lo clasifican como un líquido inflamable (Clase de peligro 3 de Naciones Unidas). Desprende vapores a temperaturas ambiente o inferiores. Cuando se mezcla con aire, el Metanol puede arder al aire libre. El peso específico del vapor de Metanol sin mezclar es 1,1. Los vapores de Metanol son marginalmente más pesados que el aire y pueden desplazarse en distancias cortas (unos cuantos metros) a nivel del terreno antes de llegar a un punto de inflamación e inflamarse. La distancia de desplazamiento depende de las circunstancias del desprendimiento. El desprendimiento turbulento estimula la mezcla rápida con aire, mientras que el desprendimiento no turbulento retrasa la mezcla con aire.

El Metanol puro tiene un punto de inflamación bajo de 54 [°F] (12 [°C]) y una amplia gama de inflamabilidad (6% a 36 % en volumen). El punto de inflamación se define como la temperatura mínima a la cual la presión de vapor de un líquido es suficiente para formar una mezcla que se puede inflamar con aire cerca de la superficie del líquido. La gama de inflamabilidad es la gama de concentraciones en la que pude inflamarse una mezcla de aire y vapor de metanol, lo cual produce una fuente de inflamación. El alcance de la gama de

inflamabilidad significa que el vapor de metanol puede inflamarse en una gama amplia de concentraciones en el aire

Por regla general, se debe dejar un perímetro de unos 7 [m] “sin fuentes de inflamación” alrededor de las áreas de almacenamiento donde haya contenedores individuales de bajo volumen de Metanol (por ejemplo, latas, cubos, barriles y cajas). Se debe dejar por lo menos un perímetro de 17 [m] “sin fuentes de inflamación” alrededor de las áreas de almacenamiento o logística que contengan o manejen volúmenes mayores de Metanol (por ejemplo, camiones cisterna individuales, vagones cisterna y pequeños tanques de almacenamiento). Y se debe dejar un perímetro mínimo de 70 [m] “sin fuentes de inflamación” alrededor de terminales de logística que carguen o descarguen simultáneamente varios camiones, múltiples vagones cisterna, barcazas, barcos y tanques de almacenamiento de gran volumen.

En el caso de que un camión cisterna, vagón cisterna o tanque de almacenamiento se esté incendiando, se debe evacuar la zona a una distancia de por lo menos 850 [m] en todas las direcciones. El Metanol es tóxico; por lo tanto, la ropa protectora de los bomberos estructurales no ofrece una protección efectiva para responder a derrames e incendios de metanol. Sepa que el umbral a olor del Metanol está muy por encima del límite de exposición tóxico.

Los recipientes portátiles, camiones cisterna, vagones cisterna y tanques de almacenamiento están todos sujetos a BLEVE, por lo que se deben establecer precauciones de seguridad que tengan en cuenta el exceso de presión, el flujo térmico radiante y los peligros de exposición tóxica.

Una zona de amenaza es un área donde un peligro (como toxicidad o radiación térmica) ha excedido un nivel de preocupación (LOC) especificado. El análisis mostrará hasta tres zonas de amenaza superpuestas en una sola imagen. **La zona de amenaza roja representa el peor peligro**, es importante evitar que en esta zona se encuentren lugares de preocupación como ser una escuela, un centro cultural, un hospital, etc. Los resultados de este análisis consideraron un volumen de almacenamiento de un tanque de Metanol de 50.000 [ton], con un 5% de su volumen involucrado en una bola de fuego y una masa química de 5.000 [ton] de metanol en efecto BLEVE, el cual ha sido el escenario creíble más desfavorable, y por lo tanto con el cual basaremos los criterios para establecer las posibles zonas de ubicación para la granja de almacenamiento en los distintos **escenarios**.

El resultado de análisis de riesgo para un Explosión expansiva de un tanque de Metanol se muestra a continuación, como resultado del Software ALOHA Version 5.4.7 bajo licencia de la Agencia de Protección ambiental y Oficina de Emergencia de los Estados Unidos (EPA)

Tabla 10-78: Parámetros y resultados del análisis de amenaza de explosión.

Parámetro	Valor	Unidad
Información de Sitio		
Localización	Darsena Este, Uruguay	N/A
Información Química		
Nombre del químico	Methanol	N/A
Numero CAS	67-56-1	N/A
Peso molecular	32,04	[g/mol]

Parámetro	Valor	Unidad
AEGL-1 (60 min)	530	[ppm]
AEGL-2 (60 min)	2.100	[ppm]
AEGL-3 (60 min)	7.200	[ppm]
IDLH	6.000	[ppm]
LEL	71.800	[ppm]
UEL	365.000	[ppm]
Punto de ebullición	64,7	[°C]
Presión de vapor a temperatura ambiente	0,13	[atm]
Concentración de saturación	127.000 o 12,7%	[ppm] ; %
Información Atmosférica		
Velocidad de viento	5,5	[m/s]
Dirección del viento	NE a 10 [m]	N/A
Rugosidad del terreno	Terreno abierto	N/A
Nubosidad	0	[-]
Temperatura ambiente	20	[°C]
Clase de estabilidad	D	N/A
Humedad relativa	50	[%]
Intensidad de la fuente, BLEVE[61] de líquidos inflamables en tanques cilíndricos horizontales.		
Diámetro de tanque	60	[m]
Altura de tanque	20	[m]
Volumen de tanque	56.549	[m³]
Contenido del tanque	Líquido (Metanol)	N/A
Temperatura interna de almacenamiento	20	[°C]
Masa química en el tanque	5.000.000	[kg]
Porcentaje de llenado del tanque	11	[%]
Porcentaje del tanque en exposión	5	[%]
Diámetro de la explosión	365	[m]

[61] Boiling Liquid Expanding Vapor Explosion" (Explosión de vapores en expansión de líquidos en ebullición).

Parámetro	Valor	Unidad
Duración de la ignición	20	[s]
Diámetro del incendio	200	[m]
Duración del incendio	139	[min]
Largo de llama	49	[m]
Resultados: Zonas amenazadas (ver Figura 10-32)		
Zona Roja		
Radiación térmica	10	[kW/sq·m]
Radio	515	[m]
Riesgo	Potencialmente letal dentro de los primeros 60 segundos de exposición	N/A
Zona Naranja		
Radiación térmica	5	[kW/sq·m]
Radio	745	[m]
Riesgo	Quemaduras de segundo grado dentro de los primeros 60 segundos de exposición	N/A
Zona Amarilla		
Radiación térmica	2	[kW/sq·m]
Radio	1.200	[m]
Riesgo	Dolor dentro de los primeros 60 segundos de exposición	N/A

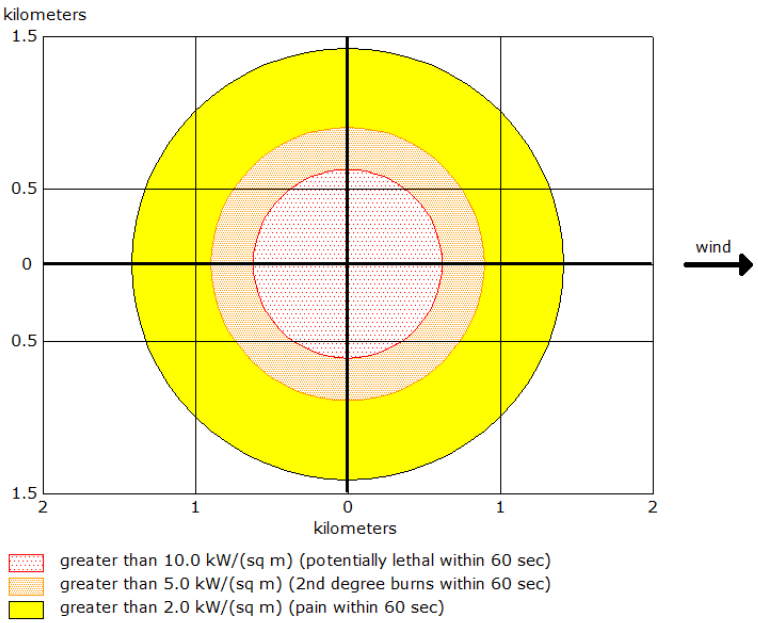


Figura 10-32: Zona de amenaza de radiación térmica por explosión (bola de fuego, BLEVE[62]).

10.10.6 Análisis técnico del Puerto de Montevideo

10.10.6.1 Alternativas

Existen diferentes opciones para la implantación de una terminal portuaria en la bahía de Montevideo. Como se menciona en la sección 8.5.1, el Puerto de Montevideo cuenta con infraestructura existente de utilidad, además de aguas profundas que permiten la recepción de buques de mayor calado, y la conexión existente con la red ferrocarril. Sin embargo, el espacio disponible para desarrollo de nuevas infraestructuras (marítimas y en tierra) es limitado.

Como se destaca en la Figura 10-33, las principales opciones identificadas para la terminal portuaria en tierra en la Bahía de Montevideo son:

- Punta Sayago
- Refinería ANCAP
- Capurro
- Relleno de la Dársena Este (Opciones 1 y 2)
- Relleno de la Escollera Oeste

En estas zonas, la Figura 10-34 destaca potenciales ubicaciones disponibles para la terminal de almacenamiento en tierra. En cada ubicación, las terminales marítimas podrían considerar la infraestructura existente cercana y/o implementación de nueva infraestructura.

[62] Boiling Liquid Expanding Vapor Explosion" (Explosión de vapores en expansión de líquidos en ebullición).

En la Figura 10-35, se representan las principales potenciales ubicaciones evaluadas para la infraestructura marítima de atraque y amarre de buques observadas en la Bahía de Montevideo, listadas a continuación:

- A – cerca de Punta Sayago
- B – cerca de la refinería ANCAP (infraestructura existente)
- C – cerca de los potenciales Rellenos de la Dársena Este
- D – cerca del potencial Relleno de la Dársena Oeste

Se considera que la infraestructura portuaria de atraque se puede conectar a una determinada terminal en tierra por medio de tubería submarina, de modo que, una potencial terminal de almacenamiento destacada en Figura 10-34, podría contar con una o más opciones de infraestructura de atraque indicada en la Figura 10-35.

De esta manera, en las secciones subsecuentes, se presentará el análisis para cada ubicación de la terminal en tierra teniéndose en cuenta sus potenciales frentes de atraque. En dichos análisis se incluyen las zonas de amenaza de radiación térmica por explosión de tanques estimados siguiendo la metodología y referencias descritas en la sección 10.10.5.



Figura 10-33: Potenciales Ubicaciones en la Bahía de Montevideo para la Terminal de Exportación (en tierra).



Figura 10-34: Potenciales Ubicaciones Disponibles para la Terminal de Almacenamiento en la Bahía de Montevideo.



Figura 10-35: Potenciales Ubicaciones en la Bahía de Montevideo para la Terminal de Exportación (frentes de atraque).

10.10.6.2 Punta Sayago

Punta Sayago, propiedad de la ANP, se encuentra a unos 6 kilómetros del Puerto de Montevideo. Este terreno, que cubre alrededor de 90 hectáreas, está destinado al desarrollo de una zona logística.

A excepción de un almacén reciente y algunos edificios próximos a la costa, la mayor parte del área está disponible para nuevos desarrollos. El sitio no dispone de muelles, por lo que se necesitaría la implantación de una infraestructura marítima, que se podría ubicar en zona cercana (opción A indicada en la Figura 10-35, o conectarse por tubería submarina a una infraestructura marítima ubicada en D).

A continuación, se evalúan las principales consideraciones de este sitio:

- Disponibilidad territorial: Es una zona con buena disponibilidad territorial, tanto marítima como terrestre.
- Seguridad: Hay espacio disponible suficiente para ubicación segura del almacenamiento y actividades operacionales asociadas, no se evidencia zonas urbanas dentro del área de mayor riesgo. Las zonas urbanas se encuentran fuera del área de riesgo siendo afectadas las zonas industriales adaptadas para planes de emergencia, sin embargo se debe hacer notar que las playas publicas podrían ser consideradas áreas de preocupación y se debería adoptar medidas de seguridad en el plan de emergencia.
- Conectividad logística: La conexión con las principales vías ferroviarias requeriría la implantación de un nuevo tramo, lo cual generaría impacto en zonas pobladas. La ubicación está situada en el Río de la Plata, lo que le da conectividad al eje logístico hidroviário a través de los canales de navegación del Río de la Plata y Río Uruguay. Sin embargo, la zona A requeriría de dragado de apertura relevante para su conexión con los canales existentes, además de un dragado de mantenimiento frecuente por situarse en una zona metaoceoánica expuesta con fondo marino lodoso. De esta manera, una posible ubicación de la terminal marítima en la zona D, conectada a la terminal en tierra por tuberías, podría ser una opción de mayor conveniencia.
- Condiciones metaoceánicas y medioambientales: La zona marítima A, por tratarse de una zona desabrigada, fuera de la Bahía de Montevideo, se considera que sería una terminal portuaria expuesta a acciones de corrientes, olas y viento. Se espera que esto pudiera tener un impacto en requerimientos de dragado de mantenimiento, de infraestructura del muelle y posiblemente en el downtime de operación. La posible ubicación de la terminal marítima en la zona D, conectada a la terminal en tierra por tuberías, podría ser una opción de mayor conveniencia.
- Aspectos de navegabilidad: Si se ubica en la zona A, la terminal marítima necesitaría dragado para permitir la conexión con los canales de acceso y el calado de proyecto considerado. La zona cercana al margen del rio cuenta con poca profundidad disponible, puede ser necesario alejarse de la costa para alcanzar mayor profundidad. Se hace importante la evaluación de vías de navegación existentes para la selección de la ubicación de la terminal marítima. Es una zona susceptible a mayor transporte de sedimentos, el dragado de apertura y de mantenimiento podrían ser un tema relevante. Por otro lado, la ubicación de la terminal marítima en la zona D podría representar una alternativa potencialmente más conveniente.

- Infraestructura del muelle: Es una opción que requiere inversión en infraestructura marítima, pero permite flexibilidad para la concepción del layout portuario de manera que mejor se adecue con la operación prevista. En la zona A se contaría con mayor espacio disponible y, por lo tanto, mayor flexibilidad al desarrollo de un layout marítimo portuario.
- Escalabilidad:
    - En cuanto a la infraestructura de almacenamiento, se trata de una zona con disponibilidad de espacio para implantación de la terminal en tierra, lo que facilitaría escenarios futuros de escalabilidad.
    - En cuanto a la infraestructura marítima, la zona A es una ubicación que podría permitir diferentes tipologías de muelle y escalabilidad entre los largos de muelle requeridos para los escenarios de volúmenes de exportación, incluso cuando se requieran cuatro frentes de atraque:
        - Si se considera un escenario que requiere un único punto de atraque, se podría evaluar la factibilidad de un sistema multiboyas, a depender de los desplazamientos del buque generados por las condiciones medioambientales y metaoceánicas y de los limites operacionales. Aunque se trate de una solución con menores costos de inversión, podría tener un impacto en downtime y volúmenes de exportación alcanzados. Una posible solución de terminal monoboya contaría con aún mayor downtime, lo que podría no ser eficiente para la operación prevista.
        - Una solución de muelle discontinuo podría ser una opción eficiente y económica, aunque el layout debería ser evaluado, ya que podría restringir de alguna manera los tipos y tamaños de buque que se puedan recibir en la terminal marítima.
        - La tipología de muelle continuo requiere una mayor implementación de infraestructura marítima, pero podría ser interesante por permitir flexibilidad a layouts de amarre permitidos en buques de capacidades y geometrías distintas, así como el posibilitar atraque simultáneo de buques mayores y menores si se considera doble frente de atraque.
    - En cuanto a la ubicación de la terminal marítima en la zona D, el espacio disponible se ve limitado, se debería estudiar la escalabilidad entre largos de muelle requeridos con mayores frentes de atraque.
- Impacto medioambiental y social: En tierra, hay espacio disponible para la implantación de la terminal de almacenamiento, lo que generaría menor impacto social que otras opciones consideradas. La implementación de una nueva infraestructura marítima podría potencialmente generar impactos medioambientales, que deberían ser evaluados en un estudio específico.

10.10.6.3 Refinería ANCAP

La Refinería de La Teja, ubicada en la Bahía de Montevideo, es propiedad de ANCAP y tiene la capacidad de recibir y almacenar aditivos a granel. Cuenta con tres muelles capaces de recibir embarcaciones de hasta 190 [m] de eslora (los dos primeros muelles) y hasta 110 [m] el último (zona marítima B). Sin embargo, la ubicación no cuenta con el espacio disponible necesario para almacenamiento de tanques en zona terrestre. Para la terminal marítima, se consideran las zonas marítimas B o C.

A continuación, se evalúan las principales consideraciones de este sitio:

- Disponibilidad territorial: Es una zona sin disponibilidad para instalación de la terminal de tanques de almacenamiento en tierra. Se podría considerar una adecuación de los tanques existente o una aplicación de la terminal existente mediante relleno adicional.
- Seguridad: Si se considera la ubicación descrita del almacenamiento, habría distancia segura a las zonas urbanas dado que estas se encuentran fuera del área de mayor riesgo. Se puede evidenciar que las áreas circunscritas son industriales y por lo tanto se consideran adaptadas para los planes de emergencia.
- Conectividad logística: El puerto existente de Montevideo está bien conectado con la red de ferrocarril. La ubicación marítima B está situada en la Bahía de Montevideo, lo que le da conectividad al eje logístico hidroviário a través de los canales de navegación del Río de la Plata y Río Uruguay.
- Condiciones metaoceánicas y medioambientales: Se trata de una zona abrigada, se esperan buenas condiciones metaoceánicas y medioambientales, favorables a la operación prevista y/o la instalación de nueva infraestructura marítima.
- Aspectos de navegabilidad: La refinería se conecta al canal principal de la bahía por un canal de 7 [m] de profundidad, lo que permitiría solamente el acceso de buques de pequeña cisterna. De esta manera, se necesitaría dragado para permitir el ingreso de buques de mayor calado.
- Infraestructura del muelle: La infraestructura marítima existente en la zona marítima B necesitaría adaptaciones para recibir los buques de proyecto, incluyendo el dragado mencionado. Una opción posiblemente más eficiente podría ser considerarse la implantación de un muelle ubicado en otra zona de la bahía, conectado por tubería (zona marítima C, por ejemplo).
- Escalabilidad:
    - En cuanto a la infraestructura de almacenamiento, se trata de una zona sin disponibilidad actual para implantación de la terminal en tierra, lo que dificultaría escenarios futuros de escalabilidad.
    - En cuanto a la infraestructura marítima, si se considera la zona marítima C, podría permitirse escalabilidad entre largos de muelle requeridos para los escenarios de exportación. Sin embargo, para el escenario donde se necesitarían cuatro frentes de atraque, el espacio disponible se ve muy limitado.
- Impacto medioambiental y social: En tierra no hay espacio disponible para la implantación de la terminal de almacenamiento, lo que potencialmente podría generar impacto social en su implementación. La implementación de una nueva infraestructura marítima también tendría potenciales impactos medioambientales, que deberían ser evaluados.

10.10.6.4 Capurro

La Planta Capurro, de propiedad de ANCAP-ALUR, se encuentra cerca de la refinería La Teja de ANCAP en la Bahía de Montevideo. Esta planta de biodiésel enfrenta limitaciones de espacio para el emplazamiento de los tanques de almacenamiento. Para la terminal marítima, se consideran las zonas marítimas B o C.

A continuación, se evalúan las principales consideraciones de este sitio:

- Disponibilidad territorial: se trata de una zona con restringida disponibilidad para instalación del terminal de tanques de almacenamiento en tierra.

- Seguridad: La ubicación en su afectación en zona de riesgo contiene un porcentaje aproximados de un 25% de zonas urbanas que se verían dentro de la zona de riesgo, el resto serían zonas industriales adaptadas con planes de evacuación, estas zonas urbanas dentro de área de riesgo deberán ser informadas y consultadas antes de aprobar esta ubicación.
- Conectividad logística: El puerto existente de Montevideo está bien conectado con la red ferrocarril. Si se consideran tanto la zona marítima B o C, las ubicaciones están situadas en la Bahía de Montevideo, lo que le da conectividad al eje logístico hidroviário a través de los canales de navegación del Río de la Plata y Río Uruguay.
- Condiciones metaoceánicas y medioambientales: Las zonas marítimas B y C se tratan de zonas abrigadas, se esperan buenas condiciones metaoceánicas y medioambientales, favorables a la operación prevista y/o la instalación de nueva infraestructura marítima.
- Aspectos de navegabilidad: La zona se conecta al canal principal de la bahía por un canal de 7 [m] de profundidad, lo que permitiría solamente el acceso de buques de pequeña cisterna. De esta manera, se necesitaría dragado para permitir el calado de proyecto considerado de buques mayores.
- Infraestructura del muelle: La infraestructura marítima existente cercana (zona marítima B) necesitaría adaptaciones para recibir los buques de proyecto, incluyendo el dragado mencionado. Una opción posiblemente más eficiente podría ser considerarse la implantación de un muelle ubicado en otra zona de la bahía (zona marítima C, por ejemplo), conectado por tubería.
- Escalabilidad:
    - En cuanto a la infraestructura de almacenamiento, se trata de una zona con poca disponibilidad actual para implantación de la terminal en tierra, lo que dificultaría escenarios futuros de escalabilidad.
    - En cuanto a la infraestructura marítima, si se considera la zona marítima C, podría permitirse escalabilidad entre largos de muelle requeridos para los escenarios de exportación. Sin embargo, para el escenario donde se necesitarían cuatro frentes de atraque, el espacio disponible se ve muy limitado.
- Impacto medioambiental y social: En tierra, si se considera la zona indicada, el espacio disponible se ve muy limitado para la implantación de la terminal de almacenamiento, que necesitaría situarse cerca a comunidades vecinas existentes, lo que generaría mayor impacto social que otras opciones consideradas. La implantación de una nueva infraestructura marítima tendría potenciales impactos medioambientales, que deberían ser evaluados.

10.10.6.5 Relleno de la Dársena Este

Los terrenos ubicados en el lado oriental de la Bahía de Montevideo, propiedad de la ANP, tienen alrededor de 6 hectáreas. Estos terrenos se encuentran en las proximidades de Dársena III. Para la terminal marítima se considera la zona marítima C.

A continuación, se evalúan las principales consideraciones de este sitio:

- Disponibilidad territorial: se trata de una zona con restringida disponibilidad para instalación del terminal de tanques de almacenamiento en tierra. Se podría evaluar la utilización de área hacia la bahía mediante relleno.

- Seguridad: hay una distancia segura hacia las zonas urbanas, los centros urbanos están fuera del área de riesgo, siendo solamente afectados los centros industriales, los cuales se considera que cuentan con un plan de emergencia vigente que puede ser complementado.
- Conectividad logística: El puerto existente de Montevideo está bien conectado con la red ferrocarril. Si se considera la zona marítima C, la ubicación está situada en la Bahía de Montevideo, lo que le da conectividad al eje logístico hidroviário a través de los canales de navegación del Río de la Plata y Río Uruguay.
- Condiciones metaoceánicas y medioambientales: La zona marítima C se trata de una zona abrigada, se esperan buenas condiciones metaoceánicas y medioambientales, favorables a la operación prevista y/o la instalación de nueva infraestructura marítima.
- Aspectos de navegabilidad: La zona marítima C se conecta al canal principal de la bahía por un canal que no dispone de la profundidad requerida a los buques de mayor cisterna. Sin embargo, está previsto que, para 2025, esta dársena cuente con una profundidad de 14 [m], cuando se finalicen obras de dragado en la zona.
- Infraestructura del muelle: Es una ubicación que requiere inversión en infraestructura marítima, pero permite flexibilidad para la concepción del layout portuario de manera que mejor se adeque con la operación prevista. Se podría considerar la expansión del muelle en la zona marítima C.
- Escalabilidad:
    - En cuanto a la infraestructura de almacenamiento, se trata de una zona con disponibilidad para la instalación de la terminal en tierra mediante relleno, lo que podría permitir escenarios futuros de escalabilidad.
    - En cuanto a la ubicación de la infraestructura marítima en la zona C, podría permitirse escalabilidad entre largos de muelle requeridos para los escenarios de exportación. Sin embargo, para el escenario donde se necesitarían cuatro frentes de atraque, el espacio disponible se ve muy limitado.
- Impacto medioambiental y social: En tierra habría espacio para la instalación de la terminal de almacenamiento, lo que generaría menor impacto social que otras opciones consideradas. La implementación de una nueva infraestructura marítima tendría potenciales impactos medioambientales, que deberían ser evaluados.

10.10.6.6 Zona Escollera Oeste

Esta zona está ubicada cerca del rompeolas Escollera Oeste. Para la terminal marítima, se considera la zona D.

A continuación, se evalúan las principales consideraciones de este sitio:

- Disponibilidad territorial: La zona indicada parece tener espacio suficiente disponible para el emplazamiento de los tanques de almacenamiento en tierra, sin embargo, se requiere la implantación de infraestructura marítima y/o relleno para generarlo.
- Seguridad: Hay espacio disponible suficiente para la ubicación segura del almacenamiento y actividades operacionales asociadas, no hay afectación alguna dentro de las zonas de riesgo.
- Conectividad logística: El puerto existente de Montevideo está bien conectado con la red ferrocarril. La ubicación de la zona marítima D está situada en la Bahía de Montevideo, lo que le da conectividad al eje logístico hidroviário a través de los canales de navegación del Río de la Plata y Río Uruguay.

- Condiciones metaoceánicas y medioambientales: En la ubicación D, la zona interior al rompeolas se trata de una zona abrigada, se esperan buenas condiciones metaoceánicas y medioambientales, favorables a la operación prevista y/o la instalación de nueva infraestructura marítima. Sin embargo, la zona cerca de la costa parece no tener espacio disponible para la instalación de una nueva terminal marítima. En este caso, se podría estudiar la factibilidad de la implantación de una terminal alejada de la costa conectada por tuberías submarinas. Podría ser necesaria la ampliación del rompeolas existente.
- Aspectos de navegabilidad: Considerando que la terminal marítima esté ubicada en una zona cercana al rompeolas existente y adyacente al canal de entrada de la bahía (zona D), la profundidad disponible (14 [m]) sería adecuada para recibir los buques de proyecto. Sin embargo, podría ser necesaria la ampliación del rompeolas existente para que se dispongan de condiciones metaoceánicas factibles a la operación portuaria. Se hace importante la evaluación de vías de navegación existentes para la selección de la ubicación de la terminal marítima.
- Infraestructura del muelle: La zona D es una ubicación que requiere inversión en infraestructura marítima, la concepción del layout marítimo puede estar de alguna manera restringida por el espacio disponible, las vías de navegación existentes y las condiciones metaoceánicas.
- Escalabilidad:
  - En cuanto a la infraestructura de almacenamiento, se trata de una zona con disponibilidad para implantación de la terminal en tierra, lo que podría permitir escenarios futuros de escalabilidad.
  - En cuanto a la infraestructura marítima, si se considera la zona marítima D, el espacio disponible se ve limitado, se debería estudiar la escalabilidad entre largos de muelle requeridos con mayores frentes de atraque.
- Impacto medioambiental y social: Habría espacio para la implantación de la terminal de almacenamiento, lo que generaría menor impacto social que otras opciones consideradas. La implantación de una nueva infraestructura marítima en la zona D podría presentar potenciales impactos medioambientales, que deberían ser evaluados.

10.10.7 Análisis técnico del Puerto Suroeste

La consideración de un puerto ubicado en el Suroeste del país radica en contar con un nodo de interconectividad fluvio-marítima adicional y/o complementario a Nueva Palmira, es decir, un puerto que permita la recepción tanto de barcazas como de buques marítimos. En base a lo expuesto en las secciones 6.4.2, 8.5 y 10.6.1, el tramo recomendado para la ubicación de este puerto es el ubicado entre la zona de Nueva Palmira hasta la zona de Montes del Plata, como se observa en la Figura 10-36, es decir, comprendiendo el tramo sur y desembocadura del Río Uruguay y parte del Río de la Plata interior.

Las opciones de puertos fluvio-marítimos a lo largo del tramo del Río de la Plata interior y Río Uruguay incluyen:

- Expansión del puerto de Nueva Palmira.
- Puerto greenfield en el tramo sugerido.

Estos puertos podrían ser considerados puertos de exportación de graneles líquidos como lo son el Metanol y Jetfuel, así mismo se considera en las instalaciones en tierra un área de almacenamiento y manejo de graneles sólidos para la exportación de Urea.

En esta sección, se evalúa un potencial desarrollo de una terminal portuaria enteramente greenfield al suroeste del país.

En esta opción, a pesar de no contarse con facilidades de una infraestructura previa en la ubicación, se permite enorme flexibilidad para la concepción del layout portuario (marítimo e infraestructura en tierra) de manera que mejor se adecue con la operación prevista, además de mitigar riesgos de impacto a comunidades vecinas.

La Figura 10-36 presenta la zona ampliada para la potencial ubicación potencial a recibir una instalación Greenfield en el suroeste del país.



Figura 10-36: Zona Ampliada para posible ubicación de Puerto Greenfield.

A continuación, se evalúan las principales consideraciones de la zona suroeste:

- Disponibilidad territorial: Es una zona con buena disponibilidad territorial, tanto marítima como terrestre.
- Seguridad: Hay espacio disponible suficiente para ubicación segura del almacenamiento y actividades operacionales asociadas.
- Conectividad logística: esta zona no está conectada con la red ferrocarril del país, pero la conectividad dada por el Canal Martín García y Río Uruguay permite que forme parte del eje logístico hidroviário. Por otro lado, la interconectividad fluvio-marítima es una cualidad estratégica de esta zona desde un punto de vista logístico. Podría requerirse dragado para conexión con los canales de navegación e hidrovías existentes.
- Condiciones metaoceánicas y medioambientales: Se trata de una zona abrigada, se esperan buenas condiciones metaoceánicas y medioambientales, favorables a la operación prevista y/o la instalación de nueva infraestructura marítima.

- Aspectos de navegabilidad: Es altamente probable que la zona elegida en este tramo de costa requiera dragado para permitir la conexión a los canales de navegación existentes y el calado de proyecto considerado. En general, las áreas cercanas al margen del rio en este tramo cuenta con poca profundidad disponible, puede ser necesario alejarse de la costa para alcanzar mayor profundidad. Se hace importante la evaluación de vías de navegación existentes para la selección de la ubicación de la terminal marítima.
- Infraestructura del muelle: Es una ubicación que requiere inversión en infraestructura marítima, pero permite flexibilidad para la concepción del layout portuario de manera que mejor se adecue con la operación prevista.
- Escalabilidad:
    - En cuanto a la infraestructura de almacenamiento, se trata de una zona con disponibilidad de espacio para implantación de la terminal en tierra, lo que facilitaría escenarios futuros de escalabilidad.
    - En cuanto a la infraestructura marítima, es una ubicación que podría permitir diferentes tipologías de muelle y escalabilidad entre los largos de muelle requeridos para los escenarios A y B, incluso cuando se requieren cuatro frentes de atraque:
        - Una solución de muelle descontinuo podría ser una opción eficiente y económica, aunque el layout debería ser evaluado porque podría restringir de alguna manera los tipos y tamaños de buque que se puedan recibir en la terminal marítima.
        - La tipología de muelle continuo requiere mayor implantación de infraestructura marítima, pero podría ser interesante por permitir flexibilidad a layouts de amarre permitidos en buques de capacidades y geometrías distintas, así como el posibilitar el atraque simultáneo de buques mayores y menores si se considera doble frente de atraque.
- Impacto medioambiental y social: En tierra habría espacio para la implantación de la terminal de almacenamiento, lo que generaría menor impacto social que otras opciones consideradas. La implantación de una nueva infraestructura marítima tendría potenciales impactos medioambientales, que deberían ser evaluados.

10.10.8 Resumen Comparativo

La Tabla 10-79 presenta un resumen comparativo entre los sitios para la posible implantación del puerto de exportación evaluados en este capítulo.

Como se observa:

- Punta Sayago y Puerto Greenfield (suroeste) se destacan como opciones con mayor disponibilidad territorial y mayor potencial de escalabilidad a diferentes escenarios de producción futuro. Sin embargo, se tratan de alternativas con mayores requerimientos asociados a infraestructura y consecuente costos. Se podrían tratar de soluciones convenientes con perspectiva a largo plazo.

- Refinería ANCAP y Capurro podrían requerir menores intervenciones en infraestructura marítima y costos asociados. Sin embargo, cuentan con poca disponibilidad territorial y bajo potencial de escalabilidad a escenarios de producción futuros. Por otro lado, presentan complejidades desde el punto de vista de riesgo por cercanía a zonas urbanas. Se podrían tratar de soluciones a corto plazo, o en escenarios en que se considerarían menores volúmenes de exportación en este puerto.
- Relleno de la Dársena Este podría ser una alternativa intermedia a las demás. Aunque no tenga un gran potencial de escalabilidad futura, es una ubicación con buena conectividad logística y que, potencialmente, necesitaría menores inversiones en infraestructura marítima comparada a sitios totalmente greenfield. Podrían tratarse de una solución conveniente a corto plazo, o en escenarios en que se consideren menores volúmenes de exportación en este puerto. De manera similar se ve el Relleno de la Escollera Oeste, con la diferencia de que podría requerir mayores inversiones en infraestructura que el caso anterior, y posiblemente podría no ser la alternativa económicamente más conveniente.

Tabla 10-79: Resumen Comparativo Cualitativo – Análisis Técnico.

	Punta Sayago	Refinería ANCAP	Capurro	Relleno de la Dársena Este	Relleno de la Escollera Oeste	Puerto Greenfield (Suroeste)
Disponibilidad territorial	Favorable	Desfavorable	Desfavorable	Medio	Medio	Favorable
Seguridad	Favorable	Medio	Desfavorable	Favorable	Favorable	Favorable
Impacto medioambiental y social	Medio	Medio	Desfavorable	Medio	Medio	Medio
Potencial de conectividad logística	Medio	Favorable	Favorable	Favorable	Favorable	Medio
Requerimiento de nueva infraestructura marítima	Desfavorable	Medio	Medio	Medio	Medio	Desfavorable
Escalabilidad (futuros escenarios de producción)	Favorable	Desfavorable	Desfavorable	Medio	Medio	Favorable
Evaluación cualitativa de necesidad de inversiones	Desfavorable	Medio	Medio	Medio	Desfavorable	Desfavorable

10.10.9 Análisis Económico de potenciales Puertos de Exportación

El análisis económico de los potenciales puertos de exportación tiene una gran dependencia de la ubicación escogida, sus condiciones ambientales, necesidades de rellenos y dragados, así como de qué escenario logístico se esté considerando (e.g. si se recibirá embarcaciones fluviales, para qué escenario de exportación, si será un único puerto en el país o más de uno, etc.).

Por lo tanto, dadas las características de alto nivel de este estudio y el grado de variabilidad de las inversiones en infraestructura requeridas, la estimación económica realizada es independiente de la localización y corresponde a un orden de magnitud conservador para desarrollar una terminal portuaria de estas características. Se recomienda llevar a cabo estudios específicos sobre análisis de sitios y requerimientos de infraestructura portuaria en próximas fases de estudio.

Para dicha estimación en orden de magnitud se ha considerado una tipología de muelle discontínuo (jetty) conectado a la costa por tuberías y un parque de almacenamiento (metanol y jetfuel) con capacidad de 100.000 [ton] y 200.000 [ton] para el escenario A y B respectivamente. El costo estimado de un puerto de exportación, incluido la terminal portuaria, el parque logístico e infraestructura de almacenamiento para 100.000 [ton] puede variar en un rango de 450.000.000 - 750.000.000 [USD], mientras que la expansión a los requerimientos asumidos para escenario B de dicha terminal puede variar entorno a los 250.000.000 [USD].

11 Desarrollo del Modelo de Optimización

11.1 Inputs y supuestos del Modelo

El modelo de optimización utiliza como base los análisis realizados anteriormente, considerando las diversas zonas para la ubicación de Parques de Energías Renovables, Electrolizadores y Plantas Industriales, los costos para cada una de ellas, y los distintos medios de transporte que se encargaran de conectar las zonas. En los siguientes capítulos se presenta la información que el modelo tomará como base para el desarrollo de la optimización de la logística para la producción y exportación de Hidrógeno y sus derivados.

11.1.1 Consideraciones

11.1.1.1 Escenarios de Producción

Se toma como base para la producción lo estipulado en la Hoja de Ruta del Hidrógeno Verde en Uruguay, en donde se estudia la producción y exportación de los siguientes productos: Metanol, Jetfuel y Urea. Para ello, se considerarán los siguientes escenarios de producción:

- Escenario A: Producción total de 3 millones de toneladas por año, de las cuales 2 millones de toneladas por año corresponden a la exportación de Metanol, 500 mil toneladas por año a la exportación de Jetfuel y 500 mil toneladas por año a la exportación de Urea.
- Escenario B: Producción total de 7 millones de toneladas por año, se las cuales 5,5 millones de toneladas por año corresponden a la exportación de Metanol, 0,5 millones de toneladas por año a la exportación de Jetfuel y 1 millón de toneladas por año a la exportación de Urea.

Si bien el modelo fue calibrado para representar estos escenarios, se considera que el modelo brinda resultados de calidad aceptable en un rango de validez mayor, y por lo tanto se habilita en la interfaz del modelo la posibilidad de entrada para el rango de producciones presentados en la Tabla 11-1. Sin perjuicio de ello, los análisis de resultados y validaciones exhaustivas han sido llevadas a cabo para los escenarios de producción previamente definidos y alineados con el alcance de este trabajo. Por lo que, en caso de utilizarse producciones objetivos diferentes, Ausenco no se hace responsable de los resultados obtenidos, y el usuario debiera llevar a cabo dichas verificaciones adicionales.

Tabla 11-1: Rango de producciones admisibles como parámetro de entrada al modelo

Producto	Producción mínima (tpa)	Producción máxima (tpa)
Metanol	500.000	7.000.000
Jetfuel	250.000	1.000.000
Urea	500.000	1.500.000

11.1.1.2 Generación de energías renovables

Las 6 zonas seleccionadas para la generación de energías renovables fueron caracterizadas en términos energéticos por los factores de capacidad (FC) para parques solares y eólicos.

Tabla 11-2: Factores de capacidad para parques solares y eólicos según zona de generación.

Zona	FC solar	FC eólico
Norte	21,0%	44,9%
Suroeste	20,3%	43,2%
Litoral	20,6%	35,9%
Noreste	19,6%	38,4%
Sureste	20,2%	44,6%
Centro	20,3%	41,9%

A partir de estos valores, y sabiendo que el mix de generación es de 55% eólico y 45% solar, se determina cuánta energía se generará en determinada zona para una potencia a instalar. Análogamente, si establecemos la cantidad de H_2 que se desea generar, se conoce por ende la cantidad de energía requerida y finalmente se calcula la potencia a instalar de solar y eólica. La generación puede ser distribuida arbitrariamente en distintas zonas.

11.1.1.3 Medios de Transporte

El modelo considera la utilización de los siguientes medios de transporte, según la materia prima o producto por transportar.

Tabla 11-3: Medios de Transporte según sustancia a transportar.

Materia Prima o Producto	Medio de Transporte
CO_2	Camión, Ferrocarril y Tubería.
Hidrógeno	Camión (Transporte en estado Gaseoso y Líquido), Ferrocarril (Transporte en estado Gaseoso y Líquido) y Tubería.
Metanol	Camión, Ferrocarril y Tubería
Urea	Camión y Ferrocarril.
Jetfuel	Camión, Ferrocarril.

Para el caso del transporte por ferrocarril, existe una limitante de frecuencia, debido a las características de la infraestructura existente. Esta limitante restringe el número máximo de trenes por día. Para cada etapa de la cadena de suministro, si un producto se transporta por ferrocarril, la cantidad se convierte en un equivalente diario de tren. Para ello, se utilizan los datos presentados en la Tabla 11-4.

Los valores de la primera columna de la Tabla 11-4 se utilizan para convertir toneladas de un producto en cantidad de vagones. Cada producto considera un modelo de vagón diferente, por lo que los valores de la segunda columna de la tabla se pueden utilizar para estimar la longitud del tren.

La longitud máxima permitida para cada tren es de 500 m, si se considera el sistema de señalización actual, u 800 m para la infraestructura de trazado actual, pero actualizando el sistema de control y señalización. Después de considerar la longitud de una locomotora, hay 477 m o 777 m disponibles por tren de vagones respectivamente. La restricción para un número máximo de trenes por día se expresa como la multiplicación entre el número máximo de trenes por día y la longitud disponible por tren, siendo esta la restricción impuesta al modelo.

Como la limitante depende de qué escenario de infraestructura y sistema de control y señalización ferroviaria se considera, el modelo fue programado para que el usuario pueda seleccionar entre tres casos posibles:

- Caso A – Situación de infraestructura y sistema de control actual: 8 trenes por día de 500 m cada uno en una sola vía, lo que significa una longitud máxima por día de 8 x 477 m = 3.816 m.
- Caso B – Situación de infraestructura de trazado actual, actualización de sistema de control y señalización: 8 trenes al día de 800 m cada uno en vía simple, lo que supone una longitud máxima al día de 8 x 777 m = 6.216 m.
- Caso C – Situación de doble vía en todo su trazado (nueva infraestructura) con actualización de sistema de control y señalización: 23 trenes al día de 800 m cada uno en vía doble, lo que supone una longitud máxima al día de 23 x 777 m = 17.871 m.

Cabe destacar que, si bien el modelo admite estos escenarios de capacidad ferroviaria, el mismo no contabiliza los costos de inversión y operación asociados a la ampliación de infraestructura y sistemas de control y señalización implicadas al caso B y C.

Tabla 11-4: Parámetros para cálculo de restricción ferroviaria en el modelo

Producto	Toneladas por vagón	Longitud del vagón (m)
H_2 Gaseoso	4.2	13
H_2 Líquido	0.8	14.4
CO_2	60	14.4
Metanol	55	13.4
Urea	65	12
Jet Fuel	53	13.4

11.1.1.4 Puertos

Se considera una productividad mínima de exportación por cada puerto de 500 [ktpa] en el caso de Metanol y de Urea, y de 250 [ktpa] en el caso del Jetfuel, con el objetivo de alcanzar economías de escala tanto en infraestructura portuaria como en costos de transporte

hidroviario. Además, se incluyen restricciones en el modelo para garantizar que se cumple el umbral mínimo de exportación de cada producto en cada puerto.

11.1.2 Zonas

A continuación, se indican las zonas que el modelo tomará como base para la distribución de la generación de Energías Renovables, la ubicación de Electrolizadores y plantas industriales, y las Fuentes de CO_2 existentes actualmente en Uruguay.

11.1.2.1 Zonas de Generación

En la Figura 11-1 se observan las zonas para la generación renovable que se tomarán como referencia en el modelo de optimización.

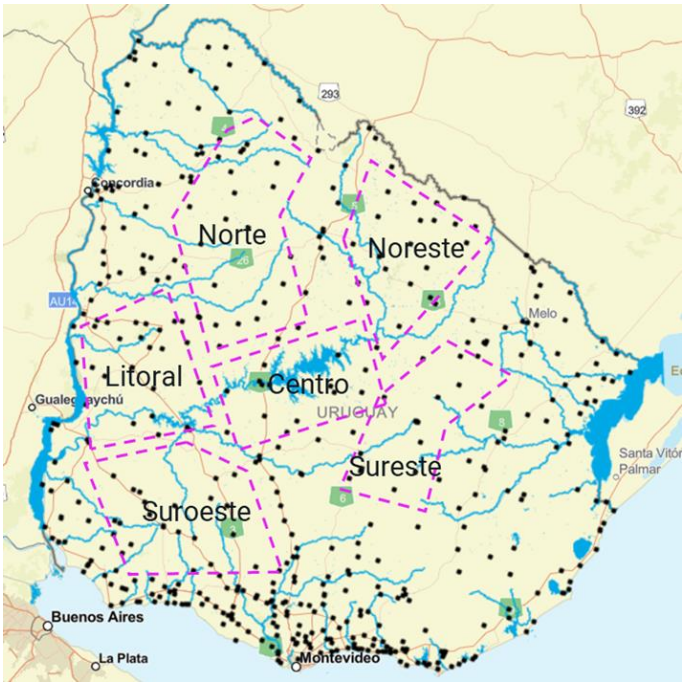
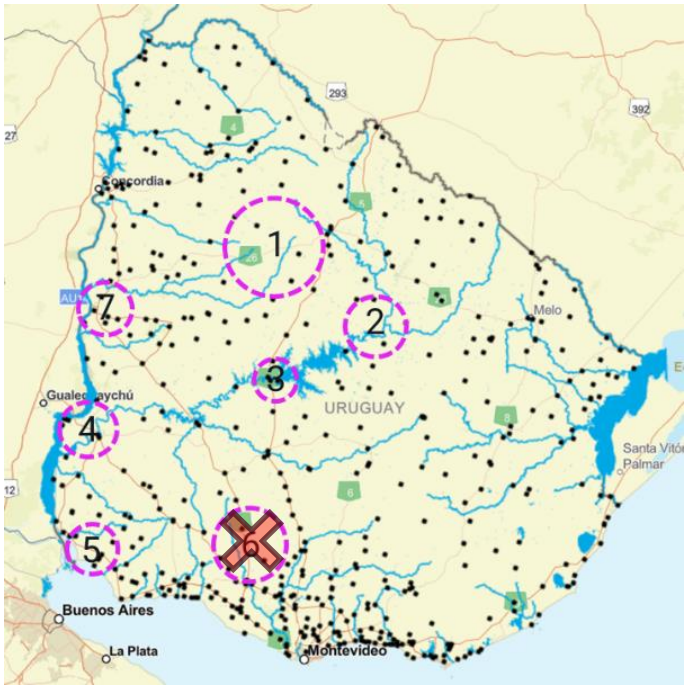


Figura 11-1: Zonas de Generación Renovable.

11.1.2.2 Zonas de Electrólisis

En la Figura 11-2 se observan las zonas para la ubicación de electrolizadores que se tomarán como referencia en el modelo de optimización.

Cabe destacar que, si bien aún continúa siendo una variable en el modelo, la opción de localización 6 (Sur) para electrolisis ha sido deshabilitada debido a limitantes informadas en cuanto a la disponibilidad de agua en este sector en el marco del estudio que actualmente está desarrollando el IMFIA titulado “Evaluación y perspectivas del uso del agua para la producción de hidrógeno verde y derivados en el marco de la hoja de ruta de Uruguay” (Convenio MIEM-Fundación Julio Ricaldoni).

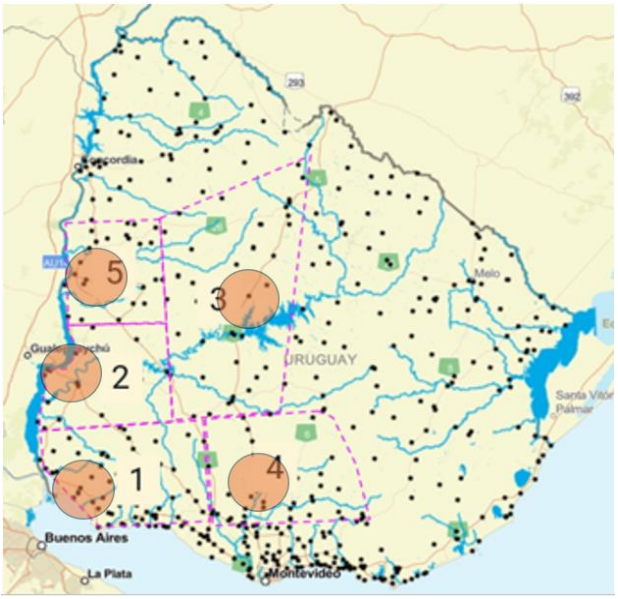


Id ELY	Denominación
1	Norte
2	Noreste
3	Centro
4	Fray Bentos
5	Suroeste
6	Sur
7	Paysandú

Figura 11-2: Zonas de electrólisis (la zona 6 ha sido descartada debido a disponibilidad de agua).

11.1.2.3 Zonas de Plantas Industriales

En la Figura 11-3 se observan las macrozonas consideradas para el desarrollo de polos industriales. Como las mismas son demasiado amplias, se definieron zonas representativas más acotadas dentro de cada macrozona, que se tomarán como referencia en el modelo de optimización, principalmente para el cálculo de distancias. Estas zonas representativas fueron escogidas en base a los análisis territoriales llevados a cabo, así como su conectividad logística, cercanía a fuentes de CO_2 y buscando que representen un punto medio en el cálculo de distancias.



Id HUB	Denominación
1	Suroeste
2	Zona Fray Bentos
3	Zona Central
4	Sur
5	Zona Paysandú

Figura 11-3: Macrozonas de Plantas Industriales y localizaciones referenciales asociada a cada una.

11.1.2.4 Fuentes de CO_2

En la Figura 11-4 se observan las fuentes de CO_2 existentes en Uruguay, y que el modelo de optimización tomará como referencia.

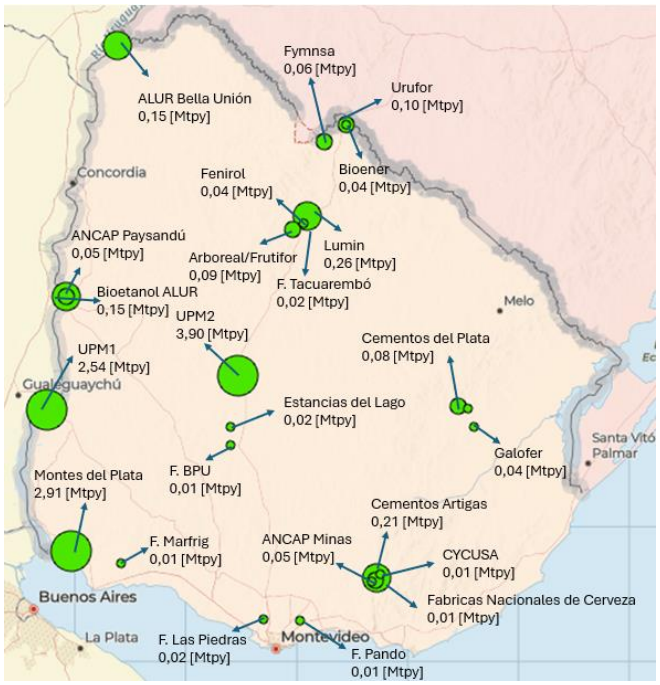


Figura 11-4: Fuentes de CO_2 existentes en Uruguay, y su respectiva disponibilidad.

11.1.3 Distancias

En cada etapa de la cadena de valor, se hace necesario el transporte, tanto de materias primas como de productos. Las zonas presentadas en el capítulo anterior son bastante amplias, por lo que, para efectos del modelo, se consideraron ubicaciones favorables dentro de cada zona, de manera de tener una distancia aproximada que nos sirva para efectos de los cálculos realizados por el modelo. A continuación, se muestran las distancias para cada uno de los medios de transporte, y las consideraciones que se tuvo en su obtención.

11.1.3.1 Líneas de Transmisión

Conociendo las zonas de generación y las potenciales ubicaciones de los electrolizadores, se pueden realizar muchas combinaciones. Para todas ellas es necesario que la zona de generación se conecte a través de una línea de transmisión con el electrolizador que será abastecido de energía eléctrica. En algunos casos, ambas localizaciones coinciden, por lo que no será necesario realizar una línea de transmisión, y se considera una distancia igual a 0. Siendo que las líneas implican una inversión significativa, es deseable esta situación, y por lo tanto, que se realicen eventuales ajustes en las localizaciones para evitar su construcción.

Por otro lado, para evaluar zonas de electrólisis lejanas a las zonas de generación, es necesario determinar una distancia para evaluar la inversión de la instalación de líneas de transmisión. Las zonas de generación son amplias, por los que se consideró una posición favorable de los parques dentro de la misma para minimizar las distancias al electrolizador.

A su vez, se prioriza la utilización de los corredores definidos para Pipelines como trazado de las líneas de transmisión (Ver Capítulo 8.4), y finalmente estimar la distancia de estas.

Con las consideraciones expuestas se conforma la siguiente tabla, la cual muestra las distancias para todas las combinaciones de localizaciones posibles.

Tabla 11-5: Distancia considerada para redes de transmisión, en km, para cada combinación de Zonas de Generación y electrolizadores.

	Norte	Suroeste	Litoral	Noreste	Sureste	Centro
ELY 1 – Norte	0	270	120	80	210	80
ELY 2- Noreste	80	196	180	40	80	0
ELY 3 – Centro	100	90	80	140	110	0
ELY 4 – Fray Bentos	235	80	40	295	280	140
ELY 5 – Suroeste	335	50	180	410	280	180
ELY 6 – Sur	260	0	230	365	140	140
ELY 7 - Paysandú	122	170	50	240	300	140

11.1.3.2 Carretera

Para la determinación de distancias por Carretera, se toma como referencia los corredores autorizados para camiones de 48 toneladas, de manera de obtener rutas que conecten los distintos puntos a estudiar. En el caso de que hayan más de una ruta que conecte 2 puntos, se prioriza la utilización de la ruta más corta.



Figura 11-5: Corredores autorizados para camiones de 48 toneladas.

Las distancias consideradas en el modelo son mostradas a continuación:

Tabla 11-6: Distancias por carretera, en km, entre Zonas de Electrólisis y Zonas de Plantas Industriales.

Zona Industrial / Electrólisis	Zona Ind 1 - Suroeste	Zona Ind 2 – Fray Bentos	Zona Ind 3 - Centro	Zona Ind 4 - Sur	Zona Ind 5 - Paysandú
ELY 1 – Norte	386	411	110	300	413
ELY 2- Noreste	343	368	67	257	361
ELY 3 – Centro	233	229	43	147	251
ELY 4 – Fray Bentos	198	29	272	307	136
ELY 5 – Suroeste	20	169	276	260	334
ELY 6 – Sur	181	206	191	152	250
ELY 7 - Paysandú	314	145	274	309	20

Tabla 11-7: Distancias por carretera, en km, entre Fuentes de CO_2 y Zonas de Plantas Industriales.

Zona Industrial / Fuentes de CO_2	Zona Ind 1 - Suroeste	Zona Ind 2 – Fray Bentos	Zona Ind 3 - Centro	Zona Ind 4 - Sur	Zona Ind 5 - Paysandú
Arboreal/ Frutifor	386	411	110	300	413
Lumin	386	411	110	300	413
Urufor	527	552	251	441	554
Fymnsa	503	528	227	417	530
Planta bioetanol ALUR	314	145	274	309	20
Planta ALUR Bella Unión	565	396	525	560	271
Estancias del lago	182	258	87	103	251
Cementos del plata	480	564	569	379	677
CYCUSA	309	393	398	208	506
ANCAP Minas	309	393	398	208	506
Cementos artigas	309	393	398	208	506
ANCAP Paysandú	314	145	274	309	20
Fábricas nacionales de cerveza	309	393	398	208	506
Bioener	527	552	251	441	554
Fenirol	386	411	110	300	413
Galofer	480	564	569	379	677
Frigorífico Las piedras	246	269	274	84	382
Frigorífico Tacuarembó	386	411	110	300	413

Zona Industrial / Fuentes de CO_2	Zona Ind 1 - Suroeste	Zona Ind 2 – Fray Bentos	Zona Ind 3 - Centro	Zona Ind 4 - Sur	Zona Ind 5 - Paysandú
Frigorífico BPU	166	242	110	94	275
Frigorífico Pando	273	310	315	125	423
Frigorífico Marfrig	98	160	362	172	325
UPM 1	198	29	272	307	136
UPM 2	233	229	43	147	251
Montes del Plata	20	169	276	260	334

Tabla 11-8: Distancias por carretera, en km, entre Zonas de Plantas Industriales y Puertos.

Zona Industrial / Puertos	Zona Ind 1 - Suroeste	Zona Ind 2 – Fray Bentos	Zona Ind 3 - Centro	Zona Ind 4 - Sur	Zona Ind 5 - Paysandú
Montevideo	229	286	291	101	399
Puerto Suroeste	50	188	295	279	353
Paysandú	314	145	274	309	20
Fray Bentos	198	29	272	307	136

11.1.3.3 Ferrocarril

Para la determinación de distancias por Ferrocarril, se toma como referencia la distancia real de la línea férrea de Uruguay para las líneas del Ferrocarril Central, Línea Rivera, Línea Litoral y Línea Minas.



Figura 11-6: Red de Ferrocarriles del Uruguay.

Al ser la línea férrea acotada, muchos de las zonas estudiadas quedaron fuera del alcance de esta, y son indicadas en las tablas presentadas como N/A (No Aplica). Las distancias consideradas en el modelo son mostradas a continuación:

Tabla 11-9: Distancias por ferrocarril, en km, entre Zonas de Electrólisis y Zonas de Plantas Industriales.

Zona Industrial / Electrólisis	Zona Ind 1	Zona Ind 2	Zona Ind 3	Zona Ind 4	Zona Ind 5
ELY 1	N/A	N/A	98	288	195
ELY 2	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
ELY 3	N/A	N/A	52	149	180
ELY 4	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
ELY 5	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
ELY 6	N/A	N/A	194	0	328

Zona Industrial / Electrólisis	Zona Ind 1	Zona Ind 2	Zona Ind 3	Zona Ind 4	Zona Ind 5
ELY 7	N/A	N/A	222	355	35

Tabla 11-10: Distancias por ferrocarril, en km, entre Fuentes de CO_2 y Zonas de Plantas Industriales.

Zona Industrial / Fuentes de CO_2	Zona Ind 1	Zona Ind 2	Zona Ind 3	Zona Ind 4	Zona Ind 5
Arboreal/ Frutifor	N/A	N/A	121	325	227
Lumin	N/A	N/A	141	345	247
Urufor	N/A	N/A	246	450	352
Fymnsa	N/A	N/A	221	425	327
Planta bioetanol ALUR	N/A	N/A	222	355	35
Planta ALUR Bella Unión	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Estancias del lago	N/A	N/A	90	105	233
Cementos del plata	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
CYCUSA	N/A	N/A	415	217	547
ANCAP Minas	N/A	N/A	415	217	547
Cementos artigas	N/A	N/A	415	217	547
ANCAP Paysandú	N/A	N/A	222	355	35
Fábricas nacionales de cerveza	N/A	N/A	415	217	547
Bioener	N/A	N/A	246	450	352
Fenirol	N/A	N/A	132	336	238
Galofer	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A

Zona Industrial / Fuentes de CO_2	Zona Ind 1	Zona Ind 2	Zona Ind 3	Zona Ind 4	Zona Ind 5
Frigorífico Las piedras	N/A	N/A	286	88	418
Frigorífico Tacuarembó	N/A	N/A	132	336	238
Frigorífico BPU	N/A	N/A	105	90	248
Frigorífico Pando	N/A	N/A	328	130	460
Frigorífico Marfrig	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
UPM 1	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
UPM 2	N/A	N/A	52	149	180
Montes del Plata	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A

Tabla 11-11: Distancias por ferrocarril, en km, entre Zonas de Plantas Industriales y Puertos.

Zona Industrial / Puertos	Zona Ind 1	Zona Ind 2	Zona Ind 3	Zona Ind 4	Zona Ind 5
Montevideo	N/A	N/A	308	113	445
Puerto Suroeste	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Paysandú	N/A	N/A	222	355	35
Fray Bentos	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A

11.1.3.4 Pipelines

Para la determinación de distancias por Pipelines, se toma como referencia la distancia real de los corredores propuestos en el capítulo 8.4, los cuales se pueden observar en la Figura 11-7.



Figura 11-7: Corredores de Pipelines considerados para la estimación de distancias.

Las distancias consideradas en el modelo son mostradas a continuación:

Tabla 11-12: Distancias por pipelines, en km, entre Zonas de Electrólisis y Zonas de Plantas Industriales.

Zona Industrial / Electrólisis	Zona Ind 1	Zona Ind 2	Zona Ind 3	Zona Ind 4	Zona Ind 5
ELY 1	329	235	90	325	173
ELY 2	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
ELY 3	205	183	37	211	191
ELY 4	135	0	197	212	164
ELY 5	0	117	233	216	294
ELY 6	135	172	173	51	227
ELY 7	300	162	209	348	0

Tabla 11-13: Distancias por pipelines, en km, entre Fuentes de CO_2 y Zonas de Plantas Industriales.

Zona Industrial / Fuentes de CO_2	Zona Ind 1	Zona Ind 2	Zona Ind 3	Zona Ind 4	Zona Ind 5
UPM 1	143	0	189	231	171
UPM 2	201	171	38	201	173
Montes del Plata	0	143	241	219	301

Tabla 11-14: Distancias por pipelines, en km, entre Zonas de Plantas Industriales y Puertos.

Zona Industrial / Puertos	Zona Ind 1	Zona Ind 2	Zona Ind 3	Zona Ind 4	Zona Ind 5
Montevideo	239	303	321	111	412
Puerto Suroeste	23	121	255	251	289
Paysandú	309	175	211	356	29
Fray Bentos	143	0	189	231	171

11.1.4 Costos

El Modelo evalúa económicamente cada una de las variables estudiadas, incorporando a través de estos la economía de escala, la cual nos indica que, mientras mayor sea la cantidad producida o a transportar, menor será el costo unitario de cada variable.

El indicador de costo utilizado en todos los casos es el Costo Presente Neto Anual, el mismo es calculado en base al OpEx anual estimado y a una amortización anual del CapEx estimado considerando un periodo temporal igual a la vida útil del activo y una tasa de interés del 7,5%.

La forma de presentar los costos varía según la variable a estudiar, y son mostrados a continuación.

Nota: Dado las características lineales del modelo, algunas variaciones de costos obtenidos en los análisis económicos han tenido que ser suavizadas para evitar inestabilidades, dichas correcciones tienen fines numéricos, son de orden menor, y no afectan los resultados conceptuales obtenidos.

11.1.4.1 Generación de Energía Renovable

En los análisis presentados, se determinó el costo de instalación y operación de parques solar y eólicos, los cuales son presentados en la Tabla 11-15.

Tabla 11-15: Costos de Generación Renovable, por MW de Potencia Instalada.

	Costo anual (USD/MW)
Generación eólica	141.024
Generación solar	71.697

11.1.4.2 Redes de Transmisión

En los análisis presentados, se determinó el costo de instalación y operación de líneas de transmisión, los cuales son presentados en la Tabla 11-16.

Tabla 11-16: Costos de Transmisión eléctrica, en [USD/GW/km].

	Costo anual [USD/km]	Tarifa Referencial [USD/tonH2eq/km]
Línea AT 500 kV – 2000 MW	77.939	0,49

Estás líneas tienen una potencia fija establecida, por lo que si se desea transportar una potencia mayor a los 2 [GW], será necesario instalar una nueva línea de iguales características.

11.1.4.3 Electrólisis

En el Análisis Técnico Económico fue establecido el costo de lo electrolizadores para dos tecnologías: PEM y Alcalina. Además, fue presentado la proyección del CAPEX hacia 2030. A diferencia de otros elementos de la cadena de producción de H_2 y derivados, los electrolizadores de gran escala no son una tecnología madura en el mercado, por lo que se espera que esta evolucione, disminuyendo los precios a futuro. Para efectos del modelo, se utilizaron los costos de electrolizadores Alcalinos proyectados al 2030, con el objetivo de minimizar el costo para la producción de H_2.

Tabla 11-17: Costos de electrolizadores.

	Costo anual (USD/MW)
Alcalina 2030	55.391

11.1.4.4 Transporte Carretero

En los análisis presentados, se determinaron tarifas para el transporte carretero, según la distancia recorrida y el tonelaje a transportar. Estos costos son presentados a continuación, para cada materia prima y producto a transportar.

Tabla 11-18: Tarifas referenciales del transporte de CO_2 por camiones, en USD/ton/km, para el rango de 10-300 [ktpa].

km / ktpa	10	25	50	75	100	300
50	$ 0,60	$ 0,38	$ 0,38	$ 0,38	$ 0,38	$ 0,36
100	$ 0,36	$ 0,32	$ 0,28	$ 0,27	$ 0,27	$ 0,25
150	$ 0,28	$ 0,25	$ 0,23	$ 0,23	$ 0,23	$ 0,22
200	$ 0,24	$ 0,22	$ 0,22	$ 0,21	$ 0,21	$ 0,20
250	$ 0,21	$ 0,20	$ 0,20	$ 0,20	$ 0,19	$ 0,19
300	$ 0,21	$ 0,19	$ 0,18	$ 0,18	$ 0,18	$ 0,18
350	$ 0,21	$ 0,19	$ 0,18	$ 0,18	$ 0,18	$ 0,18
400	$ 0,21	$ 0,18	$ 0,18	$ 0,18	$ 0,18	$ 0,18
450	$ 0,21	$ 0,18	$ 0,18	$ 0,18	$ 0,18	$ 0,18
500	$ 0,20	$ 0,18	$ 0,17	$ 0,17	$ 0,17	$ 0,17
600	$ 0,19	$ 0,18	$ 0,17	$ 0,17	$ 0,17	$ 0,17
700	$ 0,19	$ 0,17	$ 0,17	$ 0,17	$ 0,17	$ 0,17

Tabla 11-19: Tarifas referenciales del transporte de CO_2 por camiones, en USD/ton/km, para el rango de 2.500-10.000 [ktpa].

km / ktpa	2.500	3.000	4.000	5.500	10.000
50	$ 0,35	$ 0,35	$ 0,35	$ 0,35	$ 0,35
100	$ 0,25	$ 0,25	$ 0,25	$ 0,25	$ 0,25
150	$ 0,22	$ 0,22	$ 0,22	$ 0,22	$ 0,22
200	$ 0,20	$ 0,20	$ 0,20	$ 0,20	$ 0,20
250	$ 0,19	$ 0,19	$ 0,19	$ 0,19	$ 0,19
300	$ 0,18	$ 0,18	$ 0,18	$ 0,18	$ 0,18
350	$ 0,18	$ 0,18	$ 0,18	$ 0,18	$ 0,18
400	$ 0,18	$ 0,18	$ 0,18	$ 0,18	$ 0,18

km / ktpa	2.500	3.000	4.000	5.500	10.000
450	$ 0,17	$ 0,17	$ 0,17	$ 0,17	$ 0,17
500	$ 0,17	$ 0,17	$ 0,17	$ 0,17	$ 0,17
600	$ 0,17	$ 0,17	$ 0,17	$ 0,17	$ 0,17
700	$ 0,17	$ 0,17	$ 0,17	$ 0,17	$ 0,17

Tabla 11-20: Tarifas referenciales del transporte de Hidrógeno Gaseoso por camiones, en USD/ton/km, para el rango de 2-100 [ktpa].

km / ktpa	2	5	10	50	100
50	$ 14,73	$ 13,42	$ 13,42	$ 13,42	$ 13,35
100	$ 11,01	$ 10,03	$ 9,70	$ 9,64	$ 9,60
150	$ 8,68	$ 8,46	$ 8,46	$ 8,37	$ 8,35
200	$ 8,33	$ 8,01	$ 7,84	$ 7,74	$ 7,73
250	$ 7,47	$ 7,47	$ 7,47	$ 7,36	$ 7,35
300	$ 7,44	$ 7,11	$ 7,11	$ 7,11	$ 7,10
350	$ 7,05	$ 7,05	$ 6,95	$ 6,93	$ 6,92
400	$ 7,03	$ 6,83	$ 6,83	$ 6,80	$ 6,79
450	$ 7,03	$ 6,81	$ 6,74	$ 6,69	$ 6,69
500	$ 6,78	$ 6,66	$ 6,66	$ 6,61	$ 6,60
600	$ 6,78	$ 6,55	$ 6,54	$ 6,54	$ 6,53
700	$ 6,55	$ 6,55	$ 6,49	$ 6,48	$ 6,48

Tabla 11-21: Tarifas referenciales del transporte de Hidrógeno Gaseoso por camiones, en USD/ton/km, para el rango de 250-1.500 [ktpa].

km / ktpa	250	500	1.000	1.500
50	$ 13,31	$ 13,31	$ 13,31	$ 13,31
100	$ 9,58	$ 9,58	$ 9,58	$ 9,58
150	$ 8,34	$ 8,34	$ 8,34	$ 8,34
200	$ 7,72	$ 7,72	$ 7,72	$ 7,72

km / ktpa	250	500	1.000	1.500
250	$ 7,34	$ 7,34	$ 7,34	$ 7,34
300	$ 7,10	$ 7,10	$ 7,09	$ 7,09
350	$ 6,92	$ 6,92	$ 6,92	$ 6,92
400	$ 6,78	$ 6,78	$ 6,78	$ 6,78
450	$ 6,68	$ 6,68	$ 6,68	$ 6,68
500	$ 6,60	$ 6,60	$ 6,60	$ 6,60
600	$ 6,53	$ 6,53	$ 6,53	$ 6,53
700	$ 6,47	$ 6,47	$ 6,47	$ 6,47

Tabla 11-22: Tarifas referenciales del transporte de Hidrógeno Líquido por camiones, en USD/ton/km, para el rango de 2-100 [ktpa].

km / ktpa	2	5	10	50	100
50	$ 63,66	$ 62,69	$ 61,73	$ 61,15	$ 61,15
100	$ 32,24	$ 31,76	$ 31,28	$ 31,28	$ 31,28
150	$ 21,81	$ 21,48	$ 21,48	$ 21,36	$ 21,32
200	$ 16,54	$ 16,30	$ 16,30	$ 16,30	$ 16,30
250	$ 13,59	$ 13,59	$ 13,40	$ 13,32	$ 13,30
300	$ 11,43	$ 11,43	$ 11,27	$ 11,27	$ 11,27
350	$ 10,49	$ 9,94	$ 9,94	$ 9,89	$ 9,89
400	$ 9,29	$ 9,05	$ 8,92	$ 8,83	$ 8,82
450	$ 8,32	$ 8,11	$ 8,00	$ 7,96	$ 7,96
500	$ 7,59	$ 7,40	$ 7,40	$ 7,33	$ 7,32
600	$ 6,99	$ 6,81	$ 6,81	$ 6,78	$ 6,78
700	$ 6,50	$ 6,50	$ 6,42	$ 6,36	$ 6,36

Tabla 11-23: Tarifas referenciales del transporte de Hidrógeno Líquido por camiones, en USD/ton/km, para el rango de 250-1.500 [ktpa].

km / ktpa	250	500	1.000	1.500
50	$ 61,15	$ 61,15	$ 61,15	$ 61,15
100	$ 31,24	$ 31,24	$ 31,24	$ 31,24
150	$ 21,31	$ 21,31	$ 21,31	$ 21,31
200	$ 16,29	$ 16,29	$ 16,29	$ 16,29
250	$ 13,30	$ 13,30	$ 13,30	$ 13,30
300	$ 11,27	$ 11,27	$ 11,27	$ 11,27
350	$ 9,88	$ 9,88	$ 9,88	$ 9,88
400	$ 8,81	$ 8,81	$ 8,81	$ 8,81
450	$ 7,96	$ 7,96	$ 7,96	$ 7,96
500	$ 7,31	$ 7,31	$ 7,31	$ 7,31
600	$ 6,78	$ 6,78	$ 6,78	$ 6,78
700	$ 6,35	$ 6,35	$ 6,35	$ 6,35

Tabla 11-24: Tarifas referenciales del transporte de Metanol por camiones, en USD/ton/km, para el rango de 25-500 [ktpa].

km / ktpa	25	50	100	300	500
50	$ 0,22	$ 0,22	$ 0,21	$ 0,20	$ 0,20
100	$ 0,15	$ 0,15	$ 0,15	$ 0,15	$ 0,15
150	$ 0,15	$ 0,14	$ 0,13	$ 0,13	$ 0,13
200	$ 0,13	$ 0,12	$ 0,12	$ 0,12	$ 0,12
250	$ 0,12	$ 0,12	$ 0,12	$ 0,11	$ 0,11
300	$ 0,12	$ 0,12	$ 0,11	$ 0,11	$ 0,11
350	$ 0,11	$ 0,11	$ 0,11	$ 0,11	$ 0,11
400	$ 0,11	$ 0,11	$ 0,11	$ 0,11	$ 0,11
450	$ 0,11	$ 0,11	$ 0,11	$ 0,11	$ 0,11
500	$ 0,11	$ 0,11	$ 0,11	$ 0,10	$ 0,10
600	$ 0,11	$ 0,10	$ 0,10	$ 0,10	$ 0,10

km / ktpa	25	50	100	300	500
700	$ 0,10	$ 0,10	$ 0,10	$ 0,10	$ 0,10

Tabla 11-25: Tarifas referenciales del transporte de Metanol por camiones, en USD/ton/km, para el rango de 1.000-6.600 [ktpa].

km / ktpa	1.000	2.000	5.000	5.500	6.600
50	$ 0,20	$ 0,20	$ 0,20	$ 0,20	$ 0,20
100	$ 0,15	$ 0,15	$ 0,15	$ 0,15	$ 0,15
150	$ 0,13	$ 0,13	$ 0,13	$ 0,13	$ 0,13
200	$ 0,12	$ 0,12	$ 0,12	$ 0,12	$ 0,12
250	$ 0,11	$ 0,11	$ 0,11	$ 0,11	$ 0,11
300	$ 0,11	$ 0,11	$ 0,11	$ 0,11	$ 0,11
350	$ 0,11	$ 0,11	$ 0,11	$ 0,11	$ 0,11
400	$ 0,11	$ 0,11	$ 0,11	$ 0,11	$ 0,11
450	$ 0,11	$ 0,11	$ 0,11	$ 0,10	$ 0,10
500	$ 0,10	$ 0,10	$ 0,10	$ 0,10	$ 0,10
600	$ 0,10	$ 0,10	$ 0,10	$ 0,10	$ 0,10
700	$ 0,10	$ 0,10	$ 0,10	$ 0,10	$ 0,10

Tabla 11-26: Tarifas referenciales del transporte de Jetfuel por camiones, en USD/ton/km.

km / ktpa	25	50	100	300	500
50	$ 0,23	$ 0,23	$ 0,22	$ 0,22	$ 0,21
100	$ 0,16	$ 0,16	$ 0,16	$ 0,16	$ 0,16
150	$ 0,16	$ 0,15	$ 0,14	$ 0,14	$ 0,14
200	$ 0,14	$ 0,13	$ 0,13	$ 0,13	$ 0,13
250	$ 0,13	$ 0,12	$ 0,12	$ 0,12	$ 0,12
300	$ 0,12	$ 0,12	$ 0,12	$ 0,12	$ 0,12
350	$ 0,12	$ 0,12	$ 0,12	$ 0,12	$ 0,12

km / ktpa	25	50	100	300	500
400	$ 0,12	$ 0,12	$ 0,12	$ 0,11	$ 0,11
450	$ 0,12	$ 0,11	$ 0,11	$ 0,11	$ 0,11
500	$ 0,11	$ 0,11	$ 0,11	$ 0,11	$ 0,11
600	$ 0,11	$ 0,11	$ 0,11	$ 0,11	$ 0,11
700	$ 0,11	$ 0,11	$ 0,11	$ 0,11	$ 0,11

Tabla 11-27: Tarifas referenciales del transporte de Urea por camiones, en USD/ton/km.

km / ktpa	25	50	100	500	1.000
50	$ 0,22	$ 0,22	$ 0,20	$ 0,19	$ 0,19
100	$ 0,16	$ 0,16	$ 0,16	$ 0,15	$ 0,15
150	$ 0,16	$ 0,15	$ 0,14	$ 0,14	$ 0,14
200	$ 0,14	$ 0,13	$ 0,13	$ 0,13	$ 0,13
250	$ 0,13	$ 0,13	$ 0,13	$ 0,13	$ 0,13
300	$ 0,13	$ 0,13	$ 0,12	$ 0,12	$ 0,12
350	$ 0,13	$ 0,12	$ 0,12	$ 0,12	$ 0,12
400	$ 0,13	$ 0,12	$ 0,12	$ 0,12	$ 0,12
450	$ 0,12	$ 0,12	$ 0,12	$ 0,12	$ 0,12
500	$ 0,12	$ 0,12	$ 0,12	$ 0,12	$ 0,12
600	$ 0,12	$ 0,12	$ 0,12	$ 0,12	$ 0,12
700	$ 0,12	$ 0,12	$ 0,12	$ 0,12	$ 0,12

11.1.4.5 Transporte Ferroviario

En los análisis presentados, se determinaron tarifas para el transporte ferroviario, según la distancia recorrida y el tonelaje a transportar. Estos costos son presentados a continuación, para cada materia prima y producto a transportar.

En el caso de los productos que llegan a puerto (Metanol, Urea y Jetfuel), se adiciona una tarifa referencial por la descarga de los vagones y manejo portuario asociado de 2 [USD] por tonelada en el caso del Metanol y Jetfuel, y de 1 [USD] por tonelada en el caso de la urea.

Tabla 11-28: Tarifas referenciales del transporte de CO_2 por ferrocarril, en USD/ton/km, para el rango de 10-300 [ktpa].

km / ktpa	10	25	50	75	100	200
50	$ 4,46	$ 1,80	$ 0,98	$ 0,66	$ 0,54	$ 0,31
100	$ 2,25	$ 0,91	$ 0,50	$ 0,34	$ 0,28	$ 0,18
150	$ 1,51	$ 0,61	$ 0,34	$ 0,25	$ 0,21	$ 0,13
200	$ 1,14	$ 0,46	$ 0,26	$ 0,19	$ 0,16	$ 0,11
250	$ 0,91	$ 0,41	$ 0,23	$ 0,17	$ 0,14	$ 0,09
300	$ 0,76	$ 0,34	$ 0,19	$ 0,14	$ 0,12	$ 0,08
350	$ 0,66	$ 0,30	$ 0,17	$ 0,13	$ 0,10	$ 0,08
400	$ 0,58	$ 0,26	$ 0,15	$ 0,12	$ 0,10	$ 0,07
450	$ 0,52	$ 0,24	$ 0,14	$ 0,11	$ 0,09	$ 0,07
500	$ 0,47	$ 0,21	$ 0,13	$ 0,10	$0,09	$ 0,06
550	$ 0,43	$ 0,20	$ 0,12	$ 0,10	$ 0,08	$ 0,06
600	$ 0,39	$ 0,18	$ 0,11	$ 0,09	$ 0,08	$ 0,06

Tabla 11-29: Tarifas referenciales del transporte de CO_2 por ferrocarril, en USD/ton/km, para el rango de 2.500-10.000 [ktpa].

km / ktpa	300	2.500	3.000	4.000	5.500
50	$ 0,24	$ 0,13	$ 0,12	$ 0,12	$ 0,12
100	$ 0,14	$ 0,09	$ 0,09	$ 0,09	$ 0,09
150	$ 0,11	$ 0,07	$ 0,07	$ 0,07	$ 0,07
200	$ 0,09	$ 0,07	$ 0,07	$ 0,07	$ 0,06
250	$ 0,08	$ 0,06	$ 0,06	$ 0,06	$ 0,06
300	$ 0,07	$ 0,06	$ 0,06	$ 0,06	$ 0,06
350	$ 0,07	$ 0,06	$ 0,06	$ 0,06	$ 0,06
400	$ 0,06	$ 0,06	$ 0,05	$ 0,05	$ 0,05
450	$ 0,06	$ 0,05	$ 0,05	$ 0,05	$ 0,05
500	$ 0,06	$ 0,05	$ 0,05	$ 0,05	$ 0,05
550	$ 0,06	$ 0,05	$ 0,05	$ 0,05	$ 0,05

km / ktpa	300	2.500	3.000	4.000	5.500
600	$ 0,06	$ 0,05	$ 0,05	$ 0,05	$ 0,05

Tabla 11-30: Tarifas referenciales del transporte de Hidrógeno Gaseoso por ferrocarril, en USD/ton/km, para el rango de 2-100 [ktpa].

km / ktpa	2	5	10	50	100
50	$ 29,94	$ 16,53	$ 12,81	$ 11,22	$ 10,84
100	$ 15,13	$ 9,56	$ 7,70	$ 6,84	$ 6,84
150	$ 11,15	$ 7,24	$ 6,00	$ 5,64	$ 5,49
200	$ 9,17	$ 6,08	$ 5,15	$ 4,85	$ 4,83
250	$ 7,98	$ 5,38	$ 4,52	$ 4,50	$ 4,42
300	$ 6,68	$ 4,92	$ 4,50	$ 4,16	$ 4,16
350	$ 6,18	$ 4,59	$ 4,50	$ 4,02	$ 3,97
400	$ 5,81	$ 4,34	$ 4,26	$ 3,83	$ 3,82
450	$ 5,52	$ 4,01	$ 4,01	$ 3,76	$ 3,71
500	$ 4,98	$ 3,87	$ 3,87	$ 3,62	$ 3,62
550	$ 4,82	$ 3,75	$ 3,75	$ 3,58	$ 3,56
600	$ 4,69	$ 3,66	$ 3,66	$ 3,49	$ 3,49

Tabla 11-31: Tarifas referenciales del transporte de Hidrógeno Gaseoso por ferrocarril, en USD/ton/km, para el rango de 250-1.500 [ktpa].

km / ktpa	250	500	750	1.000	1.500
50	$ 10,62	$ 10,61	$ 10,61	$ 10,61	$ 10,61
100	$ 6,76	$ 6,75	$ 6,73	$ 6,73	$ 6,72
150	$ 5,47	$ 5,44	$ 5,43	$ 5,43	$ 5,43
200	$ 4,78	$ 4,78	$ 4,78	$ 4,78	$ 4,78
250	$ 4,41	$ 4,40	$ 4,40	$ 4,39	$ 4,39
300	$ 4,13	$ 4,13	$ 4,13	$ 4,13	$ 4,13
350	$ 3,95	$ 3,95	$ 3,95	$ 3,95	$ 3,95

km / ktpa	250	500	750	1.000	1.500
400	$ 3,82	$ 3,81	$ 3,81	$ 3,81	$ 3,81
450	$ 3,70	$ 3,70	$ 3,70	$ 3,70	$ 3,70
500	$ 3,62	$ 3,61	$ 3,61	$ 3,61	$ 3,61
550	$ 3,56	$ 3,55	$ 3,54	$ 3,54	$ 3,54
600	$ 3,49	$ 3,49	$ 3,48	$ 3,48	$ 3,48

Tabla 11-32: Tarifas referenciales del transporte de Hidrógeno Líquido por ferrocarril, en USD/ton/km, para el rango de 2-100 [ktpa].

km / ktpa	2	5	10	50	100
50	$ 78,83	$ 66,84	$ 63,12	$ 59,47	$ 59,04
100	$39,45	$ 33,45	$ 31,59	$ 30,02	$ 30,02
150	$ 26,35	$ 22,93	$ 21,40	$ 20,29	$ 20,26
200	$ 20,84	$ 17,18	$ 16,25	$ 15,34	$ 15,34
250	$ 16,68	$ 13,75	$ 13,01	$ 12,42	$ 12,40
300	$ 13,88	$ 11,73	$ 10,96	$ 10,41	$ 10,41
350	$ 11,93	$ 10,09	$ 9,56	$ 9,16	$ 9,10
400	$ 10,44	$ 9,05	$ 8,48	$ 8,11	$ 8,05
450	$ 9,26	$ 8,03	$ 7,52	$ 7,25	$ 7,21
500	$ 8,36	$ 7,25	$ 6,88	$ 6,62	$ 6,58
550	$ 8,02	$ 6,76	$ 6,34	$ 6,08	$ 6,08
600	$ 7,38	$ 6,23	$ 5,84	$ 5,66	$ 5,65

Tabla 11-33: Tarifas referenciales del transporte de Hidrógeno Líquido por ferrocarril, en USD/ton/km, para el rango de 250-1.500 [ktpa].

km / ktpa	250	500	750	1.000	1.500
50	$ 59,04	$ 58,95	$ 58,94	$ 58,94	$ 58,94
100	$ 29,84	$ 29,84	$ 29,84	$ 29,84	$ 29,84
150	$ 20,20	$ 20,18	$ 20,18	$ 20,18	$ 20,17

km / ktpa	250	500	750	1.000	1.500
200	$ 15,29	$ 15,29	$ 15,29	$ 15,29	$ 15,29
250	$ 12,40	$ 12,38	$ 12,38	$ 12,38	$ 12,38
300	$ 10,41	$ 10,41	$ 10,41	$ 10,41	$ 10,41
350	$ 9,07	$ 9,06	$ 9,06	$ 9,06	$ 9,06
400	$ 8,04	$ 8,02	$ 8,02	$ 8,02	$ 8,02
450	$ 7,19	$ 7,19	$ 7,19	$ 7,19	$ 7,19
500	$ 6,58	$ 6,57	$ 6,57	$ 6,56	$ 6,56
550	$ 6,05	$ 6,05	$ 6,05	$ 6,05	$ 6,04
600	$ 5,63	$ 5,63	$ 5,63	$ 5,63	$ 5,63

Tabla 11-34: Tarifas referenciales del transporte de Metanol por ferrocarril, en USD/ton/km, para el rango de 25-500 [ktpa].

km / ktpa	25	50	75	100	300	500
50	$ 1,60	$ 0,86	$ 0,59	$ 0,47	$ 0,22	$ 0,17
100	$ 0,81	$ 0,44	$ 0,32	$ 0,25	$ 0,12	$ 0,10
150	$ 0,55	$ 0,30	$ 0,22	$ 0,18	$ 0,09	$ 0,08
200	$ 0,42	$ 0,23	$ 0,17	$ 0,14	$ 0,08	$ 0,06
250	$ 0,35	$ 0,20	$ 0,14	$ 0,12	$ 0,07	$ 0,06
300	$ 0,30	$ 0,17	$ 0,12	$ 0,10	$ 0,06	$ 0,05
350	$ 0,26	$ 0,15	$ 0,11	$ 0,09	$ 0,06	$ 0,05
400	$ 0,23	$ 0,13	$ 0,10	$ 0,09	$ 0,05	$ 0,05
450	$ 0,20	$ 0,12	$ 0,09	$ 0,08	$ 0,05	$ 0,05
500	$ 0,19	$ 0,11	$ 0,09	$ 0,07	$ 0,05	$ 0,05
550	$ 0,17	$ 0,10	$ 0,08	$ 0,07	$ 0,05	$ 0,05
600	$ 0,16	$ 0,10	$ 0,08	$ 0,07	$ 0,05	$ 0,05

Tabla 11-35: Tarifas referenciales del transporte de Metanol por ferrocarril, en USD/ton/km, para el rango de 1.000-6.600 [ktpa].

km / ktpa	1000	2000	5000	5500	6600
50	$ 0,13	$ 0,13	$ 0,12	$ 0,12	$ 0,12
100	$ 0,08	$ 0,08	$ 0,08	$ 0,08	$ 0,08
150	$ 0,06	$ 0,06	$ 0,06	$ 0,06	$ 0,06
200	$ 0,06	$ 0,06	$ 0,06	$ 0,06	$ 0,06
250	$ 0,06	$ 0,05	$ 0,05	$ 0,05	$ 0,05
300	$ 0,05	$ 0,05	$ 0,05	$ 0,05	$ 0,05
350	$ 0,05	$ 0,05	$ 0,05	$ 0,05	$ 0,05
400	$ 0,05	$ 0,05	$ 0,05	$ 0,05	$ 0,05
450	$ 0,05	$ 0,04	$ 0,04	$ 0,04	$ 0,04
500	$ 0,05	$ 0,05	$ 0,04	$ 0,04	$ 0,04
550	$ 0,05	$ 0,04	$ 0,04	$ 0,04	$ 0,04
600	$ 0,04	$ 0,04	$ 0,04	$ 0,04	$ 0,04

Tabla 11-36: Tarifas referenciales del transporte de Jetfuel por ferrocarril, en USD/ton/km.

km / ktpa	25	50	100	300	500
50	$ 1,60	$ 0,86	$ 0,47	$ 0,22	$ 0,17
100	$ 0,81	$ 0,44	$ 0,25	$ 0,12	$ 0,10
150	$ 0,55	$ 0,30	$ 0,18	$ 0,09	$ 0,08
200	$ 0,43	$ 0,24	$ 0,14	$ 0,08	$ 0,06
250	$ 0,35	$ 0,20	$ 0,12	$ 0,07	$ 0,06
300	$ 0,30	$ 0,17	$ 0,10	$ 0,06	$ 0,05
350	$ 0,26	$ 0,15	$ 0,09	$ 0,06	$ 0,05
400	$ 0,23	$ 0,13	$ 0,09	$ 0,05	$ 0,05
450	$ 0,20	$ 0,12	$ 0,08	$ 0,05	$ 0,05
500	$ 0,19	$ 0,11	$ 0,07	$ 0,05	$ 0,05
550	$ 0,18	$ 0,11	$ 0,07	$ 0,05	$ 0,05

km / ktpa	25	50	100	300	500
600	$ 0,16	$ 0,10	$ 0,07	$ 0,05	$ 0,05

Tabla 11-37: Tarifas referenciales del transporte de Urea por ferrocarril, en USD/ton/km.

km / ktpa	25	50	100	300	500	1000
50	$ 1,58	$ 0,81	$ 0,44	$ 0,19	$ 0,14	$ 0,10
100	$ 0,80	$ 0,43	$ 0,24	$ 0,11	$ 0,08	$ 0,07
150	$ 0,54	$ 0,29	$ 0,16	$ 0,08	$ 0,07	$ 0,05
200	$ 0,41	$ 0,23	$ 0,13	$ 0,07	$ 0,06	$ 0,05
250	$ 0,33	$ 0,18	$ 0,11	$ 0,06	$ 0,05	$ 0,04
300	$ 0,29	$ 0,16	$ 0,10	$ 0,05	$ 0,05	$ 0,04
350	$ 0,25	$ 0,14	$ 0,09	$ 0,05	$ 0,04	$ 0,04
400	$ 0,22	$ 0,13	$ 0,08	$ 0,05	$ 0,04	$ 0,04
450	$ 0,20	$ 0,11	$ 0,07	$ 0,05	$ 0,04	$ 0,04
500	$ 0,18	$ 0,11	$ 0,07	$ 0,04	$ 0,04	$ 0,04
550	$ 0,17	$ 0,10	$ 0,07	$ 0,04	$ 0,04	$ 0,04
600	$ 0,16	$ 0,09	$ 0,06	$ 0,04	$ 0,04	$ 0,04

11.1.4.6 Transporte por Pipelines

En los análisis presentados, se determinaron tarifas para el transporte por Pipelines, según la distancia y el tonelaje a transportar. Para este producto, se ampliaron los rangos de producción estudiados, de manera de observan como varían los costos al considerar rangos donde los Pipelines no son un medio de transporte óptimo. Estos costos son presentados a continuación, para cada materia prima y producto a transportar.

Tabla 11-38: Tarifas referenciales del transporte de CO_2 por pipelines, en USD/ton/km, para el rango de 100-2.500 [ktpa].

km / ktpa	100	250	500	750	1.000	1.500
100	$ 1,43	$ 0,62	$ 0,32	$ 0,22	$ 0,18	$ 0,12
150	$ 1,04	$ 0,45	$ 0,24	$ 0,16	$ 0,13	$ 0,09
200	$ 0,85	$ 0,37	$ 0,20	$ 0,13	$ 0,11	$ 0,08

km / ktpa	100	250	500	750	1.000	1.500
250	$ 0,75	$ 0,32	$ 0,17	$ 0,12	$ 0,10	$ 0,07
300	$ 0,66	$ 0,29	$ 0,15	$ 0,11	$ 0,09	$ 0,06
350	$ 0,60	$ 0,26	$ 0,14	$ 0,10	$ 0,08	$ 0,06
400	$ 0,55	$ 0,24	$ 0,13	$ 0,09	$ 0,08	$ 0,05
450	$ 0,52	$ 0,22	$ 0,12	$ 0,09	$ 0,07	$ 0,05
500	$ 0,49	$ 0,21	$ 0,12	$ 0,08	$ 0,07	$ 0,05

Tabla 11-39: Tarifas referenciales del transporte de CO_2 por pipelines, en USD/ton/km, para el rango de 3.000-9.500 [ktpa].

km / ktpa	2.000	2.500	3.800	5.000	9.500
100	$ 0,10	$ 0,09	$ 0,07	$ 0,06	$ 0,03
150	$ 0,07	$ 0,07	$ 0,05	$ 0,04	$ 0,03
200	$ 0,06	$ 0,06	$ 0,04	$ 0,04	$ 0,02
250	$ 0,06	$ 0,05	$ 0,04	$ 0,03	$ 0,02
300	$ 0,05	$ 0,05	$ 0,03	$ 0,03	$ 0,02
350	$ 0,05	$ 0,04	$ 0,03	$ 0,03	$ 0,02
400	$ 0,04	$ 0,04	$ 0,03	$ 0,03	$ 0,02
450	$ 0,04	$ 0,04	$ 0,03	$ 0,03	$ 0,02
500	$ 0,04	$ 0,04	$ 0,03	$ 0,03	$ 0,02

Tabla 11-40: Tarifas referenciales del transporte de Hidrógeno por pipelines, en USD/ton/km, para el rango de 50-250 [ktpa].

km / ktpa	50	100	150	200	250	300
100	$ 3,43	$ 1,83	$ 1,35	$ 1,14	$ 0,99	$ 0,86
150	$ 2,51	$ 1,35	$ 0,98	$ 0,84	$ 0,72	$ 0,62
200	$ 2,06	$ 1,10	$ 0,80	$ 0,68	$ 0,58	$ 0,50
250	$ 1,82	$ 0,96	$ 0,69	$ 0,59	$ 0,50	$ 0,43
300	$ 1,61	$ 0,86	$ 0,62	$ 0,53	$ 0,45	$ 0,38

km / ktpa	50	100	150	200	250	300
350	$ 1,47	$ 0,80	$ 0,57	$ 0,49	$ 0,41	$ 0,35
400	$ 1,35	$ 0,74	$ 0,53	$ 0,45	$ 0,38	$ 0,33
450	$ 1,28	$ 0,70	$ 0,50	$ 0,43	$ 0,36	$ 0,31
500	$ 1,22	$ 0,67	$ 0,47	$ 0,41	$ 0,34	$ 0,29

Tabla 11-41: Tarifas referenciales del transporte de Hidrógeno por pipelines, en USD/ton/km, para el rango de 500-1.500 [ktpa].

km / ktpa	350	450	600	750	1.250	1.500
100	$ 0,76	$ 0,70	$ 0,60	$ 0,52	$ 0,46	$ 0,43
150	$ 0,56	$ 0,50	$ 0,43	$ 0,38	$ 0,33	$ 0,31
200	$ 0,46	$ 0,41	$ 0,35	$ 0,30	$ 0,27	$ 0,25
250	$ 0,40	$ 0,35	$ 0,30	$ 0,26	$ 0,23	$ 0,21
300	$ 0,35	$ 0,31	$ 0,27	$ 0,23	$ 0,20	$ 0,19
350	$ 0,33	$ 0,28	$ 0,24	$ 0,21	$ 0,19	$ 0,17
400	$ 0,30	$ 0,26	$ 0,23	$ 0,19	$ 0,17	$ 0,16
450	$ 0,29	$ 0,24	$ 0,21	$ 0,18	$ 0,16	$ 0,15
500	$ 0,27	$ 0,23	$ 0,20	$ 0,17	$ 0,15	$ 0,14

Tabla 11-42: Tarifas referenciales del transporte de Metanol por pipelines, en USD/ton/km, para el rango de 100-750 [ktpa].

km / ktpa	100	250	500	750
100	$ 0,42	$ 0,19	$ 0,12	$ 0,08
150	$ 0,37	$ 0,17	$ 0,10	$ 0,07
200	$ 0,34	$ 0,15	$ 0,10	$ 0,06
250	$ 0,32	$ 0,15	$ 0,09	$ 0,06
300	$ 0,31	$ 0,14	$ 0,09	$ 0,06
350	$ 0,30	$ 0,14	$ 0,08	$ 0,05
400	$ 0,29	$ 0,13	$ 0,08	$ 0,05

km / ktpa	100	250	500	750
450	$ 0,29	$ 0,13	$ 0,08	$ 0,05
500	$ 0,28	$ 0,13	$ 0,08	$ 0,05

Tabla 11-43: Tarifas referenciales del transporte de Metanol por pipelines, en USD/ton/km, para el rango de 1.000-5.500 [ktpa].

km / ktpa	1.000	1.500	2.000	5.500
100	$ 0,07	$ 0,05	$ 0,04	$ 0,03
150	$ 0,06	$ 0,04	$ 0,04	$ 0,02
200	$ 0,05	$ 0,04	$ 0,04	$ 0,02
250	$ 0,05	$ 0,03	$ 0,04	$ 0,02
300	$ 0,05	$ 0,03	$ 0,03	$ 0,02
350	$ 0,05	$ 0,03	$ 0,03	$ 0,02
400	$ 0,05	$ 0,03	$ 0,03	$ 0,02
450	$ 0,05	$ 0,03	$ 0,03	$ 0,02
500	$ 0,05	$ 0,03	$ 0,03	$ 0,02

11.1.4.7 Costos de Plantas Industriales

Para la estimación de costos para la producción de derivados en plantas industriales, se toma como referencia los costos incrementales para la producción de derivados presentada en el Capítulo 10.8, los cuales se muestran en la Tabla 11-44.

Tabla 11-44: Costos incrementales de producción para Metanol, Urea y Jetfuel (en Hub y en refinería), según el rango de producción, en [USD/ton].

Producción [ktpa]	Metanol	Urea	Jetfuel	Jetfuel en Refinería
100	$ 264	$ 600	$ 350	$ 254
200	$ 251	$ 538	$ 305	$ 220
300	$ 244	$ 509	$ 284	$ 205
400	$ 241	$ 491	$ 271	$ 195
500	$ 238	$ 478	$ 262	$ 188
750	$ 233	$ 458	-	-

Producción [ktpa]	Metanol	Urea	Jetfuel	Jetfuel en Refinería
1.000	$ 231	$ 446	-	-
2.000	$ 225	-	-	-
3.000	$ 223	-	-	-
4.000	$ 221	-	-	-
5.000	$ 220	-	-	-
6.000	$ 219	-	-	-
6.500	$ 219	-	-	-

11.1.4.8 Transporte hidroviario, costos portuarios y costos de exportación

Con el objetivo de reducir la cantidad de variables del modelo de optimización, se consideraron los costos asociados a transporte hidroviario, costos portuarios y flete marítimo a destino como un costo all-in por tonelada de producto. De esta manera, se mantienen los 4 puertos identificados (Montevideo, Suroeste, Fray Bentos y Paysandú) como nodos logísticos finales en el modelo de optimización, asignándole el costo estimado asociado a exportación hasta destino final a cada uno.

Por lo tanto, los costos asociados a logísticas de salida a través de Fray Bentos y/o Paysandú incluyen los costos correspondientes a transporte hidroviario y transshipment a buque marítimo en Puerto Suroeste o Montevideo.

Para definir estas tarifas all-in, primero se compararon las distintas alternativas logísticas de exportación para cada ruta, seleccionando la opción con costos totales menores. La estimación de costos se realizó en base a los costos de transporte hidroviario y costos portuarios calculados en el Producto 4. Se asumió como destino final el norte de Europa (eg. Puerto de Rotterdam) y se estimaron costos de flete marítimo a partir de tarifas charter diarias referenciales y gastos de Opex en base a costos referenciales de datos públicos y bases de datos Ausenco.

Las alternativas analizadas se listan a continuación:

1. Paysandú a puerto SO por barcaza, transshipment a buque tipo Handy hasta Europa.
2. Paysandú a puerto SO por barcaza, transshipment a buque tipo Handy hasta Montevideo, transshipment a buque tipo Panamax hasta Europa.
3. Paysandú a puerto MVD por tanker pequeño, transshipment a buque tipo Panamax hasta Europa. Esta opción no es válida para la urea.
4. Fray Bentos a puerto SO por bacaza, transshipment a buque tipo Handy hasta Europa
5. Fray Bentos a puerto SO por bacaza, transshipment a buque tipo Handy hasta Montevideo, transshipment a buque tipo Panamax hasta Europa.

6. Fray Bentos a puerto MVD por tanker pequeño, transshipment a buque tipo Panamax hasta Europa. Esta opción no es válida para la urea.

7. Puerto Suroeste a Europa por buque tipo Handy.

8. Puerto Suroeste a Puerto Montevideo por buque tipo Handy, transshipment a buque tipo Panamax hasta Europa.

9. Puerto Suroeste a Puerto Montevideo por buque tipo Panamax carga parcial, top-off en Puerto de Montevideo y Panamax hasta Europa.

10. Puerto de Montevideo a Europa por buque tipo Handy.

11. Puerto de Montevideo a Europa por buque tipo Panamax.

Los costos all-in estimados para cada alternativa, incluyendo costos portuarios, transporte, transshipment (en caso de existir), flete marítimo y recepción en puerto destino, se resumen en la Tabla 11-45. En negrita se indica la opción de menor costo para cada puerto, dichos costos son los asignados como tarifa all-in de logística de exportación para cada puerto en el modelo.

Cabe destacar que para que estos costos tengan validez se debe alcanzar una economía de escala tanto del transporte fluvial como de la infraestructura portuaria. Por lo tanto, se impuso como condición al modelo que los puertos deben cumplir con los siguientes mínimos anuales: 500ktpa en el caso de metanol y urea, y 250ktpa en el caso de jetfuel.

Tabla 11-45: Costos all-in de exportación de productos desde puertos

Alternativa logística de exportación	Metanol (USD/ton)	Jetfuel (USD/ton)	Urea (USD/ton)
Paysandú			
Paysandú - SO - Europa	**$ 76**	**$ 77**	**$ 58**
Paysandú - SO - MVD - Europa	$ 82	$ 82	$ 59
Paysandú - MVD - Europa	$ 83	$ 87	-
Fray Bentos			
Fray Bentos - SO - Europa	**$ 75**	**$ 76**	**$ 56**
Fray Bentos - SO - MVD - Europa	$ 80	$ 82	$ 57
Fray Bentos - MVD - Europa	$ 81	$ 86	-
Puerto Suroeste			
SO - Europa	**$ 60**	**$ 60**	**$ 46**
SO - MVD - Europa (transship)	$ 73	$ 73	$ 52
SO - MVD - Europa (top-off)	$ 66	$ 66	$ 47

Alternativa logística de exportación	Metanol (USD/ton)	Jetfuel (USD/ton)	Urea (USD/ton)
Puerto Montevideo			
MVD - Europa (Handy)	$ 60	$ 60	$ 45
MVD - Europa (Panamax)	**$ 55**	**$ 55**	**$ 39**

11.2 Arquitectura del Modelo

El objetivo del modelo de optimización es encontrar combinaciones óptimas para las ubicaciones de Generación de energía renovable, de electrolizadores para producción de hidrogeno, de zonas industriales para la producción de derivados y de puertos de exportación, además de optimizar el uso de las fuentes de CO_2 y las rutas de transporte que conectarán las ubicaciones mencionadas.

Debido al alto número de variables consideradas, es que el modelo desarrollado es bastante complejo, ya que hay 6 zonas de generación, 7 electrolizadores, 5 centros de producción, 23 fuentes de CO2, 4 puertos, y al menos dos modos de transporte para cada uno de los productos. Un diagrama de las mismas se observa en la Figura 11-8.

La solución elegida para este modelo fue implementar un programa lineal entero mixto (MILP, por sus siglas en inglés). La programación lineal entera mixta es una extensión de la programación lineal que incluye restringir algunas variables para que sean enteras en la solución óptima.

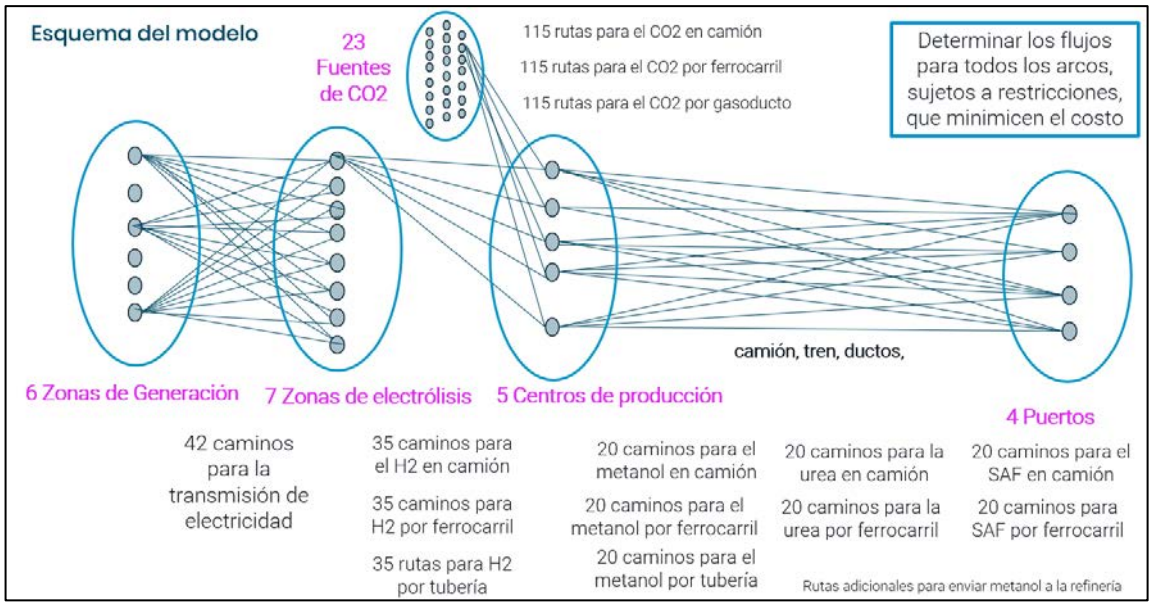


Figura 11-8: Diagrama esquemático de las variables consideradas en el Modelo.

11.2.1 Programación Lineal y Open Solver

Un modelo de programación lineal (PL) es una técnica matemática utilizada para optimizar un resultado concreto, como lo es maximizar el beneficio o minimizar el coste, sujeto a un conjunto de restricciones. Dentro de sus principales componentes se encuentran:

- Función Objetivo: Es la función a optimizar. Es una ecuación lineal que representa el objetivo del problema, como maximizar el beneficio o minimizar el costo.
- Variables de decisión: Son las variables que se ajustarán para optimizar la función objetivo. Representan las cantidades que se pueden controlar, como el número de unidades a producir o la cantidad de recursos a asignar.
- Restricciones: Son las restricciones o limitaciones sobre las variables de decisión. Suelen ser desigualdades o ecuaciones lineales que representan los límites dentro de los cuales debe encontrarse la solución.

Los modelos de programación lineal se resuelven mediante algoritmos que han demostrado producir la solución óptima. El primer algoritmo, desarrollado por George Dantzig en 1947, se denomina método simplex. Desde entonces, se han desarrollado algoritmos más rápidos.

En el modelo desarrollado, el usuario introduce la producción anual deseada de Metanol, Urea y Jetfuel, y el porcentaje de energía que se generará en cada una de las 6 zonas de generación. La función objetivo consiste en minimizar el total de todos los costos modelizados en la cadena de suministro. Para cada sección de la cadena de suministro, el modelo tiene variables de decisión que representan las cantidades a producir o transportar. El costo de cada sección de la cadena de suministro se calcula a partir de estas variables de decisión y de los costes unitarios, como lo son por ejemplo las tarifas para el transporte indicadas en el capítulo 11.1.4. El modelo determinará los valores de las variables de decisión que minimicen el costo total de la cadena de valor, y está restringido por ecuaciones de balance de materiales, como lo son por ejemplo la consideración de que toda la energía producida se transporte a los electrolizadores, o que se transporten suficientes materias primas a un centro de producción para fabricar un producto. Algunas restricciones son la cantidad de CO_2 que puede producir cada fuente y la cantidad mínima necesaria para abrir un puerto a la exportación.

Para incorporar las economías de escala en el modelo, se requiere una extensión del MILP. Como la cantidad a producir y la cantidad transportada son valores de decisión, sólo pueden incluirse en el valor objetivo, en este caso el costo total, en una función que sea lineal en la variable de decisión. Es decir, el costo a multiplicar por la variable de decisión no puede ser una función, o ecuación, que incluya la variable de decisión, como si es el caso de los costos utilizados en este modelo, los cuales dependen de la cantidad a producir, y de la distancia para el caso de los costos de transporte. Para incorporar los costos que cambian con el valor de la variable de decisión, se utiliza una tabla de costos para un rango de los valores que puede tomar la variable de decisión. Las variables binarias, aquellas que son 1 ó 0, se utilizan para seleccionar sólo un valor de la tabla. Esta extensión cambia el modelo de un LP a un MILP.

Para resolver un MILP, el solucionador utiliza un enfoque de dos etapas. En primer lugar, la solución óptima a la simplificación del problema (sin la restricción de que algunas variables sean enteras) se encuentra utilizando métodos estándar de optimización lineal. Si la solución resultante tiene valores enteros para las variables de decisión que tienen esta restricción, entonces esta solución óptima cumple todas las restricciones y se considera como la solución final. Si una o más variables enteras tienen soluciones no integrales, se aplica el método Branch and Bound. El método Branch and Bound elige una de esas variables y se «ramifica», creando dos nuevos subproblemas en los que el valor de esa variable está más

restringido. Estos subproblemas se resuelven y el proceso se repite hasta que se encuentra una solución que satisface todas las restricciones enteras.

Para el proyecto se ha utilizado el complemento OpenSolver Excel Addin, el cual utiliza el CBC de código abierto COIN-OR (Linear solver).

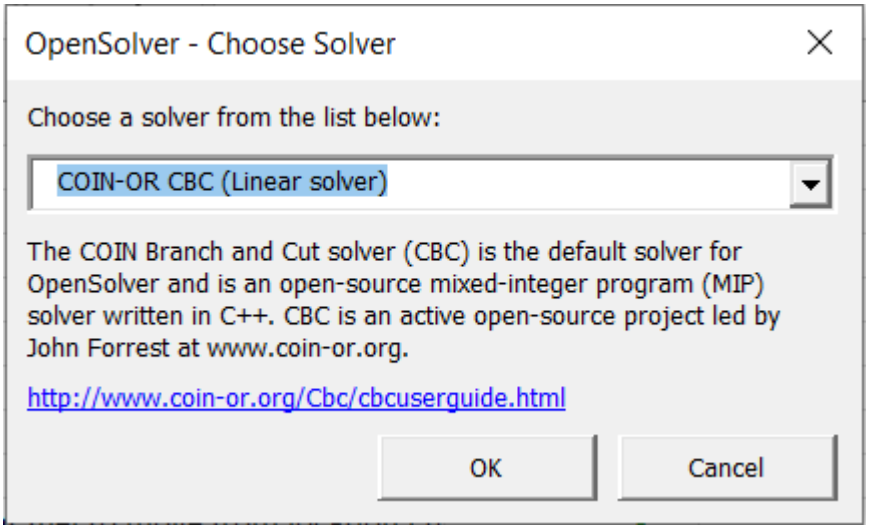


Figura 11-9: Open Solver, complemento de Excel utilizado para el desarrollo del Modelo.

11.2.2 Funcionamiento del Modelo

A continuación, se detalla cómo el Modelo aborda cada una de las etapas de la cadena de valor en la producción de derivados del Hidrógeno.

11.2.2.1 Generación de Energía Renovable

El modelo toma como entrada los escenarios de exportación y calcula las cantidades necesarias de H_2, CO_2, así como la energía requerida para generar el H_2. La segunda entrada del modelo es el porcentaje del total de energía que será producida en cada una de las zonas indicadas en el capítulo 11.1.2.1. Los datos de entrada se combinan con los factores de capacidad y el mix eólico-solar indicados en el capítulo 11.1.1.2 para determinar la cantidad nominal de energía solar y eólica que debe instalarse, y sus respectivos costos.

El modelo también permite tratar el porcentaje de distribución de la energía como una variable de decisión, obteniendo así la distribución de energía entre zonas que optimice los costos totales.

11.2.2.2 Transmisión Eléctrica

La cantidad de energía transmitida desde cada zona de generación a cada zona de electrolización es una variable de decisión en el modelo. Se incluyen restricciones para garantizar que toda la energía que debe enviarse desde una zona de generación sea transmitida a uno o más electrolizadores, y se utiliza un factor del 55% de la generación nominal para dimensionar las líneas de transmisión.

El modelo considera que la transmisión se realiza a través de líneas de 2 [GW], aplicando los costos indicados en el capítulo 11.1.4.2.

11.2.2.3 Electrolizadores

Para dimensionar el tamaño de los electrolizadores, el modelo utiliza un factor del 55% de la generación nominal, aplicando los costos indicados en el capítulo 11.1.4.3. Aunque el costo unitario es el mismo por electrolizador, el costo del electrolizador variará en función de la fuente de energía, ya que el tamaño del electrolizador dependerá del FC.

11.2.2.4 Hidrógeno

La cantidad de hidrógeno producida en cada electrolizador viene determinada por el tamaño de este, mientras que la cantidad de hidrógeno que se transporta a cada uno de los 5 polos de Plantas Industriales por cada modo de transporte es una variable de decisión en el modelo. Se incluyen restricciones para garantizar que todo el hidrógeno producido se distribuya dentro de las plantas indicadas.

Se consideran 5 modos de transporte de hidrógeno: Hidrógeno Gaseoso por Camión, Hidrógeno Líquido por Camión, Hidrógeno Gaseoso por Ferrocarril, Hidrógeno Líquido por Ferrocarril y Tubería. El modelo combina los datos de distancias entre electrolizadores y plantas industriales con los costos de transporte y los resultados de las variables de decisión, calculando el costo de transporte de Hidrogeno hacia las Plantas Industriales.

11.2.2.5 Plan de Producción

La cantidad de metanol destinado a la exportación, de metanol para la fabricación de Jetfuel, de Urea y de Jetfuel que será producido en cada uno de los 5 polos industriales son variables de decisión en el modelo, el cual nos indicará cómo se distribuirá la producción dentro de las zonas disponibles. También existe una variable de decisión para la cantidad de Jetfuel que se produce en la refinería ANCAP. Se incluyen restricciones para garantizar que se produce la cantidad correcta de cada producto.

El costo de producción se calcula utilizando los valores de las variables de decisión y los costos de producción indicados en el capítulo 11.1.4.7. Estos se tratan de costos incrementales que suponen que ya se han pagado todas las materias primas.

11.2.2.6 CO_2

La cantidad de CO_2 a transportar desde cada fuente de CO_2 a cada una de las 5 zonas industriales, por cada modo de transporte, son variables de decisión en el modelo. Se incluyen restricciones para garantizar que la cantidad transportada desde cada fuente no supere la cantidad disponible en ella, y para garantizar que la cantidad total transportada a cada planta industrial sea igual a la cantidad requerida por el plan de producción.

Existen 3 modos de transporte para el CO_2: Camión, Ferrocarril y Tubería. El modelo combina las distancias entre cada una de las fuentes de CO_2 y las plantas industriales con los respectivos costos de transporte y los resultados de las variables de decisión para calcular el costo del transporte de CO_2 desde las fuentes hacia los nodos.

11.2.2.7 Transporte de Metanol a Puerto

El metanol producido para la exportación se transporta desde los polos industriales hacia los puertos. La cantidad de metanol a transportar desde cada polo industrial a cada Puerto, por cada medio de transporte, son variables de decisión en el modelo. Se incluyen restricciones para garantizar que la cantidad total de metanol producido para la exportación sea transportada a un puerto.

Existen 3 modos de transporte para el metanol: Camión, Ferrocarril y Tubería. El modelo combina las distancias entre cada uno de las zonas industriales y los puertos con los costos de transporte de Metanol y los resultados de las variables de decisión para calcular el costo del transporte de Metanol para exportación a un puerto.

11.2.2.8 Transporte de Metanol para Jetfuel a Refinería

El modelo considera que, si el Jetfuel se produce en una zona industrial, la fracción de Metanol para fabricar el Jetfuel también se producirá en esta zona, y no será necesario transportarlo. Si el combustible para Jetfuel se produce en la refinería, será necesario transportar la fracción de Metanol desde la zona industrial hasta la refinería.

La fracción de Metanol para la producción de Jetfuel que debe transportarse desde cada zona industrial hasta la refinería, por cada medio de transporte, es una variable de decisión en el modelo. Se incluyen restricciones para garantizar que la cantidad total de Metanol transportada a la refinería sea la necesaria para la producción prevista de Jetfuel en la refinería.

Existen 3 modos de transporte para el metanol: Camión, Ferrocarril y Tubería. El modelo combina las distancias entre cada uno de las zonas industriales y los puertos con los costos de transporte de Metanol y los resultados de las variables de decisión, para calcular el costo del transporte de Metanol para Jetfuel hacia la refinería.

Se supone que el metanol desde el polo industrial hasta la refinería y el metanol desde el mismo polo industrial hasta el Puerto de Montevideo se transportan juntos y obtienen los beneficios de las economías de escala.

11.2.2.9 Transporte de Urea a Puerto

La Urea producida para la exportación se transporta desde las zonas de Plantas Industriales hasta un puerto.

La cantidad de urea que se transporta de cada centro de producción a cada puerto, por cada medio de transporte, es una variable de decisión en el modelo. Se incluyen restricciones para garantizar que la cantidad total de Urea producida sea transportada a un puerto.

Hay 2 modos de transporte para la Urea: Camión y Ferrocarril. El modelo combina las distancias entre cada uno de las zonas industriales y los puertos con los costos de transporte de Urea y los resultados de las variables de decisión, para calcular el costo del transporte de Urea hacia un puerto.

11.2.2.10 Transporte de Jetfuel a Puerto

El Jetfuel producido para la exportación se transporta desde el centro de producción hasta un puerto.

La cantidad de Jetfuel que se transporta de cada Zona Industrial a cada puerto por cada medio de transporte, es una variable de decisión en el modelo. Se incluyen restricciones para garantizar que la cantidad total de Jetfuel producido se transporte a un puerto.

Existen dos modos de transporte para el Jetfuel: Camión y Ferrocarril. El modelo combina las distancias entre cada una de las zonas industriales y los puertos con los costos de transporte de Jetfuel y los resultados de las variables de decisión, para calcular el costo del transporte de Jetfuel hacia un puerto.

Cabe mencionar que no se ha incluido la opción de tuberías de jetfuel en el modelo por dos motivos: 1. Se asume que se pudiera utilizar los mismos ductos de metanol para conducir el jetfuel en una operación por lotes y por lo tanto se busca evitar la dupllicación de costos de infraestructura; 2. Se observa que, de todas maneras, el modelo prioriza la producción de jetfuel en la refinería ANCAP debido a la optimización de costos dado por la sinergia de los procesos productivos y su exportación desde ese mismo puerto.

11.3 Interfaz del modelo

El Excel del modelo consta de:

- Una pestaña de introducción con instrucciones sobre cómo utilizar el modelo (roja)
- Pestañas de entrada para introducir las entradas del modelo (azules)
- Pestañas de salida para ver los resultados del modelo (verdes)

La pestaña de entrada “Básica” permite al usuario establecer el plan de producción y la distribución de energía para un escenario. Si las entradas para la distribución de energía se dejan en blanco, el modelo determinará la fracción de energía generada por cada zona.

La pestaña de entrada “Básica” (Figura 11-10) también permite al usuario ejecutar el modelo, haciendo clic en el botón “Solve” en el menú “Datos”:



Parámetros de Entrada para Usuario Básico	Descripción	Unidades						
Parámetros de Producción								
Metanol	Cantidad de metanol a producir	tpa	2,000,000					
Urea	Cantidad de urea a producir	tpa	500,000					
Jet fuel	Cantidad de jet fuel a producir	tpa	500,000					
Parámetros de Generación de Energía Renovable			1 - Norte	2 - Suroste	3 - Litoral	4 - Noreste	5 - Sureste	6 - Centro
Distribución de Generación	Fracción del total de la generación que se instalará en cada zona. La suma debe resultar en exactamente 100%. (o dejar las casillas en blanco para que el modelo decida la configuración óptima)	%	100.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%

Figura 11-10: Pestaña de entrada “Básica”

La pestaña de entrada “Avanzada” permite al usuario establecer:

- Límites en las emisiones anuales de CO2 por área de captura
- Límites en la cantidad mínima de producto requerida para que un puerto esté abierto
- Límites en la cantidad máxima de trenes por día.

La pestaña “Avanzada” también le brinda al usuario la posibilidad de activar o desactivar:

- Zonas de electrólisis
- Centros industriales y refinería
- Puertos

- Modos de transporte para cada producto

Imágenes de esta pestaña de datos se muestran en la Figura 11-11y Figura 11-12.

Inputs para Usuario Avanzado	Descripción	Unidades	
Parámetros de CO_2			
Arboreal/ Frutifor	*Emisiones anuales de CO_2 por cada fuente*	*tpa*	90,000
Lumin		*tpa*	260,000
Urufor		*tpa*	100,000
Fymnsa		*tpa*	60,000
Otros aserraderos		*tpa*	130,000
Planta bioetanol ALUR		*tpa*	150,000
Planta ALUR Bella Unión		*tpa*	150,000
Estancias del lago		*tpa*	20,000
Cementos del plata		*tpa*	80,000
CYCUSA		*tpa*	10,000
ANCAP Minas		*tpa*	50,000
Cementos artigas		*tpa*	210,000
Cielo Azul		*tpa*	0
ANCAP Paysandú		*tpa*	50,000
Fábricas nacionales de cerveza		*tpa*	10,000
Bioener		*tpa*	40,000
Fenirol		*tpa*	40,000
Galofer		*tpa*	40,000
Otros electricidad		*tpa*	20,000
Frigorífico Las piedras		*tpa*	20,000
Frigorífico Tacuarembó		*tpa*	20,000
Frigorífico BPU		*tpa*	10,000
Frigorífico Pando		*tpa*	10,000
Frigorífico Marfrig		*tpa*	10,000
Otros frigoríficos		*tpa*	120,000
UPM 1		*tpa*	2,540,000
UPM 2		*tpa*	3,900,000
Montes del Plata		*tpa*	2,910,000
Parámetros de Puertos			
Metanol	*Mínima cantidad de metanol para abrir un puerto*	*tpa*	500,000
Urea	*Mínima cantidad de urea para abrir un puerto*	*tpa*	500,000
Jet fuel	*Mínima cantidad de jet fuel para abrir un puerto*	*tpa*	250,000
Restricciones de infraestructura ferroviaria			
Elegir entre las siguientes configuraciones:	*Configuración A: Tren de 500 m de largo y vía simple* *Configuración B: Tren de 800 m de largo y vía simple* *Configuración C: Tren de 800 m de largo y vía doble*		A

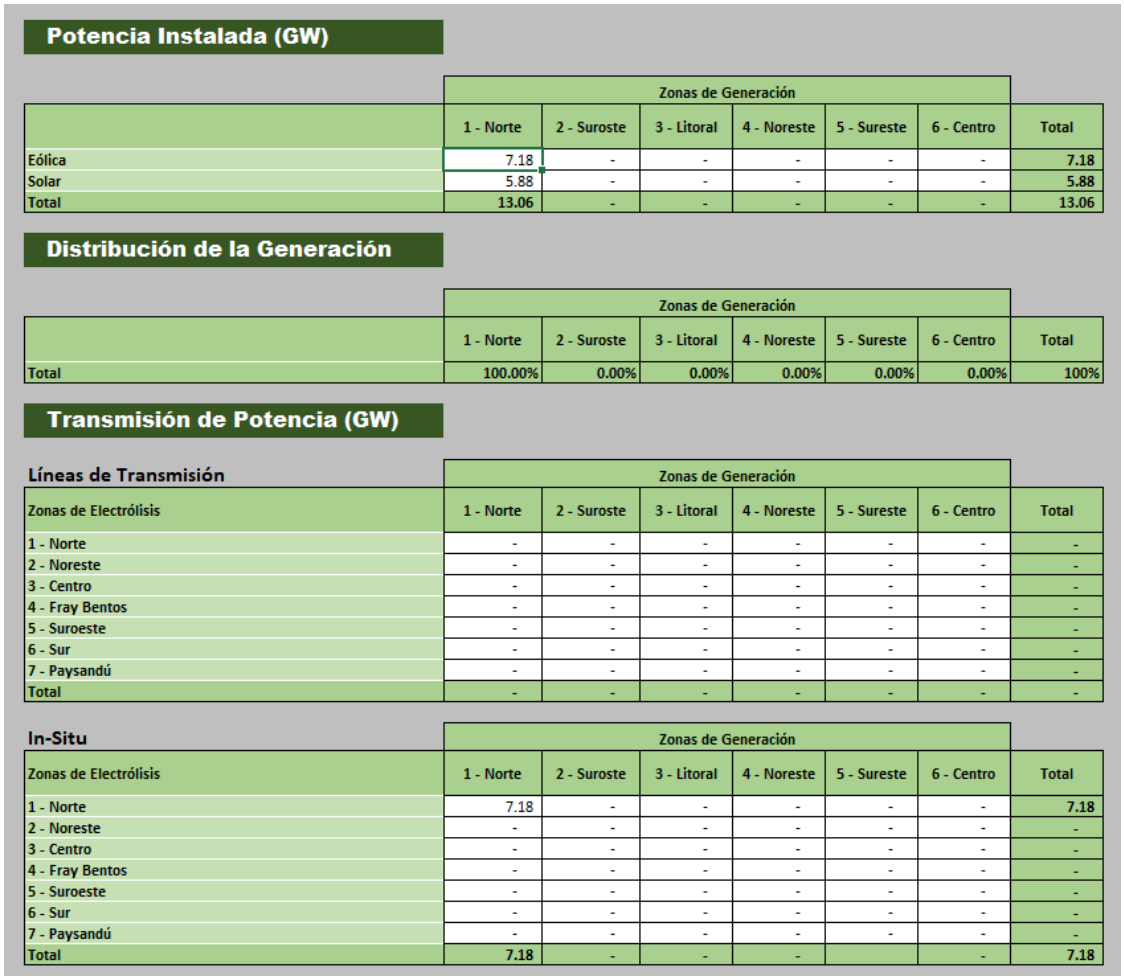
Figura 11-11: Pestaña de entrada “Avanzada” (primera parte)

Zonas de Electrólisis		
1 - Norte	*Asignar valor VERDADERO para activar zonas, y FALSO para desactivar*	TRUE
2 - Noreste		TRUE
3 - Centro		TRUE
4 - Fray Bentos		TRUE
5 - Suroeste		TRUE
6 - Sur (Esta zona fue descarta en análisis posteriores debido a disponibilidad de fuentes de agua)		FALSE
7 - Paysandú		TRUE
Zonas de Producción Industrial y Refinería		
1 - Suroeste	*Asignar valor VERDADERO para activar zonas, y FALSO para desactivar*	TRUE
2 - Zona Fray Bentos		TRUE
3 - Zona Central		TRUE
4 - Sur		TRUE
5 - Zona Paysandú		TRUE
Refinería		TRUE
Puertos		
1 - Montevideo	*Asignar valor VERDADERO para activar zonas, y FALSO para desactivar*	TRUE
2 - Suroeste		TRUE
3 - Paysandú		TRUE
4 - Fray Bentos		TRUE
Medios de Transporte		
H2 por Camión	*Asignar valor VERDADERO para activar medio de transporte, y FALSO para desactivar*	TRUE
H2 por Tren		TRUE
H2 por Tubería		TRUE
CO_2 por Camión		TRUE
CO_2 por Tren		TRUE
CO_2 por Tubería		TRUE
Metanol por Camión		TRUE
Metanol por Tren		TRUE
Metanol por Tubería		TRUE
Urea por Camión		TRUE
Urea por Tren		TRUE
Jet Fuel por Camión		TRUE
Jet Fuel por Tren		TRUE

Figura 11-12: Pestaña de entrada "Avanzada" (segunda parte)

Existen otras pestañas de entrada de datos en color azul con los distintos datos de entrada de costos, capacidades y distancia entre nodos. Los valores que allí aparecen fueron estimados específicamente para las necesidades originales de este modelo. El modelo no fue diseñado para cambios en estos valores y algún cambio puede afectar los supuestos utilizados. Por lo tanto, no se recomienda modificarlos. En el caso que el usuario decida cambiarlos, Ausenco no se hace responsable de los resultados entregados.

Una vez ejecutado el modelo, las tablas de resultados aparecen en las múltiples pestañas de resultados (color verde). Por ejemplo, la pestaña "Potencia" muestra la potencia instalada para cada zona de generación, la distribución de la generación de energía y la transmisión de energía desde las zonas de generación a los electrolizadores (ver Figura 11-13).



Potencia Instalada (GW)

	Zonas de Generación						
	1 - Norte	2 - Suroste	3 - Litoral	4 - Noreste	5 - Sureste	6 - Centro	Total
Eólica	7.18	-	-	-	-	-	7.18
Solar	5.88	-	-	-	-	-	5.88
Total	13.06	-	-	-	-	-	13.06

Distribución de la Generación

	Zonas de Generación						
	1 - Norte	2 - Suroste	3 - Litoral	4 - Noreste	5 - Sureste	6 - Centro	Total
Total	100.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	100%

Transmisión de Potencia (GW)

Líneas de Transmisión

	Zonas de Generación						
Zonas de Electrólisis	1 - Norte	2 - Suroste	3 - Litoral	4 - Noreste	5 - Sureste	6 - Centro	Total
1 - Norte	-	-	-	-	-	-	-
2 - Noreste	-	-	-	-	-	-	-
3 - Centro	-	-	-	-	-	-	-
4 - Fray Bentos	-	-	-	-	-	-	-
5 - Suroeste	-	-	-	-	-	-	-
6 - Sur	-	-	-	-	-	-	-
7 - Paysandú	-	-	-	-	-	-	-
Total	-	-	-	-	-	-	-

In-Situ

	Zonas de Generación						
Zonas de Electrólisis	1 - Norte	2 - Suroste	3 - Litoral	4 - Noreste	5 - Sureste	6 - Centro	Total
1 - Norte	7.18	-	-	-	-	-	7.18
2 - Noreste	-	-	-	-	-	-	-
3 - Centro	-	-	-	-	-	-	-
4 - Fray Bentos	-	-	-	-	-	-	-
5 - Suroeste	-	-	-	-	-	-	-
6 - Sur	-	-	-	-	-	-	-
7 - Paysandú	-	-	-	-	-	-	-
Total	7.18	-	-	-		-	7.18

Figura 11-13: Pestaña de resultados "Potencia" (ejemplo)

Para cada producto, hay una pestaña que resume la producción del producto, el transporte del producto y la exportación del producto. En la Figura 11-14 se observa el ejemplo de la pestaña "Urea".

Producción de Urea (tpa)

Planta Industrial	Producción de Urea (tpa)
1 - Suroeste	-
2 - Zona Fray Bentos	-
3 - Zona Central	500,000
4 - Sur	-
5 - Zona Paysandú	-
Total	500,000

Transporte de Urea (tpa)

Urea por Camión

	Puerto				
Planta Industrial	MVD	SO	Paysandú	Fray Bentos	Total
1 - Suroeste	-	-	-	-	-
2 - Zona Fray Bentos	-	-	-	-	-
3 - Zona Central	-	-	-	-	-
4 - Sur	-	-	-	-	-
5 - Zona Paysandú	-	-	-	-	-
Total	-	-	-	-	-

Urea por Tren

	Puerto				
Planta Industrial	MVD	SO	Paysandú	Fray Bentos	Total
1 - Suroeste	-	-	-	-	-
2 - Zona Fray Bentos	-	-	-	-	-
3 - Zona Central	500,000	-	-	-	500,000
4 - Sur	-	-	-	-	-
5 - Zona Paysandú	-	-	-	-	-
Total	500,000	-	-	-	500,000

Urea In-Situ

	Puerto				
Planta Industrial	MVD	SO	Paysandú	Fray Bentos	Total
1 - Suroeste	-	-	-	-	-
2 - Zona Fray Bentos	-	-	-	-	-
3 - Zona Central	-	-	-	-	-
4 - Sur	-	-	-	-	-
5 - Zona Paysandú	-	-	-	-	-
Total	-	-	-	-	-

Exportacion de Urea (tpa)

	Puerto				
	MVD	SO	Paysandú	Fray Bentos	Total
Total	500,000	-	-	-	500,000
Porcentaje de urea para exportación por puerto	100%	0%	0%	0%	

Figura 11-14: Pestaña de resultados "Urea" (ejemplo)

12 Resultados y Análisis de Modelaciones

12.1 Configuraciones analizadas

Se ejecutaron varias corridas de prueba del modelo (runs), definiendo distintos escenarios de generación de renovables tanto para escenarios de exportación A y B, con el objetivo de analizar la sensibilidad del modelo y la variación de los costos y configuraciones logísticas en función de esta variable, dado que es el costo preponderante en el costo total de los productos. Las alternativas testeadas se listan a continuación:

A. Escenario de exportación A

1. Distribución de generación que minimiza costos (en esta alternativa, esta variable se incluye en el modelo de optimización y deja de ser un input): 100% en zona Norte (coincide con Id.3)
2. Generación distribuida uniformemente en las 6 zonas definidas
3. Generación 100% en zona Norte
4. Generación 100% en zona Noreste
5. Generación 100% en zona Litoral
6. Generación 100% en zona Centro
7. Generación 100% en zona Sureste
8. Generación 100% en zona Suroeste
9. Generación 50% en Norte y 50% en Suroeste

B. Escenario de exportación B

10. Distribución de generación que minimiza costos (en esta alternativa, esta variable se incluye en el modelo de optimización y deja de ser un input): 100% en zona Norte (coincide con Id.13)
11. Generación distribuida uniformemente en las 6 zonas definidas
12. Generación 100% en zona Norte
13. Generación 100% en zona Noreste
14. Generación 100% en zona Litoral
15. Generación 100% en zona Centro
16. Generación 100% en zona Sureste
17. Generación 100% en zona Suroeste
18. Generación 50% en Norte y 50% en Suroeste

12.2 Resultados obtenidos

12.2.1 Tablas resumen

En la Tabla 12-1 de la siguiente página se presentan los resultados principales de las runs realizadas. Mientras que en la Tabla 12-3, se presenta un resumen de los indicadores de costos totales por componente.

El indicador de costo de hidrogeno equivalente (H2eq) presentado en dicha tabla corresponde a un promedio referencial obtenido de dividir los costos presentes netos anuales totales (considerando la cadena de valor completa) entre el total de la producción anual de hidrogeno total de cada escenario, por lo tanto, se debe tomar como un indicador e incluye los costos de síntesis, transporte y exportación de productos.

Por otra parte, el indicador de costo de hidrógeno (H2) presentado corresponde a la suma de los costos de generación, transmisión y electrolisis dividido entre la producción anual de hidrogeno y no incluye ningún costo de transporte de este.

Finalmente, los indicadores de costos presentados por tonelada de metanol, jetfuel y urea corresponden a los costos presentes netos anuales totales obtenidos, considerando la cadena de valor completa, y ponderado por la demanda de materias primas para sintetizar cada uno de los productos mencionados, dividido entre la producción anual proyectada de cada producto.

Estos costos referenciales promedios deben interpretarse como indicadores y a efectos comparativos entre corridas. Bajo ningún concepto deben interpretarse como costos finales de mercado debido a que, por las características de este estudio, no incluye costos de algunos componentes de la cadena de valor, como ser: costos de almacenamiento de energía (baterías) ni productos, costos de suministro de agua, costos de inversión en nueva infraestructura portuaria, vial y/o ferroviaria (solo tarifas de uso), entre otros.

Los costos presentes netos anuales considerados, de acuerdo con lo descrito en la sección 11.1.4, son:

- Generación: Costos de inversión y operación de parques solares y eólicos
- Transmisión: Costos de inversión y operación de líneas de alta tensión
- Electrolisis: Costos de inversión y operación de electrolizadores alcalinos proyectados a 2030
- Transporte de hidrogeno:
    - Ductos: Costos de inversión y operación referenciales de ductos de hidrogeno
    - Ferrocarril: Costos de inversión y operación referenciales de material rodante para transporte de hidrogeno tanto en estado líquido como gaseoso, incluyendo tarifa de uso de vía (no considera costos de inversión en infraestructura ferroviaria). En el caso del hidrogeno líquido se incluyen también los costos de licuefacción.
    - Carretero: Costos de inversión y operación referenciales de camiones para transporte de hidrogeno tanto en estado líquido como gaseoso (no considera costos de inversión en infraestructura vial). En el caso del hidrogeno líquido se incluyen también los costos de licuefacción.
- Transporte de CO2:

- Ductos: Costos de inversión y operación referenciales de ductos de CO2
- Ferrocarril: Costos de inversión y operación referenciales de material rodante para transporte de CO2, incluyendo tarifa de uso de vía (no considera costos de inversión en infraestructura ferroviaria).
- Carretero: Costos de inversión y operación referenciales de camiones para transporte de CO2 (no considera costos de inversión en infraestructura vial).

- Síntesis de productos: Costos de inversión y operación referenciales de plantas químicas para la producción de metanol, jetfuel (a partir de metanol) y urea (a partir de amoniaco y CO2). Para este último se incluye el proceso intermedio de síntesis de amoníaco.
- Transporte de productos:
  - Ductos: Costos de inversión y operación referenciales de ductos de metanol
  - Ferrocarril: Costos de inversión y operación referenciales de material rodante para transporte de metanol, jetfuel y urea, incluyendo tarifa de uso de vía (no considera costos de inversión en infraestructura ferroviaria).
  - Carretero: Costos de inversión y operación referenciales de camiones (no considera costos de inversión en infraestructura vial).
- Puertos, transporte fluvial y marítimo de productos:
  - Costos referenciales de operación portuaria (en forma de tarifa portuaria), no incluye costos de inversión en infraestructura portuaria.
  - Costos de inversión y operación referenciales de barcazas y/o tankers para el transporte hidroviario de metanol, jetfuel y urea en el caso de salida vía puerto de Fray Bentos y/o Paysandú. No incluye costos de inversión en infraestructura portuaria.
  - Costos referenciales de flete marítimo hasta destino, considerando Europa a los efectos de este estudio.

Tabla 12-1: Resumen de resultados obtenidos por run (Id)

		Id 1	Id 2	Id 3	Id 4	Id 5	Id 6	Id 7	Id 8	Id 9	Id 10	Id 11	Id 12	Id 13	Id 14	Id 15	Id 16	Id 17	Id 18
Generación	GW instalados eólica	7.2	7.7	7.2	8.2	8.5	7.6	7.3	7.5	7.3	15.0	16.1	15.0	17.1	17.7	15.9	15.3	15.6	15.3
	GW instalados solar	5.9	6.3	5.9	6.7	6.9	6.2	6.0	6.1	6.0	12.3	13.2	12.3	14.0	14.5	13.0	12.5	12.8	12.5
	% del CPNA Total	46%	47%	46%	48%	49%	47%	46%	47%	46%	47%	48%	47%	49%	50%	48%	47%	48%	47%
Transmisión	GW transmitidos	0.0	6.4	0.0	8.2	8.5	0.0	7.3	7.5	3.7	0.0	10.9	0.0	17.1	17.7	0.0	15.3	15.6	7.8
	% del CPNA Total	0.0%	1.1%	0.0%	0.9%	0.5%	0.0%	1.1%	0.5%	0.2%	0.0%	0.8%	0.0%	0.8%	0.5%	0.0%	1.1%	0.6%	0.2%
Electrolisis	GW electrolisis	7.2	7.7	7.2	8.2	8.5	7.6	7.3	7.5	7.3	15.0	16.1	15.0	17.1	17.7	15.9	15.3	15.6	15.3
	Zonas	N	Cen, SO	N	N	FB, Pay	Cen	Cen	SO	N, SO	N	N, Cen, SO	N	N	FB, Pay	Cen	Cen	Cen, SO	N, SO
	% del CPNA Total	13%	13%	13%	13%	14%	13%	13%	13%	13%	13%	13%	13%	14%	14%	13%	13%	13%	13%
Síntesis	Zonas	Cen, Ref	SO, Cen, Ref	Cen, Ref	Cen, Ref	FB, Pay, Ref	Cen, Ref	Cen, Ref	SO, Ref	SO, Cen, Ref	Cen, Ref	SO, Cen, Ref	Cen, Ref	Cen, Ref	FB, Pay, Ref	Cen, Ref	Cen, Ref	SO, Cen, S, Pay, Ref	SO, Cen, S, Ref
	% del CPNA Total	33%	32%	33%	30%	30%	32%	33%	33%	34%	31%	30%	31%	29%	28%	30%	31%	31%	31%
H2 por tuberia	Ktpa	710	592	710	710	-	710	710	-	355	1,485	1,265	1,485	1,485	-	1,485	1,485	220	743
	% del CPNA Total	1.2%	0.5%	1.2%	1.1%	0.0%	0.5%	0.5%	0.0%	0.8%	1.0%	0.7%	1.0%	0.9%	0.0%	0.4%	0.4%	0.1%	0.6%
H2 por ferrocarril	Ktpa	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.00	-
	% del CPNA Total	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
H2 por camión	Ktpa	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.00	-
	% del CPNA Total	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
CO2 por tubería	Ktpa	4,889	3,900	4,889	4,889	2,000	4,889	4,889	2,000	2,673	9,350	8,610	9,350	9,350	6,810	9,350	9,350	6,440	6,440
	% del CPNA Total	1.0%	0.3%	1.0%	0.9%	0.6%	1.0%	1.0%	0.7%	0.3%	1.1%	1.0%	1.1%	1.1%	0.8%	1.1%	1.1%	0.9%	0.5%
CO2 por ferrocarril	Ktpa	-	-	-	-	200	-	-	-	-	720	720	720	720	654	720	720	590	614
	% del CPNA Total	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.3%	0.3%	0.3%	0.3%	0.3%	0.3%	0.3%	0.2%	0.2%
CO2 por camión	Ktpa	-	97.68	-	-	170.00	-	-	-	-	193.80	193.80	193.80	193.80	260.00	193.80	193.80	323.80	300.00
	% del CPNA Total	0.0%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.2%	0.2%
Metanol por tubería	Ktpa	3,160	3,160	3,160	3,160	3,160	3,160	3,160	3,160	3,160	6,660	6,660	6,660	6,660	6,660	6,660	6,660	6,660	6,660
	% del CPNA Total	1.0%	0.9%	1.0%	1.0%	0.9%	1.0%	1.0%	0.6%	0.7%	0.7%	0.7%	0.7%	0.6%	0.6%	0.7%	0.7%	0.5%	0.5%
Metanol por ferrocarril	Ktpa	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.00	-	-	-	-	-	0.00	0.00
	% del CPNA Total	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Metanol por camión	Ktpa	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.00	-
	% del CPNA Total	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Jetfuel por ferrocarril	Ktpa	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	% del CPNA Total	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Jetfuel por camión	Ktpa	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.00	-
	% del CPNA Total	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Urea por ferrocarril	Ktpa	500	500	500	500	500	500	500	0	0	1000	0	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
	% del CPNA Total	0.2%	0.2%	0.2%	0.2%	0.3%	0.2%	0.2%	0.0%	0.0%	0.2%	0.0%	0.2%	0.2%	0.2%	0.2%	0.2%	0.2%	0.2%
Urea por camión	Ktpa	0	0	0	0	0	0	0	500	500	0	1000	0	0	0	0	0	0	0
	% del CPNA Total	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.1%	0.1%	0.0%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Exportación (puerto + flete)	Puertos	MVD	MVD, SO	MVD	MVD	MVD	MVD	MVD	MVD, SO	MVD, SO	MVD	MVD, SO	MVD	MVD	MVD	MVD	MVD	MVD, SO	MVD, SO
	% del CPNA Total	4.8%	4.7%	4.8%	4.4%	4.3%	4.6%	4.7%	5.0%	5.0%	5.6%	5.5%	5.6%	5.2%	5.1%	5.5%	5.6%	5.5%	5.9%
Indicador Costo H2eq	USD/kg H_2eq	$ 4.40	$ 4.60	$ 4.40	$ 4.81	$ 4.82	$ 4.53	$ 4.46	$ 4.44	$ 4.43	$ 4.32	$ 4.52	$ 4.32	$ 4.72	$ 4.74	$ 4.45	$ 4.38	$ 4.39	$ 4.36
	% dif al optimo	0.0%	4.4%	0.0%	9.2%	9.5%	2.9%	1.3%	0.9%	0.7%	0.0%	4.8%	0.0%	9.3%	9.9%	3.1%	1.4%	1.7%	1.0%
Indicador Costo H2	USD/kg H_2	$ 2.58	$ 2.82	$ 2.58	$ 2.99	$ 3.06	$ 2.74	$ 2.67	$ 2.70	$ 2.64	$ 2.58	$ 2.80	$ 2.58	$ 2.98	$ 3.06	$ 2.74	$ 2.67	$ 2.71	$ 2.64
	% dif al optimo	0.0%	9.2%	0.0%	15.7%	18.6%	6.1%	3.4%	4.7%	2.3%	0.0%	8.7%	0.0%	15.5%	18.5%	6.1%	3.4%	4.9%	2.3%
Indicador Costo Metanol	USD/t	$ 798	$ 835	$ 798	$ 876	$ 877	$ 822	$ 809	$ 804	$ 804	$ 791	$ 831	$ 791	$ 867	$ 871	$ 816	$ 802	$ 804	$ 798
	% dif al optimo	0.0%	4.5%	0.0%	9.7%	9.8%	3.0%	1.3%	0.7%	0.7%	0.0%	5.1%	0.0%	9.6%	10.2%	3.2%	1.5%	1.7%	1.0%
Indicador Costo Jetfuel	USD/t	$ 1,937	$ 2,025	$ 1,937	$ 2,116	$ 2,121	$ 1,992	$ 1,962	$ 1,962	$ 1,957	$ 1,935	$ 2,027	$ 1,935	$ 2,111	$ 2,123	$ 1,993	$ 1,962	$ 1,970	$ 1,955
	% dif al optimo	0.0%	4.5%	0.0%	9.2%	9.5%	2.9%	1.3%	1.3%	1.0%	0.0%	4.8%	0.0%	9.1%	9.7%	3.0%	1.4%	1.8%	1.0%
Indicador Costo Urea	USD/t	$ 1,125	$ 1,169	$ 1,125	$ 1,214	$ 1,222	$ 1,153	$ 1,137	$ 1,135	$ 1,128	$ 1,095	$ 1,136	$ 1,095	$ 1,183	$ 1,194	$ 1,124	$ 1,108	$ 1,113	$ 1,105
	% dif al optimo	0.0%	3.9%	0.0%	7.9%	8.6%	2.5%	1.1%	0.9%	0.3%	0.0%	3.8%	0.0%	8.0%	9.0%	2.7%	1.2%	1.7%	0.9%

Tabla 12-2: Indicadores de costos totales por componente para cada corrida realizada (CPNA: Costo Presente Neto Anual)

	Generación de Energía Renovable		Electrólisis		Sintesis de Productos		Transmisión, Transporte y Logística de exportación		Total
	CPNA (MUSD/año)	% CPNA Total	CPNA (MUSD/año)	% CPNA Total	CPNA (MUSD/año)	% CPNA Total	CPNA (MUSD/año)	% CPNA Total	CPNA (MUSD/año)
Id.1	$ 1,435	46%	$ 398	13%	$ 1,038	33%	$ 257	8%	$ 3,128
Id. 2	$ 1,538	47%	$ 427	13%	$ 1,050	32%	$ 252	8%	$ 3,267
Id.3	$ 1,435	46%	$ 398	13%	$ 1,038	33%	$ 257	8%	$ 3,128
Id.4	$ 1,636	48%	$ 454	13%	$ 1,038	30%	$ 289	8%	$ 3,417
Id.5	$ 1,688	49%	$ 468	14%	$ 1,038	30%	$ 231	7%	$ 3,425
Id.6	$ 1,522	47%	$ 422	13%	$ 1,038	32%	$ 235	7%	$ 3,217
Id.7	$ 1,457	46%	$ 404	13%	$ 1,038	33%	$ 269	8%	$ 3,168
Id.8	$ 1,489	47%	$ 413	13%	$ 1,038	33%	$ 216	7%	$ 3,156
Id.9	$ 1,462	46%	$ 406	13%	$ 1,055	34%	$ 228	7%	$ 3,151
Id.10	$ 3,000	47%	$ 832	13%	$ 1,999	31%	$ 579	9%	$ 6,410
Id.11	$ 3,216	48%	$ 892	13%	$ 1,999	30%	$ 614	9%	$ 6,721
Id.12	$ 3,000	47%	$ 832	13%	$ 1,999	31%	$ 579	9%	$ 6,410
Id.13	$ 3,421	49%	$ 949	14%	$ 1,999	29%	$ 635	9%	$ 7,004
Id.14	$ 3,530	50%	$ 979	14%	$ 1,999	28%	$ 538	8%	$ 7,046
Id.15	$ 3,183	48%	$ 883	13%	$ 1,999	30%	$ 543	8%	$ 6,608
Id.16	$ 3,047	47%	$ 845	13%	$ 1,999	31%	$ 612	9%	$ 6,503
Id.17	$ 3,114	48%	$ 864	13%	$ 1,999	31%	$ 543	8%	$ 6,520
Id.18	$ 3,057	47%	$ 848	13%	$ 2,024	31%	$ 544	8%	$ 6,473

12.2.2 Esquemas de configuraciones más relevantes

Para una mejor visualización y entendimiento de los resultados, en las siguientes figuras se presentan diagramas de los resultados obtenidos para aquellas configuraciones de mayor relevancia.

En todos los casos se adopta la simbología presentada en la Figura 12-1.

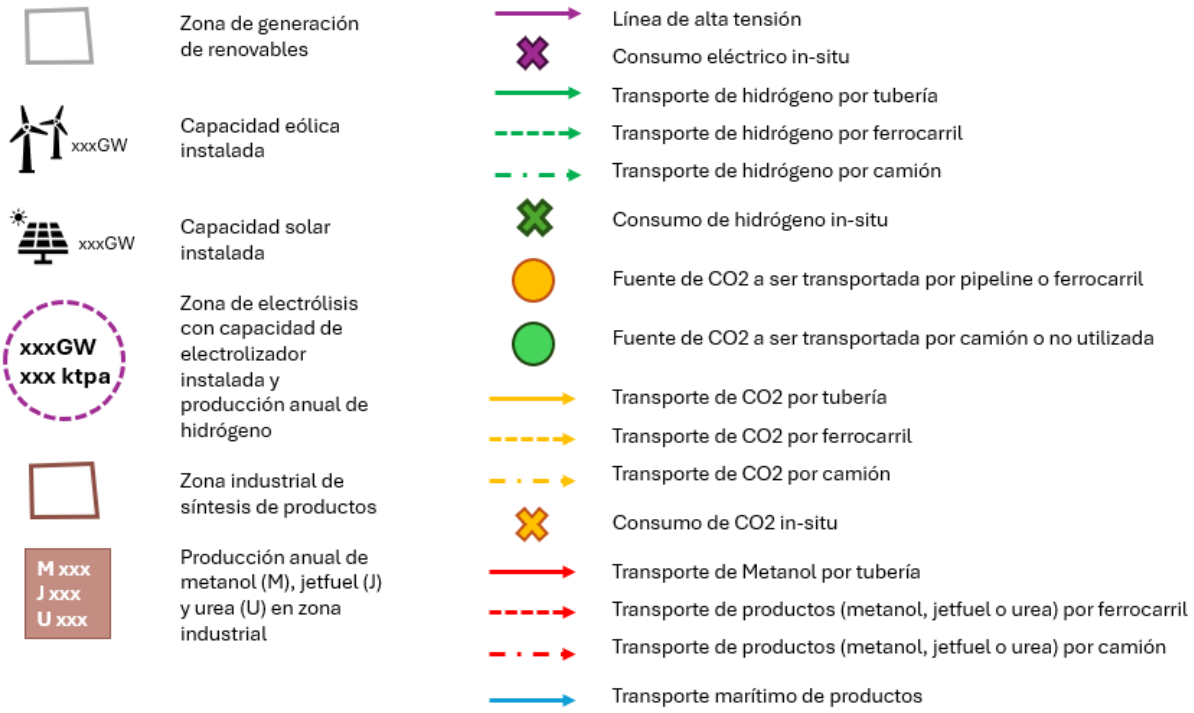


Figura 12-1: Simbología de diagramas con resultados

12.2.2.1 Escenario A

Id 1 y 3: Generación optima, coincidente a generación en el Norte (Escenario A)

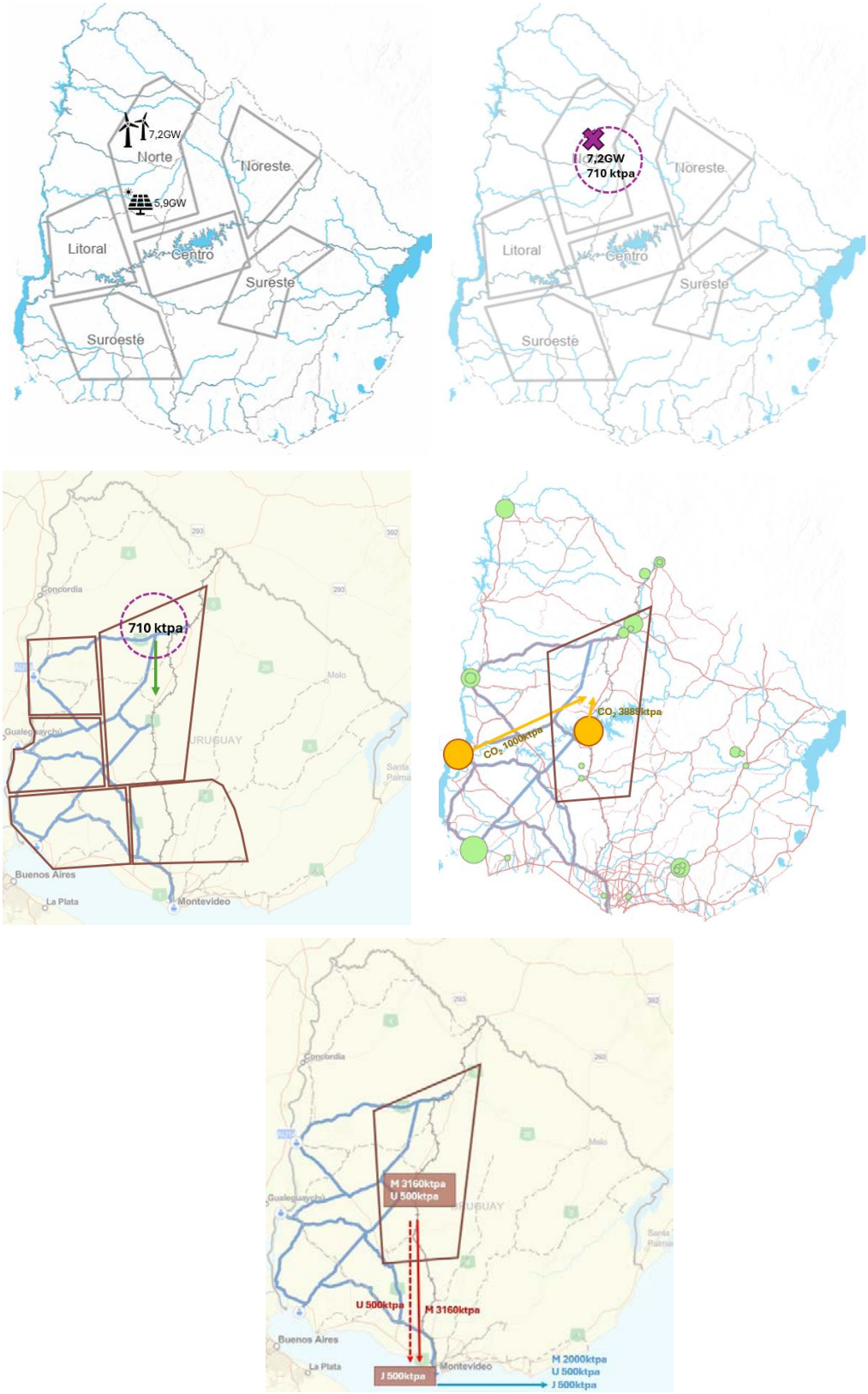


Figura 12-2: Id 1/3 - Esquemas de generación, electrolisis, transportes, CO2, producción y exportación

- Id 2: Generación uniformemente distribuida en todas las zonas (Escenario A)

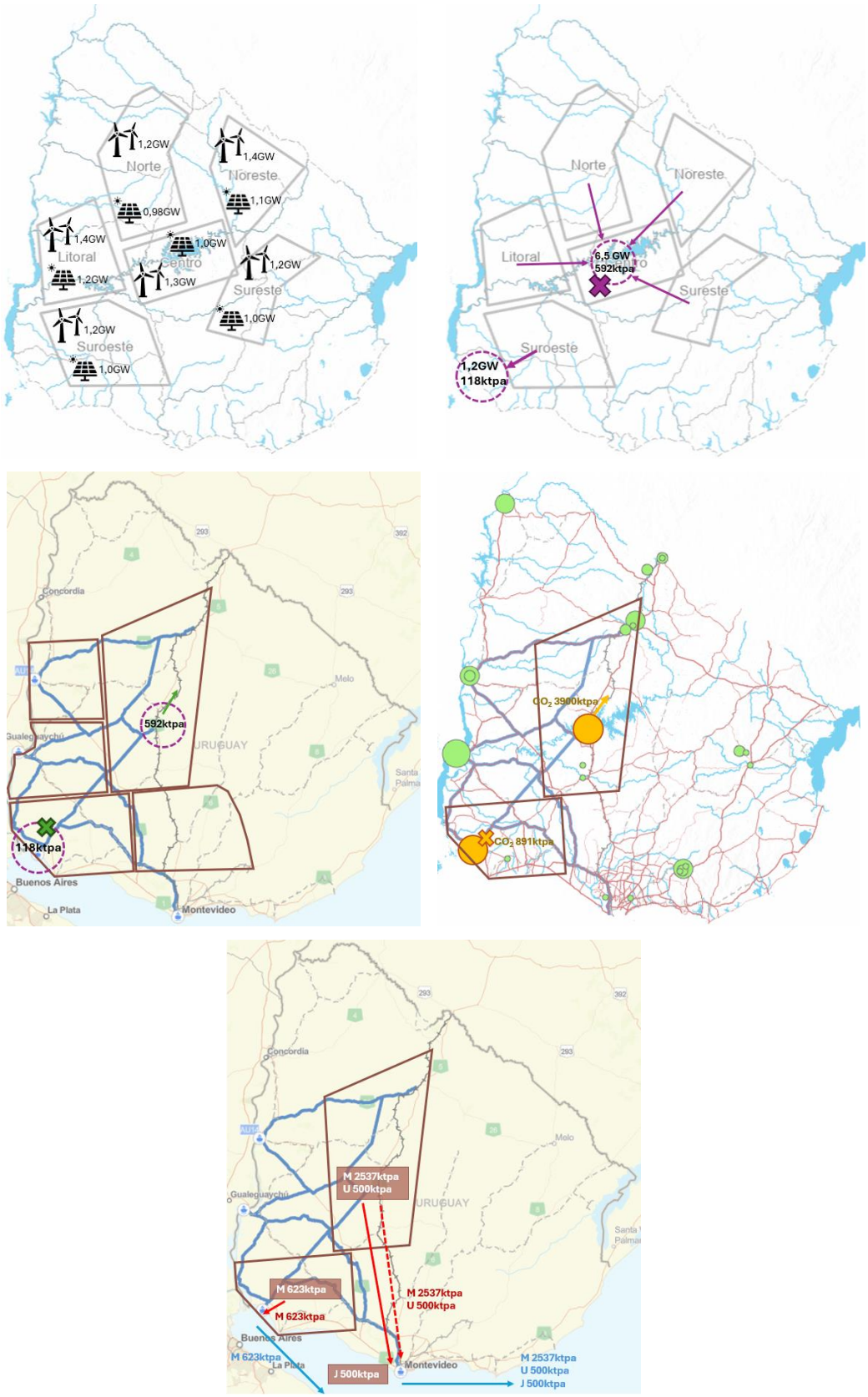


Figura 12-3: Id 2 - Esquemas de generación, electrolisis, transportes, CO2, producción y exportación

- Id 8: Generación en el suroeste (Escenario A)

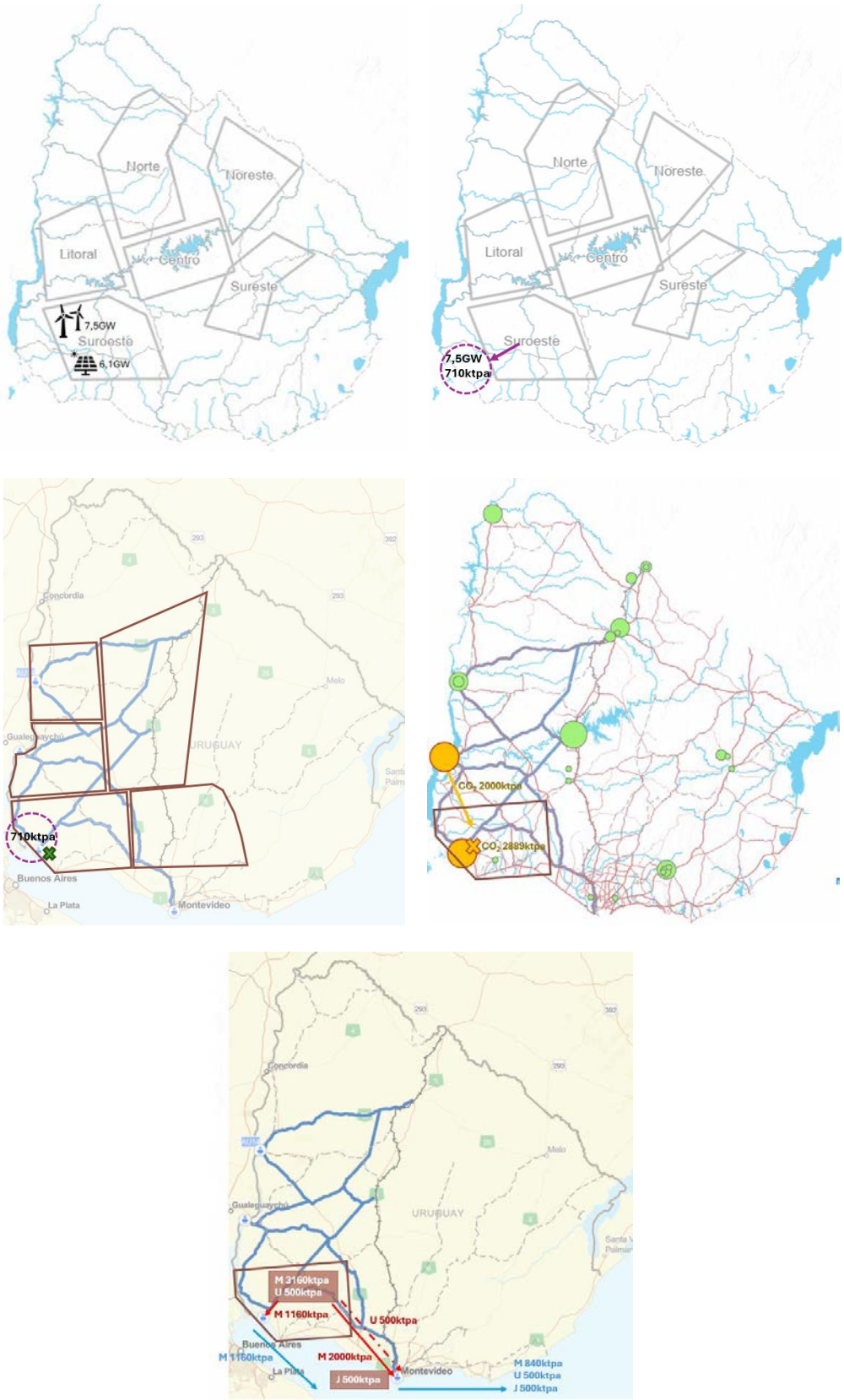


Figura 12-4: Id 8 - Esquemas de generación, electrolisis, transportes, CO2, producción y exportación

12.2.2.2 Escenario B

- Id 10 y 12: Generación óptima (Escenario B)

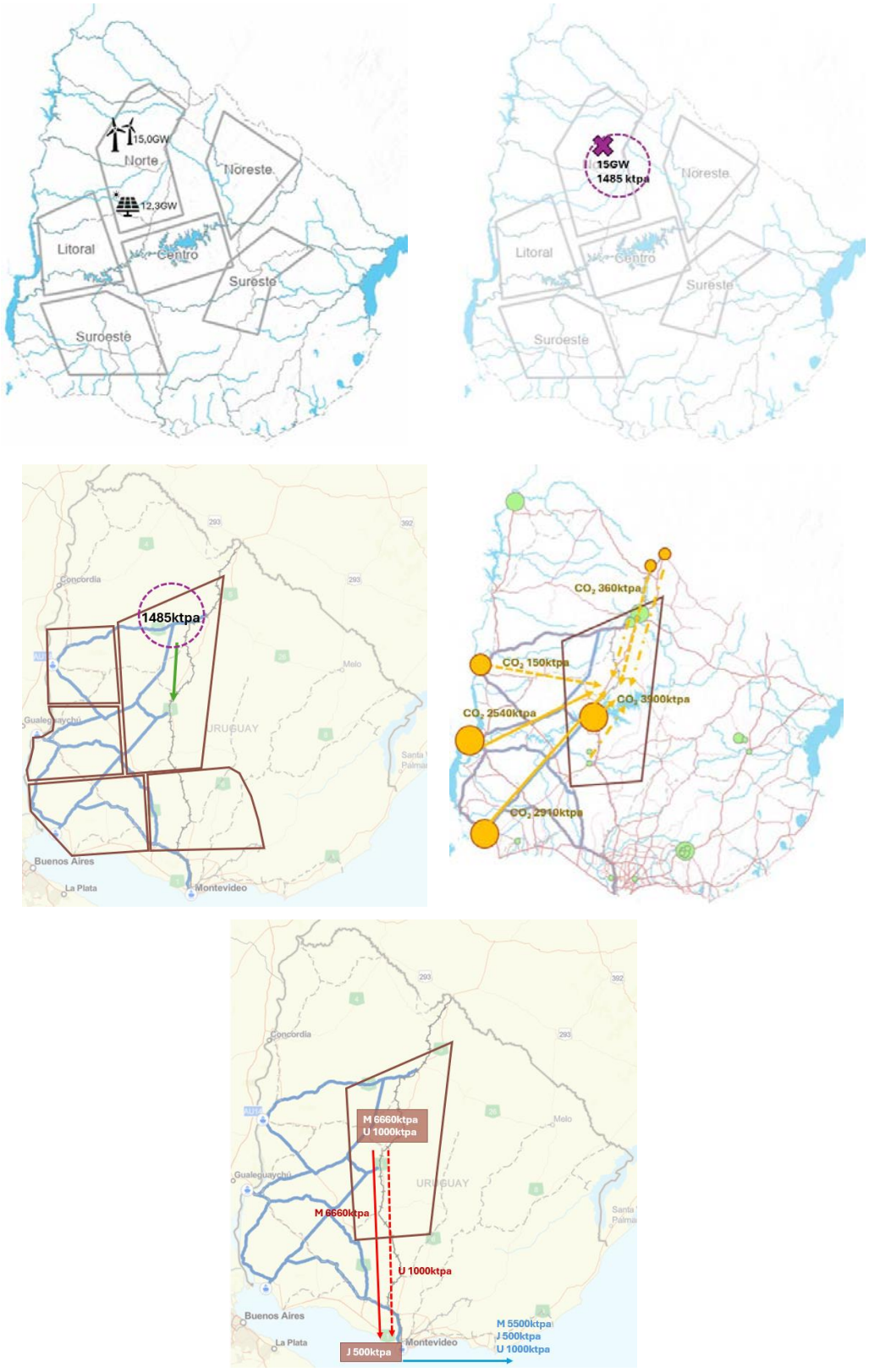


Figura 12-5: Id 10/12 - Esquemas generación, electrolisis, transportes, CO2, producción y exportación

- Id 17: Generación en el Suroeste (Escenario B)

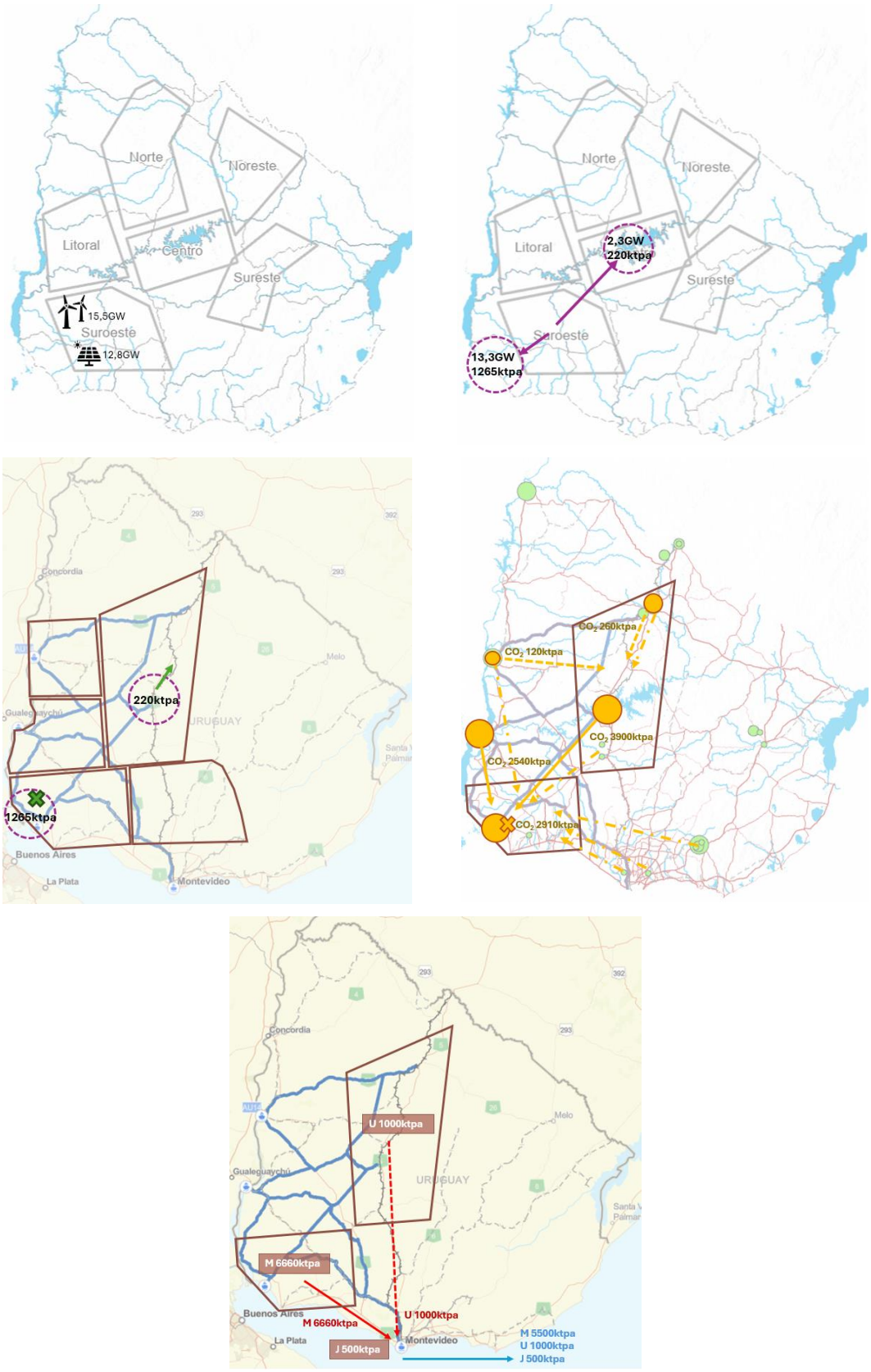


Figura 12-6: Id 17 - Esquemas de generación, electrolisis, transportes, CO2, producción y exportación

12.3 Análisis de sensibilidad

Se realizaron algunas pruebas de sensibilidad para analizar la robustes de las soluciones logísticas, las cuales se describen en las sub-secciones siguientes. Adicionalmente, en la Tabla 12-3 y Tabla 12-4, ubicadas al final de esta sección, se presenta un resumen de los resultados de estas.

12.3.1 Uso de la hidrovía

Se observa que ninguno de las configuraciones anteriores utiliza la hidrovía como vía de salida. Se realizaron dos pruebas para favorecer el uso de la hidrovía en el escenario de exportación A:

1. S1.1: Generación en zona litoral, asumiendo distancia nula a la zona de electrolización 4 y 7 para evitar costos de líneas de alta tensión y favorecer la salida por Fray Bentos y Paysandú. Esta configuración también permite analizar si se prioriza la hidrovía vs la ferrovía. Se elimina la producción de jetfuel para evitar conducción a Montevideo.

El esquema general de resultados obtenidos es el siguiente, observándose que, si bien hay se mantienen las ubicaciones de síntesis, la exportación de productos cambia: metanol vía Suroeste y Urea vía Montevideo. Se observa que no se utiliza el transporte hidroviario.

- Generación: 100% en zona Litoral
- Electrolisis: Zona Fray Bentos y zona Paysandú
- Síntesis: Metanol en zona Fray Bentos; Urea en zona Paysandú
- Puertos: Metanol por Puerto Suroeste; Urea por Puerto Montevideo
- Transportes:
    - CO2 a Fray Bentos: de UPM1 in-situ; CO2 por camión desde Montes del Plata
    - CO2 a Paysandú: de UPM2 por tren
    - Metanol por ducto desde Fray Bentos a Puerto Suroeste
    - Urea por tren a Puerto Montevideo

2. Costo: se obtiene un indicador de costo de hidrogeno equivalente de USD/kg 4,80Si se compara con el caso óptimo del escenario A (Id.1), se observa un aumento del 9% en el indicador de costos de Hidrógeno equivalente. Sin embargo, debe tenerse en cuenta que en este escenario no se prevee producción de jetfuel y por lo tanto la comparación de ambos casos no es completamente equivalente. De todas formas, se observa un incremento del orden de 9% sobre el indicador de costo de metanol de run 1.S1.2: Generación en zona litoral deshabilitando la opción de ductos de metanol para forzar el transporte por hidrovía. Se elimina la producción de jetfuel para evitar conducción a Montevideo.

El esquema general de resultados obtenidos es el siguiente, observándose que para este caso, la síntesis y producción se centraliza en la zona Fray Bentos y se exporta vía Fray Bentos. En este caso, sí existe transporte hidroviario.

- Generación: 100% en zona Litoral
- Electrolisis: zona Fray Bentos
- Síntesis: Metanol y Urea en zona Fray Bentos
- Puertos: Metanol y Urea por puerto Fray Bentos

- Transportes:
  - CO_2 in situ desde UPM1 y por ducto desde UPM2
- Costo: se obtiene un indicador de costo de hidrogeno equivalente de USD/kg 4,85. Si se compara con el caso óptimo del escenario A (Id.1), se observa un aumento del 10% en el indicador de costos de Hidrógeno equivalente. Sin embargo, debe tenerse en cuenta que en este escenario no se prevee producción de jetfuel y por lo tanto la comparación de ambos casos no es completamente equivalente. De todas formas, se observa un incremento del orden de 10% sobre el indicador de costo de metanol de run 1.

12.3.2 Capacidad del ferrocarril

S2: Se toma el caso C del ferrocarril, es decir, la representación de doble vía para el escenario A y generación optimizada, de manera de analizar si se prefiere este medio por sobre ductos y/o si se disminuyen los costos.

Los resultados obtenidos son los mismos a la configuración original (run 1) por lo cual se concluye que la capacidad en el ferrocarril no es una condicionante en esta configuración, manteniendo la ductos como una alternativa más competitiva.

12.3.3 Aumento de calado de Canal Martín García

1. S3.1: Para escenario de exportación A y distribución de generación optimizada, se asumió costos de exportación por puerto suroeste iguales a los de Montevideo de manera de representar el dragado a 14m del Canal Martín García y así la posibilidad de exportar en buques marítimos tipo Panamax desde este puerto.

El esquema general de resultados obtenidos es el siguiente:

- Generación óptima: 100% en el Norte
- Electrolisis: Norte
- Síntesis:
  - Metanol en la zona suroeste
  - Jet fuel en la refinería
  - Urea en la zona suroeste
- Puertos: Metanol y Urea por Puerto Suroeste; Jetfuel por puerto de Montevideo.
- Transportes:
  - Hidrogeno por ducto a Suroeste
  - CO_2 por ducto desde UPM1 y consumo in-situ de Montes del Plata
  - Metanol para exportación por ducto a puerto Suroeste
  - Metanol para jetfuel por ducto hasta Refinería en Puerto de Montevideo
  - Urea por camión hasta puerto Suroeste
- Costo: se obtiene un indicador de costo de hidrogeno equivalente de USD/kg 4,39, del mismo orden que la configuración original (run 1).

2. S3.2: Para escenario de exportación B y distribución de generación optimizada, se asumió costos de exportación por puerto suroeste iguales a los de Montevideo de manera de

representar el dragado a 14m del Canal Martín García y así la posibilidad de exportar en buques marítimos tipo Panamax desde este puerto.

El esquema general de resultados obtenidos es el siguiente:

- Generación óptima: 98,5% en el Norte y 1,5% en el Centro
- Electrolisis: Norte y Centro
- Síntesis:
  - Metanol en Fray Bentos
  - Jet fuel en la refinería
  - Urea en la zona central
- Puertos: Metanol por Puerto Suroeste; Urea y Jetfuel por puerto de Montevideo.
- Transportes:
  - Hidrogeno por ducto de Norte a Fray Bentos y de ELY Centro a HUB Centro
  - CO2 por ducto, ferrocarril y camión a HUBs
  - Metanol por ducto a Puerto Suroeste
  - Metanol para jetfuel por ducto hasta Puerto de Montevideo
  - Urea por ferrocarril hasta puerto de Montevideo
- Costo: se obtiene un indicador de costo de hidrogeno equivalente de USD/kg 4,31, del mismo orden que la configuración original (run 10).

12.3.4 Aumento de calado hasta Paysandú

1. S4.1: Para escenario de exportación A y generación optimizada, se asumió costos de exportación por puerto Suroeste, Paysandú y Fray Bentos iguales a los de Montevideo de manera de representar el dragado a 14m hasta Paysandú y así la posibilidad de exportar en buques marítimos tipo Panamax desde todos los puertos.

- Generación óptima: 100% en el Norte
- Electrolisis: Norte
- Síntesis:
  - Metanol en la zona de Fray Bentos
  - Jet fuel en la refinería
  - Urea en la zona de Fray Bentos
- Puertos: Metanol y Urea por Fray Bentos; Jetfuel por puerto de Montevideo.
- Transportes:
  - Hidrogeno por ducto a Fray Bentos
  - CO2 por ducto desde UPM2 y uso in-situ de UPM1
  - Metanol para jetfuel por ducto hasta Puerto de Montevideo
  - Urea por camión hasta puerto de Fray Bentos
- Costo: se obtiene un indicador de costo de hidrogeno equivalente de USD/kg 4,38, del mismo orden que la configuración original (run 1).

2. S4.2: Para escenario de exportación B y generación optimizada, se asumió costos de exportación por puerto Suroeste, Paysandú y Fray Bentos iguales a los de Montevideo de manera de representar el dragado a 14m hasta Paysandú y así la posibilidad de exportar en buques marítimos tipo Panamax desde todos los puertos.

El esquema general de resultados obtenidos es el siguiente:

- Generación óptima: 100% en el Norte
- Electrolisis: Norte y Paysandú
- Síntesis:
  - Metanol en la zona de Fray Bentos
  - Jet fuel en la refinería
  - Urea en la zona de Paysandú
- Puertos: Metanol por Puerto Fray Bentos; Urea por Puerto de Paysandú; Jetfuel por puerto de Montevideo.
- Transportes:
  - Hidrogeno por ducto desde Norte a Fray Bentos
  - CO2 por ducto, ferrocarril y camión a HUBs
  - Metanol para jetfuel por ducto hasta Puerto de Montevideo
  - Urea por tren hasta puerto de Paysandú
- Costo: se obtiene un indicador de costo de hidrogeno equivalente de USD/kg 4,30, del mismo orden que la configuración original (run 10).

12.3.5 Objetivos de producción

Se realizaron algunas pruebas con los escenarios de producción.

1. S5.1: Se definió un nuevo escenario de producción de metanol menor al B, correspondiente a la utilización de las tres mayores fuentes de CO2 y evitando el transporte de las demás fuentes. El nuevo escenario resultante es: 4800ktpa de metanol, 1000ktpa de Urea, 500ktpa de jetfuel. Para esta prueba se considera generación optima.

El esquema general de resultados obtenidos es el siguiente:

- Generación óptima: 100% en el Norte
- Electrolisis: Norte
- Síntesis:
  - Metanol en la zona central
  - Jet fuel en la refinería
  - Urea en la zona central
- Puertos: Puerto de Montevideo.
- Transportes:
  - CO2 por ducto a zona Central

- Metanol por ducto hasta puerto de Montevideo
- Urea por tren hasta puerto de Montevideo

- Costo: el costo de hidrogeno equivalente se mantiene en USD/kg 4,32, al igual que en la configuración original (run 10). Por lo que, a pesar de que se esté produciendo menos producto total, los ahorros en la logística de CO2 se equiparan a la "pérdida" de escala en la producción.

2. S5.2: Se definió un nuevo escenario de menor producción para analizar el impacto de los efectos de escala. El mismo consiste en 600ktpa de metanol, 600ktpa de urea y 300ktpa de jetfuel. Para esta prueba se considera generación optima.

El esquema general de resultados obtenidos es el siguiente:

- Generación: 100% en el Norte
- Electrolisis: Norte
- Síntesis:
  - Metanol y urea en la zona Central
  - Jetfuel en la refinería
- Puertos: Puerto de Montevideo.
- Transportes:
  - Hidrogeno por ducto desde ELY Norte a HUB Central
  - CO2 desde UPM2
  - Metanol por ducto hasta Puerto de Montevideo
  - Urea por tren a Puerto de Montevideo
- Costo: se obtiene un indicador de costo de hidrogeno equivalente de USD/kg 4,64, representando un aumento del 5% en comparación a la configuración óptima del escenario A (run 1).

12.3.6 Caso sin Ductos

1. S6.1: Para escenario de exportación A y generación optimizada, se eliminó la opción de transporte de metanol vía ducto.

El esquema general de resultados obtenidos es el siguiente:

- Generación: 100% en el Norte
- Electrolisis: Norte
- Síntesis:
  - Metanol y urea en la zona Central
  - Jetfuel en la refinería
- Puertos: Puerto de Montevideo.
- Transportes:
  - Hidrogeno por ducto desde ELY Norte a HUB Central
  - CO2 por ducto desde UPM1 y UPM2

- Metanol por tren hasta Puerto de Montevideo
- Urea por tren a Puerto de Montevideo

- Costo: se obtiene un indicador de costo de hidrogeno equivalente de USD/kg 4,42, representando un aumento de tan solo 0,5% en comparación a la configuración óptima del escenario A (run 1). Desde otra perspectiva, si se considera únicamente el indicador de costos para la fracción de transporte y logística, notamos que el aumento en este item es del 6%, mientras que el aumento en el indicador de costo de transporte de Metanol es del 46%. Adicionalmente se debe tener en cuenta que en esta comparación no se contabilizan los costos asociados a la infraestructura de carga y descarga de trenes, derivación de vía a HUB industrial, pera ferroviaria en puerto, etc. que incrementarían la brecha de costos.

2. S6.2: Para escenario de exportación B y generación optimizada, se eliminó la opción de transporte de metanol vía ducto. Se adopta la configuración B de ferrocarril (vía simple, tren de 800m).

El esquema general de resultados obtenidos es el siguiente:

- Generación: 100% en el Norte
- Electrolisis: Norte
- Síntesis:
  - Metanol y urea en la zona Sur
  - Jetfuel en la refinería
- Puertos: Puerto de Montevideo.
- Transportes:
  - Hidrogeno por ducto desde ELY Norte a HUB Sur
  - CO2 por ducto desde UPM1, UPM2 y Montes del Plata
  - CO2 por Ferrocarril y camión de fuentes dispersas
  - Metanol por tren desde zona sur hasta Puerto de Montevideo
  - Urea por tren desde zona sur a Puerto de Montevideo
- Costo: se obtiene un indicador de costo de hidrogeno equivalente de USD/kg 4,35, representando un aumento de tan solo 0,7% en comparación a la configuración óptima del escenario B (run 10). Desde otra perspectiva, si se considera únicamente el indicador de costos para la fracción de transporte y logística, notamos que el aumento en este item es del 8%, mientras que el aumento en el indicador de costo de transporte de Metanol es del 3%. Además, se observa que, para este escenario, hubo un cambio en la estrategia de producción, utilizando el HUB Sur en lugar del HUB Centro. Esto aumenta la distancia de transporte de Hidrogeno, y por los tanto sus costos, los cuales varían en un 40%. Adicionalmente se debe tener en cuenta que en esta comparación no se contabilizan los costos asociados a la infraestructura de carga y descarga de trenes, derivación de vía a HUB industrial, pera ferroviaria en puerto, etc. que incrementarían la brecha de costos.

3. S6.3: Para escenario de exportación A y generación optimizada, se eliminó la opción de transporte vía ducto para todas las materias primas y/o productos (H2, CO2, metanol).

El esquema general de resultados obtenidos es el siguiente:

- Generación: 56% en el Norte y 44% en el Suroeste
- Electrolisis: Fray Bentos y Suroeste
- Síntesis:
  - Metanol en Suroeste y Fray Bentos
  - Jetfuel en refinería
  - Urea en Fray Bentos
- Puerto: Suroeste (metanol), Fray Bentos (metanol y urea), Montevideo (jetfuel).
- Transportes:
  - Transmisión desde Norte a Fray Bentos y desde Suroeste a ELY Suroeste
  - Consumos de CO2 in-situ desde Montes del Plata y UPM1
  - Metanol para jetfuel por camión desde Suroeste y Fray Bentos a Refinería
- Costo: se obtiene un indicador de costo de hidrogeno equivalente de USD/kg 4,48, representando un aumento del 2% en comparación a la configuración óptima del escenario A (run 1). Desde otra perspectiva, si se considera únicamente el indicador de costos para la fracción de transporte y logística, notamos que el aumento en este item es del 5%, mientras que el aumento en el indicador de costo de transporte de Metanol es del 37%. Adicionalmente se debe tener en cuenta que en esta comparación no se contabilizan los costos asociados a la infraestructura de carga y descarga de trenes, derivación de vía a HUB industrial, pera ferroviaria en puerto, etc. que incrementarían la brecha de costos.

4. S6.4: Para escenario de exportación A y generación optimizada, se eliminó la opción de transporte vía ducto de hidrógeno y metanol, manteniendo los ductos de CO2 como posibilidad. Se adopta la configuración B de ferrocarril (vía simple, tren de 800m).

El esquema general de resultados obtenidos es el siguiente:

- Generación: 84% en el Norte y 16% en el Suroeste
- Electrolisis: Paysandú y Suroeste
- Síntesis:
  - Metanol en Suroeste y Paysandú
  - Jetfuel en refinería
  - Urea en Paysandú
- Puerto: Suroeste (metanol), Montevideo (metanol, jetfuel y urea).
- Transportes:
  - Transmisión desde Norte a Paysandú y desde Suroeste a ELY Suroeste
  - Consumos de CO2 in-situ desde Montes del Plata en Suroeste y transporte por ducto desde UPM2 a Paysandú
  - Metanol por ferrocarril desde Paysandú a Montevideo (para exportación) y Refinería (para jetfuel)
  - Metanol por camión a puerto SO
  - Urea por ferrocarril desde Paysandú a Montevideo

- Costo: se obtiene un indicador de costo de hidrogeno equivalente de USD/kg 4,47, representando un aumento del 2% en comparación a la configuración óptima del escenario A (run 1). Desde otra perspectiva, si se considera únicamente el indicador de costos para la fracción de transporte y logística, notamos que el aumento en este item es del 9%, mientras que el aumento en el indicador de costo de transporte de Metanol es del 72%, debido a la utilización tanto de trenes como de camiones. Adicionalmente se debe tener en cuenta que en esta comparación no se contabilizan los costos asociados a la infraestructura de carga y descarga de trenes, derivación de vía a HUB industrial, pera ferroviaria en puerto, etc. que incrementarían la brecha de costos

5. S6.5: Para escenario de exportación B y generación optimizada, se eliminó la opción de transporte vía ducto de hidrógeno y metanol, manteniendo los ductos de CO2 como posibilidad. Se adopta la configuración B de ferrocarril (via simple, tren de 800m).

El esquema general de resultados obtenidos es el siguiente:

- Generación: 74% en el Norte y 26% en el Suroeste
- Electrolisis: Paysandú y Suroeste
- Síntesis:
  - Metanol en Suroeste y Paysandú
  - Jetfuel en refinería
  - Urea en Paysandú
- Puerto: Suroeste (metanol), Montevideo (metanol, jetfuel y urea).
- Transportes:
  - Transmisión desde Norte a Paysandú y desde Suroeste a ELY Suroeste
  - Consumos de CO2 in-situ desde Montes del Plata en Suroeste
  - Transporte de CO2 por ducto desde UPM1 y UPM2 a Paysandú
  - Transporte de CO2 por Ferrocarril y camión de fuentes dispersas
  - Metanol por ferrocarril desde Paysandú a Montevideo (para exportación) y Refinería (para jetfuel)
  - Metanol por camión a puerto SO
  - Urea por ferrocarril desde Paysandú a Montevideo
- Costo: se obtiene un indicador de costo de hidrogeno equivalente de USD/kg 4,39, representando un aumento del 2% en comparación a la configuración óptima del escenario B (run 10). Desde otra perspectiva, si se considera únicamente el indicador de costos para la fracción de transporte y logística, notamos que el aumento en este item es del 11%, mientras que el aumento en el indicador de costo de transporte de Metanol es del 142%, debido a la utilización tanto de trenes como de camiones. Adicionalmente se debe tener en cuenta que en esta comparación no se contabilizan los costos asociados a la infraestructura de carga y descarga de trenes, derivación de vía a HUB industrial, pera ferroviaria en puerto, etc. que incrementarían la brecha de costos

6. S6.6: Para escenario de exportación A y generación optimizada, se eliminó la opción de transporte vía ducto de hidrógeno, manteniendo los ductos de metanol y CO2 como posibilidad.

El esquema general de resultados obtenidos es el siguiente:

- Generación: 56% en el Norte y 44% en el Suroeste
- Electrolisis: Fray Bentos y Suroeste
- Síntesis:
  - Metanol en Suroeste y Fray Bentos
  - Jetfuel en refinería
  - Urea en Fray Bentos
- Puerto: Suroeste (metanol), Montevideo (metanol y jetfuel), Fray Bentos (urea).
- Transportes:
  - Transmisión desde Norte a Fray Bentos y desde Suroeste a ELY Suroeste
  - Consumos de CO2 in-situ desde Montes del Plata en Suroeste y desde UPM1 en Fray Bentos
  - Metanol por ducto desde Fray Bentos a Suroeste (para exportación)
  - Metanol por ducto desde SO a Montevideo (para jetfuel y exportación)
  - Urea por camión a Fray Bentos

Costo: Se obtiene un indicador de costo de hidrogeno equivalente de USD/kg 4,43, representando un aumento del 1% en comparación a la configuración óptima del escenario A (run 1). A diferencia de los otros casos de sensibilización de ductos, en este caso vemos una disminución en los costos de transporte en un 9%. Esto, debido a que, al no existir la posibilidad de transportar Hidrógeno por ductos, el Modelo prefiere cambiar la estrategia planteada en el caso óptimo, de manera de evitar el transporte de Hidrógeno. En este caso de sensibilización, se tiene solo transporte de energía, Metanol y Urea, utilizando el H_2 y CO_2 in situ.

7. S6.7: Para escenario de exportación B y generación optimizada, se eliminó la opción de transporte vía ducto de hidrógeno, manteniendo los ductos de metanol y CO2 como posibilidad.

El esquema general de resultados obtenidos es el siguiente:

- Generación: 100% en el Norte
- Electrolisis: Paysandú
- Síntesis:
  - Metanol en Paysandú
  - Jetfuel en refinería
  - Urea en Paysandú
- Puerto: Montevideo
- Transportes:
  - Transmisión desde Norte a Paysandú

- Transporte de CO2 por ducto desde UPM1, UPM2 y Montes del Plata a Paysandú
- Transporte de CO2 por Ferrocarril y camión de fuentes dispersas
- Metanol por ducto desde Paysandú a Montevideo
- Urea por ferrocarril desde Paysandú a Montevideo

- Costo: se obtiene un indicador de costo de hidrogeno equivalente de USD/kg 4,35, representando un aumento del 1% en comparación a la configuración óptima del escenario B (run 10). Desde otra perspectiva, si se considera únicamente el indicador de costos para la fracción de transporte y logística, notamos que el aumento en este item es del 8%, mientras que el aumento en el indicador de costo de transporte de Hidrogeno/electrones es del 25%. Al igual que el caso de sensibilización 6.6, el Modelo prioriza un cambio en la estrategia, de manera de evitar el transporte de Hidrógeno.

8. S6.8: Para escenario de exportación A y forzando la configuración correspondiente al escenario optimo (run 1), es decir, generación en el norte, síntesis en zona central y exportación vía puerto de Montevideo, pero eliminando la opción de ducto de hidrógeno, y definiendo la electrolisis en zona central. Esta corrida permite evaluar el impacto sobre el costo al forzar la transmisión de electrones hacia las zonas de producción, en lugar de transportar hidrogeno por ducto. Se fija caso B para el ferrocarril, es decir, tren de 800m.

El esquema general de resultados obtenidos es el siguiente:

- Generación: 100% en el Norte
- Electrolisis: Centro
- Síntesis:
  - Metanol en zona Central
  - Jetfuel en refinería
  - Urea en zona Central
- Puerto: Montevideo
- Transportes:
  - Transmisión desde Norte a zona Central
  - Hidrogeno gaseoso por tren y camión desde ELY Central a zona Central
  - Transporte de CO2 por ducto desde UPM1 y UPM2
  - Metanol por ducto desde zona Central a Montevideo
  - Urea por ferrocarril desde zona Central a Montevideo

Costo: se obtiene un indicador de costo de hidrogeno equivalente de USD/kg 4,75, representando un aumento del 8% en comparación a la configuración óptima del escenario A (run 1). Los costos logísticos aumentan en un 95%, mientras que el costo del transporte de Hidrógeno aumentó más de 5 veces. Al forzar al modelo a mantener la estrategia generada en el caso optimo, pero con transmisión hasta electrolizadores en zona central, este debe recurrir al transporte de Hidrogeno por tren y camión desde dichos electrolizadores hasta el Hub central (aprox. 50km) para suplir la ausencia de ducto de Hidrógeno, aumentando notablemente los costos generales y de transporte.

12.3.7 Caso sin refinería

1. S7.1: Para escenario de exportación A y generación optimizada, se eliminó la opción de síntesis de jetfuel en la refinería de ANCAP.

El esquema general de resultados obtenidos es el siguiente:

- Generación: 100% en el Norte
- Electrolisis: Norte
- Síntesis: zona Central
- Puertos: Puerto de Montevideo.
- Transportes:
  - Hidrogeno por ducto desde ELY Norte a HUB Central
  - CO2 por ducto desde UPM1 y UPM2
  - Metanol por ducto hasta Puerto de Montevideo
  - Jetfuel por tren hasta Puerto de Montevideo
  - Urea por tren a Puerto de Montevideo
- Costo: se obtiene un indicador de costo de hidrogeno equivalente de USD/kg 4,45, representando un aumento de tan solo 1% en comparación a la configuración óptima del escenario A (run 1). Sin embargo, el costo final del jetfuel aumenta un 5% aproximadamente.

2. S7.2: Para escenario de exportación B y generación optimizada, se eliminó la opción de síntesis de jetfuel en la refinería de ANCAP.

El esquema general de resultados obtenidos es el siguiente. Se observa que es análogo a la corrida S7.1.

- Generación: 100% en el Norte
- Electrolisis: Norte
- Síntesis: zona Central
- Puertos: Puerto de Montevideo.
- Transportes:
  - Hidrogeno por ducto desde ELY Norte a HUB Central
  - CO2 por ducto, tren y camión desde diversas fuentes
  - Metanol por ducto hasta Puerto de Montevideo
  - Jetfuel por tren hasta Puerto de Montevideo
  - Urea por tren a Puerto de Montevideo
- Costo: se obtiene un indicador de costo de hidrogeno equivalente de USD/kg 4,34, representando un aumento de menos del 1% en comparación a la configuración óptima del escenario B (run 10). Sin embargo, el costo final del jetfuel aumenta un 5% aproximadamente.

12.3.8 Escalabilidad

En este análisis de sensibilidad se busca representar un potencial crecimiento en fases, partiendo por transporte de productos por ferrocarril a Puerto de Montevideo, luego la construcción de un ducto de metanol hacia el mismo puerto, y por último habilitar la

posibilidad de construcción de un Puerto al Suroeste con la potencial inclusión de un hub industrial en esta zona.

12.3.8.1 Fase 1

Se parte desde un escenario A con generación óptima y deshabilitando la opción de ducto de metanol y la opción de puerto SO, forzando el transporte por ferrocarril. Cómo la solución depende de la capacidad del ferrocarril considerada, se analizan los 3 casos posibles permitidos en el input del modelo:

A. Situación actual del Ferrocarril Central (tren de 500m)

B. Tren de 800m

C. Doble vía y tren de 800m

La capacidad del ferrocarril en Caso A es suficiente para enviar todos los productos a puerto de Montevideo, manteniendo la configuración original, pero transportando los productos vía ferrocarril en lugar de ducto. Este caso coincide con el S6.1 simulado en la sección 12.3.6.

Se obtiene un indicador de costo de hidrogeno equivalente de USD/kg 4,42, representando un aumento de 0,5%. Desde otra perspectiva, si se considera únicamente el indicador de costos para la fracción de transporte y logística, notamos que el aumento en este item es del 6%, mientras que el aumento en el indicador de costo de transporte de Metanol es del 46%. Adicionalmente, estos costos no contemplan los costos asociados a la ampliación del sistema de señalización y control del ferrocarril central, infraestructura de carga y descarga de trenes, derivación de vía a HUB industrial, pera ferroviaria en puerto, etc. que incrementarían la brecha de costos.

12.3.8.2 Fase 2

En una segunda fase, para el mismo escenario A, se habilita la opción de ducto de metanol hacia puerto de Montevideo. El esquema general de resultados obtenidos es el mismo que el caso óptimo del escenario A (ver sección 12.2.2.1, Id. 1).

En la Figura 12-7 se observa el esquema general de generación, electrolisis, transportes, CO2, producción y exportación para Fase 1 (asumiendo tren de 500m) y Fase 2.

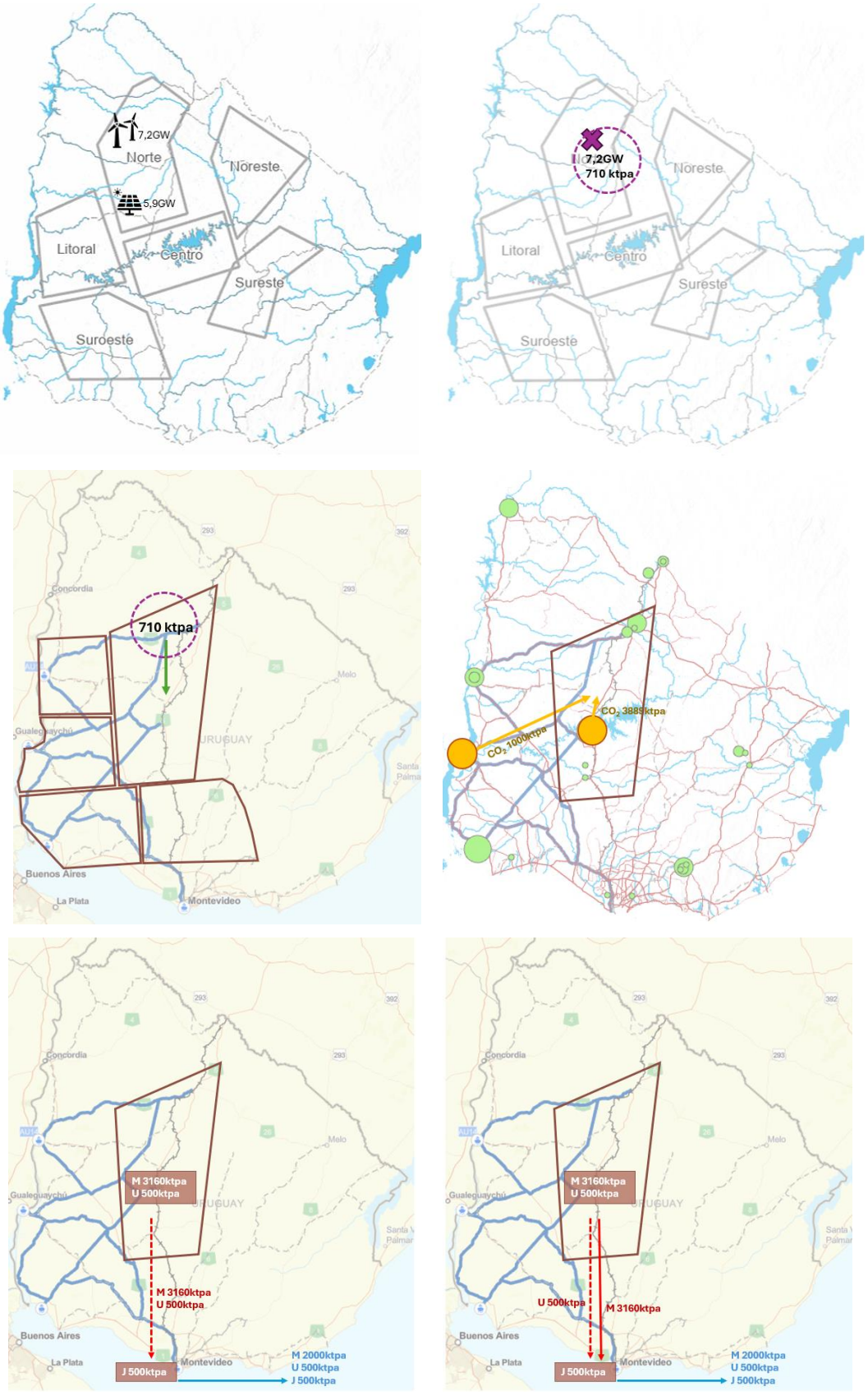


Figura 12-7: Escalabilidad - Esquemas de generación, electrolisis, transportes, CO2, producción y exportación (fase 1 en panel inferior izquierdo y fase 2 en panel inferior derecho)

12.3.8.3 Fase 3

Para la producción de escenario B se habilita el puerto SO pero partiendo de una producción existente en la zona central correspondiente a la Fase 1 y 2, representando la preexistencia de un HUB industrial en el centro del país.

Se observa que este caso coincide con la corrida Id. 10 del escenario B, donde el modelo elige tener un gran HUB industrial en el centro del país y exportar vía Montevideo (ver sección 12.2.2.2, Id. 10). Por lo tanto, se podría concluir que el modelo encuentra óptimo ampliar el polo industrial central y exportar vía Montevideo antes que abrir otro en la región suroeste y exportar vía puerto suroeste.

En este caso es importante considerar que las infraestructuras de conducción de metanol a construirse desde la zona industrial central hasta el Puerto de Montevideo debieran poseer, desde un inicio, las dimensiones adecuadas para transportar el metanol proyectado en escenario B de manera de posibilitar la proyección de expansión con la misma infraestructura. De considerarse la proyección de productos de escenario B, con una necesidad de transporte total de metanol de 6.660.000 tpa, el diámetro estimado de la tubería es del orden de 18 pulgadas.

Opción Ferrocarril para escenario B

Se testea la opción de utilizar el ferrocarril para el escenario de exportación B, en caso de que no se desee construir ducto. La capacidad del ferrocarril en Caso A no es suficiente para este escenario, por lo cual se considera el Caso B (tren de 800m). El modelo arroja los mismos resultados que el caso S6.2 simulado en la sección 12.3.6. Los mismos muestran que basta con considerar un tren de 800m, es decir, ajustando el sistema de señalización y control, para alcanzar la capacidad requerida para enviar todos los productos por tren hacia puerto de Montevideo para el escenario B.

Se obtiene un indicador de costo de hidrogeno equivalente de USD/kg 4,35, representando un aumento de tan solo 0,7% aproximadamente en comparación a la configuración óptima del escenario B (run 10). Desde otra perspectiva, si se considera únicamente el indicador de costos para la fracción de transporte y logística, notamos que el aumento en este item es del 8%, mientras que el aumento en el indicador de costo de transporte de Metanol es del 3%. Observar además que para este escenario, hubo un cambio en la estrategia de producción, utilizando el HUB Sur en lugar del HUB Centro. Esto aumenta la distancia de transporte de Hidrogeno, y por los tanto sus costos, los cuales varían en un 40%. Adicionalmente se debe tener en cuenta que en esta comparación no se contabilizan los costos asociados a la infraestructura de carga y descarga de trenes, derivación de vía a HUB industrial, pera ferroviaria en puerto, etc. que incrementarían la brecha de costos.

Vale aclarar que estos costos no contemplan los costos asociados a la ampliación del sistema de señalización y control del ferrocarril central, infraestructura de carga y descarga de trenes, derivación de vía a HUB industrial, pera ferroviaria en puerto, etc. que incrementarían la brecha de costos.

12.3.9 Tablas resumen

En la Tabla 12-1 de la siguiente página se presentan los resultados principales de las runs realizadas dentro del análisis de sensibilidad. Mientras que en la Tabla 12-4, se presenta un resumen de los indicadores de costos totales por componente. La nomenclatura de cada corrida (Id) coincide con la mencionada en las descripciones de las secciones correspondientes anteriores. Valen las mismas consideraciones, excepciones y descripciones detalladas en la sección 12.2.1.

Tabla 12-3: Resumen de resultados obtenidos para los análisis de sensibilidad. Nomenclatura de corrida (Id) en secciones correspondientes

Componente	Parámetro	S1.1	S1.2	S2	S3.1	S3.2	S4.1	S4.2	S5.1	S5.2	S 6.1	S6.2	S6.3	S6.4	S6.5	S6.6	S6.7	S6.8	S7.1	S7.2	S8.1
Generación	GW instalados eólica	5.8	5.8	7.2	7.2	15.0	7.2	15.0	13.7	3.8	7.2	15.0	7.3	7.2	15.2	7.3	15.0	7.2	7.2	15.0	7.2
	GW instalados solar	4.8	4.8	5.9	5.9	12.3	5.9	12.3	11.2	3.1	5.9	12.3	6.0	5.9	12.4	6.0	12.3	5.9	5.9	12.3	5.9
	Zonas	Lit	Lit	N	N	N, Cen	N	N	N	N	N	N	N, SO	N, SO	N, SO	N, SO	N	N	N	N	N
	% del CPNA Total	49.6%	49.0%	45.9%	46.0%	46.8%	46.1%	47.0%	46.7%	43.6%	45.6%	46.5%	45.8%	45.5%	46.4%	46.3%	46.5%	42.6%	45.4%	46.5%	45.6%
Transmisión	GW transmitidos	0.0	0.0	0.0	0.0	2.0	0.0	2.2	0.0	0.0	0.0	0.0	7.3	7.2	15.2	7.3	15.0	7.2	0.0	0.0	0.0
	% del CPNA Total	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.1%	0.0%	0.3%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	1.4%	1.0%	1.0%	1.4%	1.2%	0.9%	0.0%	0.0%	0.0%
Electrolisis	GW electrolisis	5.8	5.8	7.2	7.2	15.0	7.2	15.0	13.7	3.8	7.2	15.0	7.3	7.2	15.2	7.3	15.0	7.2	7.2	15.0	7.2
	Zonas	FB, Pay	FB	N	N	N, Cen	N	N, Pay	N	N	N	N	FB, SO	SO, Pay	SO, Pay	FB, SO	Pay	Cen	N	N	N
	% del CPNA Total	13.7%	13.6%	12.7%	12.8%	13.0%	12.8%	13.0%	13.0%	12.1%	12.7%	12.9%	12.7%	12.6%	12.9%	12.9%	12.9%	11.8%	12.6%	12.9%	12.7%
Síntesis	Zonas	FB, Pay	FB	Cen, Ref	SO, Ref	FB, Cen, Ref	FB, Ref	FB, Pay, Ref	Cen, Ref	Cen, Ref	Cen, Ref	S, Ref	SO, FB, Ref	SO, Pay, Ref	SO, Pay, Ref	SO, FB, Ref	Pay, Ref	Cen, Ref	Cen	Cen	Cen, Ref
	% del CPNA Total	29.3%	29.0%	33.2%	33.3%	31.2%	33.3%	31.3%	31.7%	36.9%	33.0%	31.0%	33.0%	33.1%	30.9%	33.4%	31.0%	30.8%	34.0%	31.6%	33.0%
H2 por tuberia	Ktpa	0	0	710	710	1485	710	1265	1352	378	710	1485	0	0	0	0	0	0	710	1485	710
	% del CPNA Total	0.0%	0.0%	1.2%	1.8%	1.2%	1.6%	1.1%	1.0%	1.5%	1.2%	1.4%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	1.2%	1.0%	1.2%
H2 por ferrocarril	Ktpa	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	703.19	-	-	-
	% del CPNA Total	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	7.3%	0.0%	0.0%	0.0%
H2 por camión	Ktpa	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7.21	-	-	-
	% del CPNA Total	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%
CO2 por tubería	Ktpa	0	750	4889	2000	6810	2500	6810	9263	2297	4889	9350	0	3900	6440	0	9350	4889	4889	9350	4889
	% del CPNA Total	0.0%	0.7%	1.0%	0.7%	0.9%	0.8%	0.9%	1.2%	0.5%	1.0%	1.4%	0.0%	0.9%	0.8%	0.0%	1.4%	0.9%	1.0%	1.1%	1.0%
CO2 por ferrocarril	Ktpa	320	-	-	-	570	-	654	-	-	-	795	-	-	660	-	660	-	-	720	-
	% del CPNA Total	0.2%	0.0%	0.0%	0.0%	0.2%	0.0%	0.3%	0.0%	0.0%	0.0%	0.4%	0.0%	0.0%	0.3%	0.0%	0.3%	0.0%	0.0%	0.3%	0.0%
CO2 por camión	Ktpa	370	-	-	-	344	-	260	-	-	-	119	-	107	296	-	254	-	-	194	-
	% del CPNA Total	0.5%	0.0%	0.0%	0.0%	0.2%	0.0%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.1%	0.0%	0.0%	0.1%	0.0%	0.1%	0.0%	0.0%	0.1%	0.0%
Metanol por tubería	Ktpa	2000	0	3160	3160	6660	1160	1160	5960	0	0	0	0	0	0	3160	6660	3160	2000	5500	0
	% del CPNA Total	0.4%	0.0%	1.0%	0.5%	0.5%	0.6%	0.3%	0.7%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.7%	0.9%	1.0%	0.7%	0.6%	0.0%
Metanol por ferrocarril	Ktpa	0	0	0	0	0	0	0	0	1296	3160	6660	0	2544	4655	0	0	0	0	0	3160
	% del CPNA Total	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	1.1%	1.5%	0.7%	0.0%	1.6%	1.4%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	1.5%
Metanol por camión	Ktpa	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2,517.28	616.44	2,005.46	-	-	-	-	-	-
	% del CPNA Total	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	1.4%	0.1%	0.2%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Jetfuel por ferrocarril	Ktpa	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	500	500	0
	% del CPNA Total	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Jetfuel por camión	Ktpa	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	% del CPNA Total	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Urea por ferrocarril	Ktpa	500	0	500	0	1000	0	1000	1000	600	500	1000	0	500	1000	0	1000	500	500	1000	500
	% del CPNA Total	0.4%	0.0%	0.2%	0.0%	0.2%	0.0%	0.1%	0.2%	0.5%	0.2%	0.1%	0.0%	0.3%	0.3%	0.0%	0.3%	0.2%	0.2%	0.2%	0.2%
Urea por camión	Ktpa	0	500	0	500	0	500	0	0	0	0	0	500	0	0	500	0	0	0	0	0
	% del CPNA Total	0.0%	0.1%	0.0%	0.1%	0.0%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.1%	0.0%	0.0%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Exportación (puerto + flete)	Puertos	MVD, SO	Fray Bentos	MVD	MVD, SO	MVD, SO	MVD, Fray Bentos	MVD, Paysandú, Fray Bentos	MVD	MVD	MVD	MVD	MVD, SO, Fray Bentos	MVD, SO	MVD, SO	Fray Bentos	MVD	MVD	MVD	MVD	MVD
	% del CPNA Total	5.9%	7.5%	4.8%	4.8%	5.6%	4.8%	5.7%	5.5%	3.9%	4.7%	5.6%	5.6%	4.8%	5.7%	5.2%	5.6%	4.4%	4.7%	5.6%	4.7%
Indicador Costo H2eq	USD/kg H_2eq	$ 4.80	$ 4.85	$ 4.40	$ 4.39	$ 4.31	$ 4.38	$ 4.30	$ 4.32	$ 4.64	$ 4.42	$ 4.35	$ 4.48	$ 4.47	$ 4.39	$ 4.43	$ 4.35	$ 4.75	$ 4.45	$ 4.34	$ 4.42
	% dif caso original	-	-	-	-0.3%	0.0%	-0.4%	-0.4%	0.2%	5.3%	0.5%	0.7%	1.8%	1.4%	1.8%	0.6%	0.7%	7.8%	1.1%	0.6%	0.5%
Indicador Costo H2	USD/kg H_2	$ 3.04	$ 3.04	$ 2.58	$ 2.58	$ 2.59	$ 2.58	$ 2.59	$ 2.58	$ 2.58	$ 2.58	$ 2.58	$ 2.69	$ 2.64	$ 2.65	$ 2.69	$ 2.63	$ 2.62	$ 2.58	$ 2.58	$ 2.58
	% dif caso original	-	-	-	0.0%	0.3%	0.0%	0.5%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	4.1%	2.4%	2.7%	4.1%	2.0%	1.7%	0.0%	0.0%	0.0%
Indicador Costo Metanol	USD/t	$ 869	$ 881	$ 798	$ 792	$ 790	$ 792	$ 787	$ 789	$ 817	$ 806	$ 798	$ 819	$ 816	$ 809	$ 803	$ 797	$ 864	$ 792	$ 789	$ 806
	% dif caso original	-	-	-	-0.8%	-0.1%	-0.8%	-0.5%	-0.2%	2.4%	0.9%	0.9%	2.5%	2.2%	2.3%	0.6%	0.8%	8.2%	-0.8%	-0.2%	0.9%
Indicador Costo Jetfuel	USD/t	-	-	$ 1,937	$ 1,942	$ 1,938	$ 1,940	$ 1,938	$ 1,931	$ 1,966	$ 1,937	$ 1,951	$ 1,958	$ 1,949	$ 1,948	$ 1,954	$ 1,944	$ 2,088	$ 2,027	$ 2,025	$ 1,937
	% dif caso original	-	-	-	0.3%	0.2%	0.2%	0.2%	-0.2%	1.5%	0.0%	0.8%	1.1%	0.6%	0.7%	0.9%	0.5%	7.8%	4.7%	4.7%	0.0%
Indicador Costo Urea	USD/t	$ 1,223	$ 1,227	$ 1,125	$ 1,124	$ 1,097	$ 1,120	$ 1,088	$ 1,093	$ 1,122	$ 1,125	$ 1,093	$ 1,133	$ 1,131	$ 1,105	$ 1,129	$ 1,102	$ 1,200	$ 1,125	$ 1,095	$ 1,125
	% dif caso original	-	-	-	-0.1%	0.3%	-0.4%	-0.6%	-0.2%	-0.3%	0.0%	-0.1%	0.7%	0.6%	0.9%	0.4%	0.7%	6.7%	0.0%	0.0%	0.0%

Tabla 12-4: Indicadores de costos totales por componente para cada corrida realizada del análisis de sensibilidad (CPNA: Costo Presente Neto Anual)

	Generación de Energía Renovable		Electrólisis		Síntesis de Productos		Transmisión, Transporte y Logística de exportación		Total
	CPNA (MUSD/año)	% CPNA Total	CPNA (MUSD/año)	% CPNA Total	CPNA (MUSD/año)	% CPNA Total	CPNA (MUSD/año)	% CPNA Total	CPNA (MUSD/año)
S 1.1	$ 1,165	50%	$ 323	14%	$ 689	29%	$ 173	7%	$ 2,350
S 1.2	$ 1,165	49%	$ 323	14%	$ 689	29%	$ 198	8%	$ 2,375
S 2	$ 1,435	46%	$ 398	13%	$ 1,038	33%	$ 257	8%	$ 3,128
S 3.1	$ 1,435	46%	$ 398	13%	$ 1,038	33%	$ 247	8%	$ 3,118
S 3.2	$ 3,002	47%	$ 833	13%	$ 1,999	31%	$ 575	9%	$ 6,409
S 4.1	$ 1,435	46%	$ 398	13%	$ 1,038	33%	$ 244	8%	$ 3,115
S 4.2	$ 3,000	47%	$ 832	13%	$ 1,999	31%	$ 554	9%	$ 6,385
S 5.1	$ 2,731	47%	$ 758	13%	$ 1,851	32%	$ 505	9%	$ 5,845
S 5.2	$ 764	44%	$ 212	12%	$ 648	37%	$ 130	7%	$ 1,754
S 6.1	$ 1,435	46%	$ 398	13%	$ 1,038	33%	$ 272	9%	$ 3,143
S 6.2	$ 3,000	46%	$ 832	13%	$ 1,999	31%	$ 625	10%	$ 6,456
S 6.3	$ 1,459	46%	$ 405	13%	$ 1,050	33%	$ 269	8%	$ 3,183
S 6.4	$ 1,444	46%	$ 400	13%	$ 1,049	33%	$ 279	9%	$ 3,172
S 6.5	$ 3,029	46%	$ 840	13%	$ 2,015	31%	$ 642	10%	$ 6,526
S 6.6	$ 1,459	46%	$ 405	13%	$ 1,050	33%	$ 234	7%	$ 3,148
S 6.7	$ 3,000	46%	$ 832	13%	$ 1,999	31%	$ 626	10%	$ 6,457
S 6.8	$ 1,435	43%	$ 398	12%	$ 1,038	31%	$ 501	15%	$ 3,372
S 7.1	$ 1,435	45%	$ 398	13%	$ 1,075	34%	$ 254	8%	$ 3,162
S 7.2	$ 3,000	47%	$ 832	13%	$ 2,036	32%	$ 580	9%	$ 6,448
S 8.1	$ 1,435	46%	$ 398	13%	$ 1,038	33%	$ 272	9%	$ 3,143

13 Infraestructuras compartidas

A través del análisis realizado se concluyen que las siguientes infraestructuras compartidas son relevantes a la hora de optimizar costos logísticos:

- En general, para el caso de fluidos (hidrogeno, CO2, metanol y jetfuel), los ductos resultan el medio de transporte más competitivo, siempre y cuando se alcancen ciertos volúmenes mínimos. Por lo tanto, y de manera general, se encuentra conveniente adoptar un esquema de transporte compartido de fluidos vía ductos. Se estima una disminución de aproximadamente 6% en los costos logísticos y a una disminución del orden del 3% en los costos unitarios finales de productos, sin considerar los costos en nueva infraestructura ferroviaria requerida, lo cual aumentaría la diferencia, ni los desafíos técnicos asociados a un aumento excesivo del transporte carretero de CO2 como consecuencia del caso que no se contara con ductos. Si se analiza el impacto de la utilización de ductos solo en los indicadores de costo de transporte de Metanol, se observa una disminución del orden del 40%.

  En particular, la consideración de ductos es especialmente relevante en los casos de:

  - Ductos de metanol desde la zona central hacia el puerto de Montevideo.
  - Ductos de CO2 desde las 3 fuentes principales hacia las zonas de producción resultantes.
  - Ductos de hidrogeno desde zonas de electrolisis a zonas industriales.
- La configuración que optimiza el indicador de costo tanto para el escenario A y B implica:
  - Generación y Electrolisis en el Norte
  - Ducto compartido de hidrogeno desde el Norte a zona Central
  - Polo industrial para síntesis de metanol y urea en zona Central
  - Ductos compartidos de CO2 desde UPM 1 y UPM 2 en el escenario A, sumándose un ducto compartido desde Montes del Plata en el escenario B (o extensión del ducto existente desde UPM1), así como transporte ferroviario y por camión desde fuentes dispersas.
  - Producción de jetfuel en la Refinería ANCAP
  - Infraestructura portuaria compartida en Puerto de Montevideo
- En el análisis de escalabilidad para el transporte de productos, las etapas que optimizan el indicador de costo implican:
  - Uso del Ferrocarril Central para el transporte de metanol y urea desde zona Central hasta el Puerto de Montevideo mientras se construya el ducto de metanol. En el caso de alcanzar las producciones de escenario A es requerido expandir el sistema de señalización y control para admitir trenes de 800m.
  - Implementación del ducto de metanol hacia puerto de Montevideo. Es importante considerar estas infraestructuras de conducción de metanol a construirse desde la zona industrial central hasta el Puerto de Montevideo debieran poseer, desde un inicio, las dimensiones adecuadas para transportar el metanol proyectado en escenario B de manera de posibilitar la proyección de expansión con la misma infraestructura. De considerarse la proyección de

productos de escenario B, con una necesidad de transporte total de metanol de 6.660.000 tpa, el diámetro estimado de la tubería es del orden de 18 pulgadas.

- La urea continúa siendo transportada por ferrocarril.

- Los costos de síntesis son el segundo costo más importante luego de la generación. Por lo tanto, es relevante alcanzar economías de escala y encontrar sinergias en este eslabón de la cadena de valor. Este aspecto queda evidenciado en el modelo en lo siguiente:
  - Se observa que el modelo busca minimizar la cantidad de zonas industriales y ubicarlas estratégicamente en función de las fuentes de CO2. Por lo tanto, se recomienda la adopción de una estrategia de complejos o HUBs industriales para la síntesis de metanol, de manera de compartir infraestructura general de servicios y disminuir costos de plantas.
  - En todas las configuraciones analizadas la síntesis de jetfuel resulta ubicada en la refinería existente. Por lo tanto, se recomienda ubicar un complejo de síntesis de Jetfuel junto a la refinería ANCAP para optimizar procesos y disminuir costos. Se estima que de esta forma se reduce del orden del 5% en los costos unitarios finales del jetfuel exportado. Además, se recomienda considerar un ducto de metanol desde la zona de producción de metanol elegida hacia el puerto de Montevideo para conducir la fracción de metanol requerida para producir el jetfuel en la refinería. En caso de que el metanol de exportación se conduzca por ducto hasta puerto de Montevideo, se recomienda conducir la fracción de metanol para jetfuel por este mismo ducto y derivarlo a la refinería al llegar al puerto.
  - En todas las configuraciones analizadas, la producción de urea resultó ubicada en una misma zona industrial y la totalidad transportada a un único puerto de exportación, es decir, no se observa fraccionamiento de la producción y transporte de urea en ningún caso. Por lo tanto, al igual que en el caso del metanol y el jetfuel, se recomienda ubicar la síntesis de urea en un único HUB industrial, para alcanzar economías de escala en la planta de amoniaco (proceso intermedio) y posterior producción de urea.
  - En contraposición a lo anterior, la electrolisis presenta un comportamiento diferente, pues los efectos de escala no son tan relevantes y por lo tanto la ubicación de las zonas de electrolisis (clusterizadas o no) responden a la optimización de los demás transportes y procesos, y no a una optimización de los costos de producción de hidrogeno en sí mismo.

- Los costos de inversión en infraestructura portuaria son relevantes, como se explica en la sección 10.10.9. Por lo tanto, es importante adoptar un esquema de infraestructura portuaria compartida y de lo posible en un único puerto por producto. En particular, son relevantes las siguientes observaciones:
  - La ubicación que ha mostrado ser más ventajosas para un puerto de exportación de metanol en los escenarios óptimos de generación es el Puerto de Montevideo y, en segundo lugar, un puerto en el Suroeste. La razón principal de esto es que, debido a la necesidad de transporte de metanol para sintetizar jetfuel en la refinería ANCAP, el modelo encuentra más conveniente utilizar este mismo ducto para el transporte del metanol de exportación y utilizar el Puerto de Montevideo. Esta condición cambia en el caso de que no se considere producción de jetfuel, o de ubicarla en otra localización diferente a la refinería, en cuyo caso el Puerto Suroeste comienza a ganar relevancia.
  - En el caso del jetfuel, y dado a la sinergia en los procesos de su producción de con la refinería existente, se recomienda mantener el puerto de Montevideo

como punto de exportación de la totalidad del jetfuel, tanto para escenario A y B.

- En el caso de la urea, la ubicación más favorable para el puerto de exportación depende del escenario analizado. Sin embargo, en la mayoría de los casos de optimización de costos, donde la síntesis se ubica en la zona central, se prioriza el transporte ferroviario hacia el puerto de Montevideo y por lo tanto este sería más ventajoso. En caso de síntesis en zona Suroeste, se observa más ventajoso el transporte por camión a puerto Suroeste. Se observó que en los casos óptimos del escenario A y B la salida sería vía Montevideo en ambos casos.

14 Observaciones y Conclusiones

A lo largo de las distintas fases de la consultoría fue posible extraer observaciones y conclusiones respecto al comportamiento de la cadena de valor del hidrogeno y derivados, las cuales se listan a continuación:

1. Dado que el mayor componente de los costos es la generación de energía renovable, las soluciones óptimas encontradas por el modelo priorizan la generación en las zonas con mayor potencial del recurso solar y eólico, es decir, en las zonas con mayor Factor de Capacidad, que en este estudio es la zona Norte.

2. En términos territoriales, se observa que, en términos generales, la zona óptima de generación (Zona Norte) no coincide con ecosistemas vulnerables ni críticamente amenazados. Existe un porcentaje menor (1,6% del total de la zona) de ecosistemas en peligro, pero esos no son un impedimento para la instalación de parques, sino que solo robustece el análisis ambiental que se debe realizar al momento de desarrollar los proyectos. En cuanto a áreas de importancia para las aves, un 25% del total de la zona coincide con estas, lo cual implica que estas áreas sean de especial consideración para la ubicación de parques eólicos, aunque sin restricciones para parques solares. En ámbitos de riesgo social y de eventos extremos, la zona norte se ubica en su mayoría (65%) en áreas de riesgo mínimo. En el porcentaje restante, no se observan áreas críticas de riesgo social ni eventos extremos.

3. En cuanto a componentes del costo final, el segundo lugar lo tienen los procesos de síntesis de productos, donde el factor de escala es relevante a la hora de disminuir costos. Por lo tanto, el modelo tiende a minimizar y centralizar producciones en HUBs industriales, siendo el más frecuentes el HUB central debido a la cercanía al CO2 y a la conectividad logística con los puertos de exportación. Es por este motivo, que las configuraciones de generación uniforme (runs 2 y 11) son las que presentan costos elevados.

4. Sin embargo, la variación de costos observada entre las configuraciones más favorables y menos favorables no es demasiado relevante, dado que la máxima diferencia de indicador de costo unitario de hidrogeno equivalente es de 9,5% y de 9,9% para escenario A y B respectivamente. Esta diferencia se da entre el escenario optimo y el de generación 100% en zona litoral, la zona con menor factor de capacidad.

5. Para el análisis territorial de los polos o HUBs Industriales, es importante considerar que estas son instalaciones que ocupan una superficie limitada, por lo que pueden ser acomodados fácilmente dentro de las macrozonas analizadas, dentro de subzonas óptimas donde reduzcan el impacto ambiental, social y cultural. El Hub que fue seleccionado con mayor frecuencia por el modelo fue el Hub Central, cuya zona optima reducida se puede observar en la Figura 11-3 de la sección 11.1.2.3. El análisis realizado destaca que el norte de la Macrozona coincide con áreas de vulnerabilidad para la recarga del acuífero Guaraní, por lo que se recomienda no considerar esta fracción para la instalación de industrias. En términos ambientales, se observa que las áreas SNAP y los ecosistemas amenazados se encuentran distribuidos a los bordes de la macrozona, mientras que el centro de esta, considerado como área representativa, cuenta con una mayor disponibilidad para ubicar los Hubs y disminuir el impacto ambiental en áreas críticas. En términos de riesgo social y de eventos extremos, el 80% del total de la superficie se encuentra clasificado con riesgo mínimo. El área representativa también es clasificada con este nivel de riesgo.

6. El HUB industrial SO fue considerado en una gran cantidad de casos. Replicando el análisis territorial realizado para el HUB Centro, se observa que una pequeña parte del acuífero Raigón se encuentra en esta zona, coincidiendo con la zona de alta vulnerabilidad del acuífero, lo cual debe ser considerado al momento de seleccionar la ubicación de las instalaciones. En términos ambientales, se observa que la macrozona se encuentra libre de áreas SNAP clase 1. El 10% del territorio coincide con áreas de ecosistemas amenazados, los cuales se distribuyen a los alrededores de la macrozona, y coincidiendo el área representativa considerada con un pequeño porcentaje de áreas vulnerables. En términos de riesgo social y de eventos extremos, solo el 24% del total de la superficie se encuentra clasificado con riesgo mínimo. El área considerada como área representativa se encuentra fuera de esta zona, ubicándose dentro de zonas con alta densidad de población. En cuanto a los índices de riesgos IREE, se encuentra dentro de zonas de nivel de riesgo 1 y 2.

7. En cuanto a la electrolisis, el factor de escala no es tan relevante en comparación con otros de los componentes analizados, por lo tanto, las zonas de electrolisis seleccionadas responden a la optimización de los demás componentes.

8. Al igual que los HUBs Industriales, los electrolizadores son instalaciones puntuales que pueden ser fácilmente acomodadas dentro de las áreas seleccionadas. Por lo que el análisis territorial se reduce a la selección de un lugar que cuente con una disponibilidad de agua que permita abastecer sin problemas los proyectos futuros, y sin provocar impactos en la disponibilidad misma del recurso. Es por eso que, a lo largo de la consultoría, se decidió descartar la Zona 6 de electrolización, manteniendo el resto de zonas, las cuales están ubicadas en las cercanías de fuentes de agua que asegurarían un suministro seguro de agua, tanto para los proyectos como para el entorno ambiental, social y cultural.

9. En todos los casos el jetfuel es sintetizado en la refinería ANCAP, debido a la optimización de costos por la sinergia con los procesos de la refinería existente. Se observan reducciones del orden del 5% en los costos unitarios finales del jetfuel al considerar esta ubicación y sinergias, en comparación con configuraciones donde esta opción se encuentra deshabilitada.

10. La observación anterior implica que, en todos los casos, al menos, el jetfuel sea exportado vía puerto de Montevideo, y por lo tanto existe un transporte de metanol hacia la refinería necesario para la producción del jetfuel, en general este transporte se da mediante ducto. Esta logística y necesidad de conducción a Montevideo favorecería también la exportación de Metanol vía Montevideo transportándolo utilizando este mismo ducto.

11. En la mayoría de las configuraciones analizadas, el puerto de Montevideo ha sido la vía de exportación preferida, y en algunos casos también el puerto Suroeste. Esto significa que el transporte por hidrovía y transshipment no se presenta como una opción competitiva en estos escenarios, pues se prioriza el transporte por ductos de hidrogeno y metanol hacia zonas con conectividad con los puertos marítimos.

12. En las configuraciones analizadas, tanto para Escenario A como el B, se observa una preferencia por la exportación vía Puerto de Montevideo. Esto se debe principalmente a dos motivos:

    a. La zona central se presenta como preferida para instalar los polos industriales debido a su ubicación estratégica respecto a la ubicación de las fuentes de CO2 y la cercanía a la zona de generación Norte, con mayor factor de capacidad. La conectividad tanto ferroviaria con el Puerto de Montevideo, el trazado de un

potencial ducto de Metanol hacia este puerto, y la posibilidad de exportación en Panamax, lo posicionan al Puerto de Montevideo como más conveniente.

b. Dada la optimización de costos asociada a la producción de jetfuel junto a la refinería de ANCAP, es necesario transportar el metanol requerido para la síntesis de dicho producto hasta la refinería ubicada en el Puerto de Montevideo. El medio de transporte más conveniente para ello es vía ducto. Por lo tanto, es más conveniente utilizar este mismo ducto para conducir tanto la fracción de metanol para exportación como la fracción para producir jetfuel de manera de aprovechar las economías de escala.

13. El puerto de Montevideo fue elegido como la vía de exportación óptima en la mayoría de los casos analizados, desde el punto de vista de optimización de costos. Sin embargo, considerando que este se encuentra en una zona altamente poblada (el área con mayor densidad poblacional del país), es necesario considerar todos los aspectos relativos al entorno social, ambiental y cultural de esta zona. Según los análisis realizados, sería factible considerar Montevideo como Puerto de exportación, pero es necesario realizar análisis más profundos para seleccionar la ubicación adecuada de las terminales de almacenamiento y carguío de buques. En particular, se hace énfasis en los aspectos de peligrosidad asociada a las terminales de almacenamiento de Metanol, ya que, al almacenar grandes cantidades de combustibles, existen riesgos de fuga, incendio y explosión, que podría generar un impacto a las zonas aledañas. Por ello, se recomienda ubicarlas en zonas alejadas de la costa y por ende de la población.

14. En ninguno de los casos bases modelados la exportación de Metanol y/o Jetfuel se realiza vía los puertos de Fray Bentos o Paysandú, por lo tanto, en ningún caso se realiza transporte fluvial de estos productos, lo cual indicaría la poca competitividad de este medio de transporte en comparación con los ductos. Se da transporte hidroviario solamente en algunos de las configuraciones modeladas en el marco del análisis de sensibilidad donde se fuerza alguno de los componentes.

15. La exportación de Urea también se realiza generalmente vía Puerto de Montevideo para aprovechar la conectividad ferroviaria, por lo tanto, se observa que el transporte hidroviario de la urea tampoco es lo más conveniente. Solo en algunos casos del análisis de sensibilidad se transporta vía Fray Bentos o Paysandú, lo cual implicaría transshipment a buque marítimo en la zona Suroeste.

16. La competitividad del transporte de hidrógeno por tubería por sobre la transmisión eléctrica por líneas de alta tensión se repite a lo largo de las modelaciones realizadas. Esto se debe, en parte, a que los volúmenes previstos de producción son lo suficientemente grande para alcanzar el punto de inflexión en donde el costo de tubería es menor al de transmisión. Solo en algunos casos, donde los requerimientos de transporte son bajos y/o las distancias son cortas, resultaron convenientes líneas de alta tensión sobre tuberías de hidrógeno, por ejemplo, el caso de generación distribuida.

17. En cuanto al transporte de H2 por camión (observado solo en algún caso puntual de capacidades de electrolisis pequeñas), resulta más conveniente el transporte gaseoso sobre el licuado debido a los altos costos asociados a la licuefacción del hidrogeno.

18. En ninguna configuración analizada, donde los ductos son una opción, se alcanza el límite de capacidad del ferrocarril, dado que, los ductos resultan un medio de transporte de fluidos más competitivo. Se observa que la capacidad ferroviaria puede ser limitante únicamente en el escenario donde no hubiera ducto de metanol y se requiera transportar la urea y la totalidad del metanol producido en el escenario B desde zona central hasta

zona de Montevideo. En este caso es necesario contar con trenes de 800m y por lo tanto habría que expandir el sistema de señalización y control actual.

19. En los casos de producción de Urea en la zona central, la misma se transporta por ferrocarril hasta el puerto de Montevideo, saliendo por esta vía.

20. En general, las configuraciones optimas ubica las zonas industriales cerca de las fuentes de CO2 y lo más centralizado posible, pues los costos de síntesis son el segundo costo de mayor peso en los costos totales, después de los costos de generación. Como se prioriza la producción clusterizada para disminuir los costos de síntesis, en casi todos los escenarios existe transporte de hidrógeno por tubería hacia dichos HUBs industriales.

21. La poca competitividad del transporte hidroviario y ferroviario frente al transporte por ducto se pone de manifiesto en las pruebas de sensibilidad realizadas. Incluso en un escenario de generación litoral, sin gastos por transmisión hacia Fray Bentos o Paysandú, el modelo encuentra más conveniente conducir el metanol por ducto hasta puerto Suroeste y la urea por ferrocarril desde Paysandú hacia Montevideo. Solo en el caso de que se deshabilitara la posibilidad de ducto de metanol, el modelo arroja como solución el transporte de los productos (metanol y urea) por hidrovía vía Puerto Fray Bentos.

22. Los indicadores de costos de transporte corresponden a una pequeña fracción de los indicadores de costos totales, cercana al 10%, por lo que, en general, las variaciones en este ítem no afectan en gran medida al costo final. Por ejemplo, si se compara la variación de costos de transporte de Metanol, aisladamente, para el caso de ducto vs ferrocarril desde zona central hasta Montevideo en escenario A, se observa que la utilización de ductos significa una disminución del orden del 35-45% en dichos costos, sin considerar la inversión necesaria para la mejora de la red ferroviaria que aumentaría la brecha.

23. En el caso de considerar transporte de hidrógeno por otro medio diferente a ductos, los costos logísticos aumentan significativamente, afectando a los indicadores de costos de productos. Por lo tanto, se recomienda que el transporte de hidrógeno sea por ducto, y de no ser posible, analizar la posibilidad de transportar electrones vía líneas de transmisión.

24. El transporte de CO2 proveniente de las 3 fuentes principales (UPM 1, UPM 2 y Montes del Plata), de existir, se realiza por tubería en todos los casos testeados.

25. Para el escenario A, donde no se requiere el CO2 de las fuentes dispersas, en la gran mayoría de los casos, no resulta conveniente transportar CO2 desde una fuente dispersa. El modelo encuentra más optimo centralizar la producción y llevar el CO2 de alguna(s) de las grandes fuentes vía tubería.

26. Los trazados seleccionados para los distintos ductos analizados consideran ámbitos ambientales y territoriales, buscando evitar el paso por zonas de riesgo. Sin embargo, dado las características de alto nivel de esta consultoría, se hace necesario un análisis exhaustivo al momento de desarrollar los proyectos específicos tanto desde el punto de vista técnico como territorial, ya que, al ser obras lineales, atraviesan numerosos terrenos que implican servidumbres. Es por esto se recomienda una identificación temprana de permisos y derechos de paso, de manera de evitar cambios considerables en los trazados a lo largo de los proyectos, lo cual puede afectar los respectivos presupuestos y cronogramas. Adicionalmente, se recomienda que, a la hora de realizar estudios y proyectos de ductos, los mismos contemplen posibilidades de incremento de flujo y, por lo tanto, optar por dimensiones y características aptas para escenarios de mayor conducción.

27. En algunos casos de transporte de CO2 desde fuentes dispersas hacia las zonas de producción, se utiliza camión a pesar de que se cuente con acceso al ferrocarril debido a los bajos volúmenes requeridos.

28. Se observa que se prioriza el transporte de producto frente al transporte de materias primas.

29. Más allá de observar las configuraciones más favorables para los escenarios A y B, y si bien estos escenarios se tomaron como independiente, es importante considerar la potencialidad escalabilidad de uno al otro, es decir, analizar la compatibilidad de los resultados obtenidos entre escenarios y potencialidad de escalar paulatinamente de uno a otro. En el caso que se considere la construcción de un ducto de metanol en una segunda instancia se plantean las siguientes fases resultantes de las modelaciones:

    I. Escenario A – Fase 1: Polos industriales de síntesis de metanol y urea en zona Central. Transporte de metanol y urea por Ferrocarril Central a Puerto de Montevideo mientras se construye el ducto de metanol. La capacidad actual del Ferrocarril Central es suficiente para transportar la totalidad de los productos establecidos en las metas de producción del escenario A.

    II. Escenario A – Fase 2: Conducción del metanol desde zona Central a Puerto de Montevideo vía ducto. El transporte de urea continúa siendo vía ferrocarril.

    III. Escenario B: Se expanden los polos industriales de metanol y urea ubicados en zona central. Para satisfacer el incremento de demanda de CO2 asociada se prolonga el ducto de CO2 desde UPM1 hasta Montes del Plata. El metanol es conducido vía el mismo ducto hasta el Puerto de Montevideo y la urea continúa siendo transportada vía Ferrocarril Central hasta este puerto.

En la Figura 14-1 se presentan esquemáticamente las etapas mencionadas.

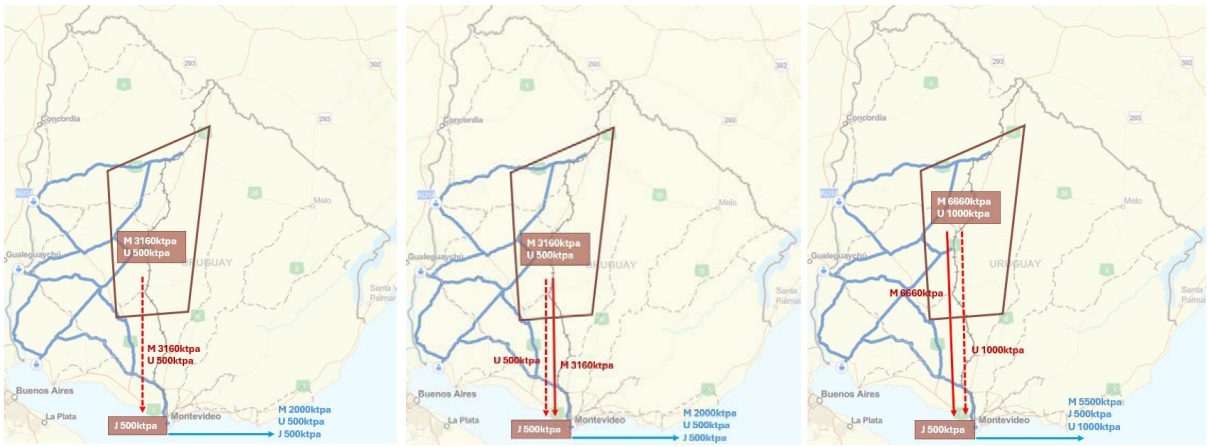


Figura 14-1: Configuraciones óptimas de producción y exportación para escenario A – Fase 1 (izquierda); Escenario A – Fase 2 (centro); y escenario B (derecha).

    IV. Escenario B – Fase 2': Existe la posibilidad de mantener la utilización del Ferrocarril Central para las metas de producción establecidas en el escenario B. Para esto, es necesario expandir el sistema de señalización y control del ferrocarril de manera que sea posible la circulación en trenes de 800m. Considerando este cambio de configuración en el Ferrocarril Central, se hace posible expandir los polos industriales de metanol y urea en primera instancia, y

posteriormente realizar la conducción de Metanol desde zona Central a Puerto de Montevideo vía ducto.

30. En el caso de escalamiento descrito en el punto anterior, es importante considerar que:

    - Las infraestructuras de conducción de metanol a construirse desde la zona industrial central hasta el Puerto de Montevideo debieran poseer, desde un inicio, las dimensiones y características adecuadas para transportar el metanol proyectado en escenario B de manera de posibilitar la proyección de expansión con la misma infraestructura. De considerarse la proyección de productos de escenario B, con una necesidad de transporte total de metanol de 6.660.000 tpa, el diámetro estimado de la tubería es del orden de 18 pulgadas. Se recomienda incluso sobredimensionarlo para prever potenciales incrementos en la producción adicionales.
    - Las infraestructuras de conducción de CO2 desde UPM1 hacia la zona Central debieran poseer, desde un inicio (Escenario A – Fase 1), las dimensiones y características adecuadas para transportar la demanda adicional de CO2 proveniente desde Montes del Plata, asociada a las metas previstas en escenario B. Además, a la hora de proyectar el tramo UPM 1 – Centro, se recomienda dejar prevista una conexión del nuevo tramo Montes del Plata – UPM 1. Se recomienda sobredimensionar el diámetro de ambos tramos para prever potenciales demandas adicionales.

31. De decidirse que la ubicación de la terminal portuaria en la zona Suroeste es más conveniente desde el punto de vista social, ambiental y de riesgos, el escalamiento puede ajustarse para utilizar el Puerto Suroeste en lugar del Puerto de Montevideo. En este sentido es posible adoptar el siguiente plan:

    - Mantener el transporte de urea vía Ferrocarril Central hacia Montevideo, en caso de operar en este puerto, o transporte por camión a suroeste.
    - Implantar una estación de interconexión en el ducto de metanol de manera de bifurcar el flujo proveniente desde zona central en dos tramos de ducto para derivar parte del caudal a la Refinería (fracción para jetfuel) y el resto del caudal de exportación hacia Puerto Suroeste.
    - En caso de que se decida producir el jetfuel en Suroeste, simplemente se opta por construir el ducto de metanol hacia Suroeste en lugar de hacia Montevideo.
    - En caso de que se opte por sintetizar el jetfuel en zona central se puede diseñar el ducto y su operación para utilizar la misma infraestructura para conducir el metanol y el jetfuel en una operación por lotes.

32. El presente estudio fue realizado en el marco de una consultoría de alto nivel que pretende analizar los comportamientos generales de la cadena de valor de los derivados de hidrogeno verde desde el punto de vista territorial, logístico y de infraestructura. Por lo tanto, los resultados aquí obtenidos no suplantan diseños de ingeniería ni analizan aspectos técnicos ni económicos particulares de los distintos componentes ni de proyectos existentes. Se recomienda realizar estudios específicos de cada componente de la cadena de valor y localizaciones analizadas a la hora de tomar decisiones y/o definiciones.

15 Anexos

Anexo 1 – Parámetros generales para estimación del consumo de materias primas.

Tabla 15-1: Factores de conversión para la estimación de necesidades de H_2.

Producto	Factor de Conversión [$ton_{producto}/ton_{H2}$]
Metanol	5,25
Urea	4,55
Jetfuel	2,26

Tabla 15-2: Factores de conversión para la estimación de necesidades de CO_2.

Producto	Factor de Conversión [$ton_{producto}/ton_{CO2}$]
Metanol	0,70
Urea	1,35
Jetfuel	0,30

Tabla 15-3: Consumo de agua por proceso para la producción de H_2.

Uso del Agua	Factor de Conversión [ton_{agua}/ton_{H2}]	Escenario A [tpa]	Escenario B [tpa]
Materia Prima	10	7.117.000	14.882.000
Enfriamiento	22	15.658.000	32.740.000
Rechazo y Perdidas	3	2.135.000	4.464.000
Total	**35**	**24.910.000**	**52.086.000**

Tabla 15-4: Consumo de agua para la producción de Hidrogeno y sus derivados.

Producción de	Factor de Conversión $[ton_{agua}/ton_{producto}]$	Escenario A [tpa]	Escenario B [tpa]
Metanol	5,9	11.800.000	32.450.000
Urea	9,0	5.490.000	10.980.000
Jetfuel	13,7	6.844.000	6.844.000
Hidrógeno	35	24.910.000	52.086.000
Total	**-**	**49.044.000**	**102.360.000**

Anexo 2 – Parámetros generales para el análisis técnico del transporte carretero.

Tabla 15-5: Parámetros fijos para la estimación de flota de camiones de transporte de las diversas sustancias.

Parámetro	Unidad	CO_2	GH_2	LH_2	Metanol	Jetfuel	Urea
Capacidad del Camión	[ton]	25	0,8	4,3	30	28	25
Disponibilidad	[-]	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85
Velocidad	[km/hr]	60	60	60	60	60	60
Tiempo de Carga	[hr]	1,8	1,5	3	1,5	1,5	1
Tiempo de Descarga	[hr]	1,7	1,5	3	2,5	2,5	1,5
Tiempo Total de detención	[hr]	3,5	3	6	4	4	2,5

Tabla 15-6: Tiempo de Viaje en horas por cada camión de transporte, según la distancia total del tramo a cubrir, para los distintos tipos de sustancias.

Distancia por Trayecto [km]/ Roundtrip [hr]	CO_2	GH_2	LH_2	Metanol	Jetfuel	Urea
50	5,2	4,7	7,7	5,7	5,7	4,2
100	6,8	6,3	9,3	7,3	7,3	5,8
150	8,5	8,0	11,0	9,0	9,0	7,5
200	10,2	9,7	12,7	10,7	10,7	9,2
250	11,8	11,3	14,3	12,3	12,3	10,8
300	13,5	13,0	16,0	14,0	14,0	12,5
350	15,2	14,7	17,7	15,7	15,7	14,2
400	16,8	16,3	19,3	17,3	17,3	15,8
450	18,5	18,0	21,0	19,0	19,0	17,5
500	20,2	19,7	22,7	20,7	20,7	19,2
550	21,8	21,3	24,3	22,3	22,3	20,8
600	23,5	23,0	26,0	24,0	24,0	22,5
650	25,2	24,7	27,7	25,7	25,7	24,2
700	26,8	26,3	29,3	27,3	27,3	25,8

Anexo 3 – Parámetros generales para el análisis económico del transporte carretero.

Tabla 15-7: Capex asociado a cada camión según la sustancia a transportar, en USD.

Elemento / Costo [USD]	CO_2	GH_2	LH_2	Metanol / Jetfuel	Urea
Tracto Camión	160.000 - 175.000	160.000 - 175.000	160.000 - 175.000	160.000 - 175.000	160.000 - 175.000
Tanker Trailer	350.000 – 400.000	700.000 – 850.000	1.000.000 – 1.300.000	80.000 – 100.000	75.000 – 100.000
Total por Camión	**510.000 - 575.000**	**860.000 – 1.025.000**	**1.160.000 – 1.475.000**	**240.000 - 275.000**	**235.000 - 275.000**

Tabla 15-8: Parámetros principales para la estimación de Opex de transporte carretero.

Parámetros	Unidad	CO_2	GH_2	LH_2	Metanol / Jetfuel	Urea
Sueldos						
Sueldo base anual por Conductor	USD	15.672	15.672	15.672	15.672	15.672
Factor de Sueldo	-	1,7	1,8	1,8	1,6	1,5
Numero de Conductores por Camión	-	4	4	4	4	4
Costo total anual de sueldos por camión	USD	106.570	112.838	112.838	100.301	94.032

Parámetros	Unidad	CO_2	GH_2	LH_2	Metanol / Jetfuel	Urea
Combustible						
Rendimiento Promedio por Camión	lt/km	0,35	0,34	0,3	0,39	0,39
Costo promedio de Combustible, por lt	USD/lt	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
Costo promedio de Combustible, por km	USD/km	0,53	0,51	0,45	0,59	0,59
Mantención						
Costo de Mantención	%	20% del costo total de Capex				

Tabla 15-9: Capex y Opex de plantas de licuefacción de Hidrógeno[63].

Capacidad de licuefacción	Capex	Opex	
[tpa]	[USD]	[kWh/ton]	[USD/ton]
10.000	210.948.905	14.000	1.218
73.000	1.033.649.635	12.000	1.044

[63] Elizabeth Conelly, Michael Penev, Amgad Elgowainy, Chad Hunter, *Current Status of Hydrogen Liquefaction Costs*, Department of Energy, USA.

Anexo 4 – Parámetros generales para el análisis técnico del transporte ferroviario.

Tabla 15-10: Parámetros fijos para la estimación de vagones y trenes para el transporte de las diversas sustancias.

Parámetro	Unidad	CO_2	GH_2	LH_2	Metanol	Jetfuel	Urea
Capacidad del Vagón	[ton]	60	0,8	4,2	55	53	65
Peso de Vagón Vacio	[ton]	28,3	40	28,3	27	27	23,5
Distancia entre ejes del vagón	[m]	14,4	13	14,4	13,4	13,4	12
Vagones por tren	[-]	33	36	33	35	35	38

Anexo 5 – Parámetros generales para el análisis económico del transporte ferroviario.

Tabla 15-11: Capex asociado al transporte ferroviario según la sustancia a transportar, en USD

Elemento	CO_2	GH_2	LH_2	Metanol / Jetfuel	Urea
Locomotora	3.000.000 – 5.000.000	3.000.000 – 5.000.000	3.000.000 – 5.000.000	3.000.000 – 5.000.000	3.000.000 – 5.000.000
Vagones	400.000 – 550.000	700.000 – 850.000	1.000.000 – 1.300.000	100.000 – 250.000	100.000 – 250.000
Total por Tren	**16.200.000 – 23.150.000**	**28.200.000 – 35.600.000**	**36.000.000 – 47.900.000**	**6.500.000 – 13.750.000**	**6.800.000 – 14.500.000**

Tabla 15-12: Parámetros principales para la estimación de Opex de transporte ferroviario.

Parámetros	Unidad	CO_2	GH_2	LH_2	Metanol / Jetfuel	Urea
Sueldos						
Sueldo base anual por ambos operadores	[USD]	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000
Factor de Sueldo	[-]	1,7	1,8	1,8	1,6	1,5
Numero de Turnos por Tren	[-]	4	4	4	4	4
Costo total anual de sueldos por tren	[USD]	340.000	360.000	360.000	320.000	300.000
Combustible						

Parámetros	Unidad	CO_2	GH_2	LH_2	Metanol / Jetfuel	Urea
Consumo de combustible promedio	[lt/1000 TKB]	2	2	2	2	2
Costo promedio de Combustible, por lt	[USD/lt]	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
Costo promedio de Combustible, por km	[USD/1000 TKB]	3	3	3	3	3
Mantención						
Costo de Mantención	[%]	10% del costo total de Capex				

Anexo 6 –Parámetros generales para el análisis técnico del transporte hidroviario.

Tabla 15-13: Características generales para barcazas y convoys referenciales de transporte de los distintos productos.

		Blessey Marine Services, Modelo HFL-405		Barcaza Jumbo granel sólido
Producto	-	Metanol	Jetfuel	Urea
Eslora Total	[m]	90,7		60
Manga Máxima	[m]	16,5		16
Calado estático a plena carga	[m]	3,7		3
Capacidad máxima de carga	[ton]	3.700	3500	2.500
Barcazas por convoy (máx.)	[un]	4		4
Capacidad del convoy (máx.)	[un]	14.800	14.000	10.000

Tabla 15-14: Características generales para buques referenciales de transporte de los distintos productos.

	Unidad	Tanker Wisby Wave	Tanker Chempool 25	Handy Bulk Carrier
Transporte	[-]	Metanol/Jetfuel	Metanol/Jetfuel	Urea
Eslora Total	[m]	116	165,2	180
Manga Máxima	[m]	15	26,9	30
Calado estático a plena carga	[m]	6,8	10,1	10,4
Capacidad máxima de carga	[ton]	7.500	26.000	38.000

Tabla 15-15: Rutas de navegación y distancias.

Rutas	Distancia [km]
Paysandú – Puerto Suroeste	240
Fray Bentos - Puerto Suroeste	140
Paysandú - Montevideo	520
Fray Bentos - Montevideo	420
Puerto Suroeste - Montevideo	280

Tabla 15-16: Parámetros considerados para tiempos de ciclo de embarcaciones.

	Unidad	Convoy	Tanker pequeño	Tanker Handysize	Convoy	Handy Bulk Carrier
Transporte de	[-]	Metanol/Jetfuel	Metanol/Jetfuel	Metanol/Jetfuel	Urea	Urea
Velocidad promedio	[km/h]	10	13	16	10	16
Tasa de carga/descarga	[ton/h]	237	237	395	1.000	1.000
Maniobras	[h]	6	4	4	6	4
Disponibilidad	[%]	85	85	85	85	85

Anexo 7 – Parámetros generales para el análisis económico del transporte hidroviario.

Tabla 15-17: Capex y Opex asociado al transporte de Metanol y Jetfuel por hidrovía.

Item	Unidad	Costo unitario
Capex		
Barcaza cisterna	[USD/un]	1.800.000
Empujadores	[USD/un]	5.000.000 a 8.000.000 *
Opex		
Charter tanker peq. (inc. tripulación)**	[USD/día]	10.000
Charter tanker Handy (inc. tripulación)**	[USD/día]	16.000
Combustible para buques	[USD/ton]	590
Combustible para empujador (diesel)	[USD/lt]	1,5
Tripulación convoy	[USD/convoy/año]	750.000
Mantenimiento y costos generales buque	[USD/ton]	3,7
Mantenimiento y costos generales convoy	[%Capex]	5%

** Depende de la potencia requerida, la cual dependerá de la carga a transportar, es decir, cantidad de barcazas del convoy*
*** Vale mencionar que los costos charter son altamente variables ante la situación del mercado tanto a nivel global como regional y de los contratos negociados. Se adoptan valores promedios basados en la experiencia Ausenco y utilizando algunas fuentes públicas disponibles[64].*

[64] Algunas referencias públicas consideradas para los costos de charter son:
https://www.hellenicshippingnews.com/weekly-tanker-time-charter-estimates-august-28-2024/
https://www.commodity3.com/physical/freighttkc/freight-tanker-clean-$-mt-rates
https://www.hellenicshippingnews.com/pacific-basin-improving-sentiment-in-the-supramax-and-handysize-dry-bulk-market-during-first-quarter-2023/

Tabla 15-18: Capex y Opex asociado al transporte de Urea por hidrovía.

Item	Unidad	Costo unitario
Capex		
Barcaza jumbo	[USD/un]	1.300.000
Empujadores	[USD/un]	5.000.000 a 8.000.000 *
Opex		
Charter Handy bulk carrier (inc. tripulación)**	[USD/día]	13.000
Combustible para buques	[USD/ton]	590
Combustible para empujador (diesel)	[USD/lt]	1,5
Tripulación convoy	[USD/convoy/año]	750.000
Mantenimiento y costos generales buques	[USD/ton]	3,7
Mantenimiento y costos generales convoy	[%Capex]	5%

** Depende de la potencia requerida, la cual dependerá de la carga a transportar, es decir, cantidad de barcazas del convoy*
*** Vale mencionar que los costos charter son altamente variables ante la situación del mercado tanto a nivel global como regional y de los contratos negociados. Se adoptan valores promedios basados en la experiencia Ausenco y utilizando algunas fuentes públicas disponibles.*

Ausenco

Finding a better way, every day.

The Ausenco name and wordmark are registered trademarks of Ausenco Pty Ltd. Ausenco refers to Ausenco Pty Ltd. and its global affiliates. All rights reserved.

reifuruguay.org.uy
REIF Uruguay
@REIF_Uruguay

REIF Fondo de innovación en energías renovables

JOINT SDG FUND

PNUD