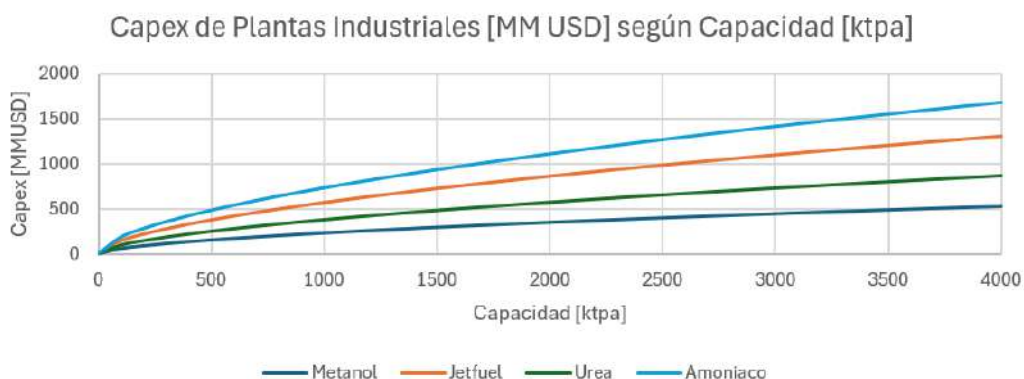


**Tabla 10-72: Formulas de estimación de Capex para plantas industriales según su capacidad (SB) indicada en [ktpa].**

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 CO <sub>2</sub> /Ton Producto	Ton H <sub>2</sub> /Ton Producto	Ton Amoníaco /Ton Producto	Ton Metanol /Ton Producto	KWh/Ton Producto
Metanol	1,4	0,2	0,0	0	174,0
Amoníaco	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 refinería 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 está 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.

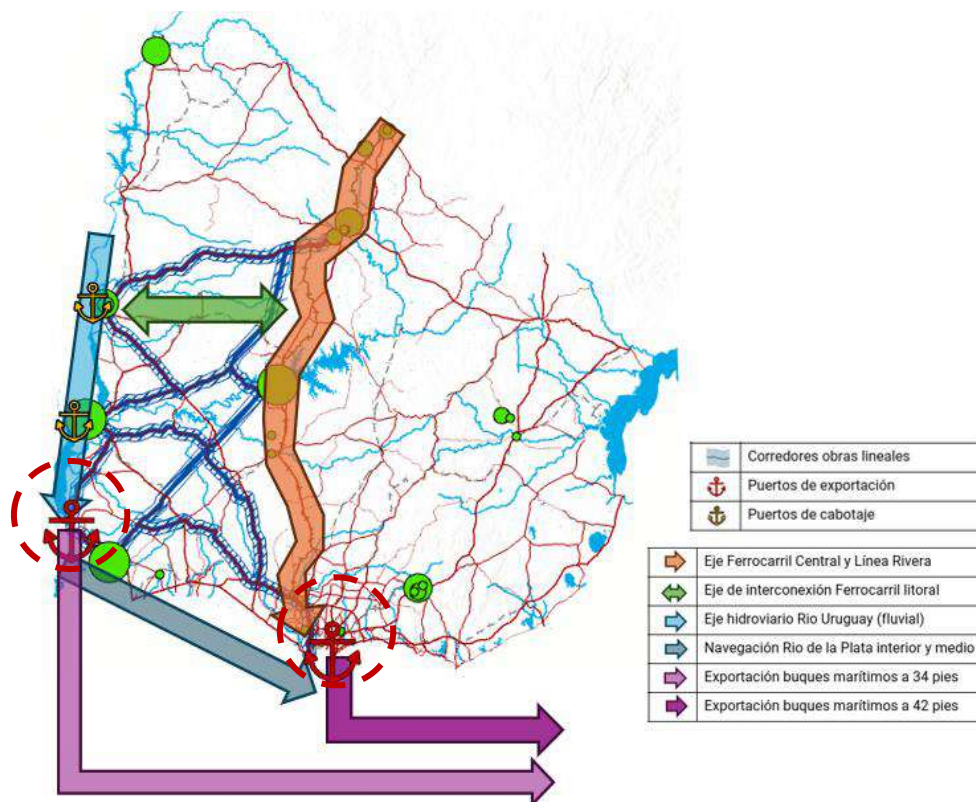


Figura 10-29: Ejes logísticos y puertos potenciales de exportación (destacados en rojo).

### 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]<sup>58</sup>, 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.

<sup>58</sup> 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 <sup>59</sup>	-	3
	Buque grande (exportación)	1	1	1	1
	Total	1	2	1	4
Largo total mínimo de frente de atraque <sup>60</sup> (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.

<sup>59</sup> 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.

<sup>60</sup> 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 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 m <sup>3</sup>																											
1	7	12	28	50	78	122	176	240	314	397	490	593	706	855	1017	1194	1385	1590	1809	2290	2827	3421	4071	4778				
2	14	25	56	100	157	245	353	481	628	795	981	1187	1413	1710	2035	2389	2770	3180	3619	4580	5654	6842	8142	9556				
3	21	37	84	150	235	358	530	721	942	1192	1472	1781	2120	2465	2853	3283	3756	4271	4828	5928	7263	8742	10363	12143				
4	28	50	113	201	314	490	706	962	1256	1590	1963	2375	2827	3421	4071	4778	5541	6351	7238	9160	11309	13684	16285	19113				
5	35	62	141	251	395	613	883	1202	1570	1988	2454	2969	3534	4276	5089	5972	6927	7952	9047	11451	14137	17105	20357	23891				
6	42	75	169	301	471	736	1060	1443	1884	2385	2945	3563	4241	5131	6107	7167	8312	9542	10857	13741	16964	20527	24428	28670				
7	87	197	351	549	859	1237	1683	2199	2783	3436	4157	4948	5887	7125	8362	9698	11133	12666	16031	19792	23948	28500	33448					
8	100	226	402	628	981	1413	1924	2513	3180	3926	4751	5654	6642	7812	9156	10683	12323	14076	18321	22619	27369	32571	38226					
9		254	452	706	1104	1590	2164	2827	3578	4417	5345	6361	7467	8761	10160	11751	13448	15253	20611	25446	30790	36643	43005					
10		282	502	785	1227	1767	2405	3141	3976	4908	5939	7068	8352	10178	11945	13854	15904	18095	22902	28274	34211	40714	47783					
11			552	863	1349	1943	2654	3455	4373	5399	6533	7775	9108	10640	12360	14269	16368	18658	23523	29251	35981	43814	52751					
12			603	942	1472	2120	2896	3769	4771	5890	7127	8482	10063	11873	13822	15920	18168	20566	26051	32929	40981	49314	58939					
13				1021	1595	2297	3126	4084	5168	6381	7721	9189	10791	12532	14422	16460	18648	20986	26851	34229	42981	53014	64439					
14				1099	1718	2474	3367	4398	5566	6872	8315	9896	11624	13504	15536	17720	19958	22352	28923	37251	47081	58414	71249					
15				1178	1840	2650	3607	4712	5964	7363	8909	10602	12429	14400	16524	18802	21236	23826	30851	41114	53349	67679	84104					
16				1256	1963	2827	3848	5026	6361	7853	9503	11309	13284	15428	17740	20220	22868	25682	33251	43381	55714	71249	90004					
17					2086	3004	4088	5340	6759	8344	10097	12016	14100	16352	18772	21360	24116	27040	35251	46581	59914	77349	99179					
18					2208	3180	4329	5654	7156	8835	10691	12723	14939	17331	20000	22848	25876	29084	38051	50081	64214	80549	100104					
19					2331	3357	4570	5969	7554	9326	11285	13430	15760	18276	21080	24172	27544	31196	40851	53581	69414	87949	109279					
20					2454	3534	4810	6283	7952	9817	11879	14137	16580	19316	22352	25688	29324	33260	43611	57041	74074	94809	119334					
21						3711	5051	6597	8389	10308	12473	14844	17461	20375	23688	27394	31399	35704	47051	61981	80914	104249	132174					
22						3887	5291	6911	8747	10799	13067	15550	18316	21393	24780	28476	32481	36886	48931	64461	84494	109024	138554					

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.

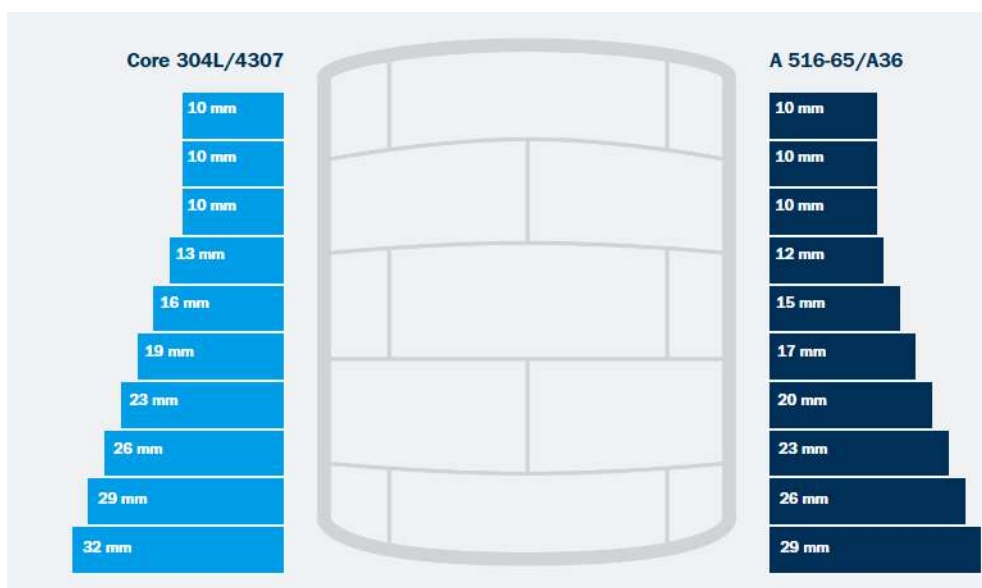


Figura 10-31: Estimación del tamaño de estanque de 50.000 [ton] de capacidad de metanol.

#### 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 tóxica 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 Unidas 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 puede 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, barcas, 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)

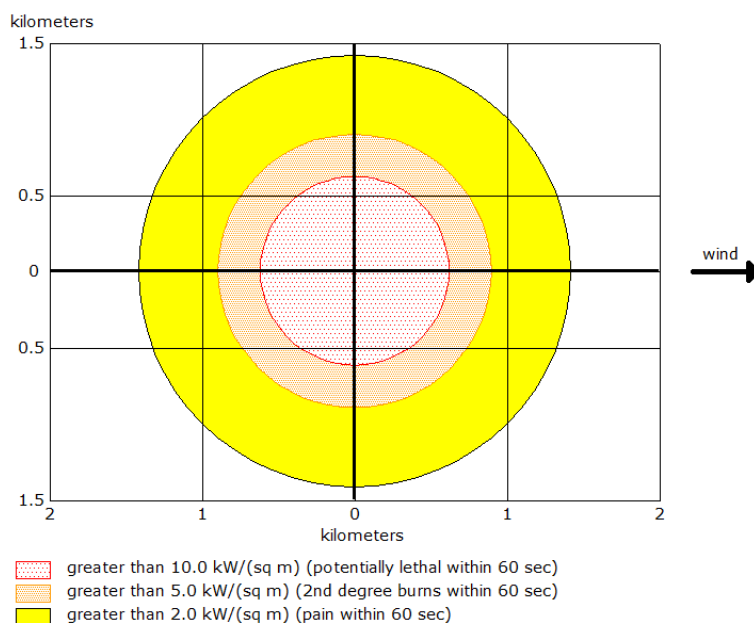
**Tabla 10-78: Parámetros y resultados del análisis de amenaza de explosión.**

Parámetro	Valor	Unidad
<b>Información de Sitio</b>		
Localización	Darsena Este, Uruguay	N/A
<b>Información Química</b>		
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] ; %
<b>Información Atmosférica</b>		
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	[%]
<b>Intensidad de la fuente, BLEVE<sup>61</sup> de líquidos inflamables en tanques cilíndricos horizontales.</b>		
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 exposición	5	[%]
Diámetro de la explosión	365	[m]

<sup>61</sup> 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]
<b>Resultados: Zonas amenazadas (ver Figura 10-32)</b>		
<b>Zona Roja</b>		
Radiación térmica	10	[kW/sq·m]
Radio	515	[m]
Riesgo	Potencialmente letal dentro de los primeros 60 segundos de exposición	N/A
<b>Zona Naranja</b>		
Radiación térmica	5	[kW/sq·m]
Radio	745	[m]
Riesgo	Quemaduras de segundo grado dentro de los primeros 60 segundos de exposición	N/A
<b>Zona Amarilla</b>		
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<sup>62</sup>).**

## 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 ferroviaria. 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.

<sup>62</sup> 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 públicas 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 hidroviario 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 metaoceánica 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 río 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 meteoceánicas y de los límites 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 hidroviario 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 hidroviario a través de los canales de navegación del Río de la Plata y Río Uruguay.
- Condiciones meteoceánicas y medioambientales: Las zonas marítimas B y C se tratan de zonas abrigadas, se esperan buenas condiciones meteoceánicas 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 ferroviaria. Si se considera la zona marítima C, la ubicación está situada en la Bahía de Montevideo, lo que le da conectividad al eje logístico hidroviario 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 adecue 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 ferroviaria. La ubicación de la zona marítima D está situada en la Bahía de Montevideo, lo que le da conectividad al eje logístico hidroviario 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 barcasas 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:

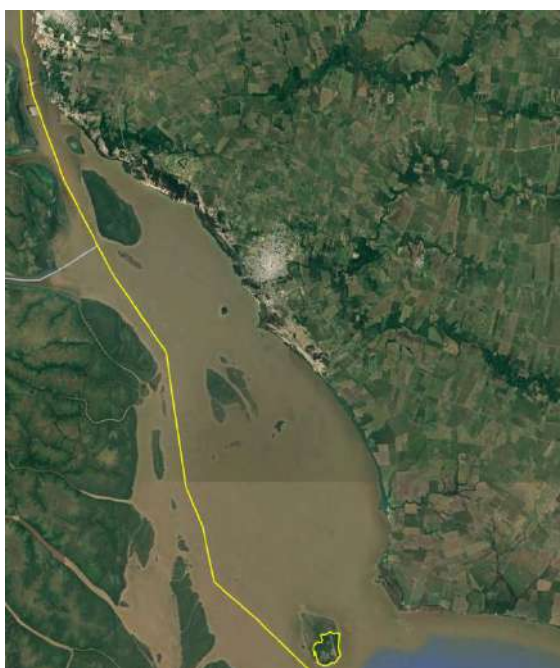
- Expansión del puerto de Nueva Palmira.
- Puerto greenfield en el tramo sugerido.

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 hidroviario. 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 meteoceánicas y medioambientales: Se trata de una zona abrigada, se esperan buenas condiciones meteoceánicas 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 río 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 discontinuo 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 discontinuo (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].

## II 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, de 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 <sub>2</sub>	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  $8 \times 477 \text{ m} = 3.816 \text{ m}$ .
- 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  $8 \times 777 \text{ m} = 6.216 \text{ m}$ .
- 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  $23 \times 777 \text{ m} = 17.871 \text{ m}$ .

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 <sub>2</sub> Gaseoso	4.2	13
H <sub>2</sub> Líquido	0.8	14.4
CO <sub>2</sub>	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<sub>2</sub> 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).

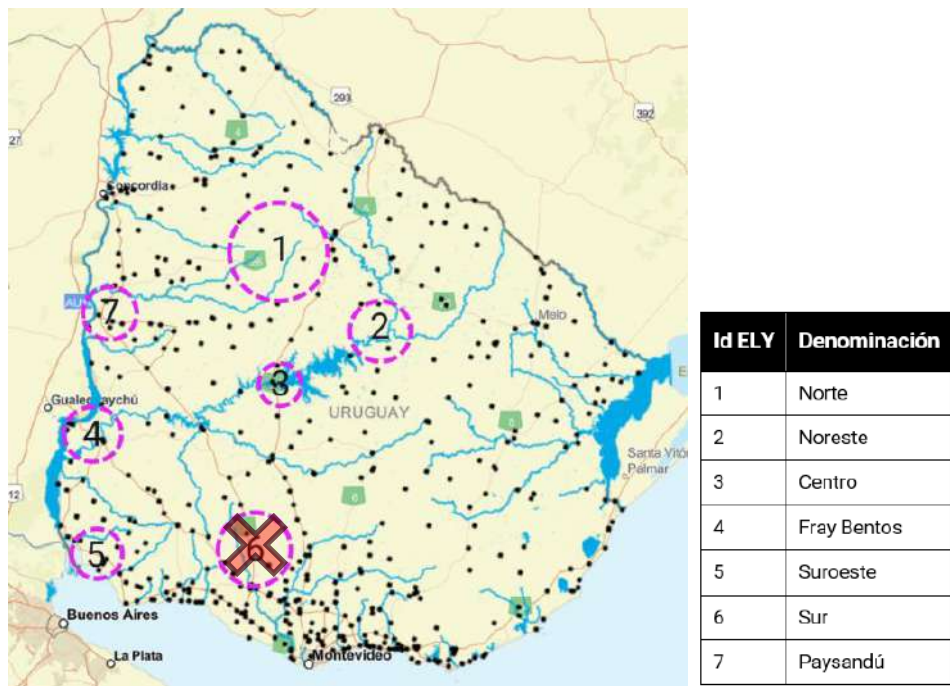


Figura 11-2: Zonas de electrólisis (la zona 6 ha sido descartada debido a disponibilidad de agua).

### 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 CO2 y buscando que representen un punto medio en el cálculo de distancias.

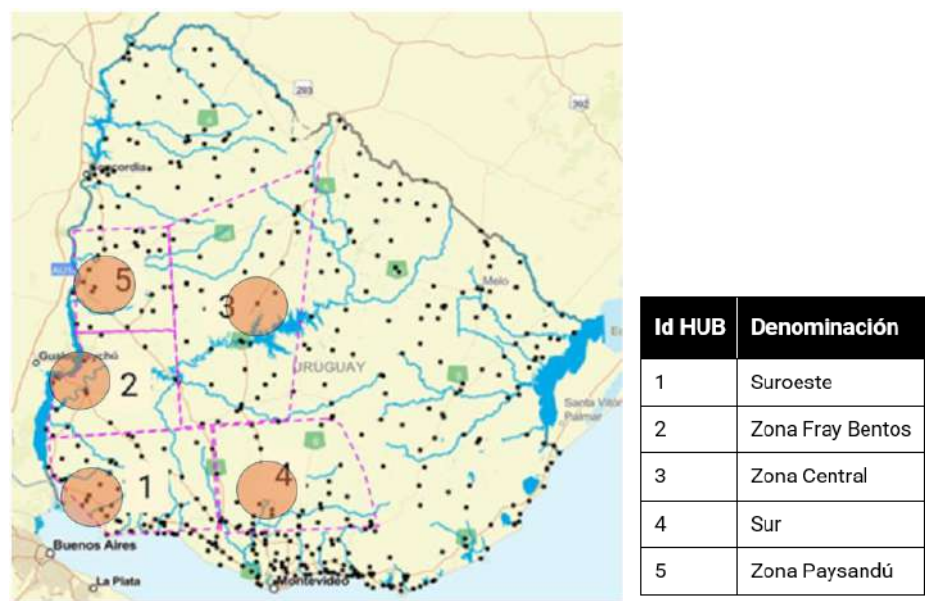


Figura 11-3: Macrozonas de Plantas Industriales y localizaciones referenciales asociada a cada una.

#### 11.1.2.4 Fuentes de CO<sub>2</sub>

En la Figura 11-4 se observan las fuentes de CO<sub>2</sub> existentes en Uruguay, y que el modelo de optimización tomará como referencia.



Figura 11-4: Fuentes de CO<sub>2</sub> 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<sub>2</sub> y Zonas de Plantas Industriales.**

<b>Zona Industrial / Fuentes de CO<sub>2</sub></b>	<b>Zona Ind 1 - Suroeste</b>	<b>Zona Ind 2 – Fray Bentos</b>	<b>Zona Ind 3 - Centro</b>	<b>Zona Ind 4 - Sur</b>	<b>Zona Ind 5 - Paysandú</b>
<b>Arboreal/ Frutifor</b>	386	411	110	300	413
<b>Lumin</b>	386	411	110	300	413
<b>Urufor</b>	527	552	251	441	554
<b>Fymnsa</b>	503	528	227	417	530
<b>Planta bioetanol ALUR</b>	314	145	274	309	20
<b>Planta ALUR Bella Unión</b>	565	396	525	560	271
<b>Estancias del lago</b>	182	258	87	103	251
<b>Cementos del plata</b>	480	564	569	379	677
<b>CYCUSA</b>	309	393	398	208	506
<b>ANCAP Minas</b>	309	393	398	208	506
<b>Cementos artigas</b>	309	393	398	208	506
<b>ANCAP Paysandú</b>	314	145	274	309	20
<b>Fábricas nacionales de cerveza</b>	309	393	398	208	506
<b>Bioener</b>	527	552	251	441	554
<b>Fenirol</b>	386	411	110	300	413
<b>Galofer</b>	480	564	569	379	677
<b>Frigorífico Las piedras</b>	246	269	274	84	382
<b>Frigorífico Tacuarembó</b>	386	411	110	300	413

Zona Industrial / Fuentes de CO <sub>2</sub>	Zona Ind 1 - Suroeste	Zona Ind 2 – Fray Bentos	Zona Ind 3 - Centro	Zona Ind 4 - Sur	Zona Ind 5 - Paysandú
<b>Frigorífico BPU</b>	166	242	110	94	275
<b>Frigorífico Pando</b>	273	310	315	125	423
<b>Frigorífico Marfrig</b>	98	160	362	172	325
<b>UPM 1</b>	198	29	272	307	136
<b>UPM 2</b>	233	229	43	147	251
<b>Montes del Plata</b>	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
<b>Montevideo</b>	229	286	291	101	399
<b>Puerto Suroeste</b>	50	188	295	279	353
<b>Paysandú</b>	314	145	274	309	20
<b>Fray Bentos</b>	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<sub>2</sub> y Zonas de Plantas Industriales.**

Zona Industrial / Fuentes de CO <sub>2</sub>	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

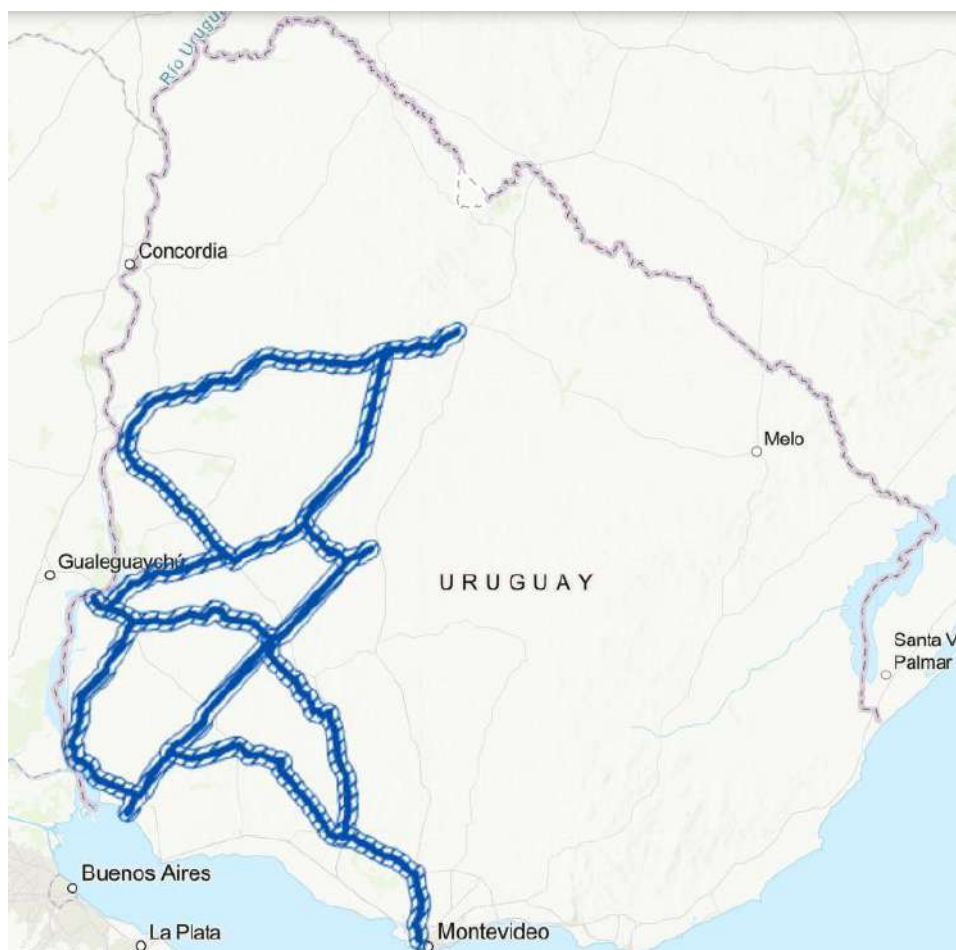
Zona Industrial / Fuentes de CO <sub>2</sub>	Zona Ind 1	Zona Ind 2	Zona Ind 3	Zona Ind 4	Zona Ind 5
Frigorífico Las piedras	N/A	N/A	286	88	418
Frigorífico Tacuarembó	N/A	N/A	132	336	238
Frigorífico BPU	N/A	N/A	105	90	248
Frigorífico Pando	N/A	N/A	328	130	460
Frigorífico Marfrig	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
UPM 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<sub>2</sub> y Zonas de Plantas Industriales.

Zona Industrial / Fuentes de CO <sub>2</sub>	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)
<b>Generación eólica</b>	141.024
<b>Generación solar</b>	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/tonH <sub>2</sub> eq/km]
Línea AT 500 kV – 2000 MW	77.939	0,49

Estas 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 los 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<sub>2</sub> 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<sub>2</sub>.

**Tabla 11-17: Costos de electrolizadores.**

	Costo anual (USD/MW)
<b>Alcalina 2030</b>	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<sub>2</sub> 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<sub>2</sub> 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<sub>2</sub> 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<sub>2</sub> 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 observar 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<sub>2</sub> 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<sub>2</sub> 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)
<b>Paysandú</b>			
<b>Paysandú - SO - Europa</b>	<b>\$ 76</b>	<b>\$ 77</b>	<b>\$ 58</b>
Paysandú - SO - MVD - Europa	\$ 82	\$ 82	\$ 59
Paysandú - MVD - Europa	\$ 83	\$ 87	-
<b>Fray Bentos</b>			
<b>Fray Bentos - SO - Europa</b>	<b>\$ 75</b>	<b>\$ 76</b>	<b>\$ 56</b>
Fray Bentos - SO - MVD - Europa	\$ 80	\$ 82	\$ 57
Fray Bentos - MVD - Europa	\$ 81	\$ 86	-
<b>Puerto Suroeste</b>			
<b>SO - Europa</b>	<b>\$ 60</b>	<b>\$ 60</b>	<b>\$ 46</b>
SO - MVD - Europa (transship)	\$ 73	\$ 73	\$ 52
SO - MVD - Europa (top-off)	\$ 66	\$ 66	\$ 47

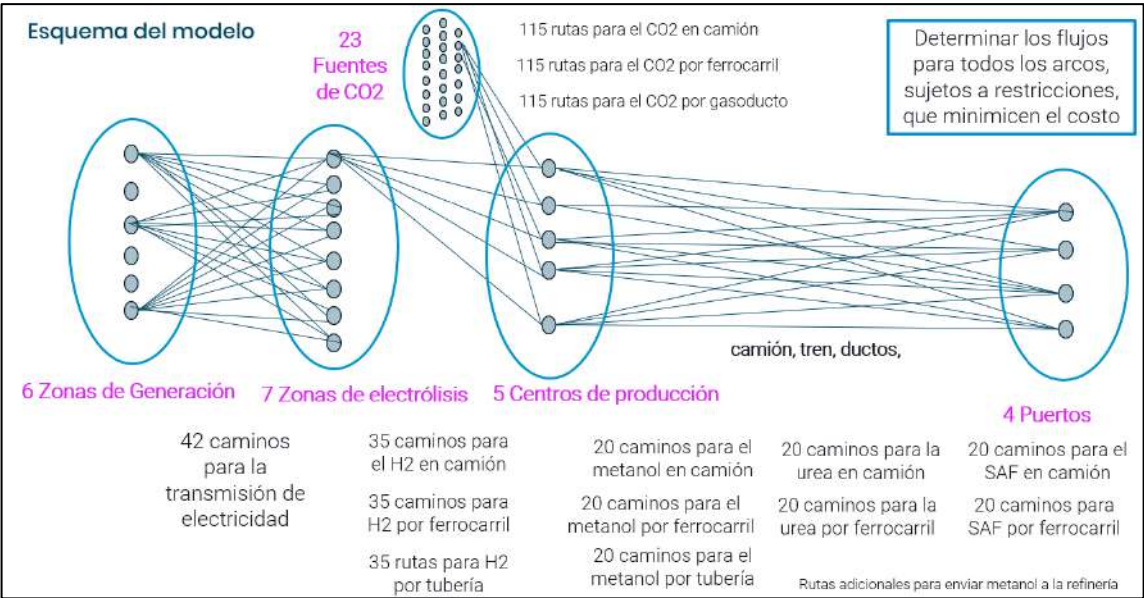
Alternativa logística de exportación	Metanol (USD/ton)	Jetfuel (USD/ton)	Urea (USD/ton)
<b>Puerto Montevideo</b>			
MVD - Europa (Handy)	\$ 60	\$ 60	\$ 45
<b>MVD - Europa (Panamax)</b>	<b>\$ 55</b>	<b>\$ 55</b>	<b>\$ 39</b>

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<sub>2</sub> 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<sub>2</sub> 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).

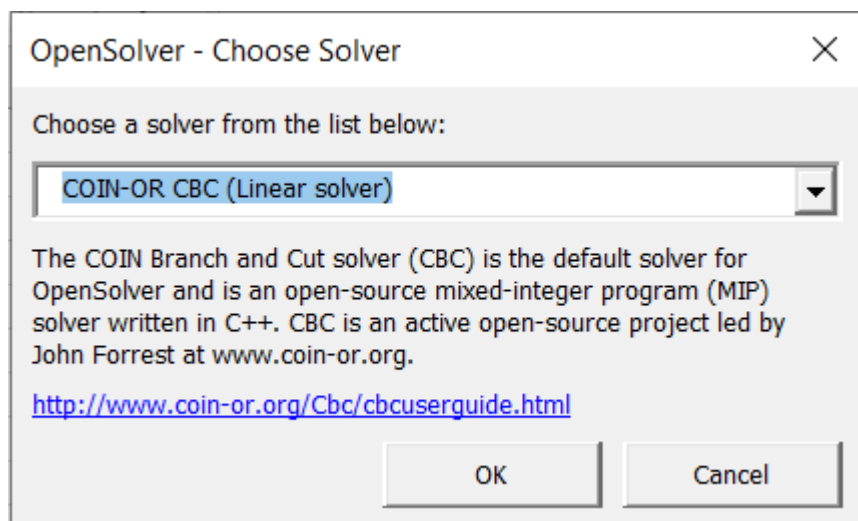


Figura 11-9: Open Solver, complemento de Excel utilizado para el desarrollo del Modelo.

## 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 electrólisis 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 electrólizadores, 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<sub>2</sub>

La cantidad de CO<sub>2</sub> a transportar desde cada fuente de CO<sub>2</sub> 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<sub>2</sub>: Camión, Ferrocarril y Tubería. El modelo combina las distancias entre cada una de las fuentes de CO<sub>2</sub> 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<sub>2</sub> 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 duplicación 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 - Sureste	3 - Litoral	4 - Noroeste	5 - Suroeste	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	
<b>Parámetros de CO<sub>2</sub></b>			
Arboreal/ Frutifor	<i>Emissiones anuales de CO<sub>2</sub> por cada fuente</i>	<i>tpa</i>	90,000
Lumin		<i>tpa</i>	260,000
Urufor		<i>tpa</i>	100,000
Fymnsa		<i>tpa</i>	60,000
Otros aserraderos		<i>tpa</i>	130,000
Planta bioetanol ALUR		<i>tpa</i>	150,000
Planta ALUR Bella Unión		<i>tpa</i>	150,000
Estancias del lago		<i>tpa</i>	20,000
Cementos del plata		<i>tpa</i>	80,000
CYCUSA		<i>tpa</i>	10,000
ANCAP Minas		<i>tpa</i>	50,000
Cementos artigas		<i>tpa</i>	210,000
Cielo Azul		<i>tpa</i>	0
ANCAP Paysandú		<i>tpa</i>	50,000
Fábricas nacionales de cerveza		<i>tpa</i>	10,000
Bioener		<i>tpa</i>	40,000
Fenirol		<i>tpa</i>	40,000
Galofer		<i>tpa</i>	40,000
Otros electricidad		<i>tpa</i>	20,000
Frigorífico Las piedras		<i>tpa</i>	20,000
Frigorífico Tacuarembó		<i>tpa</i>	20,000
Frigorífico BPU		<i>tpa</i>	10,000
Frigorífico Pando		<i>tpa</i>	10,000
Frigorífico Marfrig		<i>tpa</i>	10,000
Otros frigoríficos		<i>tpa</i>	120,000
UPM 1		<i>tpa</i>	2,540,000
UPM 2		<i>tpa</i>	3,900,000
Montes del Plata		<i>tpa</i>	2,910,000
<b>Parámetros de Puertos</b>			
Metanol	<i>Mínima cantidad de metanol para abrir un puerto</i>	<i>tpa</i>	500,000
Urea	<i>Mínima cantidad de urea para abrir un puerto</i>	<i>tpa</i>	500,000
Jet fuel	<i>Mínima cantidad de jet fuel para abrir un puerto</i>	<i>tpa</i>	250,000
<b>Restricciones de infraestructura ferroviaria</b>			
Elegir entre las siguientes configuraciones:	<i>Configuración A: Tren de 500 m de largo y vía simple</i> <i>Configuración B: Tren de 800 m de largo y vía simple</i> <i>Configuración C: Tren de 800 m de largo y vía doble</i>		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 descartada 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 <sub>2</sub> por Camión		TRUE
CO <sub>2</sub> por Tren		TRUE
CO <sub>2</sub> 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						Total
	1 - Norte	2 - Suroeste	3 - Litoral	4 - Noreste	5 - Sureste	6 - Centro	
Eólica	7.18	-	-	-	-	-	7.18
Solar	5.88	-	-	-	-	-	5.88
Total	13.06	-	-	-	-	-	13.06

Distribución de la Generación							
	Zonas de Generación						Total
	1 - Norte	2 - Suroeste	3 - Litoral	4 - Noreste	5 - Sureste	6 - Centro	
Total	100.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	100%

Transmisión de Potencia (GW)							
Líneas de Transmisión							
Zonas de Electrólisis	Zonas de Generación						Total
	1 - Norte	2 - Suroeste	3 - Litoral	4 - Noreste	5 - Sureste	6 - Centro	
1 - Norte	-	-	-	-	-	-	-
2 - Noreste	-	-	-	-	-	-	-
3 - Centro	-	-	-	-	-	-	-
4 - Fray Bentos	-	-	-	-	-	-	-
5 - Suroeste	-	-	-	-	-	-	-
6 - Sur	-	-	-	-	-	-	-
7 - Paysandú	-	-	-	-	-	-	-
Total	-	-	-	-	-	-	-

In-Situ							
Zonas de Electrólisis	Zonas de Generación						Total
	1 - Norte	2 - Suroeste	3 - Litoral	4 - Noreste	5 - Sureste	6 - Centro	
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	-	-	-	-	-

Exportación 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 CO<sub>2</sub>
- Ferrocarril: Costos de inversión y operación referenciales de material rodante para transporte de CO<sub>2</sub>, 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 CO<sub>2</sub> (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 amoníaco y CO<sub>2</sub>). 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%
	% 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%
	% del CPNA Total	33%	32%	33%	30%	30%	32%	33%	33%	34%	31%	30%	31%	29%	28%	30%	31%	31%	31%
H2 por tubería	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%
	% 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%
	% 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%
	% 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%
	% 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%
	% 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%
	% 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%
	% 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
	% 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%
	% 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%
	% 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%
	% 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%
	% 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%
	% 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%
	% 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, SO	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%
	% 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 <sub>2</sub> eq	\$ 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%
	% 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 <sub>2</sub>	\$ 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%
	% 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%
	% 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%
	% 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%
	% 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		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)
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.

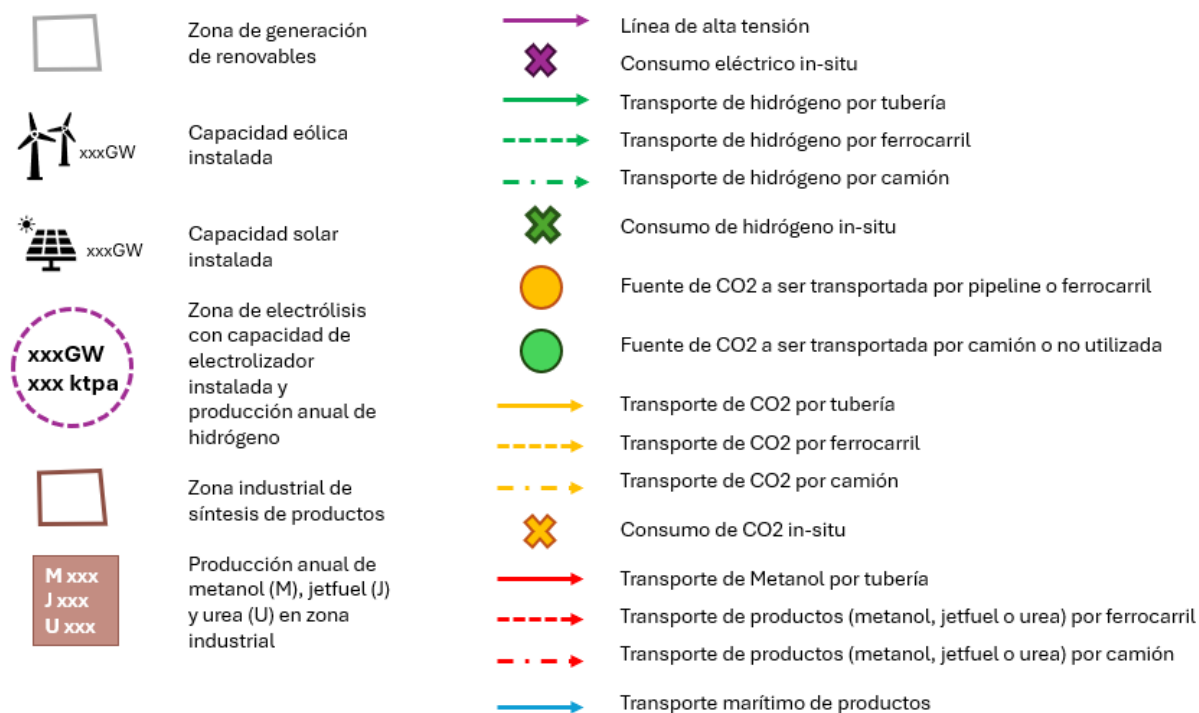


Figura 12-1: Simbología de diagramas con resultados

### 12.2.2.1 Escenario A

Id 1 y 3: Generación óptima, coincidente a generación en el Norte (Escenario A)

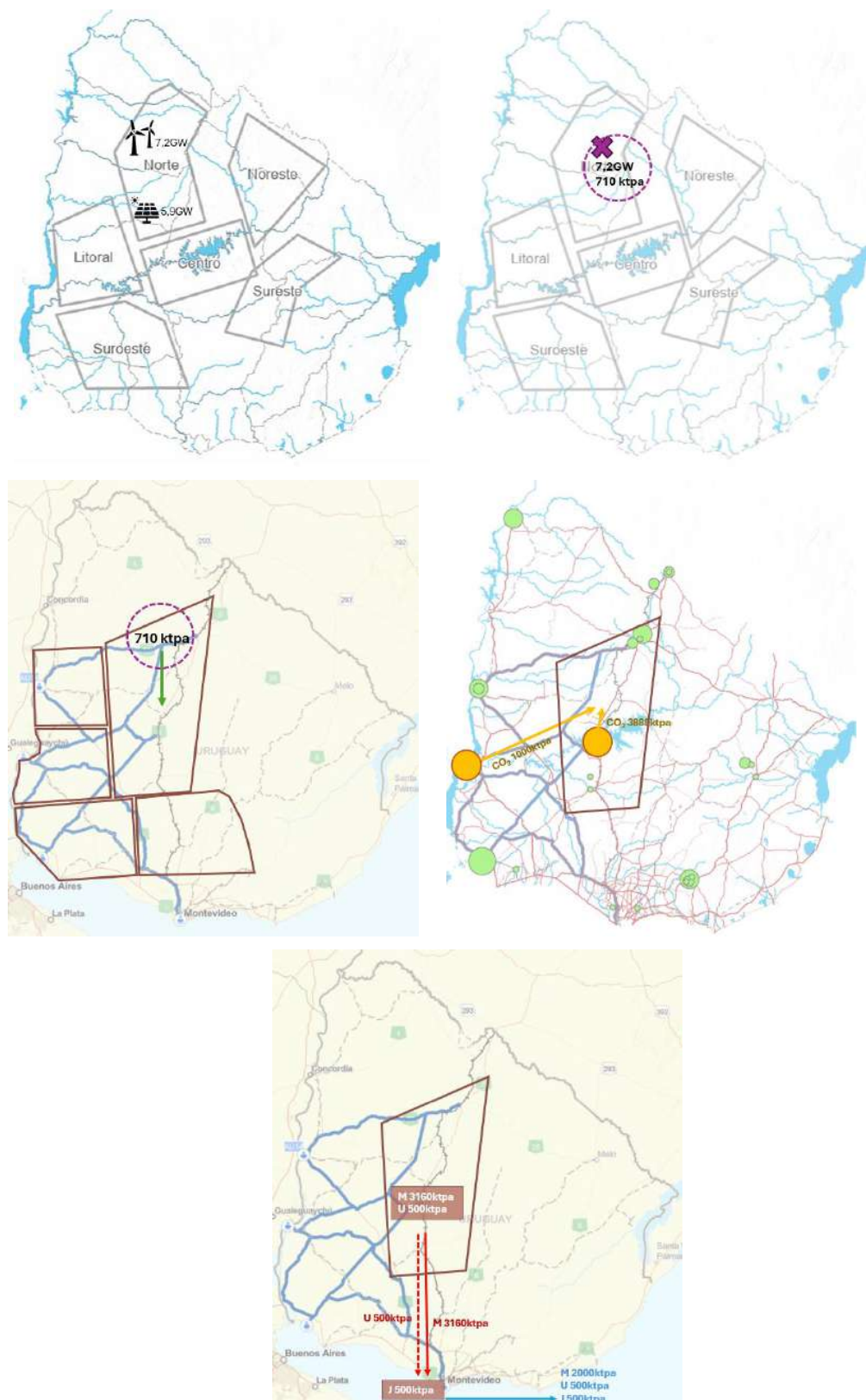


Figura 12-2: Id 1/3 - Esquemas de generación, electrolisis, transportes, CO2, producción y exportación

- Id 2: Generación uniformemente distribuida en todas las zonas (Escenario A)

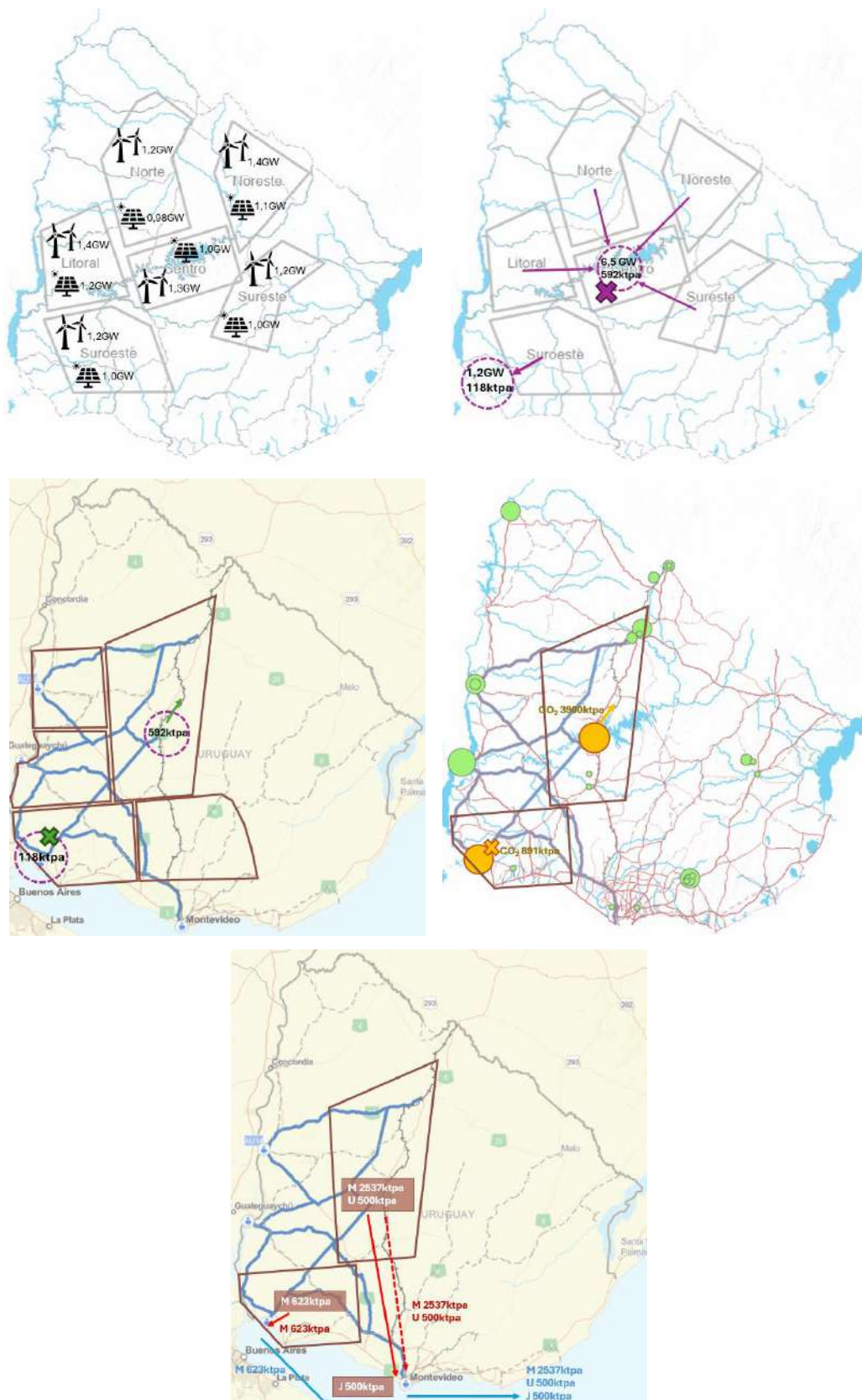


Figura 12-3: Id 2 - Esquemas de generación, electrolisis, transportes, CO2, producción y exportación

- Id 8: Generación en el suroeste (Escenario A)

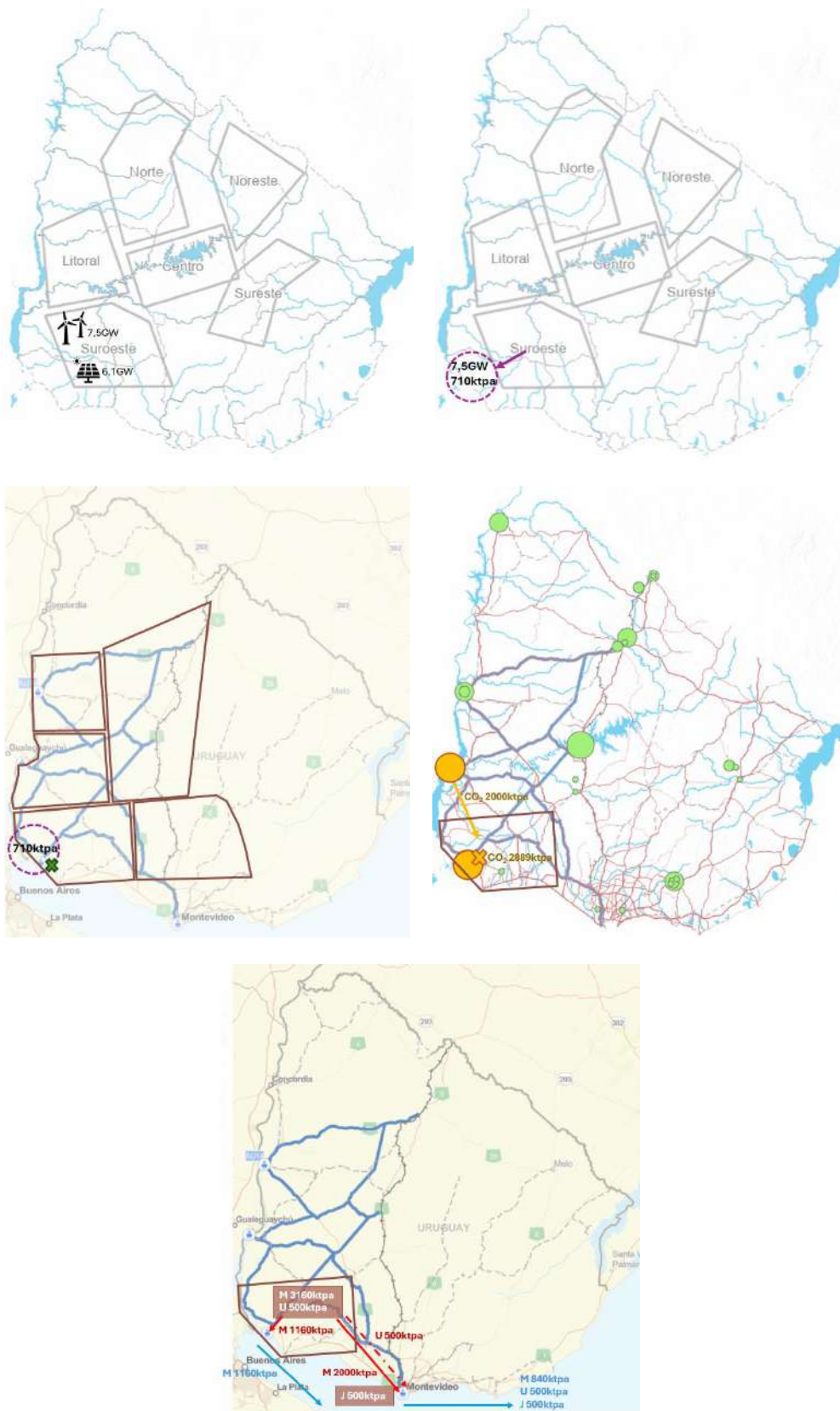


Figura 12-4: Id 8 - Esquemas de generación, electrolisis, transportes, CO2, producción y exportación

### 12.2.2.2 Escenario B

- Id 10 y 12: Generación óptima (Escenario B)

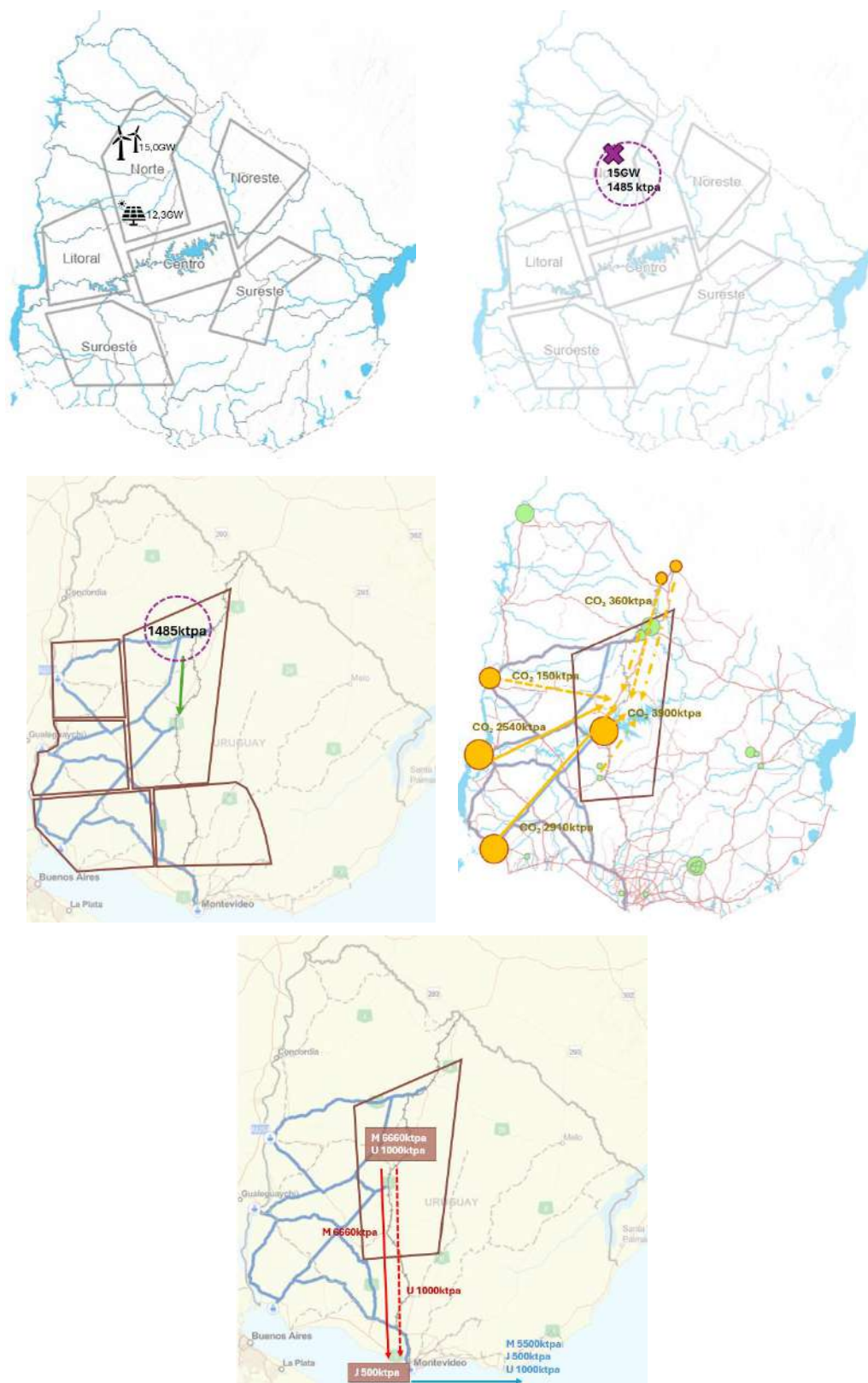


Figura 12-5: Id 10/12 - Esquemas generación, electrolisis, transportes, CO2, producción y exportación

- Id 17: Generación en el Suroeste (Escenario B)

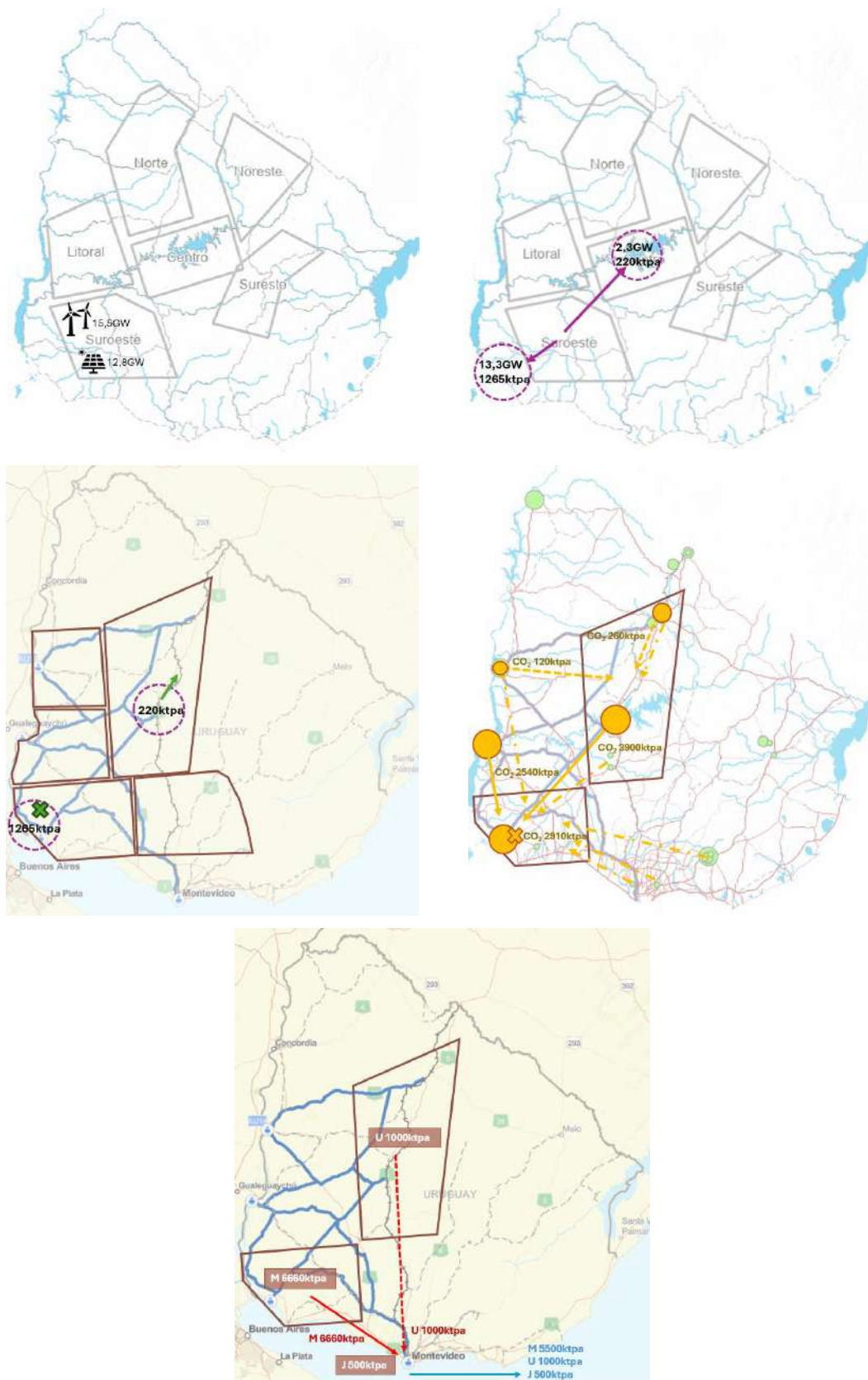


Figura 12-6: Id 17 - Esquemas de generación, electrolisis, transportes, CO2, producción y exportación

## 12.3 Análisis de sensibilidad

Se realizaron algunas pruebas de sensibilidad para analizar la robustez 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:
    - CO<sub>2</sub> a Fray Bentos: de UPM1 in-situ; CO<sub>2</sub> por camión desde Montes del Plata
    - CO<sub>2</sub> 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<sub>2</sub> 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<sub>2</sub> 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 ítem 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, para 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 ítem 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 lo 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, para 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 ítem 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, para 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 ítem 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, para 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 (vía 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 ítem 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, para 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 CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub> 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<sub>2</sub> y CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub> por ducto desde UPM1, UPM2 y Montes del Plata a Paysandú
  - Transporte de CO<sub>2</sub> 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 ítem 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 CO<sub>2</sub> 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

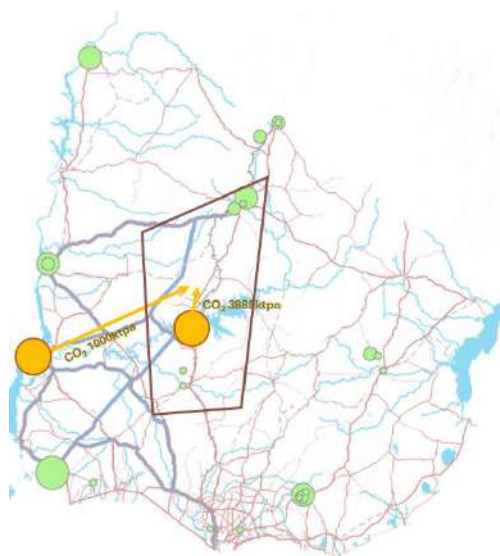
La capacidad del ferrocarril en Caso A es suficiente para enviar todos los productos a puerto de Montevideo, manteniendo la configuración original, pero transportando los productos vía ferrocarril en lugar de ducto. Este caso coincide con el S6.1 simulado en la sección 12.3.6.

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 ítem 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, para 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, CO<sub>2</sub>, 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 ítem 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 lo 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, para 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, para 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 edica	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%
	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
Electrolisis	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	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
H2 por tubería	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%
	Ktpa	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	703.19	-	-	-
H2 por ferrocarril	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%	7.3%	0.0%	0.0%	0.0%
	Ktpa	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7.21	-	-	-
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%
	Ktpa	0	750	4889	2000	6810	2500	6810	9263	2297	4889	9350	0	3900	6440	0	9350	4889	4889	9350	4889
CO2 por tubería	Ktpa	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	% 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%
	Ktpa	320	-	-	-	570	-	654	-	-	795	-	-	660	-	660	-	-	-	720	-
CO2 por ferrocarril	Ktpa	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%
	% 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%
	Ktpa	370	-	-	-	344	-	260	-	-	119	-	-	107	296	-	254	-	-	194	-
CO2 por camión	Ktpa	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%
	% 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%
	Ktpa	2000	0	3160	3160	6660	1160	1160	5960	0	0	0	0	0	0	3160	6660	3160	2000	5500	0
Metanol por tubería	Ktpa	0.4%	0.0%	0.5%	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%
	% del CPNA Total	0.4%	0.0%	0.5%	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%
	Ktpa	0	0	0	0	0	0	0	0	1296	3160	6660	0	2544	4655	0	0	0	0	0	3160
Metanol por ferrocarril	Ktpa	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%
	% 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%
	Ktpa	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2,517.28	616.44	2,005.46	-	-	-	-	-	-
Metanol por camión	Ktpa	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%
	% 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%
	Ktpa	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	500	500	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%
	Ktpa	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Jetfuel por camión	Ktpa	0	0	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%	0%	0%
	Ktpa	500	0	500	0	1000	0	1000	1000	600	500	1000	0	500	1000	0	1000	500	500	1000	500
Urea por ferrocarril	Ktpa	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%
	% 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%
	Ktpa	0	500	0	500	0	500	0	0	0	0	0	500	0	0	500	0	0	0	0	0
Urea por camión	Ktpa	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%
	% 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%
	Ktpa	0	500	0	500	0	500	0	0	0	0	0	500	0	0	500	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%
	Ktpa	0	500	0	500	0	500	0	0	0	0	0	500	0	0	500	0	0	0	0	0
Indicador Costo H2eq	USD/kg H <sub>2</sub> eq	\$ 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%
	Ktpa	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
Indicador Costo H2	USD/kg H <sub>2</sub>	-	-	-	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%
	% 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%
	Ktpa	869	881	798	792	790	792	787	789	817	806	798	819	816	809	803	797	864	792	789	806
Indicador Costo Jetfuel	USD/t	-	-	-	-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%
	% 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%
	Ktpa	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
Indicador Costo Urea	USD/t	-	-	-	-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%
	% 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%
	Ktpa	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

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, CO<sub>2</sub>, 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 CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub>. 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 hidrógeno 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 CO<sub>2</sub> 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 hidrógeno equivalente es de 9,5% y de 9,9% para escenario A y B respectivamente. Esta diferencia se da entre el escenario óptimo 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 óptima 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 CO<sub>2</sub> 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.

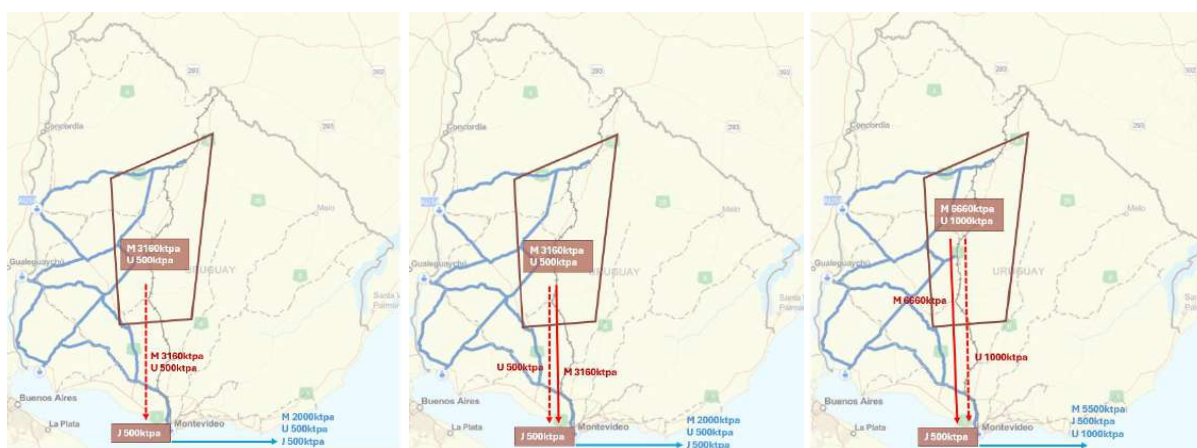
- b. Dada la optimización de costos asociada a la producción de jetfuel junto a la refinería de ANCAP, es necesario transportar el metanol requerido para la síntesis de dicho producto hasta la refinería ubicada en el Puerto de Montevideo. El medio de transporte más conveniente para ello es vía ducto. 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 H<sub>2</sub> 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 hidrógeno.
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 CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub> de las fuentes dispersas, en la gran mayoría de los casos, no resulta conveniente transportar CO<sub>2</sub> desde una fuente dispersa. El modelo encuentra más óptimo centralizar la producción y llevar el CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub> desde fuentes dispersas hacia las zonas de producción, se utiliza camión a pesar de que se cuenta 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 CO<sub>2</sub> asociada se prolonga el ducto de CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub> 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 suplantando 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<sub>2</sub>.

Producto	Factor de Conversión [ton <sub>producto</sub> /ton <sub>H2</sub> ]
Metanol	5,25
Urea	4,55
Jetfuel	2,26

Tabla 15-2: Factores de conversión para la estimación de necesidades de CO<sub>2</sub>.

Producto	Factor de Conversión [ton <sub>producto</sub> /ton <sub>CO2</sub> ]
Metanol	0,70
Urea	1,35
Jetfuel	0,30

Tabla 15-3: Consumo de agua por proceso para la producción de H<sub>2</sub>.

Uso del Agua	Factor de Conversión [ton <sub>agua</sub> /ton <sub>H2</sub> ]	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
<b>Total</b>	<b>35</b>	<b>24.910.000</b>	<b>52.086.000</b>

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

Producción de	Factor de Conversión [ton <sub>agua</sub> /ton <sub>producto</sub> ]	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
<b>Total</b>	-	<b>49.044.000</b>	<b>102.360.000</b>

## 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 <sub>2</sub>	GH <sub>2</sub>	LH <sub>2</sub>	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 <sub>2</sub>	GH <sub>2</sub>	LH <sub>2</sub>	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
<b>Total por Camión</b>	<b>510.000 - 575.000</b>	<b>860.000 – 1.025.000</b>	<b>1.160.000 – 1.475.000</b>	<b>240.000 - 275.000</b>	<b>235.000 - 275.000</b>

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

Parámetros	Unidad	$CO_2$	$GH_2$	$LH_2$	Metanol / Jetfuel	Urea
<b>Sueldos</b>						
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
<b>Combustible</b>						
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
<b>Mantención</b>						
Costo de Mantención	%	20% del costo total de Capex				

Tabla 15-9: Capex y Opex de plantas de licuefacción de Hidrógeno<sup>63</sup>.

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

<sup>63</sup> 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
<b>Total por Tren</b>	<b>16.200.000 – 23.150.000</b>	<b>28.200.000 – 35.600.000</b>	<b>36.000.000 – 47.900.000</b>	<b>6.500.000 – 13.750.000</b>	<b>6.800.000 – 14.500.000</b>

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

Parámetros	Unidad	$CO_2$	$GH_2$	$LH_2$	Metanol / Jetfuel	Urea
<b>Sueldos</b>						
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
<b>Combustible</b>						

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
<b>Mantenición</b>						
Costo de Mantenición	[%]	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.**

		<b>Blessey Marine Services, Modelo HFL-405</b>		<b>Barcaza Jumbo granel sólido</b>
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.**

	<b>Unidad</b>	<b>Tanker Wisby Wave</b>	<b>Tanker Chempool 25</b>	<b>Handy Bulk Carrier</b>
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 hidrografía.

Item	Unidad	Costo unitario
<b>Capex</b>		
Barcaza cisterna	[USD/un]	1.800.000
Empujadores	[USD/un]	5.000.000 a 8.000.000 *
<b>Opex</b>		
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 barcasas 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<sup>64</sup>.

<sup>64</sup> 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/freightktc/freight-tanker-clean-\\$-mt-rates](https://www.commodity3.com/physical/freightktc/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
<b>Capex</b>		
Barcaza jumbo	[USD/un]	1.300.000
Empujadores	[USD/un]	5.000.000 a 8.000.000 *
<b>Opex</b>		
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.



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.