



Einsatz von grünem Wasserstoff zur netzfernen Stromversorgung

in Insel- und kleineren Stromnetzen in Chile

Inhaltsverzeichnis

1. Einleitung.....	5
2. Überblick Stromnetze und Stromversorgung in Chile.....	6
2.1. Energiewende, Energiemarkt und Energiepolitik in Chile.....	6
2.2. Aktuelle Herausforderungen.....	13
2.3. Bestehende Aktivitäten und Netzwerke	15
3. Überblick Stromnetze in Chile.....	17
3.1. Große Netze	17
3.2. Mittlere Netze	21
3.3. Kleine Netze und Inselnetze.....	24
3.4. Netzferne Stromversorgung.....	27
4. Anwendungsfälle Wasserstoff in der Stromversorgung mit technisch-ökonomische Analyse	29
4.1. Einführung zum Simulationsmodell	30
4.2. Wirtschaftliche Annahmen.....	33
4.3. Fall 1: Inselnetz Melinka.....	34
4.4. Fall 2: Mittelgroßes Stromnetz Aysén	46
4.5. Fall 3: Unternehmen in der Lachsindustrie, Multiexport.....	58
5. Finanzierungsmöglichkeiten.....	66
6. Handlungsempfehlungen	73
7. Literaturverzeichnis.....	75

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Potenzial für erneuerbare Energien im Norden Chiles.....	7
Abbildung 2: Potenzial für erneuerbare Energien im Süden Chiles	8
Abbildung 3: Ziele Agenda Energía 2050.....	9
Abbildung 4: Installierte Gesamtleistung in den Netzen SEN, SEM und SEA, Mai 2021	19
Abbildung 5: Installierte Stromerzeugungsleistung nach Erzeugungsart in Chile	20
Abbildung 6: Input/Output Transformation des Multi-Vector Simulator	31
Abbildung 7: Geographische Einordnung von Melinka.....	35
Abbildung 8: Verbrauchsprofil Melinka, Jahr	38
Abbildung 9: Verbrauchsprofil Melinka, Beispielwoche	39

Abbildung 10: Erneuerbares Potenzial von Sonne und Wind in Melinka	40
Abbildung 11: Energiesystemgraph für Melinka – Erneuerbare, Lithiumbatterien und Wasserstoff	41
Abbildung 12: Szenarienvergleich Melinka – Optimale Kapazitäten	42
Abbildung 13: Sensitivitätsanalyse Melinka – Dieselpreis	44
Abbildung 14: Sensitivitätsanalyse Melinka – zu erwartende Kostensenkungen Wasserstofftechnologien	45
Abbildung 15: Geographische Einordnung von Aysén	47
Abbildung 16: Geographische Lage Subsysteme in der Region Aysén	48
Abbildung 17: Stromerzeugung nach Erzeugungsart in GWh	49
Abbildung 18: Verbrauchsprofil Aysén, Jahr	50
Abbildung 19: Stündliches Erzeugungsprofil Wasserkraftwerke in Aysén.....	50
Abbildung 20: Erneuerbares Potenzial von Sonne und Wind in Aysén	52
Abbildung 21: Energiesystemgraph für Aysén: Erneuerbare, Lithiumbatterien und Wasserstoff	53
Abbildung 22: Szenarienvergleich Aysén– Optimale Kapazitäten	54
Abbildung 23: Sensitivitätsanalyse Aysén – Dieselpreis	56
Abbildung 24: Sensitivitätsanalyse Aysén – zu erwartende Kostensenkungen Wasserstofftechnologien	57
Abbildung 25: Produktionsorte Multiexport.....	58
Abbildung 26: Verbrauchsprofil Multiexport	60
Abbildung 27: Erneuerbares Potenzial von Fotovoltaik in Multiexport.....	61
Abbildung 28: Energiesystemgraph für Multiexport: Erneuerbare, Lithiumbatterien und Wasserstoff....	62
Abbildung 29: Szenarienvergleich Multiexport – Optimale Kapazitäten.....	63
Abbildung 30: Sensitivitätsanalyse Multiexport – Dieselpreis	64
Abbildung 31: Interessenbereiche des Chilean Clean Technology Institute.....	68

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Anzahl Haushalte pro Region in kleinen Stromnetzen nach Versorgung.....	25
Tabelle 2: Anzahl Haushalte mit selbstversorgenden Elektrizitätssystemen nach Versorgung	25
Tabelle 3: Anzahl Haushalte mit selbstversorgenden Elektrizitätssystemen nach Versorgung	26
Tabelle 4: Wirtschaftliche Rahmenbedingungen	33
Tabelle 5: Kosten der Energiesystemkomponenten	34
Tabelle 6: Stromverbrauch verschiedene Konsumententypen Melinka.....	36

Tabelle 7: Szenarienvergleich Melinka.....	43
Tabelle 8: Szenarienvergleich Aysén.....	54
Tabelle 9: Szenarienvergleich Multiexport	63
Tabelle 10: Kataster Kleine Netze in Chile	82

1. Einleitung

Chile ist wegen seiner geographischen, klimatischen und wirtschaftlichen Bedingungen von den Auswirkungen des Klimawandels schon jetzt betroffen und wird in Zukunft noch stärker betroffen sein. Außerdem weisen viele Städte eine hohe Luftverschmutzung auf, das Land besitzt empfindliche Ökosysteme einschließlich Gebirgsökosysteme und die wirtschaftlichen Einkünfte hängen stark von Landwirtschaft und natürlichen Ressourcen ab. Damit erfüllt Chile fast alle Merkmale, die in Artikel 4 der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen (UNFCCC) festgelegt sind.

Im Rahmen des Pariser Abkommens, welches bei der COP21 unterzeichnet wurde, hat Chile sich verpflichtet seine CO₂-Emissionen pro Einheit des BIP bis 2030 um 30% gegenüber dem Stand von 2007 zu senken. Dieses Jahr hat Chile als erstes lateinamerikanisches Land offiziell die Aktualisierung seiner *National Determined Contribution* (NDC) zur Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen (UNFCCC) übergeben. In dem Abkommen verpflichtet sich Chile dazu zwischen 2020 und 2030 ein THG-Emissionsbudget von höchstens 1.100 MtCO₂eq mit einem maximalen THG-Ausstoß (Spitzenwert) im Jahr 2025 aufzustellen und bis 2030 ein THG-Emissionsniveau von 95 MtCO₂eq zu erreichen.

In Vorbereitung auf die COP25 hat die chilenische Regierung zudem das Ziel erklärt, dass Chile bis zum Jahr 2050 CO₂ neutral sein wird. In diesem Zusammenhang hat das Energieministerium eine methodologische Erhebung und einen Forecast des nationalen Energiekonsums erarbeitet, um den Beitrag verschiedener Maßnahmen zur Erreichung der CO₂ Neutralität zu analysieren.

Im Jahr 2016 hat Chile etwa 112 Millionen Tonnen CO₂eq ausgestoßen und 78% dieser Treibhausgasemissionen sind dem Energiesektor zuzuordnen, wobei die Stromerzeugung für 32%, der Transportsektor für 21% und der Sektor Industrie und Bergbau für ca. 14% der Treibhausgasemissionen verantwortlich sind.

Die Bereiche, die gemäß der Analyse des Energieministeriums den größten Einfluss auf die Minderung der Treibhausgasemissionen haben, sind „Nachhaltige Industrie“ (25%, bei Energieträgern vor allem durch Elektrifizierung) und „Wasserstoff“ (21%). Minderungsmaßnahmen in diesen zwei Bereichen haben das Potenzial fast die Hälfte der Treibhausgasemissionen zu reduzieren, die zur Erreichung der Klimaneutralität 2050 nötig sind, mit Reduktionen von jeweils 16 MtCO₂eq und 15 MtCO₂eq vor allem durch die Minderung des Dieserverbrauchs, durch Elektrifizierung und den Einsatz von grünem Wasserstoff.

Das chilenische Energieministerium hat sich für die aktuelle Legislaturperiode vorgenommen, alle Aspekte der Wasserstoffwirtschaft zu untersuchen und die Möglichkeiten zur Einbindung von Wasserstoff als Speichertechnologie in der Stromversorgung und direkt als Brennstoff zu beleuchten. Damit besitzt Wasserstoff ein großes Potenzial für den breiten Ersatz von fossilen Treibstoffen vor allem im mobilen Bereich. Durch die hervorragenden Bedingungen für erneuerbare Energien hat Chile die Möglichkeit Wasserstoff sicher, emissionsarm und wettbewerbsfähig zu produzieren.

Zudem wurden in einer Studie des Energieministeriums landesweit 24.556 Häuser (das entspricht etwa 75.000 Menschen) ohne Zugang zu Elektrizität ermittelt, wobei die Region Los Lagos das größte Defizit aufweist. Hier kann der Ausbau dezentraler Energiesysteme basierend auf erneuerbaren Energien einen erheblichen Beitrag leisten, die weitere Elektrifizierung voranzutreiben, die über Dieselgeneratoren vielfach dezentral versorgten Netze zu dekarbonisieren.

Für das chilenische Energieministerium ist der Einsatz von Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie zur Versorgungssicherheit dieser isolierten und mittleren Stromnetze eine der Aktionslinien, die prioritär in die chilenische Wasserstoffstrategie, die im November 2020 veröffentlicht wurde, mitaufgenommen wurde.

Ziel der Studie war es, das Potenzial zum Einsatz von grünem Wasserstoff bei netzfernen Anwendungen, in einem Inselnetz (unter 1,5 MW installierte Leistung), einem mittleren Stromnetz (zwischen 1,5 MW und 200 MW installierte Leistung) und einem nicht ans Netz angeschlossenen Industriebetrieb aufzuzeigen und somit in Chile die weitere Elektrifizierung voranzutreiben, die über Dieselmotoren vielfach dezentral versorgten Netze zu dekarbonisieren und in diesem Zusammenhang speziell die Erreichung der *Sustainable Development Goals* (SDGs) Nummer 7 „Ensure access to affordable, reliable, sustainable and modern energy for all“ und 10 „Reduce inequalities“ zu unterstützen. Damit soll das Projekt dazu beitragen, die chilenische Energiepolitik bei dem in der Energieagenda (Ruta Energética 2018-2022) festgesetzten Ziel den Zugang zu Energiedienstleistungen für alle Chilenen zu garantieren.

2. Überblick Stromnetze und Stromversorgung in Chile

2.1. Energiewende, Energiemarkt und Energiepolitik in Chile

Etwa 75% unseres Sonnensystems bestehen aus Wasserstoff. In elementarer Form ist das Gas in der Natur wenig bis gar nicht vorhanden, sondern tritt ausschließlich in gebundener Form auf, überwiegend in Wasser, aber auch in Erdöl und anderen organischen Substanzen.¹ Seit der Entdeckung als Alternative zu fossilen Energieträgern wird ihm eine wichtige Rolle im Zusammenhang mit der Energiewende und dem Klimaschutz zugeschrieben. Der Fokus liegt hier vor allem auf grünem Wasserstoff, bei dem der Strom für die Elektrolyse aus sogenannten grünen Energien wie Wind- oder Solarkraft gewonnen wird und bei dessen Produktion somit kein CO₂ und keine Treibhausgase in die Atmosphäre freigesetzt werden. Grüner Wasserstoff bietet neben der Nutzung als Industrierohstoff und Treibstoff in Brennstoffzellen auch die Möglichkeit, erneuerbare Energie leicht zu speichern und zu transportieren und so die zukünftige Energieversorgung flexibler zu gestalten.² Für die Elektrolyse wird viel Strom benötigt, unter Normaldruck liegt der Verbrauch an elektrischer Energie für 1m³ Wasserstoff bei rund 4,3-4,9kWh. Um grünen Wasserstoff also zu wettbewerbsfähigen Preisen produzieren können, sind daher exzellente Konditionen zur kostengünstigen Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien unabdingbar.

Für die Anwendung von Wasserstoff-Technologien sowie für die Produktion von grünem Wasserstoff aus erneuerbaren Energien besteht in Chile ein hohes Potenzial und günstige natürliche Bedingungen, vor allem in den Bereichen Wasserkraft, Solar- und Windenergie. Geeignete Standorte für den Einsatz von Fotovoltaik- und Thermosolartechnologien befinden sich in den Regionen um die Atacama-Wüste im Norden Chiles, wie in Abbildung 2 zu sehen ist.³ Die Atacama-Wüste gehört mit jährlichen Erträgen von über 2000 kWh pro Kilowattpeak auf einer Fläche von über 100.000 km² zu den Orten mit der weltweit intensivsten Sonneneinstrahlung⁴. In Kilowattpeak wird

¹ Vgl. Jander, G. & H. Spandau (1977): Nomenklatur anorganischer Verbindungen, in: Kurzes Lehrbuch der anorganischen und allgemeinen Chemie, S. 171.

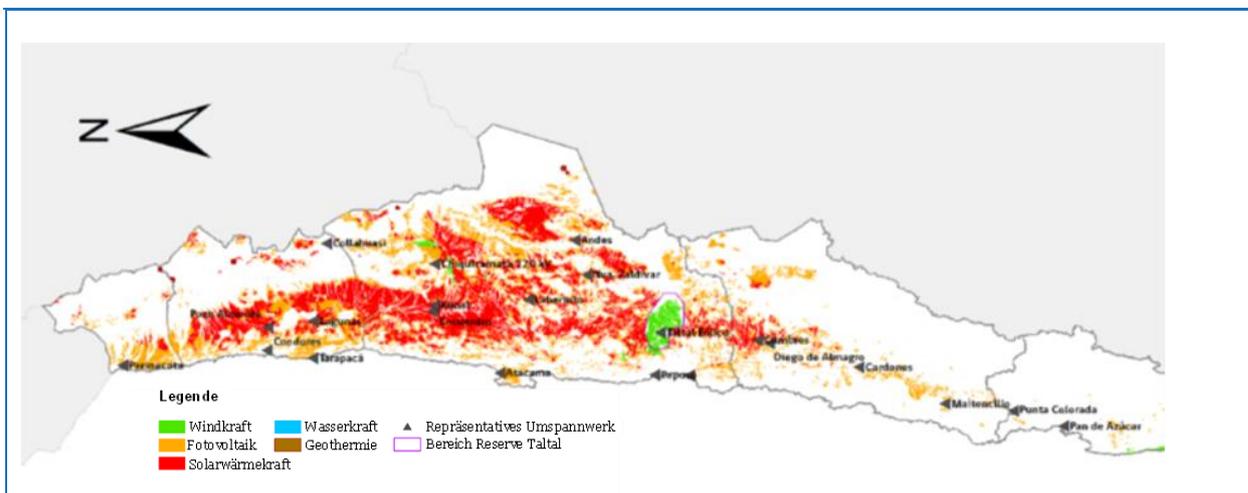
² Vgl. BMWi (2020), Was ist eigentlich grüner Wasserstoff? S. 9, unter: <https://www.bmwi-energiewende.de/EWD/Redaktion/Newsletter/2020/07/Meldung/direkt-erklaert.html> (Abruf vom 21.06.2021).

³ Vgl. Ministerio de Energía (2019): Seminario Concentración Solar de Potencia: CSP en la planificación energética a largo plazo, S. 4, unter: <https://www.fraunhofer.cl/content/dam/chile/es/documents/csetdocument/presentaciones/02-05-2019/190425%20JBustos%20Ministerio%20de%20Energia.pdf> (Abruf vom 26.05.2021).

⁴ GIZ (2019): Klar zur Wende: Chile setzt auf erneuerbare Energien, unter: https://www.giz.de/de/mit_der_giz_arbeiten/81233.html (Abruf vom 21.06.2021).

dabei die potenzielle Spitzenleistung von Fotovoltaikanlagen gemessen. Die jährlich erzeugte Menge bei Fotovoltaikanlagen liegt durchschnittlich bei 900-1000 kWh pro Kilowattpeak⁵, also nur etwa die Hälfte im Vergleich zum Potenzial, das im Norden Chiles liegt.

Abbildung 1: Potenzial für erneuerbare Energien im Norden Chiles



Über die Küstenregionen, die sich über eine Länge von 4.200 km erstrecken, verteilen sich vor allem im Süden des Landes weitere potenzielle Standorte für den Einsatz von Windkrafttechnologien, während in den südlichen Bergregionen vor allem die großen Wasserkraftwerke installiert sind (vgl. Abbildung 3).⁶ Die installierten Stromerzeugungskapazitäten mit erneuerbaren Energien liegen aktuell bei 9 Gigawatt, was einem Anteil von 32,5% der gesamten Kapazitäten entspricht. Davon beläuft sich der Großteil auf Fotovoltaikanlagen mit 4.800 Megawatt (Gesamtanteil von 16,8%) und Windparks mit 3.200 Megawatt (11,3%), daneben sind Solarthermieranlagen mit 110 Megawatt (0,4%) und Geothermieranlagen mit einer Leistung von 81 Megawatt (0,3%) installiert.⁷

Insgesamt wird das Potenzial für die Stromerzeugung durch erneuerbare Energien auf rund 1400-1800 Gigawatt geschätzt. Den größten Anteil daran machen Fotovoltaik mit rund 900 Gigawatt und Solarthermie/Solar-CSP mit über 500 Gigawatt aus (zum Vergleich: In Deutschland installierte Fotovoltaikanlagen verfügen über eine Gesamtleistung von etwa 50 Gigawatt⁸). Kleinere Anteile könnten Windkraft (40 Gigawatt) und Geothermie (2 Gigawatt) leisten.⁹

⁵ Vgl. N.N. (2020): Kilowatt Peak: Was wird damit gemessen?, unter: <https://www.wohnet.at/energie/strom/kilowatt-peak-20514> (Abruf vom 21.06.2021).

⁶ Vgl. Ministerio de Energía (2019): Seminario Concentración Solar de Potencia: CSP en la planificación energética a largo plazo, S. 4, unter: <https://www.fraunhofer.cl/content/dam/chile/es/documents/csetdocument/presentaciones/02-05-2019/190425%20JBustos%20Ministerio%20de%20Energia.pdf> (Abruf vom 26.05.2021).

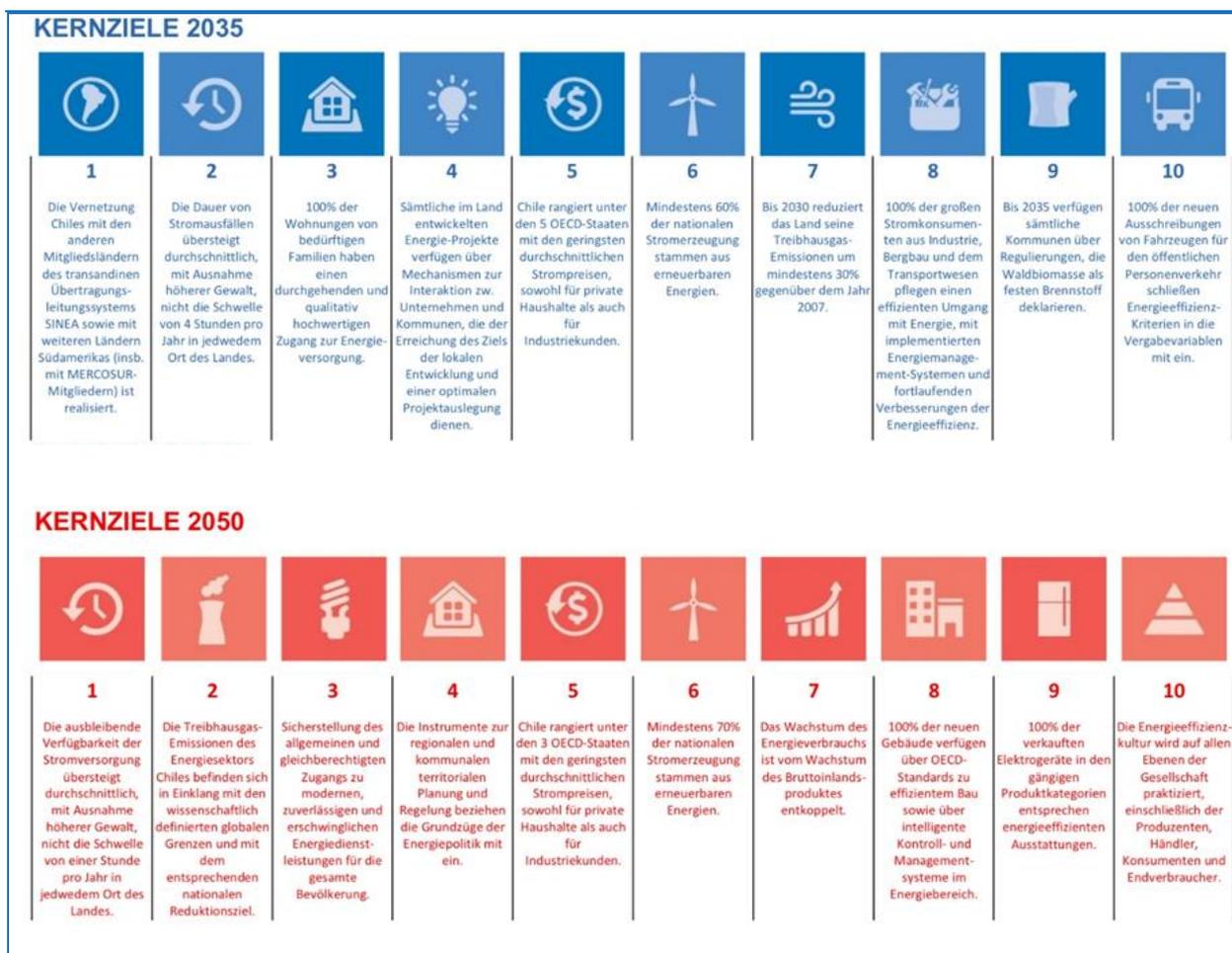
⁷ Vgl. ACERA (2021): Estadísticas (Mai 2021), unter: <https://acera.cl/estadisticas/> (Abruf vom 24.06.2021).

⁸ Kempkens, W. (2020): *Chile auf dem Weg zum Wasserstoffweltmeister*, unter: <https://www.ingenieur.de/fachmedien/bwk/erneuerbare-energien/chile-auf-dem-weg-zum-wasserstoff-weltmeister/> (Abruf vom 22.06.2021).

⁹ Energía Abierta (2019): *Reporte Mensual ERNC Julio 2019*, S. 2, unter: https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2019/07/RMensual_ERNC_v201907.pdf (Abruf vom 26.05.2021).

Um Bewusstsein für die bestehenden Potenziale und deren mögliche Nutzung zu erwecken, wurden von der chilenischen Regierung bereits mehrere Programme mit Maßnahmen und Zielen veröffentlicht, darunter eine Energiestrategie zur zukünftigen Gewährleistung der Stromversorgung (2012)¹², die „Energieagenda“ 2014¹³ und das Programm „Energie 2050“ (*Energía 2050*), das den weiteren Entwicklungsprozess des Energiemarktes begleiten soll. Darin war auch das Schlüsselziel enthalten, dass erneuerbare Energien bis 2035 einen Anteil von 60% und bis 2050 einen Anteil von 70% der installierten Kapazitäten zur Stromerzeugung ausmachen sollen. Die untenstehende Abbildung zeigt weitere Kernziele für den Zeitraum bis 2035 bzw. bis 2050.¹⁴

Abbildung 3: Ziele Agenda Energía 2050



¹² Meyer, M. und Jung, W. (2012): Chilenische Regierung stellt neues Energiekonzept vor, unter: https://www.kas.de/c/document_library/get_file?uuid=6f7a9c7f-c821-5e18-bd71-327648afd608&groupId=252038 (Abruf vom 26.05.2020)

¹³ Romero, A. (2014): *Agenda de Energía – un Desafío País, Progresos para Todos*, unter: http://www.minenergia.cl/archivos_bajar/Documentos/AgendaEnergia.pdf (Abruf vom 26.05.2021).

¹⁴ Ministerio de Energía (2015): *Energía 2050*, unter: https://energia.gob.cl/sites/default/files/energia_2050_-_politica_energetica_de_chile.pdf (Abruf vom 26.05.2021).

Zu Beginn der zweiten Amtsperiode, die Präsident Sebastian Piñera im Jahr 2018 antrat, hat das Energieministerium um Ministerin Susana Jimenez die *Ruta Energética 2018-2022* zusammengestellt, worin 10 konkrete Ziele für den Energiebereich für die Dauer der Legislaturperiode bis 2022 aufgeführt sind. Als Basis wurden 7 Säulen ausgearbeitet. Dazu gehört beispielsweise die Modernisierung der Energiematrix mit dem Ziel, den Energiemarkt zu modernisieren und Impulse für die Entwicklung von Technologien und neuen Kompetenzen im Energiebereich zu setzen. Außerdem soll Strom mit einem „sozialen Siegel“ etabliert werden, um auch für sozial benachteiligte Haushalte besseren und zuverlässigen Zugang zur Elektrizität und anderen Energieleistungen zu gewährleisten. Die Vereinfachung und Verkürzung von Genehmigungsverfahren, beispielsweise die Prüfung der Umweltverträglichkeit, sowie verbesserte Beratung für neue Projekte sind ebenfalls Teil davon. Für die vierte Säule, Energie mit niedrigen Emissionen, existiert seit Juni 2019 auch ein struktureller Rahmen in Form des Plans zum Kohleausstieg (*Plan de descarbonización*) mit den Zielen, bis 2024 durch die Stilllegung von 8 Kohlekraftwerken die Emissionen um 20% zu senken. Bis 2040 soll die Energiematrix vollständig kohlefrei sein und auch die verbliebenen 20 Kohlekraftwerke abgeschaltet werden. Diese sollen schrittweise durch weitere wettbewerbsfähige Anlagen zur Stromerzeugung durch erneuerbare Energien ersetzt werden, da Chile sich zum Ziel gesetzt hat, bis zum Jahr 2050 CO₂-neutral zu sein.¹⁵

Mittlerweile wurde die Nationale Wasserstoffstrategie mit einer Roadmap bis zum Jahr 2050 veröffentlicht, die neben Richtlinien zur Regulierung und Verbreitung von Produktionsanlagen für Wasserstoff auch die Förderung von Pilotprojekten, die Entwicklung von Humankapital sowie Instrumente zur Finanzierung umfasst. Zum Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft in Chile gehören unter anderem Ziele wie internationale Investitionen i.H.v. 5 Milliarden US-Dollar, eine jährliche Produktion von 200 Kilotonnen Wasserstoff und die Aufrüstung der installierten Elektrolysekapazität von Projekten für grünen Wasserstoff auf 5 Gigawatt bis 2025 und 25 Gigawatt bis 2030 sowie die Positionierung als einer der drei wichtigsten Exporteure für grünen Wasserstoff bis 2040. Bis 2050 soll Chile außerdem – gemessen an den reinen Produktionskosten – Erzeuger des weltweit günstigsten grünen Wasserstoffes sein und es wird ein Potenzial zur Erzeugung von 160 Megatonnen pro Jahr gesehen.¹⁶ Aktuell sind die Kosten für die Elektrolyse noch sehr hoch, ebenso für Transport und Lagerung von Wasserstoff. Mit der Entwicklung von weiteren Technologien und Lösungen im Laufe der nächsten Jahre sollen die Kosten allerdings sinken. Laut der Internationalen Energie-Agentur (IEA) liegen die Produktionskosten für grauen Wasserstoff aktuell bei 1-2 US-Dollar, für grünen Wasserstoff bei etwa 10 US-Dollar pro Kilogramm¹⁷. Das Ziel, auf lange Sicht zu Kosten von unter 1,60 US-Dollar pro Kilogramm zu produzieren, will Chile bereits bis 2030 erreicht haben: In der Wasserstoffstrategie ist festgehalten, dass die reinen Produktionskosten für grünen Wasserstoff bis dahin in der Atacama-Wüste im Norden bei 1,40 US-Dollar und in der südlich gelegenen Region Magallanes bei 1,30 US-Dollar pro Kilogramm liegen sollen. Bis 2050 sollen sie für die südliche Region weiter auf 1,00 US-Dollar, im Norden sogar auf 0,80 US-Dollar pro Kilogramm sinken.¹⁸

Die Wasserstoff-Brennstoffzellentechnologie findet beispielsweise bereits Verwendung für die dezentrale und netzferne Stromversorgung bei kritischen Infrastrukturen in Indien, das zu den weltweit größten Treibhausgas-

¹⁵ Ministerio de Energía (2018): *Ruta Energética 2018-2022*, S. 14, unter: <https://energia.gob.cl/rutaenergetica2018-2022.pdf> (Abruf vom 27.05.2021).

¹⁶ Ministerio de Energía (2020): *Estrategia Nacional Hidrógeno Verde*, S. 18, unter https://energia.gob.cl/sites/default/files/estrategia_nacional_de_hidrogeno_verde_-_chile.pdf (Abruf vom 27.05.2021).

¹⁷ Vgl. Liebgott, M. (2020), unter: <https://energyload.eu/energiewende/international/gruner-wasserstoff-chile/> (Abruf vom 22.06.2021).

¹⁸ Ministerio de Energía (2020): *Estrategia Nacional Hidrógeno Verde*, S. 11, unter https://energia.gob.cl/sites/default/files/estrategia_nacional_de_hidrogeno_verde_-_chile.pdf (Abruf vom 27.05.2021).

Emittenten gehört. Ähnlich wie in Chile steigt auch dort der Energiebedarf stetig an und um ihn zu decken, sollte jede Form der Energiegewinnung betrachtet werden. Außerdem muss der verlässliche Zugang zu Elektrizität bei parallelem Ausbau von neuen Infrastrukturen gewährleistet werden können. Langfristig ist geplant, die Elektrifizierung durch erneuerbare Energien weiter voranzutreiben und die Stromnetze, die aktuell noch dezentral über Dieselgeneratoren versorgt werden, zu dekarbonisieren. Durch den Einsatz von Wasserstoff-Brennstoffzellentechnologie anstelle von Dieselgeneratoren können Emissionen verringert werden und planbare Kosten senken die Unsicherheit. Außerdem können durch die Kombination von Brennstoffzellen mit Batterietechnologien lange Ausfallzeiten in der Stromversorgung erheblich gesenkt werden: Während rein batteriebetriebene Lösungen bei einigermaßen wirtschaftlicher Auslegung einen Stromausfall nur wenige Minuten überbrücken können, liefern Brennstoffzellensysteme Strom für eine Überbrückungszeit von bis zu 10 Stunden pro Tag.¹⁹

Neben der Anwendung von Wasserstoff-Brennstoffzellentechnologien zur Stromversorgung gibt es auch noch andere potenzielle Einsatzbereiche für Wasserstoff, beispielsweise im chilenischen Bergbausektor, der gleichzeitig eine wichtige traditionelle Bedeutung für das Land hat und einer der größten Energieverbraucher ist. Bis 2030 könnten rund 10% der Fahrzeuge in der Bergbauindustrie durch grünen Wasserstoff betrieben werden und so bis zu 20% der CO₂-Emissionen des Landes eingespart werden.²⁰ Dafür existieren auf Initiative der staatlichen Wirtschaftsfördergesellschaft CORFO bereits einige wenige Projekte, die den klimafreundlichen Bergbau fördern sollen und wofür ein Budget von rund 15 Milliarden chilenische Pesos (ca. 18,1 Mio. Euro²¹) eingeräumt wurde: Konsortien aus chilenischen Universitäten und chilenischen sowie ausländischen Unternehmen beschäftigen sich mit der Implementierung von Hybrid-Fahrzeugen für den Bergbau, die sowohl mit Diesel als auch mit Wasserstoff betrieben werden können. Bei einem weiteren Projekt ist vorgesehen, Frontlader mit Brennstoffzellen auszustatten.²² Seit 2020 läuft ein drittes Projekt mit der Bezeichnung „HYDRA“, bei dem Brennstoffzellen mit Batterien kombiniert werden sollen, um für verschiedene Zwecke im Bergbau eingesetzt zu werden, beispielsweise um damit Güterzüge voranzutreiben.²³

Neben LKWs eignen sich auch andere Fahrzeuge für einen Betrieb mit Wasserstoff-Brennstoffzellentechnologie, beispielsweise Gabelstapler, die gegenüber batteriebetriebenen Fahrzeugen mit längerer Lebensdauer, größerer Reichweite und deutlich kürzeren Betankungszeiten punkten. Tractebel, die belgische Tochtergesellschaft des französischen Energieunternehmens Engie plant eine Pilotanlage in Santiago de Chile zu errichten, in welcher Wasserstoff für den Betrieb von Gabelstaplern im Bergbauunternehmen Anglo American produziert werden soll. Die Anlage soll mit Solarstrom betrieben werden und 2kg Wasserstoff pro Tag produzieren, der außerdem über

¹⁹ Vgl. NOW (2020): *Factsheet. Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie in Indien*, unter: <https://www.now-gmbh.de/aktuelles/pressemitteilungen/now-factsheet-wasserstoff-und-brennstoffzellen-in-indien/> (Abruf vom 28.06.2021).

²⁰ Revista Electricidad (2019): *Foronor 2019 - hidrógeno verde en minería aportaría 20% en meta de carbono neutralidad*, unter: <http://www.revistaei.cl/2019/10/02/foronor-2019-hidrogeno-verde-en-mineria-aportaria-20-en-meta-de-carbono-neutralidad/#> (Abruf vom 28.06.2021).

²¹ 1 Euro entspricht 872,23 CLP, Wechselkurs vom 28.06.2021, unter: <https://www.bcentral.cl/> (Abruf vom 28.06.2021).

²² Minería Chilena (2018): *Dos consorcios probarán en Chile inédita tecnología: construirán motores a hidrógeno para la industria minera*, unter: <http://www.mch.cl/2018/03/05/dos-consorcios-probaran-chile-inedita-tecnologia-construiran-motores-hidrogeno-la-industria-minera/#> (Abruf vom 28.06.2021).

²³ Reporte Minero (2020): *3 proyectos piloto de hidrógeno verde se desarrollan en la industria minería nacional*, unter: <https://www.reporteminero.cl/noticia/noticias/2020/10/3-proyectos-piloto-de-hidrogeno-verde-se-desarrollan-en-la-industria-mineria-nacional> (Abruf vom 28.06.2021).

Brennstoffzellen als Speicher genutzt und die Elektrizität ins Netz rückverstromt werden soll.²⁴ Auch die Busso Group hat für 2021 ein Projekt für eine Pilotanlage in der Metropolregion Santiago angesetzt, in welcher mit einer Leistung von 500 kW Wasserstoff durch Solarenergie produziert werden soll, um in Gabelstaplern, Langstreckenbussen und LKWs eingesetzt zu werden.²⁵

2.1.1. Rechtliche Rahmenbedingungen und Zulassungsprozesse

Im Jahr 2010 wurde mit der Schaffung des Energieministeriums die Bedeutung des Energiesektors in Chile deutlich verstärkt. Das Ministerium berät die Regierung und gibt Empfehlungen zur weiteren Planung im Bereich Energie. Aufgabe der Nationalen Energiekommission (Comisión Nacional de Energía – CNE) ist neben ihrem Beobachtungsstatus die Evaluierung von Tarifen und technischen Normen der Energieerzeuger, der Übertragungsnetzbetreiber sowie der Verteiler. Für die Kontrolle und Überwachung der Umsetzung dieser Regelungen und Normen sowie der Vorschriften für Erzeugung, Herstellung, Lagerung, Transport und Distribution von Gas, Strom und Brennstoffen ist die Aufsichtsbehörde für Elektrizität und Brennstoffe (Superintendencia de Electricidad y Combustibles – SEC) zuständig.²⁶

Stromerzeuger haben durch das Elektrizitätsgesetz (LSGE) freien Zugang zum Übertragungsnetz im Rahmen der verfügbaren Kapazitäten. Im Gegenzug dafür wird eine Gebühr an den Netzbetreiber fällig, die von der CNE festgelegt wird. Seit 2004 gilt der Stromtransport im Übertragungsnetz als öffentliche Dienstleistung, wodurch die Übertragungsunternehmen verpflichtet werden, in neue und den Ausbau bestehender Leistungen zu investieren. Mit der Verabschiedung der Ley Corta I im Jahr 2004 wird das Ziel verfolgt, den Großabnehmern höhere Qualität und sichere Versorgung zu angemessenen Preisen zu bieten. Für Netzbetreiber besteht eine Anschlusspflicht an den jeweiligen Netzbereich, außerdem haben sie das Recht auf die Einspeisung von Strom aus Kraftwerken unter 9 MW. Dezentrale Stromerzeuger, die regenerative und nichtkonventionelle Energieformen nutzen, sind bis zu einer Leistung von 9 MW vollständig und zwischen 9 und 20 MW teilweise von den Übertragungskosten bei der Netzeinspeisung befreit.²⁷

Der Netzanschluss für private Anlagenbesitzer ist seit November 2014 durch das Net-Billing-Gesetz geregelt. Dies ermöglicht regulierten Endkunden, Strom in Anlagen mit bis zu 300 kW installierten Kapazitäten und einer Anschlussleistung von weniger als 2.000 kW dezentral aus erneuerbaren Energien zu erzeugen, selbst zu verbrauchen und überschüssigen Strom zu regulierten Preisen ins Verteilernetz einzuspeisen.²⁸ Der Wert des eingespeisten Stroms wird dabei von der Stromrechnung des Anlagenbetreibers abgezogen und beträgt zwischen 50% und 70% des Strompreises. Übersteigt die Menge des eingespeisten Stroms die des eingekauften Stroms, und kann der eingespeiste Strom somit nicht verrechnet werden, kann die Differenz vergütet werden. Unter Einhaltung

²⁴ Club de Innovación (2020): Misión Cavendish: *Desarrollo de proyectos de hidrógeno verde mediante tecnologías Power to X*, unter: <https://clubdeinnovacion.com/2020/06/30/desarrollo-de-proyectos-de-hidrogeno-verde-mediante-tecnologias-power-to-x/> (Abruf vom 28.06.2021).

²⁵ Electromov (2020): *Hidrógeno verde: te contamos sobre el nuevo piloto que se proyecta en Chile*, unter: <https://www.electromov.cl/2020/07/01/hidrogeno-verde-te-contamos-sobre-el-nuevo-piloto-que-se-proyecta-en-chile/> (Abruf vom 28.06.2021).

²⁶ AHK Chile (2019): *Wasserstoffwirtschaft in Chile – Technologien zur Wasserstoffherstellung, Speicherung, Verteilung und Nutzung*, S. 20.

²⁷ Deutsch-Chilenische Industrie- und Handelskammer (AHK Chile) (2020): Factsheet Chile. Wasserstofftechnologien und Erzeugung von synthetischen Brennstoffen, unter: https://www.german-energy-solutions.de/GES/Redaktion/DE/Publikationen/Kurzinformationen/Technologiefactsheets/2020/fs-chile-2020-wasserstoff-erzeugung-synthetischer-brennstoffe.pdf?__blob=publicationFile&v=4 (Abruf vom 21.06.2021)

²⁸ Electricidad (2018): *Cámara de Diputados aprueba proyecto de Ley de Generación Distribuida*, unter: <http://www.revistaei.cl/2018/08/24/camara-diputados-aprueba-proyecto-ley-generacion-distribuida/> (Abruf vom 25.06.2021).

der geltenden Normen bedarf es keiner gesonderten Baugenehmigung, sondern das Anschlussverfahren erfolgt über eine Abfolge von mehreren technischen Formularen, die relevante Daten an das Verteilungsunternehmen kommunizieren. Dieser recht hohe bürokratische Aufwand und der geringe finanzielle Anreiz waren die Gründe für die anfangs eher verhaltene Inanspruchnahme des Net-Billings. Bis 2016 gingen lediglich 481 Anschlussanfragen bei der SEC ein, von denen nur 122 Anlagen tatsächlich angeschlossen wurden.²⁹ Erst 2017 zeigte das Net-Billing-Gesetz Erfolg mit 1.321 neu installierten Anlagen, deren Anzahl 2018 sogar noch um ungefähr 40% auf 1.835 anstieg, was unter anderem auf den Aufschwung der Fotovoltaikindustrie zurückzuführen ist. Insgesamt wurden bis Ende Oktober 2019 4.691 Anlagen mit einer Leistung von insgesamt 27.931 kW und somit durchschnittlich 5,95 kW angeschlossen.³⁰

2.2. Aktuelle Herausforderungen

Der Markt für grünen Wasserstoff ist in Chile aktuell noch nicht vorhanden. Bis auf wenige Forschungsprojekte im Bereich Bergbau und geförderte Projekte wird im Land bisher kein grüner Wasserstoff produziert. Die Veröffentlichung der chilenischen Wasserstoffstrategie Ende 2020 hat jedoch für viel Bewegung auf dem Markt gesorgt und inzwischen hat das chilenische Energieministerium bekanntgegeben, dass über 40 Projekte im Land geplant sind.³¹ Die Verwendung von grünem Wasserstoff auf dem nationalen Markt wird kurz- bis mittelfristig in den folgenden Sektoren erwartet: Ersatz von importiertem Ammoniak durch lokale Produktion und Ersatz von grauem Wasserstoff, der in den Raffinerien des Landes verwendet wird durch grünen Wasserstoff, Einsatz von Wasserstoff im Personen- und Schwerlasttransport von Langstrecken, Verdrängung von flüssigen Brennstoffen und verschiedene Anwendungen im Transportsektor. Zudem wird erwartet, dass ab 2028 der Export von Wasserstoff und seinen Derivaten eingeleitet wird. Für den Einsatz von Wasserstoff in der dezentralen Stromversorgung hat das Energieministerium bisher keine Einschätzung veröffentlicht.³²

Der chilenische Markt unterliegt einem freien Wettbewerb, neben einem Freihandelsabkommen mit der Europäischen Union hat das Land 29 weitere Freihandelsabkommen abgeschlossen.³³ Somit bestehen für Importe für Anlagen aus der Europäischen Union keine gesonderten Importzölle. Chilenische Unternehmen sind angesichts der Marktoffenheit sehr preissensibel und einfache Produkte können mit Hilfe internationaler Logistikunternehmen problemlos aus Fernost eingeführt werden. Dem kann vor allem mit tiefgreifendem Know-how, persönlicher Beratung, innovativen Qualitätsprodukten und zuverlässigem Service im Vertrieb und Aftersalesbereich entgegengetreten werden. Produkte und Lösungen „Made in Germany“ genießen einen hohen Stellenwert und rechtfertigen auch in Chile einen gewissen Aufpreis gegenüber dem asiatischen Wettbewerb, sofern dieser gut begründet wird.

Wichtig ist auch, lokale Akteure in Pläne für die Verwendung von Wasserstoff für die Stromversorgung einzubinden. Die lokalen Stromversorger haben in Chile ein Monopol. Im Falle der großen und mittleren Netze werden die Strompreise von der Superintendencia de Electricidad y Combustible (Aufsichtsbehörde für Elektrizität und

²⁹ Emol (2016): *Por qué la generación eléctrica residencial no ha logrado prender en Chile*, unter: <http://www.emol.com/noticias/Economia/2016/03/09/792145/balance-de-la-ley-de-generacion-ciudadana.html> (Abruf vom 28.06.2021).

³⁰ Vgl. Fenés, G. (2019): *Energía Estratégica Chile*, unter: <https://www.guiachileenergia.cl/cae-la-tasa-de-crecimiento-de-generacion-distribuida-con-energias-renovables-en-chile/> (Abruf vom 25.06.2021).

³¹ Electricidad (2021): *Gobierno asegura que hay 40 interesados en instalar proyectos relacionados al hidrógeno verde en el país*, unter: <https://www.revistaei.cl/2021/03/04/gobierno-asegura-que-hay-40-interesados-en-instalar-proyectos-relacionados-al-hidrogeno-verde-en-el-pais/> (Abruf vom 19.07.2021).

³² Ministerio de Energía (2020): *National Green Hydrogen Strategy*, S.15, unter: https://energia.gob.cl/sites/default/files/national_green_hydrogen_strategy_-_chile.pdf

³³ Subsecretaría de Relaciones Económicas Internacionales (2021): *Acuerdos Comerciales Vigentes*, unter: <https://www.subrei.gob.cl/acuerdos-comerciales/acuerdos-comerciales-vigentes> (Abruf vom 25.08.2021).

Kraftstoffe) reguliert. Die Inselnetze werden von lokalen privaten Unternehmen, von Kooperativen oder den Kommunen betrieben (wie im Fall Melinka).³⁴

Da der Markt für grünen Wasserstoff gerade erst in den Startlöchern steht, gibt es mehrere Faktoren, die entscheidend sein werden, um die Marktbarrieren zu beseitigen und die Durchführung von Projekten zu erleichtern.

Infobox: Die wichtigsten Barrieren für den Einsatz von Wasserstoff in der Stromversorgung

- Finanzierung und Anreize:

Wie oben beschrieben wird in Chile schon an spezifischen Förderprogrammen gearbeitet um die Durchführung von Machbarkeitsstudien, Pilot-, und industriellen Projekten zu erleichtern und die Nachfrage nach grünem Wasserstoff anzukurbeln.

- Bislang gibt es noch keine Steuerbegünstigung für Wasserstoff

Es gibt aktuell weder konkrete Anreize zur Anwendung von grünem Wasserstoff, noch ist Ammoniak produziert mit grünem Wasserstoff nicht wettbewerbsfähig. Daher soll die Anpassung der CO2 Steuer im Rahmen eines Roundtables mit öffentlichen und privaten Akteuren diskutiert werden.

- Regulatorische Rahmenbedingungen und Genehmigungen:

Im Energieministerium wurde eine "Task Force" eingerichtet, die die Entwicklung von H2-Projekten in Bezug auf Genehmigungen, Zulassungen usw. unterstützt und lokale und internationale Investoren und Entwicklern eine Orientierung bietet. Aufgrund des Kapitalgeschäfts finanzieren Banken vorwiegend Projekte mit größeren Investitionsvolumen.

- Internationale Koordination und Partnerschaften

Das chilenische Energieministerium ist sehr darum bemüht internationale Partnerschaften aufzubauen und internationale Investoren im Bereich Wasserstoff zu gewinnen. Im Jahr 2020 hat das Energieministerium zu dem Zweck, unter anderem, Informationsveranstaltungen mit Firmen aus verschiedenen Ländern und ein internationales Wasserstoffseminar veranstaltet. Der Kooperation zwischen Deutschland und Chile wurde mit der Unterzeichnung der Deutsch-Chilenischen Energiepartnerschaft im Jahr 2019 ein offizieller Rahmen gegeben.

- Infrastruktur

Da die kleinen Stromnetze in Chile meist in entlegenen Gebieten vorzufinden sind, kann die Logistik zur Errichtung eines Systems der Stromversorgung eine Herausforderung sein. Dies gilt vor allem für Netze auf Inseln.

- Einbindung lokaler Akteure

Für lokale Projekte in Kleinstädten oder Dörfern ist es unerlässlich, die lokale Bevölkerung gut zu informieren und auch weitere lokale Akteure wie Bürgermeister und lokale Unternehmen in die Pläne einzubinden. Dies kann ein langwieriger und aufwendiger Prozess sein.

³⁴ Ministerio de Energía (2019): Mapa de Vulnerabilidad Energética, S. 17, unter: https://energia.gob.cl/sites/default/files/documento_de_metodologia_y_resultados_0.pdf (Abruf vom 14.07.2021).

2.2.1. Fachkräfte

Der Mangel an gut ausgebildeten Arbeitskräften prägt den chilenischen Markt vor allem im Bereich der erneuerbaren Energien, wo mittlerweile vorhandene Fachkräfteknappheit zu Verzögerungen bei Projekten führen kann. Im Bereich Wasserstoff ist die Situation noch prekärer, da die Technologie im Land zurzeit nur in Nischen angewendet wird und es auch keine spezialisierten Ausbildungsgänge oder Studiengänge gibt. Das Thema Ausbildung im Bereich Wasserstoff ist in der Nationalen Wasserstoffstrategie enthalten, es soll eine starke Zusammenarbeit zwischen der Industrie, den Universitäten und den Ausbildungszentren geben. Bisher wurden aber keine konkreten neuen Ausbildungsgänge geschaffen.³⁵

So sollten externe Anbieter auch Schulungsmaßnahmen in Erwägung ziehen. Nichtsdestotrotz sind viele ausländische Investoren in Chile über die hohen Personalkosten im Vergleich zum Rest der lateinamerikanischen Länder erstaunt. Dies ergibt sich zum einen durch das generell höhere BIP, speziell im Energiebereich aber auch durch die hohe Nachfrage nach Arbeitskräften. Da in Chile im Gegensatz zu Deutschland das duale Ausbildungssystem nur ansatzweise entwickelt ist und Qualitätsstandards in der Berufsbildung noch nicht durchgesetzt sind³⁶, sind Arbeiter meist ohne spezielle Ausbildung angelernt und für bestimmte Aufgaben oft nur bedingt qualifiziert. Berufsbildung findet in der Sekundarstufe I an so genannten *liceos técnico-profesionales* statt und kann in der Sekundarstufe II an so genannten *Institutos Profesionales* (IP) oder *Centros de Formación Técnica* (CFT) fortgesetzt werden.³⁷ Der Berufsbildungsalltag ist geprägt von Frontalunterricht und Vermittlung von theoretischem Wissen, zudem fehlt es oftmals an Unterrichtsmaterialien und nur die Hälfte der Berufsschullehrer verfügt über eine pädagogische Ausbildung. Die aktuelle Regierung hat dies erkannt und hat sich zum Ziel gesetzt, Qualitätsstandards für die Ausbildung im Energiebereich auszuarbeiten.³⁸

Als nächsthöherer Bildungsabschluss kommt dann bereits das Universitätsstudium und entsprechend gut ausgebildete Arbeitskräfte können diese Lücke oftmals nicht schließen und stehen mit Gehaltsforderungen naturgemäß über den geplanten Personalkosten. Spitzenlöhne werden vor allem in den internationalen Bergbauunternehmen gezahlt und liegen weit über dem, was Mittelständler bezahlen können. Um dem Niveau eines deutschen Facharbeiters nahezukommen, muss hier ein Ingenieursabschluss erworben werden, was nach sich zieht, dass die Ausbildung sehr theoretisch ausgerichtet ist und der erste Praxiskontakt erst im Unternehmen stattfindet. Viele große Firmen haben deshalb ihre eigenen Ausbildungszentren eingerichtet, an denen sie die Arbeiter nach ihren Bedürfnissen ausbilden.

2.3. Bestehende Aktivitäten und Netzwerke

In Chile bestehen im Bereich der erneuerbaren Energien seit Jahren verschiedene Verbände. Auch für Wasserstoff gibt es seit 2018 den chilenischen Wasserstoffverband. Nachfolgend ist eine Auflistung aller relevanten Verbände zu finden:

³⁵ Gobierno de Chile (2020): National Green Hydrogen Strategy, unter: https://energia.gob.cl/sites/default/files/national_green_hydrogen_strategy_-_chile.pdf (Abruf vom 22.07.2021).

³⁶ La Tercera (2018): El camino de Chile hacia una educación dual cada vez más activa, unter: <https://www.latercera.com/pulso/noticia/camino-chile-hacia-una-educacion-dual-vez-mas-activa/341259/> (Abruf vom 11.08.2021)

³⁷ Ministerio de Educación (2021): Educación superior TP, unter: <https://educacionsuperior.mineduc.cl/educacion-superior-tp/> (Abruf vom 11.08.2021).

³⁸ Fundación Chile (2021): Ministerio de Energía promueve formación de capital humano en el sector, unter: <https://fch.cl/noticias/ministerio-de-energia-promueve-formacion-de-capital-humano-en-el-sector/> (Abruf vom 11.08.2021)

Branchenverband	Kurzbeschreibung
H2 Chile www.h2chile.cl/h2-chile	Der chilenische Verband für Wasserstoff (Asociación Chilena de Hidrógeno) steht für die Zusammenarbeit zwischen öffentlichen, privaten und akademischen Einrichtungen, die an der Nutzung von Wasserstoff als Energieträger interessiert sind. Ziel ist es, die Energiewende zu beschleunigen, indem die Entwicklung von Wasserstofftechnologien und ihre Verwendung als Energieträger in Industrie-, Gewerbe-, Wohn- und Mobilitätsanwendungen gefördert werden. Liste der Mitglieder: https://www.h2chile.cl/socios
ACERA www.acerca.cl	Die ACERA ist der größte Verband im Bereich der erneuerbaren Energien in Chile und zählt derzeit 120 Mitglieder. Liste der Mitglieder: https://acera.cl/socios/
ACESOL www.acesol.cl	Der chilenische Solarenergieverband ACESOL (Asociación Chilena de Energías Solar A. G.) vertritt derzeit die Interessen von 53 Unternehmen aus dem Fotovoltaik- und Solarthermiebereich. Da Solarenergie eine wichtige Komponente in der Produktion von grünem Wasserstoff repräsentiert, ist das Thema Wasserstoff für den Verband strategisch von Interesse. Liste der Mitglieder: https://acesol.cl/asociados.html
CLUB DE INNOVACIÓN www.clubdeinnovacion.com	Seit 2004 ist der Club de Innovación darauf spezialisiert, die Innovationsbedürfnisse der Partnerunternehmen mit dem lokalen und internationalen Ökosystem zu verknüpfen und zu artikulieren. In diesem Kontext ist Wasserstoff eines der aktuellen Schwerpunktthemen. Liste der Mitglieder: https://clubdeinnovacion.com/membresia
GIZ https://www.4echile.cl/	Die GIZ leistet seit 1990 einen wichtigen Beitrag zur Entwicklung des Marktes für erneuerbare Energien und berät das chilenische Energieministerium aktiv um, unter anderem, den regulatorischen Rahmen anzupassen. In dem Zusammenhang bearbeitet die GIZ seit einigen Jahren auch aktiv das Thema der Entwicklung einer Wasserstoffwirtschaft in Chile und hat dazu auch schon zahlreiche Studien veröffentlicht.
Universidad Católica www.uc.cl	Die Universität forscht u. a. im Bereich Wasserstoffspeicherung durch Absorption und Verwendung von Materialien zur Nutzung des sichtbaren Lichtspektrums (Produktion mit Photokatalyse). Außerdem ist die Universität an einem Pilotprojekt beteiligt, welches darauf abzielt, den Dieselmotor des Bergbau-LKWs so zu modifizieren, dass er eine Mischung aus Diesel und Wasserstoff verwendet.
Universidad de Santiago de Chile www.usach.cl	Die Universität Santiago de Chile forscht an Materialien für die Wasserstoffspeicherung und an der Wasserstoffproduktion mit erneuerbarer elektrischer Energie (Solarmodule und Windturbinen), die in der Brennstoffzelle gespeichert und verbraucht wird. Außerdem hat die Universität Ende 2020 ein Diplom zu Wasserstoffwirtschaft (Diplomado en Economía del Hidrógeno) eingeführt. Zusätzlich ist sie an einem Konsortium zur Implementierung von Hybrid-Fahrzeugen im Bergbau beteiligt, deren Motoren sowohl mit Diesel als auch mit Wasserstoff betrieben werden können.

<p>Universidad Federico Santa María www.usm.cl</p>	<p>Die Universität hat zwei Arbeitslinien im Bereich Wasserstoff. Die erste beschäftigt sich mit der Wasserstoffproduktion und den damit verbundenen Technologien und Rohstoffen. Der zweite Arbeitsbereich bezieht sich auf die Anwendung von Wasserstoff in Verbrennungssystemen. In diesem Zusammenhang ist sie an einem internationalen Konsortium beteiligt, welches Frontlader im Bergbau mit Brennstoffzellen ausstatten will. Darüber hinaus hat die Universität im November 2020 ein Diplom zu angewandten grünen Wasserstofftechnologien (Diplomado Tecnologías Aplicadas en Hidrógeno Verde) auf den Weg gebracht.</p>
<p>Universidad Andrés Bello www.unab.cl</p>	<p>Forschung im Bereich Wasserstoffspeicherung durch Adsorption in nanostrukturierte Materialien und Katalysatormaterialien für Wasserstoffbrennzellen.</p>
<p>Universidad Católica de Valparaíso www.uchile.cl</p>	<p>Forschung im Bereich Produktion von Bio-Wasserstoff als erneuerbare Energiequelle und Wasserstoffherstellung durch anaerobe Prozesse.</p>
<p>Universidad de Chile www.uchile.cl</p>	<p>Forschung an biologischen Zellen, Festoxidzellen und photoelektrochemischen Zellen, Wasserstoffherstellung aus Gasreformierung oder Vergasung und Entwicklung von Materialien für Elektroden und Festoxidelektrolyseur. Forschung zur Herstellung von Wasserstoff, hauptsächlich aus Vergasungs- oder Gasreformierungsprozessen.</p>
<p>Universidad de Concepción www.udec.cl</p>	<p>Die Concepción-Universität untersucht Materialien zur Beschleunigung der katalytischen Reaktionen der Umwandlung von Biomasse-Synthesegas in Methan. Außerdem forscht sie an einem Design von Metalllegierungen und nanopartikulären Materialien für das Design von Katalysatoren, die CO₂ mit nachhaltigem Wasserstoff in Methanol umwandeln.</p>
<p>Universidad de la Frontera www.ufro.cl</p>	<p>Die Universität de la Frontera untersucht die Wasserstoffherzeugung und -speicherung aus Windkraft- und Solaranlagen.</p>

3. Überblick Stromnetze in Chile

Chile weist einen sehr hohen Elektrifizierungsgrad auf. Insgesamt haben 99,6% der Einwohner Zugang zu Elektrizität, auf dem Land sind es 96,5% (Stand 2019). Der Großteil des Landes wird über das größte nationale Stromnetz versorgt, daneben gibt es aber auch mehrere mittelgroße Netze und eine Vielzahl von isolierten Inselnetzen.

3.1. Große Netze

Bis November 2017 existierten in Chile zwei große unabhängige Verbundnetze, das Sistema Interconectado Central – SIC (Zentralchile, 78,5% der installierten Leistung) und *Sistema Interconectado Norte Grande* – SING (Norden des Landes, 20,7% der installierten Leistung Chiles). Seitdem existiert das neue Verbundnetz *Sistema Eléctrico Nacional* – SEN, das von Arica bis zur Insel Chiloé reicht und 92% der Bevölkerung versorgt[9]. Insgesamt gibt es in Chile eine installierte Leistung von 25.768,74 MW (Stand Mai 2021).

Von der Zusammenlegung erhofft sich die Regierung weniger Preisschwankungen, mehr Wettbewerb, einen insgesamt effizienter funktionierenden Strommarkt, Versorgungssicherheit und niedrigere Strompreise, vor allem durch die Nutzung der komplementären geografischen Vorteile, die Chile bietet, wie die hohe Sonneneinstrahlung sowie Wasserkraft und optimale Winde für Windkraft im Süden. Zudem werden Teile der Verbindung als Hochspannungs-Gleichstromnetz gebaut, was zwar teurer ist, aber der Einspeisung von erneuerbaren Energien entgegenkommt. Beispiele für neue an das Stromnetz angeschlossene Anlagen mit erneuerbaren Energien sind Luz del Norte, die größte Fotovoltaikanlage Lateinamerikas mit 141MW installierter Leistung, die im August 2020 als erste Anlage Netzergänzungsleistungen erbrachte und Cerro Dominador, die erste Solarthermieanlage in Lateinamerika, die im April 2021 ans Stromnetz angeschlossen wurde.^{39 40}

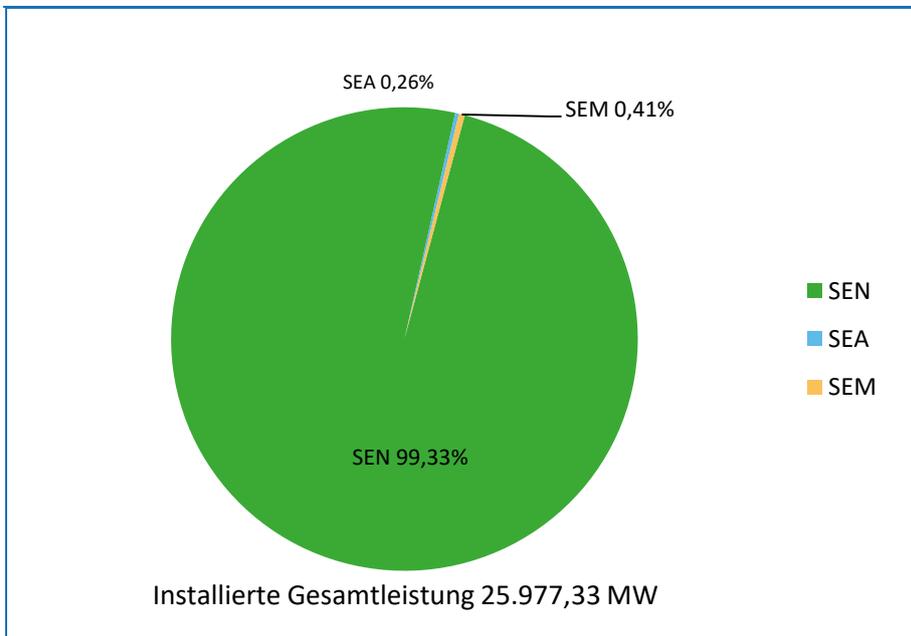
Daneben existieren zwei kleine untergeordnete Verbundnetze im extremen Süden des Landes: Aysén (SEA) mit einer Gesamtleistung von 64 MW und Magallanes (SEM) mit 107 MW installierter Leistung, sowie 7 weitere mittlere Stromnetze, die sich meist auf Dieselgeneratoren stützen. Eine Karte mit dem gesamten Übertragungsnetz (Hochspannung) kann man beispielsweise auf der Seite vom Übertragungsnetzbetreiber Transelec einsehen (<http://www.transelec.cl/>).

Zwar ist in Chile bis jetzt noch keine ausgebaute dezentrale Eigenstromversorgung mit erneuerbaren Energien wie in Deutschland zu erkennen, jedoch wurden in den letzten Jahren einige Änderungen und Neuregelungen zur Förderung der Eigenversorgung bei vorhandenem Netzanschluss mit Einspeisung ins Netz über ein Net-Billing-Gesetz implementiert.

³⁹ Energía Estratégica (2020): Parque fotovoltaico en Chile primero en el mundo en ofrecer servicios complementarios a la red de forma automatizada, unter: <https://www.energiaestrategica.com/parque-fotovoltaico-en-chile-primero-en-el-mundo-en-ofrecer-servicios-complementarios-a-la-red-de-forma-automatizada/> (Abruf vom 05.06.2021).

⁴⁰ Blickpunkt Lateinamerika (2021): Chile: Erstes Sonnenwärme-Kraftwerk in Lateinamerika geht ans Netz, unter: <https://www.blickpunkt-lateinamerika.de/artikel/chile-erstes-sonnenwaerme-kraftwerk-in-lateinamerika-geht-ans-netz/> (Abruf am 29.05.2021)

Abbildung 4: Installierte Gesamtleistung in den Netzen SEN, SEM und SEA, Mai 2021⁴¹



Die wichtigsten Primärenergiequellen der „variablen erneuerbaren Energien“ in Chile sind Solar- und Windenergie. Wasserkraftanlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 20 MW sind hiervon ausgenommen und werden weiterhin als konventionelle Energieform angesehen. Der Anteil der variablen erneuerbaren Energien an den installierten Stromerzeugungskapazitäten liegt momentan bei 7.173 MW (27,8%), 99,6% davon an das SEN (Stand Mai 2021).⁴² ⁴³ Der chilenische Energie- und Bergbauminister Juan Carlos Jobet kündigte am 09.06.2021 eine Aktualisierung des Ziels für nicht-konventionelle erneuerbare Energien bis 2030 an. Die Erneuerbaren-Quotenverpflichtung soll im Nationalen Stromnetz von 20% auf 40% bis 2030 verdoppelt werden.⁴⁴

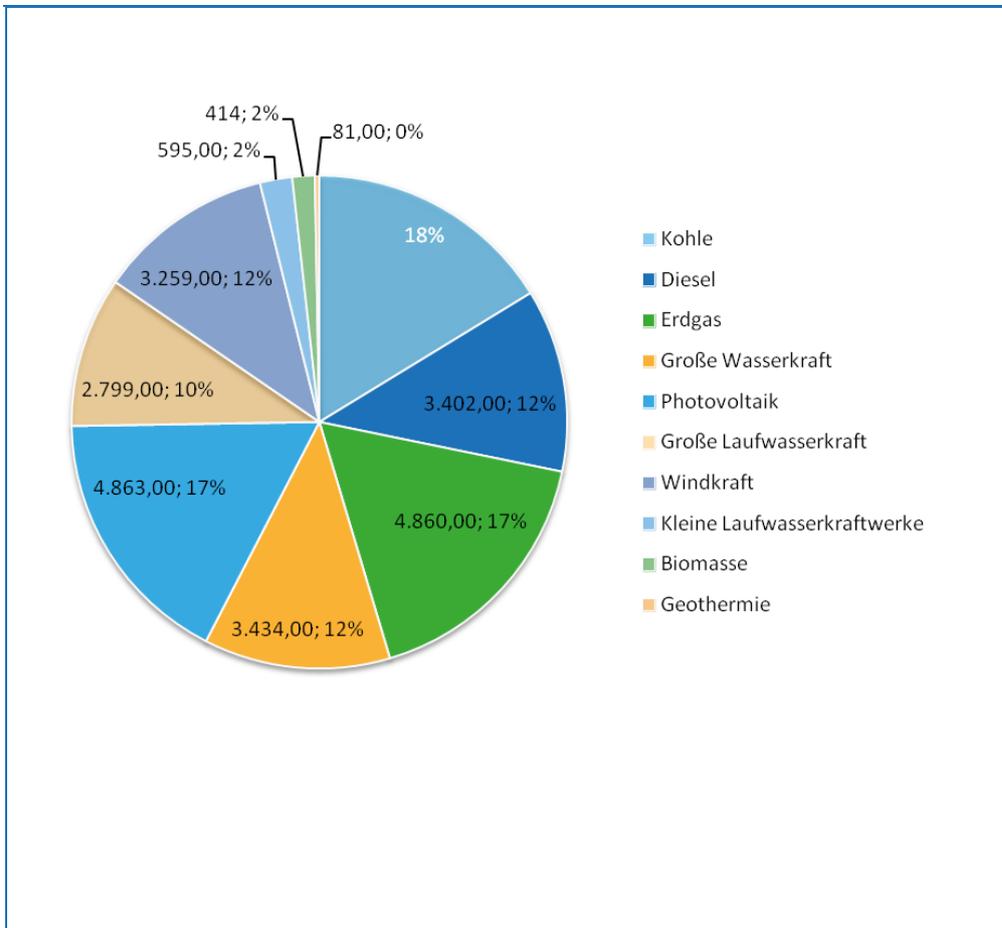
⁴¹ Energía Abierta (2021): Capacidad instalada, unter <http://energiaabierta.cne.cl/visualizaciones/capacidad-instalada/> (Abruf vom 01.06.2021)

⁴² Energía Abierta (2021): *Reporte Mensual Sector energético Mayo 2021*, unter: https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2021/05/RMensual_v202105.pdf (Abruf vom 01.06.2021)

⁴³ Energía Abierta (2021): Capacidad instalada, unter <http://energiaabierta.cne.cl/visualizaciones/capacidad-instalada/> (Abruf vom 01.06.2021)

⁴⁴ Review Energy (2021): Energías Renovables no convencionales en Chile representarán al 40% de la matriz en 2030 y un 100% en 2050, unter: <https://www.review-energy.com/solar/energias-renovables-no-convencionales-en-chile-representaran-al-40-de-la-matriz-en-2030-y-un-100-en-2050> (Abruf vom 15.06.2021)

Abbildung 5: Installierte Stromerzeugungsleistung nach Erzeugungsart in Chile⁴⁵



Bis 2035 sollen laut chilenischer Energieagenda mindestens 60% und bis 2050 70% der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien stammen. Da Solar- und Windkraft eine immer größere Rolle spielen, wird der Ausbau von Speicherkapazitäten immer dringender.

3.1.1. Einsatz von Speichern im SEN

Bislang gibt es nur drei Netzstabilisierungsprojekte mit Batterien (insgesamt 52 MW), die von Chiles größtem Stromerzeuger AES Gener betrieben werden. Alle drei Projekte basieren auf Lithium-Ionen-Batterien und befinden sich im Norden des Landes in der Nähe größerer Kraftwerke. Es befinden sich aktuell weitere Projekte im Bau oder noch in der Planung. Darüber hinaus hat der Energieversorger Enel angekündigt, bis 2023 insgesamt 100 MW Batterieleistung in Chile zu installieren, die genaue Kapazität wurde bisher nicht veröffentlicht. Zusätzlich gibt es in der Atacama-Region eine in Betrieb befindliche Solarthermieanlage mit einer Wärmespeicherkapazität von 68,2 MWh und einer Leistung von 10,5 MW und Cerro Dominador mit einer Wärmespeicherkapazität von 1.925 MWh und einer Leistung von 110 MW. Im Rahmen der nationalen Wasserstoffstrategie wird die Bedeutung von Wasserstoff als zukünftige Speichertechnologie deutlich. Dabei kann mit Hilfe von Wasserstoff die aus erneuerbaren

⁴⁵ ACERA (2021): Estadísticas (Mai 2021), unter: <https://acera.cl/estadisticas/> (Abruf vom 24.06.2021).

Energiequellen stammende Energie gespeichert werden und mit Hilfe von Brennstoffzellen danach wieder in Strom umgewandelt und ins Netz eingespeist werden (Power to Gas), wodurch die Stromnetze flexibler auf die Fluktuationen bei der Stromerzeugung mit Erneuerbaren Energien reagieren können.⁴⁶

Außerdem verfolgt das chilenische Energieministerium das Ziel, bis 2050 20% des Gasnetzes mit Wasserstoff zu speisen.⁴⁷ Dafür wird die Erdgasregulierung und -infrastruktur überprüft. Dies soll eine heimische Industrie für saubere Brennstoffe ermöglichen, die bestehende Infrastruktur nutzen und die Rolle von Erdgas als Übergangsenergie ergänzen. Der grüne Wasserstoff soll auch als Ergänzung oder Ersatz für die Stromerzeugung aus fossilen Brennstoffen gefördert werden, besonders in isolierten und mittelgroßen elektrischen Systemen.⁴⁸ Ab 2025 wird damit gerechnet, dass der erzeugte Wasserstoff dann auch punktuell zur elektrischen Stromerzeugung und somit zur Überbrückung von Versorgungslücken im Stromnetz eingesetzt werden kann.⁴⁹

3.2. Mittlere Netze

Als mittelgroße Stromnetze werden in Chile Netze mit einer Stromerzeugungskapazität zwischen 1.500 kW und 200 MW bezeichnet. Hiervon gibt es insgesamt neun Netze, die vor allem im Süden des Landes zu finden sind und zwar in den Orten und Regionen Cochamó, Hornopirén, Aysén, Palena, General Carrera, Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir und Puerto Williams.⁵⁰

Der Betreiber der Netze in Palena, Aysén und General Carrera ist die Firma *Edelaysen*, die Netze in Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir und Puerto Williams werden von dem Unternehmen *Edelmag* betrieben, während der Betreiber in Cochamó und Hornopirén die Firma *Sagesa* ist. Diese drei Unternehmen sind alle Tochterunternehmen der Firma Saesa. Weitere Betreiber sind *Energía de la Patagonia y Aysén*, (EPA), welcher ein Tochterunternehmen des Stahlkonzerns CAP ist und das Netz in Hornopirén betreibt und das Unternehmen Pecket Energy S.A., Betreiber des Netzes in Punta Arenas.⁵¹

⁴⁶ Reporte Sostenible (2020): *Producción de Hidrógeno Verde en Chile, la ruta hacia la sustentabilidad energética*, unter: <http://reportesostenible.cl/hidrogeno-verde-el-combustible-de-hoy/produccion-de-hidrogeno-verde-en-chile-la-ruta-hacia-la-sustentabilidad-energtica/> (Abruf vom 06.06.2021).

⁴⁷ Gobierno de Chile (2020): *Estrategia nacional de hidrógeno verde*, unter: https://energia.gob.cl/sites/default/files/estrategia_nacional_de_hidrogeno_verde_-_chile.pdf (Abruf vom 07.06.2021)

⁴⁸ Gobierno de Chile (2020): *Estrategia nacional de hidrógeno verde*, unter: https://energia.gob.cl/sites/default/files/estrategia_nacional_de_hidrogeno_verde_-_chile.pdf (Abruf vom 07.06.2021)

⁴⁹ Gobierno de Chile (2020): *Estrategia nacional de hidrógeno verde*, unter: https://energia.gob.cl/sites/default/files/estrategia_nacional_de_hidrogeno_verde_-_chile.pdf (Abruf vom 07.06.2021)

⁵⁰ *Energía Abierta* (2019): *Generación Bruta en Sistemas Medianos*, unter: <http://datos.energiaabierta.cl/dataviews/241243/generacion-bruta-en-sistemas-medianos/> (Abruf vom 18.06.2021).

⁵¹ *Revista Electricidad* (2017): *El futuro de los sistemas eléctricos medianos*, unter: <https://www.revistaei.cl/reportajes/futuro-los-sistemas-electricos-medianos/> (Abruf vom 18.06.2021).

Cochamó ist ein Dorf in der südlichen Region Los Lagos und hatte im Jahr 2017 insgesamt 4.023 Einwohner, die auf 2.240 Haushalte verteilt waren.⁵² Das Stromnetz von Cochamó wird von vier Dieselgeneratoren mit dreimal 800 kW und einmal 600 kW Leistung gespeist. Außerdem verfügt das Netz über ein kleines Wasserkraftwerk mit 680 kW Leistung.⁵³

Horniporén befindet sich ebenfalls in der Region Los Lagos und ist der Verwaltungsort der Kommune Hualaihué. Die Kommune hatte im Jahr 2017 insgesamt 8.944 Einwohner in 4.439 Haushalten. Das Stromnetz verfügt über fünf Dieselgeneratoren, die jeweils 750 kW Erzeugungskapazität aufweisen. Außerdem verfügt das Netz über ein Wasserkraftwerk mit 765 kW Kapazität.⁵⁴

Die südlich von der Region Los Lagos gelegene Region Aysén, verfügt über drei eigene Stromnetze, die die gesamte Region versorgen. Das mittelgroße Stromnetz Aysén verfügt über insgesamt 19 Dieselgeneratoren mit einer Nettostromerzeugungskapazität von 28,125 MW verfügen. Das Netz weist außerdem sechs Laufwasserkraftwerke mit insgesamt 20,6 MW Netto-Erzeugungskapazität und vier Windkraftanlagen mit zweimal 900 kW und zweimal 660 kW (also zusammen 3,12 MW) Stromerzeugungskapazität auf (siehe auch Kapitel 4.4.1).⁵⁵

Das zweite System in der Region Aysén ist das mittelgroße Netz Palena, das sich größtenteils in der gleichnamigen Provinz in der Region Los Lagos befindet. Das Netz Palena deckt die Stromversorgung in den Kommunen Palena und Futaleufú in derselben Region und in den Kommunen Cisnes und Lago Verde in der Region Aysén ab. Zusammen hatten die drei Kommunen im Jahr 2017 insgesamt 8.371 Einwohner in 4.548 Haushalten.⁵⁶ Das System Palena hat 17 Dieselgeneratoren mit insgesamt 5,54 MW Stromerzeugungskapazität und vier kleine Wasserkraftanlagen mit je 350 kW (also zusammen 1,4 MW) Erzeugungskapazität.⁵⁷

Das dritte System in der Region Aysén ist das mittelgroße Stromnetz General Carrera, benannt nach dem gleichnamigen See in den Kommunen Chile Chico und Rio Ibáñez. Das System umfasst auch die Kommune Cochrane. Zusammen haben diese drei Kommunen 11.021 Einwohner in 6.186 Haushalten.⁵⁸ Das System General Carrera umfasst neun Dieselgeneratoren mit einer Netto-Gesamtleistung von 3,396 MW und zwei kleine Laufwasserkraftwerke mit jeweils 320 kW Nettoleistung. Insgesamt stehen also 4,036 MW Erzeugungskapazität zur Verfügung.⁵⁹

Die Region Aysén besitzt ein großes Potenzial für Windenergie und hat sich zum Ziel gesetzt, diese bis zum Jahr 2035 auszubauen, um eine Erzeugungskapazität zu haben, die weniger Emissionen ausstoßen. Das Potenzial für Installationen von Windkraftanlagen mit einem Nutzungsgrad von mindestens 40% wird auf insgesamt 2.234 MW

⁵² Instituto Nacional de Estadística (2017): Resultados CENSO 2017, unter: <http://resultados.censo2017.cl/Region?R=R10> (Abruf vom 21.06.2021).

⁵³ Comisión Nacional de Energía (2020): Estadísticas, unter: <https://www.cne.cl/normativas/electrica/consulta-publica/electricidad/> (Abruf vom 21.06.2021).

⁵⁴ Comisión Nacional de Energía (2020): Estadísticas, unter: <https://www.cne.cl/normativas/electrica/consulta-publica/electricidad/> (Abruf vom 21.06.2021).

⁵⁵ Comisión Nacional de Energía (2020): Estadísticas, unter: <https://www.cne.cl/normativas/electrica/consulta-publica/electricidad/> (Abruf vom 21.06.2021).

⁵⁶ Instituto Nacional de Estadística (2017): Resultados CENSO 2017, unter: <http://resultados.censo2017.cl/Region?R=R10> (Abruf vom 21.06.2021).

⁵⁷ Comisión Nacional de Energía (2020): Estadísticas, unter: <https://www.cne.cl/normativas/electrica/consulta-publica/electricidad/> (Abruf vom 21.06.2021).

⁵⁸ Instituto Nacional de Estadística (2017): Resultados CENSO 2017, unter: <http://resultados.censo2017.cl/Region?R=R10> (Abruf vom 21.06.2021).

⁵⁹ Comisión Nacional de Energía (2020): Estadísticas, unter: <https://www.cne.cl/normativas/electrica/consulta-publica/electricidad/> (Abruf vom 21.06.2021).

beifiziert. Für Standorte mit einem möglichen Nutzungsgrad kommen noch einmal 5.661 MW hinzu. Auch für kleine Wasserkraftwerke wird ein theoretisches Potenzial von 5.967 MW außerhalb von Nationalparks gesehen. Für die Stromerzeugung aus Biomasse wird durch die großen Waldvorkommen in der Region ein Potenzial von 764,6 MW beziffert und das theoretische Potenzial für Wellenkraftwerke im Meer bei 22 MW gesehen.⁶⁰ Bis 2050 will die Region ihren Energiebedarf aus Quellen mit niedrigen Emissionen decken.⁶¹

In der südlichsten chilenischen Region Magallanes befinden sich vier mittlere Netze, und zwar die Netze in den Städten Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir und Puerto Williams. Das Netz in Punta Arenas umfasst die Kommune Punta Arenas mit 131.592 Einwohnern in 50.501 Haushalten.⁶² Das Netz besitzt drei Dieselgeneratoren mit einmal 3,78 MW und zweimal 1,314 MW Netto-Erzeugungskapazität sowie fünf Gasturbinen und einen erdgasbetriebenen Motor mit insgesamt 78,278 MW Kapazität. Außerdem sind im Moment drei Windkraftträder mit je 850 kW Leistung vorhanden. Die gesamte Stromerzeugungskapazität beläuft sich somit auf 83,456 MW.⁶³

Das Netz in Puerto Natales umfasst nur die gleichnamige Kommune mit 21.477 Einwohnern in 9.369 Haushalten.⁶⁴ Als Stromerzeugungskapazität stehen fünf Dieselgeneratoren mit insgesamt 4,239 MW Kapazität und zwei Gasturbinen sowie vier erdgasbetriebene Motoren mit insgesamt 9,27 MW zur Verfügung.⁶⁵

In der Kommune Porvenir, die 6.801 Einwohner in 3.187 Haushalten umfasst⁶⁶, stehen für die Stromerzeugung vier Dieselgeneratoren mit insgesamt 3,06 MW Kapazität und fünf mit Erdgas betriebene Generatoren mit insgesamt 4,986 MW Kapazität zur Verfügung.⁶⁷

Das letzte mittelgroße Stromnetz befindet sich in Puerto Williams in der Kommune Cabo de Hornos, ganz im Süden von Magallanes. Die Kommune hat 2.063 Einwohner in 762 Haushalten.⁶⁸ Für die Stromerzeugung stehen ausschließlich fünf Dieselgeneratoren mit insgesamt 2,3832 MW zur Verfügung.⁶⁹ Im Jahr 2020 wurde darüber

⁶⁰ Ministerio de Energía (2018): Energía 2050 – Política Energética Región de Aysén del General Carlos Ibáñez del Campo, S. 45-47, unter: <https://mma.gob.cl/wp-content/uploads/2019/05/politica-energetica-aysen-2050.pdf> (Abruf vom 22.07.2021).

⁶¹ Ministerio de Energía (2018): Energía 2050 – Política Energética Región de Aysén del General Carlos Ibáñez del Campo, S. 69, unter: <https://mma.gob.cl/wp-content/uploads/2019/05/politica-energetica-aysen-2050.pdf> (Abruf vom 22.07.2021).

⁶² Instituto Nacional de Estadística (2017): Resultados CENSO 2017, unter: <http://resultados.censo2017.cl/Region?R=R12> (Abruf vom 21.06.2021).

⁶³ Comisión Nacional de Energía (2020): Estadísticas, unter: <https://www.cne.cl/normativas/electrica/consulta-publica/electricidad/> (Abruf vom 21.06.2021).

⁶⁴ Instituto Nacional de Estadística (2017): Resultados CENSO 2017, unter: <http://resultados.censo2017.cl/Region?R=R12> (Abruf vom 21.06.2021).

⁶⁵ Comisión Nacional de Energía (2020): Estadísticas, unter: <https://www.cne.cl/normativas/electrica/consulta-publica/electricidad/> (Abruf vom 21.06.2021).

⁶⁶ Instituto Nacional de Estadística (2017): Resultados CENSO 2017, unter: <http://resultados.censo2017.cl/Region?R=R12> (Abruf vom 21.06.2021).

⁶⁷ Comisión Nacional de Energía (2020): Estadísticas, unter: <https://www.cne.cl/normativas/electrica/consulta-publica/electricidad/> (Abruf vom 21.06.2021).

⁶⁸ Instituto Nacional de Estadística (2017): Resultados CENSO 2017, unter: <http://resultados.censo2017.cl/Region?R=R12> (Abruf vom 21.06.2021).

⁶⁹ Comisión Nacional de Energía (2020): Estadísticas, unter: <https://www.cne.cl/normativas/electrica/consulta-publica/electricidad/> (Abruf vom 21.06.2021).

hinaus beschlossen, das örtliche öffentliche Krankenhaus mit einem Solardach mit einer Kapazität von 55 kW auszustatten.⁷⁰

Generell besteht in der Region Magallanes ein sehr hohes Potenzial für Windenergie. Laut dem chilenischen Energieministerium könnte in der Region siebenmal so viel Elektrizität aus Windkraft erzeugt werden, als aktuell im gesamten Land an Strom erzeugt wird. Die theoretisch mögliche Kapazität wird auf 126 GW beziffert. Mit dieser Energie könnten außerdem theoretisch 10 Mio. Tonnen grünen Wasserstoffs pro Jahr erzeugt werden.⁷¹

Konkret plant die Region, dass bis zum Jahr 2030 insgesamt 30% der Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen kommen sollen. Für kleine Netze und isolierte Systeme sollen bis zum Jahr 2030 insgesamt 100% aus erneuerbaren Quellen kommen.⁷²

3.3. Kleine Netze und Inselnetze

Als kleine oder isolierte Stromnetze werden in Chile Netze mit einer Erzeugungskapazität von unter 1.500 kW bezeichnet. In Chile gab es im Mai 2019 insgesamt 129 kleine Stromnetze, von denen 57 Netze durchgehend funktionieren und 72 Netze keine 24-stündige Versorgung bieten. Insgesamt sind an diese kleinen Stromnetze 15.708 Haushalte angeschlossen. Betrieben werden die Netze von privaten Unternehmen, Kooperativen oder kommunalen Unternehmen.⁷³ Das chilenische Energieministerium hat im Jahr 2019 eine Erhebung durchgeführt, um die Zahl der Haushalte in kleinen Netzen, Inselnetzen und ohne ausreichende Stromversorgung zu ermitteln.⁷⁴ Hier besteht also theoretisch ein hohes Potenzial für Brennstoffzellenlösungen, gerade auch durch die hohe Anzahl von über 2.800 Haushalten mit teilweiser Versorgung. Im Detail wäre aber hier noch Forschungsbedarf, in welchen konkreten Fällen und an welchen Orten solche Lösungen schon jetzt praktikabel sind.

⁷⁰ Electricidad (2020): Puerto Williams tendrá el primer hospital de la Patagonia con techo fotovoltaico, unter: <https://www.revistaei.cl/2020/10/29/puerto-williams-tendra-el-primero-hospital-de-la-patagonia-con-techo-fotovoltaico/> (Abruf vom 22.06.2021).

⁷¹ Ministerio de Energía (2021): SEGÚN ESTUDIO DEL MINISTERIO DE ENERGÍA: Región de Magallanes podría llegar a producir el 13% hidrógeno verde del mundo con energía eólica, unter: <https://energia.gob.cl/noticias/nacional/segun-estudio-del-ministerio-de-energia-region-de-magallanes-podria-llegar-producir-el-13-hidrogeno-verde-del-mundo-con-energia-eolica> (Abruf vom 20.07.2021).

⁷² Ministerio den Energía (2017): Energía 2050 – Política energética Magallanes y Antártica Chilena, S. 47, unter: <https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/energia-magallanes-2050.pdf> (Abruf vom 21.07.2021).

⁷³ Ministerio de Energía (2019): Mapa de Vulnerabilidad Energética, S. 17, unter: https://energia.gob.cl/sites/default/files/documento_de_metodologia_y_resultados_0.pdf (Abruf vom 14.07.2021).

⁷⁴ Ministerio de Energía (2019): Mapa de Vulnerabilidad Energética, S. 15,0 unter: https://energia.gob.cl/sites/default/files/documento_de_metodologia_y_95resultados_0.pdf (Abruf vom 14.07.2021).

Tabelle 1: Anzahl Haushalte pro Region in kleinen Stromnetzen nach Versorgung⁷⁵

Region	Teilweise Versorgung	Durchgehende Versorgung	Gesamt
Arica y Parinacota	182	13	195
Tarapacá	1.224	33	1.257
Antofagasta	376	2.908	3.284
Atacama	0	5	5
Coquimbo	21	0	21
Valparaíso	0	2.930	2.930
Metropolitana de Santiago	0	0	0
O'Higgins	0	0	0
Ñuble	0	0	0
Maule	0	14	14
Biobío	0	739	739
La Araucanía	0	0	0
Los Ríos	0	0	0
Los Lagos	676	3.128	3.804
Aysén	226	2.809	3.035
Magallanes	148	276	424
Gesamt	2.853	12.855	15.708

Außerdem sind in Chile eine große Anzahl an selbstversorgenden Stromverbrauchern vorhanden, die an kein Stromnetz angeschlossen sind. Bis zu einer installierten Stromerzeugungskapazität von weniger als 65 kWh pro Monat werden diese Systeme als eine teilweise Versorgung klassifiziert. Ab 65 kWh gelten die Systeme als permanente Versorgung. Insgesamt gibt es in Chile 2.496 selbstversorgende Systeme, von denen 89% eine teilweise Versorgung bieten.⁷⁶

Tabelle 2: Anzahl Haushalte mit selbstversorgenden Elektrizitätssystemen nach Versorgung⁷⁷

Region	Teilweise Versorgung	Durchgehende Versorgung	Gesamt
Arica y Parinacota	0	0	0
Tarapacá	76	0	76
Antofagasta	0	0	0
Atacama	95	0	95
Coquimbo	1.739	0	1.739
Valparaíso	4	0	4
Metropolitana de Santiago	0	0	0
O'Higgins	4	0	4
Ñuble	0	0	0
Maule	0	0	0

⁷⁵ Ministerio de Energía (2019): Mapa de Vulnerabilidad Energética, S. 15, unter:

https://energia.gob.cl/sites/default/files/documento_de_metodologia_y_resultados_0.pdf (Abruf vom 14.07.2021).

⁷⁶ Ministerio de Energía (2019): Mapa de Vulnerabilidad Energética, S. 8 und S. 15, unter:

https://energia.gob.cl/sites/default/files/documento_de_metodologia_y_resultados_0.pdf (Abruf vom 14.07.2021).

⁷⁷ Ministerio de Energía (2019): Mapa de Vulnerabilidad Energética, S. 15, unter:

https://energia.gob.cl/sites/default/files/documento_de_metodologia_y_resultados_0.pdf (Abruf vom 14.07.2021).

Biobío	0	103	103
La Araucanía	0	0	0
Los Ríos	0	114	114
Los Lagos	10	37	47
Aysén	305	9	314
Magallanes	0	0	0
Gesamt	2.233	263	2.496

Des Weiteren verfügen 24.556 der Haushalte in Chile über gar keine Stromversorgung, was insgesamt 0,4% der Haushalte ausmacht. Von den 24.556 Haushalten gibt es bei insgesamt 6.637 ein Projekt zur Elektrifizierung im Bau oder in Planung.⁷⁸

Tabelle 3: Anzahl Haushalte mit selbstversorgenden Elektrizitätssystemen nach Versorgung⁷⁹

Region	Haushalte ohne Stromversorgung	% der Haushalte der Region	% der ländlichen Haushalte der Region
Arica y Parinacota	873	1,3%	15,2%
Tarapacá	384	0,4%	8,2%
Antofagasta	1.016	0,6%	21,8%
Atacama	1.687	1,8%	16,6%
Coquimbo	3.181	1,3%	6,3%
Valparaíso	735	0,1%	1,3%
Metropolitana de Santiago	814	0,0%	1,0%
O'Higgins	147	0,0%	0,2%
Maule	920	0,3%	0,9%
Ñuble	394	0,2%	0,7%
Biobío	2.901	0,6%	4,7%
La Araucanía	3.225	1,0%	3,3%
Los Ríos	1.819	1,4%	4,6%
Los Lagos	4.383	1,5%	5,4%
Aysén	1.058	2,7%	11,8%
Magallanes	1.019	1,8%	26,8%
Gesamt	24.556		

Die aktuelle Regierung verfolgt mit der Initiative „Ruta de la luz“ (Lichtstrasse) das Ziel, die Zahl der Haushalte mit unzureichender oder nicht vorhandener Stromversorgung zu reduzieren. Es sollen pro Jahr 2.500 Haushalte versorgt werden, dafür werden 17,5 Mrd. CLP (ca. 20 Mio. Euro) bereitgestellt.⁸⁰

Im Anhang findet sich ein komplettes Kataster der 129 kleinen Stromnetze in Chile.

⁷⁸ Ministerio de Energía (2019): Mapa de Vulnerabilidad Energética, S. 13, unter: https://energia.gob.cl/sites/default/files/documento_de_metodologia_y_resultados_0.pdf (Abruf vom 14.07.2021).

⁷⁹ Ministerio de Energía (2019): Mapa de Vulnerabilidad Energética, S. 13, unter: https://energia.gob.cl/sites/default/files/documento_de_metodologia_y_resultados_0.pdf (Abruf vom 14.07.2021).

⁸⁰ Gobierno de Chile (2019): Presidente presenta “Ruta de la Luz” para llevar electricidad a familias sin energía: “Trae una nueva vida a tantos chilenos”, unter: <https://prensa.presidencia.cl/comunicado.aspx?id=96284> (Abruf vom 22.06.2021)

3.4. Netzferne Stromversorgung

Die am weitesten verbreiteten Alternativen zur autonomen Energieversorgung in Chile sind Dieselgeneratoren aufgrund der niedrigen Kosten. Im Einzelfall werden auch Gasgeneratoren eingesetzt. Backupsysteme wie Batterien und UPS (uninterruptable power supply) sowie Notstromversorgung EPS (emergency power supply) werden häufig bei kritischen Infrastrukturen angewendet. Im Folgenden werden die Generatortypen und Hauptanwendungsfälle in Chile beschrieben, hier wurde auch seitens der Interviewpartner nicht zwischen UPS und EPS unterschieden.

Im Allgemeinen besteht Nachfrage nach Lösungen zur netzfernen Stromversorgung im Industriesektor seitens der Lachsfarmen, Sägewerke und Supermärkte. Angewendet werden die Generatoren generell als Backup und für die Selbstversorgung, zum Beispiel für Stromausfällen (Notversorgung) oder im Fall von Supermärkten für die Versorgung der gesamten Anlage oder zumindest für die Kühlregale. Lachsfarmen haben eine hohe Nachfrage für die Pontons, die 24 Stunden funktionieren müssen. In der Landwirtschaft werden die Generatoren hauptsächlich während der Saison von September bis März zur Betreuung der Bewässerungspumpen eingesetzt, um Lastspitzen und hohe Kosten zu vermeiden. Am häufigsten werden Backupsysteme bei kritischen Infrastrukturen wie Krankenhäusern, Verkehr, Laboren, Lebensmittelindustrie, Bergbau, Polizei, Mobilfunkmasten, Grenzen und Rechenzentren eingesetzt.⁸¹

In den meisten Fällen kommen Dieselgeneratoren zum Einsatz, jedoch gibt es nun auch bestimmte Anwendungen bei denen Gasgeneratoren benutzt werden. Die Anwendung dieser Lösung ist hauptsächlich bei der Lachsindustrie zu finden. Im Gegensatz zu Gasgeneratoren haben Dieselgeneratoren den Vorteil, das Pontonwasser nicht zu verschmutzen und führen dadurch zu weniger Fischverlust. Hier wäre natürlich auch ein zusätzlicher Nutzen der Anwendung von Brennstoffzellen zu sehen. Trotz staatlicher Förderung vom Gas in ganz Chile und besonders in Punta Arenas ist die Anwendung von Gasgeneratoren und daher auch der Gasmarkt aus technologischen Gründen in Chile sehr begrenzt.

Der Einsatz von Batterien in Verbindung mit Solaranlagen findet bisher überwiegend als Off-Grid-Lösung (Inselssysteme) Anwendung, zum Ersatz von Dieselgeneratoren in abgelegenen Gebieten. Fotovoltaiklösungen in Kombination mit Speichertechnologien, z.B. in Form von Heimbatterien, sind bisher kaum anzutreffen, was an den aktuell noch hohen Preisen für Heimbatterien liegen dürfte, welche die Amortisationszeiten bei typischen Installationen zurzeit noch verdoppeln. Trotzdem besteht Interesse an dieser Anwendung z.B. in der Landwirtschaft.

Jährlich werden zwischen 5.000 und 6.000 Dieselgeneratoren mit einer Leistung von 10KW bis 3.000KW nach Chile importiert. Im Jahr 2020 wurden jedoch durch die Unsicherheiten während der Pandemie ca. 40% weniger Dieselgeneratoren importiert als noch 2019.⁸² In der Landwirtschaft deckt ein Dieselgenerator mit einer Leistung von 100 kVA ca. 50 Hektar ab und kostet der verbrauchte Diesel verursacht Kosten von etwa 15.000.000 CLP und in der Hochsaison (Dezember bis März) bis zu 2.800.000 CLP (3.675 USD) im Monat, pro Jahr insgesamt 12.700.000 CLP (16.660 USD).⁸³ Lieferanten wie das Unternehmen Lureye bieten die Möglichkeit an, Generatoren zu mieten oder zu kaufen und sorgen selber für die Wartung. Aus diesem Grund werden diese Lieferanten bevorzugt. Um die Stromerzeugung mit Dieselgeneratoren durch erneuerbare Energien zu ersetzen, hat das Landwirtschaftsministerium für die Region von Magallanes einen Wettbewerb ausgeschrieben in dessen Rahmen 66 Projekte (vorwiegend Fotovoltaik mit Batteriesystemen, aber auch solare Pumpen und andere Systeme zur

⁸¹ Laut Interview mit Experten Pablo Carrera Ingenieur im Unternehmen Kolff, am 02.08.21

⁸² Laut Interview mit Experten Oscar Barahona stellvertretender Vertriebs- und Projektleiter vom Unternehmen Cummins, am 24.06.21

⁸³ Laut Interview mit Experten Rodrigo Ariztía, am 28.06.21

Energieerzeugung) gefördert wurden, um die zum Teil weit von den Stromnetzen entfernten landwirtschaftlichen Betriebe mit sauberem Strom zu versorgen.

Im Vergleich zu dem Markt für Dieselgeneratoren mit 40 unterschiedlichen Modellen, gibt es in Chile nur 5 Gasgeneratoren. Es gibt einige Gasprojekte wie das Gaskraftwerk in Teno (das erste Gaskraftwerk in Chile), das sich seit 2018 in der Region Maule befindet und 43 MW in das SEN einspeist. Die Gruppe Innovación Energía S.A. hat zwei weitere Projekte für Gaskraftwerke in Coquimbo und Atacama, die 30 MW und 40 MW jeweils in das SEN einspeisen werden. Außerdem sind weitere Off-Grid-Gaskraftwerke in Puerto Montt und Puerto Natales mit einer Leistung von 20 MW und 3 MW geplant. Ein weiteres Projekt ist die Gasanlage in Mejillones mit einer Leistung von 4,5 MW.

In Chile existieren bereits einige Lösungen zur Backup-Energieversorgung mit erneuerbaren Energien: die Krankenhäuser *San José del Carmen* in Copiapó oder *Hospital Provincial de Huasco "Monseñor Fernando Ariztía"* verfügen über Solaranlagen mit 200 Solarmodulen, einer Leistung von 50 kW mit denen 75 kWh Strom erzeugt werden. Diese wurden vom chilenischen Energieministerium gefördert. Das Krankenhaus *Hospital de Chañaral "Dr. Jerónimo Méndez"* konnte auch dank dieser Förderung eine solarthermische Anlage für die Selbstversorgung mit Warmwasser installieren. Die Infrastruktur hat ein Speichervolumen von 2.000 Litern und 24 Quadratmetern Solarkollektoren.⁸⁴

Aktuell gibt es drei Unternehmen, die bereits eine Energieselbstversorgung haben: die Séché Group Chile, die Bimbo-Gruppe und Nutrabien. Seché Group hat seit 2019 eine Fotovoltaikanlage, die 100% des Tagesbetriebs ihrer Gebäude in der Region Antofagasta versorgt. Der Stromkonsum beträgt 38,4 kWh pro Tag. Die Bimbo-Gruppe verfügt seit April 2021 über eine Fotovoltaikanlage und deckt mit dieser zusammen mit einem PPA 100% des Strombedarfs des Unternehmens mit erneuerbaren Energien. Die Solarmodule haben eine Leistung von 2,2 MWp, und erzeugen ca. 3 GWh pro Jahr. Die Anlagen von Nutrabien in Talagante erzeugen 0,25 GWh pro Jahr.⁸⁵

Der Batteriemarkt in Chile ist aus Kostengründen bis zum jetzigen Zeitpunkt nicht signifikant gewachsen. Allerdings wird bei den aktuell sinkenden Preisen für Batterien erwartet, dass sich dieser Markt auch in Chile in den nächsten Jahren entwickelt. Bisher fehlt es jedoch noch an gesetzlichen Regelungen zum Einsatz von Heimbatterien. Diese sind insbesondere für die Standardisierung, Sicherheit und Marktförderung von Relevanz. Im Zusammenhang mit den Inselformen sind zudem Batterien als Speicher gefragt. Unternehmen, die effiziente Lösungen im Bereich solarthermische Anlagen (inkl. Speichersysteme) sowohl für den gewerblichen als auch für den industriellen Bereich anbieten, werden in Chile in den kommenden Jahren den entsprechenden Absatzmarkt vorfinden.

Die meistverkaufte UPS-Technologie ist die Online-Doppelwandlung und die meistverkauften Batterietypen sind Blei-Säure-Batterien des Typs VLA und VRLA-Batterien des Typs AGM und GEL. In kleineren Mengen werden auch Nickel-Cadmium-Batterien (Ni-Cd) verkauft. Lithium gewinnt im Bereich der Energiesicherung immer mehr an Bedeutung, da sie unter anderem eine höhere Energiedichte pro Quadratmeter aufweist. Trotzdem bleibt es im Vergleich zu den Blei-Säure-Alternativen immer noch teurer.⁸⁶

⁸⁴ Guía Chile Energía (2020): Nuevos generadores se suman a los respaldos eléctricos de los Hospitales de Atacama, unter: <https://www.guiachileenergia.cl/nuevos-generadores-se-suman-a-los-respaldos-electricos-de-los-hospitales-de-atacama/> (Abruf vom 05.06.2021)

⁸⁵ PV Magazine (2021): Ideal, parte de Bimbo en Chile, ya funciona al 100% con renovables, unter: <https://www.pv-magazine-latam.com/2021/05/11/ideal-parte-de-bimbo-en-chile-ya-funciona-al-100-con-renovables/> (Abruf vom 10.06.2021)

⁸⁶ Laut Interview mit Experten Pablo Carrera Ingenieur im Unternehmen Kolff, am 02.08.21

Die chilenische Wasserstoffstrategie sieht eine Evaluierung und Forschung von Alternativen für die Stromerzeugung und -speicherung mit grünem Wasserstoff in Systemen vor, die nicht an das nationale Stromnetz angeschlossen sind. Der Fokus liegt darauf, regulatorische und weitere Marktbarrieren für die Einbeziehung von grünen Wasserstofflösungen in die Planung und den Ausbau von mittelgroßen Stromsystemen abzubauen.⁸⁷ Es besteht Potenzial für den Ersatz durch Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologien bei der kritischen Infrastruktur, die bisher auf Backup-Dieselgeneratoren angewiesen ist, und insbesondere für Rechenzentren nach dem Beispiel von Microsoft in den USA. Auch als Lösung für Inselnetze sind Brennstoffzellen in Kombination mit Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen in einigen Fällen eine sinnvolle Lösung als Alternative zur Stromerzeugung mit Diesel. Hierzu gibt es in der Wasserstoffstrategie aber keine konkreten Ziele.

4. Anwendungsfälle Wasserstoff in der Stromversorgung mit technisch-ökonomische Analyse

Um das Marktpotenzial von Wasserstoff als Speicher für elektrische Energiesysteme in Chile zu bestimmen, wurde eine Machbarkeitsstudie beauftragt. Diese Studie wurde vom Reiner Lemoine Institut⁸⁸, einem nicht-universitären Forschungsinstitut, welches sich mit der Integration von erneuerbaren Energien in Energiesysteme beschäftigt, durchgeführt.

Im Zentrum dieser Machbarkeitsstudie stehen drei Anwendungsfälle, die symbolisch für verschiedene Einsatzgebiete von Wasserstoff als Speicher in elektrischen Energiesystemen stehen sollen. Sie wurden so gewählt, dass sie verschiedene Ausgangsbedingungen darstellen. Mit Melinka wird ein Inselnetz, das unabhängig vom Festland operiert, untersucht. Die Region Aysén steht für ein mittelgroßes Stromnetz, welches bereits anteilig aus erneuerbaren Quellen versorgt wird. Der spezielle Fall des Unternehmens Multiexport zeigt einen Anwendungsfall in der Lachsindustrie. Während für Melinka und Aysén bereits heute ein Potenzial vorliegt, Wasserstoff als Speicher zu nutzen, insbesondere bei zukünftigen zu erwartenden Kostensenkungen, ist im Falle von Multiexport durch den geringen Dieselpreis Wasserstoff momentan als Stromspeicher keine wirtschaftliche Option, insbesondere, da es in Chile zurzeit keine konkreten Pläne für eine CO₂-Bepreisung von Diesel vorliegen. Eine Doppelnutzung des Elektrolyseurs sowohl zur Bereitstellung von Wasserstoff als auch zu Bereitstellung von Sauerstoff könnte in diesem Fall ein vielversprechender Weg sein, der weiter untersucht werden sollte. Andere Nutzungsformen wären Wärmeauskopplung oder Verknüpfung mit dem Transportsektor. Diese zusätzlichen Nutzungsformen wurden im Rahmen dieser Studie aber nicht weiter untersucht. Für alle untersuchten Fälle steigt die Wirtschaftlichkeit, wenn Dieselpreis teurer wird, sei es durch steigende Weltmarktpreise oder durch eine CO₂ Bepreisung. Auch eine gesteigerte Ambition hinsichtlich CO₂ Einsparung kann zu einer schnelleren Nutzung von Wasserstoff zur Erhöhung des Erneuerbaren Energien Anteils führen.

Im Folgenden wird zunächst das genutzte Simulationsmodell, der Multi-Vector Simulator (MVS), vorgestellt. Darauf werden die wirtschaftlichen Annahmen und die Eingangsparameter der Simulation zusammengefasst. Im Anschluss

⁸⁷ Gobierno de Chile (2020): Estrategia nacional de hidrógeno verde, unter: https://energia.gob.cl/sites/default/files/estrategia_nacional_de_hidrogeno_verde_-_chile.pdf (Abruf vom 07.06.2021)

⁸⁸ Reiner Lemoine Institut gGmbH (2021): Reiner Lemoine Institut – Forschung für Erneuerbare Energien, unter: <https://reiner-lemoine-institut.de/> (Abruf vom 10.08.2021).

werden nacheinander die Anwendungsfälle Melinka, Aysén, und Multiexport vorgestellt. Abschließend werden die Handlungsempfehlungen zusammengefasst.

4.1. Einführung zum Simulationsmodell

Der Multi Vector Simulator (MVS)⁸⁹ ist ein Simulationstool, welches im Rahmen des H2020-Forschungsprojektes E-LAND⁹⁰ entwickelt wurde, um Energiesysteme mit mehreren Vektoren, also sektorgekoppelte Systeme, zu simulieren und zu optimieren. Dabei wird eine techno-ökonomische Optimierung durchgeführt, welche die jährlichen Kosten zur Energiebereitstellung minimiert. Das MVS führt dafür sowohl eine Langzeit-Investitionsplanung als auch eine Langzeit- Betriebsplanung durch und wertet anschließend den ermittelten optimalen Betrieb aus. Die Simulation resultiert sowohl in den optimalen Kapazitäten des Energiesystems sowie dem Einsatz der einzelnen Komponenten, als auch einer Berechnung der technischen und ökonomischen Betriebskennzahlen. Da es sich bei dem MVS um ein Simulationstool handelt, welches auf Vereinfachungen der Komponentenmodelle basiert, sollten die Ergebnisse als Machbarkeitsstudie aber nicht als technische Auslegung des Systems verstanden werden.

4.1.1. Features des Multi-Vector-Simulators

Das MVS ist so gestaltet, dass es möglich ist das zu untersuchende Energiesystem hochgradig flexibel zu gestalten. Dabei kann eine beliebige Anzahl von Komponenten, zum Beispiel Fotovoltaik, Wind, Batterien, Generatoren und Transformatoren, genutzt werden. Diese Komponenten sind über simulierte Leitungen miteinander verbunden. Eine Vielzahl von Energievektoren, also Strom, Wärme, Diesel, und auch Wasserstoff, können modelliert werden. Durch diese Eigenschaften kann das MVS sektorgekoppelte Systeme simulieren und optimieren. In dieser Machbarkeitsstudie waren nur Strom, Diesel und Wasserstoff relevant.

Im MVS können mehrere Lastprofile auf den verschiedenen simulierten Leitungen mit einbezogen werden. Es werden sowohl die Kosten durch Netzbezug als auch die Gewinne durch Einspeisung berücksichtigt.

Bei der Optimierung führt das MVS eine techno-ökonomische Optimierung durch, die in den minimalen jährlichen Kosten zur Energiebereitstellung resultiert. Es ist aber auch möglich zusätzliche Bedingungen an das Optimierungsergebnis zu stellen: dies kann durch die Forderung eines minimalen erneuerbaren Anteils an der Stromerzeugung, einer minimalen Autonomie, eines maximalen Emissionslimits und einer Net-Zero Versorgung stattfinden. Für die vorliegende Machbarkeitsstudie waren keine zusätzlichen Bedingungen nötig.

Ein weiterer Detailgrad kann hinzugefügt werden, indem spezielle Parameter wie zum Beispiel der Strompreis, der Feed-In Tariff oder der Effizienzen als zeitabhängig definiert werden. Der maximal genutzte Netzleistung in kW kann zusätzlich bepreist werden, indem ein Preis pro Leistung und ein Bezugszeitraum definiert wird. Die Simulationsergebnisse werden als Excel-Dateien ausgegeben, und zusätzlich ein kurzer PDF-Bericht erstellt.

4.1.2. Input/Output Transformation

Die Funktionsweise des MVS soll im Folgenden erläutert werden. Sie ist mit dem Flussbild in Abbildung 11 als Input/Output Transformation visualisiert.

⁸⁹ Hoffmann, Martha M., Duc, Pierre-Francois, Haas, Sabine, & Dunks, Ciara (2021): Multi-Vector Simulator (Version v1.0.0). Zenodo., unter: <http://doi.org/10.5281/zenodo.4883683> (Abruf vom 10.08.2021).

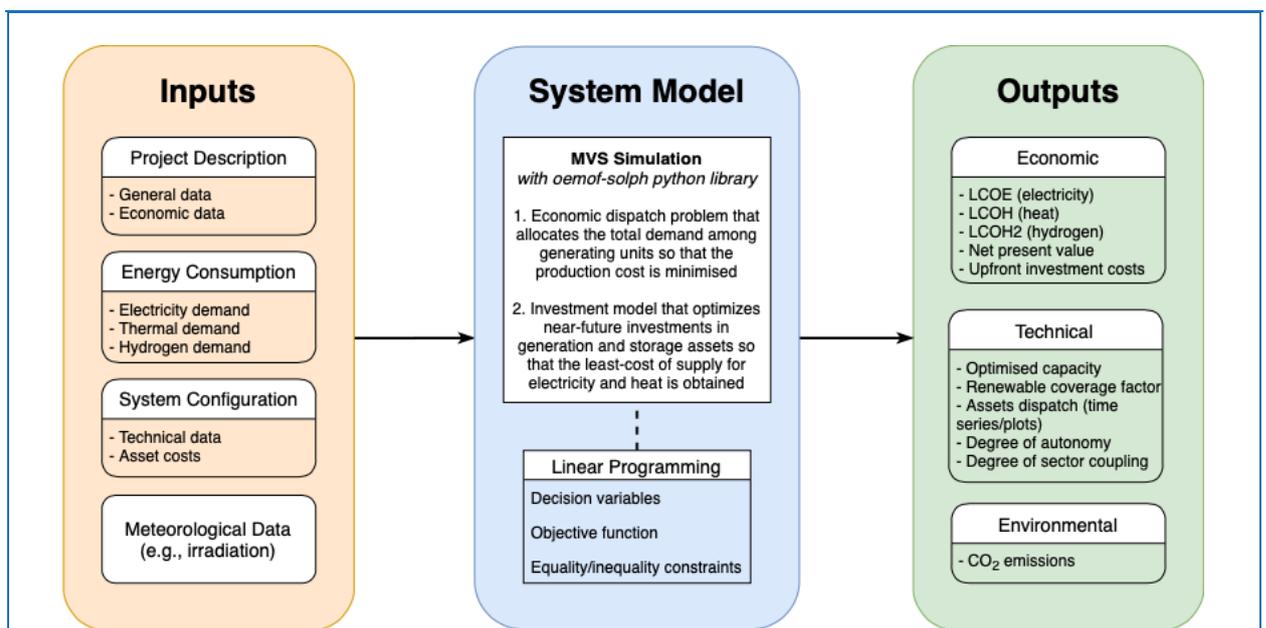
⁹⁰ E-LAND (2021): *E-LAND Horizon 2020. Novel solutions for decarbonised energy islands*, unter: <https://elandh2020.eu/> (Abruf vom 10.08.2021).

Um das MVS auf einen Anwendungsfall anwenden zu können, sind einige Eingangsparameter nötig. Dazu gehören allgemeine Angaben zum Projekt und den wirtschaftlichen Rahmenbedingungen, stündliche Lastprofile, die Anordnung der Komponenten und ihrer Verbindungen, die technischen Daten sowie Kosten der Komponenten und die spezifischen stündlichen Produktionsprofile der erneuerbaren Quellen.

Mit diesen Angaben kann das MVS ein Energiesystemmodell erstellen. Dabei greift es auf die open-source Python Bibliothek oemof (open energy modelling framework)⁹¹ und speziell oemof-solph⁹² zurück. Das Modell beinhaltet ein Optimierungsproblem, das zur gleichen Zeit Investitionen und Betrieb beinhaltet. Zielfunktion ist, die jährlichen Kosten zu Bereitstellung des nachgefragten Verbrauchs zu minimieren. Dazu wurde bereits in der Datenvorverarbeitung die Annuitätenmethode (siehe Abschnitt 4.1.4) angewandt. Die Entscheidungsvariablen bestehen sowohl aus den potentiell zu installierenden Kapazitäten, als auch der stündliche Betrieb der regelbaren Komponenten.

Nach der Optimierung stehen die optimalen Investitionskapazitäten der berücksichtigten Komponenten fest. Außerdem wurde der kostengünstigste Betrieb, also Einsatz der Komponenten festgelegt. Dadurch ist nun eine Berechnung der techno-ökonomischen Kennzahlen des Energiesystems möglich. Dazu gehören wirtschaftliche Kennzahlen wie die Stromgestehungskosten oder die Investitionskosten, aber auch die technischen Kennzahlen wie der Erneuerbare Anteil, der Autonomiegrad und die CO₂-Emissionen. Für diese Studie wurden die Wärmegestiegungskosten nicht weiter betrachtet.

Abbildung 6: Input/Output Transformation des Multi-Vector Simulator⁹³



⁹¹ Uwe Krien, Simon Hilpert, Cord Kaldemeyer, Stephan Günther, Caroline Möller, Guido Pleßmann, Steffen Peleikis, Clemens Wingenbach, Birgit Schachler, Wolf-Dieter Bunke, Elisa Papadis, Elisa Gaudchau, & Christian Fleischer (2016): *oemof v0.1.1*. Zenodo., unter: <https://doi.org/10.5281/zenodo.276054> (Abruf vom 10.08.2021).

⁹² oemof developer group (2020): *oemof.solph - a model generator for energy systems - v0.4.1 (v0.4.1)*. Zenodo., unter: <https://doi.org/10.5281/zenodo.3906081> (Abruf vom 10.08.2021).

⁹³ Grafik aus Dokumentation von: Hoffmann, Martha M., Duc, Pierre-Francois, Haas, Sabine, & Dunks, Ciara (2021): *Multi-Vector Simulator (Version v1.0.0)*. Zenodo., unter: <http://doi.org/10.5281/zenodo.4883683> (Abruf vom 10.08.2021).

4.1.3. Energievektorgewichtung

Wie bereits beschrieben ist das MVS ein Simulationstool, welches Energiesysteme mit mehreren Vektoren analysieren kann. Dadurch ist es fähig, auch gekoppelte Systeme auszulegen. Die Energievektoren innerhalb des Energiesystems können aber in verschiedenen Einheiten bemessen werden: Strom in kW, Diesel in Liter und Wasserstoff in kgH₂ (Kilogramm Wasserstoff). Um systemweite Betriebskennzahlen zu berechnen, ist eine Methode benötigt, die einen Vergleich und eine Verrechnung der Energievektoren erlaubt.

Aus diesem Grund beinhaltet das MVS eine Energievektorgewichtung. Dabei werden alle Flüsse und Leistungen der verschiedenen Energievektoren auf Strom normiert und in der Einheit von Strom also kW bzw. kWh angegeben. Die anderen Energieträger werden dementsprechend nach ihrem elektrisch nutzbaren Potenzial mit einer Gewichtung verrechnet.

Für Wasserstoff ist diese Gewichtung entsprechend seines unteren Heizwertes 33,3 kWh/kgH₂. Für Diesel ergibt sich ein Faktor von 9,4 kWh/l.

4.1.4. Annuitätenmethode

Mit der Annuitätenmethode wird der Zeitwert des Geldes berücksichtigt. Das MVS berücksichtigt bei der Optimierung immer ein Referenzjahr, und in der Vorverarbeitung der Eingangsdaten wird die spezifische Annuität jeder Komponente berechnet. Diese ergibt sich aus der Projektlaufzeit, den Investitionskosten für eine Einheit, und der Lebensdauer einer Komponente.

4.1.5. Wichtige Kennzahlen des Betriebs

Die wichtigsten vom MVS bereitgestellten Kennzahlen in dieser Machbarkeitsstudie sind die Stromgestehungskosten, der Nettokapitalwert, die CO₂-Emissionen und der erneuerbare Anteil an der Stromerzeugung.

Die Stromgestehungskosten berechnen sich aus der Gesamtkosten des Energiesystems für ein Jahr, also dem Ergebnis der Zielfunktion, der bereitgestellten Last über das gesamte Jahr.

Der Nettokapitalwert berechnet sich aus den Investitionskosten zu Beginn der Projektlaufzeit, nötigen Investitionen im Laufe des Projekts aufgrund von Komponenten, die nach ihrer Lebensdauer ersetzt werden müssen, abzüglich des Restwerts der Komponenten am Projektende, sowie den Betriebskosten über die gesamte Projektlaufzeit und den laufenden Betriebskosten (z.B. für Diesel) abzüglich von Einspeisevergütungen.

Die jährlichen CO₂-Emissionen berechnen sich aus, in diesem Fall, dem jährlichen Dieselverbrauch und dessen spezifische CO₂-Emissionen von 2,7 kgCO₂eq/l.

Der erneuerbare Anteil des Gesamtsystems berechnet sich aus dem Verhältnis von erneuerbarer Erzeugung und Gesamterzeugung. Im Falle eines Netzanschlusses würde sich die Gesamterzeugung aus den Importen aus dem übergeordneten Netz der lokalen erneuerbaren Erzeugung berechnen, ohne möglichen Überschussstrom abzuziehen. Die erneuerbare Erzeugung beinhaltet sowohl die lokale erneuerbare Erzeugung als auch die erneuerbare Erzeugung des Netzstroms. In allen drei Fällen besteht keine Verbindung zum Netz, wodurch es sich lediglich um das Verhältnis der erneuerbaren Erzeugung zu der absoluten Erzeugung am Standort handelt.

4.1.6. Limitationen

Wie oben beschrieben nutzt das MVS vereinfachte Komponentenmodelle. Diese sind basiert auf linearen Repräsentationen der Komponenten, wodurch zum Beispiel keine Lastabhängigkeit der Effizienz von Generatoren

berücksichtigt wird und ebenso die Abhängigkeit der Ladeeffizienz von Batterien vom Ladezustand nicht abgebildet wird.

Es wird angenommen, dass das System über die gesamte Projektlaufzeit mit über die Jahre unveränderlichen Kapazitäten betrieben wird. Daraus folgt, dass alle existierenden Kapazitäten am Ende ihrer Laufzeit ersetzt werden. Es ist nicht möglich Preisänderungen, wie zum Beispiel von fossilen Energieträgern wie Diesel oder den spezifischen Investitionskosten von Komponenten, über die Projektlaufzeit hinweg zu berücksichtigen. Es findet keine Effizienzverminderung über die Lebenszeit der Komponenten statt.

Durch den gewählten Optimierungsalgorithmus findet die Optimierung unter perfekter Voraussicht statt, also mit für jeden Zeitpunkt im Jahr bekannter Last und erneuerbarer spezifischer Erzeugung. Dadurch können die Kapazitäten der Komponenten unterschätzt werden. Reale unvorhersehbare Last- und Erzeugungsschwankungen werden nicht berücksichtigt. Es wird keine elektrische Flussanalyse vorgenommen, d.h. während der Projektplanungsphase sollte das Energiesystem mit den durch das MVS bestimmten Kapazitäten auch elektrotechnisch untersucht werden.

4.2. Wirtschaftliche Annahmen

Für die zu untersuchenden Anwendungsfälle wird jeweils eine Projektlaufzeit von zehn Jahren angenommen. Als Referenzzeitraum, über den optimiert wird, wird ein ganzes Jahr, in stündlichen Zeitschnitten, gewählt. Als Wechselkurs werden 714,26 CLP/USD angenommen, außer es wird abweichend angegeben. Es wird ein Abzinsungsfaktor von 5,3% angenommen (siehe Tabelle 4).

Tabelle 4: Wirtschaftliche Rahmenbedingungen

Projektlaufzeit	Jahre	10
Abzinsungsfaktor	%	5,3
Referenzzeitraum	Tage	365
Wechselkurs	CLP/USD	714,26

In allen Anwendungsfällen gibt es bereits vorinstallierte Kapazitäten in Form von Dieselgeneratoren und gegebenenfalls weiteren Komponenten, die zusammen die aktuelle Energieversorgung stellen. Um eine Vergleichbarkeit der Ergebnisse zu gewährleisten, wird angenommen, dass diese Kapazitäten weiterhin für das Energiesystem zu Verfügung stehen. Da es sich bei den vergangenen Investitionen um sogenannte gesunkene Kosten hält, werden die Kosten für diese Kapazitäten nicht in der Investitionsplanung miteingerechnet. Im Falle der Dieselgeneratoren wird davon ausgegangen, dass mögliche Ersatzinvestitionen nicht den Verkaufswert der durch die Optimierung als überflüssig gesehenen Kapazitäten übersteigt.

Während sich der Dieselpreis für die Anwendungsfälle Melinka, Aysén und Multiexport stark unterscheidet, wurden die Investitionskosten für alle Komponenten als identisch angenommen. In allen drei Fällen werden Dieselgeneratoren, Fotovoltaik, ein Solarinverter und Lithiumbatterien als potenzielle Energiesystemkomponenten bedacht. Zusätzlich besteht die Option, Schwankungen in der erneuerbaren Erzeugung durch Einführung von Wasserstofftechnologien zur Stromspeicherung abzufuffern. Dazu wird eine Technologiekette aus einem Elektrolyseur, einem Wasserstoffspeichertank und einer Brennstoffzelle miteinbezogen. Es wird angenommen, dass es sich bei den Elektrolyseuren um Alkaline Electrolyzer Cells (AEC) handelt, da diese vergleichsweise geringe Kosten mit hohen Effizienzen verbinden. Allerdings ist es wichtig zu wissen, dass diese Technologie vergleichsweise längere Anlaufzeiten als zum Beispiel PEM Elektrolyseure hat. Der Wasserstoffspeichertank ist ein Drucktank von 200 bar und beinhaltet die nötigen Kompressoren. Die Brennstoffzelle wurde als eine Alkaline Fuel Cell (AFC) angenommen.

Diese stellt hohe Reinheitsansprüche an den Wasserstoff und hat relativ hohe Investitionskosten, aber kann sehr dynamisch betrieben werden, was wichtig ist zum kurzfristigen Ausgleich von Erneuerbaren Erzeugungsschwankungen.

Im Falle von Melinka wird auch das Potenzial von neuen Windkraftwerken evaluiert. Für Aysén wird zusätzlich zu der existierenden und potentiell zu erweiternden Kapazität an Windkraftwerken auch eine existierende Kapazität an Wasserkraftwerken berücksichtigt.

Die Kostenannahmen basieren insbesondere auf einer Marktstudie der *Danish Energy Agency* und *Energinet*⁹⁴, aber auch aus anderen Quellen^{95 96 97 98}, und sind in Tabelle 5 zusammengefasst.

Tabelle 5: Kosten der Energiesystemkomponenten

Komponente	Einheit	Spezifische Investitionskosten USD/Einheit	Jährliche spezifische Betriebskosten USD/Einheit/Jahr	Elektrische Effizienz %	Lebensdauer Jahre
Dieselmotor	kW	-/-	0,012	35	25
Windkraft	kW	1609	31	-/-	25
Wasserkraft	kW			-/-	
Fotovoltaik	kWp	700	0	-/-	20
Solarinverter	kVA	0,00005	0	98	20
Elektrolyseur (AEC)	kgH ₂	45468	2253	66,5	25
Brennstoffzelle (AEF)	kW	700	35	60	20
Wasserstofftank	kgH ₂	2297	24	88	25
Li-Ion Batterie	kWh	1559	0.65	95	15

4.3. Fall 1: Inselnetz Melinka

4.3.1. Beschreibung Melinka

Das Inselnetz Melinka, dessen Lage in Abbildung 7 dargestellt ist, wird derzeit ausschließlich durch Dieselmotoren versorgt. Der Betrieb erfolgt vollständig unabhängig von einem übergeordneten Stromnetz. Durch hohe Stromgestehungskosten wird der Strompreis für die Endkonsumenten stark subventioniert. In diesem Anwendungsfall soll die optimale Kombination aus Diesel, Fotovoltaik, Wind, und Wasserstoff- bzw. Brennstoffzellentechnologien zur Speicherung von Strom für ein Inselnetz von der Größe einer Stadt gefunden werden.

⁹⁴ Danish Energy Agency and Energinet (2017): *Technology Data – Renewable fuels*, S. 107

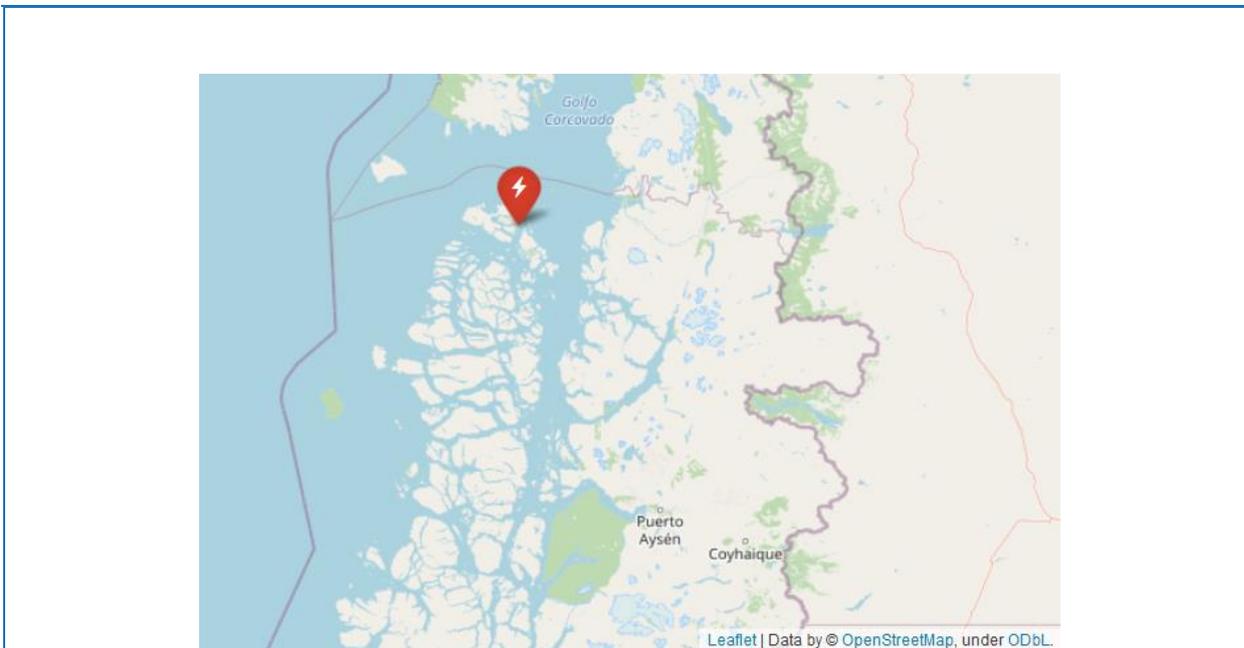
⁹⁵ Danish Energy Agency and Energinet (2016): *Technology Data - Energy Plants for Electricity and District heating generation*, S. 285, S. 385

⁹⁶ Danish Energy Agency and Energinet (2018): *Technology Data – Energy storage*, S.91, S. 181

⁹⁷ Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems, ISE (2020): *Photovoltaics report*, S.39

⁹⁸ ESMAP and World Bank Group (2020): *Green Hydrogen in Developing Countries*, p.44

Abbildung 7: Geographische Einordnung von Melinka



Das Inselnetz Melinka, dessen Lage in Abbildung 2 dargestellt ist, wird derzeit ausschließlich durch Dieselgeneratoren versorgt. Der Betrieb erfolgt vollständig unabhängig von einem übergeordneten Stromnetz. Durch hohe Stromgestehungskosten wird der Strompreis für die Endkonsumenten stark subventioniert. In diesem Anwendungsfall soll die optimale Kombination aus Diesel, Fotovoltaik, Wind und Wasserstofftechnologien zur Speicherung von Strom für ein Inselnetz von der Größe einer Stadt gefunden werden.

4.3.2. Das Stromnetz Melinka und Repollal

Der Guaitecas-Archipel, auch genannt die Guaitecas Inseln, ist ein Archipel, der zu der Region Aysén gehört und im Pazifischen Ozean südlich der Insel Chiloé liegt. Der Archipel besteht aus acht Hauptinseln und zahlreichen kleineren Inseln. Melinka und Repollal sind Ortschaften der Gemeinde Guaitecas ca. 230 km von der regionalen Hauptstadt Coyhaique entfernt. Melinka ist der wichtigste Ort der Gemeinde und des gesamten Guaitecas-Archipels.

Melinka und Repollal werden durch ein isoliertes Inselnetz mit Strom versorgt. Das Stromnetz Melinka und Repollal besteht aus vier Dieselgeneratoren der Marke Wilson mit einer installierten Gesamtleistung von 1.400 kW: einem mit 213 kW, einem mit 450,26 kW und zwei mit 368,4 kW. Das Verteilungsnetz besteht aus einer dreiphasigen Mittelspannungsleitung mit 23 kV und einer Länge von 22,78 km sowie einer dreiphasigen Niederspannungsleitung mit 430 V und einer Länge von 11,31 km.⁹⁹

Durch die abgelegene geographische Lage und dünne Besiedlung der Ortschaften Melinka und Repollal, muss der Stromversorger einen sehr hohen Dieselpreis in Kauf nehmen. Das Gesetz Nr. 21.125 zum Budget des öffentlichen Sektors aus dem Jahr 2019 legt fest, dass Stromnetze, die als Selbstversorgungssysteme anerkannt werden, durch

⁹⁹ Ministerio de Energía (2020): *Resolución Exenta Subsecretarial N° 47/2020: Reconoce sistema autogeneración Melinka y Repollal, comuna de Guaitecas y determina monto de Subsidio para su operación para el año 2020*

die regionalen Regierungen subventioniert werden können. Mit der Verordnung (Resolución Exenta) Nr. 47/2020 wurde bestätigt, dass das Stromnetz Melinka und Repollal gemäss der festgelegten Anerkennungskriterien, mit einer installierten Leistung von weniger als 1.500 kW als kleines Selbstversorgungssystem gilt, das hauptsächlich Haushalte und öffentliche Einrichtungen mit Strom versorgt, von dem kommunalen Stromversorger *Empresa Eléctrica Municipal de Guaitecas* betrieben wird und daher staatliche Subventionen bekommt. Somit müssen die Verbraucher nicht einen ganz so hohen Strompreis bezahlen.¹⁰⁰

Das Stromnetz Melinka und Repollal versorgt insgesamt 1.329 Einwohner mit folgendem Stromverbrauch¹⁰¹:

Tabelle 6: Stromverbrauch verschiedene Konsumententypen Melinka

Konsument und Empfänger der Subventionen	Anzahl	Durchschnittlicher Stromverbrauch pro Konsument pro Monat (kWh/Monat)	Gesamtstromverbrauch (kWh/Jahr)
Haushalte	631	119	902.295
Schulen	5	437	26.248
Postamt	1	1.269	15.222
Öffentliche Einrichtungen	56	370	248.862
Kirchen	5	27	1.591
Lebensmittelläden	30	404	145.619
Sonstige (Gaststätten, Kneipen, Pensionen)	35	311	130.803
Sonstige (Märkte, Fischindustrie)	11	148	19.550
Strassenbeleuchtung	1	14.204	170.452

Für die vorzunehmende Simulation wurde von einem Gesamtstromverbrauch für das Jahr 2019 von 1.660.641kWh ausgegangen. Gleichzeitig wurde in Formular *Exp.658-ORD.462 GORE Aysén - Solicita cálculo de subsidio Melinka y*

¹⁰⁰ Ministerio de Energía (2020): *Resolución Exenta Subsecretarial N° 47/2020: Reconoce sistema autogeneración Melinka y Repollal, comuna de Guaitecas y determina monto de Subsidio para su operación para el año 2020*

¹⁰¹ Villanueva, Elena (2020): *E-Mail vom 02. April 2020 von Elena Villanueva vom Energieministerium an Mauricio Quezada geschickt und Formular Exp.658-ORD.462 GORE Aysén - Solicita cálculo de subsidio Melinka y Repollal*

Repollal angegeben, dass mit dem Einsatz von 544.550 Litern Diesel im Jahr 2019 1.616.406 kWh Strom erzeugt wurden und das System mit insgesamt US\$ 542.384 subventioniert wurde¹⁰²¹⁰³¹⁰⁴.

Die Ereignisse im Jahr 2021 zeigen jedoch, dass die extreme Abhängigkeit von Subventionen eine Gefahr für die Versorgungssicherheit der Bevölkerung darstellt: Die Zahlungen der Subventionen durch die regionale Regierung hatten sich verspätet, was fast dazu geführt hätte, dass der Stromversorger den Diesel nicht hätte bezahlen können. Dies hätte wiederum zu einem Blackout geführt.¹⁰⁵ Zusätzlich bestehen auch Risiken in der Lieferkette von Dieseltreibstoff, so dass auch dies zu Treibstoffmangel und reduzierter Verfügbarkeit der Dieselmotoren führen kann. Der Ausbau einer unabhängigen Stromversorgung auf der Basis von lokalen Ressourcen in Form von Solar- und Windenergie im Zusammenspiel mit Speichermöglichkeiten durch Wasserstoff-/Brennstoffzellentechnologie und/oder Batterien, würde daher erheblich zur Versorgungssicherheit des Stromnetzes Melinka und Repollal beitragen und zudem auch Emission von Treibhausgasen mindern, die mit einer Stromerzeugung durch Dieselgeneratoren einhergeht. Die Verbrennung von 544.550 Litern Diesel im Jahr 2019, kommt einem Ausstoß von 1.470 tCO₂eq gleich.

4.3.3. Eingangsdaten

Für Melinka wird ein aktueller Dieselpreis von 1,07 USD/l (ohne Mehrwertsteuern) angenommen. Dieser berechnet sich aus den aktuellen Ausgaben für Diesel von 42.885.775 CLP/Monat (inklusive Mehrwertsteuer und Transportkosten), was wiederum Ausgaben von 34.737.000 CLP/Monat bzw. 48.633 USD/Monat exklusive 19% Steuern entspricht und dem monatlichen Dieselverbrauch, der sich im Durchschnitt auf 45.379 Litern pro Monat beläuft (der jährliche Verbrauch beträgt 544.550 Liter).

Da es kein Verbraucherprofil für Melinka gibt, muss anhand der vorliegenden Daten ein Lastprofil abgeschätzt werden. Bekannt ist der jährliche Verbrauch von verschiedenen Konsumententypen. Die Erstellung eines randomisierten Verbraucherprofils ist durch die Python Bibliothek demandib¹⁰⁶ möglich. Diese greift auf BDEW Standardverbraucherprofile¹⁰⁷ zu, welche für eine Vielzahl von Konsumententypen in Deutschland zusammengestellt wurden. Den bekannten Konsumenten, ein Zusammenschluss aus Haushalten, Schulen, der Post, öffentlichen Gebäuden, Kirchen, Restaurants, Pubs, Hotels sowie Märkte und Industrie und Straßenbeleuchtung wurden entsprechend bestimmte BDEW Standardverbraucherprofile zugeordnet. Zusätzlich werden die von

¹⁰² Ministerio de Energía (2020): *Formulario 1 Descripción del Sistema de Autogeneración de Energía Eléctrica* Exp.658-ORD.462 GORE Aysén - *Solicita cálculo de subsidio Melinka y Repollal*

¹⁰³ Die angegebenen Daten zu Stromerzeugung versus Stromverbrauch weisen eine Inkohärenz auf, da weniger Strom erzeugt als verbraucht wurde. Jedoch musste für die vorzunehmende Simulation von den Daten ausgegangen werden, die in der E-Mail vom 02. April 2020 von Elena Villanueva vom Energieministerium an Mauricio Quezada geschickt wurden und diese Inkohärenz aufdecken, da nur bei diesen Daten der monatliche Durchschnittsverbrauch pro Stromverbraucher angegeben wird. Dieser ist für die Simulation notwendig gewesen. Die Abweichung zum gemessenen Gesamtstromverbrauch von 1.405.570 kWh, der wiederum in Formular *Exp.658-ORD.462 GORE Aysén - Solicita cálculo de subsidio Melinka y Repollal* angegeben wird, wäre jedoch für das Ergebnis der Simulation nicht weiter relevant.

¹⁰⁴ Die Subvention belief sich im Jahr 2019 auf CHL\$ 432.652.041. In diesem Fall wurde von einem Wechselkurs von \$798 ausgegangen.

¹⁰⁵ *Diario Regional de Aysén* (2021): *Melinka podría quedarse sin luz eléctrica en plena cuarentena*, unter: <https://www.diarioregionalaysen.cl/noticia/actualidad/2021/04/melinka-podria-quedarse-sin-luz-electrica-en-plena-cuarentena> (Abruf vom 14.08.2021)

¹⁰⁶ Uwe Krien, Patrik Schönfeldt, gplssm, jnnr, Birgit Schachler, Caroline Möller, Pyosch, Stephen Bosch, & henhuy, (2021): oemof/demandlib: Famous Future (v0.1.8). Zenodo, unter: <https://doi.org/10.5281/zenodo.4473045> (Abruf vom 10.08.2021).

¹⁰⁷ Hermann Meier, Christian Fünfgeld, Thomas Adam, Bernd Schieferdecker (1999): Repräsentative VDEW-Lastprofile. Frankfurt (Main), VDEW, Brandenburgische Technische Universität Cottbus, Lehrstuhl Energiewirtschaft, unter: <https://www.bdew.de/energie/standardlastprofile-strom/> (Abruf vom 10.08.2021).

Deutschland unterschiedlichen Jahreszeiten dem einbezogen, sodass Verbrauchszeitreihen inklusive der Jahreszeitenabhängigkeit in Chile erzeugt werden konnten. Der jährliche Verbrauch der Konsumententypen ist dafür ausschlaggebend.

Es ergibt sich ein Verbrauchsprofil mit einer Maximallast von 335 kW bei einem Jahresverbrauch von 1.660 MWh. Die landesspezifische Jahreszeitenabhängigkeit des Verbrauchs zeigt sich in einer höheren Last im chilenischen Winter (im Juli bis September) als im Sommer (siehe Abbildung 8). Anhand eines exemplarischen Wochenprofils in Abbildung 9 zeigt sich, dass die demandlib zwischen Wochentagen und Wochenenden unterscheidet. Am Wochenende ist der Verbrauch geringer, da viele kommerzielle Gebäude geschlossen sind.

Es ist zu bedenken, dass sowohl der Tagesgang des Verbrauchs und somit der Zeitpunkt des täglichen Maximalbedarfs, als auch die Jahresabhängigkeit stark an den deutschen BDEW Verbraucherprofilen orientiert sind. Bei einer genaueren Auslegung der Energiesysteme wäre es daher vorteilhaft, auf verbesserte Messungen über den lokalen Verbrauch zuzugreifen. So zeigt sich auch im Vergleich der monatlichen Verbräuche, dass eine Diskrepanz zwischen dem aggregierten Eingangswerten und dem simulierten monatlichem Verbrauch gibt. Dabei beträgt die Abweichung im Mittel 11%, aber zum Beispiel im Januar sogar 23%.

Abbildung 8: Verbrauchsprofil Melinka, Jahr

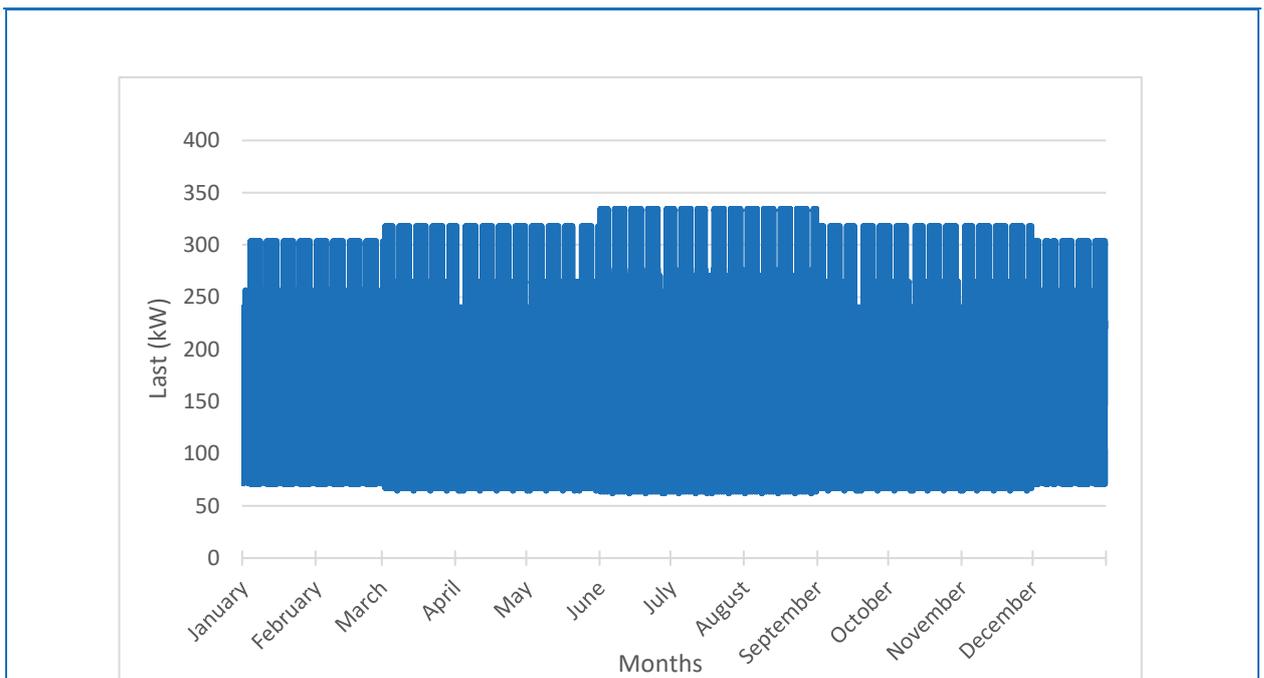
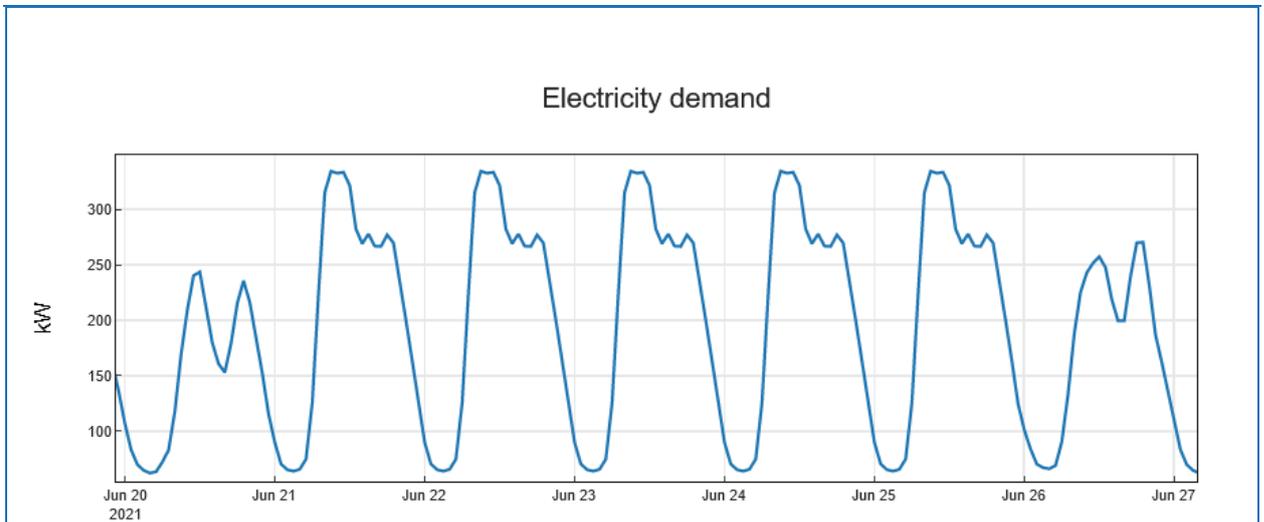


Abbildung 9: Verbrauchsprofil Melinka, Beispielwoche

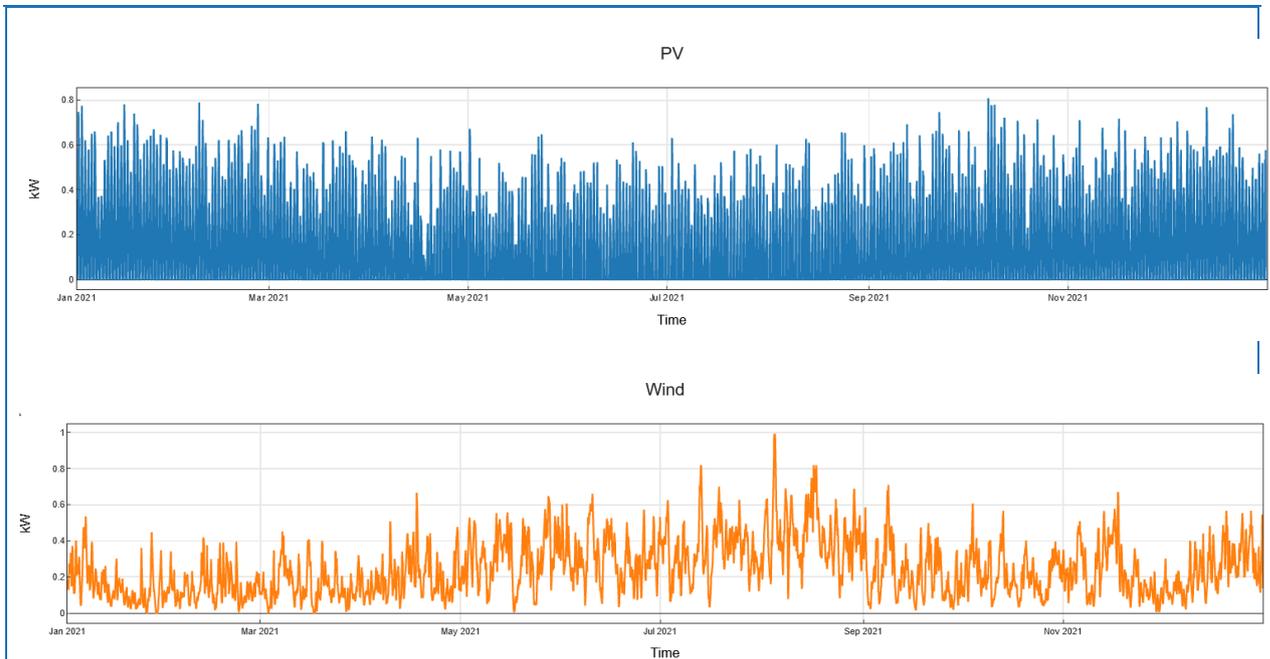


Zur Ermittlung des spezifischen Erzeugungspotenzials von Fotovoltaik und Windkraftanlagen in Melinka werden zwei webbasierte Tools des chilenischen Energieministeriums^{108 109} genutzt. Das Potenzial ist in Abbildung 10 dargestellt. Es ergibt sich ein jährliches spezifisches Erzeugungspotenzial von 1.242 kWh/kWp/Jahr für installierte Fotovoltaikleistung, und von 2.131 kWh/kW/Jahr für installierte Windkraftkapazität.

¹⁰⁸ Ministerio de Energia, Gobierno de Chile. (2021): *Explorador Solar*, unter: <http://solar.minenergia.cl/exploracion> (Abruf vom 10.06.2021).

¹⁰⁹ Ministerio de Energia, Gobierno de Chile. (2021): *Explorador Eólico*, unter: <http://eolico.minenergia.cl/exploracion> (Abruf vom 10.06.2021).

Abbildung 10: Erneuerbares Potenzial von Sonne und Wind in Melinka



Derzeit werden die jährlichen Subventionen auf 542.000 USD/Jahr beziffert. Um das Einsparungspotenzial durch eine Anpassung des Versorgungssystems zu ermitteln, müssen diese Subventionen auch in den später berechneten Investitionsszenarien berechnet werden. Da die durch das MVS berechneten Stromgestehungskosten nicht die fixen Kosten zum Betrieb des Netzes beinhalten, werden diese zur Berechnung des tatsächlichen Strompreises auf die Stromgestehungskosten des MVS aufgeschlagen. Die jährliche Subvention berechnet sich dann aus der Differenz vom zu erzielenden Stromtarif von 0,17 USD/kWh für Endkonsumenten und den tatsächlichen Kosten sowie aus dem zu subventionierenden Verbrauchsvolumen. Mit der Angabe des maximalen subventionierten Verbrauchs pro Konsumentenkategorie errechnet sich ein absoluter subventionierter Verbrauch von 1.480 MWh/Jahr.¹¹⁰

Als Probe werden die aktuellen rechnerischen Subventionen ausgerechnet, welche sich aus den aktuellen Stromgestehungskosten von 0,51 USD/kWh zu rechnerischer jährlicher Subvention von 507 kUSD/Jahr ergeben. Damit liegt dieser Berechnungsansatz sehr nahe an den bekannten jährlichen Subventionen.

4.3.4. Szenarienanalyse

Um das Potenzial von Wasserstofftechnologien zur Speicherung von Strom und Dekarbonisierung des Stromnetzes in Melinka zu analysieren, werden drei Szenarien definiert:

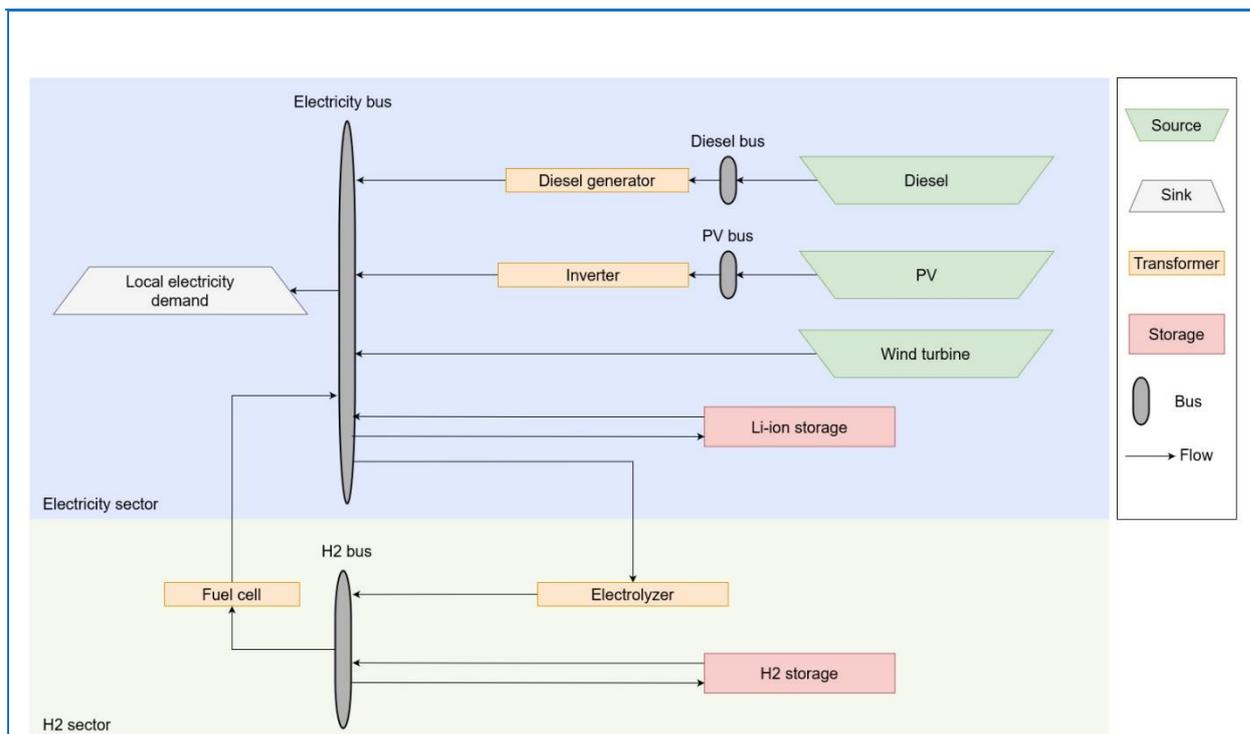
1. Status Quo: Versorgung nur durch die gesamte Kapazität existierender Dieselgeneratoren
2. Erneuerbare und Wasserstoff: Versorgung durch nötige existierende Dieselgeneratoren, sowie optimale Kapazitäten von Fotovoltaik, Wind, und Wasserstofftechnologien

¹¹⁰ Im Falle von Melinka wird die Strassenbeleuchtung nicht subventioniert, deshalb weicht der subventionierte Stromverbrauch vom Gesamtstromverbrauch ab.

- Erneuerbare, Lithiumbatterien und Wasserstoff: Versorgung durch existierende Dieselgeneratoren, sowie optimale Kapazitäten von Fotovoltaik, Wind, Lithiumbatterien und Wasserstofftechnologien

In Abbildung 11 wird durch einen Energiesystemgraphen die Topologie des Versorgungsnetzes von Melinka dargestellt (für Szenario 3).

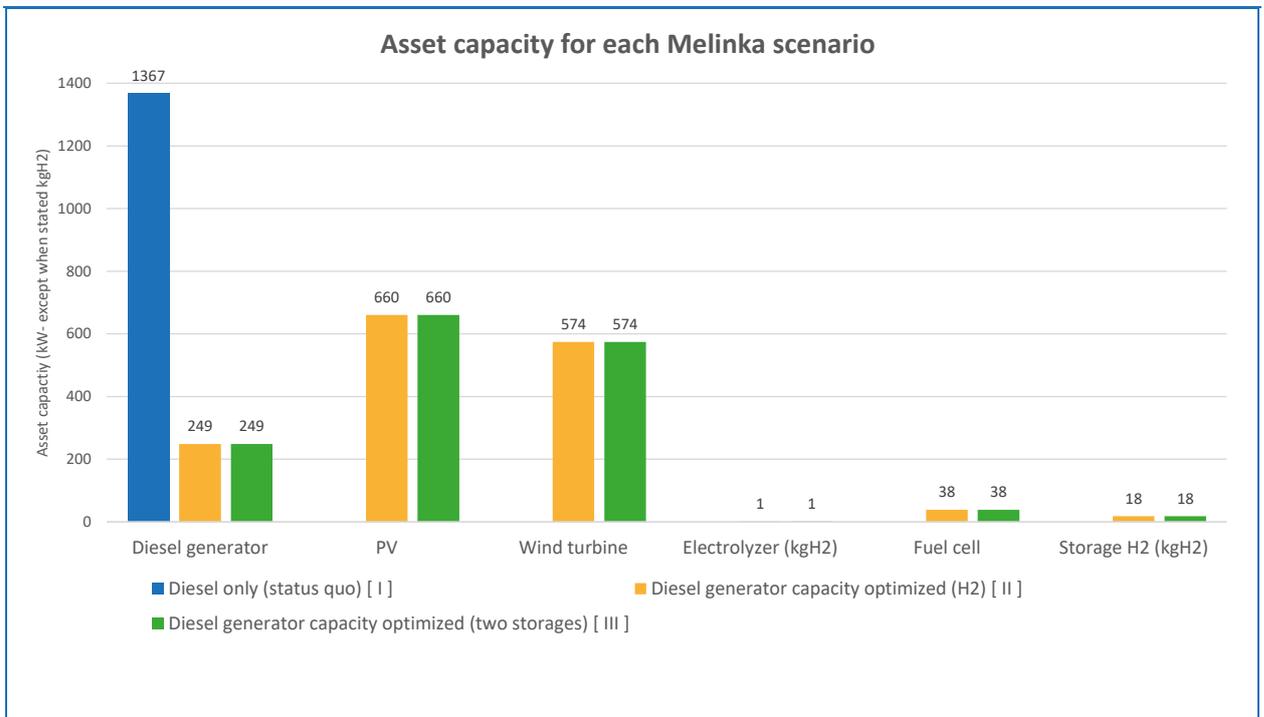
Abbildung 11: Energiesystemgraph für Melinka – Erneuerbare, Lithiumbatterien und Wasserstoff



Aus Szenario 1 ergibt sich, wie gut die Simulation durch das MVS den aktuellen Betrieb des Versorgungsnetzes von Melinka abbildet. Wie bereits durch die abweichenden monatlichen Verbräuche zu erwarten, ergibt sich ein Unterschied zwischen dem simulierten und dem tatsächlichen Betrieb. Während der gemessene jährliche Dieserverbrauch bei 544.500 Litern liegt, entspricht der laut der Simulation 474.500 Liter, was einer Abweichung von 13% entspricht. Diese Abweichung kann zum einen daher rühren, dass die Verbraucherdaten für die Lastprofile an der Endverbraucherseite gemessen wurden und somit Netzverluste nicht mit eingerechnet sind, zum anderen kann die Differenz auch von der im MVS nicht abgebildeten Lastabhängigkeit der Dieselgeneratoreffizienz stammen.

Im Szenarienvergleich zeigt sich, dass sowohl Fotovoltaik als auch Windkraftwerke ein sehr großes Potenzial in Melinka haben, die Stromgestehungskosten zu senken. Sie ersetzen mit 660 kWp Fotovoltaik und 574 kW Windkraft einen Großteil des aktuellen Dieserverbrauches. Da bei Dieselgeneratoren jährliche Wartungskosten entstehen, wäre es wirtschaftlich, die Dieselgeneratorkapazität am Standort zu verringern. Das MVS ermittelt eine nötige Restkapazität von 249 kW, wobei keine Lastreserven einbezogen werden. Lithiumbatterien haben in Melinka kein wirtschaftliches Potenzial, wodurch die Ergebnisse von Szenario 2 und 3 identisch sind. Bei starken Kostensenkungen im Batteriebereich könnten sich diese auch hier lohnen. Stattdessen wäre es wirtschaftlich, einen Elektrolyseur von 33 kW mit einem Maximaloutput von 1 kgH₂ zusammen mit einem Wasserstoffdrucktank von 18 kgH₂ Fassungsvermögen und einer Brennstoffzelle von 38 kW zu installieren (siehe Abbildung 12). Trotz geringer Auslastung des Elektrolyseurs lohnt sich laut der Simulationsergebnisse der Betrieb.

Abbildung 12: Szenarienvergleich Melinka – Optimale Kapazitäten



Die Betriebskennzahlen sind in Tabelle 7 zusammengefasst. Für die obige Transformation des Energiesystems wären Investitionskosten von 1,5 Millionen USD nötig. Insgesamt ergibt sich damit aber ein Energiesystem, welches Melinka zu einem weitaus geringeren Stromgestehungspreis versorgen kann. Rechnerisch liegt der Stromgestehungspreis so bei 0,13 USD/kWh statt bei 0,31 USD/kWh (ohne Netzbetriebskosten). Rechnerisch ergibt sich aus Szenario 1 ein tatsächlicher Strompreis von 0,46 USD/kWh, was vergleichbar ist mit dem zitierten aktuellen Stromgestehungspreis von 0,51 USD/kWh. Mit einem tatsächlichen Strompreis von 0,28 USD/kWh in Szenario 2 und 3 sinken die jährlich benötigten Subventionen von 442.000 USD¹¹¹ auf 162.000 USD. Die diskontierte Amortisationsdauer beträgt etwa 8 Jahre, das heißt das Projekt könnte über die eingesparten Subventionen über 8 Jahre von der chilenischen Regierung bezahlt werden, wenn diese die gesamten Anfangsinvestitionskosten übernehmen würde.

Durch den Zubau an Erneuerbaren in Szenario 2 und 3 steigt auch der erneuerbare Anteil an der Stromerzeugung von 0% auf 79%. Das zeigt sich auch in einem verringerten Dieserverbrauch von 474.500 l/Jahr zu 58.700 l/Jahr. Dies resultiert ebenso in einer sehr starken Reduktion der CO₂-Emissionen von 1.281 T CO₂eq/Jahr zu 158 T CO₂eq/Jahr, was einer Einsparung von 87% entspricht.

Es zeigt sich aber auch, dass mit 0.46 GWh/Jahr etwa 23% der gesamten erneuerbaren Erzeugung nicht genutzt werden und Überschusserzeugung darstellen. Es wäre interessant, hier noch einmal die Kostenannahmen für das Wasserstoffsystem und die Lithiumbatterien zu überprüfen um den Schwellwert zu ermitteln, ab dem sich die Speicherung des Überschussstroms lohnt.

¹¹¹ Die jährlichen benötigten Subventionen wurden gemäß dem in Szenario 1 simulierten Stromverbrauch des Status Quo angepasst und fallen deshalb von 542.000 USD/a auf 442.000 USD.

Tabelle 7: Szenarienvergleich Melinka

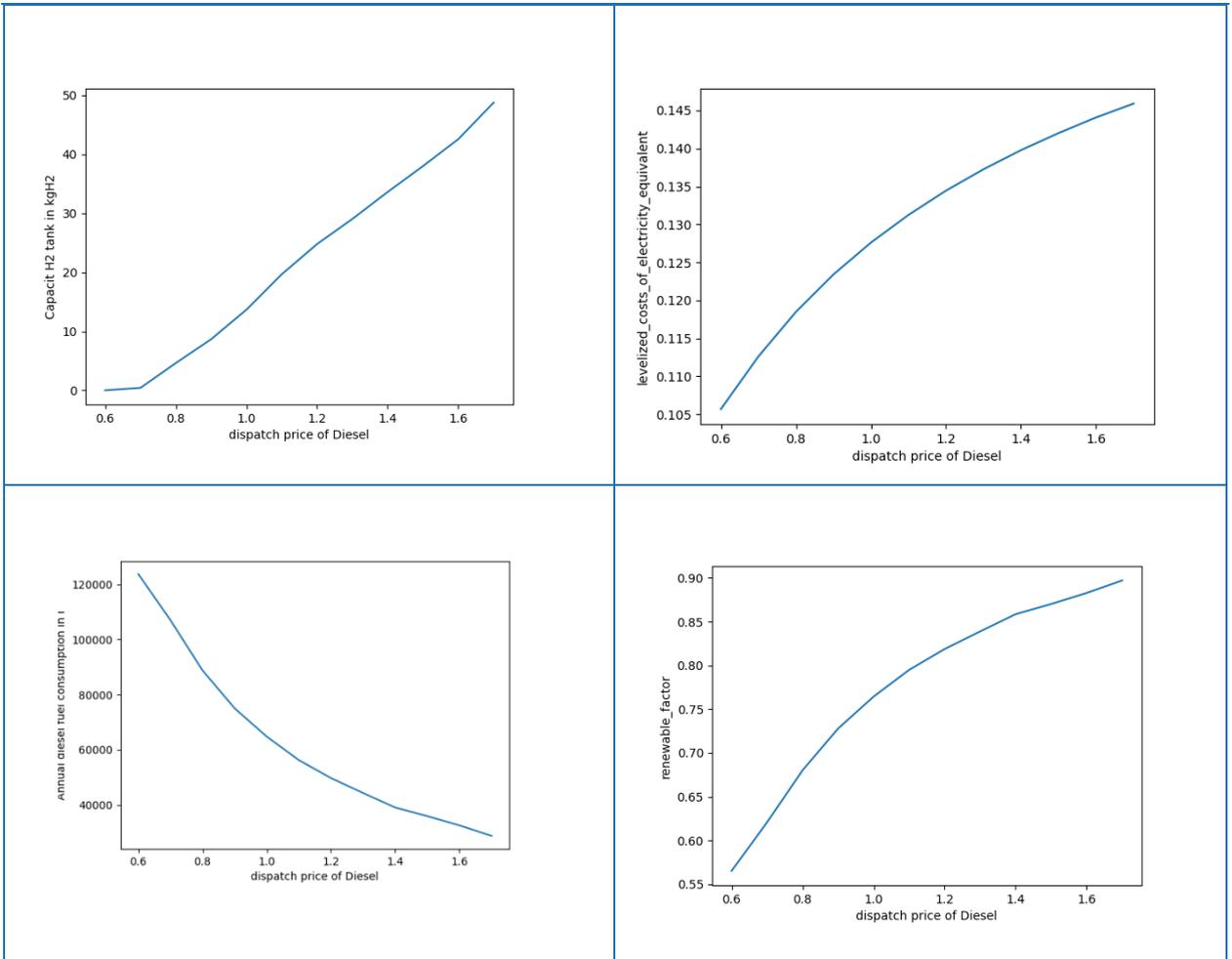
Betriebskennzahl		Szenario 1	Szenario 2	Szenario 3
	Einheit	Status Quo	Erneuerbare und Wasserstoff	Erneuerbare, Lithiumbatterien und Wasserstoff
Stromgestehungskosten	USD/kWh	0,3057		0,1302
Nettokapitalwert	Mio USD	3,86		1,65
Investitionskosten zu Projektbeginn	Mio USD	0		1,51
Jährliche Betriebskosten	Tausend USD/Jahr	508		85
Dieserverbrauch	Tausend l/Jahr	474,5		58,7
Erneuerbare Erzeugung	MWh/Jahr	0		2.044
Ungenutzter Anteil der erneuerbaren Erzeugung	%	-/-		23
Erneuerbarer Anteil	%	0		79
CO2-Emissionen	T CO ₂ /Jahr	1.281		158
Tatsächlicher Strompreis	USD/kWh	0,46		0,28
Nötige Subventionen	kUSD/Jahr	422		162

4.3.5. Sensitivitätsanalyse Melinka

Um den Einfluss der wichtigsten Eingangsparameter zu bestimmen, wurde im Anschluss eine Sensitivitätsanalyse für Szenario 3 durchgeführt. Der Dieselpreis ist erfahrungsgemäß einer der wichtigsten Faktoren in der Wirtschaftlichkeitsberechnung von alternativen Versorgungskonzepten. Er wird daher variiert zwischen 0,6 und 1,6 USD/l, wobei der aktuelle Preis bei 1,07 USD/l liegt. Die wichtigsten Tendenzen sind in Abbildung 13 dargestellt.

Es zeigt sich, dass die Stromgestehungskosten mit steigendem Dieselpreis ebenfalls ansteigen. Dabei fällt auf, dass selbst bei sehr geringen Dieselpreisen ein hoher erneuerbarer Anteil Faktor ratsam ist, und so zum Beispiel beim Dieselpreis von 0,7 USD/l ein erneuerbarer Anteil von 65% erreicht wird. Ab diesem Preis wird dieser Dieserverbrauch soweit durch erneuerbare Erzeugung ersetzt, dass die jährlichen Ausgaben für Diesel effektiv sinken. Die Einbringung von mehr erneuerbarer Erzeugung wird auch dadurch ermöglicht, dass an diesem Grenzpreis von 0,7 USD/l Wasserstofftechnologien benutzt werden, um die erneuerbare Erzeugung zu einem späteren Zeitpunkt nutzbar zu machen.

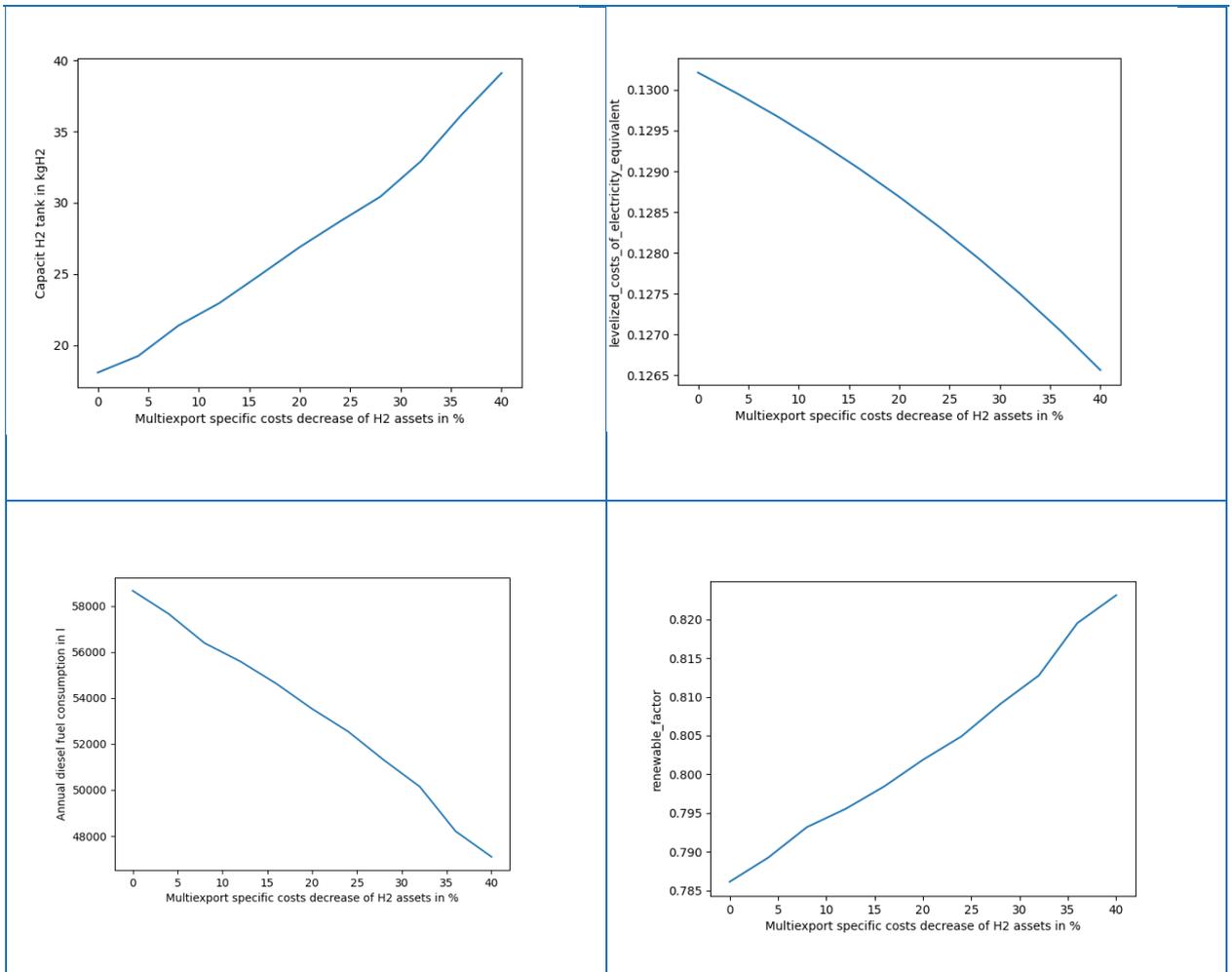
Abbildung 13: Sensitivitätsanalyse Melinka – Dieselpreis



Außerdem wird eine Kostreduktion aller Wasserstofftechnologien untersucht. Die zu erwartenden Kostensenkungen orientieren sich an einer Projektion von IRENA¹¹² für das “Planned Energy Scenario“, welches eine Kostensenkung von 40% bis 2030 vorhersagt. Es werden daher zu erwartende Kostensenkungen von 0-40% untersucht. Dabei werden die Kosten der unterschiedlichen Technologien gleichzeitig verändert, d.h. die zu erwartenden Kostensenkungen treten gleichzeitig beim Elektrolyseur, der Brennstoffstelle sowie dem Wasserstoffspeichertank auf. Er wird nur auf die spezifischen Investitionskosten, nicht aber die Betriebskosten der Komponenten angewandt. Die wichtigsten Ergebnisse dieser Sensitivitätsanalyse sind in Abbildung 14 dargestellt.

¹¹²IRENA (2020): *Green Hydrogen Cost Reduction: Scaling up Electrolysers to Meet the 1.5°C Climate Goal*, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, S. 78

Abbildung 14: Sensitivitätsanalyse Melinka – zu erwartende Kostensenkungen Wasserstofftechnologien



Durch die zu erwartenden Kostensenkungen verbessert sich die Wirtschaftlichkeit von Wasserstoff dramatisch: bereits bei Kostensenkungen von 5% verdoppelt sich zum Beispiel die Wasserstoffspeicherkapazität. Die Stromgestehungskosten können dabei geringfügig sinken, während höhere erneuerbare Anteile möglich werden. Über die nächsten Jahre, ausgehend von einer Kostensenkung von bis zu 40% bis 2030, wird sich das Potenzial von Wasserstofftechnologien so weit verbessern, dass sich für jede Komponente – Elektrolyseur, Tank und Brennstoffzelle – die wirtschaftlich zu installierende Kapazität verdoppelt. Durch die Speicherung von Strom in Wasserstoff sinkt der Anteil an ungenutzter erneuerbarer Erzeugung, während der erneuerbare Anteil nur geringfügig steigt. Durch diese bessere Ausnutzung der erneuerbaren Erzeugung sinkt der Dieselverbrauch des Systems, und somit auch die jährlichen Emissionen. Die Stromgestehungskosten sinken geringfügig.

4.3.6. Fazit Simulation Melinka

Insgesamt zeigt sich durch die Machbarkeitsstudie in Melinka, dass ein erhebliches Potenzial darin besteht, die lokale Versorgung um erneuerbare Quellen in Form von Fotovoltaik und Windkraftanlagen zu ergänzen. Zusammen mit Wasserstofftechnologien zur Stromspeicherung kann so ein erneuerbarer Anteil an der Stromerzeugung von bis zu 79% erreicht werden. Dadurch können auch die jährlich zu zahlenden Subventionen um 63% vermindert werden. Durch die hohe Anfangsinvestition von 1,5 Millionen USD ist eine Förderung durch Direktsubventionen oder durch Kredite zu empfehlen. Eine Testanlage von 33 kW Elektrolyseur, einen Wasserstoffdrucktank von 18 kgH2

Fassungsvermögen und einer Brennstoffzelle von 38 kW kann bereits heute wirtschaftlich installiert werden, wenn sie mit einer hohen regenerativen Erzeugung von 660 kWp Fotovoltaik und 574 kW Windkraft kombiniert wird. Dadurch sinken auch die Stromgestehungskosten.

Die Sensibilitätsanalyse hat gezeigt, dass steigende Dieselpreise, eventuell auch durch CO₂-Zertifikathandel, einen erheblichen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit der Speicherung von Strom durch Wasserstofftechnologien hat. Umso höher die Preise für Diesel, umso wirtschaftlicher und demensprechend im größeren Maßstab kann Wasserstoff zur Stromspeicherung dienen.

Die über die kommende Dekade zu erwartenden Kostensenkungen von Wasserstofftechnologien um bis zu 40% (IRENA) werden die Wirtschaftlichkeit von Stromspeicherung durch Wasserstofftechnologien so weit verbessern, dass etwa das Doppelte der heute empfohlenen Kapazität wirtschaftlich installiert werden kann.

Im Hinblick darauf, dass Chile sich zum Ziel gesetzt hat bis zum Jahr 2050 CO₂ neutral zu sein¹¹³, sind die CO₂ Einsparungen, die durch eine Stromerzeugung mit einem großen Anteil an erneuerbaren Energien zusammen mit Wasserstoff-/Brennstoffzellentechnologien zur Stromspeicherung möglich sind, hervorzuheben. Aktuell werden durch die Stromerzeugung mit Dieselgeneratoren ca. 1.470 tCO₂eq ausgestoßen. In dem simulierten Szenario zum aktuellen Status Quo würden 1.281 tCO₂eq/Jahr ausgestoßen, wobei sich dieser Wert in Szenario 2 und 3 um 88% auf 158 tCO₂eq/Jahr verringern.

4.4. Fall 2: Mittelgroßes Stromnetz Aysén

Beim Anwendungsfall Aysén handelt es sich um ein mittelgroßes Stromnetz, welches eine ganze Region versorgt. Für eine geographische Einordnung sorgt Abbildung 15. Die Strombereitstellung erfolgt durch eine Kombination aus Diesel-, Wasser- und Windkraftwerken. Eine Subvention der Erzeugung erfolgt nicht. Das Versorgungsnetz in Aysén wird von dem überregionalen Versorgungsnetz isoliert betrachtet. Mit der Machbarkeitsstudie sollen die optimalen Kapazitäten an Fotovoltaik, Windkraft, und Wasserstoffspeichertechnologien zur Stromspeicherung ermittelt werden.

¹¹³ *Ministerio de Energía (2021): Planificación Energética de Largo Plazo - Emisiones del sector energético*, unter: <https://energia.gob.cl/planificacion-energetica-de-largo-plazo-emisiones-del-sector-energetico> (Abruf vom 14.08.2021)

4.4.1. Beschreibung Region Aysén, Lage des Netzes und Konsumententypen, Dieseleinsatz, CO2-Emissionen

Abbildung 15: Geographische Einordnung von Aysén¹¹⁴



Das mittelgroße Verbundnetz Aysén befindet sich in der regionalen Verwaltungseinheit Aysén del General Ibañez del Campo im Süden der Republik Chile. Mit einer Fläche von 108.494,4 km² ist sie die drittgrößte Region des Landes, gehört mit einer Bevölkerungsdichte von lediglich 0,8 Einwohner pro Quadratkilometer allerdings zu den am dünnsten besiedelten Regionen. Die 103.158 Einwohner (Stand: Volkszählung 2017¹¹⁵) verteilen sich zu 80% auf wenige urbane Zentren, darunter die Hauptstadt Coyhaique, Puerto Aysén, Chile Chico oder Puerto Cisnes.¹¹⁶

Die Industrialisierung in der Region ist noch nicht allzu weit fortgeschritten, die Wirtschaft basiert hauptsächlich auf öffentlicher Verwaltung, Fischerei, Baugewerbe und Bergbau. Während die wichtigsten Zweige des Produktionssektors, nämlich Aquakultur, Forstwirtschaft, Tourismus und Viehzucht, weniger energieintensiv sind, nehmen Verkehrs- und Haushaltssektor den Großteil des Energieverbrauchs in Anspruch, unter anderem aufgrund der klimatischen Bedingungen, die mit einer durchschnittlichen Jahrestemperatur von 8-9° Celsius hohen Energieverbrauch für die Beheizung erfordern.

Aus einer Umfrage aus dem Jahr 2016 zu Wahrnehmungen und Haltung der Einwohner in Energiefragen gingen Bedenken über

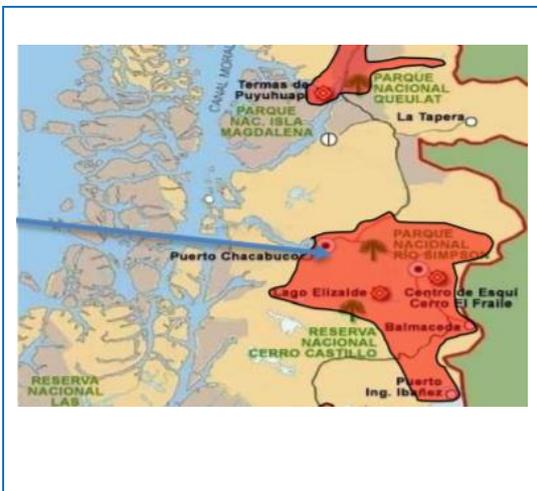
die zu hohen Energiepreise und die Qualität der Strom- und Brennstoffversorgung in einigen Gebieten der Region hervor. Mehr als die Hälfte der Befragten halten die hohen Preise für das Hauptproblem der Region im Energiebereich. Diese Ansicht ist vor allem in ländlichen Gebieten sehr weit verbreitet. Außerdem als problematisch gesehen werden die Umweltverschmutzung durch den Verbrauch von minderwertigem Brennholz, ineffiziente Heizungen und unzureichende Wärmedämmung der Häuser sowie die Versorgungssicherheit. Als größte Herausforderungen, denen sich die Region in den

¹¹⁴ Wikipedia (2021): Región de Aysén, unter: https://de.wikipedia.org/wiki/Regi%C3%B3n_de_Ays%C3%A9n (Abruf vom 10.08.2021)

¹¹⁵ Instituto Nacional de Estadísticas (2018): Censo 2017, unter: <https://www.ine.cl/estadisticas/sociales/censos-de-poblacion-y-vivienda/poblacion-y-vivienda> (Abruf vom 28.07.2021).

¹¹⁶ Gobierno Regional de Aysén (2021): *Información Regional*, unter: http://www.goreaysen.cl/controls/neochannels/neo_ch28/neochn28.aspx (Abruf vom 28.07.2021).

Abbildung 16: Geographische Lage Subsysteme in der Region Aysén¹¹⁷



kommenden Jahren stellen muss, resultieren daher eine Senkung der Strom- und Brennstoffpreise, die Eindämmung der Umweltverschmutzung sowie die Förderung von sauberer Energie sowie der Sicherheit und Qualität der Versorgung.¹¹⁸

Für die Stromerzeugung, -übertragung und -verteilung in der Region ist das Unternehmen EDELAYSEN S.A. zuständig. Das Aysén-Netz besteht aus drei weiteren Stromteilsystemen: Palena, General Carrera und Aysén, welches die Städte Coyhaique und Puerto Aysén über die beiden Laufwasserkraftwerke Aysén und Lago Atravesado versorgt.¹¹⁹ Insgesamt verfügt das Aysén-Netz im Jahr 2021 über Netto-Stromerzeugungskapazitäten, also die gesamten Stromerzeugungskapazitäten der Region abzüglich des Eigenverbrauchs der Erzeuger, von 64 MW, davon sind 53 MW im Teilsystem Aysén installiert, 6,9 MW in Palena und 4 MW in General Carrera.¹²⁰ Die Energieerzeugungskapazitäten sind auf

die Quellen Diesel, Windkraft und Kleinwasserkraft aufgeteilt. Im Jahr 2016 machte Diesel die Mehrheit von 53% mit knapp 71 GWh aus, was vor allem durch die höhere Erzeugung aus Kleinwasserkraft im Jahr 2020 mit 52,5 GWh auf nur noch 37,3% verringert wurde. Die Erzeugung aus Kleinwasserkraft ist jedoch sehr von den Wettergegebenheiten des jeweiligen Jahres abhängig und schwankt generell stark.¹²¹

¹¹⁷ Jorge Muñoz Sepúlveda (2017): Sistemas Medianos operados por Edelaysen y Sagesa, unter: <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2016/11/Presentaci%C3%B3n-SAESA.pdf> (Abruf vom 28.07.2021)

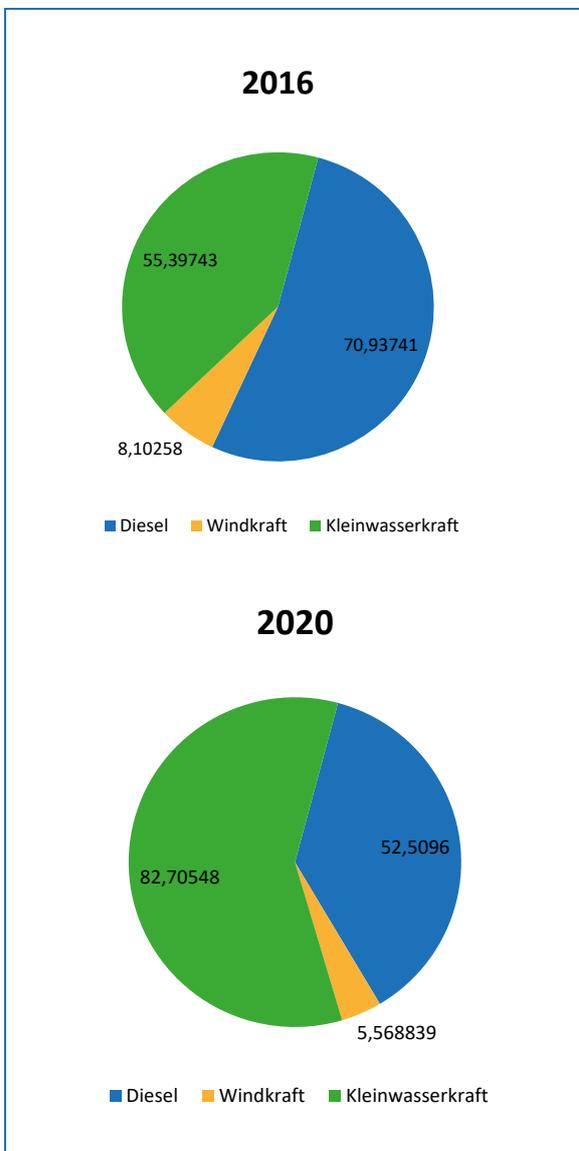
¹¹⁸ Ministerio de Energía (2018): Energía 2050: Política Energética. Región de Aysén del General Carlos Ibañez del Campo, S. 14, unter: <https://mma.gob.cl/wp-content/uploads/2019/05/politica-energetica-aysen-2050.pdf> (Abruf vom 29.07.2021).

¹¹⁹ Hugh Rudnick van de Wyngard (2013): Incorporación de Energías Renovables a Sistemas Medianos en Chile, unter: <https://hrudnick.sitios.ing.uc.cl/alumno15/renoSM/home.html> (Abruf vom 29.07.2021).

¹²⁰ Comisión Nacional de Energía (2021): Reporte Capacidad Instalada, unter: <https://www.cne.cl/normativas/electrica/consulta-publica/electricidad/> (Abruf vom 29.07.2021).

¹²¹ Ministerio de Energía (2018): Energía 2050: Política Energética. Región de Aysén del General Carlos Ibañez del Campo, S. 36, unter: <https://mma.gob.cl/wp-content/uploads/2019/05/politica-energetica-aysen-2050.pdf> (Abruf vom 29.07.2021).

Abbildung 17: Stromerzeugung nach Erzeugungsart in GWh



Im Rahmen dieser Studie wird lediglich das Teilsystem Aysén betrachtet. Darüber hat EDELAYSEN im Jahr 2020 insgesamt 47.301 Kunden mit 136 GWh Energie und einer Leistung von 23,9 MW Strom versorgt. Es wurde also nicht einmal die Hälfte der installierten Stromerzeugungskapazitäten in Anspruch genommen. Im Vergleich zum Jahr 2016 bedeutet dies einen Anstieg um 4953 Kunden, die in dem Jahr mit 128,8 GWh Energie und 23 MW Strom beliefert wurden. Bis zum Jahr 2026 wird ausgehend von diesen Werten eine weitere Zunahme auf 55.837 Kunden mit einer Nachfrage von 142,7 GWh und 25,2 MW erwartet. 2031 sollen es laut Prognosen sogar 64.115 Kunden, 147,5 GWh und 26 MW sein.¹²²

4.4.2. Eingangsdaten

Für die Region Aysén ist der jährliche Gesamtverbrauch an Strom über alle Konsumententypen hinweg bekannt. Um sicherzustellen, dass der tägliche Lastgang möglichst realistisch ist, wird dieser Gesamtverbrauch aufgeteilt in einen abgeschätzten Verbrauch für die Haushalte sowie in den Verbrauch für alle anderen Konsumenten. Daraus wird mit der oben beschriebenen demandlib und den Standardlastprofilen des BDEW ein Lastprofil für Aysén abgeschätzt.

Ein typischer (süd-) chilenischer Haushalt verbraucht im Jahr 1.801 kWh¹²³. Mit rund 37.000 Haushalten in Aysén ergibt sich daraus ein privater Gesamtstromverbrauch von 67,3 GWh/Jahr. Der restliche Verbrauch von 63,6 GWh/Jahr wird allen anderen Konsumententypen zugeordnet, und durch das Standardlastprofil für allgemeines Gewerbe

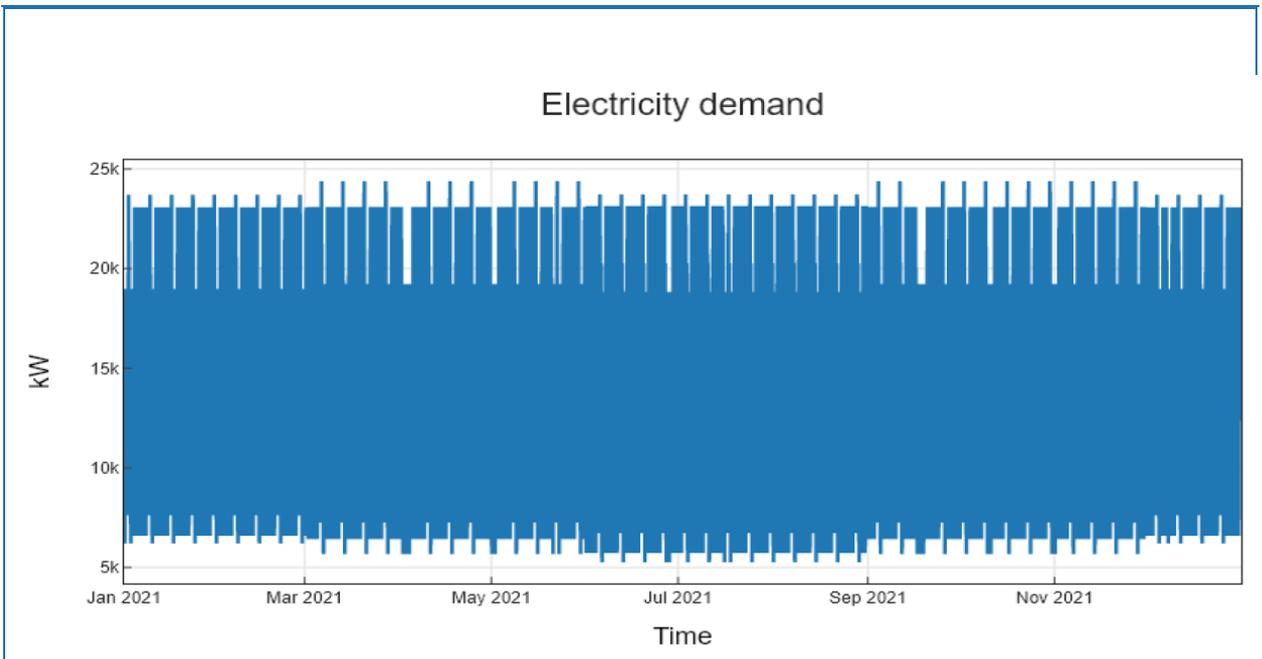
dargestellt¹²⁴. Dies resultiert in dem in Abbildung 18 dargestellten Verbrauchsprofil.

¹²² Ministerio de Energía (2018): Energía 2050: Política Energética. Región de Aysén del General Carlos Ibañez del Campo, S. 14, unter: <https://mma.gob.cl/wp-content/uploads/2019/05/politica-energetica-aysen-2050.pdf> (Abruf vom 29.07.2021).

¹²³ In-Data (2018): *Informe final de uso de la energía de los hogares Chile 2018*, unter: https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/informe_final_caracterizacion_residencial_2018.pdf (Abruf vom 02.07.2021).

¹²⁴ Hermann Meier, Christian Fünfgeld, Thomas Adam, Bernd Schieferdecker (1999): Repräsentative VDEW-Lastprofile. Frankfurt (Main), VDEW, Brandenburgische Technische Universität Cottbus, Lehrstuhl Energiewirtschaft, unter: <https://www.bdew.de/energie/standardlastprofile-strom/> (Abruf vom 02.07.2021).

Abbildung 18: Verbrauchsprofil Aysén, Jahr



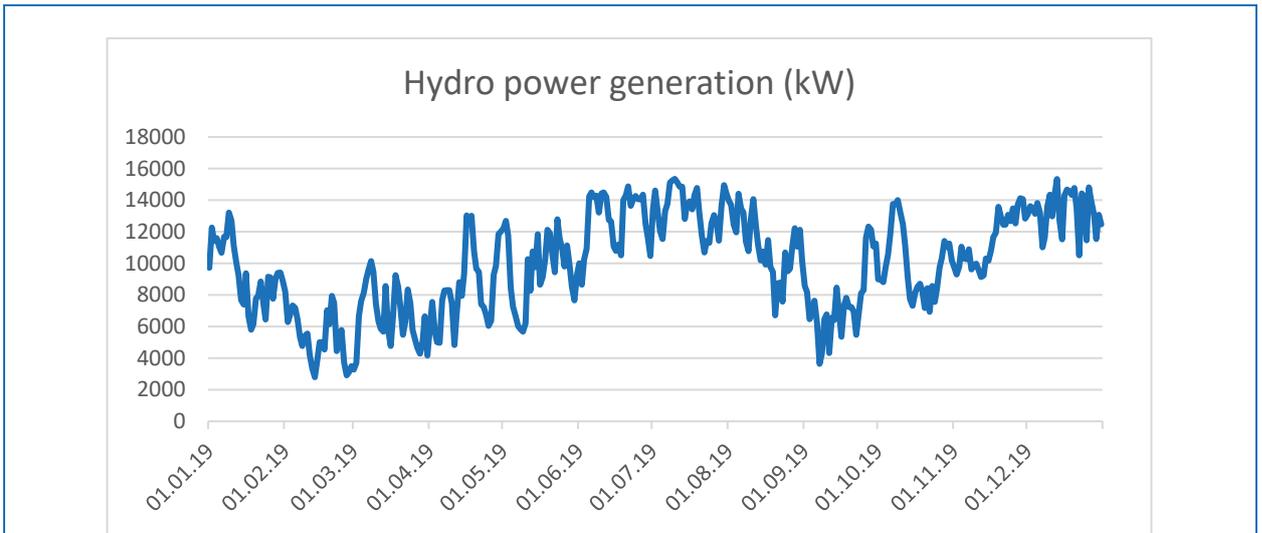
Wie bereits für Melinka aufgezeigt, werden hier sowohl die chilenische Jahreszeitenabhängigkeit, als auch Feiertage und Wochenenden berücksichtigt. Es zeigt sich eine geringere Jahreszeitenabhängigkeit als in Melinka. Es ergibt sich ein jährlicher Verbrauch von 131 GWh/Jahr, bei einer Maximallast von 24,4 MW.

Während für Aysén Angaben zur zukünftigen Verbrauchssteigerung vorlagen, wurde auf eine Einbeziehung dieses Faktors verzichtet. Es kann davon ausgegangen werden, dass die Nutzung deutscher Standardlastprofile und somit Tagesgänge einen weitaus größeren Einfluss auf die Simulation hat. Dies zeigte sich in bereits bei der Verbrauchsabschätzung von Melinka, wo eine monatliche Abweichung von den erwarteten Werten von durchschnittlich 11% beobachtet wurde. Diese Abweichung übersteigt die zu erwartende Verbrauchssteigerung.

Die derzeitige Stromversorgung in Aysén wird auch durch Wasserkraft unterstützt. Bei diesen Wasserkraftwerken handelt es sich um Laufwasserkraftwerke, welche somit nicht als Speicher genutzt werden können, sondern nach Verfügbarkeit betrieben werden müssen. Aktuell ist eine Gesamtkapazität von 22,6 MW an unterschiedlichen Orten installiert. Die jährliche Produktion der verschiedenen Wasserkraftwerke über die letzten Jahre ist bekannt. Aus ihnen lässt sich im Hinblick auf potentielle Klimawandelauswirkungen kein klarer Trend für die Stromerzeugung aus Wasserkraft feststellen.

Aus der bekannten täglichen Stromerzeugung aus dem Jahre 2019 lässt sich ein einstündliches Erzeugungsprofil erstellen. Dabei wird angenommen, dass die Wasserkraftwerke immer, entsprechend ihrer jahreszeitlichen Verfügbarkeit, zu ihrem Maximum genutzt werden, d.h. immer voll ausgefahren werden. Durch die Verfügbarkeit täglicher Erzeugung ergibt sich mit dieser Annahme, dass jede Stunde der bemessenen Tage dieselbe Leistung aufweist.

Abbildung 19: Stündliches Erzeugungsprofil Wasserkraftwerke in Aysén



Es ergibt sich eine jährliche Versorgung durch Wasserkraftwerke von 87 GWh. Eine Jahreszeitenabhängigkeit der Erzeugung ist in Abbildung 19 sichtbar: im Winter ist die Erzeugung am größten, während im Herbst und Frühling weniger Strom durch Wasserkraftwerke erzeugt werden kann. Eine Varianz von Tag zu Tag ist auch sichtbar.

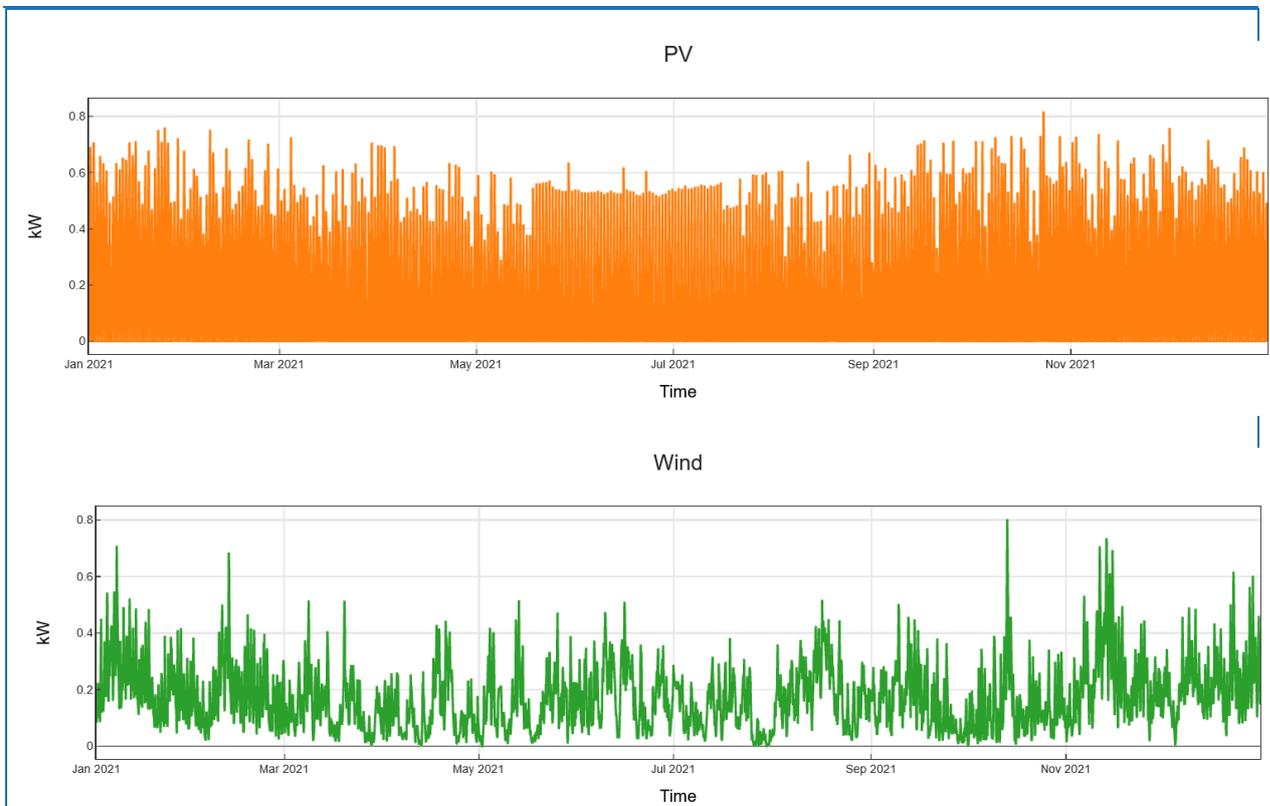
Ähnlich wie bei den Dieseleratoren werden keine Investitionskosten für die Wasserkraftwerke berücksichtigt, da diese bereits getätigt wurden. Die Implementation von weiteren Wasserkraftwerken wird nicht in Betracht gezogen, da diese Kraftwerke große Infrastrukturprojekte sind, die vielen Limitationen unterliegen. Es wird davon ausgegangen, dass keine marginalen Kosten aufgrund des Einsatzes der Wasserkraftwerke auftreten. Daraus folgt, dass die Wasserkraftwerke immer zu ihrem Maximum genutzt werden, was im Zusammenhang mit dem genutzten Simulationstool auch zu einer scheinbaren Überproduktion führen kann. In der Realität würde diese Überproduktion vermieden werden, indem die Turbinen der Wasserkraftwerke ausgestellt würden.

Wie für Melinka wird auch für Aysén das Potenzial von Fotovoltaik und Windkraftanlagen mit den webbasierten Tools des chilenischen Energieministeriums^{125 126} ermittelt (siehe Abbildung 20). Für Wind ergibt sich dadurch ein jährliches spezifisches Erzeugungspotenzial von 1.492 kWh/Jahr, während für Fotovoltaik ein spezifisches Erzeugungspotenzial von 1.307 kWh/Jahr vorliegt.

¹²⁵ Ministerio de Energía, Gobierno de Chile. (2021): *Explorador Solar*, unter: <http://solar.minenergia.cl/exploracion> (Abruf vom 10.06.2021).

¹²⁶ Ministerio de Energía, Gobierno de Chile. (2021): *Explorador Eólico*, unter: <http://eolico.minenergia.cl/exploracion> (Abruf vom 10.06.2021).

Abbildung 20: Erneuerbares Potenzial von Sonne und Wind in Aysén



Im Unterschied zu Melinka ist der Dieselpreis in Aysén mit 0,64 USD/l (inklusive Dieselsteuer) erheblich günstiger.

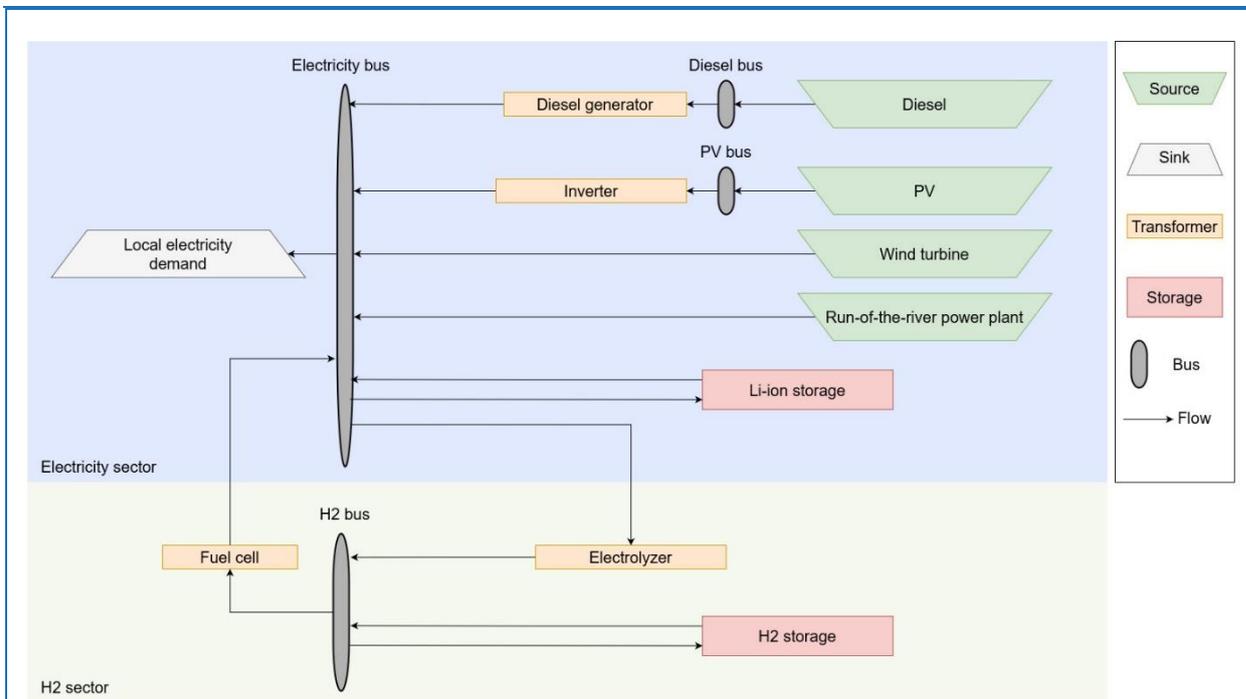
4.4.3. Szenarienanalyse

Um das Potenzial von Wasserstofftechnologien zur Speicherung von Strom in Aysén einzuschätzen, werden, analog zum Anwendungsfall in Melinka, drei Szenarien definiert:

1. Status Quo: Versorgung durch die gesamte Kapazität existierender Dieselgeneratoren, Wasserkraftwerke und Windkraftwerke
2. Erneuerbare und Wasserstoff: Versorgung durch nötige existierende Dieselgeneratoren, Wasserkraftwerke und Windkraftwerke sowie optimale Kapazitäten von Fotovoltaik, Wind, und Wasserstofftechnologien
3. Erneuerbare, Lithiumbatterien und Wasserstoff: Versorgung durch existierende Dieselgeneratoren, Wasserkraftwerke und Windkraftwerke sowie optimale Kapazitäten von Fotovoltaik, Wind, Lithiumbatterien und Wasserstofftechnologien

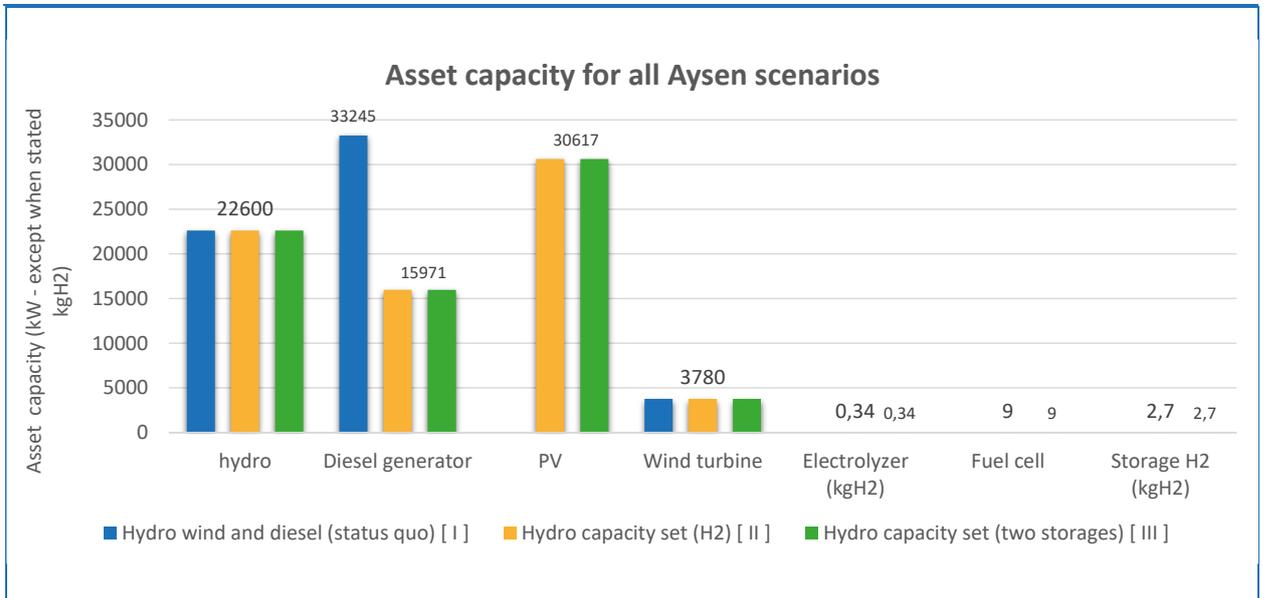
In Abbildung 14 wird durch einen Energiesystemgraphen die Topologie des Versorgungsnetzes von Melinka dargestellt (für Szenario 3).

Abbildung 21: Energiesystemgraph für Aysén: Erneuerbare, Lithiumbatterien und Wasserstoff



Im Szenarienvergleich in Abbildung 22 zeigt sich, dass ebenso wie in Melinka Lithiumbatterien nicht mit den Wasserstoffspeichertechnologien kombiniert werden, da sich daraus kein wirtschaftlicher Vorteil ergibt. Aus dem Grund sind Ergebnisse von Szenario 2 und 3 wiederum identisch. Aufgrund des weitaus geringeren Dieselpreises ergibt sich für die Speicherung von Strom durch Wasserstofftechnologien ein geringeres wirtschaftliches Potenzial als in Melinka und für das weitaus größere System wird nur eine geringe Kapazität von 11,3 kW Elektrolyseur (0,34 kgH₂ maximaler Output), 2,7 kg Wasserstoffspeichertank und 9 kW Brennstoffzelle empfohlen. Auch in Aysén ist der Ausbau von Fotovoltaikpotenzial attraktiv: die Stromgestehungskosten werden minimiert, wenn 30,6 MWp Fotovoltaikkraftwerke installiert werden. Dadurch lässt sich die Nutzung der Dieselgeneratoren vermindern, und es wäre möglich die Generatorkapazität von 33,2 MW auf 16 MW zu halbieren. Eine Installation weiterer Windkraftanlagen wird nicht empfohlen.

Abbildung 22: Szenarienvergleich Aysén– Optimale Kapazitäten



Um die obenstehende Energieversorgung umzusetzen, müssten Investitionskosten von 21,5 Millionen USD aufgewandt werden. Dafür sinken die Stromgestehungskosten erheblich von aktuellen 0,067 USD/kWh um etwa ein Drittel auf 0,044 USD/kWh. Über eine Projektlaufzeit von zehn Jahren würden sich somit 23,07 Millionen USD einsparen lassen. Dies ist möglich, da die jährlichen Betriebskosten von 8,8 auf 4,1 Millionen USD/Jahr sinken. Dieser Trend lässt sich auf den gesunkenen Dieserverbrauch zurückführen, welcher sich von aktuell 13,6 Millionen l/Jahr zu 6,2 Millionen l/Jahr mehr als halbiert. Damit geht eine Einsparung von 19.900T CO₂-Emissionen einher. Während der erneuerbare Anteil an der Stromerzeugung mit 42% bereits hoch war, liegt er nun bei 69%.

Rechnerisch konnten im alten System 10% der möglichen erneuerbaren Erzeugung aus Wasserkraft und Windkraft nicht genutzt werden. Das neu vorgeschlagene System mit den erhöhten erneuerbaren Kapazitäten durch Ausbau von Fotovoltaik resultiert auch in einem höheren Anteil nicht nutzbarer erneuerbarer Erzeugung von 17%. Momentan ist es günstiger den erzeugten Strom nicht zu nutzen, als in Speicherung durch Wasserstofftechnologien und Lithiumbatterien zu investieren aufgrund der angenommenen Kostenstruktur. Der Ausbau von Speichertechnologien erfolgt oft in Sprüngen, das heißt wenn sich die Kostenstrukturen verbessern kann es dazu führen, dass nahezu der gesamte Überschussstrom gespeichert und genutzt wird. Eine Zusammenfassung der Betriebskennzahlen ist in Tabelle 8 zu finden.

Tabelle 8: Szenarienvergleich Aysén

Betriebskennzahl		Szenario 1	Szenario 2	Szenario 3
	Einheit	Status Quo	Erneuerbare und Wasserstoff	Erneuerbare, Lithiumbatterien und Wasserstoff
Stromgestehungskosten	USD/kWh	0,0674		0,0443
Nettokapitalwert	Mio USD	67,15		44,08

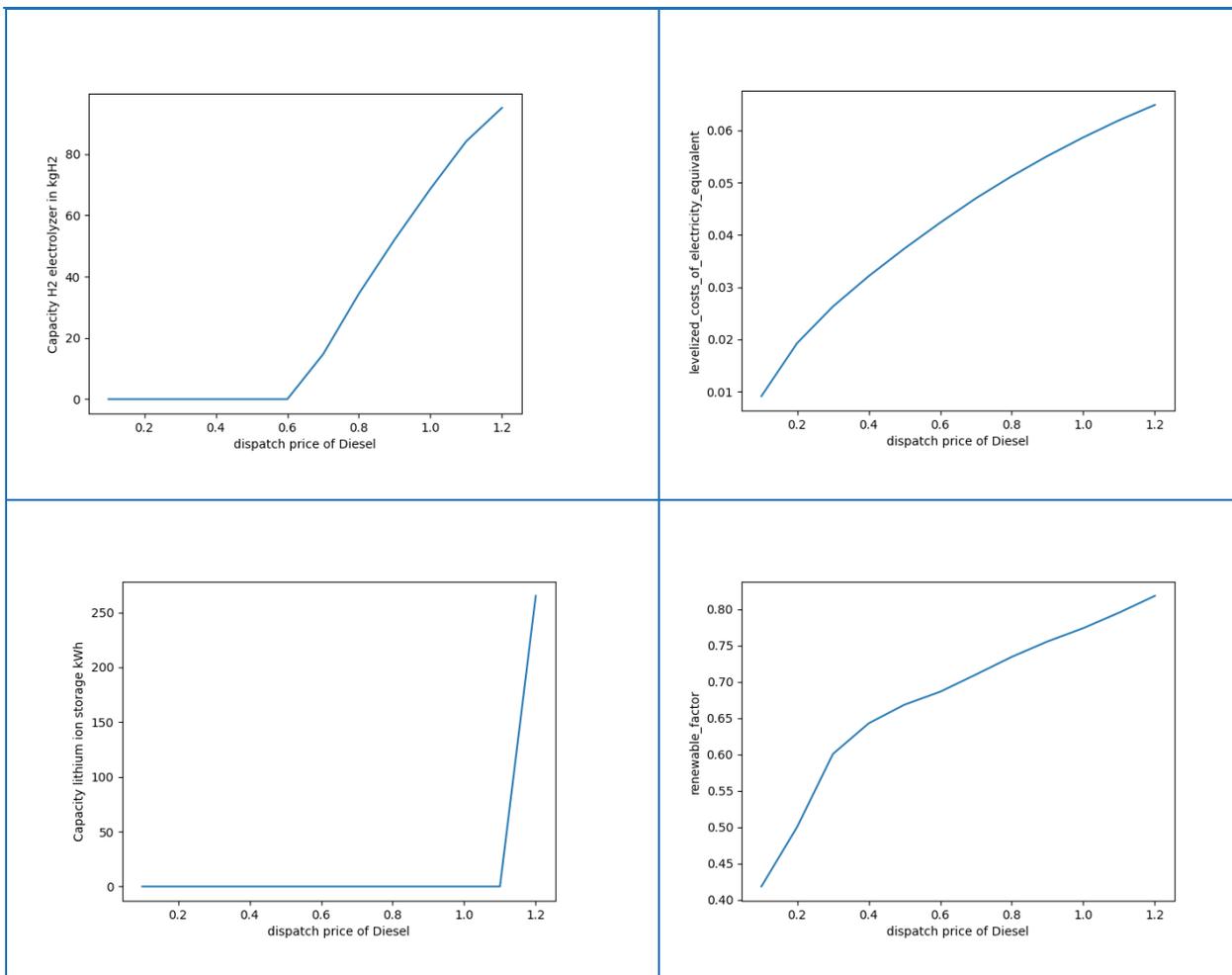
Investitionskosten zu Projektbeginn	Mio USD	-/-	21,46
Jährliche Betriebskosten	Mio USD/Jahr	8,8	4,1
Dieserverbrauch	Mio l/Jahr	13,6	6,2
Erneuerbare Erzeugung	MWh/Jahr	9,5	23,2
Ungenutzter Anteil der erneuerbaren Erzeugung	%	10	17
Erneuerbarer Anteil	%	42	69
CO2-Emissionen	T CO2/Jahr	36.726	16.797

4.4.4. Sensitivitätsanalyse Aysén

Analog zum Anwendungsfall Melinka soll auch für Aysén der Einfluss der wichtigsten Eingangsparameter bestimmt werden. Dazu wurde ebenfalls eine Sensitivitätsanalyse für Szenario 3 durchgeführt. Der Dieselpreis als wichtige Eingangsgröße wird daher zwischen 0,1 und 1,1 USD/l variiert, wobei der aktuelle Preis bei 0,64 USD/l liegt.

Es zeigt sich, dass die Stromgestehungskosten mit steigendem Dieselpreis signifikant ansteigen. Bis zu einem Dieselpreis von 0,6 USD/l erhöht sich der erneuerbare Anteil, ohne dass Speichertechnologien gebaut werden. Die installierte erneuerbare Leistung wird also nur dafür genutzt, in Zeiten in denen erneuerbare Erzeugung und Verbrauch gleichzeitig auftreten, den Dieserverbrauch zu senken. Durch eine Speicherung mit Lithiumbatterien oder durch Wasserstofftechnologien können aber bis zu diesem Preis keine Kosten gesenkt werden, weshalb ungenutzte erneuerbare Erzeugung in Kauf genommen wird. Lithiumbatterien werden erst ab einem Preis von 1,2 USD/l installiert. Wasserstoffspeichertechnologie wird wiederum bei Dieselpreisen über 0,6 USD/l wirtschaftlich. Die Kapazität des zu installierenden Elektrolyseurs steigt erheblich mit dem Dieselpreis. Eine mögliche zukünftige CO2-Bepreisung ist hier von Bedeutung. Die wichtigsten Zusammenhänge sind in Abbildung 23 dargestellt.

Abbildung 23: Sensitivitätsanalyse Aysén – Dieselpreis



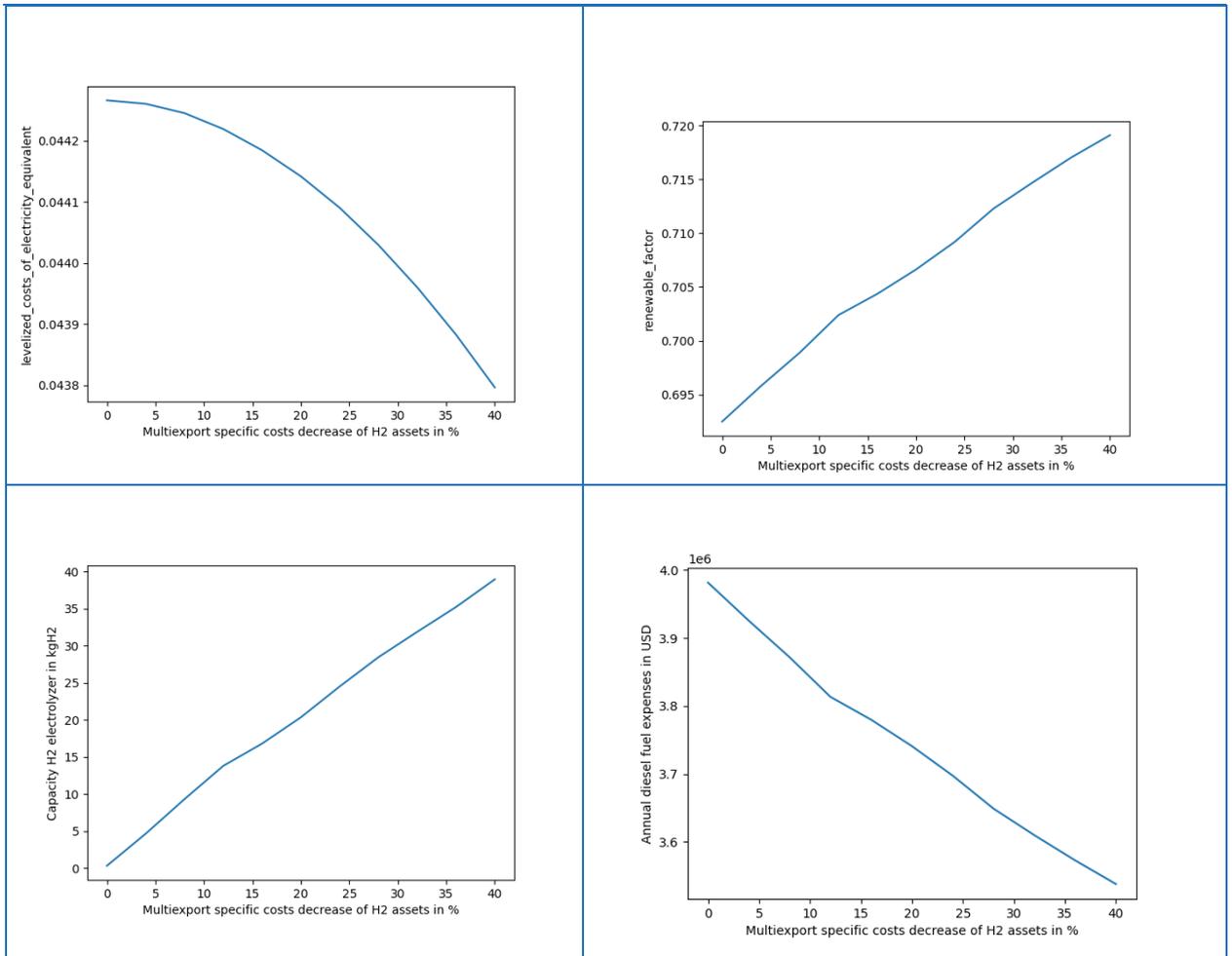
Neben der Dieselpreissensitivität wird auch der Einfluss der angenommenen Wasserstofftechnologiekosten untersucht. Analog zu Melinka wird dabei eine Kostenreduktion von 0-40%¹²⁷ berücksichtigt. Wieder werden die Kosten der unterschiedlichen Technologien gleichzeitig verändert, d.h. die zu erwartenden Kostensenkungen treten gleichzeitig beim Elektrolyseur, der Brennstoffstelle sowie dem Wasserstoffspeichertank auf. Die wichtigsten Ergebnisse sind in Abbildung 24 dargestellt.

Eine Kostenreduktion der Wasserstoffspeichertechnologien bewirkt, dass es wirtschaftlicher wird, Strom in Wasserstoff zu speichern und rückzuerstromen. Dementsprechend steigen bei sinkenden Kosten die Kapazitäten für Elektrolyseur, Wasserstofftank, und Brennstoffzelle und sinkt die jährliche ungenutzte erneuerbare Erzeugung. Diese zwischengespeicherte erneuerbare Erzeugung kann dann dazu genutzt werden, Dieselverbrauch und somit Kosten zu senken. Trotz steigender Investitionen in Wasserstoffspeichertechnologien können so die

¹²⁷IRENA (2020): *Green Hydrogen Cost Reduction: Scaling up Electrolysers to Meet the 1.5°C Climate Goal*, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, S. 78

Stromgestehungskosten sinken. Der erneuerbare Anteil steigt minimal an, da die Erzeugung zu Zeiten von bereits gedeckten Verbrauch zwischengespeichert und zu späterem Zeitpunkt genutzt werden kann.

Abbildung 24: Sensitivitätsanalyse Aysén – zu erwartende Kostensenkungen Wasserstofftechnologien



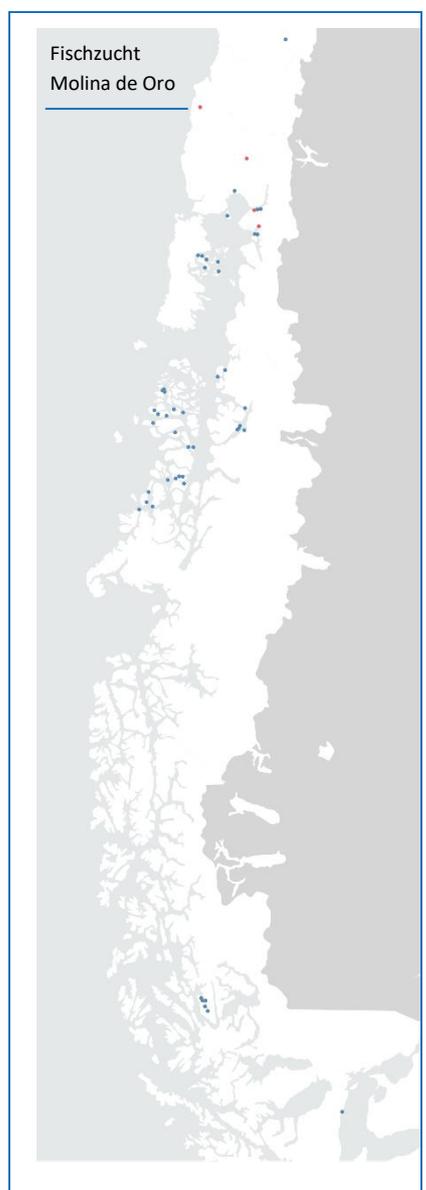
4.4.5. Fazit Simulation Aysén

Bereits heute wird Aysén zu einem erheblichen Anteil aus erneuerbaren Quellen mit Strom versorgt. Insgesamt 42% der Stromerzeugung werden durch Wasserkraftwerke und Windkraftwerke gestellt. Dabei ist heute ein erheblicher Anteil Überschusserzeugung, da keine Speichertechnologien eingesetzt werden. Zukünftig sollte in Aysén auch das Fotovoltaikpotenzial der Region genutzt werden und dementsprechend 30,6 MWp Fotovoltaikkraftwerk gebaut werden. Diese können heute bereits wirtschaftlich mit Wasserstofftechnologien zur Stromspeicherung genutzt werden: Eine Pilotanlage mit einem Elektrolyseur von 11,3 kW (0,34 kgH₂ maximaler Output), einem 2.7 kg Wasserstoffspeichertank und einer 9 kW Brennstoffzelle könnten erneuerbare Erzeugung zu Zeiten gedeckten Verbrauchs zwischenspeichern, und so auch die Stromgestehungskosten in Aysén senken. Eine Kombination mit Lithiumbatterien, zumindest unter den angenommenen Kosten, erscheint nicht sinnvoll. Der derzeitige Dieselpreis ist – wie die Sensitivitätsanalyse zeigt – gerade an der Grenze zur wirtschaftlichen Wasserstoffnutzung. Wird also von einem steigenden Dieselpreis ausgegangen, können bald deutlich mehr Wasserstoffkapazitäten wirtschaftlich nutzbar werden. Des Weiteren ist die Nutzung von Abwärme ein möglicher weiterer Verwertungspfad, der die Wirtschaftlichkeit von Wasserstoffsystemen in diesem Fall erhöhen kann.

In Zukunft sollten die Dieselpreise, auch im Hinblick auf potentielle zukünftige CO2-Emissionsbepreisung, und Kostensenkungen von Wasserstofftechnologien im Auge behalten werden, da hier Wasserstoffspeichertechnologie schon bei Dieselpreisen über 0,6 USD/l wirtschaftlich wird. Dann könnte Wasserstoff nicht nur als Pilotprojekt sondern als fester Bestandteil des Energiesystems Einzug erhalten.

4.5.Fall 3: Unternehmen in der Lachsindustrie, Multiexport

Das Unternehmen Multiexport wurde 1987 mit dem Zweck gegründet, Fischfang, -kauf, -verarbeitung und –verkauf zu betreiben. Das Unternehmen hatte im Jahr 2020 insgesamt 2.694 Mitarbeiter und betreibt 46 Fischzuchtzentren in Chile. Multiexport ist



Chiles zweitgrößter Lachsexporteur und hat im Jahr 2020 insgesamt 98.400 Tonnen Fisch für 447 Mio. US-Dollar verkauft.¹²⁸

Die insgesamt 106 Konzessionen für Aquakulturen im Meer befinden sich in den südlichsten Regionen des Landes: 21 Aquakulturen werden in der Region Los Lagos betrieben, 78 in Aysén und sieben in der südlichsten Region Magallanes. Hinzu kommen fünf Fischzuchten an Land, eine in der Region Araucanía und vier in der Region Los Lagos. Außerdem betreibt Multiexport zwei Fischverarbeitungsfabriken in der Region Los Lagos, eine für frische und Tiefkühlprodukte und eine weitere für Räucherware. Der hier untersuchte Standort ist die Fischzucht Molino de Oro in der Region Los Lagos.¹²⁹

Der Fischzuchtbetrieb Molino de Oro widmet sich ausschließlich der Produktion von Brutmaterial und Eiern des Atlantischen Lachses, mit einem zu 100% geschlossenen Süßwasserkreislauf.

Das Unternehmen verfügt dort über ein Zuchtprogramm zur genetischen Verbesserung seiner eigenen Variante des atlantischen Lachses, das vier Arbeitslinien umfasst und Multiexport ermöglicht, jedes Jahr verbesserte Eier zu liefern. Außerdem werden verschiedene Reproduktions- und Inkubationsstrategien angewandt, um die Versorgung mit Eiern das ganze Jahr über sicherzustellen.¹³⁰

Die Stromversorgung der Fischzucht Molino de Oro wird durch drei Dieselgeneratoren sichergestellt, die abwechselnd betrieben werden und zwar mit 297 kW, 247,5 kW und 198 kW. Für den Betrieb der Fischzucht besteht außerdem ein Sauerstoffkonsum, der Sauerstoff wird zurzeit durch einen externen Dienstleister bereitgestellt. Die mögliche Kostenreduzierung durch die Verwendung des bei der Elektrolyse anfallenden Sauerstoffs konnte hier in der Simulation nicht berücksichtigt werden, da keine stunden oder tagesgenaue Daten für den Sauerstoffkonsum vorlagen. Hier wäre bei einer möglichen Realisierung eines Systems zur Stromspeicherung mit Wasserstoff eine genauere Messung des Sauerstoffverbrauchs notwendig, um eine Abschätzung der möglichen Kosteneinsparung vornehmen zu können.

Die Lage des untersuchten Industriestandortes Molino de Oro ist in Abbildung 25 zu sehen. Zurzeit wird der Strom durch Dieselgeneratoren bereitgestellt, es besteht kein Netzanschluss. Es wird untersucht, ob durch Investitionen in Fotovoltaik oder Wasserstoffspeichertechnologien die Stromkosten für Multiexport gesenkt werden können.

4.5.1. Eingangsdaten

Multiexport als Industriekunde zeichnet sich durch Lastprofil aus, welches sich stark im Tagesablauf von dem in Melinka und Aysén unterscheidet: Messungen zufolge unterliegt die Last über den Tag nur sehr geringen Schwankungen und bleibt immer nah bei 40 kW. Für das Tageslastprofil wurden Strommessungen, die über den Zeitraum von 24 Stunden aufgenommen wurden, bei einer Betriebsspannung von drei-phasigen 380 V, berücksichtigt.

Weitere Werte beinhalten täglich zwei Messungen des Abnahmestroms über ein gesamtes Jahr, wodurch eine Jahreszeitenabhängigkeit abgeleitet werden kann. Dadurch lässt sich ein jahreszeitenabhängiges Verbraucherprofil ermitteln (siehe Abbildung 26). Auch hier zeigt sich ein großer Unterschied zu dem Lastprofil von Melinka und Aysén, das vom privaten und Dienstleistungssektor geprägt ist: eine Jahreszeitenabhängigkeit ist nicht eindeutig, und

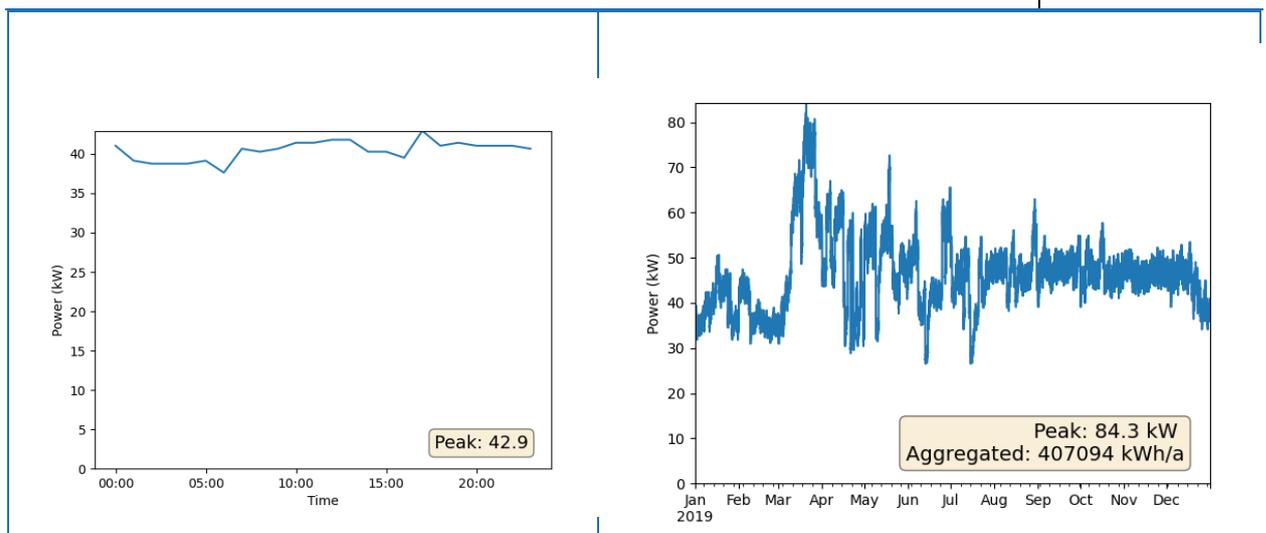
¹²⁸ Multiexport Foods (2021): Memoria anual 2020, S. 10-16, unter: https://www.cmfchile.cl/sitio/aplic/serdoc/ver_sgd.php?s567=9d76e7d059c0314faec727572d595d2cVfdwQmVVMVVRVEJOUkVWNVQxUkZlVTlSUFQwPQ==&secuencia=-1&t=1628635181 (Abruf vom 10.08.2021).

¹²⁹ Multiexport Foods (2021): Reporte de Sustentabilidad 2020, S. 14, unter: <https://www.multiexportfoods.com/wp-content/uploads/2021/06/Reporte-de-Sustentabilidad-2020-Multiexport-2.pdf> (Abruf vom 10.08.2021).

¹³⁰ Interview mit Repräsentanten von Multiexport

stattdessen scheinen es typische Betriebsprofile zu sein, die entscheidend sind für den Verbrauch in Multiexport. So zeigt sich zwar ein vergleichbar geringer Stromverbrauch zum Ende des chilenischen Sommers von Januar bis März, doch zum Rest des Jahres ist der Verbrauch sehr großen Schwankungen unterlegen, und ist besonders hoch im April. Das Verbrauchsmaximum von 84,3 kW im April ist signifikant verglichen zu dem ansonsten herrschenden Verbrauch, und lässt darauf schließen, dass zu diesem Zeitpunkt aus Betriebsgründen besonders viel Energie verbraucht wird. Es ergibt sich ein jährlicher Stromverbrauch von 407,1 MWh. Im Vergleich dazu wurde von Multiexport ein jährlicher Stromverbrauch von 528 MWh/Jahr angegeben.

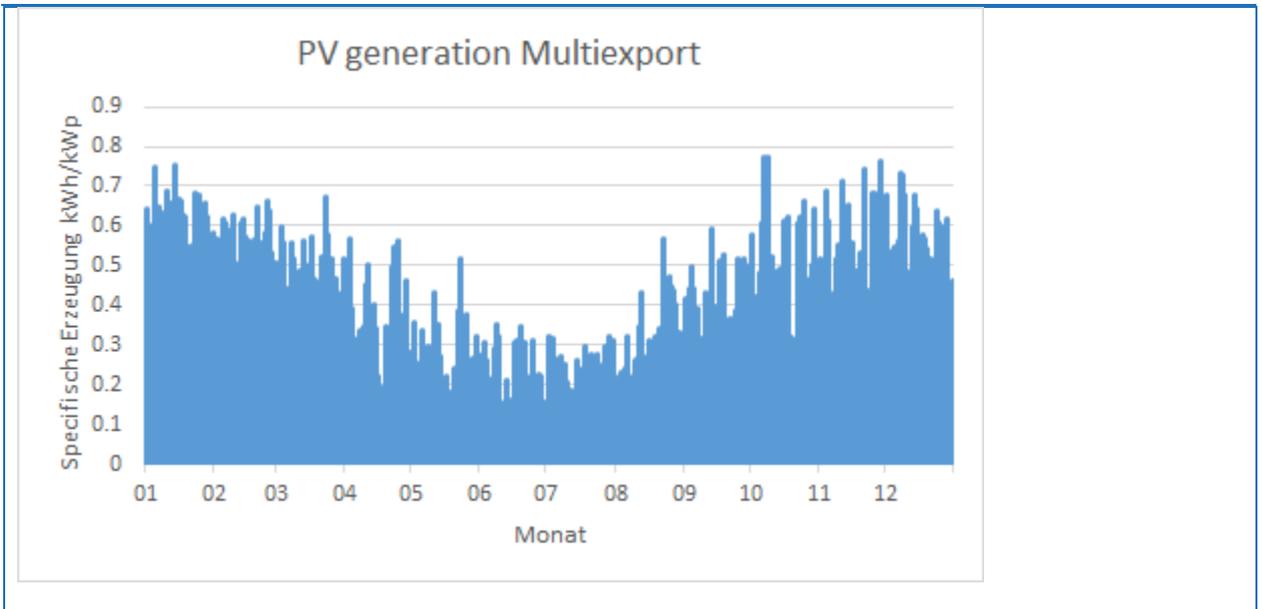
Abbildung 26: Verbrauchsprofil Multiexport



In Multiexport wird nur Fotovoltaik als Investitionsoption beachtet. Mit dem webbasierten Tool des chilenischen Energieministeriums¹³¹ ergibt sich ein stark jahreszeitenabhängiges Potenzial von 1.134,8 kWh/kWp/Jahr. Im Vergleich zu Melinka und Aysén liegt damit in Multiexport das geringste Erzeugungspotenzial von Fotovoltaik vor.

¹³¹ Ministerio de Energia, Gobierno de Chile. (2021): *Explorador Solar*, unter: <http://solar.minenergia.cl/exploracion> (Abruf vom 10.06.2021).

Abbildung 27: Erneuerbares Potenzial von Fotovoltaik in Multiexport



Der von Multiexport bezahlte Dieselpreis ist im Vergleich zu Melinka und Aysén besonders niedrig.

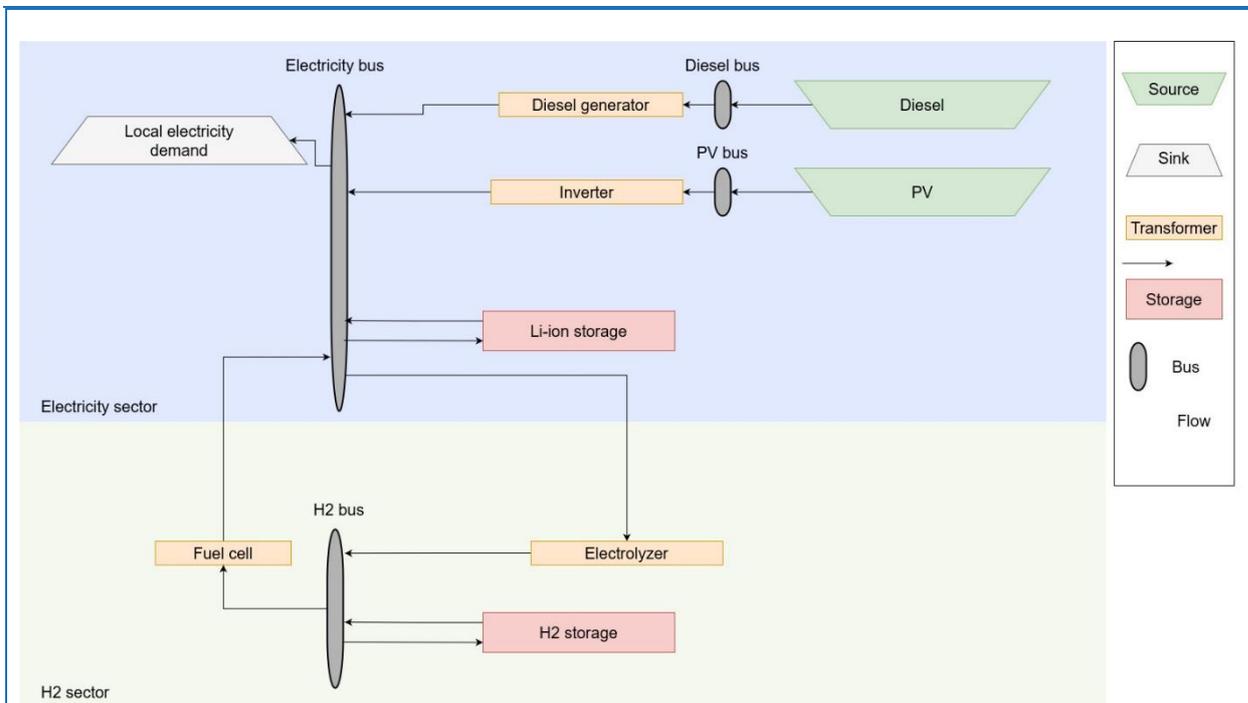
4.5.2. Szenarienanalyse

Um das Potenzial von Wasserstofftechnologien zur Speicherung von Strom in Multiexport einzuschätzen, werden, analog zum Anwendungsfall in Melinka und Aysén, drei Szenarien definiert:

1. Status Quo: Versorgung die gesamte Kapazität existierender Dieselgeneratoren
2. Erneuerbare und Wasserstoff: Versorgung durch nötige existierende Dieselgeneratoren sowie optimale Kapazitäten von Fotovoltaik und Wasserstofftechnologien
3. Erneuerbare, Lithiumbatterien und Wasserstoff: Versorgung durch existierende Dieselgeneratoren sowie optimale Kapazitäten von Fotovoltaik, Lithiumbatterien und Wasserstofftechnologien

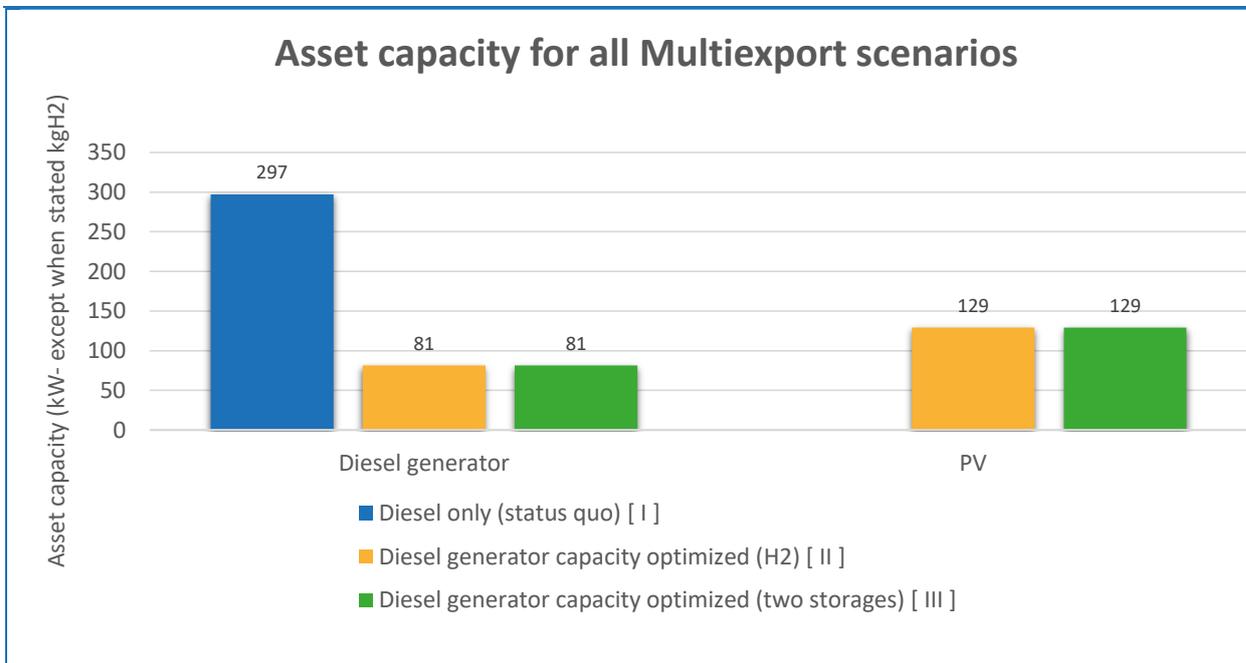
In Abbildung 28 wird durch einen Energiesystemgraphen die Topologie des Versorgungsnetzes von Multiexport dargestellt (für Szenario 3).

Abbildung 28: Energiesystemgraph für Multiexport: Erneuerbare, Lithiumbatterien und Wasserstoff



Durch den besonders geringen Dieselpreis und die geringe spezifische Erzeugung durch Fotovoltaik zeigt sich in Multiexport kein Potenzial für Stromspeicherung durch Wasserstofftechnologien. Eine Kombination aus 129 kWp Fotovoltaik und einer verringerten Dieselgeneratorkapazität von 81 kW stellt die günstigste Energieversorgung dar (siehe Abbildung 29). Ein Potenzial für Lithiumbatterien liegt auch hier nicht vor. Die Ergebnisse von Szenario 2 entsprechen somit derer von Szenario 3.

Abbildung 29: Szenarienvergleich Multiexport – Optimale Kapazitäten



Durch die Installation von Fotovoltaik können die Stromgestehungskosten von 0,14 USD/kWh auf 0,12 USD/kWh gesenkt werden. Dazu müssen zu Beginn rund 90.500 USD investiert werden, was allerdings in verminderten jährlichen Betriebskosten von 57.000 USD/Jahr zu 40.600 USD/Jahr resultiert. Der Dieselverbrauch kann ebenso um 33.400 l/Jahr gesenkt werden, was die CO₂-Emissionen wiederum um 28.8% auf 224 Tonnen CO₂/Jahr senkt. Mit den installierten Fotovoltaikleistung ergibt sich ein Anteil an Erneuerbaren von 16%, wobei 19% der erneuerbaren Erzeugung nicht genutzt werden können. Es ist nicht wirtschaftlich diesen Überschuss in Wasserstoffspeichertechnologien oder Lithiumbatterien aufzufangen und später zu nutzen. Eine Zusammenfassung der Betriebskennzahlen ist in Tabelle 9 zu finden.

Tabelle 9: Szenarienvergleich Multiexport

Betriebskennzahl	Einheit	Szenario 1	Szenario 2	Szenario 3
		Status Quo	Erneuerbare und Wasserstoff	Erneuerbare, Lithiumbatterien und Wasserstoff
Stromgestehungskosten	USD/kWh	0,14		0,12
Nettokapitalwert	Tausend USD	433,8		372,6
Investitionskosten zu Projektbeginn	Tausend USD	-/-		90,5
Jährliche Betriebskosten	Tausend USD/Jahr	57		40,6
Dieselverbrauch	Tausend l/Jahr	116,3		82,9
Erneuerbare Erzeugung	MWh/Jahr	-/-		146,8

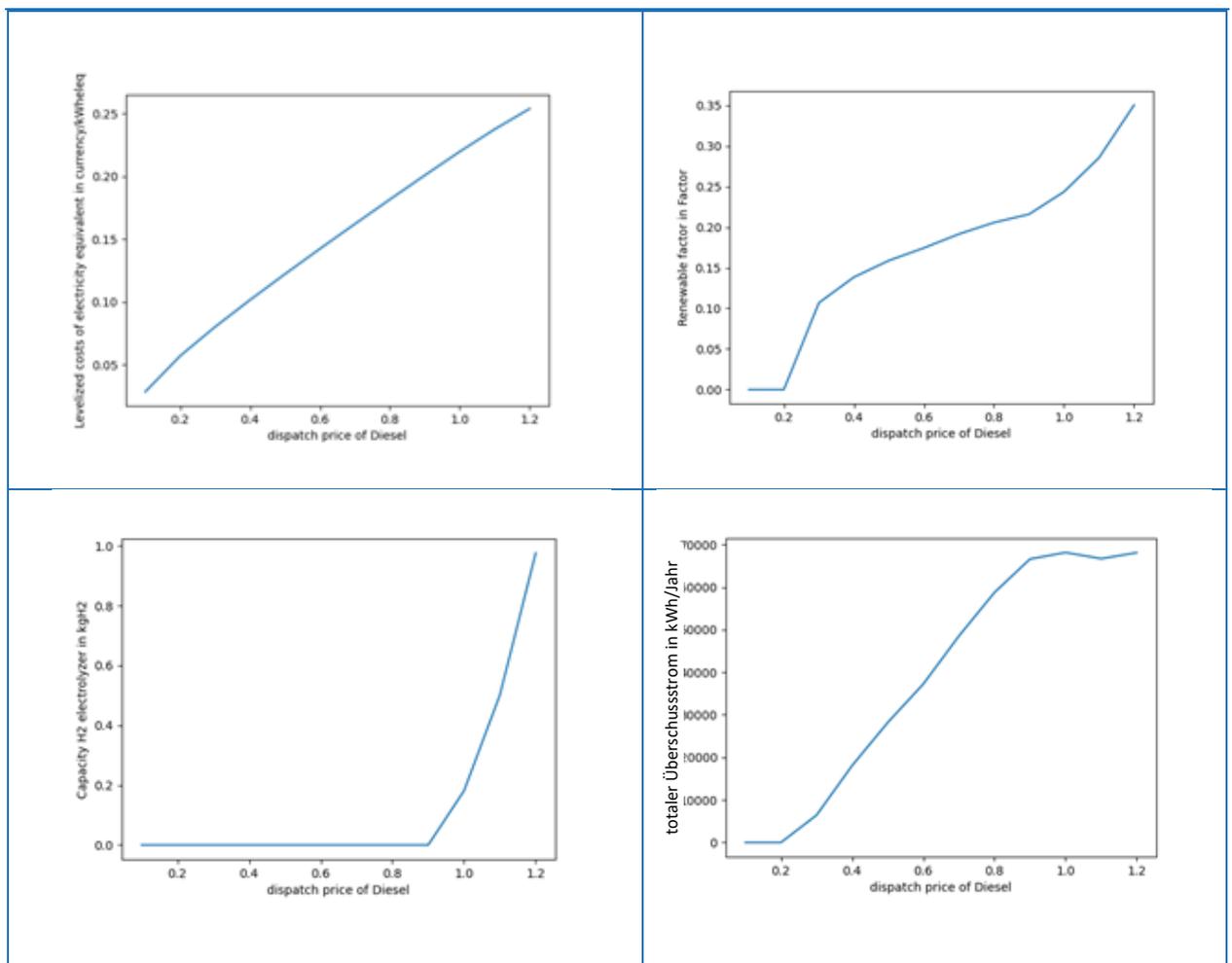
Ungenutzter Anteil der erneuerbaren Erzeugung	%	-/-	19
Erneuerbarer Anteil	%	0	15,7
CO2-Emissionen	T CO2/Jahr	314	224

4.5.3. Sensitivitätsanalyse Multiexport

Analog zum Anwendungsfall Melinka und Aysén wird auch für Multiexport der Einfluss der wichtigsten Eingangsparameter bestimmt. Dazu wurde ebenfalls eine Sensitivitätsanalyse für Szenario 3 durchgeführt. Der Dieselpreis als wichtige Eingangsgröße wird daher variiert zwischen 0,1 und 1,2 USD/l. Die wichtigsten Abhängigkeiten sind in Abbildung 30 dargestellt.

Es zeigt sich, dass sich die Stromgestehungskosten mit dem Dieselpreis erhöhen, während der Erneuerbare Anteil steigt. Gleichzeitig ist lange eine Speicherung des Überschussstroms nicht wirtschaftlich, und Wasserstoffspeichertechnologien werden erst ab einem Preis von 1,0 USD/l sinnvoll. Lithiumbatterien werden selbst bei einem Dieselpreis von 1,2 USD/l nicht installiert.

Abbildung 30: Sensitivitätsanalyse Multiexport – Dieselpreis



Neben der Dieselpreissensitivität wird auch der Einfluss einer Kostenreduktion von 0-40%¹³² bei den Anschaffungskosten der Wasserstofftechnologien untersucht. Wieder werden die Kosten der unterschiedlichen Technologien gleichzeitig verändert, d.h. die zu erwartenden Kostensenkungen treten gleichzeitig beim Elektrolyseur, der Brennstoffstelle sowie dem Wasserstoffspeichertank auf.

Es zeigt sich allerdings, dass selbst bei der höchsten Kostminderung von 40% keine Wasserstoffspeichertechnologien installiert werden. Das kann auch daran liegen, dass die Betriebskosten für die Technologien im Vergleich zu den Kosten durch Bereitstellung von Strom durch Dieselgeneratoren immer noch sehr hoch liegen. Außerdem sind die Kosten von PV-Anlagen durch den geringen spezifischen Ertrag aus Fotovoltaik im Vergleich zu den anderen Anwendungsfällen hoch, wodurch potentiell auch weniger durch eine Zwischenspeicherung der Überschusserzeugung gespart werden kann.

4.5.4. Fazit Simulation Multiexport

Für den Industriestandort Multiexport können durch die Installation von Fotovoltaik geringere Stromgestehungskosten erreicht werden. Es ergibt sich bei aktuellen Dieselpreisen kein Potenzial für die Zwischenspeicherung von Strom aus solaren Quellen durch Wasserstofftechnologien. Nur eine starke Dieselpreissteigerung, zum Beispiel durch CO₂ Bepreisung, könnte diese Tendenz ändern, sofern insgesamt der Dieselpreis auf etwa 1,0 USD/l steigen würde. Ab diesem Grenzwert ist ein Einsatz von Wasserstoffspeichertechnologien wirtschaftlich.

Bei aktuellen Preisen können auch die zukünftig erwarteten signifikanten Kostensenkungen in der Herstellung von Wasserstofftechnologien keine Wirtschaftlichkeit für eine Speicherung in jenen Technologien hervorrufen. Ursächlich sind hier sowohl der vergleichsweise geringe solare Ertrag, als auch der geringe Dieselpreis, als auch das spezifische Lastprofil am Industriestandort. Dieses Lastprofil zeichnet sich durch besondere Konsistenz aus, und insbesondere liegt tagsüber kein höherer Bedarf vor. Bei ausreichend großen Fotovoltaikkapazitäten könnte dadurch zwar auch tagsüber erheblicher Überschussstrom zwischengespeichert werden, doch es werden ebenso große Speicher notwendig diesen Strom aufzunehmen oder gar Diesel substantiell zu ersetzen.

Eine Synergie zwischen dem Betrieb eines Elektrolyseurs und dem am Standort anfallenden Sauerstoffbedarf konnte in dieser Studie nicht berücksichtigt werden, da der Sauerstoffbedarf über die Zeit nicht weiter definiert werden konnte. Die Kosten der Sauerstoffversorgung der Betriebsprozesse in Multiexport sind mit 310.000 USD/Jahr sehr hoch. Es ist möglich, mit Elektrolyseuren eine Koerzeugung von Wasserstoff und Sauerstoff zu erreichen. Mit ausreichender Reinheit könnte dieser Sauerstoff in Multiexport genutzt werden und würde somit zur Wirtschaftlichkeit der Wasserstofftechnologien beitragen. Es ist daher ratsam, für den Anwendungsfall Multiexport diese Synergie zu verfolgen.

4.5.5. Zukünftiger Forschungsaufwand

In der vorliegenden Studie war es nötig die Lastkurven von Aysén und Melinka abzuschätzen. Die gewählte Methodik basierte auf deutschen Standardlastprofilen, und eine potenziell starke Abweichung vom chilenischen Lastprofil ist nicht auszuschließen. Für Folgeprojekte wäre es daher empfehlenswert, die Verbrauchsabschätzung für die lokalen Gegebenheiten zu wiederholen.

Außerdem wurden die Kostendaten durch Literaturrecherche, insbesondere für den europäischen Markt, zusammengetragen. Eine angepasste Marktstudie des chilenischen Markts oder ein Stakeholderworkshop zur

¹³²IRENA (2020): *Green Hydrogen Cost Reduction: Scaling up Electrolysers to Meet the 1.5°C Climate Goal*, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.

Validierung von Inputparametern könnte die Genauigkeit erhöhen. Abweichung von den Werten können durch Zölle, Subventionen oder andere Marktpreise vor Ort entstehen.

In dieser Studie wurden Entwicklungen zum Beispiel der Verbrauchsteigerung, Inflation oder Kostenänderungen über die Projektlaufzeit nicht berücksichtigt. Als Einordnung der Ergebnisse erfolgte eine Sensitivitätsanalyse des Dieselpreises sowie der Kostensenkung der Wasserstofftechnologien. In Folgestudien könnte ein größerer Fokus auf mögliche Entwicklungspfade gelegt werden, und so auch der Einfluss von einer möglichen CO₂-Bepreisung einbezogen werden.

Um Wasserstofftechnologien, und insbesondere den Elektrolyseur, wirtschaftlicher zu machen, wäre es interessant die kommerzielle Nutzung von Sauerstoff-Kogeneration oder weitere Sektorenkopplung mit zum Beispiel dem Transportsektor zu untersuchen.

5. Finanzierungsmöglichkeiten

Chilenische Förderprogramme, steuerliche Anreize und Finanzierungsmöglichkeiten

Zur Erreichung der Ziele, die im Rahmen der Nationalen Wasserstoffstrategie bis 2025 bzw. 2030 festgelegt wurden (5 Billionen USD internationale Investitionen auf dem Bereich in Chile, 5 GW installierte Elektrolyseleistung bis 2025 und 25 GW bis 2030 und eine Produktion von 200 Kilotonnen Wasserstoff pro Jahr), hat das Energieministerium zusammen mit der Nationalen Wirtschaftsförderungsgesellschaft CORFO einen Prozess angestoßen, um konkrete Förderprogramme für die Entwicklung einer Wasserstoffwirtschaft in Chile zu entwickeln.

Als ersten Schritt hat CORFO im Oktober 2020 formell einen globalen Request for Information (RFI) gestartet, um eine Übersicht der konkreten Projekte zu bekommen, die nationale und internationale Konsortien im Bereich Erzeugung, Transport, Lagerung und Anwendung von grünem Wasserstoff und seinen Derivaten in Chile planen. Dieser Prozess wurde am 9. Dezember 2020 abgeschlossen. Es wurden insgesamt 18 Projekte eingereicht mit einem Investitionsvolumen von ca. 12 Milliarden US-Dollar, die sich hauptsächlich in den Regionen Antofagasta und Calama ansiedeln würden¹³³. Basierend auf diesen Resultanten wurden folgende Förderprogramme entwickelt, um die Umsetzung der Projekte zu beschleunigen:

- CORFO: Erster Aufruf zur Finanzierung von grünen Wasserstoffprojekten¹³⁴.
 - Richtet sich an chilenische und internationale Unternehmen mit einem Umsatz von ca. über 25 Millionen US-Dollar, die industrielle Projekte planen, um die nationale Nachfrage nach grünem Wasserstoff zu decken und grünen Wasserstoff, industrielle Vorprodukte und/oder synthetische Kraftstoffe zu wettbewerbsfähigen Preisen zu exportieren
 - Auswahl eines oder mehrerer Projekte, die eine Kofinanzierung zur Investition in Elektrolyseure für die Entwicklung von neuen Projekten zur Erzeugung von grünem Wasserstoff in Chile bekommen. Die Projekte müssen größer als 10 MW sein und müssen spätestens im Dezember 2025 in Betrieb genommen werden.

¹³³ CORFO (2021): *RFI Hidrógeno Verde*, unter: https://www.corfo.cl/sites/cpp/rfi_hidrogeno_verde (Abruf vom 15.06.2021)

¹³⁴ CORFO (2021): *Primer llamado para el financiamiento de proyectos de hidrógeno verde en Chile*, unter: <https://corfo.cl/sites/cpp/hidrogeno-verde-chile> (Abruf vom 15.06.2021)

- Gesamtbetrag sind 50 Millionen US\$ und pro Projekt können bis zu 30 Millionen US\$ vergeben werden
 - Die Frist für die Einreichung von Vorschlägen ist der 6. September 2021.
- agcidChile: Aufruf zur Kofinanzierung von *Pre-investment Studies* für Projekte zur Erzeugung, Speicherung, Transport und/oder zur Nutzung von grünem Wasserstoff¹³⁵:
 - Der Wettbewerb wird durch den Bilateralen Fonds (Chile - Europäische Union) für Entwicklung im Übergang finanziert, der im Dezember 2019 zwischen der Generaldirektion für internationale Partnerschaften der Europäischen Kommission und der chilenischen Agentur für internationale Entwicklungszusammenarbeit (AGCID) unterzeichnet wurde.
 - Es können sich nationale und internationale Unternehmen bewerben, die die Entwicklung eines Investitionsprojekts in Chile in Erwägung ziehen
 - Die Kofinanzierung für erfolgreiche Antragsteller, beläuft sich insgesamt auf 300.000 Euro, wobei pro Antrag maximal 75.000 Euro (inklusive Steuern) zur Verfügung stehen. Der Antragsteller muss selbst mindestens 50% der Kosten der Studie beisteuern.
 - Anträge können bis zum 15. Juli eingereicht werden
- Chilenisches Energieministerium: Kofinanzierung für Projekte zur Eigenversorgung mit Erneuerbaren Energien inklusive H2 (*Ponle Energía a tu Empresa*)¹³⁶:
 - Richtet sich an Kleinst-, Klein-, Mittel- und Großunternehmen aus allen Wirtschaftsbereichen, wie z. B. Handel, Industrie, Landwirtschaft, Bergbau u. a.
 - Kofinanzierung von bis zu ca. 85.000 US-Dollar abhängig von der Größe des Unternehmens und der Technologie. Insgesamt darf die Kofinanzierung zwischen 30 und 50% der Gesamtkosten betragen.
 - Anträge konnten bis zum 31. Mai eingereicht werden. Eventuell kann es zu weiteren Finanzierungsrunden kommen.
- Chilenische Energieagentur: Accelerator für grüne H2 Projekte¹³⁷
 - Richtet sich an Unternehmen und/oder Institutionen, die sich einzeln oder im Konsortium mit anderen Unternehmen oder Institutionen bewerben können und, die an der kurzfristigen Umsetzung eines Wasserstoffprojektes für eine Reihe vorgegebener Anwendungen interessiert sind, unter anderem, der Stromerzeugung.
 - Der Prozess besteht aus 2 Etappen, wobei während der ersten Etappe mit Unterstützung der Agentur ein Pilotprojekt entworfen werden soll und dann in der zweiten Etappe können die Firmen oder Konsortien eine Kofinanzierung von bis zu 400.000 US-Dollar für die Umsetzung erhalten.
 - Die Anträge konnten bis zum 17. Mai eingereicht werden. Eventuell kann es im Jahr 2022 zu einem weiteren Aufruf kommen.
- CORFO, das Energieministerium und das Ministerium für Öffentliche Güter haben ein Abkommen unterschrieben, bei dem 11.986 Hektar öffentlicher Grundstücke im Norden Chiles zur Entwicklung von

¹³⁵ agcidChile: Convocatoria Hidrógeno Verde, unter: <https://www.agci.cl/menu-fondo-bilateral-chile-ue/convocatoria-hidrogeno-verde> (Abruf vom 15.06.2021)

¹³⁶ Energieministerium (2021): *Ponle Energía a tu Empresa*, unter: <https://atencionciudadana.minenergia.cl/tramites/informacion/50> (Abruf vom 15.06.2021)

¹³⁷ AgenciaSE (2021): *Aceleradora de Hidrógeno Verde*, unter: <https://www.agenciase.org/aceleradora-h2v/> (Abruf vom 15.06.2021)

Projekten im Bereich grüner Wasserstoff bereitgestellt werden. Die Bereitstellung von Grundstücken zur Implementierung von Wasserstoffprojekten soll die Entwicklung der Projekte beschleunigen. Aktuell liegen CORFO Pre-Investment Studien für Wasserstoffprojekte vor, die insgesamt 11 Hektar einnehmen würden.¹³⁸

- Im Januar 2021 wurde bekannt gegeben, dass das Konsortium Associated Universities Inc (AUI) den Zuschlag für die internationale Ausschreibung für die Bildung des chilenischen Clean Technologies Institute bekommen hat. Dieses Institut soll in Zusammenarbeit mit internationalen Partnern in Chile gegründet werden, um sich aktuellen Innovationsthemen wie der emissionsarmen Rohstoffgewinnung, der Weiterverarbeitung von strategisch wichtigen Rohstoffen wie Lithium und der Nutzung von Solarenergie zu widmen.¹³⁹ In Bezug auf die Solarenergie soll der Fokus u. a. auf nachhaltigen Wasserstoff, dessen Produktion, Lagerung, Transport und Distribution gelegt werden. Ziele und Aufgaben des Chilean Clean Technology Institute sind: die technologische Entwicklung und die Forschung mit industriellem Fokus (TRL > 6), Pilotprojekte, Standardisierung und Zertifizierung, Personalentwicklung, Förderung von Entrepreneurship und technologiebasierender Innovation. Für die ersten zehn Jahre ist ein Basisfonds von 194 USD Mio. mit zusätzlichen Beiträgen von 30% (monetär und nicht-monetär) durch Partner eingeplant. Es wird erwartet, dass das Clean Technology Institute bis zum Jahr 2030 zu einem Zentrum für Entrepreneurship und Innovation von globaler Reichweite wird.

Abbildung 31: Interessenbereiche des Chilean Clean Technology Institute¹⁴⁰

Areas	Solar Energy				Low Emissions Mining			Advanced Materials for E-Mobility and Energy Storage	
CHALLENGES	Solar Electricity	Solar Fuels Production Storage Transport Distribution	Solar Heat	Solar Energy Desalination & Water Treatment	Energy Sustainab. and Low Carbon Footprint in Metal Mining	Low Emission Mining- metallurg. Process	Low impact operation in the Salares	Materials based on Li, Salts and others for E- Mob and Energy Storage	Technologies for Scarce products for BESS (Cobalt, others)
	PV	H2	Solar Heat in Mining & Industry	Desalination and Solar Power concentration	Energy Efficiency Energy Recovery Fossil Fuel Replacement	Verifiable Emission Reduction in Copper & others	Li extraction from Salar with low water use and Low GHGs	New compounds and alloys	
	CSP	Synthetic Fuels		Small Scale Off-Grid Desalination				Li and other based advanced materials	
		Solar Fuels Use in Mining	Direct Solar Energy in Mining	Solar Water Detox and Disinfection	Eco- efficiency in Copper & Metal production			Salts and others for TES	

¹³⁸ CORFO (2020): *CORFO, Bienes Nacionales y Energía firman Convenio de colaboración para impulsar en terrenos fiscales proyectos de hidrógeno verde*, unter https://www.corfo.cl/sites/cpp/sala_de_prensa/nacional/13_10_2020_corfo_bienes_nacionales_y_energia_proyectos_h2verde (Abruf vom 05.01.2021)

¹³⁹ Instituto Chileno de Tecnologías Limpias, unter: [Instituto de Tecnologías Limpias | \(ictl.cl\)](https://www.ictl.cl/) (Abruf vom 16.06.2021)

¹⁴⁰ Fraunhofer Chile Research Foundation (2019): *Präsentation des Seminars „Hidrógeno“*, 08.11.2019, S. 10.

Gemäß der Auskunft des chilenischen Energieministeriums vom 03. Juni 2021, werden für das zweite Semester 2021 und für das Jahr 2022 weitere Finanzierungsmechanismen ausgearbeitet, von denen noch keine weiteren Details bekannt gegeben wurden.

Nachfolgend werden einige andere Finanzierungsmöglichkeiten aufgezählt:

Investmentfonds

- Investmentfonds für grünen Wasserstoff der Fundación Chile¹⁴¹:
Fundación Chile, eine öffentlich-private Non-Profit-Organisation, die sich auf nachhaltige Entwicklung spezialisiert hat, plant einen Investmentfonds zu gründen, um in grüne Wasserstoffprojekte zu investieren, die noch zwei bis drei Jahre davon entfernt sind, profitabel zu sein. Die ersten Investitionen sollen im Jahr 2022 getätigt werden mit dem Ziel, in 12 bis 15 Unternehmen zu investieren.
- Fondo CLIN:
Privater Investmentfonds, der nicht reguliert ist und nicht von der Finanzmarktkommission beaufsichtigt wird und von Inversiones Innovadoras SA, einem Unternehmen der Fundación Chile, verwaltet wird. Der Fonds verfügt über 20 Mio. US\$, davon sind 33% Privatkapital von Investoren: Zoma Capital, Entel und Engie Factory (Risikokapital von Engie) und 67% kommen von der Wirtschaftsförderung CORFO. Dieser Fonds strebt Investitionen in 20 bis 25 Unternehmen an, die sich in einem frühen Stadium der Entwicklung befinden mit innovativen Technologien und hohem Potenzial zur Skalierung auf internationalen Märkte.

Kredite

Die am häufigsten verwendete Methode zur Finanzierung von Projekten ist der Kredit. Die chilenischen Banken bieten verschiedene Arten von Krediten an, deren Konditionen je nach Unternehmen und Projekt variieren. In der Regel ist die Finanzierung von Energieprojekten bei einem kommerziellen Kredit maßgeblich durch die angebotene Laufzeit begrenzt. Die finanzielle Absicherung des Kreditnehmers hat auch einen wesentlichen Einfluss auf die damit verbundenen Kreditkonditionen, denn je geringer die finanzielle Absicherung des jeweiligen Unternehmens, desto größer ist das von der Bank wahrgenommene Risiko bei der Kreditvergabe. Mehrere Banken in Chile zeigen Interesse daran, Kredite für grüne H2 Projekte zu vergeben. Das Energieministerium hat in dem Zusammenhang schon Vorträge für die Banken Santander, Scotiabank, Credicorp, JP Morgan, unter anderen, gehalten.

Im Jahr 2017 lancierte die KMU-Abteilung der Staatsbank Banco Estado einen speziellen Kredit für Projekte im Bereich erneuerbare Energien und Energieeffizienz, der sich hauptsächlich an gewerbliche und industrielle Kunden richtet. Die Risikobewertung von Seiten der Banco Estado erfolgt vor allem auf Basis einer Unternehmensbewertung des Kreditnehmers. Die Finanzströme des zu finanzierenden Energieprojekts gehen nur zu 10% in die Risikobewertung ein.¹⁴²

¹⁴¹ Fundación Chile (2021): *Chile quiere impulsar un auge del hidrógeno verde con un fondo de 300 millones*, unter <https://fch.cl/noticias/chile-quiere-impulsar-un-auge-del-hidrogeno-verde-con-un-fondo-de-300-millones/> (Abruf vom 16.06.2021)

¹⁴² Banco Estado: *Financiamiento Proyectos Eficiencia Energética*, unter: <https://www.bancoestado.cl/imagenes/pequenas-empresas/productos/financiamiento/proyectos-eficiencia-energetica.asp> (Abruf vom 04.01.2021).

Die technische und wirtschaftliche Bewertung der Energieprojekte erfolgt durch die an das Energieministerium gekoppelte Energieagentur (Agencia de Sostenibilidad Energética).¹⁴³

Der Kredit hat eine maximale Laufzeit von 12 Jahren bei wettbewerbsfähigen Festzinsen für den Inlandsmarkt und deckt bis zu 80% des Nettowertes des Projekts ab. Die Voraussetzungen für die Beantragung eines solchen Kredits bei der Banco Estado sind:

- Das Unternehmen muss mindestens zwei Jahre in dem Sektor Bestand haben, für den es den Kredit für das Energieprojekt beantragt.
- Der jährliche Umsatz des Unternehmens muss zwischen 2.400 UF und 40.000 UF liegen.
- Es dürfen keine Steuerschulden vorliegen.

Die staatliche Wirtschaftsförderung CORFO hat zudem im Jahr 2020 einen „grünen Kredit“ (Crédito Verde) ins Leben gerufen in Form eines Refinanzierungsprogramms zur Förderung der Entwicklung und Umsetzung von Projekten, die die Auswirkungen des Klimawandels abmildern und/oder die Nachhaltigkeit von Unternehmen verbessern, durch Ankurbelung von Investitionen in erneuerbare Energien, Energieeffizienz und Initiativen der Kreislaufwirtschaft:

- Der Kredit richtet sich an private Unternehmen, Hersteller von Waren und/oder Dienstleister, die eine der folgenden Bedingungen erfüllen: Jahresumsatz bis zu UF 600.000 oder aufstrebende Unternehmen mit einer jährlichen Umsatzprognose von bis zu UF 600.000
- Finanzierung durch Finanzintermediäre, die zu dem Programm gehören, durch Kreditoperationen mit einer Laufzeit von bis zu 15 Jahren und bis zu 70% des gesamten Investitionsbetrags mit einem Höchstbetrag von USD 20.000.000
- Projekte aus folgenden Bereichen können sich um diese Finanzierung bewerben: Projekte im Bereich erneuerbare Energien bis zu 9 MW (Wind, Sonne, Geothermie, Wasser und Biomasse), Eigenversorgung oder Eigenverbrauch durch erneuerbare Energien, Energiespeicherung, Elektromobilität, Wiederverwendung/Recycling von Abfällen, Verbesserungen der technologischen Prozesse
- Für das Jahr 2020 standen 39 Millionen US-Dollar zur Verfügung.

Weitere Informationen unter folgendem Link: https://www.corfo.cl/sites/cpp/convocatorias/credito_verde

Nachhaltige Finanzierungsinstrumente

Chile hat 2019 die ersten *green bonds* ausgestellt¹⁴⁴ und somit war Chile das erste Land in Nord- und Südamerika, das grüne Staatsanleihen ausstellt und das erste Mal, dass eine grüne Staatsanleihe in Euro durch einen nicht-europäischen Staat ausgestellt wird.

Die Projektschwerpunkte in Chile für *green bonds* sind CO₂ neutraler Transport, Energieeffizienz, erneuerbare Energien (Speicher), natürliche Ressourcen, Wassermanagement und grüne Gebäude. Die Ausgabe von grünen und nachhaltigen Anleihen in 2019, 2020 und 2021 in USD und EUR erreichen insgesamt 14.447 Mio. US-Dollar.

¹⁴³ Agencia de Sostenibilidad Energética (2018): *Crédito Eficiencia Energética y Energía Renovable No Convencionales*, unter: <https://www.acee.cl/credito-eficiencia-energetica-y-energia-renovable-no-convencional/> (Abruf vom 04.01.2021).

¹⁴⁴ AH₂V BioBío, Angulo, M. (2021): *Políticas públicas y estrategias de financiamiento: Instrumentos de apoyo a innovación e inversión para el hidrógeno verde*

Deutsche Förderprogramme

Im Rahmen der Veröffentlichung der deutschen Wasserstoffstrategie hat der deutsche Staat 2 Mrd. Euro für internationale Partnerschaften bereitgestellt. Derzeit arbeitet das BMWi an einer Förderrichtlinie für internationale Wasserstoffprojekte, in deren Rahmen sich dann künftig deutsche Unternehmen bewerben können, die Wasserstoffprojekte z.B. in Chile durchführen wollen.¹⁴⁵

Die Nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie NOW GmbH unterstützt im Rahmen der Exportinitiative Umwelttechnologien des BMU Pilot- und Demonstrationsvorhaben mit Einsatz von grünen Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologien zur dezentralen Stromversorgung außerhalb Deutschlands. Förderungswürdig sind Projektvorhaben bei einer Umsetzung durch kleine und mittelständige Unternehmen mit Sitz in Deutschland unter Beteiligung einer Forschungseinrichtung mit Beihilfen von 40 – 80% der förderfähigen Kosten, abhängig von der Zusammensetzung des Konsortiums. Weitere Informationen finden sich auf der Übersichtsseite zur Exportinitiative Umwelttechnologien der NOW GmbH (<https://www.now-gmbh.de/portfolio/internationale-kooperation/exportinitiative-umwelttechnologien/>) und in der dazugehörigen Förderbroschüre: https://www.now-gmbh.de/wp-content/uploads/2021/05/Broschuere_Exportinitiative-Umwelttechnologien_NOW.pdf

Förderung im Rahmen bilateraler Zusammenarbeit

Bereits seit dem Jahr 2004 konzentriert sich die bilaterale Zusammenarbeit zwischen Chile und Deutschland verstärkt auf die Themenbereiche erneuerbare Energien und Energieeffizienz. Im Rahmen des Berlin Energy Transition Dialogue im April 2019 unterzeichneten Deutschland und Chile außerdem ein wichtiges Kooperationsabkommen zur Energiepartnerschaft mit dem Ziel, einen Austausch über die wichtigsten Themen im Energiesektor zwischen den beiden Ländern zu fördern. Eine enge Zusammenarbeit wird insbesondere in den drei Bereichen erneuerbare Energien, Energieeffizienz und Reduzierung des Kohlenstoffausstoßes angestrebt. Ein Lenkungsausschuss mit Vertretern beider Regierungen trifft sich einmal im Jahr für eine Definition der großen Ziele.¹⁴⁶

Neben dem Ministerium für wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung (BMZ) ist seit dem Jahr 2008 das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMU) im Rahmen der Internationalen Klimaschutzinitiative (IKI) direkter Kooperationspartner für die bilaterale Zusammenarbeit mit Deutschland. Das IKI-Projektportfolio erstreckt sich über den Schwerpunkt erneuerbare Energien (insbesondere Solarenergie) und Energieeffizienz (Kraft-Wärme-Kopplung) bis hin zur Anpassung an den Klimawandel. Für rund 13 bilaterale Projekte wurde bis zum Jahr 2019 ein Projektvolumen von ca. 39 Millionen EUR aufgewendet.¹⁴⁷ Hinzu kommen regionale und globale Projekte, welche die Einbeziehung Chiles in globale Klimaschutz- und Klimafinanzierungsthemen fördern.

¹⁴⁵ BMWi: *Projekt Haru Oni: Altmaier übergibt ersten Förderbescheid für internationales Projekt für grünen Wasserstoff* <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2020/12/20201202-ptx-projekt-haru-oni-altmaier-uebergibt-ersten-foerderbescheid-fuer-internationales-projekt-fuer-gruenen-wasserstoff.html>

¹⁴⁶ Die Botschaft der Republik Chile in Deutschland (2019): *Chile und Deutschland unterzeichnen Abkommen zur Energiepartnerschaft*, unter: <http://www.echile.de/index.php/de/wirtschaft1/672-chile-und-deutschland-unterzeichnen-wichtiges-abkommen-zur-energiepartnerschaft> (Abruf vom 04.01.2021).

¹⁴⁷ BMU (2019): *Bilaterale Zusammenarbeit mit Chile*, unter: https://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Klimaschutz/bilaterale_zusammenarbeit_chile_bf.pdf (Abruf vom 04.01.2021).

Die zentrale Institution für die Finanzkooperation ist die KfW Entwicklungsbank. Neben der KfW bietet die KfW-eigene Deutsche Investitions- und Entwicklungsgesellschaft (DEG) Projektfinanzierung für Projekte in Schwellenländern an. Diese sind meist auf die Länder der OECD-DAC-Liste beschränkt, von der Chile 2018 gestrichen wurde. Die DEG bietet jedoch eine Übergangsfrist bis zum 31. Dezember 2021 für die Finanzierungen an.¹⁴⁸ Für mittelständische Unternehmen mit Sitz in der EU und bis zu 500 Mio. EUR Jahresumsatz bietet die DEG die Ko-Finanzierung von Machbarkeitsstudien an. Dabei werden maximal 50% der Kosten bis zu einer Höchstgrenze von 200.000 EUR übernommen.¹⁴⁹ Weitere Informationen und das Antragsformular sind unter folgendem Link zu finden: <https://www.deginvest.de/Internationale-Finanzierung/DEG/Unsere-Lösungen/Machbarkeitsstudien/>.¹⁵⁰

Nicht zuletzt bietet die GLS Bank Kredite in den Bereichen Windenergie, Fotovoltaik, Biomasse und Wasserkraft an. Derzeit kann die Bank bis zu 20 Millionen Euro Fremdkapital pro Kunde zur Verfügung stellen; höhere Beträge nur unter Einbindung eines Konsortialpartners oder Treugebers. Weitere Informationen und der Kreditantrag sind unter folgendem Link verfügbar: <https://www.gls.de/gemeinnuetzige-kunden/branchen/erneuerbare-energien/>.

Zusätzlich zu der Zusammenarbeit mit der KfW Bank, arbeitet Chile auch mit anderen Entwicklungsbanken zusammen, wie z.B. der Asian Development Bank und der Inter-American Development Bank (IDB). Das Energieministerium ist mit den Institutionen im Gespräch um Finanzmittel für die Entwicklung von Initiativen für grünen Wasserstoff bereitzustellen. Zum jetzigen Zeitpunkt sind jedoch noch keine genauen Finanzmechanismen definiert worden.

Die IDB hat das Energieministerium, unter anderem, im Rahmen einer technischen Kooperation unterstützt und hat somit die Durchführung von den folgenden vier Studien und die Entwicklung einer Plattform zur Verteilung und Bildung in H2 Themen ermöglicht:

- *Pre-feasibility study for a hydrogen export terminal*
- *Pre-feasibility study of a synthetic fuel project in the Magallanes Region*
- *Support development of regulatory framework for use in gas pipelines and grids*
- *Support development of regulation for multi-fuel refuelling stations*

Die Weltbank wiederum hat das Energieministerium bei der Ausarbeitung folgender Studien finanziell unterstützt:

- *Assessment and Recommendations for the development of safety regulations to unlock the use of green hydrogen in the mining sector*
- *Deep assessment of opportunities and barriers to green hydrogen deployment in Chile's domestic fuel markets: Definition of regulatory pathways to accelerate the energy transition.*
- *Recommendations and steps needed to deploy an economic instrument scheme that catalyzes the energy transition needed to comply with Chile's NDC and net-zero GHG emissions goal.*
- *Recommendations for a Green Hydrogen Certification Scheme in Chile that is compatible with national and international carbon markets*

¹⁴⁸ Hawel, Evelin. Abt. Deutsche Unternehmen der DEG. Schriftverkehr vom 03.07.2017.

¹⁴⁹ KfW DEG (2017): *Finanzierung von Machbarkeitsstudien*, unter: https://www.deginvest.de/DEG-Dokumente/Unsere-L%C3%B6sungen/F%C3%B6rderprogramme/Finanzierung-von-Machbarkeitsstudien_%C3%9Cberblick_2016_10.pdf (Abruf vom 05.01.2021).

¹⁵⁰ Ein Überblick über alle Programme und detaillierte Informationen finden sich unter <https://www.deginvest.de/Internationale-Finanzierung/DEG/Unsere-L%C3%B6sungen/Deutsche-Unternehmen/und> unter <https://www.deginvest.de/Internationale-Finanzierung/DEG/Unsere-L%C3%B6sungen/Projektfinanzierungen/>

Infobox 1: Hürden bei der Finanzierung von Wasserstoffprojekten

- **Noch nicht vollständig entwickelte regulatorische Rahmenbedingungen und Genehmigungen:**
Das chilenische Energieministerium arbeitet aktuell an der Entwicklung der Regulierung für den Einsatz von H₂ in den verschiedenen Anwendungsbereichen (Transport, Bergbau, etc.). Im Energieministerium wurde eine "Task Force" eingerichtet, die die Entwicklung von H₂-Projekten in Bezug auf Genehmigungen, Zulassungen usw. unterstützt und lokale und internationale Investoren und Entwickler orientiert. Zudem arbeitet das Energieministerium daran bei anderen öffentlichen Institutionen, die mit H₂ Projekten zu tun haben, den Kenntnissstand im Thema H₂ zu vertiefen und somit bei Umweltverträglichkeitsprüfungen, Genehmigungen, etc. Barrieren abzubauen und die Prozesse zu beschleunigen.
- **Unzureichende Marktentwicklung**
Das andere große Risiko, das die Finanzierung verteuert oder blockiert, ist die bis heute noch mangelnde Nachfrage nach grünem Wasserstoff und somit die Unsicherheit, wie der Markt sich entwickelt. Es ist schwierig, eine Investition zu finanzieren, für die es keine gesicherte Nachfrage gibt. Das Energieministerium hilft daher Unternehmen, die Projekte für die Erzeugung von Wasserstoff in der Pipeline haben, sich mit Unternehmen zu verbinden, die das Potenzial haben grünen Wasserstoff zu nutzen.
- **Finanzierung und Anreize:**
Wie oben beschrieben wird in Chile schon an spezifischen Förderprogrammen gearbeitet um die Durchführung von Machbarkeitsstudien, Pilot-, und industriellen Projekten zu erleichtern und die Nachfrage nach grünem Wasserstoff anzukurbeln.
Bislang gibt es noch kein Doppelbesteuerungsabkommen mit Deutschland.
Es gibt aktuell weder konkrete Anreize zur Anwendung von grünem Wasserstoff, noch ist Ammoniak produziert mit grünem Wasserstoff nicht wettbewerbsfähig. Daher soll die Anpassung der CO₂ Steuer im Rahmen eines Roundtables mit öffentlichen und privaten Akteuren diskutiert werden.

6. Handlungsempfehlungen

Die Analyse der definierten drei Anwendungsfälle, namentlich des Inselnetzes Melinka, des Versorgungsnetzes der Region Aysén und des Industriestandorts Multiexport, zeigte die Standortabhängigkeit des wirtschaftlichen Potenzials von Wasserstoff zur Speicherung von erneuerbarem erzeugtem Strom in Chile und dessen Rückverstromung über Brennstoffzellentechnologien auf.

In Melinka ist bereits unter heutigen Voraussetzungen der Bau einer Pilotanlage, die Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologien einbindet, wirtschaftlich. Diese Pilotanlage könnte sich zusammensetzen aus 33 kW Elektrolyseur, einem Wasserstoffspeichertrank von 18 kg Fassungsvermögen und einer Brennstoffzelle von 38 kW. Damit ließen sich die Stromgestehungskosten mehr als halbieren und auch der tatsächliche Strompreis, welcher die konstanten Netzbetriebskosten beinhaltet, erheblich senken. Dadurch würden auch verringerte Subventionen für die Energieversorgung insbesondere privater Haushalte in Melinka anfallen. Ermöglicht wird dies durch einen signifikanten Zubau von 660 kWp Fotovoltaik und 574 kW Windkraftanlagen. Da eine hohe Anfangsinvestition von 1,5 Millionen USD nötig ist, sollte über ein Programm zur Kreditvergabe nachgedacht werden. Selbst eine staatliche Finanzierung der Anfangsinvestitionskosten wäre denkbar, da sich diese durch die Einsparung von Subventionen nach rund 8 Jahren für den Staat amortisieren würde. Auch eine größere Dimensionierung der Elektrolyseanlage

und des Wasserstoffspeichers für eine weitergehende Verwendung des erzeugten Wasserstoffs zur Wärmeversorgung oder im Transportsektor als Ersatz für Diesel ist denkbar und sollte auf seine Wirtschaftlichkeit untersucht werden.

Für Aysén ergibt sich ebenfalls die Wirtschaftlichkeit einer Pilotanlage. Durch die geringeren Dieselpreise fällt diese Pilotanlage allerdings kleiner aus als in Melinka: Aktuell ist eine Kombination aus einem 11,3 kW Elektrolyseur, einem 2,7 kg Wasserstoffspeichertank und einer 9 kW Brennstoffzelle wirtschaftlich. Ein Ausbau von Fotovoltaik ist stark zu empfehlen, die optimale Kapazität beträgt 30,6 MWp. Wenn die Dieselpreise in den kommenden Jahren steigen, zum Beispiel durch CO₂-Bepreisung, erhöht sich das Potenzial von Wasserstoff signifikant und Wassertoffsysteme im Megawatt Bereich würden wirtschaftlich werden.

Im Gegensatz dazu gibt es in Multiexport zwar mit 129 kWp empfohlener Kapazität Potenzial für Fotovoltaik, aber kein Potenzial für die Nutzung von Wasserstoffspeichertechnologien zur reinen Stromspeicherung. Stattdessen sollte die Koerzeugung von Wasserstoff und Sauerstoff untersucht werden, da diese für den speziellen Anwendungsfall über die Wirtschaftlichkeit von Wasserstofftechnologien am Standort entscheiden kann.

Insgesamt lässt sich feststellen, dass es in den untersuchten Anwendungsfällen ein sehr hohes Potenzial für die Nutzung von Fotovoltaik-Strom gibt. Dies deckt sich mit neuesten Publikationen, die eine sehr günstige 100% Erneuerbaren Energien Versorgung für das Land prognostizieren¹⁵¹. Die wirtschaftliche Anwendung von Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologien ist bei den derzeitigen Kostenannahmen noch an einem Kippunkt lohnen sich allerdings unter den gewählten Kostenannahmen noch vor Batteriespeichern. Bei steigenden Dieselpreisen und fallenden Wasserstoffsystem-Kosten werden diese jedoch schnell ein essentieller Bestandteil des Energiesystems aller drei Anwendungsfälle werden. Wir empfehlen deshalb die Förderung von Pilotanlagen, um jetzt schon die Anwendbarkeit im Land zu prüfen und genaue Daten zu Betriebsweisen zu generieren. Das Potenzial dieser Anlagen liegt nicht nur im lokalen Speichern von Strom, sondern geht weiter hin zur Nutzung in anderen Sektoren wie zum Beispiel Wärmeversorgung bis hin zum Export von grünem Wasserstoff¹⁵². Über die Wirtschaftliche Attraktivität hinaus ist auch der Umweltnutzen solcher erneuerbarer Systeme zu erwähnen, bei denen besonders Speicher immer wichtiger werden um einen sehr hohen Anteil an CO₂ Einsparungen zu erreichen.

¹⁵¹ Juan Carlos Osorio-Aravena, Arman Aghahosseini, Dmitrii Bogdanov, Upeksha Caldera, Narges Ghorbani, Theophilus Nii Odai Mensah, Siavash Khalili, Emilio Muñoz-Cerón, Christian Breyer (2021): *The impact of renewable energy and sector coupling on the pathway towards a sustainable energy system in Chile*, Renewable and Sustainable Energy Reviews, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.111557>.

¹⁵² IWR (2021): *Dekarbonisierung: Deutschland und Chile wollen Task-Force Wasserstoff gründen*, Solarbranche.de, unter: <https://www.solarbranche.de/news/ticker/dekarbonisierung-deutschland-und-chile-wollen-task-force-wasserstoff-gruenden-artikel3391> (Zugegriffen am 11.08.2021)

7. Literaturverzeichnis

ACERA (2021): Estadísticas (Mai 2021), unter: <https://acera.cl/estadisticas/>

agcidChile: Convocatoria Hidrógeno Verde, unter: <https://www.agci.cl/menu-fondo-bilateral-chile-ue/convocatoria-hidrogeno-verde>

Agencia de Sostenibilidad Energética (2018): *Crédito Eficiencia Energética y Energía Renovable No Convencionales*, unter: <https://www.acee.cl/credito-eficiencia-energetica-y-energia-renovable-no-convencional/>

AgenciaSE (2021): *Aceleradora de Hidrógeno Verde*, unter: <https://www.agenciase.org/aceleradora-h2v/>

AH2V BioBío, Angulo, M. (2021): *Políticas públicas y estrategias de financiamiento: Instrumentos de apoyo a innovación e inversión para el hidrógeno verde*

AHK Chile (2019): *Wasserstoffwirtschaft in Chile – Technologien zur Wasserstoffherstellung, Speicherung, Verteilung und Nutzung*, unter: https://www.german-energy-solutions.de/GES/Redaktion/DE/Publikationen/Marktanalysen/2019/zma_chile_2019_wasserstoff.pdf?__blob=publicationFile&v=3

Banco Estado: *Financiamiento Proyectos Eficiencia Energética*, unter: <https://www.bancoestado.cl/imagenes/pequenas-empresas/productos/financiamiento/proyectos-eficiencia-energetica.asp>

Blickpunkt Lateinamerika (2021): Chile: Erstes Sonnenwärme-Kraftwerk in Lateinamerika geht ans Netz, unter: <https://www.blickpunkt-lateinamerika.de/artikel/chile-erstes-sonnenwaerme-kraftwerk-in-lateinamerika-geht-ans-netz/>

BMU (2019): *Bilaterale Zusammenarbeit mit Chile*, unter: https://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Klimaschutz/bilaterale_zusammenarbeit_chile_bf.pdf

BMW: *Projekt Haru Oni: Altmaier übergibt ersten Förderbescheid für internationales Projekt für grünen Wasserstoff* <https://www.bmw.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2020/12/20201202-ptx-projekt-haru-oni-altmaier-uebergibt-ersten-foerderbescheid-fuer-internationales-projekt-fuer-gruenen-wasserstoff.html>

BMW (2020), Was ist eigentlich grüner Wasserstoff? S. 9, unter: <https://www.bmw-energiewende.de/EWD/Redaktion/Newsletter/2020/07/Meldung/direkt-erklaert.html>

Club de Innovación (2020): *Misión Cavendish: Desarrollo de proyectos de hidrógeno verde mediante tecnologías Power to X*, unter: <https://clubdeinnovacion.com/2020/06/30/desarrollo-de-proyectos-de-hidrogeno-verde-mediante-tecnologias-power-to-x/>

Comisión Nacional de Energía (2020): Estadísticas, unter: <https://www.cne.cl/normativas/electrica/consulta-publica/electricidad/>.

Comisión Nacional de Energía (2021): Reporte Capacidad Instalada, unter: <https://www.cne.cl/normativas/electrica/consulta-publica/electricidad/>

CORFO (2020): *CORFO, Bienes Nacionales y Energía firman Convenio de colaboración para impulsar en terrenos fiscales proyectos de hidrógeno verde*, unter: https://www.corfo.cl/sites/cpp/sala_de_prensa/nacional/13_10_2020_corfo_bienes_nacionales_y_energia_proyectos_h2verde

CORFO (2021): *Primer llamado para el financiamiento de proyectos de hidrógeno verde en Chile*, unter: <https://corfo.cl/sites/cpp/hidrogeno-verde-chile>

CORFO (2021): *RFI Hidrógeno Verde*, unter: https://www.corfo.cl/sites/cpp/rfi_hidrogeno_verde

Danish Energy Agency and Energinet (2016): *Technology Data - Energy Plants for Electricity and District heating generation*

Danish Energy Agency and Energinet (2017): *Technology Data – Renewable fuels*

Danish Energy Agency and Energinet (2018): *Technology Data – Energy storage*

Deutsch-Chilenische Industrie- und Handelskammer (AHK Chile) (2019): *Wasserstoffwirtschaft in Chile – Technologien zur Wasserstoffherstellung, Speicherung, Verteilung und Nutzung*

Deutsch-Chilenische Industrie- und Handelskammer (AHK Chile) (2020): *Factsheet Chile. Wasserstofftechnologien und Erzeugung von synthetischen Brennstoffen*, unter: https://www.german-energy-solutions.de/GES/Redaktion/DE/Publikationen/Kurzinformationen/Technologiefactsheets/2020/fs-chile-2020-wasserstoff-erzeugung-synthetischer-brennstoffe.pdf?__blob=publicationFile&v=4

Deutsche Gesellschaft für internationale Zusammenarbeit (GIZ) (2019): *Klar zur Wende. Chile setzt auf erneuerbare Energien*, unter: https://www.giz.de/de/mit_der_giz_arbeiten/81233.html

Die Botschaft der Republik Chile in Deutschland (2019): *Chile und Deutschland unterzeichnen Abkommen zur Energiepartnerschaft*, unter: <http://www.echile.de/index.php/de/wirtschaft1/672-chile-und-deutschland-unterzeichnen-wichtiges-abkommen-zur-energiepartnerschaft>

Diario Regional de Aysén (2021): Melinka podría quedarse sin luz eléctrica en plena cuarentena

<https://www.diarioregionalaysen.cl/noticia/actualidad/2021/04/melinka-podria-quedarse-sin-luz-electrica-en-plena-cuarentena>

E-LAND (2021): *E-LAND Horizon 2020. Novel solutions for decarbonised energy islands*, unter: <https://elandh2020.eu/>

Electricidad (2018): *Cámara de Diputados aprueba proyecto de Ley de Generación Distribuida*, unter: <http://www.revistaei.cl/2018/08/24/camara-diputados-aprueba-proyecto-ley-generacion-distribuida/>

Electricidad (2018): *Estos son los principales cambios del proyecto de ley que modifica la generación distribuida*, unter: <http://www.revistaei.cl/2018/08/03/estos-los-principales-cambios-del-proyecto-ley-modifica-la-generacion-distribuida/>

Electricidad (2020): *Puerto Williams tendrá el primer hospital de la Patagonia con techo fotovoltaico*, unter: <https://www.revistaei.cl/2020/10/29/puerto-williams-tendra-el-primer-hospital-de-la-patagonia-con-techo-fotovoltaico/>

Electricidad (2021): Gobierno asegura que hay 40 interesados en instalar proyectos relacionados al hidrógeno verde en el país, unter: <https://www.revistaei.cl/2021/03/04/gobierno-asegura-que-hay-40-interesados-en-instalar-proyectos-relacionados-al-hidrogeno-verde-en-el-pais/>

Electromov (2020): *Hidrógeno verde: te contamos sobre el nuevo piloto que se proyecta en Chile*, unter: <https://www.electromov.cl/2020/07/01/hidrogeno-verde-te-contamos-sobre-el-nuevo-piloto-que-se-proyecta-en-chile/>

Emol (2016): *Por qué la generación eléctrica residencial no ha logrado prender en Chile*, unter: <http://www.emol.com/noticias/Economia/2016/03/09/792145/balance-de-la-ley-de-generacion-ciudadana.html>

Energía Abierta (2021): *Reporte Mensual Sector energético Mayo 2021*, unter: https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2021/05/RMensual_v202105.pdf

Energía Abierta (2019): *Reporte Mensual ERNC Julio 2019*, unter: https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2019/07/RMensual_ERNC_v201907.pdf

Energía Abierta (2021): Capacidad instalada, unter <http://energiaabierta.cne.cl/visualizaciones/capacidad-instalada/>

Energía Abierta (2019): Generación Bruta en Sistemas Medianos, unter: <http://datos.energiaabierta.cl/dataviews/241243/generacion-bruta-en-sistemas-medianos/>

Energía Estratégica (2020): Parque fotovoltaico en Chile primero en el mundo en ofrecer servicios complementarios a la red de forma automatizada, unter: <https://www.energiaestrategica.com/parque-fotovoltaico-en-chile-primero-en-el-mundo-en-ofrecer-servicios-complementarios-a-la-red-de-forma-automatizada/>

Energieministerium (2021): *Ponle Energía a tu Empresa*, unter: <https://atencionciudadana.minenergia.cl/tramites/informacion/50>

ESMAP and World Bank Group (2020): *Green Hydrogen in Developing Countries*

Espinoza, C. (2015): Consumo eléctrico se cuadruplicó en 20 años, unter: <http://www.revistaei.cl/2015/08/03/consumo-electrico-se-cuadruplico-en-20-anos/>

Fenés, G. (2019): *Energía Estratégica Chile*, unter: <https://www.guiachileenergia.cl/cae-la-tasa-de-crecimiento-de-generacion-distribuida-con-energias-renovables-en-chile/>

Fraunhofer Chile Research Foundation (2019): *Präsentation des Seminars „Hidrógeno“*, 08.11.2019

Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems, ISE (2020): *Photovoltaics report*, S.39

Fundación Chile (2021): *Chile quiere impulsar un auge del hidrógeno verde con un fondo de 300 millones*, unter <https://fch.cl/noticias/chile-quiere-impulsar-un-auge-del-hidrogeno-verde-con-un-fondo-de-300-millones/>

Fundación Chile (2021): Ministerio de Energía promueve formación de capital humano en el sector, unter: <https://fch.cl/noticias/ministerio-de-energia-promueve-formacion-de-capital-humano-en-el-sector/>

GIZ (2019): Klar zur Wende: Chile setzt auf erneuerbare Energien, unter: https://www.giz.de/de/mit_der_giz_arbeiten/81233.html

Gobierno de Chile (2020): Estrategia nacional de hidrógeno verde, unter:

https://energia.gob.cl/sites/default/files/estrategia_nacional_de_hidrogeno_verde_-_chile.pdf

Gobierno de Chile (2020): National Green Hydrogen Strategy, unter:

https://energia.gob.cl/sites/default/files/national_green_hydrogen_strategy_-_chile.pdf

Gobierno de Chile (2019): Presidente presenta “Ruta de la Luz” para llevar electricidad a familias sin energía: “Trae una nueva vida a tantos chilenos”, unter: <https://prensa.presidencia.cl/comunicado.aspx?id=96284>

Gobierno Regional de Aysén (2021): *Información Regional*, unter:

http://www.goreaysen.cl/controls/neochannels/neo_ch28/neochn28.aspx

Guía Chile Energía (2020): Nuevos generadores se suman a los respaldos eléctricos de los Hospitales de Atacama, unter: <https://www.guiachileenergia.cl/nuevos-generadores-se-suman-a-los-respaldos-electricos-de-los-hospitales-de-atacama/>

Hawel, Evelin. Abt. Deutsche Unternehmen der DEG. Schriftverkehr vom 03.07.2017.

Hermann Meier, Christian Fünfgeld, Thomas Adam, Bernd Schieferdecker (1999): Repräsentative VDEW-Lastprofile. Frankfurt (Main), VDEW, Brandenburgische Technische Universität Cottbus, Lehrstuhl Energiewirtschaft, unter: <https://www.bdew.de/energie/standardlastprofile-strom/>

Hoffmann, Martha M., Duc, Pierre-Francois, Haas, Sabine, & Dunks, Ciara (2021): Multi-Vector Simulator (Version v1.0.0). Zenodo., unter: <http://doi.org/10.5281/zenodo.4883683>

Hugh Rudnick van de Wyngard (2013): Incorporacion de Energías Renovables a Sistemas Medianos en Chile, unter: <https://hrudnick.sitios.ing.uc.cl/alumno15/renoSM/home.html>

In-Data (2018): *Informe final de uso de la energía de los hogares Chile 2018*, unter:

https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/informe_final_caracterizacion_residencial_2018.pdf

In-Data (2020): Informe final Construcción de una Estrategia para el desarrollo del mercado de hidrógeno verde en Chile a través de Acuerdos Público Privados, S. 72, unter: <https://www.comitesolar.cl/wp-content/uploads/2020/06/Informe-Final-Espan%CC%83ol-Mercado-de-Hidrogeno-Verde-enChile-1.pdf>

Instituto Chileno de Tecnologías Limpias, unter: [Instituto de Tecnologías Limpias | \(ictl.cl\)](https://www.ictl.cl/)

Instituto Nacional de Estadísticas (2018): Censo 2017, unter: <https://www.ine.cl/estadisticas/sociales/censos-de-poblacion-y-vivienda/poblacion-y-vivienda>

Instituto Nacional de Estadística (2017): Resultados CENSO 2017, unter:

<http://resultados.censo2017.cl/Region?R=R10>

Instituto Nacional de Estadística (2017): Resultados CENSO 2017, unter:

<http://resultados.censo2017.cl/Region?R=R12>

Interview mit Experten Oscar Barahona stellvertretender Vertriebs- und Projektleiter vom Unternehmen Cummins, am 24.06.21

Interview mit Experten Pablo Carrera Ingenieur im Unternehmen Kolff, am 02.08.21

Interview mit Experten Rodrigo Ariztía, am 28.06.21

Interview mit Repräsentanten von Multiexport

IRENA (2020): *Green Hydrogen Cost Reduction: Scaling up Electrolysers to Meet the 1.5°C Climate Goal*, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi

IWR (2021): *Dekarbonisierung: Deutschland und Chile wollen Task-Force Wasserstoff gründen*, Solarbranche.de, unter: <https://www.solarbranche.de/news/ticker/dekarbonisierung-deutschland-und-chile-wollen-task-force-wasserstoff-gruenden-artikel3391>

Jander, G. & H. Spandau (1977): Nomenklatur anorganischer Verbindungen, in: Kurzes Lehrbuch der anorganischen und allgemeinen Chemie, S. 171. Kempkens, W. (2020): *Chile auf dem Weg zum Wasserstoff-Weltmeister*, unter: <https://www.ingenieur.de/fachmedien/bwk/erneuerbare-energien/chile-auf-dem-weg-zum-wasserstoff-weltmeister/>

Jorge Muñoz Sepúlveda (2017): Sistemas Medianos operados por Edelayen y Sagesa, unter: <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2016/11/Presentaci%C3%B3n-SAESA.pdf>

Juan Carlos Osorio-Aravena, Arman Aghahosseini, Dmitrii Bogdanov, Upeksha Caldera, Narges Ghorbani, Theophilus Nii Odai Mensah, Siavash Khalili, Emilio Muñoz-Cerón, Christian Breyer (2021): *The impact of renewable energy and sector coupling on the pathway towards a sustainable energy system in Chile*, Renewable and Sustainable Energy Reviews, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.111557>.

Kempkens, W. (2020): *Chile auf dem Weg zum Wasserstoffweltmeister*, unter: <https://www.ingenieur.de/fachmedien/bwk/erneuerbare-energien/chile-auf-dem-weg-zum-wasserstoff-weltmeister/>

KfW DEG (2017): *Finanzierung von Machbarkeitsstudien*, unter: https://www.deginvest.de/DEG-Dokumente/Unsere-L%C3%B6sungen/F%C3%B6rderprogramme/Finanzierung-von-Machbarkeitsstudien_%C3%9Cberblick_2016_10.pdf

La Tercera (2018): El camino de Chile hacia una educación dual cada vez más activa, unter: <https://www.latercera.com/pulso/noticia/camino-chile-hacia-una-educacion-dual-vez-mas-activa/341259/>

Liebgott, M. (2020): *Grüner Wasserstoff aus Chile für unter 1,60 Dollar pro Kilogramm*, unter: <https://energyload.eu/energiewende/international/gruner-wasserstoff-chile/>

Meyer, M. und Jung, W. (2012): *Chilenische Regierung stellt neues Energiekonzept vor*, unter: https://www.kas.de/c/document_library/get_file?uuid=6f7a9c7f-c821-5e18-bd71-327648afd608&groupId=252038

Minería Chilena (2018): Dos consorcios probarán en Chile inédita tecnología: construirán motores a hidrógeno para la industria minera, unter: <http://www.mch.cl/2018/03/05/dos-consorcios-probaran-chile-inedita-tecnologia-construiran-motores-hidrogeno-la-industria-minera/#>

Ministerio de Educación (2021): Educación superior TP, unter: <https://educacionsuperior.mineduc.cl/educacion-superior-tp/>

Ministerio de Energía (2015): *Energía 2050*, unter: https://energia.gob.cl/sites/default/files/energia_2050_-_politica_energetica_de_chile.pdf

Ministerio de Energía (2020): *Estrategia Nacional Hidrógeno Verde*, unter https://energia.gob.cl/sites/default/files/estrategia_nacional_de_hidrogeno_verde_-_chile.pdf

Ministerio de Energía (2020): *Formulario 1 Descripción del Sistema de Autogeneración de Energía Eléctrica Exp.658-ORD.462 GORE Aysén - Solicita cálculo de subsidio Melinka y Repollal*

Ministerio de Energía (2019): Mapa de Vulnerabilidad Energética, S. 17, unter: https://energia.gob.cl/sites/default/files/documento_de_metodologia_y_resultados_0.pdf

Ministerio de Energía (2020): National Green Hydrogen Strategy, S.15, unter: https://energia.gob.cl/sites/default/files/national_green_hydrogen_strategy_-_chile.pdf

Ministerio de Energía (2021): *Planificación Energética de Largo Plazo - Emisiones del sector energético*, unter: <https://energia.gob.cl/planificacion-energetica-de-largo-plazo-emisiones-del-sector-energetico>

Ministerio de Energía (2020): *Resolución Exenta Subsecretarial N° 47/2020: Reconoce sistema autogeneración Melinka y Repollal, comuna de Gauitecas y determina monto de Subsidio para su operación para el año 2020*

Ministerio de Energía (2018): *Ruta Energética 2018-2022*, unter: <https://energia.gob.cl/rutaenergetica2018-2022.pdf>

Ministerio de Energía (2021): SEGÚN ESTUDIO DEL MINISTERIO DE ENERGÍA: Región de Magallanes podría llegar a producir el 13% hidrógeno verde del mundo con energía eólica, unter: <https://energia.gob.cl/noticias/nacional/segun-estudio-del-ministerio-de-energia-region-de-magallanes-podria-llegar-producir-el-13-hidrogeno-verde-del-mundo-con-energia-eolica>

Ministerio de Energía (2019): *Seminario Concentración Solar de Potencia*, unter: <https://www.fraunhofer.cl/content/dam/chile/es/documents/csetdocument/presentaciones/02-05-2019/190425%20JBustos%20Ministerio%20de%20Energia.pdf>

Ministerio de Energía (2020): *Estrategia Nacional Hidrógeno Verde*, unter: https://energia.gob.cl/sites/default/files/estrategia_nacional_de_hidrogeno_verde_-_chile.pdf

Ministerio de Energía, Gobierno de Chile. (2021): *Explorador Eólico*, unter: <http://eolico.minenergia.cl/exploracion>

Ministerio de Energía, Gobierno de Chile. (2021): *Explorador Solar*, unter: <http://solar.minenergia.cl/exploracion>

Multiexport Foods (2021): Memoria anual 2020, unter: https://www.cmfchile.cl/sitio/aplic/serdoc/ver_sgd.php?s567=9d76e7d059c0314faec727572d595d2cVFdwQmVV_MVVVRVEJOUkVWNVQxUkZlVlTlSUFQwPQ==&secuencia=-1&t=1628635181

Multiexport Foods (2021): Reporte de Sustentabilidad 2020, S. 14, unter: <https://www.multiexportfoods.com/wp-content/uploads/2021/06/Reporte-de-Sustentabilidad-2020-Multiexport-2.pdf>

NOW (2020): *Factsheet. Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie in Indien*, unter: <https://www.now-gmbh.de/aktuelles/pressemitteilungen/now-factsheet-wasserstoff-und-brennstoffzellen-in-indien/>

N.N. (2020): *Kilowatt Peak. Was wird damit gemessen?*, unter: <https://www.wohnet.at/energie/strom/kilowatt-peak-20514>

oemof developer group (2020): *oemof.solph - a model generator for energy systems - v0.4.1 (v0.4.1)*. Zenodo, unter: <https://doi.org/10.5281/zenodo.3906081>

PV Magazine (2021): *Ideal, parte de Bimbo en Chile, ya funciona al 100% con renovables*, unter: <https://www.pv-magazine-latam.com/2021/05/11/ideal-parte-de-bimbo-en-chile-ya-funciona-al-100-con-renovables/>

Reiner Lemoine Institut gGmbH (2021): Reiner Lemoine Institut – Forschung für Erneuerbare Energien, unter: <https://reiner-lemoine-institut.de/>

Reporte Minero (2020): 3 proyectos piloto de hidrógeno verde se desarrollan en la industria minería nacional, unter: <https://www.reporteminero.cl/noticia/noticias/2020/10/3-proyectos-piloto-de-hidrogeno-verde-se-desarrollan-en-la-industria-mineria-nacional>

Reporte Sostenible (2020): Producción de Hidrógeno Verde en Chile, la ruta hacia la sustentabilidad energética, unter: <http://reportesostenible.cl/hidrogeno-verde-el-combustible-de-hoy/produccion-de-hidrogeno-verde-en-chile-la-ruta-hacia-la-sustentabilidad-energetica/>

Review Energy (2021): Energías Renovables no convencionales en Chile representarán al 40% de la matriz en 2030 y un 100% en 2050, unter: <https://www.review-energy.com/solar/energias-renovables-no-convencionales-en-chile-representaran-al-40-de-la-matriz-en-2030-y-un-100-en-2050>

Revista Electricidad (2017): El futuro de los sistemas eléctricos medianos, unter: <https://www.revistaei.cl/reportajes/futuro-los-sistemas-electricos-medianos/>

Revista Electricidad (2019): Foronor 2019 - hidrógeno verde en minería aportaría 20% en meta de carbono neutralidad, unter: <http://www.revistaei.cl/2019/10/02/foronor-2019-hidrogeno-verde-en-mineria-aportaria-20-en-meta-de-carbono-neutralidad/#>

Romero, A. (2014): *Agenda de Energía – un Desafío País, Progresos para Todos*, unter: http://www.minenergia.cl/archivos_bajar/Documentos/AgendaEnergia.pdf

Subsecretaría de Relaciones Económicas Internacionales (2021): Acuerdos Comerciales Vigentes, unter: <https://www.subrei.gob.cl/acuerdos-comerciales/acuerdos-comerciales-vigentes>

Uwe Krien, Simon Hilpert, Cord Kaldemeyer, Stephan Günther, Caroline Möller, Guido Pleßmann, Steffen Peleikis, Clemens Wingenbach, Birgit Schachler, Wolf-Dieter Bunke, Elisa Papadis, Elisa Gaudchau, & Christian Fleischer (2016): *oemof v0.1.1*. Zenodo., unter: <https://doi.org/10.5281/zenodo.276054>

Verein Deutscher Ingenieure e.V. (VDI) (2019): *Brennstoffzellen und Batteriefahrzeuge. Bedeutung für die Elektromobilität*, unter: https://www.vdi.de/fileadmin/pages/vdi_de/redakteure/ueber_uns/dateien/Studie_Brennstoffzellen_und_Batteriefahrzeuge_.pdf

Villanueva, Elena (2020): *E-Mail vom 02. April 2020 von Elena Villanueva vom Energieministerium an Mauricio Quezada geschickt und Formular Exp.658-ORD.462 GORE Aysén - Solicita cálculo de subsidio Melinka y Repollal*

Wikipedia (2021): Región de Aysén, unter: https://de.wikipedia.org/wiki/Regi%C3%B3n_de_Ays%C3%A9n

Anhang

Tabelle 10: Kataster Kleine Netze in Chile¹⁵³

Region	Kommune	Name Netz	X UTM	Y UTM	Haus halte	Chil. Klimazone	Verbrauch [kWh]
Tarapacá	Huara	Mini Miñe	428030,5286	7878742,873	10	1	14280
Tarapacá	Colchane	Enquelga	520523,8971	7873815,335	27	1	38556
Tarapacá	Huara	Suca	416404,0114	7869602,427	-	1	-
Tarapacá	Colchane	Colchane	538059,6122	7868616,607	-	1	-
Tarapacá	Colchane	Ancovinto	543212,5892	7854398,446	18	1	25704
Tarapacá	Huara	Soga	464586,1839	7847454,103	7	1	9996
Tarapacá	Colchane	Ancuaque	529189,1094	7841011,141	31	1	44268
Tarapacá	Huara	Chiapa	478305,211	7839662,389	-	1	-
Tarapacá	Huara	Jaiña	474231,8215	7837613,609	-	1	-
Tarapacá	Huara	Aroma	465410,8842	7836789,188	-	1	-
Tarapacá	Colchane	Villa Blanca	536801,8568	7833452,058	30	1	42840
Tarapacá	Huara	Sotoca	475530,3011	7833168,137	-	1	-
Tarapacá	Huara	Chusmiza	480255,9417	7823496,518	-	1	-
Tarapacá	Huara	Huasquiña	458110,7823	7816647,269	-	1	-
Tarapacá	Huara	Achacagua	483071,1307	7812880,039	-	1	-
Tarapacá	Huara	Sibaya	481869,6471	7812585,141	-	1	-
Tarapacá	Huara	Limaxiña	480613,5587	7812148,131	12	1	17136
Tarapacá	Huara	Huaviña	476638,1658	7811177,511	-	1	-
Tarapacá	Huara	Mocha	471250,3644	7809300,289	-	1	-
Tarapacá	Pica	Lirima	515173,1486	7805330,807	10	1	14280
Tarapacá	Pica	Cancosa	541717,783	7804265,395	41	1	58548
Tarapacá	Huara	Laonzana	463759,3168	7804197,735	-	1	-
Tarapacá	Huara	Coscaya	485452,7278	7803496,075	-	1	-
Tarapacá	Huara	Poroma	480937,5581	7802719,6	-	1	-
Tarapacá	Pozo Almonte	Parca	478672,6154	7787094,262	54	1	77112
Tarapacá	Pozo Almonte	Quipisca	463715,9082	7781715,541	-	1	-
Tarapacá	Pozo Almonte	Macaya	481213,8788	7773597,489	23	1	32844
Tarapacá	Pozo Almonte	Huatacondo	494312,8683	7685785,415	20	1	28560
Antofagasta	Ollagüe	Ollagüe	577261,7369	7652651,799	97	1	138516
Antofagasta	María Elena	Quillagua	444842,9749	7604580,789	120	1	171360
Antofagasta	Ollagüe	Ascotán	577529,9532	7600601,89	-	1	-
Antofagasta	Calama	Cupo	570625,139	7554254,087	13	1	18564
Antofagasta	Calama	Toconce	585707,1462	7537561,632	25	1	35700

¹⁵³ Fernández Petzel, J. (2021): Factibilidad técnico-económica del uso de aerogeneradores reacondicionados para proyectos eólicos bajo 1-2 MW., unter: <http://repositorio.uchile.cl/handle/2250/180504> (Abruf vom 05.08.2021).

Antofagasta	Calama	Ayquina	569739,2137	7536073,237	120	1	171360
Antofagasta	Calama	Caspana	581158,0264	7529340,009	50	1	71400
Antofagasta	San Pedro de Atacama	Río Grande	585619,5126	7494719,819	33	1	47124
Antofagasta	Mejillones	Caleta Hornitos	367118,2362	7464695,324	-	1	-
Antofagasta	San Pedro de Atacama	San Pedro De Atacama	585407,3619	7460246,931	850	1	1213800
Antofagasta	San Pedro de Atacama	Toconao	601511,4813	7434481,859	414	1	591192
Antofagasta	San Pedro de Atacama	Talabre	613456,5464	7421070,817	18	1	25704
Antofagasta	San Pedro de Atacama	Camar	605908,1736	7410830,857	17	1	24276
Antofagasta	San Pedro de Atacama	Socaire	613082,4982	7390122,742	70	1	99960
Antofagasta	San Pedro de Atacama	Peine	596164,9262	7380359,647	120	1	171360
Atacama	Chañaral	Caleta Pan De Azúcar	333891,1962	7107500,768	-	1	-
Coquimbo	La Serena	Almirante Latorre	310354,1369	6719674,653	100	2	224100
Valparaíso	Isla de Pascua	Isla De Pascua	-3697345,508	6232870,193	-	2	-
Valparaíso	Juan Fernández	Isla Robinson Crusoe	-413367,2816	6233504,218	257	2	575937
Maule	Colbún	El Mally	323876,8694	6014775,942	20	4	35140
Biobío	Coronel	Isla Santa María	98294,78643	5889699,11	460	4	808220
Biobío	Lebu	Isla Mocha	71693,32364	5737229,59	250	4	439250
Los Lagos	Cochamó	Paso El León	261536,1375	5400427,885	19	6	34067
Los Lagos	Cochamó	Sotomó	211586,8696	5377856,68	-	6	-
Los Lagos	Cochamó	Valle El Frío	258711,9752	5374518,283	19	6	34067
Los Lagos	Calbuco	Isla Quenu	155610,8035	5359976,859	157	6	281501
Los Lagos	Cochamó	Llanada Grande	259529,0903	5356728,756	105	6	188265
Los Lagos	Calbuco	Isla Tabon	156276,3726	5351747,568	157	6	281501
Los Lagos	Hualaihué	Isla Llanichid	202377,1861	5337973,836	21	6	37653
Los Lagos	Cochamó	Segundo Corral	262996,0867	5337772,069	19	6	34067
Los Lagos	Quemchi	Isla Aulín	158148,9651	5311304,18	32	6	57376
Los Lagos	Quemchi	Cheñiao capilla	149267,045	5310803,814	16	6	28688

Los Lagos	Quemchi	Cheñiao los pinos	151176,2086	5310335,915	23	6	41239
Los Lagos	Quemchi	Voigue estero	153191,6618	5309213,684	44	6	78892
Los Lagos	Quemchi	Isla Mechuque la vega	149919,7857	5309047,307	88	6	157784
Los Lagos	Quemchi	Voigue capilla	152261,6879	5308058,569	31	6	55583
Los Lagos	Quemchi	Isla Mechuque villa	147910,1126	5306330,234	76	6	136268
Los Lagos	Quemchi	Isla Mechuque nueva villa	148953,7874	5306271,301	45	6	80685
Los Lagos	Quemchi	Isla Taucolon	153182,5705	5305434,837	19	6	34067
Los Lagos	Quemchi	Metahue	160015,7307	5304420,723	227	6	407011
Los Lagos	Quemchi	Isla Añihue	152308,0015	5303905,611	79	6	141647
Los Lagos	Quemchi	Isla Tac	160368,6737	5297900,177	80	6	143440
Los Lagos	Quinchao	Isla Linlin	134923,4401	5295517,559	144	6	258192
Los Lagos	Chaitén	Ayacara	195376,596	5296111,225	70	6	125510
Los Lagos	Quinchao	Isla Llingua	133314,1641	5292213,989	112	6	200816
Los Lagos	Quinchao	Isla Meulin	145939,3108	5292582,951	147	6	263571
Los Lagos	Quinchao	Isla Teuquelin	151500,2372	5290062,863	13	6	23309
Los Lagos	Quinchao	Isla Quenac	141767,6357	5286635,176	160	6	286880
Los Lagos	Quinchao	Isla Caguach	149772,8044	5284370,382	126	6	225918
Los Lagos	Castro	Isla Chelín	129522,7371	5273485,401	115	6	206195
Los Lagos	Quinchao	Isla Alao	149972,5897	5273623,599	128	6	229504
Los Lagos	Quinchao	Isla Apiao	155095,737	5272179,787	202	6	362186
Los Lagos	Castro	Isla Quehui	128685,6173	5268565,091	281	6	503833
Los Lagos	Chaitén	Isla Chulín	171240,5453	5270525,673	115	6	206195
Los Lagos	Quinchao	Isla Chaulinec	151162,2441	5267830,817	178	6	319154
Los Lagos	Chaitén	Isla Chuit	165859,1373	5267015,248	19	6	34067
Los Lagos	Chaitén	Talcán norte	169842,6457	5264902,972	10	6	17930
Los Lagos	Chaitén	Isla Imerquiña	164568,2902	5264332,362	4	6	7172
Los Lagos	Chaitén	Autení-Nayahué	166478,6857	5259236,759	24	6	43032
Los Lagos	Chaitén	Talcán centro	175726,6963	5259552,156	18	6	32274
Los Lagos	Chaitén	Talcán sur	177613,3096	5255279,428	8	6	14344
Los Lagos	Queilén	Isla Acuy	138156,8054	5237699,019	28	6	50204
Los Lagos	Quellón	Isla Chaullín	138358,1841	5222828,252	34	6	60962
Los Lagos	Quellón	Isla Cailin	129210,572	5208108,757	160	6	286880
Los Lagos	Quellón	Isla Laitec	127249,5699	5202574,599	115	6	206195

Los Lagos	Quellón	Isla Coldita	120105,1881	5201485,085	90	6	161370
Aysén del General Carlos Ibáñez del Campo	Cisnes	Raúl Marín Balmaceda	181878,557	5144449,748	150	7	287400
Aysén del General Carlos Ibáñez del Campo	Guaitecas	Melinka	117944,1336	5128739,972	476	7	912016
Aysén del General Carlos Ibáñez del Campo	Cisnes	Melimoyu	170252,7575	5107651,21	21	7	40236
Aysén del General Carlos Ibáñez del Campo	Cisnes	Puerto Gala	164563,5581	5090807,109	102	7	195432
Aysén del General Carlos Ibáñez del Campo	Lago Verde	Amengual -La Tapera	246053,0951	5039811,247	69	7	132204
Aysén del General Carlos Ibáñez del Campo	Cisnes	Puerto Cisnes	208845,5036	5035097,581	#N/D	7	#N/D
Aysén del General Carlos Ibáñez del Campo	Cisnes	Puerto Gaviota	160228,6505	5019397,449	60	7	114960
Aysén del General Carlos Ibáñez del Campo	Aisén	Isla Huichas	144631,1412	4988706,028	367	7	703172
Aysén del General Carlos Ibáñez del Campo	Tortel	Caleta Tortel	159810,281	4695314,244	230	7	440680
Aysén del General Carlos Ibáñez del Campo	O'Higgins	Villa O'Higgins	236238,3891	4624258,541	10	7	19160
Magallanes y de la Antártica Chilena	Natales	Puerto Edén	105537,6476	4544052,49	55	7	105380
Magallanes y de la	Torres del Paine	Villa Cerro Guido	256939,8337	4350615,511	16	7	30656

Antártica Chilena							
Magallanes y de la Antártica Chilena	Natales	Puerto Prat	248122,2835	4273905,141	21	7	40236
Magallanes y de la Antártica Chilena	Natales	Renoval	299620,27	4230556,182	24	7	45984
Magallanes y de la Antártica Chilena	San Gregorio	Villa Punta Delgada	453058,6456	4203430,6	83	7	159028
Magallanes y de la Antártica Chilena	Laguna Blanca	Villa Tehuelches	335934,1189	4188458,941	47	7	90052
Magallanes y de la Antártica Chilena	Primavera	Bahía Azul	464605,6011	4183605,292	1	7	1916
Magallanes y de la Antártica Chilena	Río Verde	Villa Ponsomby	333383,6756	4163657,338	19	7	36404
Magallanes y de la Antártica Chilena	Primavera	Cerro Sombrero	480388,1773	4151714,445	10	7	19160
Magallanes y de la Antártica Chilena	Timaukel	Villa Cameron	457213,3369	4056280,019	25	7	47900
Magallanes y de la Antártica Chilena	Timaukel	Pampa Guanaco	512871,4431	4010751,144	10	7	19160
Magallanes y de la Antártica Chilena	Cabo de Hornos	Puerto toro	622836,5935	3894231,178	14	7	26824
Arica y Parinacota	General Lagos	Visviri	448853,8112	8054571,406	-	1	-
Arica y Parinacota	Putre	Caquena	478779,1797	8003661,11	40	1	57120
Arica y Parinacota	Putre	Copaquilla	433600,353	7965375,662	15	1	21420
Arica y Parinacota	Putre	Guallatire	483703,4574	7954647,549	35	1	49980
Arica y Parinacota	Putre	Timalchaca	456146,3547	7934317,552	30	1	42840

Arica y Parinacota	Camarones	Cobija	438647,3211	7927858,34	25	1	35700
Arica y Parinacota	Camarones	Timar	427050,6104	7926578,328	40	1	57120
Arica y Parinacota	Camarones	Chitita	427773,491	7918039,06	18	1	25704
Arica y Parinacota	Camarones	Cerro Blanco Ofragia	417751,6227	7917593,808	3	1	4284
Arica y Parinacota	Camarones	Parcohaylla	477509,9997	7912667,432	17	1	24276
Arica y Parinacota	Camarones	Esquiña	444094,5309	7906033,813	-	1	-
Arica y Parinacota	Camarones	Illapata	446265,0789	7905243,383	12	1	17136
Arica y Parinacota	Camarones	Caleta Camarones	367236,1398	7877313,399	25	1	35700

Impressum

Autoren

Meyer, Christoph (AHK Chile)
Ortiz, Mar (AHK Chile)
Schüttler, Annika (AHK Chile)

Redaktion

AHK Chile
El Bosque Norte 0440, Of. 601
Las Condes, Santiago de Chile
Tel.: +56 2 3284 8500
E-Mail: chileinfo@camchal.cl
<https://chile.ahk.de/>

Gestaltung

AHK Chile
El Bosque Norte 0440, Of. 601
Las Condes, Santiago de Chile
Tel.: +56 2 3284 8500
E-Mail: chileinfo@camchal.cl
<https://chile.ahk.de/>

Stand

August 2021

Bildquellen

Titelbild: iStock

In Kooperation mit

Reiner Lemoine Institut gGmbH

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Umwelt, Naturschutz
und nukleare Sicherheit

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

