

UNIVERSIDAD DE CONCEPCIÓN

FACULTAD DE INGENIERÍA
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



Profesor Patrocinante:

Dr. Claudio Roa Sepúlveda

Informe de Memoria de Título
para optar al título de:

Ingeniera Civil Eléctrica

Evaluación tecno-económica de sistemas basados en H₂/NH₃ para el mercado de la energía en el SEN

UNIVERSIDAD DE CONCEPCIÓN
Facultad de Ingeniería
Departamento de Ingeniería Eléctrica

Profesor Patrocinante
Dr. Claudio Roa Sepúlveda

Evaluación tecno-económica de sistemas basados en H₂/NH₃ para el mercado de la energía en el SEN

Verónica Alexandra Espinoza Quintana

Informe de Memoria de Título
para optar al Título de

Ingeniera Civil Eléctrica

Marzo 2025

Resumen

El mercado eléctrico chileno está actualmente pasando por una transición hacia energías renovables para poder descarbonizar la matriz energética del país, en este contexto surge la motivación de evaluar la viabilidad tecno-económica de sistemas de generación basados en combustibles verdes como el hidrógeno y el amoníaco. En esta área, Chile tiene un futuro prometedor gracias a sus abundantes recursos naturales por lo que se vuelve el principal foco de estudio para este tipo de proyectos, además, cuenta con regulaciones de un mercado que permite la integración de este nuevo tipo de tecnologías.

Por medio del estudio de la literatura contingente al tema, vista en fuentes científicas y gubernamentales, se logra tener una visión completa del proyecto que se quiere implementar. Se realiza un análisis tecno-económico de una central a combustión con una turbina de 70 MW, esta hipotética planta se decide ubicar estratégicamente en la región de Antofagasta. Para efectos de este estudio se consideran dos escenarios principales: el primero basado en los costos promedio de combustible y el segundo considerando un costo optimista según las proyecciones para el año 2030. Se estudian los costos y rentabilidad del proyecto con una evaluación comparativa a partir de indicadores clave como LCOE, VAN y TIR.

Al finalizar el estudio se concluye que el proyecto no es viable debido a los altos gastos en combustible en contraste con los bajos ingresos, debido a la poca participación que alcanza la central en el mercado spot anualmente, dejando un VAN negativo de aproximadamente 40 millones de dólares para un escenario realista. Además, considerando que, en el escenario de costo de combustible optimista el LCOE es superior a 300 USD/MWh, la única variable que ofrece una alternativa para la aplicación de esta generadora como partícipe del mercado de la energía con contratos, teniendo en cuenta que el PMM es de 98.5 USD/MWh, es la eficiencia optimista del 60% pues es donde el LCOE alcanza su menor valor.



Sin prisa, pero sin pausa.

Agradecimientos

En primer lugar, a Dios por darme las capacidades para poder llegar donde estoy hoy, por demostrarme que sus tiempos son mejores que los míos.

A mis padres, por haberme educado con valores que me servirían de base para enfrentarme a la vida universitaria, por su apoyo a lo largo de mi vida estudiantil de forma continua y por nunca presionarme en mis estudios.

A Catalina, que sin saberlo me fue enseñando la superación y el esfuerzo para poder seguir adelante con una carrera universitaria a pesar del estrés o lo complicado que puede ser a veces y que una mala nota no me define como estudiante, sólo necesitas seguir adelante.

A Margot, por ser mi compañera y mejor amiga a lo largo de la vida, por escucharme cada vez que lo necesitaba y por darme palabras de apoyo en los momentos precisos.

A Gonzalo, por acompañarme en estos tres últimos años, por el ánimo, las conversaciones, los trabajos en equipo, las risas, los días de traspasar por estudiar para un certamen y, sobre todo, por estar presente haciendo que mi paso por la universidad fuera más ameno.

A todos mis compañeros, tanto de eléctrica como de otras ingenierías, por haberme apoyado cuando pensaba que ya no podía con un ramo y me dieron una mano cuando lo necesitaba.

Finalmente, a mis profesores, por su disposición para enseñar desde su experiencia la maravillosa especialidad de eléctrica.

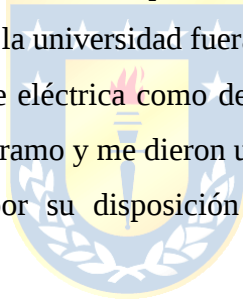


Tabla de Contenidos

LISTA DE TABLAS	VIII
LISTA DE FIGURAS	IX
ABREVIACIONES	X
1. INTRODUCCIÓN	11
1.1. INTRODUCCIÓN GENERAL	11
1.2. TRABAJOS PREVIOS	11
1.2.1 <i>Uso del H2V en generación de electricidad</i>	12
1.2.2 <i>Uso del amoníaco en generación de electricidad</i>	14
1.2.3 <i>Escenario legal y normativas en Chile</i>	17
1.2.4 <i>Discusión</i>	18
1.3. OBJETIVOS	18
1.3.1 <i>Objetivo General</i>	18
1.3.2 <i>Objetivos Específicos</i>	18
1.4. ALCANCES Y LIMITACIONES	19
1.5. TEMARIO Y METODOLOGÍA	20
2. ELECCIÓN DEL COMBUSTIBLE	21
2.1. INTRODUCCIÓN	21
2.2. CARACTERÍSTICAS DE LOS COMBUSTIBLES	21
2.2.1 <i>Química del hidrógeno y del amoníaco</i>	21
2.2.2 <i>Métodos de generación</i>	22
2.2.3 <i>Desafíos y oportunidades</i>	23
2.3. CRITERIOS DE SELECCIÓN	24
2.4. ANÁLISIS COMPARATIVO	25
2.5. SELECCIÓN DEL COMBUSTIBLE	26
2.6. DISCUSIÓN	28
3. ESPECIFICACIONES TECNO-ECONÓMICAS.....	29
3.1. INTRODUCCIÓN	29
3.2. UBICACIÓN	29
3.3. CARACTERÍSTICAS DE LA UNIDAD GENERADORA	30
3.3.1 <i>Capacidad de planta</i>	30
3.3.2 <i>Tecnología</i>	31
3.3.3 <i>Sistemas de captura de NOx</i>	32
3.4. PARÁMETROS ECONÓMICOS	34
3.4.1 <i>Costos fijos y variables</i>	34
3.4.2 <i>Tasa de deterioro y tasa de descuento</i>	35
3.4.3 <i>Costo marginal (λ)</i>	35
3.5. DISCUSIÓN	36
4. ANÁLISIS ECONÓMICO Y RESULTADOS.....	37
4.1. INTRODUCCIÓN	37
4.2. MERCADO DE LA ENERGÍA CHILENO	37
4.3. ENTRADA AL MERCADO DE UNA NUEVA CENTRAL	38
4.4. ESCENARIOS DE ESTUDIO	40
4.5. ANÁLISIS ECONÓMICO DE LOS ESCENARIOS	41
4.6. ANÁLISIS DE RESULTADOS	43
4.7. ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES DEL PROYECTO.....	45
4.7.1 <i>Horizonte de estudio</i>	45
4.7.2 <i>Tasa de descuento</i>	45
4.7.3 <i>Eficiencia</i>	46
4.8. DISCUSIÓN	47

5. CONCLUSIONES48

5.1. CONCLUSIONES48

5.2. TRABAJO FUTURO48

REFERENCIAS.....49

ANEXO A.....55

ANEXO B.....56

ANEXO C.....57

ANEXO D.....58

ANEXO E.....59

ANEXO F.....60



Lista de Tablas

Tabla 2.1 Comparativa química de combustibles	21
Tabla 2.2 Análisis comparativo de criterios de selección	25
Tabla 3.1 Resumen aspectos técnicos de tecnologías de generación [31]	32
Tabla 4.1 Escenarios de estudio 1 y 2	41
Tabla 4.2 Inversión inicial escenarios 1 y 2	41
Tabla 4.3 Costos variables escenarios de estudio 1 y 2	42
Tabla 4.4 Resumen resultados escenarios de estudio.....	43
Tabla 4.5 Resumen resultados análisis de sensibilidad en 2050	45
Tabla 4.6 Resumen resultados análisis de sensibilidad tasa de descuento.....	46
Tabla 4.7 Resumen resultados análisis de sensibilidad de eficiencia	47



Lista de Figuras

Fig. 2.1 Ubicación de proyectos generadores de hidrógeno verde [24]..... 26

Fig. 2.2 Ubicación de proyectos generadores de amoniaco verde [24]..... 27

Fig. 3.1 Ubicación S/E Mejillones y proyecto Volta [29]..... 30

Fig. 4.1 Determinación del LCOE [39]..... 39

Fig. 4.2 Proyección del LCOA para 2030 [26] 40

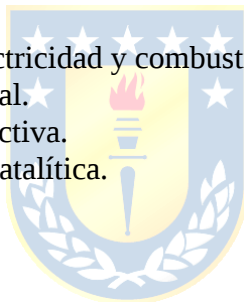
Fig. 4.3 Proyección del LCOE para 2030 [43]..... 44



Abreviaciones

Mayúsculas

B.E.S.S.	: sistema de almacenamiento de energía en baterías.
C.E.N.	: coordinador eléctrico nacional.
C.N.E.	: comisión nacional de energía.
C.N.P.T.	: condiciones normales de presión y temperatura.
C.V.N.C.	: costo variable no combustible.
C.V.P.	: costo variable de producción.
C.V.O.N.C.	: costo variable de operación y mantenimiento no combustible.
E.R.N.C.	: energía renovable no convencional.
G.E.I.	: gases de efecto invernadero
H2V	: hidrógeno verde.
L.C.O.A.	: costo nivelado del amoníaco.
L.C.O.E.	: costo nivelado de energía.
L.G.S.E.	: ley general de servicios eléctricos.
P.M.M.	: precio medio de mercado.
P.V.	: fotovoltaica.
S/E.	: subestación eléctrica.
S.E.C.	: superintendencia de electricidad y combustible.
S.E.N.	: sistema eléctrico nacional.
S.C.R.	: reducción catalítica selectiva.
S.N.C.R.	: reducción selectiva no catalítica.



1. Introducción

1.1. Introducción general

El uso de energías renovables en Chile tiene un historial de varias décadas en el pasado, sin embargo, con el plan de descarbonización cero presentado en 2019, ha tomado mayor importancia el aumentar la generación basada en fuentes limpias. A raíz de este plan, nuestro país ha visto un gran cambio en la proporción que este tipo de energías ocupan dentro del total de la generación anual, siendo solar y eólica las fuentes ERNC que han evidenciado el mayor aumento de producción dentro del mercado eléctrico.

En este contexto surge la motivación de la búsqueda de nuevas fuentes de energía que aporten no sólo al plan ya mencionado, sino también al plan de carbono neutralidad proyectado para el año 2050. Una alternativa que surge son los combustibles verdes, donde el más mencionado actualmente es el hidrógeno, sin embargo, se está estudiando en paralelo el uso de amoníaco, siendo ambos potenciales contribuyentes en la descarbonización de la matriz energética.

El vertimiento de energía renovable es un problema que se ha vuelto cada vez más relevante debido a la magnitud de las pérdidas, sobre todo, de plantas fotovoltaicas y eólicas las cuales se encuentran operando con mayor eficiencia en un rango horario fuera de las horas donde la demanda alcanza su punto más alto. Una solución a esto es el almacenamiento de energía que ofrece el hidrógeno, se puede utilizar los GWh que se están vertiendo para el proceso de generación de la molécula de hidrógeno para luego reservarla y ser transformada en electricidad en el momento en que sea solicitado.

Contando con la experiencia de países europeos, que han comenzado a implementar el hidrógeno como fuente de energía, se puede comparar con los avances y proyectos que ya se tienen en Chile tanto de H2V como de amoníaco verde para poder hacer una evaluación técnica de este tipo de sistemas de generación teniendo en cuenta las celdas de combustible en contraste con la combustión dual.

1.2. Trabajos Previos

La revisión bibliográfica a continuación presenta un resumen de una selección de artículos, reportes, reglamento e informes relacionados con el tema de la presente investigación, destacando los resultados o contenidos más relevantes y el aporte que brindan para el uso de combustibles derivados del hidrógeno en el mercado de la energía.

1.2.1 Uso del H₂V en generación de electricidad

- ♣ International Energy Agency. “*Latin America Energy Outlook: Overview: Chile.*” Noviembre 2023. [1]

Se destaca de este informe, la información entregada para la proyección del hidrógeno, ya que estos datos ayudan a vislumbrar, en un primer acercamiento, qué tan rentable puede ser instalar una planta generadora en base a H₂ en Chile, las competencias que tendrá y en qué periodo se espera sea mejor realizar esta inversión, aprovechando que el estudio contempla como escenarios los años 2030 y 2050, siendo este último año la opción más tentativa que se presenta según la proyección de descenso del precio de venta del hidrógeno por lo que se espera ofrezca una mejor rentabilidad.

- ♣ Avargani, V. M., Zendeboudi, S., Saady, N. M. C., & Dusseault, M. B. “*A comprehensive review on hydrogen production and utilization in North America: Prospects and challenges*”. Energy Conversion And Management, 269, 115927 (2022). [2]

En un contexto más continental se estudian los avances que hay respecto del uso del hidrógeno en Norte América donde, específicamente, se habla de su uso en celdas de combustible debido a que es la mejor opción para hacer rentable su aplicación, considerando las distintas características de este gas, como lo son su baja densidad y alta inflamabilidad.

Dentro de los mayores desafíos que presenta el transporte de H₂ es la presión y temperatura de licuado, ya que para poder transportarlo en ese estado se debe invertir en infraestructura de alto nivel para evitar en paralelo que se tengan posibles fugas. Es por esto que los autores recomiendan su uso de forma inmediata luego de ser producido, en celdas de combustible, evitando cualquier pérdida de eficiencia por transporte.

- ♣ Ministerio de Energía. “*Plan de Acción Hidrógeno Verde 2023-2030*”. Abril 2024 [3]

Para estudiar la disponibilidad de combustible se analiza el panorama a nivel país del uso de Hidrógeno y su producción. En este informe se observa que Chile ya cuenta con tecnología para generar H₂ a partir de fuentes renovables por lo que se cuenta con una variedad de proyectos tanto en construcción como en otras etapas hasta alcanzar la puesta en marcha. Sin embargo, es notoria la necesidad de tomar la iniciativa en cuanto a reglamento y normativa que va a regir estos nuevos sistemas de generación para poder dar seguridad a los futuros inversionistas, a modo de poder obtener los recursos necesarios para implementar proyectos de generación a partir de H₂ y sus derivados.

- ♣ G, M. G., & H, S. O. “*Technical, economic, and CO2 emissions assessment of green hydrogen production from solar/wind energy: The case of Chile*”. *Energy*, 278, 127981. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2023.127981> (2023). [4]

Las posibilidades que brinda el hidrógeno como combustible se ven limitadas por el costo de producción, que en 2024 alcanza los 5 USD, lo que se traduce en valores mayores a lo que se había proyectado según declaraciones realizadas en 2021. Sin embargo, este informe considera un escenario optimista donde el uso de energía solar y/o eólica abarataría costos posicionando al H2 dentro del mercado competitivo de combustibles para la generación de energía a un valor de 2.09 USD/kg y 3.28 USD/kg utilizando fuentes FV y eólica respectivamente.

- ♣ Kong, L., Li, L., Cai, G., Liu, C., Ma, P., Bian, Y., & Ma, T. “*Techno-economic analysis of hydrogen energy for renewable energy power smoothing*”. *International Journal of Hydrogen Energy*, 46(3), 2847–2861. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.07.231> (2021). [5]

Si bien el costo de producción del hidrógeno se proyecta en un valor competitivo para el mercado, la realidad actual de las condiciones de su generación lo mantienen en valores cercanos al doble de su proyección más baja, alcanzando los 4.24 USD/kg. Dentro de lo estudiado en este artículo se menciona la relación directa que tiene el tipo de tecnología que se utiliza para generar el hidrógeno, con la eficiencia del mismo. Al tener eficiencias en torno al 80% se podría alcanzar un costo más bajo, pero esto dependerá mucho del tipo de electrolizador que se utilice, por lo que contar con tecnología más avanzada se vuelve imperativo para incluir al H2V en el mercado de la energía.

- ♣ Hernández, J. J., Cova-Bonillo, A., Wu, H., Barba, J., & Rodríguez-Fernández, J. “*Low temperature autoignition of diesel fuel under dual operation with hydrogen and hydrogen-carriers*”. *Energy Conversion and Management*, 258(115516), 115516. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2022.115516> (2022). [6]

Respecto a métodos de generación de energía en base a hidrógeno se incluye la combustión dual, siendo específicamente estudiado el efecto que tiene la proporción de su uso en la autoignición del combustible y la duración de su combustión, comparando el hidrógeno con el amoníaco y el metano. En el caso del H2 se recomienda su uso en proporciones entre 10% y 20% con diésel, lo que dependerá también del propósito para el que se empleará el motor obteniendo un retraso tanto en el tiempo de autoignición como en el de combustión. Para el caso de la mezcla con amoníaco (10%, 30% o 50%) se observó que, si bien su tiempo de autoignición se retrasó, el tiempo de combustión aumentó por lo que sería beneficioso en sectores pesados o motores de mayor envergadura.

- ♣ Fujita, D. “*The prospects of clean hydrogen utilization in power generation industry*”. AIMS energy, 11(5), 991–1011. <https://doi.org/10.3934/energy.2023047> (2023). [7]

Otra de las posibles aplicaciones del hidrógeno es utilizarlo en centrales de ciclo combinado, donde cumple un rol de reducción de emisiones de CO₂. En este artículo se estudia el uso de gas natural en combinación con hidrógeno en una relación de 80% y 20% respectivamente, alcanzando una eficiencia de entre el 60-65%, logrando disminuir las emisiones de G.E.I. un 8%.

La complejidad de este escenario es que para contar con el uso de hidrógeno verde se debe instalar una planta de generación solar junto a la planta de ciclo combinado para evitar costos de almacenamiento y transporte involucrados al H₂. Un desafío que presenta este estudio es reducir los costos de producción del hidrógeno para así poder hacerlo competitivo con el gas natural que es importado por lo que se espera que en un futuro cercano se tengan grandes inversiones en infraestructura y electrolizadores para mejorar la tecnología de obtención de H₂.

1.2.2 *Uso del amoniaco en generación de electricidad*

- ♣ J. Fuster, Y. Arteaga, R. Farías. “*Industria del Amoníaco: estado actual y oportunidades para la descarbonización*”. José Fuster Justiniano. (oct. 2022). [8]

Realizando un análisis desde el punto de vista del mercado de la energía se presentan los posibles usos que se le pueden dar al amoniaco como combustible lo que da una variedad de tecnologías las que se relacionan con turbinas, motores y celdas de combustible. Dentro del espectro de ventajas y desventajas que trae consigo el uso de amoniaco se destaca la portabilidad que da al hidrógeno considerando que este último presenta grandes dificultades para ser transportado como se mencionó en el Apartado 1.2.1, además es un combustible que no cuenta con emisiones de gases de efecto invernadero por lo que ayudaría a descarbonizar la matriz energética.

Por otro lado, el amoniaco al entrar en combustión libera óxido de nitrógeno lo que genera una contaminación en el aire a su alrededor al formar smog y presenta un desafío en cuanto a su costo de producción debido a que los precios del amoniaco gris, generado a partir de gas natural, son más bajos en la actualidad. También existe la posibilidad de necesitar mejoras respecto a infraestructura en generadoras de electricidad por causa de la corrosividad del amoniaco; sin embargo, en cuanto al transporte da mayor facilidad debido a que este combustible ya se utiliza como fertilizante por lo que es un producto que se puede importar por buques o en camiones cisterna para distancias más cortas.

- ♣ MacFarlane, D. R., Cherepanov, P. V., Choi, J., Suryanto, B. H. R., Hodgetts, R. Y., Bakker, J. M., Ferrero Vallana, F. M., & Simonov, A. N. “*A roadmap to the ammonia economy*”. *Joule*, 4(6), 1186–1205. <https://doi.org/10.1016/j.joule.2020.04.004> (2020). [9]

El amoniaco tiene potencial como combustible debido a sus diversas aplicaciones, aunque también presenta limitaciones. No se recomienda su uso en pequeña escala ni en espacios cerrados debido a su peligrosidad. Sin embargo, en comparación con la gasolina, el amoníaco ofrece una ventaja importante: no contiene componentes cancerígenos. Comparándolo con el diésel se ve que, si bien el amoniaco tiene la mitad del poder calorífico del diésel, este último tiene un costo por kWh generado de 0.083 USD mientras que el amoniaco se mantiene en un valor más competitivo llegando a 0.058 USD en el mercado internacional.

- ♣ Valera-Medina, A., Xiao, H., Owen-Jones, M., David, W. I. F., & Bowen, P. J. “*Ammonia for power*”. *Progress in Energy and Combustion Science*, 69, 63–102. <https://doi.org/10.1016/j.pecs.2018.07.001> (2018). [10]

Con una visión más técnica en este documento se encuentran los aspectos más relevantes del uso del amoniaco para aplicaciones de generación de energía, donde también se compara con las características propias del hidrógeno como combustible y sus derivados como el metanol, a modo de poder vislumbrar las competencias que puede tener el amoniaco dentro del mercado de la energía.

De los datos de mayor importancia se destaca el costo por unidad de energía almacenada, el cual para un horizonte de 182 días tendría un valor de 0.54\$/kg-H₂ para el amoniaco versus los 14.95\$/kg-H₂ que se requieren para el hidrógeno, por lo que sumado a las facilidades de transporte ya mencionadas lo hace la alternativa más rentable desde el punto de vista del almacenamiento.

- ♣ E. Sauma. “*El amoníaco verde: una solución para el almacenamiento y transporte*”. *Energia.uc.cl*. [11]

El amoniaco es un elemento que ha sido utilizado desde hace más de un siglo, sin embargo, sólo un 3% del total consumido se ha considerado para usos de generación de electricidad. En la última década su aplicación como vector energético toma valor debido a la ventaja de almacenamiento que ofrece y la posibilidad de usarlo directamente en equipos pesados. Se destaca también el hecho de que generar amoniaco a través del proceso Haber-Bosh no es eficiente debido a que consume demasiada energía por lo que se recomienda esperar a que los nuevos métodos de generación electroquímica, que están en estudio, alcancen un nivel de generación apto para su uso comercial, para así tener un combustible con mejor eficiencia energética.

- ♣ Paul Butterworth. “*Green ammonia fuel faces three big challenges*”. CRU Group Website <https://www.crugroup.com/en/communities/thought-leadership/sustainability/green-ammonia-fuel-faces-three-big-challenges/> (2024, Agosto 27). [12]

El uso de amoníaco verde como combustible tiene varios desafíos que enfrentar, su costo nivelado es muy alto en comparación con sus derivados generados a partir de otras fuentes alcanzando un valor de 610\$/tNH₃ en el mejor escenario; baja eficiencia de conversión energética logrando un porcentaje menor al 20% debido a que los procesos que se utilizan para generarlo actualmente implican un gran costo energético y; finalmente, las emisiones de NO_x pueden ser perjudiciales si se masifica el uso de este combustible por lo que se recomienda para aplicaciones en menor escala y lejano de los espacios urbanos.

- ♣ Cheng, Q., Muhammad, A., Kaario, O., Ahmad, Z., & Martti, L. “*Ammonia as a sustainable fuel: Review and novel strategies*”. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 207(114995), 114995. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2024.114995> (2025). [13]

Respecto a las oportunidades que ofrece el amoníaco verde destaca su versatilidad ya que puede utilizarse en motores de combustión interna, celdas de combustible, turbina de gas o calderas y hornos. Los autores comparan su aplicación en motores versus celdas, llegando a la conclusión de que en el primer caso la eficiencia se ve perjudicada debido a la baja velocidad de llama, mientras que en el segundo caso mejora la eficiencia, además de que no contaría con emisiones de NO_x, pero el costo es mucho mayor en comparación a la combustión por lo que para tomar una decisión se debe definir un criterio ya sea priorizando gastos o eficiencia.

- ♣ Alnajideen, M., Shi, H., et al. “*Ammonia combustion and emissions in practical applications: a review*”. Carbon Neutrality, 3(1). <https://doi.org/10.1007/s43979-024-00088-6>(2024). [14]

Si bien uno de los principales desafíos del uso de amoníaco son las emisiones de NO_x, ya se cuenta con procesos que ayudan a reducir estas emisiones como puede ser la combustión “rich-quench-lean” de dos etapas, operación en condiciones ricas en combustible o adición de hidrógeno. No obstante, estos procesos derivan en residuos con los que se deberá estudiar qué hacer, por esto se presenta la opción de utilizar recirculación de gases de escape o reducción catalítica selectiva. Este último ha estado en estudio recientemente e implica el uso de un catalizador para convertir los NO_x en nitrógeno y agua, logrando también reutilizar los residuos de amoníaco que quedan remanentes de la combustión como agente reductor.

1.2.3 Escenario legal y normativas en Chile

- ♣ Ministerio del Medio Ambiente. “*Norma de emisión para centrales termoeléctricas*” (D.S. N°13/2011). Biblioteca del congreso nacional <https://www.bcn.cl/leychile> (2011). [15]

Al utilizar un combustible para combustión se debe tener presente que habrá restricciones ambientales respecto a las emisiones. Con el hidrógeno puro las emisiones de gases nocivos son nulas, sin embargo, en el caso del amoníaco se requerirá estudiar los niveles de emisiones de NOx, ya que esta norma define los límites a los que se tendrá que restringir. Viendo que es una nueva fuente emisora que utilizará un combustible líquido, el límite es 120mg/Nm³ para los NOx.

- ♣ Ministerio del Medio Ambiente. “*Decreto Supremo N.º 40: Aprueba reglamento del sistema de evaluación de impacto ambiental*”. Diario Oficial de la República de Chile. Recuperado de <https://www.leychile.cl> (2013, 12 de agosto). [16]

Del artículo 3 del presente decreto se establece que todo proyecto de centrales generadoras de energía mayores a 3MW tienen un impacto ambiental, lo que conlleva a la realización de un estudio que deberá ser aprobado por el SEA, sin importar la tecnología que se utilice o el tipo de combustible. Este estudio se realiza con plazos definidos y costos que se debe tener en consideración al momento de planificar la instalación de una nueva planta de generación.

- ♣ Congreso Nacional de Chile. “*Ley N.º 20.257: Introduce modificaciones a la Ley General de Servicios Eléctricos y fomenta las energías renovables no convencionales*”. Diario Oficial de la República de Chile. <https://www.leychile.cl/Navegar?idNorma=274677> (2008). [17]

La ley promueve el uso de energías renovables no convencionales y deja a criterio de la CNE la definición de medios de generación renovables no convencionales aparte de los ya conocidos que son biomasa, hidráulica, solar, eólica, geotérmica y de los mares, por lo que para que un nuevo medio de generación de energía sea considerado en este grupo, deberá ser aprobado por la Comisión luego de cumplir con las exigencias ambientales que en la misma ley se estipulan.

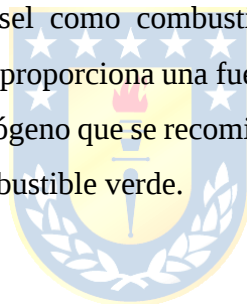
Ser considerado un medio de generación RNC ayuda a que la generadora pueda tener prioridad al momento de conectarse a la red eléctrica, alcanzando un puesto más privilegiado que la hará competitiva en el mercado de la energía, además del financiamiento externo al que se puede postular si el método de generación es considerado limpio y un aporte al plan de descarbonización que se está llevando a cabo en el país.

1.2.4 *Discusión*

De la literatura estudiada se observa un interés por las nuevas fuentes de energía verdes para poder disminuir las emisiones de carbono tanto en el corto como largo plazo. En este contexto surge el hidrógeno y el amoníaco verde como agentes descarbonizadores para la generación de electricidad, siendo un aporte en la transición energética que busca mitigar el cambio climático. Concretamente, en Chile, ya se han presentado distintos planes que apuntan a un mismo objetivo: disminuir las emisiones de CO₂.

Las tecnologías de generación como las celdas de combustible aún son nuevas; sin embargo, se cuenta con la experiencia de las centrales termoeléctricas para el caso de la combustión, por lo que dependiendo el método de generación de energía se tendrán costos muy elevados que pueden hacer que los combustibles como el hidrógeno o el amoníaco verde no sean competitivos frente a las alternativas fósiles, o bien, alternativas tradicionales que ofrecen mejor rentabilidad.

Por otro lado, si se reacondicionan las tradicionales centrales térmicas para poder utilizar amoníaco verde en reemplazo del diésel como combustible líquido, se tiene un escenario más optimista ya que disminuye los costos y proporciona una fuente de energía libre de CO₂, presentando una alternativa que, a diferencia del hidrógeno que se recomienda utilizar en combustión dual, permite considerar como único elemento el combustible verde.



1.3. **Objetivos**

1.3.1 *Objetivo General*

Evaluar viabilidad técnica y económica de sistemas de generación basados en hidrógeno, o derivados, desde el punto de vista del mercado eléctrico de energía chileno.

1.3.2 *Objetivos Específicos*

- Comparar sistemas de combustión y basado en celdas de combustible de H₂/NH₃ para el mercado de la energía en el SEN.
- Determinar los costos variables de producción de energía eléctrica vía uso del H₂/NH₃.
- Determinar la disponibilidad económica de un sistema de generación basado en H₂/NH₃ en el mercado de energía chileno.
- Evaluar la factibilidad económica de operar una unidad en base a H₂/NH₃ en el mercado chileno.

1.4. Alcances y Limitaciones

La propuesta se realizará en base a la comparación de sistemas de generación basados en H_2/NH_3 ya sea en celdas de combustible o combustión que puede ser directa o dual según la información ya existente.

Se presenta una alternativa que implica la oferta por contratos en el largo plazo que podría ser analizada, sin embargo, este estudio se centra en la rentabilidad de una central para entrar en el mercado spot a fin de saber las horas que puede vender energía a costo marginal y su participación en el mercado de la energía sin contratos que aseguren su venta de energía en el año.

La ubicación de la planta se definirá según la disponibilidad de combustible elegido, partiendo de la base de los proyectos tanto de hidrógeno como de amoniaco verde presentados en la página del explorador de hidrógeno verde del ministerio de energía que estén en operación antes de poner en marcha la planta o bien los puertos internacionales para importación del combustible elegido según la rentabilidad.

Este estudio no considera banco de baterías o BESS para almacenamiento de energía y en temas de costos de inversión en tecnología o equipos, se basarán los datos en información proporcionada por la CNE para combustibles que operen de manera similar. De este modo en el caso del hidrógeno se relacionará con los costos propios de centrales a gas y en el caso del amoniaco con centrales diésel.

Las variables económicas y técnicas se definen según valores típicos de proyectos de ingeniería que analicen rentabilidad de centrales generadoras, de este modo se define la tasa de descuento, el horizonte de estudio y la tasa de deterioro.

Los costos marginales se extraen del año 2023 asociados a la barra de conexión de 220 kV más cercana a la ubicación de la central, asumiendo que estos costos seguirán el mismo comportamiento anual durante todos los años que se consideran en el horizonte de estudio del proyecto.

Este estudio es válido en Chile por la ubicación, condiciones geográficas y regulaciones del mercado eléctrico que lo rigen. Por su parte se considerará el año 2030 como año 1 en el flujo de caja ya que es el punto de proyección típico de los estudios que se analizan en la revisión bibliográfica y es el periodo en el cual se basa el análisis de datos e información.

1.5. Temario y Metodología

Esta Memoria de Título consiste en un estudio tecno-económico de una central generadora basada en la combustión de amoniaco verde y se desarrolla en 5 capítulos.

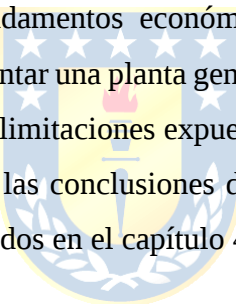
El capítulo 1 es una introducción a los aspectos más contingentes que fueron la motivación del tema de este informe, incluyendo una revisión bibliográfica de variedad de documentos de relevancia más actualizada para poder sentar las bases para el desarrollo de los siguientes capítulos.

El capítulo 2 presenta las alternativas que se analizaron para la posterior elección de combustible según la comparación de las características propias de cada combustible y su método de generación, analizando desde un punto de vista general las oportunidades que ofrece para su aplicación en el mercado.

El capítulo 3 sigue la línea de los aspectos más detallados que se definen para el proyecto, partiendo por la ubicación, tecnología y parámetros propios del generador que se utilizará, además de los costos y variables económicas que se estipulan para el posterior análisis económico.

El capítulo 4 construye los fundamentos económicos del estudio dando respuesta a las interrogantes de la viabilidad de implementar una planta generadora con las condiciones especificadas en los objetivos y teniendo en cuenta las limitaciones expuestas anteriormente.

Finalmente, el capítulo 5 aborda las conclusiones del estudio luego de finalizar este mismo teniendo como base los resultados obtenidos en el capítulo 4 para realizar un sumario de los aspectos más relevantes.



2. Elección del combustible

2.1. Introducción

El tipo de combustible que se utiliza en una planta generadora de energía define los costos de producción que afectarán directamente en la rentabilidad del proyecto, por lo que se debe tener en consideración los gastos que conlleva su aplicación en un mercado en el que la competitividad no suele basarse en el aspecto ambiental, sino más bien en eficiencia, disponibilidad y optimización de costos [10]. Los aspectos técnicos según las ventajas que ofrece cada combustible harán la diferencia al momento de elegir la opción con la que se trabaja los siguientes capítulos.

2.2. Características de los combustibles

2.2.1 Química del hidrógeno y del amoníaco

El amoníaco como derivado del hidrógeno cuenta con la cualidad de ser libre de emisiones de carbono y un combustible verde cuando es generado a partir de fuentes renovables, al igual que es mismo hidrógeno; sin embargo, en su aspecto funcional las propiedades químicas que describen a cada uno son distintas, por lo que implicará a su vez, condiciones de operación diferentes.

La tabla 2.1 presenta los valores característicos tanto para el hidrógeno como el amoníaco, y se comparan con las mismas propiedades típicas del diésel ya que es el combustible con el que tendrán competencia directa [18]. Además, en esta Memoria de Título se estudia el caso del hidrógeno y su implementación en combustión dual con diésel, por lo que reitera su relevancia.

Tabla 2.1 Comparativa química de combustibles

Propiedad	Hidrógeno	Amoníaco	Diésel
Energía específica	119.5 MJ/kg	18.6 MJ/kg	42.3 MJ/kg
Densidad (CNPT)	0.081 kg/m ³	0.686 kg/m ³	735 kg/m ³
Densidad (Cond. de almacenamiento)	42 kg/m ³ @ 700 bar	600 kg/m ³ @ 10 bar 682 kg/m ³ @ -33.3°C	735 kg/m ³
Densidad energética volumétrica	5.0 MJ/L	12.7 MJ/L	33.2 MJ/L
Relación aire/combustible	~34.3	~6.1	~14.5
Energía de salida (aire+combustible)	3.38 MJ/kg	2.64 MJ/kg	2.74 MJ/kg
Velocidad de llama	~240 cm/s	~8 cm/s	~36 cm/s

En el caso del hidrógeno las propiedades que lo hacen más atractivo son la energía específica, debido a que triplica la energía que contiene un kilogramo de combustible tradicional como es el diésel, y la velocidad de llama ya que puede ser utilizado en plantas de generación que requieran de una rápida respuesta.

Para el amoniaco es sabido que su facilidad de transporte [8] le permite competir con el hidrógeno, lo que se evidencia en la densidad en condiciones de almacenamiento ya que, a una presión relativamente baja, alcanza un valor cercano a la densidad del diésel por lo que con un reacondicionamiento de los tanques que se utilizan para almacenar combustibles líquidos se podría implementar el uso del amoniaco. Además, la relación de aire más combustible con la que trabaja es la menor, lo que ofrece un mejor rendimiento.

Por otro lado, un gran desafío que presenta el amoniaco es la velocidad de llama, pues al ser la más lenta limita sus posibles aplicaciones a un campo relacionado netamente a turbinas o motores rotantes lentos. Esto también se explica por su alta temperatura de autoignición, la cual alcanza los 651°C frente a los 500°C y 210°C que caracterizan al hidrógeno y diésel respectivamente, ésta es la temperatura que el combustible necesita para entrar en combustión sin necesidad de un agente externo.

2.2.2 Métodos de generación

De lo visto en la revisión bibliográfica se resumen las alternativas de los métodos de generación en dos alternativas que son combustión y por reacción electroquímica en celdas de combustibles tanto para el hidrógeno como para el amoniaco. Si bien el amoniaco puede utilizarse como único combustible para entrar en combustión, también es aplicable en sistemas de combustión dual con diésel. El hidrógeno se estudia únicamente en base a la combustión dual debido al nivel de riesgo que implica la combustión directa y única del mismo por ser un gas liviano.

- **Celdas de combustible:** Al ser utilizado en celdas de combustible el hidrógeno libera principalmente agua y oxígeno, los demás factores emisores dependerá del material que se utilice como electrolizador, ya que se puede ser del tipo alcalino, de carbonatos fundidos, óxido sólido, entre otros. Con el amoniaco en cambio se tendrán como emisores vapor de agua y nitrógeno ya que al generar electricidad son los átomos de hidrógeno los que reaccionan con el aire liberando el átomo de nitrógeno [19]. Sin embargo, cabe destacar que se ha demostrado que el uso de celdas de combustible en campos como el transporte marítimo es más costoso que los motores convencionales [8], por lo que se estima que en el área de generación de electricidad los costos de implementación estén en rangos similares.

Con este método de generación se alcanza una eficiencia entre 40-60%, siendo las celdas del tipo óxido sólido las que alcanzan los mejores rendimientos tanto para el hidrógeno como para el amoníaco [20].

- **Combustión:** En lo que respecta a la combustión del hidrógeno los estudios han revelado que el mejor rendimiento se obtiene al tener una mezcla con 20% de hidrógeno debido a que al aumentar más la concentración se corre el riesgo de aumentar la inflamabilidad del combustible [6]. Para el caso del uso de amoníaco en combustión dual también surge como mejor opción la mezcla con 20% del combustible verde, sin embargo, éste presenta una menor eficiencia que cuando se utiliza hidrógeno debido a la disminución de la velocidad de llama tal como se vio en el Apartado 2.2.1.

2.2.3 *Desafíos y oportunidades*

El mayor desafío que presenta hoy el hidrógeno es la dificultad de ser transportado [2], sus propiedades químicas lo caracterizan por ser el gas más liviano del que se tiene conocimiento, por lo que transportarlo en su forma gaseosa implica muchos riesgos. Por otra parte, si se decidiera mover el gas en su estado líquido habría que incurrir en una alta tecnología que permita mantener la presión y temperatura necesarias para poder trabajar con el hidrógeno licuado, lo que hace que los gastos de inversión suban considerablemente.

Otro desafío es el alto costo de producción que se mantiene entre los 2.4 USD/kg y 3.7 USD/kg en el mercado internacional. En el caso de Chile su precio de venta alcanza valores mayores posicionándose en un rango entre 3 y 7.5 USD/kg [21], haciendo que el hidrógeno verde no sea un competidor para los combustibles convencionales.

Dentro de las oportunidades que ofrece el hidrógeno se destaca su alta densidad energética y lo amigable que es con el medio ambiente debido a que, sin importar el método de generación a utilizar, sólo emite agua durante el proceso de reacción o combustión. Además, la industria del hidrógeno se encuentra en pleno desarrollo por lo que es sensato esperar grandes avances en las tecnologías de generación de H₂ en el corto plazo.

Como se ha visto en la revisión bibliográfica, uno de los desafíos del amoníaco es la emisión de NO_x que son gases que pueden ser nocivos para las personas que se ven expuestas a él en espacios cerrados, pues en grandes cantidades puede tener un impacto dañino en la atmósfera [8] por lo que implementar un sistema de captura de NO_x tendrá que ser estudiado dependiendo del tamaño de la planta generadora y el nivel de emisiones que alcance.

Otro desafío es la reducción de la eficiencia cuando se combina con otros combustibles como el diésel o gas natural por su velocidad de llama, sin embargo, es este mismo aspecto el que hace del amoniaco una buena alternativa para campos de aplicación que sean rotantes lentos. Por otro lado, también es aplicable en sistemas de cogeneración donde al entrar en combustión se aprovecha tanto la electricidad como el calor, alcanzando niveles de eficiencia del 47% [22].

Algunas de las ventajas que caracterizan al amoniaco son su flexibilidad para ser implementado en distintos sistemas de generación, la facilidad de transporte y la oportunidad de aprovechar la infraestructura existente para almacenarlo ya que la industria del amoniaco al ser utilizado como fertilizante posee una trayectoria mucho más extensa que el hidrógeno.

2.3. Criterios de selección

Para realizar una elección del sistema de generación y el combustible a utilizar hay que tener en consideración todos los factores que influyen en la implementación de la planta generadora desde el punto de vista del mercado de la energía, los que servirán de base posteriormente para el análisis económico. Dentro de los criterios que se pueden barajar encontramos los siguientes:

- Emisiones e impacto en el medio ambiente
- Transporte y almacenamiento
- Infraestructura
- Eficiencia y rendimiento
- Ubicación de proveedores del combustible a nivel nacional
- Precio de venta del combustible

Dado que se está trabajando con combustibles verdes para estudiar su viabilidad y que esto se busca implementar en el mercado de la energía, se dará prioridad al criterio de transporte y almacenamiento, en conjunto con las emisiones e impacto en el medio ambiente y el costo de infraestructura que se requerirá para construir la planta o reacondicionarla según sea el caso. Como segundo lugar se evaluará el aspecto técnico tanto de su eficiencia como rendimiento según su método de generación seleccionado y en tercer lugar los criterios restantes.

Es por esta razón que, antes de seleccionar el combustible, se deja estipulado que las celdas de combustible no se analizan en el estudio económico debido al alto costo de implementación que conlleva su uso [23], esto acorde a lo visto en las fuentes bibliográficas revisadas donde se recomienda que el uso de celdas sea directamente desde la fuente que produce hidrógeno verde [8].

2.4. Análisis comparativo

De los criterios de selección se puede llevar a cabo un análisis comparativo del hidrógeno verde versus amoniaco verde, a modo de poder vislumbrar con datos reales cuál es la alternativa que se adecúa mejor para el caso de estudio de una planta generadora a combustión aplicable al mercado de la energía chileno tal como se presenta en la tabla 2.2.

Como primer factor cabe destacar que el uso de hidrógeno es el que ofrece un desempeño más amigable con el medio ambiente, pero si se considera una planta de generación que las emisiones de NOx que pueda producir la combustión del amoniaco se mantienen en los rangos permitidos por la norma establecida por el Ministerio del Medio Ambiente [15], el uso de este combustible sería lo suficientemente limpio de manera semejante al hidrógeno. Para lograrlo bastaría con implementar un sistema de captura de estos gases ya sea con SCR, SNCR, estrategias de combustión o quemadores de baja NOx, lo que permitiría mantener las emisiones en magnitudes bajo los 120 mg/Nm³.

Con lo que respecta a infraestructura, transporte y almacenamiento, el amoniaco ya cuenta con las facilidades para poder ser distribuido y requerirá de pequeñas modificaciones en las plantas generadoras si se decide reemplazar el combustible tradicional por amoniaco verde.

En cambio, el hidrógeno requerirá de una amplia inversión en infraestructura no sólo para poder transportarlo sino también para almacenarlo ya que sus exigencias técnicas son más limitantes que las del amoniaco; sin embargo, en lo que se refiere a su implementación en plantas de combustión dual, no exigirá ningún cambio mientras se utilice en proporciones del 20% o menor [6].

Tabla 2.2 Análisis comparativo de criterios de selección

Criterio	Hidrógeno	Amoniaco
Emisiones	H2O	H2O y NOx
Transporte y almacenamiento	Requiere gran inversión	No requiere inversión
Infraestructura	No requiere inversión	Requiere baja inversión
Proyectos de producción de combustible en Chile [24]	14	2
Eficiencia combustión	30-35%	25-30%
Eficiencia co-generación	60-65%	70%
Rendimiento [25]	33.3 kWh/kg	5.3 kWh/kg
Precio de venta	2.37 – 3.72 USD/kg [2]	0.40 USD/kg [26]

2.5. Selección del combustible

Analizando los criterios de selección de la tabla 2.2 se observa que dependiendo el objetivo de estudio será mejor utilizar el hidrógeno o el amoniaco según las condiciones que limiten el proyecto. En este caso, el mercado de la energía implica localizarse en un punto estratégico del SEN a modo de participar en el mercado spot con costos marginales altos que propicien la participación activa de la central, según las barras de conexión disponibles que ofrezcan la mayor rentabilidad al proyecto, lo que se desarrolla en el siguiente capítulo, al momento de calcular el costo variable de producción y compararlo con los costos marginales por hora correspondientes a la barra elegida según la ubicación de la planta generadora.

Bajo esta premisa se observa en las figuras 2.1 y 2.2 las ubicaciones que hay para los proyectos que ya estarán en operación en Chile en el año 2030 según la información otorgada por el explorador de hidrógeno verde del ministerio de energía [24] actualizada a junio de 2024.

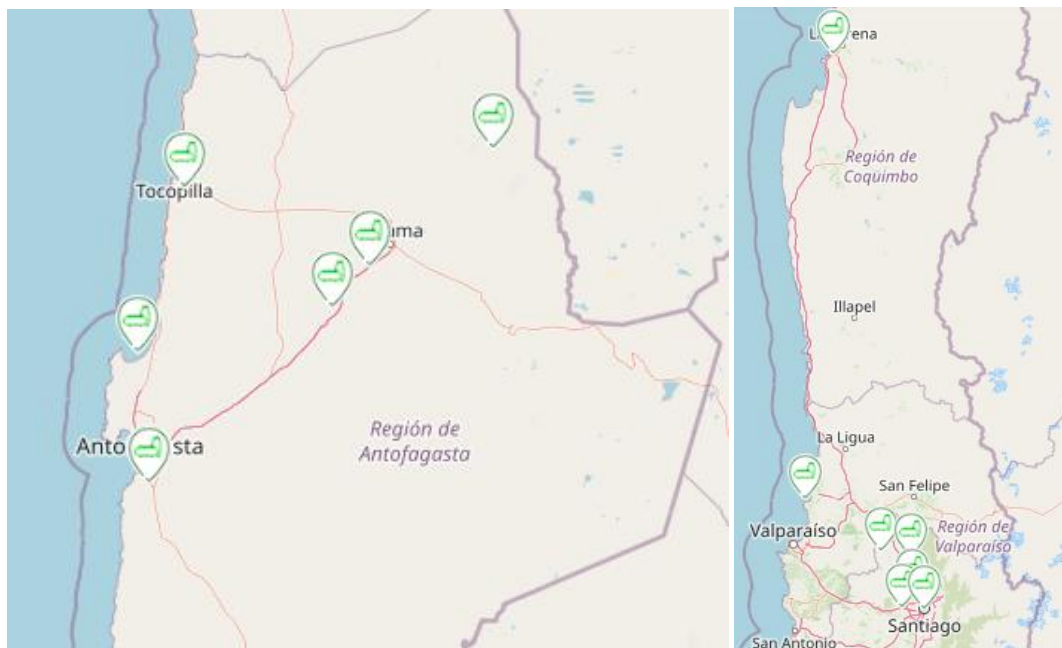


Fig. 2.1 Ubicación de proyectos generadores de hidrógeno verde [24]

De la figura 2.1 se observa que los proyectos se concentran en la Región Metropolitana (6 proyectos) y Antofagasta (7 proyectos), siendo la propia ciudad de Antofagasta la que cuenta con dos proyectos en su localidad. Esto ofrece una gran ventaja debido a las facilidades que brinda al momento de localizar la barra a la que se conectará la planta generadora ya que da la opción de buscar, entre múltiples opciones, la que presente un mayor costo marginal a modo de poder obtener mayores ganancias al momento de la venta de energía a la red.

Por otro lado, la figura 2.2 evidencia una baja participación de proyectos generadores de amoniaco verde, centrando su oferta nuevamente en la región de Antofagasta, pero esta vez contando únicamente con dos proyectos, lo que limita la selección de la barra de conexión a un menor margen.

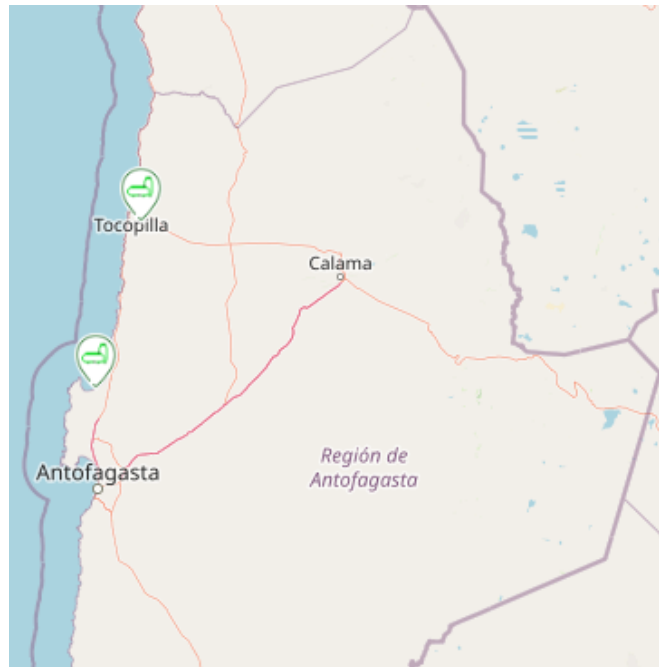


Fig. 2.2 Ubicación de proyectos generadores de amoniaco verde [24]

Como segunda alternativa a analizar económicamente, surge la opción de importar el combustible donde el proveedor ofrezca un precio de venta menor al valor al que se tendría a nivel nacional. Esta opción plantea una serie de consideraciones importantes, ya que implicaría incurrir en gastos adicionales relacionados con el transporte internacional, tales como costos de flete marítimo o aéreo, seguros asociados al traslado, y tarifas aduaneras. De igual modo, será necesario analizar los posibles impuestos aplicables y la variabilidad de los precios debido a factores externos, como fluctuaciones en el tipo de cambio y condiciones geopolíticas del país exportador.

Por otra parte, la viabilidad de esta alternativa depende también de los riesgos relacionados con la dependencia de un proveedor extranjero, tales como posibles interrupciones en el suministro o variaciones en la calidad del combustible entregado.

Este análisis permitirá determinar si la importación resulta una alternativa económicamente más favorable que la adquisición de la materia prima en el mercado chileno, o si es preferible optar por la compra local para así poder asegurar una mayor estabilidad en los costos y disponibilidad del recurso.

Finalmente, para avanzar con el estudio y apoyándose en el principio de neutralidad tecnológica, que brinda la libertad de elegir la tecnología que mejor se adapte a las necesidades del proyecto, se selecciona como combustible el amoniaco verde, ya que a pesar de que este último factor de cuantía de proyectos de producción no le sea favorable en el escenario nacional, tiene a su favor dos de los criterios más relevante para esta Memoria de Título: que son costo de transporte y costo de infraestructura, lo que facilita el planteamiento de costos fijos. Al ser un sistema de combustión, da las facilidades de realizar el posterior análisis económico en base a la información que hay actualmente respecto a proyectos de generación con diésel o gas natural, con la salvedad que para su combustión directa se deberá limitar su uso dependiendo de las emisiones de NOx que genere. Ya se ha demostrado su viabilidad en micro o pequeñas turbinas de gas de una capacidad no mayor a 300kW, sin embargo, empresas como Mitsubishi ya proyectan la comercialización de turbinas de gas de 40MW para 2025 [27], por lo que se puede estudiar su uso en mayor escala.

2.6. Discusión

Sin dar una valorización a los criterios de selección se dificulta la toma de decisiones debido a que hay una variedad de factores que hacen más atractiva una opción u otra, es por esto que al priorizar las emisiones, transporte e infraestructura se logra hacer una elección clara y justificada del combustible a utilizar para el análisis económico del proyecto en estudio.

A lo largo de la revisión bibliográfica ya se lograba vislumbrar la adaptabilidad del amoniaco, haciendo de él un combustible compatible con las tecnologías actuales de generación de electricidad en base a combustión, esto implica una mejor expectativa para el caso de adaptar una planta existente o utilizar de base la información relacionada a nuevas plantas de generación térmicas para el posterior análisis económico. Sin embargo, previamente se debe hacer una evaluación de los riesgos y oportunidades que trae consigo la combustión directa del amoniaco verde para el mercado de la energía, considerando tanto sus aspectos técnicos, como económicos y ambientales, donde se definirá la capacidad de la planta y la ubicación de la misma.

3. Especificaciones tecno-económicas

3.1. Introducción

Las centrales termoeléctricas se encuentran ubicadas usualmente cercanas a cuerpos de agua para optimizar la refrigeración por lo que es necesario seleccionar un punto de localización acorde a las condiciones necesarias. Por otra parte, este tipo de centrales pueden operar por medio de turbinas que convierten la energía térmica del combustible en energía mecánica que posteriormente generará electricidad, la tecnología de estas turbinas puede variar según el ciclo de trabajo, sin embargo, es importante tener una elección clara de método de generación para así poder estudiar los costos e inversión necesarias para poner en práctica su implementación.

3.2. Ubicación

En el Apartado 2.5 se ve que los proyectos de generación de amoniaco verde que estarán operando en el año 2030 son dos que están localizados en la misma región, por lo que, para evitar incurrir en gastos por transporte, se propone como ubicación la región de Antofagasta. Uno se encuentra ubicado en la comuna de Mejillones y el otro en Tocopilla, sin embargo, este último perteneciente a ENAEX tiene un nivel de producción más de 30 veces menor que su competidor.

Es por esta razón que se dará prioridad a tener cercanía con el proyecto Volta [28], que está emplazado en la ciudad de Mejillones, para así poder realizar una conexión directa de traspaso de combustible a través de ductos, manteniendo un flujo constante de combustible a lo largo del año según la capacidad de la planta. Dicho proyecto cuenta con una capacidad de producción de 620000 toneladas de amoniaco verde al año y se dividirá en dos etapas, la primera estará operando a fines del año 2027 con una generación de 300000 toneladas y la segunda contemplará la capacidad restante entrando en funcionamiento, aproximadamente dos años después, en 2030.

Al momento de realizar la conexión al SEN se elige la barra más cercana a la planta generadora, correspondiente a la barra de 220kV de la subestación Mejillones de la comuna de Mejillones. Se extraen los costos marginales horarios del año 2023 correspondientes a esta barra para el análisis de un año completo según el reporte presentado por el CEN a través de su página web, para posteriormente comparar estos valores con el costo variable de producción de la generadora en estudio, con la finalidad de obtener el número de horas anuales que dispone para realizar transferencias de energía en el mercado.

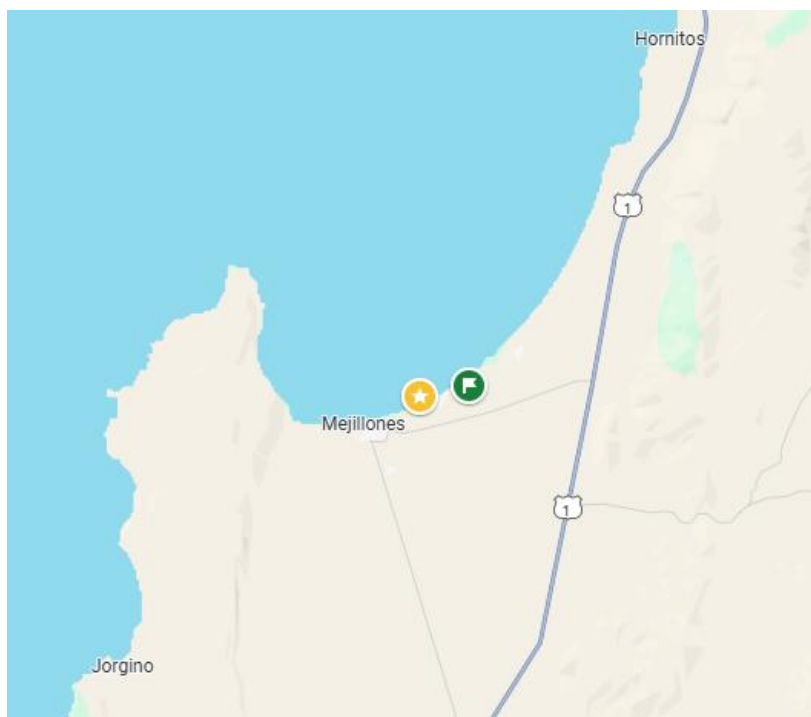


Fig. 3.1 Ubicación S/E Mejillones y proyecto Volta [29]

En la figura 3.1 se aprecia con la simbología de una estrella amarilla la ubicación de la S/E Mejillones y a su derecha con una bandera verde la localización del proyecto Volta al que se comprará el combustible de manera directa. De este modo, se estima que la planta generadora en base a amoniaco se emplace en un punto cercano a estos dos indicadores.

3.3. Características de la unidad generadora

3.3.1 Capacidad de planta

Un factor a considerar, antes de definir la capacidad de la planta, es el límite de potencia que permite llevar a cabo la instalación de una planta de combustión de amoniaco sin control de gases, pero manteniendo las emisiones de NOx en el rango permitido por el Ministerio del Medio Ambiente.

Del estudio realizado respecto a control de emisiones [30] se observa que al trabajar con una generadora a combustión que utilice como único combustible el amoniaco, se tendrán 0.73 mg/m^3 de NOx emitidos en una hora cuando la capacidad de dicha planta es de 250 kW, considerando un motor que ocupe un aproximado de 55 kilos de combustible por hora.

En Chile el límite permitido de emisiones de NOx para nuevas instalaciones de generación termoeléctrica es de 120 mg/Nm^3 [15], por lo que asumiendo que la proporción de emisiones versus la capacidad de la generadora es lineal, se logra obtener por regla de tres simples que la capacidad

máxima a la que se puede diseñar la planta, sin requerir el uso de sistemas de captura de gases ya mencionados, es de 41.1 MW.

Ahora bien, dado que las condiciones para definir los costos de inversión se ven limitadas por la información presentada por la CNE respecto a centrales diésel, se elige la capacidad que tenga un valor más cercano a los 40 MW para evitar sobrepasar con creces las emisiones de NOx en relación a lo establecido por la norma. De las referencias del “Informe de costos de tecnologías de generación” se pueden analizar los datos dispuestos en el informe técnico de “Determinación de los costos de inversión y costos fijos de operación de la unidad de punta del SEN y de los SSMM” [31], de él se extrae que el valor más cercano corresponde a una magnitud de 70 MW, lo que implica que este estudio debe considerar la inversión en sistemas de captura de NOx.

3.3.2 Tecnología

El amoniaco verde como combustible líquido puede ser utilizado tanto en turbinas como en motores al igual que el diésel, por esta razón se presentan las tecnologías disponibles en el mercado de generación chileno a modo de poder vislumbrar la mejor alternativa en su parte técnica y económica.

- **Turbinas de ciclo abierto:** Este tipo de tecnología ofrece un funcionamiento que puede ser dual con gas o únicamente el combustible líquido por medio del ciclo térmico de Brayton para generación. Consiste en aprovechar la energía cinética que se produce cuando se expande el aire al entrar en combustión el combustible, esto se realiza por compresión haciendo que la energía mecánica que mueve los ejes se transforme en energía eléctrica.

Pueden ser del tipo aeroderivativas o “heavy duty”, sin embargo, estas últimas no se consideran en este estudio debido a que se utilizan en rangos de potencia mayores a 150 MW por lo que queda fuera de las condiciones de trabajo. Las aeroderivativas tienen un diseño que se adaptó para poder generar electricidad siendo utilizadas como microturbinas alcanzando un máximo de 150 MW, esto implica el uso de sistemas de captura de NOx debido a que la norma exige respetar los límites de emisiones establecidos cuando se trabaja con nuevas plantas de generación que cuenten con una capacidad igual o mayor a 50MW.

- **Grupo motor-generador:** Los componentes de este equipo son un motor de combustión interna y un generador eléctrico sincrónico, suelen ser los más recomendados en aplicaciones que impliquen el aprovechamiento de la energía química del combustible debido a que también da la facilidad de utilizar un combustible en estado gaseoso o líquido.

Esta tecnología se suele utilizar en rangos de potencia entre 1 MW y 5 MW, brinda la oportunidad de operar de forma intermitente y/o con cargas parciales, lo que conlleva a un mejor rendimiento. Por otro lado, es una tecnología con una amplia trayectoria por lo que sus costos de implementación son más bajos que las turbinas, pero a su vez, dependen de la velocidad de giro de la máquina pues a menor velocidad mayor será el costo.

Tabla 3.1 Resumen aspectos técnicos de tecnologías de generación [31]

Característica	Turbina de gas AD	Grupo motor-generator
Rango de capacidad	≤ 150 MW	≤ 5 MW
Control de emisiones	Requiere	No requiere
Eficiencia	20-35%	25-45%
Vida útil de los equipos	15-30 años	15-30 años
Disponibilidad operacional	90-98%	92-97%
Tiempo de arranque	3-5 min	3-5 min

En la tabla 3.1 se pueden observar los datos típicos que caracterizan a estas dos tecnologías en estudio, donde se puede notar que, si bien operan en rangos distintos de potencia, poseen aspectos similares en su desempeño. En particular la vida útil de los equipos limita la cantidad de años que se consideran en el horizonte de estudio, teniendo en consideración que el amoniaco es un combustible más corrosivo que el diésel se toma como límite los 25 años. Además, cabe destacar que por esta misma razón se define una periodicidad de mantenimiento mayor, lo que se asume una disponibilidad operacional de un 80% para así prolongar la vida útil de los equipos.

Siguiendo esta línea se escoge una turbina de gas aeroderivativa de 70 MW de capacidad para el estudio económico, con la finalidad de analizar el impacto que tiene la inversión en sistemas de captura de NOx, en la rentabilidad del proyecto ya que esto impactará tanto en los costos fijos como en los costos variables de operación.

3.3.3 *Sistemas de captura de NOx*

Como se vio en el Apartado anterior, para el análisis económico de la implementación de una central con turbina de gas se necesita contar con un sistema que disminuya las emisiones de NOx al mínimo para así poder respetar los límites establecidos por la norma. Para tal efecto se mencionan los sistemas que se pueden utilizar para este propósito desde los más conocidos a los métodos que aún se encuentran en su etapa de estudio.

Para efectos de este informe se destacan los tres métodos más relevantes encontrados en la literatura estudiada.

- **SCR:** Consiste en un sistema que reduce las moléculas de NOx en nitrógeno molecular (N₂) y vapor de agua, opera justamente con amoníaco en conjunto con un catalizador que captura los gases de escape de la combustión. Esto ocurre a temperaturas específicas que deben mantenerse en rangos entre 300°C y 400°C para optimizar la reducción de emisiones. Este sistema alcanza una eficiencia de 90% cuando opera en las correctas condiciones de temperatura y cantidad de combustible.

Su costo de inversión para disminuir las emisiones de una turbina de gas de 75 MW se encuentra entre 500-750 USD/MW, mientras que su costo de operación y mantención se mantiene en 350 USD/MW, valores calculados en un periodo de un año [32].

- **SNCR:** Químicamente reduce las emisiones a N₂ y vapor de agua al igual que el sistema SCR, no obstante, este sistema no utiliza el agente reductor en un catalizador, sino que más bien lo inyecta directamente en la cámara de combustión. Es por esta misma razón que opera en temperaturas más altas, alcanzando valores por sobre los 1000°C. También es importante destacar que este tipo de captura se recomienda en centrales que no requieran limitar tan exhaustivamente las emisiones ya que solamente alcanza una eficiencia del 70% de reducción de NOx.
- **Combustión MILD:** Para disminuir las emisiones de gases se puede operar el motor con una técnica por etapas que consiste en tener altas temperaturas en los reactantes manteniendo al mínimo su variación, ya que el aumento de temperatura, al momento de entrar en combustión el amoníaco, hace que la producción de NOx sea mayor. El objetivo es ir controlando la entrada de aire y combustible para que la combustión sea de la forma más uniforme posible, manteniendo la temperatura en un máximo de 1000°C; esta mejora en el control hace que el proceso de generación también sea más eficiente, sin embargo, este mismo aspecto presenta un desafío ya que implica tener atención constante en la operación del motor.

Teniendo en cuenta el nivel de eficiencia en las reducciones de NOx y el bajo límite de emisiones de estos mismos gases que se permite en el país, se opta por un sistema de reducción del tipo SCR, ya que también presenta una trayectoria en el campo de la generación de electricidad pues se ha extrapolado su uso para centrales de carbón o diésel con el objetivo de mitigar las emisiones de CO₂ y así disminuir los gastos por pago de multas. Con ese historial se estiman los costos de inversión y operación que implica el uso del sistema SCR.

3.4. Parámetros económicos

3.4.1 Costos fijos y variables

Dentro de lo que se relaciona con los costos fijos se debe considerar todo lo que implica la inversión inicial del proyecto, desde la compra de equipos, obras civiles y montaje, hasta los estudios e ingeniería que se solicitan durante la puesta en marcha de la central. Los datos presentados en el informe de la CNE respecto a costos de tecnología [33] sientan las bases para el análisis económico desarrollado en el capítulo 4 de la presente Memoria de Título.

Como primer factor se observa que las centrales generadoras tienen partidas de costos de inversión comunes en aspectos como interconexión eléctrica (que considera la subestación, línea de transmisión, paño de conexión y servidumbre) montaje y obras civiles, incluyendo lo que se relaciona con el montaje del equipo eléctrico que incluye los S.S.A.A., iluminación, control y transformadores; y por último lo que implica la propia gestión de un proyecto en su rol administrativo, de seguros e imprevistos.

Para cada tecnología a utilizar hay un costo promedio calculado por MW según la capacidad de la planta, por otro lado, cabe destacar que estos valores dependerán también de la ubicación geográfica del proyecto ya que dependiendo de la zona y subestación a la que se vaya a conectar, se tendrán costos mayores o menores en transporte, conexión a la línea de transmisión, mano de obra, entre otros.

Además, se debe tener en consideración el tamaño de la planta, estudiando la economía de escala correspondiente para saber si es más rentable considerar un proyecto pequeño o implementar como primera opción la construcción a gran escala, dependiendo no sólo del rendimiento, sino también de la tecnología que se elige utilizar.

A continuación, se presenta el listado de los costos fijos que se consideran en el análisis económico del estudio realizado, entendiendo que los detalles técnicos se incluyen en los cálculos que realiza la CNE al momento de formular el informe.

- Costo de inversión equipos
- Montaje y obras civiles
- Estudios e ingeniería
- Subestación
- Líneas de transmisión
- Sistemas reductores de emisiones de NOx

Ahora bien, para el caso de los costos variables de operación se tienen los costos de operación y mantenimiento tanto para la tecnología (turbina o motor-generator) como para el sistema reductor de NOx, a lo que se le debe sumar el arriendo del terreno. Por otro lado, los costos variables se refieren al costo del combustible, ya que se deberá comprar una cantidad de combustible que dependerá del volumen de generación de energía anual, el cual no será constante a lo largo de los 25 años de estudio.

3.4.2 Tasa de deterioro y tasa de descuento

Como cualquier máquina los generadores sufren de un deterioro con el paso del tiempo, afectando a su rendimiento a lo largo de los años. Este factor tiene gran importancia en el mercado de la energía ya que limitará la cantidad de MWh que se puedan generar anualmente, generando un déficit en los ingresos, sin embargo, esto no afecta a los costos fijos por lo que el balance anual del flujo de caja verá reflejado ese cambio de manera directa creando un menor margen de ganancia.

Tanto para el caso de las turbinas como de los grupos motor-generator, este deterioro se ve reflejado como una disminución del 2.5% en la generación anual de energía [34]. Este comportamiento se espera en una central que cuente con un mantenimiento preventivo de los equipos para evitar pérdidas por un funcionamiento mal controlado.

Por otra parte, la tasa de descuento del proyecto se define de acuerdo a valores típicos utilizados por ingenieros de proyectos que ronda entre el 5% y 8%. Este valor es un porcentaje que sirve para vislumbrar el riesgo del proyecto, la inflación e incluso el costo de oportunidad capital. De este modo se observa que con el VAN calculado por medio de la tasa de descuento seleccionada se obtiene una respuesta de la rentabilidad del proyecto en el horizonte de estudio.

3.4.3 Costo marginal (λ)

El mercado spot se rige por los costos variables de producción de las unidades generadoras y el costo marginal por barra. Para efectos del presente estudio se analizan los costos marginales correspondientes a las 8761 horas reportadas durante el año 2023 para la barra elegida, definiendo como costo marginal anual el λ promedio según los valores correspondientes a las horas en las que se vende energía.

Para definir la disponibilidad económica de la central se compara el CVP con el costo marginal por hora de la barra. Si el CVP es mayor o igual a λ , la generadora no podrá participar en el mercado spot y por ende no venderá energía en dicha hora.

Es importante destacar que la participación de las energías renovables como las PV o eólicas propician un escenario con un promedio de 8 horas diarias en las que el costo marginal es cero, por lo que este factor ya limita la disponibilidad económica aproximadamente a un 66%.

Por otro lado, en el análisis correspondiente a esta última disponibilidad se tiene en consideración la participación de las BESS durante la noche ya que para el año 2030 se proyecta su participación activa en el mercado de la energía. Estas baterías tienen una capacidad de entregar energía por un rango de tiempo entre 4-6 horas [34], por lo que en esta Memoria de Título se tendrá en cuenta que las BESS harán que los costos marginales bajen a cero cuando alcancen su valor más alto en la noche.

De este modo se sustituyen las 4 horas al día con mayor costo marginal por un costo cero, siempre y cuando se cumpla la condición de que las BESS no operen por más de 6 horas en una misma noche, aunque sean distintos días. Por ejemplo, si el día 1 los costos marginales más altos se alcanzan en las horas 21, 22, 23 y 24 pero en el día 2 las horas de mayor costo marginal son las horas 1, 2, 3 y 4, entonces en el día 2 sólo se considerarán las horas 1 y 2 con costo marginal cero, luego se buscará la quinta y sexta hora con mayores costos marginales que calcen en el rango horario de la tarde para seleccionarlas como las horas en las que entrarán a vender energía las BESS en reemplazo de las horas 3 y 4.

3.5. Discusión

Dado que la ubicación de la central hace una gran diferencia en la participación que tendrá la central en el mercado de la energía, es importante poder definirla desde un comienzo para luego establecer las demás variables que se requieren para realizar el análisis económico del estudio.

En Mejillones se cuenta con la subestación de 220 kV a la que se conectará la planta, esto aportará los costos fijos de inversión que se requerirá al momento de construir la central generadora y por su parte, también limitará la capacidad de venta anual de energía ya que cada barra tiene un costo marginal diferente según la disponibilidad que haya de las generadoras locales.

Los costos fijos de operación y costos variables son datos que se obtienen de los informes presentados por la CEN por lo que no se ahondará más en la justificación de su cálculo.

4. Análisis económico y Resultados

4.1. Introducción

Como parte del proceso de ingeniería de proyectos cabe destacar que es un paso importante la realización del flujo de caja ya que entrega información relevante como el año en que se puede recuperar la inversión; o en caso de no ser rentable, indica las pérdidas que tendría una empresa si decide implementar un proyecto como el estudiado en esta Memoria de Título.

4.2. Mercado de la energía chileno

La Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE) establece las bases del marco regulatorio del sector eléctrico nacional, partiendo por la organización de las tres áreas de mercado, definiendo tarifas, normas de seguridad y calidad del servicio, entre otros aspectos que van guiando el funcionamiento del SEN para garantizar un suministro eléctrico confiable y eficiente para los clientes finales [35].

Por su parte, la ley 20.936 [36] crea un organismo coordinador independiente del sistema eléctrico nacional, por sus siglas CEN, fijando sus responsabilidades para coordinar las transferencias de potencia, calcular los costos marginales, velar por la seguridad del sistema exigiendo que los coordinados cumplan con la normativa vigente e informar públicamente toda la información correspondiente al funcionamiento del SEN desde antecedentes técnicos hasta informes de auditorías.

En la LGSE se definen los conceptos relacionados al mercado de la energía según su aplicación en la coordinación de la red eléctrica, dentro de ellos se destaca el costo marginal de suministro que se define como el “costo en que se incurre para suministrar una unidad adicional de producto para un nivel dado de producción” [35], éste es determinado por el CEN y debe ser publicado periódicamente en la plataforma del coordinador.

En el artículo 149° de esta misma ley se declara que la valorización de las transferencias de potencia que realizan las centrales generadoras en sincronismo con la red se realizará por medio del costo marginal instantáneo calculado por el coordinador. A su vez, los coordinados pueden vender los excedentes de potencia al precio de nudo de la potencia.

No obstante, también se cuenta con el precio medio de mercado, que es el valor promedio de los contratos de energía según lo reportado por las generadoras. Con él se remunera la potencia que se vende a clientes no regulados y define los alcances de las licitaciones de contratos que realiza la CNE, permitiendo que una central pueda ofertar su energía fuera del mercado spot si éste no le es rentable debido a que el costo marginal es menor que su costo variable de producción.

4.3. Entrada al mercado de una nueva central

Para que una central generadora pueda ser parte del mercado eléctrico debe seguir una serie de protocolos y entrega de informes que solicita el CEN para asegurar que dicha unidad es compatible con la red eléctrica, manteniendo la obligación de sujetarse a la coordinación del mismo. Además, cabe mencionar que sólo las centrales que ya se encuentran en operación tienen las facultades para participar en el mercado.

Uno de los valores que se debe informar a la comisión es el costo variable de producción con el que se determina la ubicación de la unidad dentro de la lista de mérito, que define qué generadora puede vender y cuál será el costo marginal. Este costo se calcula con la siguiente ecuación:

$$CVP = \text{Consumo específico} * \text{Costo de combustible} * \eta_{\text{turbina}} + CVNC \quad (1)$$

Donde:

- *CVP: Costo Variable de Producción [USD/MWh]*
- *Consumo específico [kg/MWh]*
- *Costo de combustible [USD/kg]*
- η_{turbina} : eficiencia de la turbina [%]
- *CVNC: Costo Variable No Combustible [USD/MWh]*

De acuerdo a lo establecido en el Capítulo 2 del Decreto 125 [37], en la ecuación los CVNC se determinan a partir del costo variable de operación y mantenimiento no combustible (CVONC) sumado a los costos de abatimiento de emisiones en el caso de que los hubiere, ambos determinados por MWh.

En el caso de la central de amoniaco verde en estudio se define un CVONC promedio según los valores típicos de unidades diésel que poseen el doble de su capacidad de generación, a modo de justificar la mayor inversión en mantenimiento, a pesar de ser más pequeña, debido a la corrosividad del amoniaco. Su estimación se obtiene de lo informado en el “Archivo compilado de costos variables y costos de partida y detención” recuperado de la página del coordinador según el documento consolidado para marzo de 2020 [38].

De este modo se define un CVONC de 7.20 USD/MWh acorde a una central de diésel de 150MW, luego se obtiene el CVP para ser comparado con el costo marginal de la barra Mejillones 220 kV durante las 8761 horas reportadas en el año 2023 para obtener la cantidad de horas que la unidad puede entrar a participar en el mercado spot. O bien, comparar el CVP con el PMM para determinar la oportunidad que tiene la central para ofertar por contratos de transferencia de energía.

Un buen indicador para estudiar la competitividad de una generadora es el LCOE. Éste se determina a partir de la suma de todos los costos del proyecto a lo largo de un horizonte de estudio en valor presente, dividido por la suma de la energía generada durante ese mismo periodo que se normaliza en la vida útil de la planta, obteniéndose así el precio de la energía de la tecnología en estudio en USD/MWh en el año 1. Una pauta general para obtener el LCOE es la que se muestra en la figura 4.1.

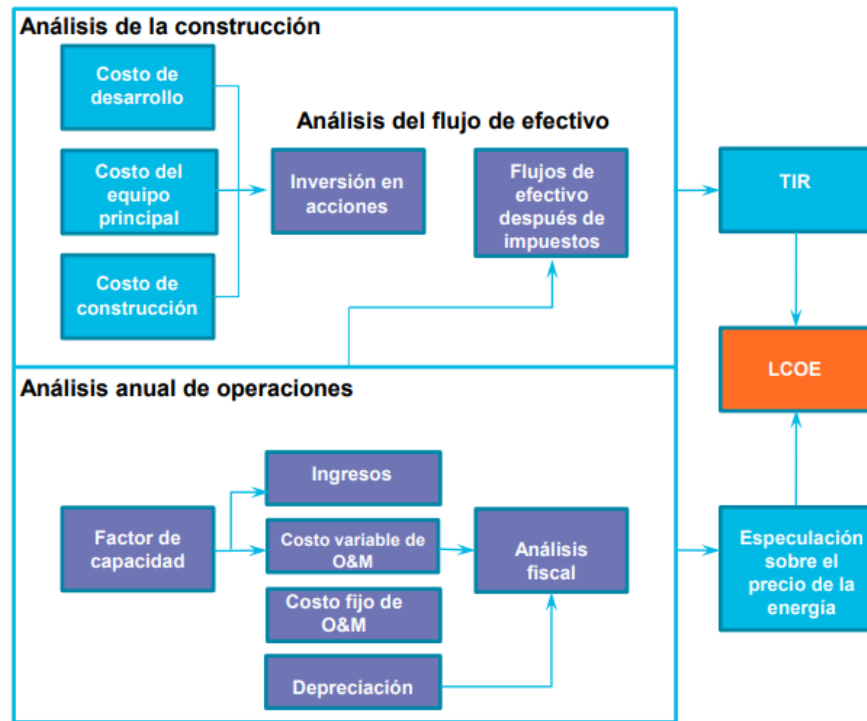


Fig. 4.1 Determinación del LCOE [39]

Una vez calculado el LCOE con los costos de inversión, costos fijos y costos variables, se puede saber cuál es su competidor directo analizando los valores de este indicador en otras unidades generadoras. Esto ayuda a determinar la rentabilidad del proyecto en un mercado abierto e igualitario en oportunidades, como lo es el mercado eléctrico chileno, dando una guía para los inversores con el costo real de generación.

Por su parte si el valor del LCOE es menor que el PMM se abre la posibilidad de entrar en el mercado de la energía por contratos, sin embargo, por la complejidad de las ofertas que se deben realizar considerando diversos factores prácticos, no se estudia esa alternativa en la presente Memoria de Título y se deja la inquietud para un estudio a futuro.

4.4. Escenarios de estudio

A modo de poder complementar el análisis económico se realiza un análisis de sensibilidad de precios. En la revisión bibliográfica se vislumbra una proyección optimista de los costos de producción de amoníaco, sin embargo, los autores también estudiaban los valores presentes de estos costos demostrando que eran relativamente más altos en la actualidad y que es lo que se considera un caso de estudio real.

Para Chile el panorama es prometedor debido a su meteorología, promoviendo el uso de fuentes PV y eólicas para alcanzar un valor actualizado de 400 USD/ton [26] el cuál se encuentra dentro del promedio mundial; y a su vez la mejor proyección para 2030 considera que el costo de producción se acerca a los 310 USD/ton [40], dichas expectativas son las que se exponen en la figura 4.4.1 a partir del costo nivelado del amoníaco verde (LCOA) y presentan ambas una alternativa alcanzable para el país.

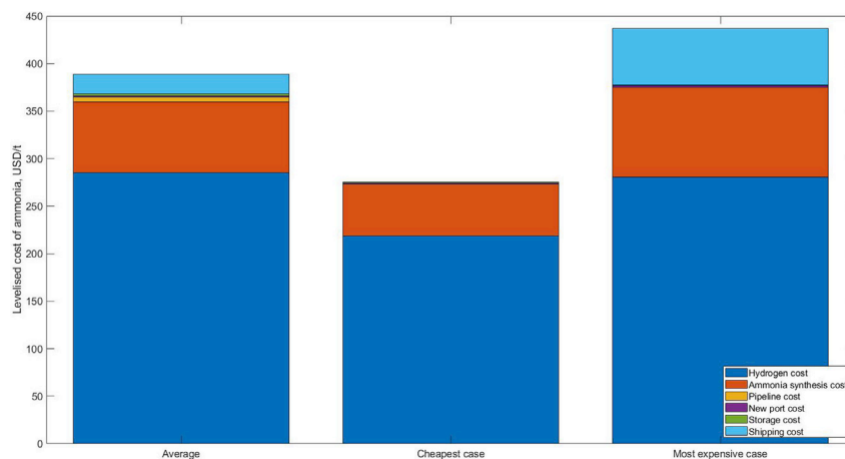


Fig. 4.2 Proyección del LCOA para 2030 [26]

En los dos escenarios, presentados en la tabla 4.1 con sus respectivas especificaciones, se analiza la sensibilidad de precio de combustible para una central de combustión con turbina de gas aeroderivativa. Los costos de abatimiento se obtienen del reporte por MW estudiado [32] actualizando el precio del dólar por un factor de 1.9 y considerando la capacidad nominal de la central. Además, se define un área típica de 20.000 m² para la construcción de la planta de acuerdo a un estimado acorde a los espacios utilizados por centrales termoeléctricas diésel de similar capacidad.

Tabla 4.1 Escenarios de estudio 1 y 2

Especificación	Escenario 1	Escenario 2
Tecnología	Turbina de gas AD	Turbina de gas AD
Capacidad	70 MW	70 MW
Sistema SCR	Requiere	Requiere
Costo de combustible	0.40 USD/kg	0.31 USD/kg
Costo abatimiento por SCR	0.66 USD/MWh	0.66 USD/MWh
CVONC	7.21 USD/MWh	7.21 USD/MWh
Arriendo terreno	51800 USD	51800 USD

Cabe destacar que como sigue la misma línea de aplicación en cuanto a su tecnología, estos dos escenarios mantienen iguales costos fijos en lo que respecta a inversión de equipos, montaje, subestación y línea de transmisión.

4.5. Análisis económico de los escenarios

Como se vio en el Apartado 4.4, los escenarios 1 y 2 tendrán los mismos valores en cuanto a la inversión inicial los cuáles se detallan en la tabla 4.2 donde el desglose viene de los análisis realizados por la CNE [31].

Tabla 4.2 Inversión inicial escenarios 1 y 2

Gastos de inversión	USD
Costo de inversión turbina	\$26,231,085
Obras civiles y montaje	\$9,139,971
Estudios e ingeniería	\$697,822
Subestación	\$4,366,913
Línea de transmisión 220kV	\$479,853
Sistema SCR	\$92,610
Inversión inicial	\$41,008,254

En estos dos escenarios se está trabajando con una turbina de gas aeroderivativa de 70 MW de capacidad, los gastos de inversión se extraen de los reportados para la subestación Kapatur debido a que es la más cercana a la subestación Mejillones a la cual se conectará la central en estudio. Se descartan los gastos de inversión en gasoductos y transporte de combustible ya que no se trabaja ni con gas natural ni con diésel, sino que directamente habrá una conexión con la empresa productora de amoníaco verde.

El sistema SCR se calcula a partir de los datos entregados en la hoja de datos de control de emisiones [32], llevando el valor en dólares de 1999 a dólares de 2025 multiplicando por un factor de 1.9 para considerar la inflación a lo largo de los años y esto se extrapola según la capacidad de la unidad generadora. Como costo fijo de operación anual sólo se cuenta con el arriendo del terreno, ya que los costos de operación propios de la central se incluyen en los costos variables en el caso del mercado de la energía.

Siguiendo esta línea el valor del pago para una dimensión de 20000 m² corresponde a 51800 USD según la valorización del terreno colindante con la subestación Kapatur.

Ahora bien, la energía firme corresponde a la energía que puede generar la central dependiendo de su disponibilidad operacional y, de los datos mostrados en la tabla 3.3.2, se sabe que valores típicos para una turbina rondan el 90% por lo que, asumiendo un mantenimiento con un aumento del doble de la periodicidad para evitar problemas por la condición corrosiva del amoniaco, se tendrá una disponibilidad operacional correspondiente al 80% lo que se traduce en 7008 horas al año.

De este modo y considerando que la eficiencia de la turbina es de 35%, la energía firme anual es de 171696 MWh. Con este valor se determina el costo de operación y mantenimiento del sistema SCR a utilizar para mitigar las emisiones de NO_x a partir de su costo anual de operación que es 850 USD/MW [32] en dólares de 1999, por lo que para una central de 70 MW y con la energía firme que puede generar se obtiene el costo variable que se muestra en la tabla 4.5.1.2 en paralelo con los costos variables de operación y mantenimiento de la central que en conjunto conforman los costos variables no combustibles.

Este último se suma al costo variable combustible, que para el escenario 1 considera un costo de combustible de 0.4 USD/kg, para obtener finalmente el costo variable de producción de la planta. En el escenario 2 por otra parte, se define un costo de combustible optimista de 0.31 USD/kg para el año 2030, lo que impacta directamente en el costo variable combustible; sin embargo, como se observa en la tabla 4.3, los CVNC se mantienen en el mismo valor ya que dependen únicamente de los MWh generados anualmente.

Tabla 4.3 Costos variables escenarios de estudio 1 y 2

	Escenario 1	Escenario 2
Costo O&M SCR anual	\$0.66	\$0.66
CVONC anual	\$7.20	\$7.20
CVNC anual	\$7.86	\$7.86
CVP [USD/MWh]	\$223.49	\$174.97

Una vez calculados tanto los costos anuales fijos como variables, se obtienen sus equivalentes en valor presente con la tasa de descuento para determinar el valor del LCOE, ya que con este indicador se evaluará la rentabilidad de la central generadora dependiendo las condiciones estudiadas en cada escenario a modo de definir su oportunidad de participar en las licitaciones de contratos ofertando en competencia con las demás tecnologías tradicionales.

Con el CVP calculado para ambos escenarios se procede a comparar su valor con el costo marginal horario de la barra Mejillones 220 kV, obteniendo que para el escenario 1 se tiene un costo marginal mayor o igual al CVP durante 64 horas en el año, lo que corresponde a una disponibilidad económica del 0.7% donde el λ promedio es de 290.96 USD/MWh.

Por su parte para el escenario 2 se tiene que el CVP es mayor o igual que el costo marginal durante 384 horas en el año, lo que se traduce en una disponibilidad económica del 4.4% donde el λ promedio es de 204.79 USD/MWh. Luego los ingresos correspondientes a la participación en el mercado spot para ambos escenarios se calculan con la siguiente ecuación:

$$\text{Ingresos} = \text{Energía anual generada} * \lambda \text{ promedio} \quad (2)$$

Donde:

- $\text{Energía anual generada} = \text{energía firme} * \text{disponibilidad económica}$

Al momento de calcular los ingresos, y ya teniendo los costos anuales, se sigue con la realización del flujo de caja en el horizonte de estudio que contempla 25 años, los cuáles se pueden observar en los Anexos B y C, posteriormente se obtienen los valores del VAN, TIR y LCOE.

4.6. Análisis de resultados

Ya terminando con el análisis económico se presentan los valores correspondientes para cada escenario dispuestos en la tabla 4.4 a modo de resumen.

Tabla 4.4 Resumen resultados escenarios de estudio

Índice	Escenario 1	Escenario 2
VAN [USD]	-\$40,631,806	-\$39,096,869
TIR [%]	-24%	-14%
LCOE [USD/MWh]	\$1,518	\$317

De los resultados expuestos en la tabla 4.4 se concluye que el proyecto no es válido para invertir en él, dado que en ambos escenarios se observa una rentabilidad negativa pues el VAN nunca es cero o positivo.

Además, en el escenario optimista la TIR es menor que la tasa de descuento que se fijó en un 8% por lo que los ingresos que genera el proyecto a lo largo de los 25 años en estudio no logran cubrir los gastos anuales por lo que no hay ganancias sino pérdidas.

Por otro lado, de la figura 4.3 se observa que el LCOE calculado para ambos escenarios está muy lejos de ser competitivo en la proyección del mercado eléctrico chileno para el año 2030, ya que se encuentra fuera de los rangos de LCOE promedio tanto de tecnologías convencionales como ERNC, evidenciando una diferencia notoria respecto del límite competitivo que es menor a 200 USD/MWh.

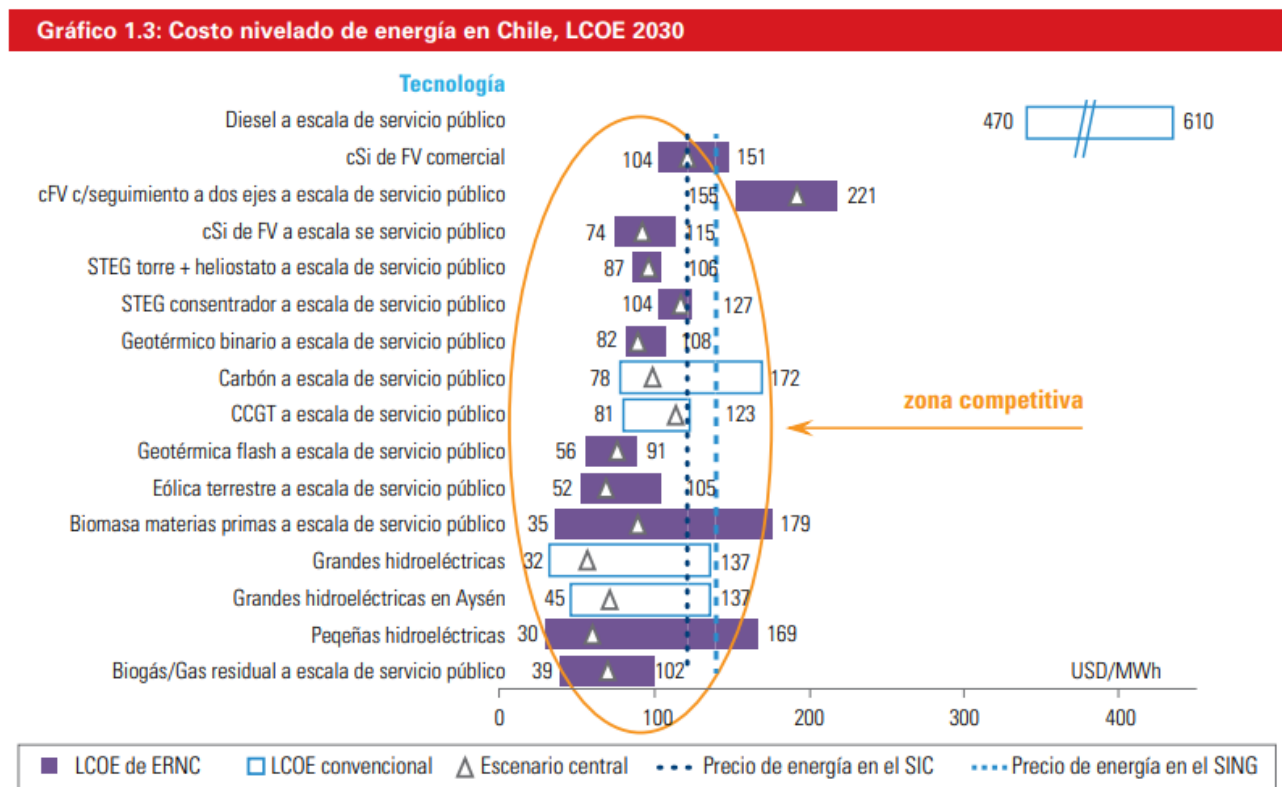


Fig. 4.3 Proyección del LCOE para 2030 [43]

Con el análisis de sensibilidad de precios en el escenario 2, se observa que al disminuir el costo del combustible se disminuyen las pérdidas pues los costos variables son menores, lo que a su vez conlleva a un VAN relativamente menos negativo; sin embargo, esta variación es mínima pues los ingresos siguen siendo considerablemente más bajos que los gastos, lo que hace que el proyecto siga siendo inviable a pesar de la baja de un 22% en el costo del combustible.

4.7. Análisis de sensibilidades del proyecto

4.7.1 Horizonte de estudio

Dentro de las variables que es posible estudiar se encuentra el año de inicio de operaciones, el cuál se define en las limitaciones de este estudio como el año 2030. Sin embargo, se ha visto en reportes [44] que los costos de capital que conllevan las tecnologías de generación que utilizan fuentes renovables están en disminución y se proyectan cifras aún más bajas para un futuro de 25 años.

Para efectos de vislumbrar el impacto que tiene esta variable se realiza el análisis de sensibilidad del proyecto cuando la generadora se pone en funcionamiento a partir del año 2050 a fin de obtener una disminución del 40% en la inversión de tecnologías [44], este análisis contempla los dos escenarios previamente presentados considerando un costo de combustible real y un costo de combustible optimista respectivamente.

Tabla 4.5 Resumen resultados análisis de sensibilidad en 2050

Índice	Escenario 1	Escenario 2
VAN [USD]	-\$30,026,831	-\$28,306,028
TIR [%]	-18%	-11%
LCOE [USD/MWh]	\$991	\$226

De los resultados de la tabla 4.5, se concluye que el cambio realizado en el horizonte de estudio mejora la rentabilidad del proyecto, disminuyendo las pérdidas al final de la vida útil de las turbinas y mejorando el LCOE con una disminución de alrededor de 500 USD, pero no logra el impacto necesario para hacer el VAN igual a cero o positivo, por lo que la principal problemática sigue siendo la viabilidad de la generadora y su negativa tasa de retorno.

4.7.2 Tasa de descuento

La tasa de descuento del proyecto depende del riesgo y tecnología a utilizar; no obstante, también se deben considerar la disponibilidad de materias primas (en este caso amoníaco verde) y ubicación de la planta.

Se puede lograr obtener una tasa de descuento de un 5% si se considera un menor riesgo de implementar esta generadora. De este modo se realiza el análisis de sensibilidad de la tasa de descuento del proyecto para visualizar a través de los índices económicos, el impacto que esta puede tener en la rentabilidad del proyecto.

Tabla 4.6 Resumen resultados análisis de sensibilidad tasa de descuento

Índice	Escenario 1	Escenario 2
VAN [USD]	-\$40,548,977	-\$38,584,737
TIR [%]	-24%	-14%
LCOE [USD/MWh]	\$1553	\$341

Análogo al caso anterior se analiza el efecto de modificar la tasa de descuento tanto en el escenario 1 de costo real como en el escenario 2 de costo optimista, obteniendo así los resultados presentados en la tabla 4.6 donde se observa que el VAN aumenta de manera ínfima, mientras que el LCOE aumenta parcialmente, por lo que esta variable tampoco aporta lo necesario para hacer del presente estudio un proyecto rentable ya que no logra siquiera variar la TIR.

4.7.3 Eficiencia

Al estudiar la tecnología que se utiliza para la generación de energía de esta planta se elige la turbina a gas aeroderivativa, sin embargo, si se logra trabajar con una turbina a gas que sea capaz de utilizar el calor residual generado durante la combustión se tiene un escenario donde la eficiencia de la planta mejora, aumentando hasta un 60% [14].

A diferencia de las dos variables anteriores que son independientes de los costos variables del proyecto, la eficiencia impacta directamente en el costo variable de producción, lo que a su vez modifica las horas de operación anuales de la planta, obteniendo de este modo un nuevo costo marginal promedio. Con lo que respecta a los costos de inversión se asumirá que esta variación en la turbina se costea con las ganancias que genera el uso del calor para servicios auxiliares como calefacción.

Siguiendo la línea de los análisis de sensibilidad previos, se estudian los cambios que tiene el escenario 1 de costo real cuando se tiene una eficiencia 25% superior a la original definida para el caso de estudio. En este contexto el costo variable de producción varía considerablemente siendo de un valor de 133.37 USD/MWh que alcanza una disponibilidad económica de 1313 horas anuales con un costo marginal promedio de 168.77 USD/MWh.

Para el escenario 2 de costo optimista el costo variable de producción disminuye hasta alcanzar los 105 USD/MWh lo que conlleva una disponibilidad económica de 1837 horas al año con un costo marginal promedio de 154.81 USD/MWh. Con los costos variables calculados se pueden analizar los índices económicos que revelan el impacto de esta variable en el proyecto, obteniendo los datos presentados en la tabla 4.7.

Tabla 4.7 Resumen resultados análisis de sensibilidad de eficiencia

Índice	Escenario 1	Escenario 2
VAN [USD]	-\$24,410,863	-\$7,845,123
TIR [%]	-1%	5%
LCOE [USD/MWh]	\$103	\$78

De los índices expuestos se puede concluir que la eficiencia de la central es la variable que mayor impacto tiene en la rentabilidad del proyecto, ya que se tiene el primer escenario de estudio con una tasa de retorno positiva. Además, se alcanza una disminución del LCOE bastante significativa pues consigue estar por debajo del PMM lo que da paso a posibles alternativas de aplicación en el mercado de la energía por contratos.

Por otro lado, en ambos escenarios se sigue la tónica de un VAN negativo, por lo que a pesar de las importantes mejoras que se consiguen con el aumento de la eficiencia, el proyecto no adquiere la rentabilidad deseada en ninguno de los escenarios estudiados.

4.8. Discusión

Al realizar un análisis económico del proyecto se puede vislumbrar los factores que tienen mayor impacto en la rentabilidad del mismo, se realizan análisis de sensibilidad para estudiar dicha relevancia en dos escenarios según el aspecto que se quiera poner a prueba.

Con los indicadores financieros se logra comparar rápidamente los beneficios o pérdidas que tiene una opción por sobre la otra, y pese a que un indicador pueda ser más bajo en un escenario, se debe tener en cuenta los demás indicadores antes de decidir si el proyecto será rentable o no, ya que la toma de decisiones también depende del enfoque que el cliente quiera darle a su central generadora.

De este análisis se concluye que el proyecto estudiado en esta Memoria de Título presenta una rentabilidad negativa por lo que no se recomienda que se implemente en el año 2030, pues se tendrán pérdidas significativas a pesar de posicionarse en un escenario optimista de costos. Esto se confirma por medio del análisis de sensibilidades del proyecto ya que, incluso estudiando la alternativa más optimista de cada variable, se obtiene que el flujo de caja entrega índices económicos negativos para todas ellas.

5. Conclusiones

5.1. Conclusiones

Al finalizar el estudio tecno-económico de la unidad generadora se concluye que el uso de amoniaco verde como combustible para una central termoeléctrica basada en combustión no es una alternativa rentable a pesar de ofrecer ser una ayuda en el plan de descarbonización de la matriz energética del país según los objetivos planteados para 2050.

Este tipo de proyecto no sólo debe analizar su impacto económico, sino que también hay que considerar las implicancias ambientales y sociales que pueda tener la construcción de dicha central para la comunidad aledaña, ya que es sabido que éste tipo de centrales requieren recursos naturales como el agua para sus sistemas de refrigeración y pueden generar desechos nocivos para la población por lo que se debe monitorear con periodicidad las emisiones o posibles fugas de combustible para prevenir futuras complicaciones.

De los resultados de los flujos de caja se concluye que invertir en estos proyectos no es viable para ser aplicados en el mercado spot pues su participación en un año es muy baja debido al alto costo variable de producción y a la inminente participación de los sistemas BESS en el SEN, de igual modo, dichas complicaciones afectan a su participación en el mercado de la energía por contratos por lo que tampoco se recomienda su aplicación en dicho campo, salvo que se pueda contar con una turbina de gas que contemple una eficiencia igual o superior al 60%.

5.2. Trabajo Futuro

Según el trabajo realizado, emergen otras alternativas o variables técnicas que podrían ser objeto de un estudio tecno-económico, con el fin de considerar su implementación en el país como parte de un análisis en investigaciones futuras.

- Estudiar la viabilidad económica de una central generadora basada en amoniaco verde con turbinas fabricadas especialmente para este combustible que estarán en el mercado en un futuro cercano [45].

Referencias

- [1] International Energy Agency. “*Latin America Energy Outlook. Overview: Chile.*” IEA. Recuperado el 27 de septiembre de 2024, de <https://www.iea.org/reports/latin-america-energy-outlook-2023>. (2023).
- [2] Avargani, V. M., Zendejboudi, S., Saady, N. M. C., & Dusseault, M. B. “*A comprehensive review on hydrogen production and utilization in North America: Prospects and challenges*”. *Energy Conversion And Management*, 269, 115927. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2022.115927> (2022).
- [3] Ministerio de Energía. “*Plan de Acción Hidrógeno Verde 2023-2030*”. Abril 2024. Gob.cl. Recuperado el 19 de noviembre de 2024, de https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/plan_de_accion_hidrogeno_verde_2023-2030.pdf
- [4] G, M. G., & H, S. O. “*Technical, economic, and CO2 emissions assessment of green hydrogen production from solar/wind energy: The case of Chile*”. *Energy*, 278, 127981. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2023.127981> (2023).
- [5] Kong, L., Li, L., Cai, G., Liu, C., Ma, P., Bian, Y., & Ma, T. “*Techno-economic analysis of hydrogen energy for renewable energy power smoothing*”. *International Journal of Hydrogen Energy*, 46(3), 2847–2861. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.07.231> (2021).
- [6] Hernández, J. J., Cova-Bonillo, A., Wu, H., Barba, J., & Rodríguez-Fernández, J. “*Low temperature autoignition of diesel fuel under dual operation with hydrogen and hydrogen-carriers*”. *Energy Conversion and Management*, 258(115516), 115516. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2022.115516> (2022).
- [7] Fujita, D. “*The prospects of clean hydrogen utilization in power generation industry*”. *AIMS energy*, 11(5), 991–1011. <https://doi.org/10.3934/energy.2023047> (2023).
- [8] J. Fuster, Y. Arteaga, R. Farías. “*Industria del Amoníaco: estado actual y oportunidades para la descarbonización*”. José Fuster Justiniano. <https://4echile.cl/wp-content/uploads/2022/10/Industria-del-amoniaco-estado-actual-y-oportunidades-para-la-descarbonizacion.pdf> Oct. 2022.

- [9] MacFarlane, D. R., Cherepanov, P. V., Choi, J., Suryanto, B. H. R., Hodgetts, R. Y., Bakker, J. M., Ferrero Vallana, F. M., & Simonov, A. N. “*A roadmap to the ammonia economy*”. *Joule*, 4(6), 1186–1205. <https://doi.org/10.1016/j.joule.2020.04.004> (2020).
- [10] Valera-Medina, A., Xiao, H., Owen-Jones, M., David, W. I. F., & Bowen, P. J. (2018). “*Ammonia for power*”. *Progress in Energy and Combustion Science*, 69, 63–102. <https://doi.org/10.1016/j.pecs.2018.07.001>
- [11] E. Sauma. “*El amoníaco verde: una solución para el almacenamiento y transporte*”. *Energia.uc.cl*. Recuperado el 4 de diciembre de 2024, de <https://energia.uc.cl/opinion/el-amoniaco-verde-una-solucion-para-el-almacenamiento-y-transporte> (28 de abril 2023).
- [12] Paul Butterworth. “*Green ammonia fuel faces three big challenges*”. CRU Group Website <https://www.crugroup.com/en/communities/thought-leadership/sustainability/green-ammonia-fuel-faces-three-big-challenges/> (2024, Agosto 27).
- [13] Cheng, Q., Muhammad, A., Kaario, O., Ahmad, Z., & Martti, L. “*Ammonia as a sustainable fuel: Review and novel strategies*”. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 207(114995), 114995. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2024.114995> (2025).
- [14] Alnajideen, M., Shi, H., et al. “*Ammonia combustion and emissions in practical applications: a review*”. *Carbon Neutrality*, 3(1). <https://doi.org/10.1007/s43979-024-00088-6>(2024).
- [15] Ministerio del Medio Ambiente. “*Norma de emisión para centrales termoeléctricas*” (D.S. N°13/2011). Biblioteca del congreso nacional <https://www.bcn.cl/leychile> (2011).
- [16] Ministerio del Medio Ambiente. “*Decreto Supremo N.º 40: Aprueba reglamento del sistema de evaluación de impacto ambiental*”. *Diario Oficial de la República de Chile*. Recuperado de <https://www.leychile.cl> (2013, 12 de agosto).
- [17] Congreso Nacional de Chile. “*Ley N.º 20.257: Introduce modificaciones a la Ley General de Servicios Eléctricos y fomenta las energías renovables no convencionales*”. *Diario Oficial de la República de Chile*. <https://www.leychile.cl/Navegar?idNorma=274677> (2008).
- [18] Knop V. “*Ammonia*”. *A world of energy*. <https://awoe.net/Ammonia-General.html> (2023)
- [19] Li, W., Liu, Y., Luo, M., Shi, X., Pan, Z., Chen, R., & An, L. “*Monitoring ammonia and water transport through anion exchange membranes in direct ammonia fuel cells*”. *Journal of Power Sources*, 628(235900), 235900. <https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2024.235900> (2025).

- [20] Modern Physics Insights. “*Celdas de Combustible de Óxido Sólido*”. Modern Physics Insights: Discover, Understand, Innovate. <https://modern-physics.org/celdas-de-combustible-de-oxido-solido-eficiencia-durabilidad-e-innovacion/> (2024, octubre 10).
- [21] García N. “*Industria del hidrógeno verde: costos de producción*”. BCNC obtienearchivo.bcn.cl/obtienearchivo?id=repositorio/10221/32538/1/BCN___Hidrogeno_verde_Costos_de_produccion_Sept21.pdf (2021)
- [22] Kang, Z., Liu, B., She, X., Liu, W., Huang, J., & Wang, K. “*Parametric analysis of a modified ammonia-hydrogen-electricity cogeneration system*”. International Journal of Hydrogen Energy, 56, 219–231. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.12.130> (2024).
- [23] Energy and the environment. “*Hydrogen production and uses*”. World-nuclear.org. <https://world-nuclear.org/information-library/energy-and-the-environment/hydrogen-production-and-uses> (2024, mayo)
- [24] Exploradorenergia.cl. Recuperado el 20 de diciembre de 2024, de <https://hidrogenorenovableernc.exploradorenergia.cl/proyectos/>
- [25] “*Amoniaco verde: la fuente de energía del futuro (segunda parte)*”. Campfire. Recuperado el 20 de diciembre de 2024, de <https://wir-campfire.de/en/nh3-part-two/>.
- [26] Salmon, N., Bañares-Alcántara, R., & Nayak-Luke, R. (2021). “*Optimization of green ammonia distribution systems for intercontinental energy transport*”. iScience, 24(8), 102903. <https://doi.org/10.1016/j.isci.2021.102903>
- [27] IEA (2021), “*Ammonia Technology Roadmap*”, IEA, Paris. Recuperado el 3 de enero de 2025, de <https://www.iea.org/reports/ammonia-technology-roadmap>.
- [28] Keller, G. (2024, marzo 26). “*Proyecto Volta busca apoyar el proceso de descarbonización de diversas industrias a nivel nacional e internacional*”. H2news. <https://h2news.cl/2024/03/26/proyecto-volta-busca-apoyar-el-proceso-de-descarbonizacion-de-diversas-industrias-a-nivel-nacional-e-internacional/>
- [29] Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental. “*Ficha del Proyecto: Proyecto Volta - Planta de Hidrógeno y Amoniaco Verde*” seia.sea.gob.cl. Recuperado el 24 de enero de 2025, de https://seia.sea.gob.cl/expediente/ficha/fichaPrincipal.php?modo=normal&id_expediente=2161262741

- [30] Qian, F., Zhang, S., Wang, J., Zhu, N., Bao, X., Yang, H., Xu, X., Alshahrani, W. A., Helal, M. H., & Guo, Z. (2024). “*Ammonia energy fraction effect on the combustion and reduced NOX emission of ammonia/diesel dual fuel*”. *Environmental Research*, 261(119530), 119530. <https://doi.org/10.1016/j.envres.2024.119530>
- [31] “*DETERMINACIÓN DE LOS COSTOS DE INVERSIÓN Y COSTOS FIJOS DE OPERACIÓN DE LA UNIDAD DE PUNTA DEL SEN Y DE LOS SSMM: Informe técnico preliminar*”. (2021). *cne.cl*. Recuperado el 10 de enero de 2025 de https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2021/06/03-ITP-Estudio-de-la-Unidad-de-Punta_VF.pdf
- [32] Tecnología: Reducción Catalítica Selectiva, N. “*Hoja de Datos- Tecnología de Control de la Contaminación del Aire*”. *Epa.gov*. Recuperado el 14 de enero de 2025, de <https://www3.epa.gov/ttn/catc/cica/files/fscrs.pdf>
- [33] “*INFORME DE COSTOS DE TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN Y ALMACENAMIENTO: Informe anual*”. (2024). En *cne.cl*. Comisión Nacional de Energía. Recuperado el 10 de enero de 2025 de <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2024/06/ICTG-Mayo-2024.pdf>
- [34] Equipo de investigación de Global X (2022). “*El almacenamiento de energía de corta y larga duración es esencial para la transición a la energía limpia*”. *Globalxetfs.com*. Recuperado el 27 de enero de 2025, de <https://www.globalxetfs.com/content/files/El-almacenamiento-de-energia-de-corta-y-larga-duracion-es-esencial-para-la-transicion-a-la-energia-limpia.pdf>
- [35] Ministerio de Economía, F. y. R. (2007). “*LEY GENERAL DE SERVICIOS ELECTRICOS, EN MATERIA DE ENERGIA ELECTRICA*”. <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=258171>
- [36] Ministerio de Energía (2016). “*Ley 20936. Establece nuevo sistema de transmisión eléctrica y crea un organismo coordinador independiente del sistema eléctrico nacional*”. <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1092695>
- [37] Ministerio de Energía (2017). “*Decreto 125. Aprueba reglamento de la coordinación y operación del sistema eléctrico nacional*”. <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1140253&idVersion=2024-06-05&idParte=10083691>
- [38] Coordinador.cl. Recuperado el 16 de enero de 2025, de <https://www.coordinador.cl/mercados/documentos/costos-variables-de-generacion-y-stock-de-combustible/costos-variables-de-generacion/consolidado-mensual-de-costos-variables-y-costos-de-partida-y-detencion/2020-consolidado-mensual-de-costos-variables-y-costos-de-partida-y-detencion/>

- [39] Al Nrdc, P. (2011). “*COSTO NIVELADO DE ENERGÍA EN CHILE*”. Nrdc.org. Recuperado el 16 de enero de 2025, de https://www.nrdc.org/sites/default/files/ene_11052401b.pdf
- [40] Hatton, L., Bañares-Alcántara, R., Sparrow, S., Lott, F., & Salmon, N. (2024). “*Assessing the impact of climate change on the cost of production of green ammonia from offshore wind*”. *International Journal of Hydrogen Energy*, 49, 635–643. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.10.117>
- [41] Coordinador.cl. “*Costos marginales*”. Recuperado el 16 de enero de 2025, de <https://www.coordinador.cl/mercados/graficos/costos-marginales/>
- [42] Fernández de la Cigona, J. R. (2023, agosto 25). *Tasa interna de retorno (TIR): ¿Qué es y cómo se calcula?* Sage Advice España; Sage. <https://www.sage.com/es-es/blog/tasa-interna-de-retorno-tir-que-es-y-como-se-calcula/>
- [43] Carolina Herrera, R. R. y. D. S. (2012). “*El costo nivelado de energía y el futuro de la energía renovable no convencional en Chile: derribando algunos mitos*”. <https://www.nrdc.org/sites/default/files/chile-lcoe-report-sp.pdf>
- [44] Alavez, M. (2023, mayo 25). *El costo de generación de las renovables caería hasta 60 por ciento hacia 2050*. *Energía a Debate*.
- [45] Patel, S. (2021, marzo 3). “*Mitsubishi Power developing 100% ammonia-capable gas turbine*”. *POWER Magazine*. <https://www.powermag.com/mitsubishi-power-developing-100-ammonia-capable-gas-turbine/>
- [46] Centro Nacional de Control de Energía. “*INFORME DE LA TECNOLOGÍA DE GENERACIÓN DE REFERENCIA*”. Gob.mx. Recuperado el 17 de enero de 2025, de [https://www.cenace.gob.mx/Docs/02_MBP/InformeTGR/2023/Informe%20TGR%202023%20\(v2024-01-26\).pdf](https://www.cenace.gob.mx/Docs/02_MBP/InformeTGR/2023/Informe%20TGR%202023%20(v2024-01-26).pdf)
- [47] Subsecretaría de Transportes (2020). “*Actualización de Modelo de Costos de Transporte de Carga para el Análisis de Costos Logísticos, del Observatorio Logístico*”. Gob.cl. <https://www.subtrans.gob.cl/wp-content/uploads/2020/09/Actualizacio%CC%81n-de-Modelo-de-Costos-de-Transporte-de-Carga-para-el-Ana%CC%81lisis-de-Costos-Logi%CC%81sticos-del-Observatorio-Logi%CC%81stico.pdf>
- [48] *Aprueba Informe Técnico Definitivo que fija la Tasa de descuento a que hace referencia el artículo 118° de la Ley General de Servicios Eléctricos*. Cne.cl. <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2022/04/Res-N%C2%B0287-2022-Aprueba-Informe-Tasa-Art.-118-LGSE-VxTx-2024-2027-1.pdf>

- [49] Wan, Y., Li, Y., Wang, D., Yang, D., Huang, T., Zhang, Y., Zheng, L., & Liu, C. (2024). *“International trade of green hydrogen, ammonia and methanol: Opportunities of China’s subregions”*. *Renewable Energy*, 235(121294), 121294. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2024.121294>
- [50] Palandri, J., Rahmanifard, H., Layzell, D., & Hastings-Simon, S. (2025). Blue vs. Green: A comparative analysis of ammonia production and export in Western Canada and Australia. *Renewable Energy*, 239(121953), 121953. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2024.121953>



Anexo A

De los índices considerados en el estudio se destaca su importancia según la información que entregan para esclarecer las oportunidades o falencias económicas que tiene el proyecto dependiendo de las variables que se estudien, que en este caso fueron tecnología y costo de combustible. Los índices utilizados son los expuestos a continuación:

- **VAN:** El valor actual neto es un índice financiero que consiste en calcular la diferencia entre el valor presente de los flujos de caja y la inversión inicial requerida para llevar a cabo un proyecto. Éste descuenta los flujos de caja futuros a una tasa de descuento con la finalidad de representar el costo de oportunidad del capital, cuando es positivo se concluye que los ingresos proyectados, luego de ser ajustados al valor presente, son mayores que los costos por lo que el proyecto es rentable y generará ganancias en el horizonte de estudio. Por otro lado, cuando es negativo se infiere que los costos son mayores que los ingresos en valor presente, razón por la que el proyecto terminará generando pérdidas así que no se recomienda invertir.
- **TIR:** La tasa interna de retorno también es un índice financiero y está relacionada con el VAN de un proyecto, más específicamente es la tasa de descuento a la cual el VAN toma como valor cero. Se suele utilizar para comparar la rentabilidad entre proyectos [42]. Si la TIR es mayor que la tasa de descuento que se definió para el proyecto, entonces se concluye que este último es rentable y representa una buena inversión, ya que las ganancias tienen el potencial de generar mayores beneficios. En cambio, si es menor, se descarta la inversión ya que el proyecto no sería rentable y si la TIR es igual a cero, entonces se pueden estudiar otros factores pues se infiere que no se tendrán ni ganancias ni pérdidas.
- **LCOE:** El costo nivelado de la energía es una métrica utilizada en el área eléctrica para determinar la rentabilidad de proyectos de generación de energía y nunca puede ser negativo, sin embargo, mientras menor sea, más competitivo es el proyecto ya que implica un menor costo de producción por unidad de energía, lo que lo vuelve más rentable.

Anexo B

Flujo de caja escenario 1

Año	Energía vendida MWh	λ promedio	Ingresos	Inversión inicial	Costo variable	Costos fijos	Costo total anual	VP costo anual	Flujo de caja	Flujo de caja acumulado
0				\$ 41,008,254				\$ 41,008,254	\$ -41,008,254	\$ -41,008,254
1	1568	\$ 290.96	\$ 456,225		\$ 350,435.23	\$ 51,800	\$ 402,235	\$ 372,440	\$ 53,990	\$ -40,954,264
2	1529	\$ 290.96	\$ 444,820		\$ 341,674.35	\$ 51,800	\$ 393,474	\$ 337,341	\$ 51,345	\$ -40,902,919
3	1491	\$ 290.96	\$ 433,699		\$ 333,132.49	\$ 51,800	\$ 384,932	\$ 305,572	\$ 48,767	\$ -40,854,152
4	1453	\$ 290.96	\$ 422,857		\$ 324,804.18	\$ 51,800	\$ 376,604	\$ 276,815	\$ 46,253	\$ -40,807,899
5	1417	\$ 290.96	\$ 412,285		\$ 316,684.07	\$ 51,800	\$ 368,484	\$ 250,784	\$ 43,801	\$ -40,764,098
6	1382	\$ 290.96	\$ 401,978		\$ 308,766.97	\$ 51,800	\$ 360,567	\$ 227,218	\$ 41,411	\$ -40,722,687
7	1347	\$ 290.96	\$ 391,929		\$ 301,047.80	\$ 51,800	\$ 352,848	\$ 205,883	\$ 39,081	\$ -40,683,606
8	1313	\$ 290.96	\$ 382,130		\$ 293,521.60	\$ 51,800	\$ 345,322	\$ 186,567	\$ 36,809	\$ -40,646,797
9	1281	\$ 290.96	\$ 372,577		\$ 286,183.56	\$ 51,800	\$ 337,984	\$ 169,076	\$ 34,594	\$ -40,612,204
10	1248	\$ 290.96	\$ 363,263		\$ 279,028.97	\$ 51,800	\$ 330,829	\$ 153,238	\$ 32,434	\$ -40,579,770
11	1217	\$ 290.96	\$ 354,181		\$ 272,053.25	\$ 51,800	\$ 323,853	\$ 138,895	\$ 30,328	\$ -40,549,442
12	1187	\$ 290.96	\$ 345,327		\$ 265,251.92	\$ 51,800	\$ 317,052	\$ 125,906	\$ 28,275	\$ -40,521,167
13	1157	\$ 290.96	\$ 336,694		\$ 258,620.62	\$ 51,800	\$ 310,421	\$ 114,141	\$ 26,273	\$ -40,494,894
14	1128	\$ 290.96	\$ 328,276		\$ 252,155.10	\$ 51,800	\$ 303,955	\$ 103,485	\$ 24,321	\$ -40,470,573
15	1100	\$ 290.96	\$ 320,069		\$ 245,851.23	\$ 51,800	\$ 297,651	\$ 93,832	\$ 22,418	\$ -40,448,155
16	1073	\$ 290.96	\$ 312,068		\$ 239,704.94	\$ 51,800	\$ 291,505	\$ 85,088	\$ 20,563	\$ -40,427,593
17	1046	\$ 290.96	\$ 304,266		\$ 233,712.32	\$ 51,800	\$ 285,512	\$ 77,165	\$ 18,754	\$ -40,408,839
18	1020	\$ 290.96	\$ 296,659		\$ 227,869.51	\$ 51,800	\$ 279,670	\$ 69,987	\$ 16,990	\$ -40,391,849
19	994	\$ 290.96	\$ 289,243		\$ 222,172.78	\$ 51,800	\$ 273,973	\$ 63,483	\$ 15,270	\$ -40,376,580
20	969	\$ 290.96	\$ 282,012		\$ 216,618.46	\$ 51,800	\$ 268,418	\$ 57,589	\$ 13,593	\$ -40,362,986
21	945	\$ 290.96	\$ 274,961		\$ 211,202.99	\$ 51,800	\$ 263,003	\$ 52,247	\$ 11,958	\$ -40,351,028
22	921	\$ 290.96	\$ 268,087		\$ 205,922.92	\$ 51,800	\$ 257,723	\$ 47,406	\$ 10,364	\$ -40,340,664
23	898	\$ 290.96	\$ 261,385		\$ 200,774.85	\$ 51,800	\$ 252,575	\$ 43,017	\$ 8,810	\$ -40,331,853
24	876	\$ 290.96	\$ 254,851		\$ 195,755.48	\$ 51,800	\$ 247,555	\$ 39,039	\$ 7,295	\$ -40,324,558
25	854	\$ 290.96	\$ 248,479		\$ 190,861.59	\$ 51,800	\$ 242,662	\$ 35,433	\$ 5,818	\$ -40,318,741

LCOE	\$ 1,517.64
VAN	\$ -40,631,806
TIR	-24%



Anexo C

Flujo de caja escenario 2

Año	Energía vendida MWh	λ promedio	Ingresos	Inversión inicial	Costo variable	Costos fijos	Costo total anual	VP costo anual	Flujo de caja	Flujo de caja acumulado
0				\$ 41,008,254				\$ 41,008,254	\$ -41,008,254	\$ -41,008,254
1	9408	\$ 204.79	\$ 1,926,664		\$ 1,646,158.54	\$ 51,800	\$ 1,697,959	\$ 1,572,184	\$ 228,706	\$ -40,779,548
2	9173	\$ 204.79	\$ 1,878,498		\$ 1,605,004.57	\$ 51,800	\$ 1,656,805	\$ 1,420,443	\$ 221,693	\$ -40,557,855
3	8943	\$ 204.79	\$ 1,831,535		\$ 1,564,879.46	\$ 51,800	\$ 1,616,679	\$ 1,283,372	\$ 214,856	\$ -40,342,999
4	8720	\$ 204.79	\$ 1,785,747		\$ 1,525,757.47	\$ 51,800	\$ 1,577,557	\$ 1,159,552	\$ 208,189	\$ -40,134,810
5	8502	\$ 204.79	\$ 1,741,103		\$ 1,487,613.53	\$ 51,800	\$ 1,539,414	\$ 1,047,699	\$ 201,690	\$ -39,933,120
6	8289	\$ 204.79	\$ 1,697,576		\$ 1,450,423.20	\$ 51,800	\$ 1,502,223	\$ 946,655	\$ 195,352	\$ -39,737,768
7	8082	\$ 204.79	\$ 1,655,136		\$ 1,414,162.62	\$ 51,800	\$ 1,465,963	\$ 855,375	\$ 189,174	\$ -39,548,594
8	7880	\$ 204.79	\$ 1,613,758		\$ 1,378,808.55	\$ 51,800	\$ 1,430,609	\$ 772,913	\$ 183,149	\$ -39,365,445
9	7683	\$ 204.79	\$ 1,573,414		\$ 1,344,338.34	\$ 51,800	\$ 1,396,138	\$ 698,417	\$ 177,276	\$ -39,188,169
10	7491	\$ 204.79	\$ 1,534,079		\$ 1,310,729.88	\$ 51,800	\$ 1,362,530	\$ 631,115	\$ 171,549	\$ -39,016,621
11	7304	\$ 204.79	\$ 1,495,727		\$ 1,277,961.63	\$ 51,800	\$ 1,329,762	\$ 570,312	\$ 165,965	\$ -38,850,656
12	7121	\$ 204.79	\$ 1,458,333		\$ 1,246,012.59	\$ 51,800	\$ 1,297,813	\$ 515,379	\$ 160,521	\$ -38,690,135
13	6943	\$ 204.79	\$ 1,421,875		\$ 1,214,862.28	\$ 51,800	\$ 1,266,662	\$ 465,749	\$ 155,213	\$ -38,534,922
14	6770	\$ 204.79	\$ 1,386,328		\$ 1,184,490.72	\$ 51,800	\$ 1,236,291	\$ 420,909	\$ 150,037	\$ -38,384,885
15	6600	\$ 204.79	\$ 1,351,670		\$ 1,154,878.45	\$ 51,800	\$ 1,206,678	\$ 380,395	\$ 144,992	\$ -38,239,893
16	6435	\$ 204.79	\$ 1,317,878		\$ 1,126,006.49	\$ 51,800	\$ 1,177,806	\$ 343,790	\$ 140,072	\$ -38,099,821
17	6274	\$ 204.79	\$ 1,284,931		\$ 1,097,856.33	\$ 51,800	\$ 1,149,656	\$ 310,716	\$ 135,275	\$ -37,964,546
18	6118	\$ 204.79	\$ 1,252,808		\$ 1,070,409.92	\$ 51,800	\$ 1,122,210	\$ 280,832	\$ 130,598	\$ -37,833,948
19	5965	\$ 204.79	\$ 1,221,488		\$ 1,043,649.67	\$ 51,800	\$ 1,095,450	\$ 253,829	\$ 126,038	\$ -37,707,910
20	5815	\$ 204.79	\$ 1,190,951		\$ 1,017,558.43	\$ 51,800	\$ 1,069,358	\$ 229,429	\$ 121,592	\$ -37,586,318
21	5670	\$ 204.79	\$ 1,161,177		\$ 992,119.47	\$ 51,800	\$ 1,043,919	\$ 207,381	\$ 117,257	\$ -37,469,060
22	5528	\$ 204.79	\$ 1,132,147		\$ 967,316.48	\$ 51,800	\$ 1,019,116	\$ 187,457	\$ 113,031	\$ -37,356,030
23	5390	\$ 204.79	\$ 1,103,844		\$ 943,133.57	\$ 51,800	\$ 994,934	\$ 169,452	\$ 108,910	\$ -37,247,119
24	5255	\$ 204.79	\$ 1,076,248		\$ 919,555.23	\$ 51,800	\$ 971,355	\$ 153,182	\$ 104,892	\$ -37,142,227
25	5124	\$ 204.79	\$ 1,049,341		\$ 896,566.35	\$ 51,800	\$ 948,366	\$ 138,478	\$ 100,975	\$ -37,041,252

LCOE	\$ 317.44
VAN	\$ -39,096,869
TIR	-14%



Anexo D

Flujo de caja escenario 1 con sensibilidad de horizonte de estudio

Año	Energía vendida MWh	λ promedio	Ingresos	Inversión inicial	Costo variable	Costos fijos	Costo total anual	VP costo anual	Flujo de caja	Flujo de caja acumulado
0				\$ 30,515,820				\$ 30,515,820	\$ -30,515,820	\$ -30,515,820
1	1568	\$ 290.96	\$ 456,225		\$ 350,435.23	\$ 51,800	\$ 402,235	\$ 372,440	\$ 53,990	\$ -30,461,830
2	1552	\$ 290.96	\$ 451,663		\$ 346,930.88	\$ 51,800	\$ 398,731	\$ 341,847	\$ 52,932	\$ -30,408,898
3	1537	\$ 290.96	\$ 447,146		\$ 343,461.57	\$ 51,800	\$ 395,262	\$ 313,771	\$ 51,885	\$ -30,357,013
4	1521	\$ 290.96	\$ 442,675		\$ 340,026.95	\$ 51,800	\$ 391,827	\$ 288,005	\$ 50,848	\$ -30,306,165
5	1506	\$ 290.96	\$ 438,248		\$ 336,626.68	\$ 51,800	\$ 388,427	\$ 264,357	\$ 49,822	\$ -30,256,343
6	1491	\$ 290.96	\$ 433,866		\$ 333,260.41	\$ 51,800	\$ 385,060	\$ 242,653	\$ 48,805	\$ -30,207,538
7	1476	\$ 290.96	\$ 429,527		\$ 329,927.81	\$ 51,800	\$ 381,728	\$ 222,735	\$ 47,799	\$ -30,159,739
8	1461	\$ 290.96	\$ 425,232		\$ 326,628.53	\$ 51,800	\$ 378,429	\$ 204,453	\$ 46,803	\$ -30,112,936
9	1447	\$ 290.96	\$ 420,979		\$ 323,362.25	\$ 51,800	\$ 375,162	\$ 187,675	\$ 45,817	\$ -30,067,119
10	1432	\$ 290.96	\$ 416,770		\$ 320,128.62	\$ 51,800	\$ 371,929	\$ 172,275	\$ 44,841	\$ -30,022,277
11	1418	\$ 290.96	\$ 412,602		\$ 316,927.34	\$ 51,800	\$ 368,727	\$ 158,141	\$ 43,875	\$ -29,978,403
12	1404	\$ 290.96	\$ 408,476		\$ 313,758.06	\$ 51,800	\$ 365,558	\$ 145,168	\$ 42,918	\$ -29,935,485
13	1390	\$ 290.96	\$ 404,391		\$ 310,620.48	\$ 51,800	\$ 362,420	\$ 133,261	\$ 41,971	\$ -29,893,514
14	1376	\$ 290.96	\$ 400,347		\$ 307,514.28	\$ 51,800	\$ 359,314	\$ 122,333	\$ 41,033	\$ -29,852,481
15	1362	\$ 290.96	\$ 396,344		\$ 304,439.14	\$ 51,800	\$ 356,239	\$ 112,301	\$ 40,105	\$ -29,812,377
16	1349	\$ 290.96	\$ 392,380		\$ 301,394.75	\$ 51,800	\$ 353,195	\$ 103,094	\$ 39,186	\$ -29,773,191
17	1335	\$ 290.96	\$ 388,457		\$ 298,380.80	\$ 51,800	\$ 350,181	\$ 94,643	\$ 38,276	\$ -29,734,915
18	1322	\$ 290.96	\$ 384,572		\$ 295,396.99	\$ 51,800	\$ 347,197	\$ 86,886	\$ 37,375	\$ -29,697,540
19	1309	\$ 290.96	\$ 380,726		\$ 292,443.02	\$ 51,800	\$ 344,243	\$ 79,765	\$ 36,483	\$ -29,661,057
20	1295	\$ 290.96	\$ 376,919		\$ 289,518.59	\$ 51,800	\$ 341,319	\$ 73,229	\$ 35,600	\$ -29,625,457
21	1282	\$ 290.96	\$ 373,150		\$ 286,623.40	\$ 51,800	\$ 338,423	\$ 67,230	\$ 34,726	\$ -29,590,730
22	1270	\$ 290.96	\$ 369,418		\$ 283,757.17	\$ 51,800	\$ 335,557	\$ 61,723	\$ 33,861	\$ -29,556,869
23	1257	\$ 290.96	\$ 365,724		\$ 280,919.60	\$ 51,800	\$ 332,720	\$ 56,667	\$ 33,005	\$ -29,523,864
24	1244	\$ 290.96	\$ 362,067		\$ 278,110.40	\$ 51,800	\$ 329,910	\$ 52,027	\$ 32,156	\$ -29,491,708
25	1232	\$ 290.96	\$ 358,446		\$ 275,329.30	\$ 51,800	\$ 327,129	\$ 47,767	\$ 31,317	\$ -29,460,391

LCOE	\$ 990.89
VAN	\$ -30,026,831
TIR	-18%



Flujo de caja escenario 2 con sensibilidad de horizonte de estudio

Año	Energía vendida MWh	λ promedio	Ingresos	Inversión inicial	Costo variable	Costos fijos	Costo total anual	VP costo anual	Flujo de caja	Flujo de caja acumulado
0				\$ 30,515,820				\$ 30,515,820	\$ -30,515,820	\$ -30,515,820
1	9408	\$ 204.79	\$ 1,926,664		\$ 1,646,158.54	\$ 51,800	\$ 1,697,959	\$ 1,572,184	\$ 228,706	\$ -30,287,114
2	9314	\$ 204.79	\$ 1,907,398		\$ 1,629,696.95	\$ 51,800	\$ 1,681,497	\$ 1,441,613	\$ 225,901	\$ -30,061,213
3	9221	\$ 204.79	\$ 1,888,324		\$ 1,613,399.98	\$ 51,800	\$ 1,665,200	\$ 1,321,889	\$ 223,124	\$ -29,838,090
4	9129	\$ 204.79	\$ 1,869,440		\$ 1,597,265.98	\$ 51,800	\$ 1,649,066	\$ 1,212,113	\$ 220,374	\$ -29,617,715
5	9037	\$ 204.79	\$ 1,850,746		\$ 1,581,293.32	\$ 51,800	\$ 1,633,093	\$ 1,111,456	\$ 217,653	\$ -29,400,063
6	8947	\$ 204.79	\$ 1,832,239		\$ 1,565,480.39	\$ 51,800	\$ 1,617,280	\$ 1,019,161	\$ 214,958	\$ -29,185,104
7	8857	\$ 204.79	\$ 1,813,916		\$ 1,549,825.58	\$ 51,800	\$ 1,601,626	\$ 934,533	\$ 212,291	\$ -28,972,814
8	8769	\$ 204.79	\$ 1,795,777		\$ 1,534,327.33	\$ 51,800	\$ 1,586,127	\$ 856,935	\$ 209,650	\$ -28,763,164
9	8681	\$ 204.79	\$ 1,777,819		\$ 1,518,984.05	\$ 51,800	\$ 1,570,784	\$ 785,783	\$ 207,035	\$ -28,556,129
10	8594	\$ 204.79	\$ 1,760,041		\$ 1,503,794.21	\$ 51,800	\$ 1,555,594	\$ 720,541	\$ 204,447	\$ -28,351,682
11	8508	\$ 204.79	\$ 1,742,441		\$ 1,488,756.27	\$ 51,800	\$ 1,540,556	\$ 660,718	\$ 201,884	\$ -28,149,797
12	8423	\$ 204.79	\$ 1,725,016		\$ 1,473,868.71	\$ 51,800	\$ 1,525,669	\$ 605,864	\$ 199,348	\$ -27,950,450
13	8339	\$ 204.79	\$ 1,707,766		\$ 1,459,130.02	\$ 51,800	\$ 1,510,930	\$ 555,566	\$ 196,836	\$ -27,753,614
14	8256	\$ 204.79	\$ 1,690,688		\$ 1,444,538.72	\$ 51,800	\$ 1,496,339	\$ 509,445	\$ 194,350	\$ -27,559,264
15	8173	\$ 204.79	\$ 1,673,782		\$ 1,430,093.33	\$ 51,800	\$ 1,481,893	\$ 467,155	\$ 191,888	\$ -27,367,376
16	8091	\$ 204.79	\$ 1,657,044		\$ 1,415,792.40	\$ 51,800	\$ 1,467,592	\$ 428,376	\$ 189,451	\$ -27,177,925
17	8011	\$ 204.79	\$ 1,640,473		\$ 1,401,634.48	\$ 51,800	\$ 1,453,434	\$ 392,818	\$ 187,039	\$ -26,990,886
18	7930	\$ 204.79	\$ 1,624,069		\$ 1,387,618.13	\$ 51,800	\$ 1,439,418	\$ 360,213	\$ 184,650	\$ -26,806,235
19	7851	\$ 204.79	\$ 1,607,828		\$ 1,373,741.95	\$ 51,800	\$ 1,425,542	\$ 330,315	\$ 182,286	\$ -26,623,949
20	7773	\$ 204.79	\$ 1,591,750		\$ 1,360,004.53	\$ 51,800	\$ 1,411,805	\$ 302,900	\$ 179,945	\$ -26,444,004
21	7695	\$ 204.79	\$ 1,575,832		\$ 1,346,404.49	\$ 51,800	\$ 1,398,204	\$ 277,761	\$ 177,628	\$ -26,266,377
22	7618	\$ 204.79	\$ 1,560,074		\$ 1,332,940.44	\$ 51,800	\$ 1,384,740	\$ 254,710	\$ 175,333	\$ -26,091,043
23	7542	\$ 204.79	\$ 1,544,473		\$ 1,319,611.04	\$ 51,800	\$ 1,371,411	\$ 233,572	\$ 173,062	\$ -25,917,981
24	7466	\$ 204.79	\$ 1,529,028		\$ 1,306,414.93	\$ 51,800	\$ 1,358,215	\$ 214,190	\$ 170,813	\$ -25,747,168
25	7392	\$ 204.79	\$ 1,513,738		\$ 1,293,350.78	\$ 51,800	\$ 1,345,151	\$ 196,416	\$ 168,587	\$ -25,578,581

LCOE	\$ 226.20
VAN	\$ -28,306,028
TIR	-11%

Anexo E

Flujo de caja escenario 1 con sensibilidad de tasa de descuento

Año	Energía vendida MWh	λ promedio	Ingresos	Inversión inicial	Costo variable	Costos fijos	Costo total anual	VP costo anual	Flujo de caja	Flujo de caja acumulado
0				\$ 41,008,254				\$ 41,008,254	\$ -41,008,254	\$ -41,008,254
1	1568	\$ 290.96	\$ 456,225		\$ 350,435.23	\$ 51,800	\$ 402,235	\$ 383,081	\$ 53,990	\$ -40,954,264
2	1529	\$ 290.96	\$ 444,820		\$ 341,674.35	\$ 51,800	\$ 393,474	\$ 356,893	\$ 51,345	\$ -40,902,919
3	1491	\$ 290.96	\$ 433,699		\$ 333,132.49	\$ 51,800	\$ 384,932	\$ 332,519	\$ 48,767	\$ -40,854,152
4	1453	\$ 290.96	\$ 422,857		\$ 324,804.18	\$ 51,800	\$ 376,604	\$ 309,833	\$ 46,253	\$ -40,807,899
5	1417	\$ 290.96	\$ 412,285		\$ 316,684.07	\$ 51,800	\$ 368,484	\$ 288,717	\$ 43,801	\$ -40,764,098
6	1382	\$ 290.96	\$ 401,978		\$ 308,766.97	\$ 51,800	\$ 360,567	\$ 269,061	\$ 41,411	\$ -40,722,687
7	1347	\$ 290.96	\$ 391,929		\$ 301,047.80	\$ 51,800	\$ 352,848	\$ 250,762	\$ 39,081	\$ -40,683,606
8	1313	\$ 290.96	\$ 382,130		\$ 293,521.60	\$ 51,800	\$ 345,322	\$ 233,727	\$ 36,809	\$ -40,646,797
9	1281	\$ 290.96	\$ 372,577		\$ 286,183.56	\$ 51,800	\$ 337,984	\$ 217,867	\$ 34,594	\$ -40,612,204
10	1248	\$ 290.96	\$ 363,263		\$ 279,028.97	\$ 51,800	\$ 330,829	\$ 203,100	\$ 32,434	\$ -40,579,770
11	1217	\$ 290.96	\$ 354,181		\$ 272,053.25	\$ 51,800	\$ 323,853	\$ 189,350	\$ 30,328	\$ -40,549,442
12	1187	\$ 290.96	\$ 345,327		\$ 265,251.92	\$ 51,800	\$ 317,052	\$ 176,546	\$ 28,275	\$ -40,521,167
13	1157	\$ 290.96	\$ 336,694		\$ 258,620.62	\$ 51,800	\$ 310,421	\$ 164,623	\$ 26,273	\$ -40,494,894
14	1128	\$ 290.96	\$ 328,276		\$ 252,155.10	\$ 51,800	\$ 303,955	\$ 153,518	\$ 24,321	\$ -40,470,573
15	1100	\$ 290.96	\$ 320,069		\$ 245,851.23	\$ 51,800	\$ 297,651	\$ 143,175	\$ 22,418	\$ -40,448,155
16	1073	\$ 290.96	\$ 312,068		\$ 239,704.94	\$ 51,800	\$ 291,505	\$ 133,542	\$ 20,563	\$ -40,427,593
17	1046	\$ 290.96	\$ 304,266		\$ 233,712.32	\$ 51,800	\$ 285,512	\$ 124,568	\$ 18,754	\$ -40,408,839
18	1020	\$ 290.96	\$ 296,659		\$ 227,869.51	\$ 51,800	\$ 279,670	\$ 116,208	\$ 16,990	\$ -40,391,849
19	994	\$ 290.96	\$ 289,243		\$ 222,172.78	\$ 51,800	\$ 273,973	\$ 108,420	\$ 15,270	\$ -40,376,580
20	969	\$ 290.96	\$ 282,012		\$ 216,618.46	\$ 51,800	\$ 268,418	\$ 101,164	\$ 13,593	\$ -40,362,986
21	945	\$ 290.96	\$ 274,961		\$ 211,202.99	\$ 51,800	\$ 263,003	\$ 94,403	\$ 11,958	\$ -40,351,028
22	921	\$ 290.96	\$ 268,087		\$ 205,922.92	\$ 51,800	\$ 257,723	\$ 88,103	\$ 10,364	\$ -40,340,664
23	898	\$ 290.96	\$ 261,385		\$ 200,774.85	\$ 51,800	\$ 252,575	\$ 82,231	\$ 8,810	\$ -40,331,853
24	876	\$ 290.96	\$ 254,851		\$ 195,755.48	\$ 51,800	\$ 247,555	\$ 76,759	\$ 7,295	\$ -40,324,558
25	854	\$ 290.96	\$ 248,479		\$ 190,861.59	\$ 51,800	\$ 242,662	\$ 71,659	\$ 5,818	\$ -40,318,741

LCOE	\$ 1,552.93
VAN	\$ -40,548,977
TIR	-24%



Flujo de caja escenario 2 con sensibilidad de tasa de descuento

Año	Energía vendida MWh	λ promedio	Ingresos	Inversión inicial	Costo variable	Costos fijos	Costo total anual	VP costo anual	Flujo de caja	Flujo de caja acumulado
0				\$ 41,008,254				\$ 41,008,254	\$ -41,008,254	\$ -41,008,254
1	9408	\$ 204.79	\$ 1,926,664		\$ 1,646,158.54	\$ 51,800	\$ 1,697,959	\$ 1,617,103	\$ 228,706	\$ -40,779,548
2	9173	\$ 204.79	\$ 1,878,498		\$ 1,605,004.57	\$ 51,800	\$ 1,656,805	\$ 1,502,771	\$ 221,693	\$ -40,557,855
3	8943	\$ 204.79	\$ 1,831,535		\$ 1,564,879.46	\$ 51,800	\$ 1,616,679	\$ 1,396,549	\$ 214,856	\$ -40,342,999
4	8720	\$ 204.79	\$ 1,785,747		\$ 1,525,757.47	\$ 51,800	\$ 1,577,557	\$ 1,297,860	\$ 208,189	\$ -40,134,810
5	8502	\$ 204.79	\$ 1,741,103		\$ 1,487,613.53	\$ 51,800	\$ 1,539,414	\$ 1,206,171	\$ 201,690	\$ -39,933,120
6	8289	\$ 204.79	\$ 1,697,576		\$ 1,450,423.20	\$ 51,800	\$ 1,502,223	\$ 1,120,982	\$ 195,352	\$ -39,737,768
7	8082	\$ 204.79	\$ 1,655,136		\$ 1,414,162.62	\$ 51,800	\$ 1,465,963	\$ 1,041,832	\$ 189,174	\$ -39,548,594
8	7880	\$ 204.79	\$ 1,613,758		\$ 1,378,808.55	\$ 51,800	\$ 1,430,609	\$ 968,292	\$ 183,149	\$ -39,365,445
9	7683	\$ 204.79	\$ 1,573,414		\$ 1,344,338.34	\$ 51,800	\$ 1,396,138	\$ 899,963	\$ 177,276	\$ -39,188,169
10	7491	\$ 204.79	\$ 1,534,079		\$ 1,310,729.88	\$ 51,800	\$ 1,362,530	\$ 836,475	\$ 171,549	\$ -39,016,621
11	7304	\$ 204.79	\$ 1,495,727		\$ 1,277,961.63	\$ 51,800	\$ 1,329,762	\$ 777,484	\$ 165,965	\$ -38,850,656
12	7121	\$ 204.79	\$ 1,458,333		\$ 1,246,012.59	\$ 51,800	\$ 1,297,813	\$ 722,671	\$ 160,521	\$ -38,690,135
13	6943	\$ 204.79	\$ 1,421,875		\$ 1,214,862.28	\$ 51,800	\$ 1,266,662	\$ 671,738	\$ 155,213	\$ -38,534,922
14	6770	\$ 204.79	\$ 1,386,328		\$ 1,184,490.72	\$ 51,800	\$ 1,236,291	\$ 624,411	\$ 150,037	\$ -38,384,885
15	6600	\$ 204.79	\$ 1,351,670		\$ 1,154,878.45	\$ 51,800	\$ 1,206,678	\$ 580,433	\$ 144,992	\$ -38,239,893
16	6435	\$ 204.79	\$ 1,317,878		\$ 1,126,006.49	\$ 51,800	\$ 1,177,806	\$ 539,567	\$ 140,072	\$ -38,099,821
17	6274	\$ 204.79	\$ 1,284,931		\$ 1,097,856.33	\$ 51,800	\$ 1,149,656	\$ 501,591	\$ 135,275	\$ -37,964,546
18	6118	\$ 204.79	\$ 1,252,808		\$ 1,070,409.92	\$ 51,800	\$ 1,122,210	\$ 466,301	\$ 130,598	\$ -37,833,948
19	5965	\$ 204.79	\$ 1,221,488		\$ 1,043,649.67	\$ 51,800	\$ 1,095,450	\$ 433,507	\$ 126,038	\$ -37,707,910
20	5815	\$ 204.79	\$ 1,190,951		\$ 1,017,558.43	\$ 51,800	\$ 1,069,358	\$ 403,030	\$ 121,592	\$ -37,586,318
21	5670	\$ 204.79	\$ 1,161,177		\$ 992,119.47	\$ 51,800	\$ 1,043,919	\$ 374,707	\$ 117,257	\$ -37,469,060
22	5528	\$ 204.79	\$ 1,132,147		\$ 967,316.48	\$ 51,800	\$ 1,019,116	\$ 348,385	\$ 113,031	\$ -37,356,030
23	5390	\$ 204.79	\$ 1,103,844		\$ 943,133.57	\$ 51,800	\$ 994,934	\$ 323,922	\$ 108,910	\$ -37,247,119
24	5255	\$ 204.79	\$ 1,076,248		\$ 919,555.23	\$ 51,800	\$ 971,355	\$ 301,186	\$ 104,892	\$ -37,142,227
25	5124	\$ 204.79	\$ 1,049,341		\$ 896,566.35	\$ 51,800	\$ 948,366	\$ 280,055	\$ 100,975	\$ -37,041,252

LCOE	\$ 341.36
VAN	\$ -38,584,737
TIR	-14%

Anexo F

Flujo de caja escenario 1 con sensibilidad de eficiencia

Año	Energía vendida MWh	λ promedio	Ingresos	Inversión inicial	Costo variable	Costos fijos	Costo total anual	VP costo anual	Flujo de caja	Flujo de caja acumulado
0				\$ 41,008,254				\$ 41,008,254	\$ -41,008,254	\$ -41,008,254
1	55146	\$ 168.77	\$ 9,306,990		\$ 7,354,835.72	\$ 51,800	\$ 7,406,636	\$ 6,857,996	\$ 1,900,355	\$ -39,107,899
2	53767	\$ 168.77	\$ 9,074,316		\$ 7,170,964.82	\$ 51,800	\$ 7,222,765	\$ 6,192,357	\$ 1,851,551	\$ -37,256,348
3	52423	\$ 168.77	\$ 8,847,458		\$ 6,991,690.70	\$ 51,800	\$ 7,043,491	\$ 5,591,350	\$ 1,803,967	\$ -35,452,381
4	51113	\$ 168.77	\$ 8,626,271		\$ 6,816,898.44	\$ 51,800	\$ 6,868,698	\$ 5,048,698	\$ 1,757,573	\$ -33,694,809
5	49835	\$ 168.77	\$ 8,410,615		\$ 6,646,475.98	\$ 51,800	\$ 6,698,276	\$ 4,558,734	\$ 1,712,339	\$ -31,982,470
6	48589	\$ 168.77	\$ 8,200,349		\$ 6,480,314.08	\$ 51,800	\$ 6,532,114	\$ 4,116,340	\$ 1,668,235	\$ -30,314,235
7	47374	\$ 168.77	\$ 7,995,340		\$ 6,318,304.22	\$ 51,800	\$ 6,370,106	\$ 3,716,896	\$ 1,625,234	\$ -28,689,001
8	46190	\$ 168.77	\$ 7,795,457		\$ 6,160,348.57	\$ 51,800	\$ 6,212,149	\$ 3,356,231	\$ 1,583,308	\$ -27,105,692
9	45035	\$ 168.77	\$ 7,600,571		\$ 6,006,339.85	\$ 51,800	\$ 6,058,140	\$ 3,030,578	\$ 1,542,431	\$ -25,563,262
10	43909	\$ 168.77	\$ 7,410,556		\$ 5,856,181.36	\$ 51,800	\$ 5,907,981	\$ 2,736,538	\$ 1,502,575	\$ -24,060,687
11	42811	\$ 168.77	\$ 7,225,292		\$ 5,709,776.82	\$ 51,800	\$ 5,761,577	\$ 2,471,042	\$ 1,463,716	\$ -22,596,971
12	41741	\$ 168.77	\$ 7,044,660		\$ 5,567,032.40	\$ 51,800	\$ 5,618,832	\$ 2,231,316	\$ 1,425,828	\$ -21,171,144
13	40698	\$ 168.77	\$ 6,868,544		\$ 5,427,856.59	\$ 51,800	\$ 5,479,657	\$ 2,014,858	\$ 1,388,887	\$ -19,782,257
14	39680	\$ 168.77	\$ 6,696,830		\$ 5,292,160.18	\$ 51,800	\$ 5,343,960	\$ 1,819,410	\$ 1,352,870	\$ -18,429,387
15	38688	\$ 168.77	\$ 6,529,409		\$ 5,159,856.17	\$ 51,800	\$ 5,211,656	\$ 1,642,931	\$ 1,317,753	\$ -17,111,634
16	37721	\$ 168.77	\$ 6,366,174		\$ 5,030,859.77	\$ 51,800	\$ 5,082,660	\$ 1,483,580	\$ 1,283,514	\$ -15,828,120
17	36778	\$ 168.77	\$ 6,207,020		\$ 4,905,088.28	\$ 51,800	\$ 4,956,888	\$ 1,339,693	\$ 1,250,131	\$ -14,577,988
18	35859	\$ 168.77	\$ 6,051,844		\$ 4,782,461.07	\$ 51,800	\$ 4,834,261	\$ 1,209,769	\$ 1,217,583	\$ -13,360,405
19	34962	\$ 168.77	\$ 5,900,548		\$ 4,662,899.54	\$ 51,800	\$ 4,714,700	\$ 1,092,453	\$ 1,185,848	\$ -12,174,557
20	34088	\$ 168.77	\$ 5,753,034		\$ 4,546,327.05	\$ 51,800	\$ 4,598,127	\$ 986,520	\$ 1,154,907	\$ -11,019,649
21	33236	\$ 168.77	\$ 5,609,208		\$ 4,432,668.88	\$ 51,800	\$ 4,484,469	\$ 890,866	\$ 1,124,740	\$ -9,894,910
22	32405	\$ 168.77	\$ 5,468,978		\$ 4,321,852.15	\$ 51,800	\$ 4,373,652	\$ 804,492	\$ 1,095,326	\$ -8,799,584
23	31595	\$ 168.77	\$ 5,332,254		\$ 4,213,805.85	\$ 51,800	\$ 4,265,606	\$ 726,498	\$ 1,066,648	\$ -7,732,936
24	30805	\$ 168.77	\$ 5,198,947		\$ 4,108,460.70	\$ 51,800	\$ 4,160,261	\$ 656,070	\$ 1,038,687	\$ -6,694,249
25	30035	\$ 168.77	\$ 5,068,974		\$ 4,005,749.19	\$ 51,800	\$ 4,057,549	\$ 592,475	\$ 1,011,425	\$ -5,682,824

LCOE	\$ 102.64
VAN	\$ -24,410,863
TIR	-1%



Flujo de caja escenario 2 con sensibilidad de eficiencia

Año	Energía vendida MWh	λ promedio	Ingresos	Inversión inicial	Costo variable	Costos fijos	Costo total anual	VP costo anual	Flujo de caja	Flujo de caja acumulado
0				\$ 41,008,254				\$ 41,008,254	\$ -41,008,254	\$ -41,008,254
1	77154	\$ 154.81	\$ 11,944,211		\$ 8,106,444.37	\$ 51,800	\$ 8,158,244	\$ 7,553,930	\$ 3,785,966	\$ -37,222,288
2	75225	\$ 154.81	\$ 11,645,605		\$ 7,903,783.26	\$ 51,800	\$ 7,955,583	\$ 6,820,630	\$ 3,690,022	\$ -33,532,265
3	73345	\$ 154.81	\$ 11,354,465		\$ 7,706,188.68	\$ 51,800	\$ 7,757,989	\$ 6,158,542	\$ 3,596,477	\$ -29,935,789
4	71511	\$ 154.81	\$ 11,070,604		\$ 7,513,533.96	\$ 51,800	\$ 7,565,334	\$ 5,560,746	\$ 3,505,270	\$ -26,430,519
5	69723	\$ 154.81	\$ 10,793,839		\$ 7,325,695.61	\$ 51,800	\$ 7,377,496	\$ 5,021,000	\$ 3,416,343	\$ -23,014,176
6	67980	\$ 154.81	\$ 10,523,993		\$ 7,142,553.22	\$ 51,800	\$ 7,194,353	\$ 4,533,663	\$ 3,329,639	\$ -19,684,537
7	66281	\$ 154.81	\$ 10,260,893		\$ 6,963,989.39	\$ 51,800	\$ 7,015,789	\$ 4,093,646	\$ 3,245,103	\$ -16,439,433
8	64624	\$ 154.81	\$ 10,004,371		\$ 6,789,889.66	\$ 51,800	\$ 6,841,690	\$ 3,696,352	\$ 3,162,681	\$ -13,276,752
9	63008	\$ 154.81	\$ 9,754,261		\$ 6,620,142.42	\$ 51,800	\$ 6,671,942	\$ 3,337,632	\$ 3,082,319	\$ -10,194,433
10	61433	\$ 154.81	\$ 9,510,405		\$ 6,454,638.86	\$ 51,800	\$ 6,506,439	\$ 3,013,740	\$ 3,003,966	\$ -7,190,468
11	59897	\$ 154.81	\$ 9,272,645		\$ 6,293,272.88	\$ 51,800	\$ 6,345,073	\$ 2,721,293	\$ 2,927,572	\$ -4,262,896
12	58400	\$ 154.81	\$ 9,040,828		\$ 6,135,941.06	\$ 51,800	\$ 6,187,741	\$ 2,457,237	\$ 2,853,087	\$ -1,409,809
13	56940	\$ 154.81	\$ 8,814,808		\$ 5,982,542.54	\$ 51,800	\$ 6,034,343	\$ 2,218,815	\$ 2,780,465	\$ 1,370,657
14	55516	\$ 154.81	\$ 8,594,438		\$ 5,832,978.97	\$ 51,800	\$ 5,884,779	\$ 2,003,538	\$ 2,709,659	\$ 4,080,315
15	54128	\$ 154.81	\$ 8,379,577		\$ 5,687,154.50	\$ 51,800	\$ 5,738,954	\$ 1,809,158	\$ 2,640,622	\$ 6,720,937
16	52775	\$ 154.81	\$ 8,170,087		\$ 5,544,975.64	\$ 51,800	\$ 5,596,776	\$ 1,633,645	\$ 2,573,312	\$ 9,294,249
17	51456	\$ 154.81	\$ 7,965,835		\$ 5,406,351.24	\$ 51,800	\$ 5,458,151	\$ 1,475,169	\$ 2,507,684	\$ 11,801,933
18	50169	\$ 154.81	\$ 7,766,689		\$ 5,271,192.46	\$ 51,800	\$ 5,322,992	\$ 1,332,074	\$ 2,443,697	\$ 14,245,630
19	48915	\$ 154.81	\$ 7,572,522		\$ 5,139,412.65	\$ 51,800	\$ 5,191,213	\$ 1,202,867	\$ 2,381,309	\$ 16,626,939
20	47692	\$ 154.81	\$ 7,383,209		\$ 5,010,927.34	\$ 51,800	\$ 5,062,727	\$ 1,086,199	\$ 2,320,482	\$ 18,947,420
21	46500	\$ 154.81	\$ 7,198,629		\$ 4,885,654.15	\$ 51,800	\$ 4,937,454	\$ 980,854	\$ 2,261,175	\$ 21,208,595
22	45337	\$ 154.81	\$ 7,018,663		\$ 4,763,512.80	\$ 51,800	\$ 4,815,313	\$ 885,731	\$ 2,203,350	\$ 23,411,945
23	44204	\$ 154.81	\$ 6,843,196		\$ 4,644,424.98	\$ 51,800	\$ 4,696,225	\$ 799,839	\$ 2,146,971	\$ 25,558,916
24	43099	\$ 154.81	\$ 6,672,116		\$ 4,528,314.35	\$ 51,800	\$ 4,580,114	\$ 722,281	\$ 2,092,002	\$ 27,650,919
25	42021	\$ 154.81	\$ 6,505,314		\$ 4,415,106.49	\$ 51,800	\$ 4,466,906	\$ 652,248	\$ 2,038,407	\$ 29,689,326

LCOE	\$ 77.92
VAN	\$ -7,845,123
TIR	5%