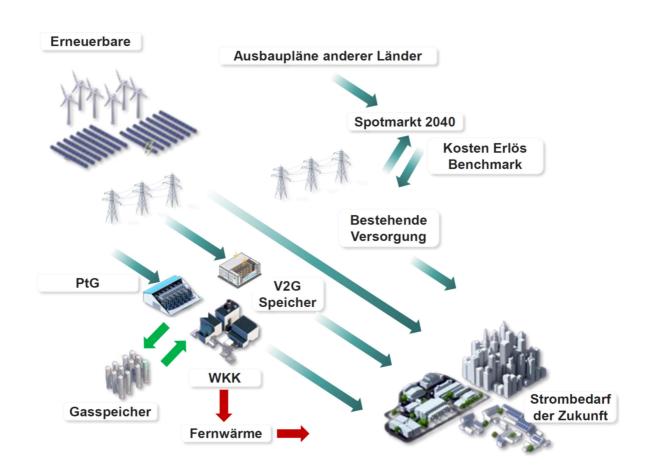


LIECHTENSTEINISCHE INITIATIVGRUPPE FÜR ENERGIE-NACHHALTIGKEIT

Studie

Machbarkeitsstudie Marktautarke Energieversorgung Liechtenstein



Impressum

Datum / Ort: 30. August 2024, FL-9493 Mauren

Auftraggeber: LIGEN e.V.

Liechtensteinische Initiativgruppe für Energienachhaltigkeit

Industriestrasse 8 FL-9493 Mauren www.ligen.org

Auftragnehmer: Finadvice AG

Soodstrasse 55 CH-8134 Adliswil

Schweiz

www.finadvice.eu

Autoren: Gregor Waldstein, g.waldstein@finadvice.ch

Hans Poser, h.poser@finadvice.ch

Calvin von Bassewitz, c.von.bassewitz@finadvice.ch

Nikolaus Seemann, <u>info@ligen.org</u> Edgar Nipp, LIGEN, <u>info@ligen.org</u> Cosmas Malin, info@ligen.org

Mitwirkende: Lenkungsausschuss:

Alexander Kohler, Illwerke VKW

Daniel Fritsche, Liechtensteinische Kraftwerke Daniel Hilti. Gemeindevorsteher Schaan

Elias Kindle, Liechtensteinische Gesellschaft für Umweltschutz

Gerald Marxer, Liechtensteinische Kraftwerke

Bruno Dürr, Sunergy GmbH

Jürgen Nigg, Wirtschaftskammer Liechtenstein Johannes Hasler, Gemeindevorsteher Gamprin Josef Vogt, Solargenossenschaft Liechtenstein

Michael Meirer, Verein Rheintalgas

Michael Baumgärtner, Liechtenstein Wärme

Peter Rupp, Hilti AG Urs Brunner, VFA Buchs

Arbeitsgruppe LIGEN: Nadine Vogelsang

Günter Vogt Herbert Elkuch Patrick Haldner Johannes Kaiser

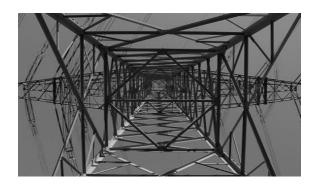
Förderer: Gefördert durch die Energiekommission Fürstentum Liechtenstein

Amt für Volkswirtschaft

Energiefachstelle Postfach 684 9490 Vaduz www.avw.llv.li

Für den Inhalt und die Schlussfolgerungen sind ausschliesslich die Autoren dieses Berichts verantwortlich.

Machbarkeitsstudie "Souveräne Energieversorgung Liechtensteins" Abschlussbericht



Corporate Finance Advisory









Energy,
Infrastructure &
Sustainability



30.8.2024

Advising the energy and infrastructure sector since 1998

Zusammenfassung 1/3

- » Das Ziel der von LIGEN vorgeschlagenen "Souveränen Energieversorgung Liechtensteins" ist eine schnelle Dekarbonisierung des Liechtensteinischen Energiesystems zu minimalen Kosten. Es soll überwiegend aus regional verfügbaren Energiequellen gespeist und unabhängig von globalen Versorgungsketten für Energierohstoffe sein. Die europäische Energieinfrastruktur sowie die europäischen Marktmechanismen sollen proaktiv und selbstbestimmt genutzt werden.
- » Die vorliegende Studie soll aufzeigen, mit welchen wirtschaftlichen Implikationen ein solches System realisiert werden kann.
- » Im Rahmen der Studie wurden das Energiesystem Liechtensteins und der Strommarkt Deutschlands im Referenzjahr ca. 2040 modelliert. Das Ausbauszenario der Energiestrategie "Aktiv 2050" und das Szenario von "LIGEN 2022" wurden bewertet und ein optimiertes Szenario "Team 2024" entwickelt. Die Modellierung basiert auf realen Daten aus dem Jahr 2022 und transparent gewählten Annahmen über die eingesetzten Technologien und über Energiemärkte für das gewählte Referenzjahr ca. 2040.
- » Das Energiekonzept "Team 2024" für eine "Souveräne Energieversorgung Liechtensteins" ist grundsätzlich technisch und ökonomisch umsetzbar.
- » Das Energiekonzept "Team 2024" stellt produktionsseitig ein in sich geschlossenes, integriertes Energieversorgungskonzept dar, das eine sichere, CO2-neutrale Stromversorgung ermöglicht. Dabei wird die elektrische Primärenergie ausschließlich aus (volatilen) erneuerbaren Quellen gewonnen und durch Kurz- und Langfristspeicher mit dem Strombedarf synchronisiert. Für die Kurzfristspeicherung reichen die freien Speicherkapazitäten der zukünftigen Flotte von Elektroautos. Die Langfristspeicherung erfolgt durch Produktion, Speicherung und Nutzung des chemischen Energieträgers Methan oder, wenn die Voraussetzungen in Form eines Anschlusses an den zukünftigen "European Hydrogen Backbone" dafür gegeben sind, durch Wasserstoff. Das optimiert zusammengestellte und überbaute Portfolio der Primärerzeugung minimiert den Bedarf für fossile Stromerzeugung und maximiert die Systemeffizienz.
- » Die Entscheidung für eine langfristig orientierte Make-Strategie bezüglich der Primärenergiebereitstellung macht die Energieversorgung unabhängig von Vorlieferanten für Energie. Im Vergleich zu einer kurzfristigen Buy-Strategie ergeben sich daraus Vorteile in Krisensituationen am Markt und bei Versorgungsengpässen. Diese Vorteile wurden quantitativ nicht bewertet. Umgekehrt führt eine Selbstversorgung mit eigenen Anlagen dazu, dass die Kosten bei einem Rückgang der Marktpreise (z.B. aufgrund von Überangeboten) nicht sinken.
- » Die Unabhängigkeit von Vorlieferanten ist dabei ökonomisch und nicht physikalisch zu verstehen. Die physische Versorgungssicherheit hängt weiter ab vom Energieaustausch mit den Nachbarn.
- » Bei der ökonomischen Bewertung wird im Modell berücksichtigt, dass europäische Marktpreise in Folge der mit Förderungen aufgebauten neuen Erzeugungskapazitäten phasenweise unter den Vollkosten liegen. Bei gleichwertiger Förderung der Stromerzeugung (das heisst insbesondere Fortführung der bestehenden PV-Förderung wie im Szenario "Aktiv" der Energiestrategie vorgesehen), und ohne Förderung der Speicher liegen die Kosten im Szenario "Team 2024" leicht über den erwarteten Marktpreisen, aber innerhalb der Prognoseungenauigkeitsbandbreite des langfristig erwarteten Marktniveaus.



Zusammenfassung 2/3

- » Das Energiekonzept "Team 2024" wurde dem Szenario "aktiv" gemäss der Energiestrategie 2030¹⁾ gegenübergestellt.
- » Während das Szenario "Team 2024" eine reine "Make-Strategie" mit langfristiger Bindung und Investitonszyklen von über 20 Jahren verfolgt, liegt der Schwerpunkt des Szenarios "aktiv" auf einem Zukauf vom Markt mit deutlich kürzerer Fristigkeit.
- » Die Modellrechnungen zeigen, dass die zu erwartenden Energiekosten in ausgeglichenen Marktphasen bei beiden Ansätzen nahe beieinander liegen.
- » Das Szenario "aktiv" könnte in ruhigen Marktphasen von ausländischen Förderungen profitieren und Stromzukäufe unterhalb der Vollkosten der Erzeugung realisieren. Fraglich ist, in welchem Ausmass solche Importe langfristig zur Erreichung der Energieziele von Liechtenstein angerechnet werden können. In Phasen von unerwartet anhaltender Energieknappheit, wie im Krisenjahr 2022, wird die Abhängigkeit vom Zukauf im Szenario "aktiv" zu deutlich höheren Energiekosten führen. Energieversorger, die vor der Krise 2022 langfristig strukturiert beschafft hatten, konnten davon in der Krise profitieren. Jene die während der Krise langfristige Verträge abgeschlossen haben, waren durch das schnelle Ende der Krise benachteiligt. Da eine langfristige Beschaffung rollierend erfolgt, können entsprechende Preisrisiken auf Dauer abgeschwächt, aber nicht systematisch vermieden werden.
- » Das Szenario "Team 2024" ist robust gegenüber Veränderungen der Energiepreise, weil die Primärenergie ausschliesslich aus eigenen Anlagen für Sonnenenergie und Windkraft stammt und der gesamte eigene Bedarf immer aus eigenen Anlagen gedeckt werden kann. Zusätzliche Chancen ergeben sich insbesondere aus der Vermarktung freier eigener Kapazitäten von Elektrolyse und Gasturbine. Die Elektrolyse profitiert dabei von niedrigen Marktpreisen, die Gasturbine von hohen, und beide Technologien profitieren von einer zunehmenden Preisspreizung, die durch den Zubau der schwankenden Erzeugung im Markt erwartet wird. Bei der Bewertung des Szenarios wurden diese zusätzlichen Vermarktungschancen nicht finanziell bewertet.
- » Die Dekarbonisierung im Szenario "aktiv" hängt von politischen Entscheidungen Europas ab und unterliegt dem Einfluss von Wahlergebnissen. In der Praxis fördert Europa einzelne Technologien, um gewünschte Investitionen auszulösen. Dabei übernimmt der Staat insbesondere das Absatzrisiko für PV und Windkraft, finanziert Wasserstoff-Pipelines und fördert H2-Ready Gaskraftwerke.
- » Im Modell wird angenommen, dass Liechtenstein die eigenen Gestaltungsmöglichkeiten zur Festlegung des regulatorischen Rahmens für Speicher in Liechtenstein kostenneutral anpasst, damit diskriminierungsfrei alle "Speicher, die Energie aufnehmen, um sie zeitlich versetzt wieder in dasselbe Netz zurückzuspeisen," nicht doppelt mit Gemeinkosten des Stromsektors, insbesondere Netzentgelten, belastet werden. Für eine wirtschaftlich sinnvolle Nutzung von Speichern ist dies absolut erfolgskritisch und in Europa sind die Regelungen diesbezüglich bislang lückenhaft, nicht einheitlich und teilweise widersprüchlich. Gleichzeitig wird aber in den meisten Märkten an einer Anpassung der Regulierung gearbeitet.



Zusammenfassung 3/3

- » Das Szenario "Team 2024" wählt einen sytemanalytischen Ansatz. Das Szenario berücksichtigt, dass im Wärmesektor und in der Mobilität durch Elektrifizierung ein Effizienzgewinn und damit in diesen Sektoren Einsparungen im Primärenergiebedarf um mehr als zwei Drittel erzielt werden sollen. Es berücksichtigt in der Optimierung die Interaktionen zwischen den konkreten Elementen im Energiesystem Liechtensteins, z.B. zwischen PV-Anlagen und e-Auto-Speichern und Stromkunden am Netz, oder mit der KVA Buchs in Bereichen von CO2, Fernwärme und Strom. Es zeigt, wie eine mögliche Lösung des Energiesystems gestaltet sein könnte. Die Realisierung bleibt eine komplexe Aufgabe. Gegenseitige Abhängigkeiten erfordern dabei langfristige Bindungen. Eine Umsetzung setzt daher eine gemeinsame Kraftanstrengung voraus, könnte aber die Dekarbonisierung deutlich schneller erreichen als passives Vertrauen auf die Europäische Politik.
- » Die erforderlichen Investitionen zur Realisierung von Szenario "Team 2024" können in Bausteine gegliedert werden:
 - 1) Ausbau Photovoltaik (ähnlich wie in der Energiestrategie vorgesehen)
 - 2) Ausbau Windkraft im Inland (gemäss LKW wird bereits an 110 GWh p.a. gearbeitet).
 - 3) Ausbau Windkraft im Ausland mit Nutzung ausländischer Förderungen.
 - 4) Erschliessung verfügbarer Batterie-Speicherkapazitäten durch Ermöglichung von Vehicle-to-Grid- (V2G-) Systemen.
 - 5) Umsetzung der Komponenten zur Langfristspeicherung, Erzeugung von Wasserstoff durch Elektrolyse, ergänzt durch Methanisierung, Speicherung von Gas in der bestehenden Gasinfrastruktur und Erzeugung von Reservestrom mit einer lokalen Gasturbine, jeweils mit Nutzung der erzeugten Wärme im Fernwärmenetz.

Die ersten vier Bausteine sind jeweils "stand-alone" wirtschaftlich, wobei Baustein 1 optimal ergänzt. Sie benötigen zur Umsetzung die branchenübliche Vorlaufzeit.

Baustein 5, der die Dekarbonisierung abschliesst, sollte nach Realisierung der ersten vier Bausteine zum Einsatz kommen. Weiters wird eine ausreichende Verfügbarkeit von CO2 für die Methanisierung in vollem Umfang erst nach dem Umbau der KVA-Buchs ca. 2032 erwartet. Eine endgültige Festlegung zur Ausprägung der Saisonspeicher steht daher noch nicht unmittelbar an.

Im Hinblick darauf, dass der Ausbau des europäischen Wasserstoffnetzes bis Lindau ebenfalls bis zum gleichen Zeitpunkt angekündigt ist und eventuell in diesem Netz eine saisonale Speicherung möglich sein könnte, empfiehlt es sich, konzeptionell zwei Varianten aktiv vorzubereiten mit Energieträger Methan wie in Szenario "Team 2024" oder mit Wasserstoff". So kann sichergestellt werden, dass die erforderlichen Schnittstellen bei Umsetzung verfügbar sind. Aus heutiger Sicht sind beide Varianten wirtschaftlich ähnlich, wobei eine Lösung mit Wasserstoffnetz durch den dann möglichen Verzicht auf Methanisierung die Komplexität erheblich reduziert und mit etwas niedrigeren Kosten verbunden ist. Der Wasserstoffpfad ist daher einer Methanisierung in jedem Fall vorzuziehen..



Abschlussbericht - Inhalt

1.	Auftrag und Projektorganisation	6
2.	Modell - Optimierungsergebnis	8
3.	Handlungsempfehlung und Bewertung	35

Anhänge 1 - 8	46
Annahmen und Details der Optimierung	



Projektstruktur

- » Aufraggeber: LIGEN, Liechtensteinische Initiativgruppe für Energienachhaltigkeit e.V.
- » Auftragnehmer und Autoren:

Finadvice AG

Dipl.-Ing. Hans Poser, Geschäftsführer

Dipl.-Ing. ETH Gregor Waldstein MBA, Senior Advisor

Calvin von Bassewitz, Analyst

- » Gefördert durch die Energiekommission
- » Im Lenkungsausschuss waren vertreten und haben mitgewirkt: LKW, LI-Wärme, LGU, LIHK/Hilti, SGL, EZV, Gemeinde Schaan, Illwerke VKW
- » Wertvolle Hinweise kamen aus der Energiekommission Liechtenstein

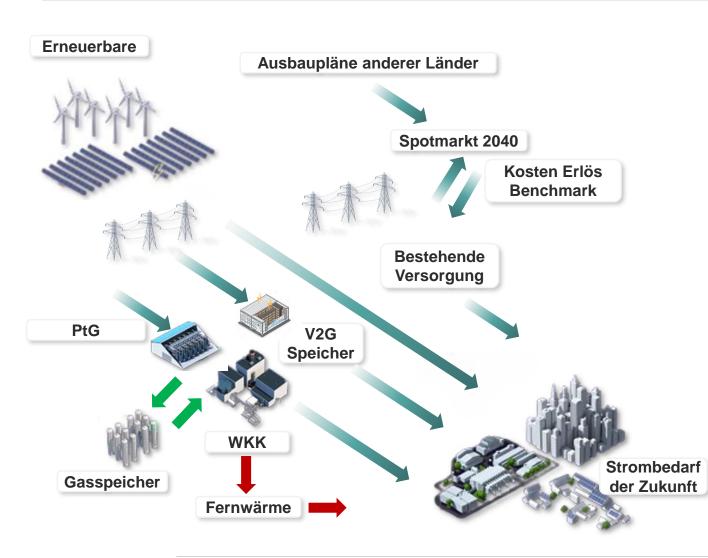
Zeitplan

- » 7.12.23 Beauftragung
- » 15.2.24 Lenkungsausschuss MS1
- » 15.3.24 Begleitgruppe MS1
- » 10.4.24 Lenkungsausschuss MS2
- » 17.5.24 Begleitgruppe MS2
- » 12.6.24 Lenkungsausschuss MS3
- » 17.6.24 Begleitgruppe MS3
- » 31.7.24 Fertigstellung Abschlussbericht





Das Optimierungsmodell



- » Alle Berechnungen erfolgen auf Basis einer stündlichen Strom-Bedarfskurve des Fürstentums Liechtenstein im Referenzjahr 2040.
- » Ein Portfolio von Wind und PV wird zur Minimierung der Kosten optimiert.
- » Die direkte Lieferung von Elektrizität an Verbraucher wird maximiert.
- » Batteriespeicher nutzen -im Rahmen ihrer Kapazitäten- Erzeugung, die nicht direkt gebraucht wird und decken Versorgungslücken.
- » Elektrolyse wandelt verbleibende Strom-Spitzenerträge in Wasserstoff, dieser wird in Szenario "Team 2024" synchron zu synthetischem Methan umgesetzt. Die saisonale Lagerung von Methan erfolgt in bestehenden Speichern im Gasnetz.
- » Reservestrom bei anhaltender Dunkelflaute wird durch eine Gasturbine in WKK bereitgestellt.
- » Das Optimierungsmodell verändert die benötigten Kapazitäten abhängig von den eingegebenen KPI-Parametern (CapEx, OpEx, Wirkungsgrade, Lebensdauer, WACC,...) und ermittelt dadurch das Anlagenportfolio mit den niedrigsten Gesamtkosten.

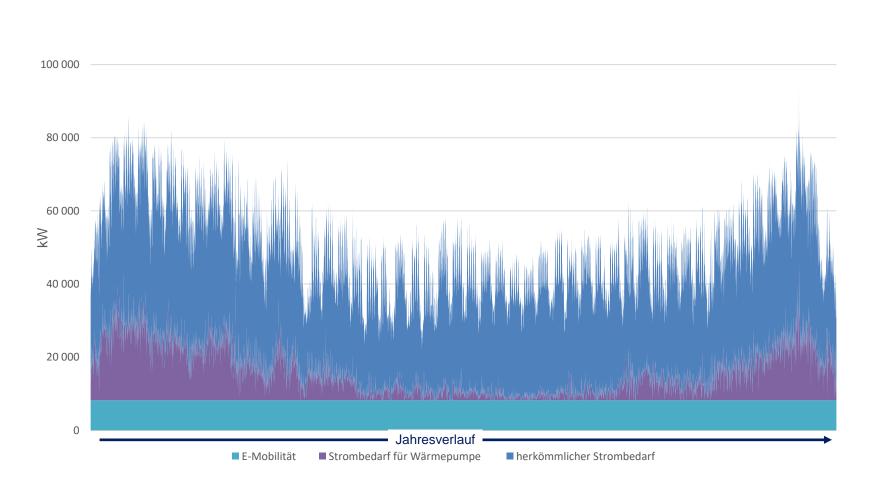
Die Konsistenz der Fahrpläne wird durch das Modell geprüft und gewährleistet. Der Strombedarf ist jederzeit vollständig gedeckt, das System weist einen stündlich geschlossenen Bilanzkreis auf.

Der stündliche Marktpreis wird in Funktion stündlichen EE-Produktion und der Last in Deutschland im Referenzjahr ermittelt. Das Benchmarking bezieht sich auf stündliche Energy-Only-Marktpreise auf Grosshandelsebene.



Der modellierte Lastgang beschreibt jenen Anteil des zukünftigen Strombedarfs im Land, der heute nicht durch Liechtensteinische Produktionsanlagen und Beteiligungen gedeckt ist. Diesen Strombedarf möglichst kostengünstig und CO2-neutral zu decken, ist die Zielfunktion des Modells

Modell-Lastgang im Referenzjahr ca. 2040



Anmerkungen zum Lastprofil

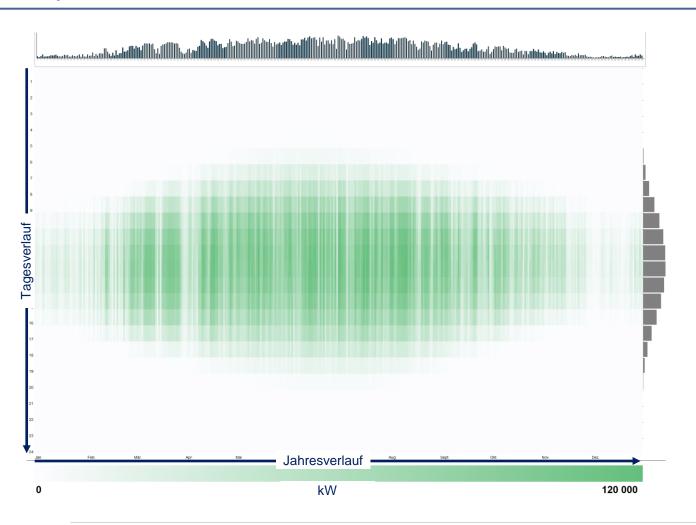
» Jahresarbeit: 428 GWh
Peak Leistung: 98 MW
Mittlere Leistung: 49 MW
Minimal Leistung: 22 MW

- Das Lastprofil der Zukunft weist im Vergleich zur heutigen Situation eine deutlich erhöhte Saisonalität auf. Sie ist insbesondere auf den geplanten Ausbau von Wärmepumpen zurückzuführen.
- » Grundlage für den Lastverlauf im Referenzjahr ca. 2040 und alle weiteren Zeitreihen im Modell sind Produktions- und Verbrauchsdaten für Strom, Wärme und Mobilität aus dem Jahr 2022.
- » Die benutzte Lastkurve stellt daher nicht einen Erwartungswert dar, sondern berücksichtigt bewusst die Schwankungen und Unwägbarkeiten einer tatsächlichen Versorgungssituation.



Der Ausbau von PV wird im Szenario "Team 2024" weitgehend gleich angenommen, wie im Szenario «Aktiv 2050» der Energiestrategie

Produktionsprofil PV-Portfolio



Anmerkungen zur PV-Produktion

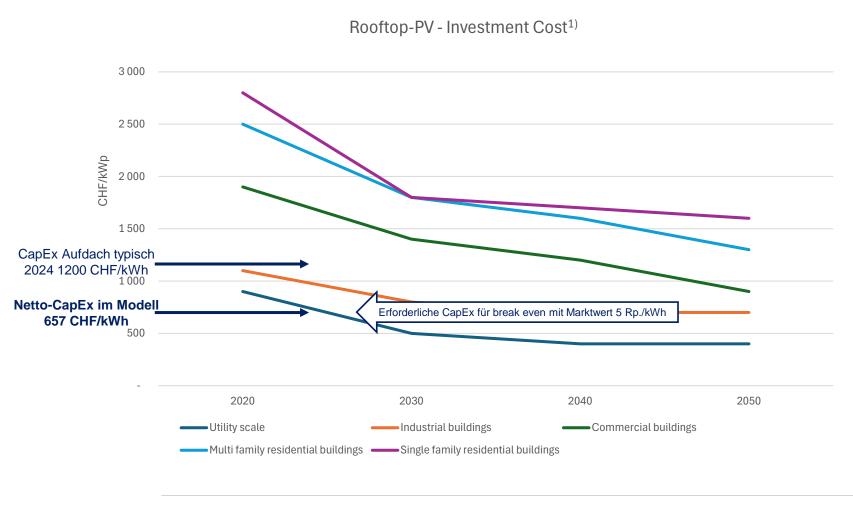
» Jahresarbeit: 174 GWh
 Portfolio Peak Leistung: 120 MW
 Installierte Kapazität: 183 MWp

- » Die Jahresarbeit für PV in Szenario "Team 2024" entspricht etwa dem Wert von PV im Szenario Aktiv 2050.
- » Der geplante Ausbau liegt im mittleren Bereich des geschätzten Potenzials auf Gebäuden von 150-260 GWh p.a.¹⁾
- » Der Jahresertrag einzelner Anlagen wird mit 950 kWh/kWp angenommen. Im Portfolio mit unterschiedlicher (Ost/West) Ausrichtung wird analog zu den Produktionsdaten in Deutschland angenommen, dass die Spitzenleistung um 33% unter der installierten Kapazität liegt²⁾.
- » Der Zeitreihe der Produktionsdaten wurden die Daten von Deutschland 2022 zugrunde gelegt.
- » Im Hinblick auf die zu bewältigenden hohen Leistungsspitzen von PV wird im Szenario auf zusätzliche ausländische PV-Produktion verzichtet.



Damit kleine PV-Anlagen mit dem Marktwert von PV-Strom die Stromgestehungskosten decken können, sind Förderungen notwendig. Im Modell sind die Förderkosten separat ausgewiesen

Investitionen – Förderungen – Marktpreis geförderter Anbieter



Anmerkungen zur PV-Kosten

- » Die Stromgestehungskosten aus PV-Anlagen liegen heute - abgesehen von großen Freiflächenanlagen - über dem Niveau des Marktes. Damit Investitionen in PV erfolgen, werden in Europa Förderungen gewährt. Die Höhe der Förderungen richtet sich nach der jeweiligen Anlagengröße und Einbausituation.
- » Der Jahresmarktwert für das PV-Erzeugungsprofil liegt laut Modell bei 5 Rp./kWh.
- » In Deutschland wird die Differenz zwischen den Gestehungskosten (= anzulegender Wert) und dem Marktpreis monatlich als Marktprämie ausbezahlt. Die Kosten dieser Förderung steigen durch den stetig sinkenden Wert der PV-Produktion relativ zum Base-Preis am Markt²⁾
- » Für die Modellierung wurde angenommen, dass erhöhte CapEx von Aufdachanlagen durch Investitionsförderungen ausgeglichen werden, damit die Stromgestehungskosten das Marktpreisniveau erreichen.
- » Modell-Rechnung

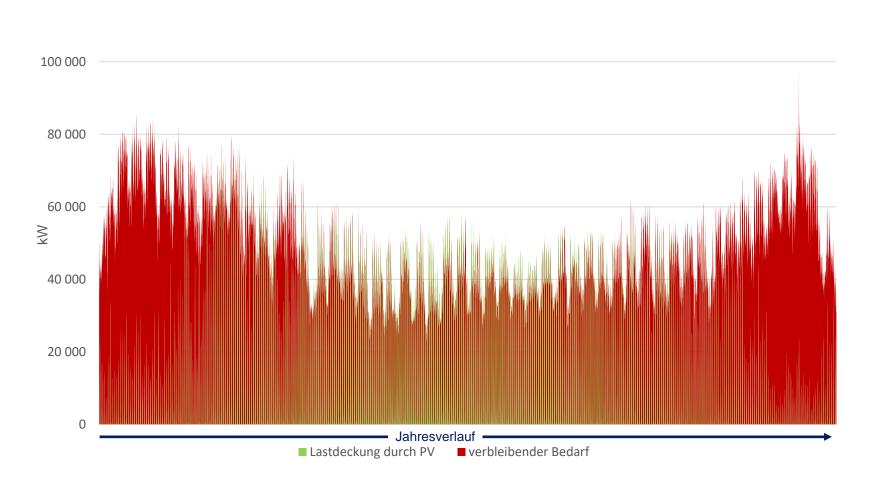
Brutto CapEx PV-Aufdach: 1200 CHF/kWp Förderung: 543 CHF/kWp Netto CapEx: 657 CHF/kWp

» Zubau PV-Kapazität: Investition nach Förderung Investitionsförderung 183 MWp 120 Mio. CHF 100 Mio. CHF



Die PV-Erzeugung in Szenario "Team 2024" deckt 29% des Strombedarfs

Die Saisonalität spielt hierbei eine wichtige Rolle – Winterstrom wird knapp!



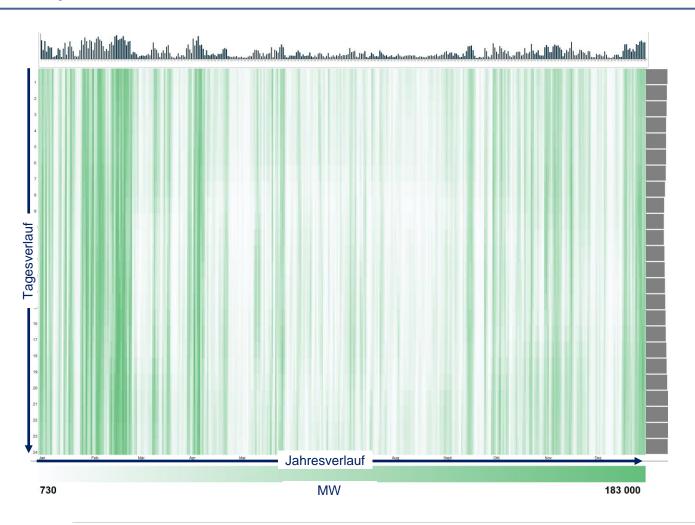
Bemerkung

»	Produktion PV Davon:	174 GWh
	 direkte Lastdeckung 	125 GWh
	 nicht selbst benötigte Produktion 	49 GWh
»	Noch fehlende Eigenproduktion	303 GWh



Der Ausbau von Windkraft erfolgt im Szenario "Team 2024" durch ein diversifiziertes Portfolio im Inund Ausland

Produktionsprofil Windkraft-Portfolio



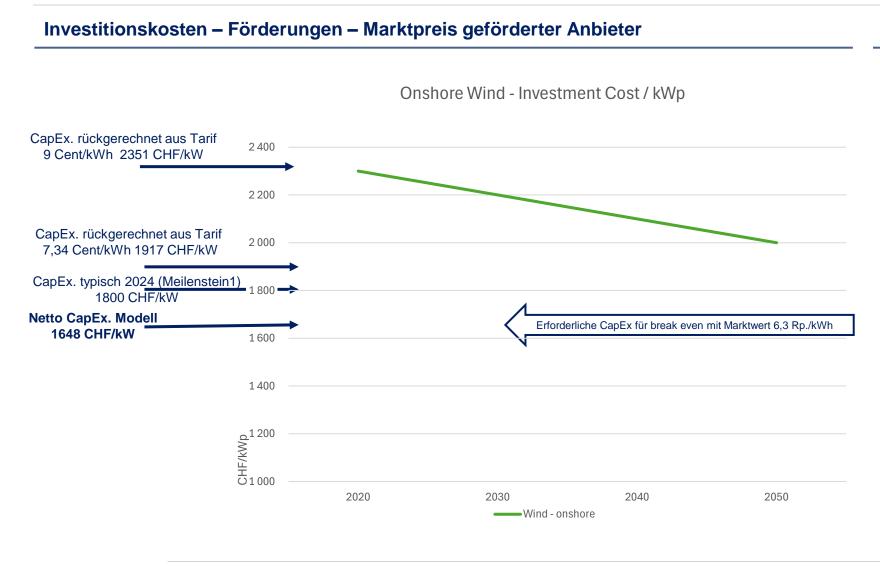
Anmerkungen

» Jahresarbeit: 420 GWhPortfolio Peak Leistung: 183 MWInstallierte Kapazität: 183 MWp

- » Der geplante Ausbau soll mit 110 GWh im Inland erfolgen, um das Potenzial in Liechtenstein auszuschöpfen. 310 GWh sollen im Ausland realisiert werden.
- » Der Jahresertrag einzelner Anlagen und im Portfolio wird mit 2294 kWh/kWp angenommen.
- » Der Zeitreihe der Produktionsdaten wurde die Daten von Deutschland 2022 zugrunde gelegt.
- » Die Aufteilung der Primärproduktion in 30% PV und 70 % Windenergie folgt aus der Optimierung des Szenarios.
- » Im Kapitel Handlungsempfehlung wird auf die Möglichkeit der Realisierung in Teilschritten und deren Konsequenz genauer eingegangen.



Auch bei Windkraft bestimmen Förderungen massgeblich die Wirtschaftlichkeit. Die Modellierung erfolgt mit Marktwerten, Förderungen werden ausgewiesen.



Anmerkungen

- » Für die Stromgestehungskosten aus Windkraft sind neben den Investitions-, Pacht- und Anschlusskosten die Windverhältnisse maßgeblich.
- » Der Marktwert für ein typisches Profil eines Windparks liegt laut Modell bei 6,3 Rp./kWh.
- » Im Ausland sind derzeit für neue Anlagen garantierte Tarife von 7 bis über 9 Cent/kWh erzielbar. Das Absatzrisiko für den Produzenten übernimmt damit der Fördergeber.
- » Für die Modellierung wurde angenommen, dass Investitionsförderungen jeweils so angelegt sind, dass die Netto-Stromgestehungskosten das Marktpreisniveau erreichen.
- Modell Rechnung

Brutto CapEx. Wind: 1800 CHF/kWp³⁾
Förderung: 152 CHF/kWp
Netto CapEx.: 1648 CHF/kWp

» Zubau Wind-Kapazität: 183 MWp
 Investition nach Förderung 302 Mio. CHF
 Investitionsförderung 28 Mio. CHF

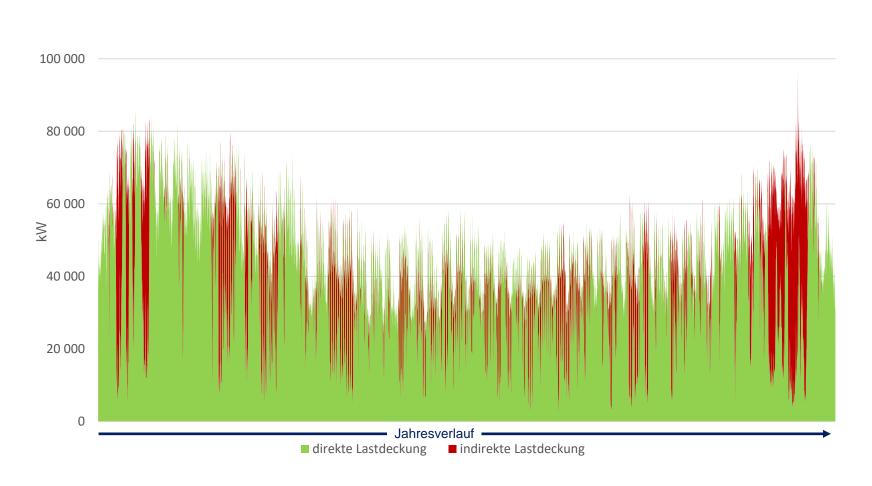
Modellierung nicht berücksichtigt.

Bei Lieferung aus dem Ausland muss die Leitungskapazität zugekauft werden. Die Kosten dieser Kapazität entsprechen der Preisdifferenz zwischen dem Spotmarkt Schweiz und im Ausland. Die Kostenunterschiede sind im Rahmen der

https://sweet-cross.ch/data/technology-assumptions-models/2023-02-28/ STEM_PSI; 2) https://energy-charts.info/charts/market_values/chart.htm?l=de&c=DE&year=2024&legendItems=0xj0: Chart: https://sccer-jasm.ch/JASMpapers/JASM_results_stem.pdf 3) typische CapEx für Onshore aktuelle Projekte 2023 in DE

Durch Überdimensionierung des diversifizierten Erzeugungsportfolios wird in Szenario "Team 2024" eine hohe Lastdeckung erreicht. 82% der Last können direkt und effizient gedeckt werden.





Anmerkungen

» Produktion PV + Wind

Davon:	00101111
 Direkte Lastdeckung 	350 GWh
 Verfügbar für Speicherung 	243 GWh

594 GWh

- » Überbauung reduziert den Bedarf an teurem Strom aus Speichern und Rohstoffen.
- » Die Effizienz der Energieversorgung wird deutlich verbessert, der Primärenergieverbrauch wird optimiert.
- » Durch Überbauung werden Speicher wirtschaftlich notwendig.
- » Ohne Speicher entsteht ein hohes Absatzrisiko für Primärproduktion, die nicht selbst benötigt wird.
- » Das Risiko wird in der Optimierung beseitigt, indem Energie gespeichert und zur zeitversetzten Nutzung bereitgestellt wird. Stromgeführt verfügbare Abwärme wird dabei durch WKK genutzt.
- » Auf eine gezielte Sektorkopplung, (z.B. durch Absatz von elektrisch erzeugtem Wasserstoff als Hilfsstoff für die Stahlerzeugung, oder die Herstellung von strombasierten Synthetischen Treibstoffen) wird im Modell bewusst verzichtet, denn eine zusätzliche Nachfrage für Strom aus anderen Sektoren erhöht den Gleichgewichtspreis im Strommarkt.

Vorbemerkung zu Kurzfristspeichern in Szenario "Team 2024"

Situation und Potenzial von V2G

- » In Liechtenstein schreitet der Ausbau von PV-Anlagen im Privatbereich "Behind the Meter" rasch voran. Viele Anlagen werden dabei mit Speichern ausgerüstet. In der Gesellschaft hat sich ein verbessertes Verständnis für die Bedeutung von Speichern entwickelt. Immer mehr private Anlagen versuchen den **Eigenverbrauch** durch Energiemanagement und Batteriespeicher zu verbessern. Im Zusammenhang mit Elektroautos gewinnt das gezielte Laden von Autos an zusätzlicher Bedeutung. Eine Einspeisung zu unattraktiven Tarifen und einen Bezug zum Normaltarif wollen Eigenverbraucher nach Möglichkeit vermieden. Diese Entsolidarisierung führt zu Ineffizienz. In der Praxis führt das heute dazu, dass am Morgen die Batteriespeicher geladen werden und wenn zu Mittag die Speicher voll sind wird Strom eingespeist.
- » Das Ziel in Szenario "Team 2024" besteht darin, die Beladung und Nutzung von Batteriespeichern "Behind the Meter" mit den Anforderungen des Energiesystems zu synchronisieren. Es soll durch organisatorische Maßnahmen und Geschäftsmodelle erreicht werden, dass verfügbare Speicherkapazitäten, ohne signifikante Zusatzinvestitionen, gegen angemessene Vergütung, der Energieversorgung dienlich genutzt werden. Technik und Konzepte zu diesem Zweck sind unter der Bezeichnung Vehicle-to-Grid (V2G) zusammengefasst.
- » Batterien werden durch den Betrieb der Fahrzeuge nur teilweise genutzt. Freie Kapazitäten der e-Mobile können in Szenario "Team 2024" den geforderten Beitrag zur Kurzfristspeicherung leisten, die Beanspruchung für die Batterien dabei ist gering und entspricht mit weniger als 1MWh oder 16 Batterie-Vollladungen pro Jahr und Fahrzeug.
- » Die zukünftige PKW-Flotte von Liechtenstein mit 30 000 e-PKWs mit durchschnittlich 60kWh Batterie ergeben insgesamt eine Batteriekapazität von 1.800 MWh. Unter der Annahme, dass die Hälfte der Fahrzeuge an einer Ladestation angeschlossen sind und jeweils ein Drittel ihrer Batteriekapazität für Kurzzeit-Stromspeicherung bereitstellen, stehen 300 MWh Batteriekapazität zur Bewirtschaftung zur Verfügung.
- » Die Technik für V2G ist vorhanden. So bietet z.B. Volkswagen eine bidirektionale Ladelösung auf Basis des DC-Ladestandards CCS (Combined Charging System) an. Grundlage dafür ist die ISO-Norm 15118-2, welche die Kommunikation zwischen Elektrofahrzeug und Wallbox beschreibt. Der Konzern rüstet ab nächstem Jahr alle Modelle, die den Modularen E-Antriebs-Baukasten (MEB) nutzen, auf ISO 15118 um. Dann sind auf einen Schlag hunderttausende neue E-Autos von VW, Audi, Skoda und Seat bidirektional ladefähig. Bestehende Modelle, wie der ID.3 oder ID.4, sollen die Funktion per Update erhalten.¹⁾
- » V2G ist nicht nur für Aufgaben im Energiehandel erprobt, sondern auch für Systemdienstleistungen im Netzbetrieb.²⁾ Der Mehrwert eines gezielten V2G Einsatzes übersteigt den im Modell abgebildeten Mehrwert deutlich.
- » Im Szenario "Team 2024" wird ein konkretes Konzept vorgestellt, mit dem Speicher und Flexibilitäten "Behind the Meter" energiewirtschaftlich optimiert genutzt werden könnten.

Anmerkung zum regulatorischen Rahmen

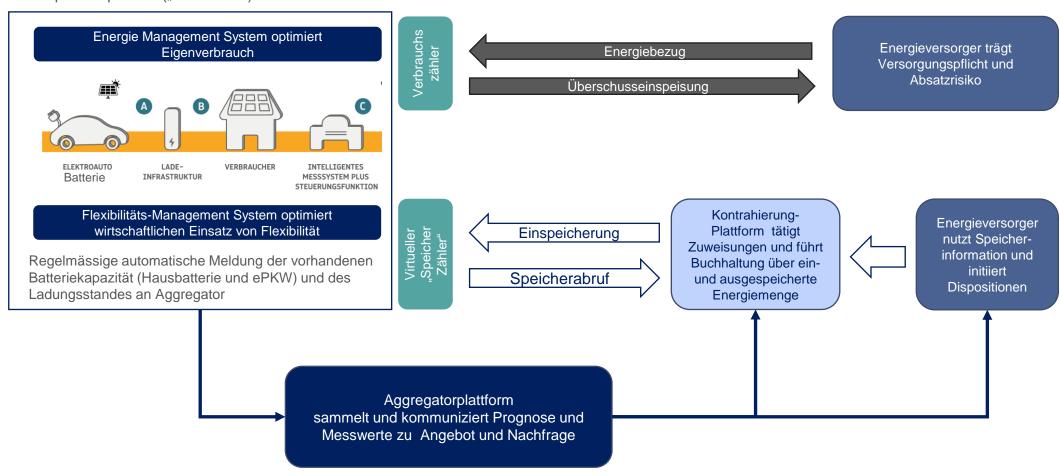
- » Entscheidend für eine volle Nutzung des Potenzials von V2G ist die Gestaltung von Netzentgelten.
- » Ein- und Ausspeichern von Prosumerspeicher durch EVU müssen für den Prosumer entgeltfrei sein.
- » Eine besondere Herausforderung bei der Umsetzung von V2G liegt im Geschäftsmodell.
- » Für einen Roundtrip sollte der Prosumer eine attraktive Gebühr erhalten.
- » Der Nutzen von V2G ist gross:
- » Wenn eingespeiste Spitzenerträge aus PV-Anlagen von Speichern im selben Ortsnetz aufgenommen werden und somit das Umspannwerk nicht erreichen, dann wird das Netz entlastet.
- » Wenn ein der Strombedarf eines Verbrauchers im Ortsnetz aus Batterien eines anderen Prosumers im selben Ortsnetz gedeckt wird, dann wird das Netz entlastet.
- » Wenn Private den Eigenverbrauch optimieren, dann leisten sie einen reduzierten Beitrag zur Finanzierung der Netze, ohne diese entsprechend zu entlasten.
- » In Liechtenstein dürfte eine konstruktive, zukunftsorientierte Gestaltung der Netzentgelte, für V2G eine lösbare Aufgabe sein. Das Zusammenspiel von PV und V2G erfolgt vorwiegend auf lokaler Ebene.



Szenario "Team 2024" schlägt in groben Umrissen ein mögliches Konzept für die Nutzung von Flexibilität "Behind the Meter" vor. Eine detaillierte Ausarbeitung erfordert ein gesondertes Projekt.

Architektur zum Datenaustauch und Kontrahierung für Energiewirtschaftliche Optimierung

FL-Speicherpartner ("Prosumer") mit oder ohne PV



Szenario "Team 2024" geht davon aus, dass Netznutzungsentgelte in Liechtenstein angepasst werden, um Flexibilität und Speicher "behind the Meter" für die Energiewirtschaft nutzbar zu machen.

Speichern = Energie aufnehmen um sie zeitlich verzögert wieder in dasselbe Netz zurückzuspeisen



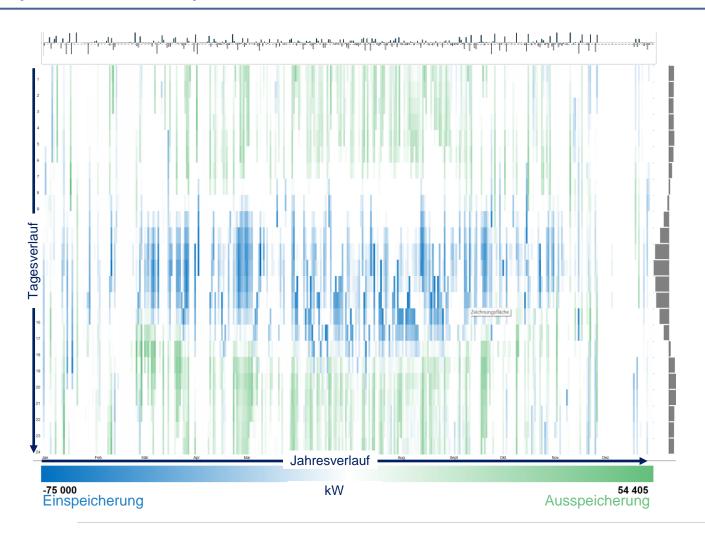
Regulatorische Aspekte

- » Für Liechtenstein besteht Gestaltungsspielraum zur Ausprägung neuer Regeln für den Liechtensteinischen Markt. Die Liechtensteinische Kommission für Energiemarktaufsicht (EMK) kann solche Regeln laut Gesetz genehmigen.
- » Ziel der Anpassung muss ein diskriminierungsfreier Zugang zu Flexibilitäten sein.
- » Österreich regelt besondere Netzentgelte für Erneuerbare Energien Gemeinschaften: Mit dem Inkrafttreten der Novelle der Systemnutzungsentgelte-Verordnung3 am 01.11.2021 wurden die Reduktionen der Netzentgelte für EEGs definiert.¹⁾
- » Deutschland befreit neue Energiespeicher von Netznutzungsentgelten durch das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) § 118: "Die Freistellung (von Netznutzungsentgelten für Speicher) wird nur gewährt, wenn die elektrische Energie zur Speicherung ... aus einem ... Netz entnommen und die ... zurückgewonnene elektrische Energie zeitlich verzögert wieder in dasselbe Netz eingespeist wird.



Kurzfristspeicher werden in Szenario "Team 2024" durch Batterie- und V2G-Speicher "behind the Meter" abgebildet. Das Einsatzprofil der Batterien wird weit überwiegend durch PV bestimmt.

Einsatzprofil von Kurzzeitspeichern



Beanspruchung der Kurzzeitspeicher

» Jahresarbeit Output: 29 GWh

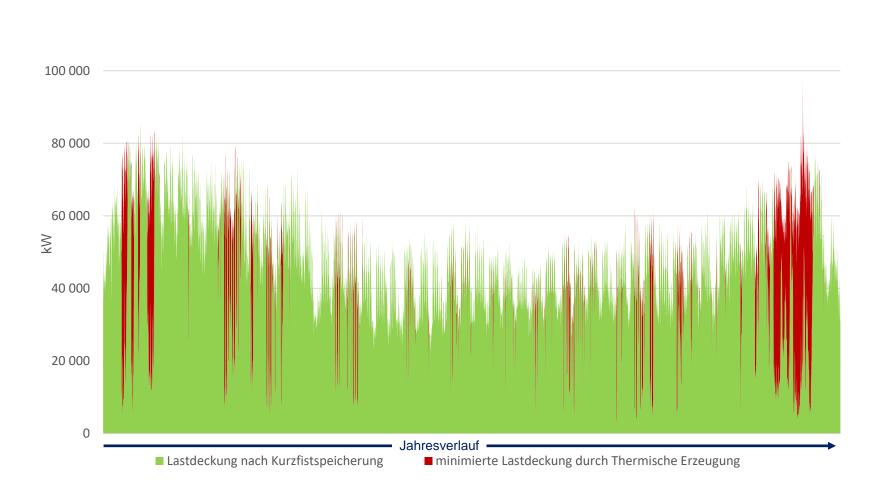
» Peak Leistung Input: 75 MW
 Leistung Output: 54 MW
 Installierte Kapazität: 300 MWh

- » Die als nutzbar angenommene Speicherkapazität beträgt 17% der erwarteten Speicherkapazität der gesamten zukünftigen E-Auto Flotte.
- » Der Speicherdurchsatz entspricht im Durchschnitt für jedes E-Auto 1,3 Batterieladungen pro Monat.
- » Die Investitionen sind im Modell mit Null angenommen. Der Anreiz für Anbieter der Speicherdienstleistung kann als Vergütung auf den zurückgespeisten Strom gestaltet werden.



Durch die Nutzung vorhandener V2G-Batteriespeicherkapazitäten wird der Bedarf für ineffiziente und kostenintensive thermische Erzeugung auf ein Minimum reduziert. 89% der Last werden mit maximaler Effizienz gedeckt.

Lastdeckung



Anmerkungen

»	Produktion PV +Wind Davon:	594 GWh
	 Direkte Lastdeckung 	350 GWh
	 Indirekte Lastdeckung durch Kurzfristspeicher 	29 GWh
	 Speicherverluste 	4 GWh
»	Verbleibend für Langfristspeicheru	ung 210 GWh
»	Noch fehlende Lastdeckung	49 GWh



Deckung der letzten 11% des Lastprofils

Einleitende Bemerkungen

- » Die letzten 11% der Lastdeckung werden vorwiegend im Winter und zu Spitzenlast-Zeiten benötigt. Das benötigte Leistungsvermögen beträgt 144% der durchschnittlichen Netzlast. Die zu liefernde Jahresarbeit entspricht weniger als 700 Stunden Volllast-Betrieb im Jahr.
- » In Bezug auf Jahreszeit, auf Wetterlagen und auf die Wochentage ist die Situation in Europa weitgehend gleich. An einem Mittwoch bei nebelig-kalter Winter-Hochdrucklage ist in ganz Europa dunkle Flaute, erneuerbare Energie knapp und Strom- und Wärmebedarf hoch. Alle Marktteilnehmer stehen vor ähnlichen Aufgabenstellungen.
- » Für Einsatzprofile dieser Art werden typischerweise flexible Gaskraftwerke eingesetzt. Kohlekraftwerke sind zukünftig nicht mehr im Einsatz und bei so wenigen Benutzungsstunden unwirtschaftlich. Kapazitäten für andere disponible Kraftwerke fehlen. Damit in solchen Situationen keine Mangellage entsteht, fördert Deutschland den Bau und den Betrieb von flexiblen H2-Ready Gaskraftwerken. Perspektivisch sollen diese geförderte Gaskraftwerke mit erneuerbarem Brennstoff wie z.B. Wasserstoff betrieben werden. Der Einsatz von Brennstoffzellen für das geforderte Lastprofil kommt wegen prohibitiv teuren Anlagenkosten für die geforderte kurze Einsatzdauer nicht in Frage.
- » Aus dem Marktmodell ergeben sich für den Strombezug der letzten 11% durchschnittliche Kosten von 21 Rp./kWh.
 Unter der Voraussetzung, dass erneuerbarer Brennstoff um 7,2 Rp./kWh zur Verfügung steht, kann eine flexible Gasturbine in Liechtenstein It. Modell den Marktpreis erreichen. Der Brennstoffbedarf für 49 GWh Strom beträgt 133 GWh Gas.
- » Der aktuelle Preis für 2 Jahres Gas-Futures liegt bei 3,4 Rp./kWh. Die Preisdifferenz zwischen 7,2 und 3,4 Rp./kWh entspricht einem CO2 Aufschlag zum Gaspreis in der Höhe von 212 CHF/t CO2.
- » Für eine CO2-neutrale Versorgung der letzten 11% ist keine Langfristspeicherung nötig, wenn ausreichend erneuerbares Gas (aus anderen Quellen und Speichern) bereitgestellt werden kann.
- » Es bleibt dann nur ggf. das Absatzrisiko für die nicht benötigte Energie aus Überbauung. Im Hinblick darauf, dass die Elektrolyse ausschließlich Spitzenerträge der schwankenden Primärproduktion verwertet, die einen geringen oder keinen positiven Marktwert hat, stellt sich die Frage der Verwertung primär aus der Perspektive der Energieeffizienz. Denn die Nutzung dieser wertarmen Spitzenerträge kann den Bedarf für knappen erneuerbaren Brennstoff decken und somit Ressourcen schonen.
- » In Szenario "Team 2024" ist vorgesehen, dass das Potenzial für Biogas genutzt wird, um die Nachfrage für Prozesswärme zu decken. Somit wird lokal erzeugtes Biogas in Szenario "Team 2024" für die Stromerzeugung nicht genutzt.



Die Deckung der letzten 11% des Lastprofils (49 GWh) kann nur mit flexiblen Gaskraftwerken erfolgen, fossil, erneuerbar/synthetisch in Eigenproduktion, oder durch Zukauf

Kernaspekte der Gasturbine oder WKK-Anlage

» Herausforderung: Es wird eine hohe Spitzenleistung benötigt.

Sie entspricht 144% der durchschnittlichen Netzlast.

Jahresarbeit entspricht weniger als 700 Stunden Volllast-Betrieb im Jahr.

In Europa ist die Situation weitgehend synchron gleich.

Die Anforderung entspricht einem selten laufenden aber dennoch notwendigen Reservekraftwerk.

» Lösung: Flexible Gaskraftwerke (zentral oder verteilt) betrieben mit Erdgas, Biogas, SNG, oder

perspektivisch mit erneuerbarem Wasserstoff.

ggf. Rückgewinnung von CO2 aus dem Abgas durch KVA.

» Markt-Benchmark: Der Marktwert für das benötigte Lastprofil beträgt 21 Rp./kWh.

Der Brennstoffbedarf für 49 GWh Strom-Lastprofil beträgt 133 GWh Gas.

Oberhalb eines Brennstoff-Preises von 7,2 Rp./kWh ist keine Wirtschaftlichkeit möglich.

» Systemische Vorteile: Eine lokale Gasturbine kann einen Beitrag zur Wärmedeckung leisten (40 GWh).

Synergien mit KVA bringen zusätzlichen Ertrag, wenn die Gasturbine erforderliche

Wärmelieferungen der KVA übernimmt.

Eine Gasturbine kann zusätzliche **Ausfallsicherheit** für das Wärmenetz bieten.

» Resilienz bei Mangellage: Eine lokale Gasturbine macht ggf. **Notstrom für Inselbetrieb** verfügbar.

Ein strategisches Brennstofflager (z.B. Kerosin) macht eine Bi-Fuel Gasturbine auch

bei Gasknappheit oder Leitungsunterbuch einsatzfähig.

Anmerkungen

- Um die Last vollständig zu decken, werden 133 GWh Brennstoff für Gasturbine benötigt
- » Spitzenerträge aus Überbauung, die noch für Langfristspeicherung verfügbar sind: 210 GWh
- » Für die CO2-Neutralität und die Erreichung des Netto-Null-Zieles 2050 für Liechtenstein ist es entscheidend, dass entweder das CO2 aus den Abgasen der Gasturbine rückgewonnen wird oder dass der Brennstoff als CO2-neutral eingestuft wird. Methan, das aus erneuerbarem Strom und biogenem CO2 hergestellt wird gilt nach heutigen Standards als CO2-neutral.
- » Effizienter wären Synthese und Verbrennung von Wasserstoff. Nur solange der Anschluss an das Wasserstoffnetz nicht sichergestellt ist, empfiehlt sich als Übergangslösung die Methanisierung.



Die Verwertung der Spitzenerträge aus Überbauung durch Power-to-Gas bringt Deckung des saisonal versetzten Bedarfs für Brennstoff zum Betrieb der Gasturbine

Kernaspekte Power-to- Gas

» Herausforderung: Es wird eine **hohe Leistung** zur Aufnahme von Produktionsspitzen benötigt.

Sie entspricht 146% der durchschnittlichen Netzlast.

Jahresarbeit entspricht weniger als 2700 Stunden Volllast-Betrieb im Jahr.

Das Lastprofil ist in Europa weitgehend synchron und gleich.

» Lösung: Elektrolyse von Wasser zur Erzeugung von Wasserstoff.

In Szenario "Team 2024" A erfolgt die Weiterverarbeitung von H2 zu Methan ohne

H2-Zwischenspeicherung durch **Methanisierung** mit CO2 aus einer lokal verfügbaren Quelle KVA oder Rohbiogas), mit Wärmenutzung, gefolgt von einer Einspeisung von Methan in das Gasnetz, **saisonaler Lagerung** in Untertage-Speichern und Rücklieferung durch das Gasnetz. (Im Rahmen der Sensitivitätsanalyse ist eine Variante von "Team 2024" mit Nutzung eines

europäischen Wasserstoffnetzes ohne Methanisierung dargestellt)

» Markt Benchmark: entgangene Einnahmen für Lastprofil Spitzenertrag-Strom 2,2 Rp./kWh.

Preis Obergrenze für SNG 7,2 Rp./kWh

» Systemische Vorteile: Beitrag zur Wärmedeckung (42 GWh)

Wasserstoff wird verfügbar (4,3 Millionen kg H2 werden pro Jahr erzeugt und können in ein

zukünftiges Wasserstoff-Netz eingekoppelt werden.

Reduktion von überregionalem Lastfluss im Stromnetz

» Neuer Brennstoff: Die Produktionsmenge deckt den Bedarf der Gasturbine

Es verbleiben weder Preis- noch Versorgungsrisiken für den erneuerbaren Brennstoff der

Gasturbine.

Anmerkungen

- » Es werden 192 GWh Spitzenerträge aus Überbauung verwertet und 133 GWh Brennstoff für die Gasturbine erzeugt.
- » So wie bei Kurzfristspeichern wird auch für den Strombezug der Elektrolyse angenommen, dass keine Netzentgelte anfallen.
- » Nach Power-to-Gas verbleibende Spitzenerträge werden abgeregelt:

Spitzenleistung 73 MW
Jahresarbeit 18 GWh
Vollaststunden p.a. 246
Marktwert Null

Aufgrund des Lastverlaufs der letzten

Spitzenertäge ist eine wirtschaftliche Nutzung

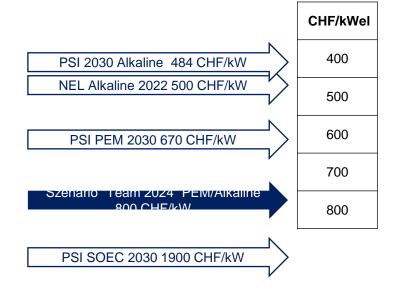
nicht möglich.



Im Szenario "Team 2024" erfolgt die Umwandlung von langfristig zu speichernder Elektrizität in den chemischen Energieträger Wasserstoff durch Elektrolyse.

Investitionskosten und Effizienz verschiedener Elektrolyse-Optionen

kWh/M3 eff ho* eff hu* H2 3,5 100% 86% NEL Alkaline 3.8 kWh/M3 3,8 92% 79% Modell PEM/Alkaline 4,0 kWh/M3 4,1 85% 73% 80% PSI (Siemens) PEM 4,5 kWh/M3 4,4 68% McPhy Alkaline 4,6 kWh/M3 4,7 74% 64% 156 MW Assuan 1970 4,7 kWh/M3 5 70% 60% PSI Alkaline 5,3 kWh/M3 5.3 66% 57%



Anmerkungen zu Elektrolyse

» Gesamt Kapazität Elektrolyse: 72 MWpGesamt Investition: 57 Mio. CHF

» Spezifische Invest-Kosten: 800 CHF/kWp Spezifischer Stromverbrauch: 4,0 kWh/M3-H2

- » In Szenario "Team 2024" wird die Elektrolyse zur Nutzung von nicht benötigten elektrischen Spitzenerträgen eingesetzt, um Strom zum Zweck der Speicherung in chemische Energie umzuwandeln.
- » Im Hinblick auf (noch) fehlende Saison-Speicher für Wasserstoff wird auf eine prohibitiv teure Hochdruck-Verdichtung und H2-Speicherung weitgehend verzichtet. Der erzeugte Wasserstoff wird unmittelbar der synchron betriebenen Methanisierung zugeführt.
- » Der stromgeführte Einsatz von Elektrolyseuren zum Zweck der Langfristspeicherung von Erneuerbarer Energie ist erprobt, aber bisher nicht im Utility-Scale allgemeine Praxis.
- » Derzeit werden im Modell 4,0 kWh/m3 H2 und CHF 800/kW als CapEx für Elektrolyse als Paramenter angenommen. Würden 4,5 kWh/m3 H2 und CHF 670/kW angenommen, dann müsste Windkraft um 3,7% erhöht werden. Die Systemkosten liegen dann 1% erhöht.



Im Szenario "Team 2024" wird Wasserstoff zu Methan weiterverarbeitet, um einen Energieträger zu erhalten, der mit dem Gasnetz 100% kompatibel und somit saisonal speicherbar ist.

Katalytische Methanisierung: Stand der Technik und Investitionskosten

- » Bei der Reaktion von CO2 und 4 H2 entsteht Methan, Wasser und Wärme. Wasserstoff wird an einem Katalysator "gezündet" und "verbrennt" mit Sauerstoff aus CO2 zu Wasser (H2O). Die am Kohlenstoff frei gewordenen Verbindungen werden durch Wasserstoff besetzt und es entsteht CH4.
- » Die Reaktion wird in einem mit Katalysator gefüllten Rohr, ähnlich einem Bunsenbrenner, geführt. Die entstehende Wärme, wird als Dampf ausgekoppelt. Das Produktgas wird gekühlt und getrocknet und entspricht dann den Norm Anforderungen zur Einspeisung in das Erdgasnetz. Eine Energiezufuhr von aussen ist nicht erforderlich.
- » Der Einsatz der Methanisierung im gekoppelten Betrieb mit einer intermittierend stromgeführten Elektrolyse ist Stand der Technik, aber nur in einzelfällen demonstriert.

		CHF/kWh H2
		400
MAN Energy Solutions 2022		450
		500
	N	550
PSI 616 CHF/kW H2	_ >	600
	$\neg \nu$	650
		700
		750
		800

Anmerkungen zu Methanisierung

- » Gesamt Kapazität Methanisierung: 63 MW H2 Gesamt Investition: 25 Mio. CHF
- » Spezifische Invest-Kosten: 450 CHF/kWpH2
- » Stoffliche Umwandlung: 4 M3 H2 → 1 M3 CH4
- » Energetische Umwandlung:

14 kWh-H2 \rightarrow 11,1 kWh CH4 + 2 kWh Dampf



Im Szenario "Team 2024" ist Transport und Lagerung von synthetischem Methan durch bestehende Infrastrukturen im Erdgasnetz vorgesehen.

Investition jährliche Kosten

- » Im Rahmen des Modells sind die entsprechenden Regelungen aus Österreich ab Grenzstation Ruggell samt Kosten hinterlegt. Die jährlichen Kosten für die Übernahme, Speicherung und Rücklieferung sind im Modell mit 2 Mio.CHFp.a. angesetzt.
- » Für das Liechtensteinische Gasnetz sind die vorgesehenen Leistungen sowohl für die Einspeisung nach der Methanisierung als auch die Ausspeisung für die Gasturbine groß. Eine Realisierung des Konzeptes wäre jedenfalls in die zukünftige Planung des Gasnetzes einzubeziehen und mit Investitionen verbunden.
- » Im Hinblick auf mögliche unterschiedliche Handlungsoptionen sind die entsprechenden Kosten noch nicht verlässlich planbar.

- » Arbeitsvolumen der bestehenden europäischen Erdgasspeicher 1,1 Mio. GWh¹⁾
- » Potenzial für Untertage Wasserstoff-Speicher in Salzkavernen in Europa >100 Mio. GWh²⁾
- » In vielen Ländern Europas ist synthetisches Methan dem Biomethan gleich- oder ähnlich gestellt. Es besteht ein dort regulatorischer Rahmen, der die Bedingungen zur Einspeisung in das Gasnetz und zur zeitversetzten Entnahme regelt.
- » In Deutschland wären, statt jährlichen Kosten, Erträge für die Einspeisung anzusetzen, denn dort werden für eine dezentrale Einspeisung vermiedene Netzkosten vergütet.



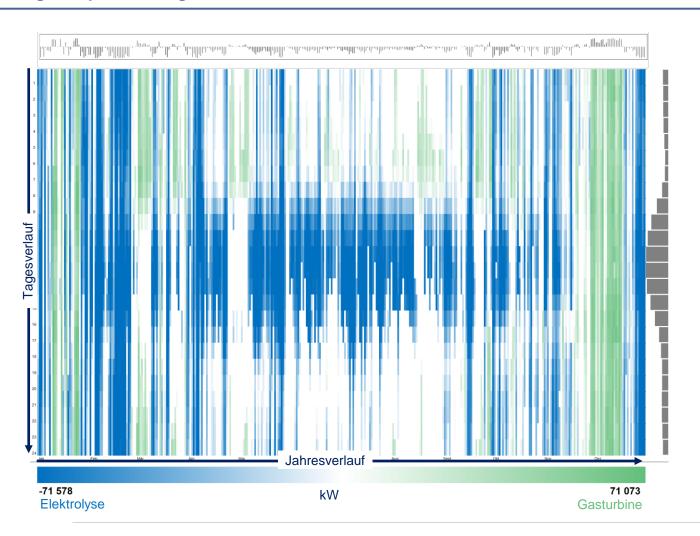
In Szenario "Team 2024" erfolgt die thermische Stromerzeugung während 688 Vollaststunden pro Jahr mit einer «open cycle» Gasturbine mit Wärmeauskopplung.

** Kostenannahme im Modell: 450 CHF/kWe 36,8% (PSI: Gas turbine open cycle 2030 600 CHF/kWe electric 40%) ** Spezifische Investitionen: Wirkungsgrad elektrisch: Wirkungsgrad elektrisch: Wirkungsgrad thermisch: 37% (ho) 37% (ho) 37% (ho)



Die PtG-Gasspeicherung in Kombination mit einer Gasturbine löst die Aufgabe der Langfristspeicherung.

Profil Langzeitspeicherung



Daten zur Langzeitspeicherung

» PtG

Jahresarbeit Strom Input: 192 GWh
Nutzbare Wärme: 42 GWh
Produktion Methan: 133 GWh
Investition 86 Mio.CHF

Maximaler Speicherstand Gas: 67 GWh
 Investition Null
 Jährliche Kosten ab/bis Ruggell 2 Mio.CHF

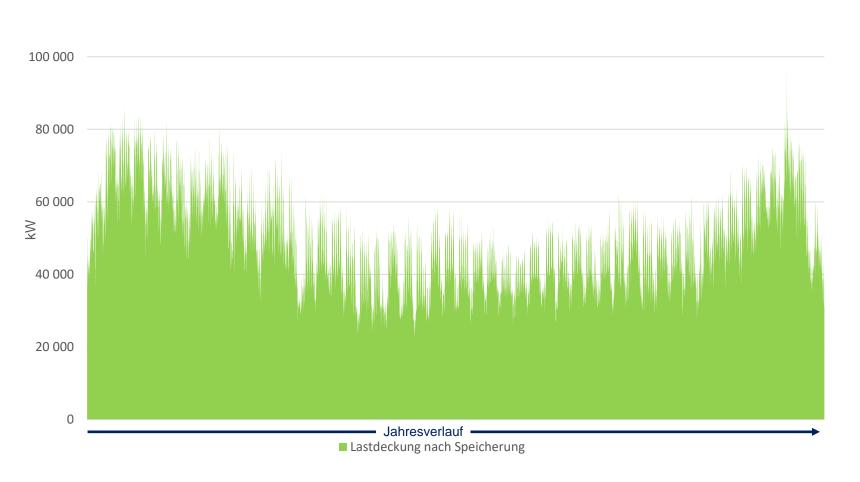
» Gasturbine

Einsatz Methan 133 GWh Nutzbare Wärme: 40 GWh Endenergie Strom: 48 GWh Investition 32 Mio.CHF



Die Deckung der Last erfolgt ausschliesslich mit erneuerbarer Energie aus Wind und Sonne ohne Abhängigkeit von Vorlieferanten für Energierohstoffe^{*)}.

Lastdeckung Szenario "Team 2024"



Anmerkungen zum Gesamtsystem

» Die Auslegung von Szenario "Team 2024" ermöglicht eine vollständige Dekarbonisierung.

>>	Direkte Lastdeckung	350 GWh
	Indirekte Lastdeckung durch	
	Kurzfristspeicher	29 GWh
	Langfristspeicher	49 GWh
	Summe Lastdeckung	428 GWh

- » Nutzwärme durch PtG/Gasturbine 82 GWh
- » Verluste (nicht ökonomisch nutzbare Abwärme):

Batterie	4 GWh
Elektrolyse	9 GWh
Methanisierung	8 GWh
Gasturbine	44 GWh

- » nicht verwertbare Spitzenerträge 18 GWh
- » Obwohl die thermische Stromerzeugung auf ein Minimum mit 688 Vollaststunden pro Jahr reduziert ist bleibt diese der wesentliche Verursacher von Verlusten.
- » CO2 Bilanz 100% Eigendeckung CO2-neutral
- » Stromkosten 9,67 Rp./kWh



Aktiv 2050 und Team 2024 liegen bei den Kosten gleich, Team 2024 dekarbonisiert vollständig

Ergebnis der Modellierung Szenario "Team 2024" im Vergleich

zum Basisszenario		Aktiv 2050			Team 2024		
	GWh	CHF/kWh	Mio. CHF	GWh	CHF/kWh	Mio. CHF	
PV-Primärproduktion	157	0,05	8	174	0,05	9	
Wind-Primärproduktion				420	0,06	26	
Direktnutzung	120			350			
Sekundärproduktion Batterie / V2G				29		0	
Sekundärproduktion H2 ready Gasturbine ¹⁾				49	0,21	10	
Export / Abregelung	37	0,02	-1	18	0,00	0	
Sekundärproduktion Wärme				82	0,045	-4	
Speicherverluste				65			
Import Kosten	308	0,12	38	0	0,00	0	
Kosten Gas (Transport & Speicher) Ausland						2	
Summe	428	0,105	45	428	0,100	43	

' n.a. n.a.	2 Emission durch Import	t CO2
- CO2 Vermeidung durch Export 59	Vermeidung durch Export p.a.	p.a. 0

Brutto Investition	198	667
Förderung	90	127
Nettoinvestition	108	540
Jährliche Kosten Fremdbezug	37	2

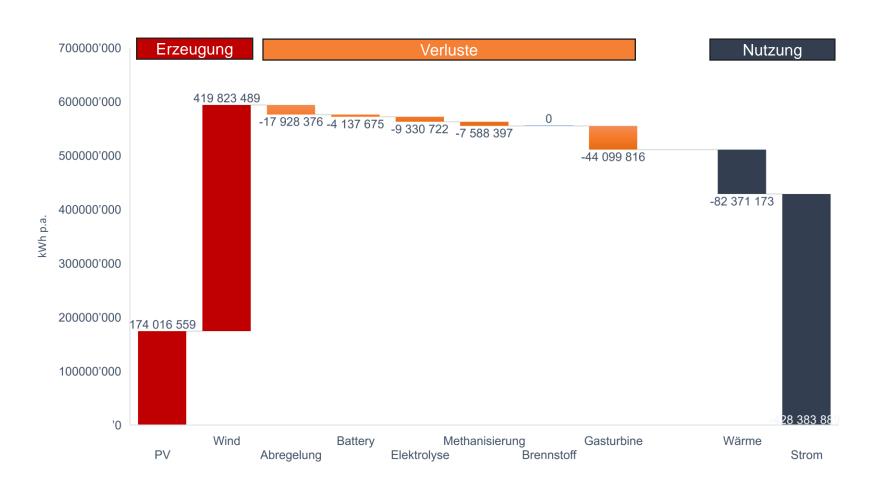
Kosten des Stromnetzes sind in beiden Szenaren nicht enthalten. Insbesondere fallen in beiden Szenarien jährliche Kosten an für den Transport und Grenzübertritt von ca. 310GWh.

- » Grundsätzlich steht der gesamte Markt vor der gleichen Herausforderung: der Ausbau der Erneuerbaren Energien mit einer Produktionsleistung, welche die Last übersteigt, macht Spitzenerträge ökonomisch wertlos; ebenso ist bei Dunkelflaute überall in Europa Strom knapp und teuer.
- » Der langwierige, verlustreiche und mit Kosten verbundene Weg über PtG stellt ökonomisch keine zwingende Lösung dar. Solange (erneuerbare) Brennstoffe in ausreichender Menge und mit auskömmlichen Preisen von verlässlichen Lieferanten bereitstehen dient PtG "nur" der Energieeffizienz und der Nutzung von ökonomisch minderwertigen Spitzenerträgen.
- » Wenn ein Wasserstoffnetz mit Saisonspeichern zur Verfügung steht und die Netz-Kosten pro kWh nicht mehr als doppelt so hoch wie im heutigen Gasnetz sind, dann kann auf eine Methanisierung verzichtet werden²⁾.
- » Eine Make-Strategie wie Szenario "Team 2024" hat andere Risiken als die Buy-Strategie im Basisszenario. Die erwarteten Kosten sind nicht grundsätzlich anders, solange der Markt im Gleichgewicht ist. Im Fall von Marktpreisschwankungen durch Energieknappheit oder -überschuss bleiben die Kosten unverändert. Liechtenstein kann sich damit weitgehend unabhängig machen von Schwankungen der Energiemarktpreise. Aber auch Vorteile von Preissenkungen durch Technologiesprünge werden verzögert.
- » Die physikalische Abhängigkeit der Versorgungssicherheit von den europäischen Strom- und Gasnetzen bleibt grundsätzlich bestehen.
- » Europa wird in Zukunft auch ohne Initiative aus Liechtenstein dekarbonisiert. Das Szenario Team 2024 zeigt lediglich auf, wie die Dekarbonisierung in eigener Regie zielstrebig und ggf. schneller als im Rest Europas erfolgen kann.

¹⁾ Statt einer Investition in Netzbatterien empfehlen wir die systemdienliche Nutzbarmachung von Fahrzeugbatterien (V2G) und "behind the meter" Batterien. Die Kosten hierfür (Anreize, SW, HW) wurden nicht ermittelt und sind nicht enthalten.

Szenario "Team 2024"

Energie: Primärerzeugung - Verluste - Nutzung



Anmerkungen

- » Trotz Minimierung verursacht die Gasturbine die Hälfte aller Energieverluste.
- » Trotz Optimierung der PtG-Kapazität bleiben 18 GWh der Spitzenerträge unverwertbar.



Szenario "Team 2024"

Jährliche Kosten / Erlöse

Erlöse 50000'000 Kosten 2 686 945 45000'000 2 394 831 0 4 810 708 -3 706 703 40000'000 26 486 613 0 35000'000 30000'000 25000'000 20000'000 15000'000 10000'000 8 757 967 5000'000 11 430 36 Wind Battery Methanisierung Gasturbine Wärme PVElektrolyse Strom Abregelung Brennstoff

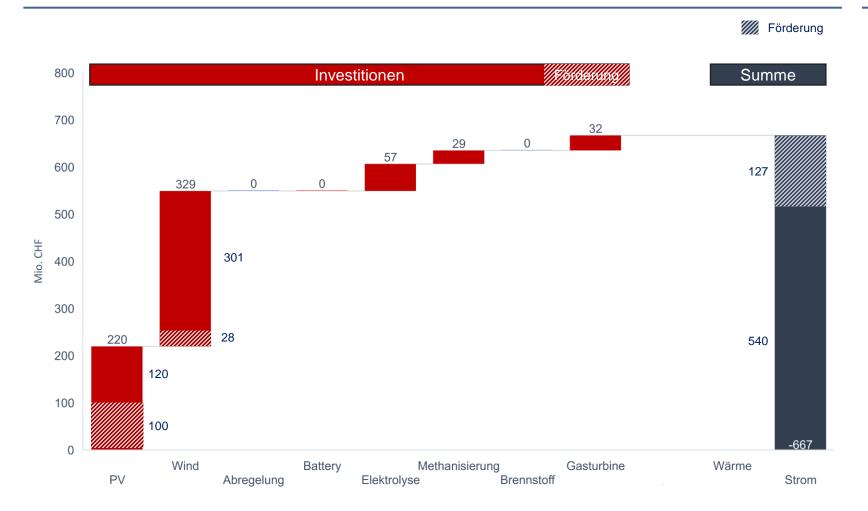
Anmerkungen

Gerechnet mit 4% WACC



Szenario "Team 2024"

Brutto-Investitionen inklusive Förderungen



Anmerkungen

- Mit dem Investitionsbudget der Methanisierung könnte ein lokaler Wasserstoffspeicher für etwa 48 Stunden finanziert werden. Für einen stromgeführten Betrieb der Elektrolyse ist eine saisonale Speicherung nötig.
- » Methanisierung bringt CO2 in den Energiekreislauf. Das ermöglicht heute eine saisonale Speicherung und erschwert die Dekarbonisierung. Wenn das europäische H2-Netz mit Saisonspeichern in Liechtenstein verfügbar wird, dann kann darauf verzichtet werden.
- » Die Kosten für Langfristspeicherung sind in den wesentlichen Punkten realistisch erfasst. Es fehlen noch z.B. standortabhängige Kosten für die Netzanbindung.
- » Im Hinblick auf die gesamtheitliche Abstimmung ist damit zu rechnen, dass Einmalkosten zur Planung anfallen.
- » Auch ist zu klären, wie die Kosten zwischen den Beteiligten aufzuteilen sind. Z.B. Umlage des H2-Netzes oder Verrechnung von Kosten für die CO2 Bereitstellung.







Vorbemerkung zu Szenario "Team 2024" im Vergleich zu Szenario 1 "Aktiv 2050"

Make or Buy?

Make-or-Buy-Entscheidungen in der Energiewirtschaft sind strategische Entscheidungen. Sie haben weniger Einfluss auf die Gesamt-Systemkosten, sondern eher auf die Verteilung der Risikopositionen der betroffenen Partner.

Eine Make-Strategie, die eine vollständige Rückwärtsintegration der Energiebeschaffung bis zur Energiequelle anstrebt, hat den Vorteil, dass sie –auch langfristig- nicht von äusseren Einflüssen abhängt. Sie kann in diesem Sinn souverän sein und erhöhte Sicherheit bieten*).

Eine Buy-Strategie erlaubt eine Fokussierung des Geschäftsmodells auf naheliegende Aufgabenstellungen. Es bleiben Chancen und Risiken der Beschaffung, also eine Abhängigkeit von fremdbestimmten Faktoren, was in einer arbeitsteiligen Welt auch Vorteile bringen kann.

Änderungen der Marktsituation, wie z.B. während der Gasversorgungskrise am Anfang des Ukrainekrieges, oder in der Anfangsphase des geförderten Ausbaus der erneuerbaren Energien, als der Strompreis langfristig auf 20€/MWh gefallen war, verschieben den Ertrag je nach Situation zu Produzenten oder Käufern. Dies bedeutet für beide Seiten eine reduzierte Planungssicherheit und höhere Finanzierungskosten.

Mit einer langfristigen, strukturierten Beschaffung kann das wechselseitige Risiko im Interesse von Produzenten und Käufern über längere Zeitabschnitte reduziert werden, wenn die Vereinbarungen mit Lieferanten und Kunden fristenkongruent -Back to Backabgeschlossen sind. Der Nachteil für beide Partner dabei ist, dass in Niedrig- bzw. Hochpreispreisphasen keine Schnäppchen mitgenommen werden können. Ökonomisch ist der Kostenunterschied (wie z.B. bei der Absicherung von Wechselkursrisiken) durch unterschiedliche Zinssätze zu erklären.

Welches Angebot am Strommarkt der Zukunft verfügbar sein wird, hängt maßgeblich von politischen Entscheidungen in Europa ab. Wie werden erneuerbare Energien weiter gefördert? Wie werden flexible Gaskraftwerke und Wasserstoff gefördert? In welchen Zielmärkten soll Wasserstoff eingesetzt werden? Wie zügig erfolgt der staatlich regulierte Netzausbau für Strom und Wasserstoff. Wie wird der Preis für Emissionsrechte gestaltet?

Für Liechtenstein stellt sich die Frage, ob man bei der Dekarbonisierung der Energieversorgung von der europäischen Politik abhängig bleiben will, oder, ob man trotz aller Komplexität die Energiezukunft selbst gestalten will. Ob CO2 Einsparungen, die im Ausland mit ausländischer Förderung realisiert werden zur Zielerreichung in Liechtenstein angerechnet werden können, ist ungewiss.

Im Szenario "Team 2024" wird der Gedanke zum Ausbau von PV aus der Energievision 2050 übernommen und durch zusätzliche Produktion und Speicher ergänzt, um eine vollständig dekarbonisierte Energieversorgung zu gestalten die bis zur Energiequelle integriert ist. Damit wird im Sinne einer souveränen "Make-Strategie" die Abhängigkeit von politisch beenflussten Beschaffungsmärkten beseitigt, ohne dass auf die Vorteile einer selbstbestimmten Kooperation am Markt verzichtet wird.

Bemerkung

- » Ein Vergleich der Eigenproduktion mit der Beschaffung vom Markt setzt voraus, dass man nicht nur das eigene Vorhaben kennt, sondern auch Annahmen über die Entwicklung des Marktes trifft.
- » Langfristige Vorhersagen über das Verhalten anderer Teilnehmer am Markt sind naturgemäß nicht möglich, daher beschränkt sich die Modellierung des Marktes auf wenige klar nachvollziehbare Annahmen. Sie stellen ein plausibles Bild dar, wie die Situation in der Zukunft sein könnte, ohne den Anspruch zu erheben, dass sie so sein wird.



Szenario "Team 2024" stellt eine Ergänzung zum PV-Ausbau der Energiestrategie dar. Wie bei jeder "make or buy" Entscheidung geht es dabei im Wesentlichen um Risiko und Souveränität

"Make-Strategie"

- Langfristig berechenbare Energiepreise*)
 (Zeithorizont 20-30 Jahre)
- CO2-Neutral ab Realisierung
- Robust gegenüber Krisen im Markt
- Chancen des Marktes können für freie Kapazitäten genutzt werden.
- Verfügbare Standorte werden frühzeitig gesichert.
- Sinkende Marktpreise können nicht in vollem Ausmass genutzt werden.
- o Technologie und Betreiberrisiko

langfristig strukturierte Beschaffung

- Kein Betreiberrisiko für Energieversorger
- Über den Zeithorizont der Terminbeschaffung (einige Jahre) ähnlich wie Make-Strategie.
- Cash Flow jährlich, kein Upfront Investment für Käufer
- CO2-Neutralität mit gekoppeltem Herkunftsnachweis möglich
- Rollierende Erneuerung langfristiger Kontrakte unterliegt kurzfristigen Marktkonstellationen

"kurzfristige Buy-Strategie"

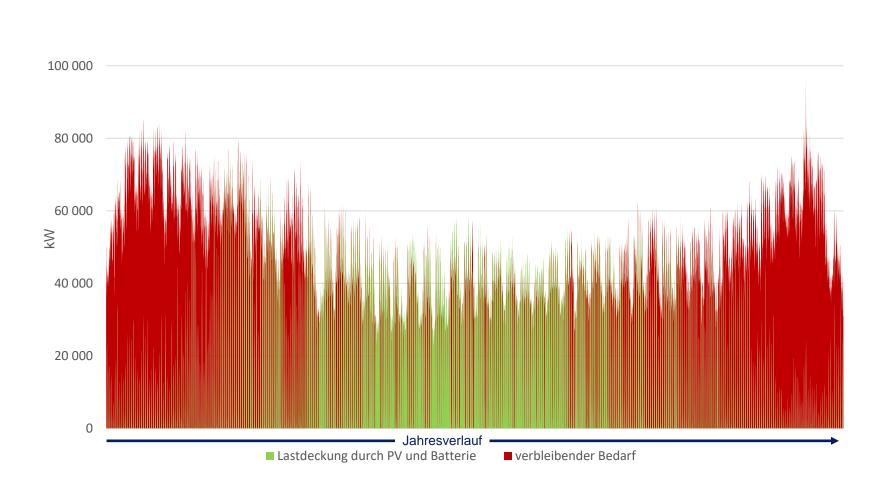
- Keine langfristige Festlegung auf Technologien
- Kostenvorteil durch Nutzung von Förderungen die das Ausland bezahlt
- Kein Equity-Investment
- In einem effizienten Markt im Gleichgewicht besteht kein Wettbewerbs-Nachteil
- Erhöhte Volatilität der Preise
- o Im Krisenfall teuer
- Dekarbonisierungsgrad abhängig von ausländischer Politik
- Langfristige Anrechenbarkeit ausländisch geförderter Energie zur Erreichung inländischer Ziele ungewiss.

Langfristige Studien zeigen, dass im Normalfall kurzfristige Buy-Strategien günstiger sind, im Krisenfall aber sehr viel teurer.



Teilschritt 2: PV ergänzt durch V2G-Batteriespeicher It. Szenario "Team 2024" erhöht die Eigendeckung von 29% auf 38% ohne eigene Investitionen in Kurzzeitspeicher.

Lastdeckung



Bewertung und Empfehlung

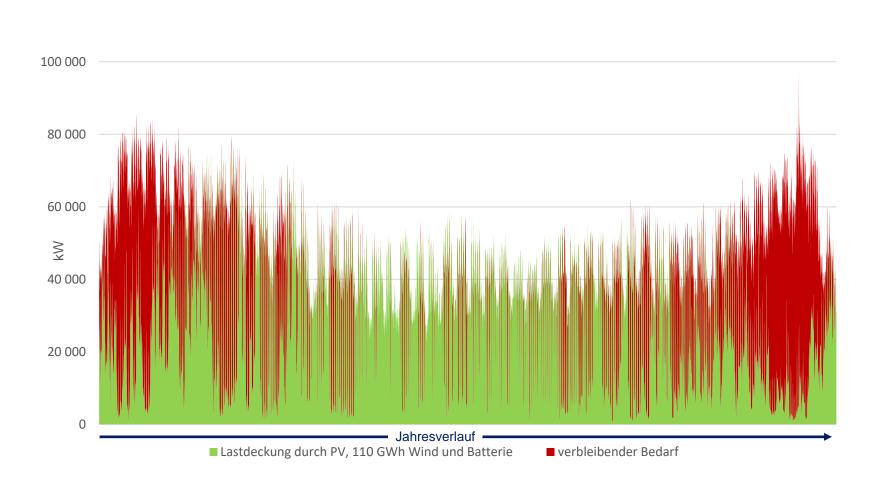
- Produktion PV
 Direkte Lastdeckung
 Lastdeckung aus Batterie
 Nicht selbst benötigte Produktion
 Noch fehlende Eigenproduktion

 174 GWh
 125 GWh
 285 GWh
 265 GWh
- » Wenn der Ausbau von PV mit einer gezielten Nutzung der Speicherkapazitäten der Elektromobilität kombiniert wird, dann werden Spitzenerträge von PV gut integrierbar.
- » PV-Ausbau It. Energiestrategie forciert umsetzen.
- » Konzept für die Nutzung von V2G erarbeiten und umsetzen.



Teilschritt 3: PV + 110 GWh Wind Inland ergänzt durch V2G-Batteriespeicher It. Szenario "Team 2024" erhöht die Eigendeckung von 38% auf 62% ohne wesentliches Absatzrisiko.

Lastdeckung



Bewertung und Empfehlung

»	Produktion PV +Wind Direkte Lastdeckung indirekte Lastdeckung durch	284 GWh 220 GWh
	Kurzfristspeicher Speicherverluste	45 GWh 6 GWh
	Verbleibend für Export Noch fehlende Lastdeckung	13 GWh 164 GWh

- » Eine Ausschöpfung des Potenzials von Windkraft im Inland erhöht die Eigendeckung signifikant. Das Absatzrisiko für Spitzenerträge bleibt in vertretbarem Ausmaß.
- » Wind Ausbau im Inland nach Akzeptanz realisieren.



Teilschritt 4: Für Wind Ausland ist im Modell eine Produktion von 310 GWh vorgesehen. Die Nutzung ausländischer Förderungen ermöglicht kostenneutral die Sicherung von Standorten.

Ausländische Förderungen ermöglichen "no-regret-Investments"

- » In den angrenzenden Ländern Österreich und Deutschland bestehen Fördersysteme für Windkraft. Die Förderungen decken das Absatzrisiko ab, aber beschränken die Möglichkeit des Eigenverbrauches solange die Förderung in Anspruch genommen wird.
- » Durch die Förderung werden Investments als Finanzinvestment attraktiv.
- » Durch Investments können Standorte gesichert werden. Bei steigendem Bedarf werden gute Standorte zunehmend knapp.

Versicherung gegen hohe Preise bei Marktkrisen

» Wenn der Markterlös den garantierten Preis übersteigt, kann auf die Förderung verzichtet und auf Eigenverbrauch umgestellt werden. Eigentum wirkt wie eine Preissicherung.

Ermöglicht graduelle Übertragung von Kapazitäten zur Erreichung einer CO2-neutralen Eigendeckung

- » Auch wenn aus anderem Grund ein Teil der Kapazität in den Eigenverbrauch überführt werden soll, besteht dafür die Möglichkeit. Die Kapazitäten reichen aus, um den gesamten Strombedarf zu decken.
- » Je besser die Standorte und je weniger F\u00f6rderung ben\u00f6tigt wird, desto besser f\u00fcr eine sp\u00e4tere Umstellung der Bewirtschaftung. (Auch ausl\u00e4ndische Wasserkraft ist in diesem Sinne zu ber\u00fccksichtigen.)

Bemerkung

- » Solange Förderungen das Absatzrisiko abdecken, sind Speicher unwirtschaftlich.
- » Die Modellierung von Windkraft zur Ergänzung von PV ist nicht einschränkend zu werten. Jede Art der Erneuerbaren Primärproduktion, deren Produktion naturbedingt schwankt und sich anders verhält als PV, kann einen positiven Beitrag zum Portfolio bringen, insbesondere wenn die Produktion im Winter und bei Nacht Gewicht hat.



Teilschritt 5: Lokale Gasturbine zur Erzeugung von Spitzenstrom, Notstrom oder Grünstrom

Gasturbine deckt nicht nur Lastspitzen, sondern erhöht auch Versorgungssicherheit

- » Europa f\u00f6rdert den Ausbau flexibler Gaskraftwerke, um die Angemessenheit des Systems aufrecht zu erhalten, damit die geforderte Last jederzeit gedeckt werden kann. F\u00f6rderungen sind dabei darauf ausgerichtet den Betrieb mit ca. 700 Vollaststunden pro Jahr wirtschaftlich zu machen.
- » Eine eigene Investition in Liechtenstein wäre kongruent mit den Bestrebungen Europas.
- » Eine flexible Gasturbine bietet **Versorgungssicherheit bei Strom-Mangellage** und könnte ein Inselnetz längerfristig aufrecht erhalten. (Wo die Grenzen eines Inselnetzes gesetzt werden (Krankenhaus, einzelne Unternehmen, Ortsnetze,...) und welche weiteren technischen Voraussetzungen nötig sind wurde nicht geprüft.)
- » Ein lokales strategisches Lager (z.B. mit Heizöl oder Kerosin) könnte eine Dual-Fuel-Gasturbine (wie z.B. GE LM6000) auch bei einer Mangellage der Gasversorgung einsatzbereit halten.
- » Eine lokale Gasturbine bringt Redundanz und kann die **Ausfallsicherheit im Wärmenetz** erhöhen.
- » Für die Umsetzung einer 100% Dekarbonisierung kann die Gasturbine mit erneuerbarem Gas befeuert werden.
- » Im Szenario "Team 2024" ist vorgesehen, dass die Gasturbinen mit SNG aus eigener Produktion erfolgt.

Bewertung und Empfehlung

- » In der Modellierung wurden im Hinblick auf das Einsatzprofil die Leistungsparameter von Open-Cycle-Gasturbinen hinterlegt.
- » Alternativ sind dezentrale WKK-Anlagen auf Motorenbasis zu prüfen, die ähnliche Parameter aufweisen, aber bezüglich der Abwärmenutzung Vorteile aufweisen können.



Teilschritt 6: PtG, Wasserstoff, Methanisierung

Nutzung von Stromüberschüssen zur Brennstoffproduktion

» Wasserstoff

- » Der Aufbau einer verlässlichen Wasserstoff-Infrastruktur ist eine schwierige Aufgabe. Um einen Bedarf zu decken wird eine verlässliche Versorgung gefordert. Eine bedarfsorientierte Produktion ist aber durch hohe Stromkosten wirtschaftlich beeinträchtigt. Eine Stromgeführte Produktion hingegen benötigt große meist prohibitiv teure Wasserstoff-Speicher, damit Wasserstoff verlässlich zur Verfügung gestellt werden kann.
- » Große saisonale Speicher werden im Rahmen eines zukünftigen Wasserstoff Netzes verfügbar sein. Die konkrete Umsetzung ist jedoch ungewiss. Nach den Plänen der überregionalen Gastransportunternehmen Deutschlands ist ein durchgehender Ausbau des Netzes bis Lindau, der eine Verbindung zu den geplanten, großen Untertage-Speichern ermöglicht nicht wesentlich früher als 2050 zu erwarten. Andere Projekte versprechen die Inbetriebnahme einer 2 GW Leitung nach Lindau bis 2030²). Die EU-Kommission hat jedenfalls eine mit 3 Mrd. Euro ausgestattete Beihilferegelung³) zur Entwicklung des Wasserstoff-Kernnetzes in Deutschland genehmigt.
- » Die Verbindung von Elektrolyse und Methanisierung erlaubt einen stromgeführten Betrieb der Elektrolyse im für das Energiesystem Liechtensteins relevanten Masstab, auch ohne Saison-Speicher für Wasserstoff. Damit kann das Konzept von Szenario "Team 2024" realisiert werden und gleichzeitig eine ausreichende Versorgung eines noch kleinen lokalen Wasserstoff Netzes ermöglicht werden.
- » Eine PtG Anlage in Liechtenstein könnte somit ein Kristallisationspunkt eines wachsenden regionalen Wasserstoff Netzes werden.

» Ein wirtschaftlicher Einsatz von PtG benötigt:

- 1. Eine langfristige gesicherte Nachfrage für SNG
- 2. Langfristig angelegte Systemintegration von Anlagen die komplex in die Infrastruktur für Strom, Gas, Wasserstoff, Wärme und CO2 eingebunden und im Betrieb aufeinander abgestimmt arbeiten (KVA, Gasturbine, etc.)
- » Eine passende Systemintegration ist in verschiedenen Größenklassen möglich, wenn CO2 von der KVA oder Rohbiogas (CO2/CH4 Gemisch) aus der vorgeschlagenen Biogasanlage zur Verfügung gestellt wird.
- » Systemintegration erfordert gemeinsames Vorgehen und einen gemeinsam abgestimmten Plan.
- » Mit ausreichend breiter Zustimmung und Finanzierung könnte die Planung und Entwicklung eines entsprechenden Projektes konkret gestartet werden.

Bewertung und Empfehlung

- » Eine effiziente dekarbonisierte Stromversorgung benötigt Überbauung.
- » Überbauung benötigt eine nachhaltige Lösung für den Umgang mit Spitzenerträgen.
- » V2G und PtG können Spitzenerträge verwerten und eine Versorgung mit minimiertem Einsatz der Gasturbine, minimalem Primärenergieeinsatz und maximaler Effizienz ermöglichen.
- » Einen Risikofaktor stellen Netznutzungsgebühren dar. Die entsprechenden Regelungen sind in Europa unterschiedlich und reichen von Gutschriften für vermiedenen Netzkosten bis zur Verrechnung voller Netzkosten.
- » Die technische Komplexität ist hoch und betrifft die verbundenen Netze Strom, Gas, Wärme, Wasserstoff und CO2.
- » Eine Umsetzung erfordert einen systemischen Ansatz und eine gemeinsame Optimierung.



Szenario "Team 2024" kann in einzelnen Schritten umgesetzt werden. Die Bewertung erfolgt jeweils für Teilschritte.

Handlungsoptionen

		Wind und PV werden so gefördert, dass sie am Markt wettbewerbsfähig sind	Stromkosten 2040	Strom Preisstabilität	Versorgungsicherheit bei Mangellage	CO2 Last 2040	CO2 Reduktion Gegenüber Vorstufe	CO2 Vermeidungskosten
			[Rp./ kWh]	[0-5] ¹⁾	[0-5]	[kt p.a.]	[kt p.a.]	(CHF/t CO2)
	0	ohne weiteren PV Ausbau	10,61	0	0	22		
$\overline{\mathbf{V}}$	1	PV Only	10,61	0	0	17	-5	0
\checkmark	2	PV + V2G	9,49	1	1	15	-2	-2397
	3	PV + V2G + Wind Inland	9,34	2	2	12	-3	-214
\checkmark	4	PV + V2G + Wind Inland und Ausland gefördert	9,34	3	3	12	0	0
	5	PV + V2G + Wind Inland und Ausland PPA	9,67	3	3	3	-9	157
	6	PV + V2G + Wind Inland und Ausland PPA + GT mit Biomethan	9,67	3	5	0	-3	0
	7	Szenario "Team 2024"	9,67	5	5	0	0	0

	Ohne Förderung	Stromkosten 2040	Strom Preisstabilität	Versorgungsicherheit bei Mangellage	CO2 Last 2040	CO2 Reduktion	CO2 Vermeidungskosten
		[Rp./ kWh]			[kt p.a.]	[kt p.a.]	(CHF/t CO2)
0	ohne weiteren PV Ausbau	10,61	0	0	22		
1	PV Only	12,3	0	0	17	-5	1447
2	PV + V2G	11,18	1	1	15	-2	-2397
3	PV + V2G + Wind Inland	11,19	2	2	12	-3	14
4	PV + V2G + Wind Inland und Ausland gefördert	11,19	3	3	12	0	0
5	PV + V2G + Wind Inland und Ausland PPA	11,94	3	3	3	-9	357
6	PV + V2G + Wind Inland und Ausland PPA + GT mit Biomethan	11,94	3	5	0	-3	0
7	Szenario "Team 2024"	11,93	5	5	0	-3	0

- Weil PV gefördert ist, entsprechen die Kosten der Eigenproduktion den vermiedenen Kosten des Marktbezugs.
- V2G hat eine starke Wirkung: statt Spitzenerträge ohne Wert zu exportieren, wird teurer Import bei Nacht vermieden.
- 3. Wind Inland hat negative CO2-Kosten, obwohl die Kosten dem Markt entsprechen, weil Eigenproduktion mit Null Emissionen gerechnet wird und Import mit stündlichem Strommix CO2.
- 4. Geförderter Wind Ausland ist kostenneutral und unabhängig von FL. Es besteht aber ein Vorteil im Fall einer Krise am Markt und bei Engpässen der Versorgung.
- 5. Die Übergewichtung von Wind führt zu Absatzrisiko.
- 6. Kosten Biomethan + Gasturbine = Strom Importkosten-Exporterlös
- 7. Kosten PtG + entgangener Exporterlös = Kosten Biomethan

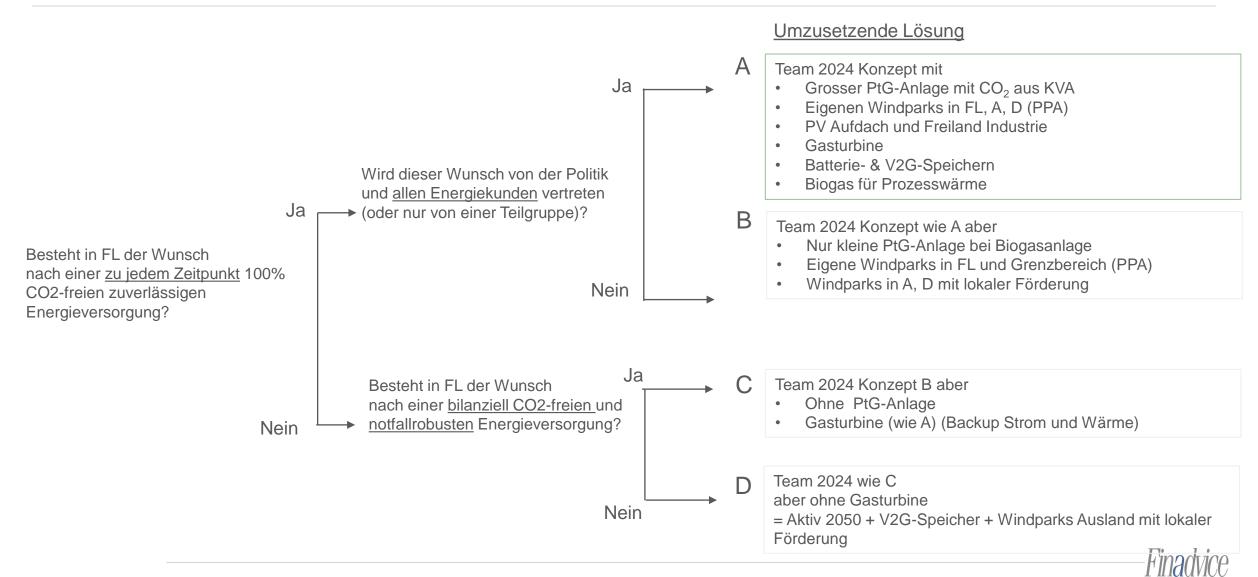
Wenn PV und Wind nicht gefördert werden, dann steigen die Systemkosten mit zunehmendem Ausbau relativ zum Markt.

Die Doppelnutzung der freien Speicherkapazitäten durch V2G ist ökonomisch ein großer Vorteil.

Die ökonomischen Kosten von PtG und Gasturbine entsprechen dem Preis-Spread am Markt 2040.



Das Konzept Team 2024 kann in verschiedenen Formen realisiert werden, je nach Anspruch auf CO2-Reduktion und Notfallsicherheit.



Handlungsempfehlung

- » Das Energiekonzept "Team 2024" für eine "Souveräne Energieversorgung Liechtensteins" ist grundsätzlich technisch und ökonomisch machbar.
- » Die Umsetzung kann in Teilschritten erfolgen.
- » Die Umsetzung der Teilschritte 1 bis 4 kann ohne weitere Vorbedingungen verfolgt werden:
 - 1 Fortführung des unterstützten Ausbaus von PV im Inland
 - 2 Anpassung der Netzentgeltregelungen damit V2G energiewirtschaftlich eingesetzt werden kann
 - 3 Ausbau Windkraft Inland wo akzeptiert
 - 4 Ausbau Windkraftbeteiligung im Ausland unter Nutzung von ausländischen Förderungen
- » Die Teilschritte 5 bis 7 sollen durch frühzeitige Planung und Definition von zukünftigen Schnittstellen vorbereitet werden:
 - 5 Umstellung ausländischer Windproduktion auf Direktbezug mit PPA.
 - 6 Aufbau einer lokalen Reservekapazität, z.B. Gasturbine oder Gasmotoren/Brennstoffzellen.
 - 7 Aufbau einer lokalen Power-to-Gas Kapazität zur Nutzung von Erzeugungsspitzen und Erzeugung von Brennstoff für die Gasturbine.
 - (Je nach Zeitplan für die Verfügbarkeit einer Wasserstoff-Infrastruktur mit oder ohne Methanisierung)
 - Eine Investitionsentscheidung steht erst an, wenn die notwendigen Voraussetzungen geschaffen wurden.







Sensitivitätsanalyse Überbauung: Weniger Überbauung bringt mehr Primärenergieverbrauch

Sensitivitätsanalyse Überbauung

Sensitivität Überbauung	Szenario "Team 2024"	Szenario "Team 2024" mit Windkraft reduziert um 50 GWh	Auswirkung	
	[GWh]	[GWh]	[GWh]	
Windkraft	420	370	-50	weniger Strom Import
Zukauf Brennstoff	0	53	53	mehr Brennstoff Import
Summe Primärenergeibedarf	420	423	3	Mehr Primärenergieverbrauch
direkte Lastdeckung	350	340	-10	Weniger Windkraft -> weniger direkte Lastdeckung
Indirekte Lastdeckung aus Batterie	29	31	2	weniger anhaltende Ertragsspitzen -> mehr Batterie Durchsatz
Lastdeckung aus Gasturbine	49	57	8	> mehr Bedarf für Strom aus Gasturbine
Strom für Elektrolyse PtG Kapazität [MW] Brennstoff aus PtG Brennstoffverbrauch Gasturbine	192 <i>7</i> 2 133 133	147 <i>55</i> 102 155	-45 -17 -31 22	Weniger nutzbare Ertragsspitzen Weniger Elektrolysekapazität weniger Gas Produktion Mehr Gas Verbrauch

Was bedeutet "Überbauung"

- » Strom aus volatilen Quellen ist im Regelfall kostengünstiger als Strom, der mit erneuerbarem Brennstoff bedarfsgerecht erzeugt wird. Ökonomisch ist es daher zweckmässig, die volatile Erzeugung so auszulegen, dass bereits bei mittelmäßigem Dargebot der Bedarf gedeckt wird. Selbst wenn Spitzenerträge verworfen werden müssen sind die Kosten niedriger. Das Ziel von Überbauung besteht somit darin, den Bedarf für thermische Erzeugung maximal zu reduzieren, denn 1 kWh thermischer Strom benötigt 2,7 kWh Gas.
- » Überbauung bringt Spitzenerträge, die schwierig zu nutzen sind. Ein Verwerfen widerspräche dem Effizienzziel. Eine Auslegung von Elektrolyse auf zu hohe Leistungsspitzen bedeutet höhere Kosten und geringere Kapazitätsauslastung. Eine zu geringe Auslegung der Elektrolyse bringt bessere Auslastung, aber mehr Abregelung und weniger Brennstoff.
- » Überbauung verändert auch die Struktur der Speicheranforderung. In längeren Windphasen im Sommer besteht auch nachts ein Überschuss an Strom, Batterien werden daher nicht geleert und haben eine reduzierte Nutzung.
- » Bei Untersuchung der Sensitivität des Systems auf Überbauung wird daher gleichzeitig die Speicherauslegung mit variiert.



Sensitivitätsanalyse Wasserstoff Netz mit saisonalen Speichern: Wenn ein europäisches Wasserstoffnetz kostengünstig verfügbar ist, dann kann auf eine Methanisierung verzichtet werden.

Sensitivität Wasserstoffnetz

		Team 2024			Team 2024 H2			
	GWh	CHF/kWh	Mio. CHF	GWh	CHF/kWh	Mio. CHF		
PV-Primärproduktion	174	0,05	9	174	0,05	9		
Wind-Primärproduktion	420	0,06	26	394	0,06	25		
Direktnutzung	350			345				
Sekundärproduktion Batterie	29		0	31		0		
Sekundärproduktion Gasturbine*	49	0,21	10	52	0,14	7		
Export / Abregelung	18	0,00	0	15	0,00	0		
Sekundärproduktion Wärme	82	0,045	-4	61	0,045	-3		
Speicherverluste	65			64				
Import Kosten	0	0,00	0	0	0,00	0		
Kosten Gas (Transport & Speicher) Ausland **			2			2		
Summe	428	0,100	43	428	0,093	40		

CO2 Emission durch Import	kt CO2	kt CO2
- CO2 Vermeidung durch Export	p.a.	p.a.
- GOZ Vermeidung durch Export	0	0

Brutto Investition	667	614
Förderung	127	126
Netto Investition	540	489
Jährliche Kosten Fremdbezug	2	2

Annahme: Liechtenstein bezieht kostenlos biogenes CO2 von der KVA-Buchs, wandelt Wasserstoff zu synthetischem Methan und nutzt bestehende Speicher im Gasnetz. Annahme: Liechtenstein ist an ein voll funktionsfähiges Wasserstoffnetz mit saisonalen Speichern angebunden und die Netzkosten des Wasserstoffnetzes sind pro kWh gleich wie im bestehenden Erdgasnetz

- » Annahmen: ein Wasserstoff Netz mit saisonalen Speichern ist verfügbar. Die Kosten von Transport und saisonaler Speicherung sind gleich wie heute im Erdgasnetz.
- » Wenn auf Methanisierung verzichtet werden kann ergibt sich ein geändertes Optimierungsergebnis:
- » Kosten und Verluste aus PtG sind reduziert. Es wird weniger Primärstrom benötigt und weniger auskoppelbare Wärme bereitgestellt.
- » Abgase der Gasturbine sind dann CO2 frei.
- » Die Komplexität ist insgesamt reduziert.
- » Die Kosten einer saisonalen Speicherung im Wasserstoffnetz sind noch nicht belastbar abschätzbar. Im Hinblick darauf, dass die Energiemenge von einem Kubikmeter Methan jener von ca. drei Kubikmetern Wasserstoff entspricht, ist damit zu rechnen, dass die Kosten pro Energieeinheit höher als im heutigen Erdgasnetz liegen.



Sensitivitätsanalyse Ausbau Wärmepumpen: Wärmepumpen erhöhen den Strombedarf im Winter, der teilweise durch die Gasturbine gedeckt werden muss, wobei zusätzliche Wärme anfällt.

Sensitivität Ausbau Wärmepumpen

- » Im Modell wurde angenommen, dass Heizöl und Gas in der Wärmeversorgung durch neue Fernwärme und Wärmepumpen abgelöst werden.
- » Der Strombedarf für Wärmepumpen hat einen starken saisonal geprägten Verlauf und erhöht die elektrische Last im Winter.
- » Im Winter bestehen ausgedehnte Phasen, in denen die Stromversorgung durch eine Gasturbine mit Wärmeauskopplung gedeckt wird. In diesen Phasen ist der Anfall von auskoppelbarer Wärme hoch. Im Modell ist vorgesehen dass in diesen Fällen die Abwärme der Gasturbine die Wärmebereitstellung durch die KVA ablöst. Damit kann ein erheblicher Teil der Wärmespitzen genutzt werden. (Die KVA kann dann die elektrische Leistung erhöhen. Dieser Zusatznutzen wurde nicht bewertet.)
- » Es bestehen auch Phasen in denen ausreichend Strom vorhanden ist und weder Gasturbine noch PtG Wärme liefern. In diesen Fällen erfolgt die Strombereitstellung für Wärmepumpen verlustfrei und der Wärmeeintrag in das Fernwärmenetz ist knapp.
- » Untersucht wird, ob ein reduzierter Ausbau von Wärmepumpen das System belastet oder entlastet:
- » Eine Reduktion im Ausbau von Wärmepumpen um 7 GWh Strom (= 27 GWh Wärme bei COP 3,8) bringt:
 - eine Entlastung der Gasturbine: (-2MW Peak, -3GWh Stromerzeugung, -7GWh Brennstoffverbrauch)
 - Einen zusätzlichen Bedarf für Fernwärme von 27 GWh.
 Der zusätzliche Bedarf erlaubt eine bessere Einkopplung von Abwärme aus PtG und GT im Ausmass von 3 GWh. Somit verbleibt eine zu deckende Wärmezufuhr 23GWh.
 - Der Einsparung von 7GWh Gas bei der Stromerzeugung steht ein Mehrbedarf von Brennstoff für die Wärmeversorgung von 23 GWh gegenüber.
- » Im Zusammenspiel mit der KVA besteht genügend Potenzial zur Nutzung von Abwärme insbesondere aus der Gasturbine. Im Fall eines preisgeführten Betriebes von PtG und Gasturbine erhöhen mögliche Wärmeerlöse die Einsatzzeiten dieser Anlagen.
- » Wenn Potenzial zur Wärmenutzung fehlt und der COP der Wärmepumpen im Winter unter 2,7 liegt, dann bringt der Betrieb von Wärmepumpen mit Strom aus der Gasturbine keinen Vorteil.

Fazit

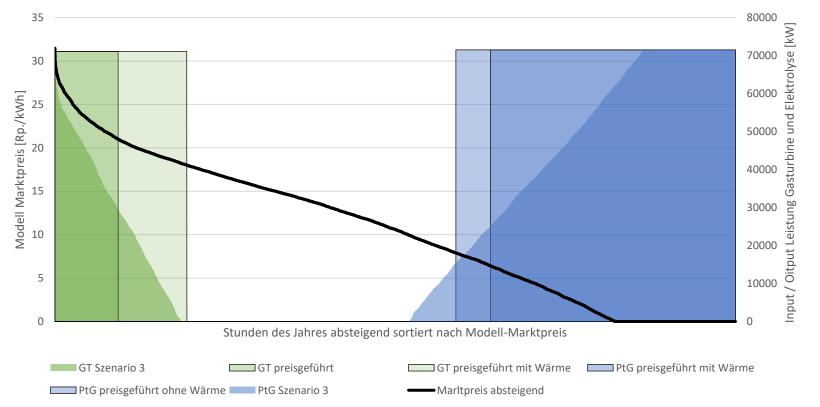
» Auch bei maximierter Elektrifizierung bleibt WKK und ausreichend dimensionierte Fernwärme entscheidend für die Effizienz.



Sensitivitätsanalyse Vermarktung freier Kapazitäten am Markt: Bei preisgeführtem Betrieb können PtG und Gasturbine je nach Bedarf an Fernwärme zusätzlichen Ertrag generieren.

Einsatzspektrum von Gasturbine und PtG bei Marktoptimierung

Einsatzspektrum von Gasturbine und PtG lt. Szenario "Team 2024" und bei preisgeführtem Betrieb in Abhängigkeit der einkoppelbaren Wärme



- » Die Gasturbine kann in Hochpreisphasen freie Kapazitäten für Export von Strom nutzen und im Gegenzug bei moderaten Preisen die produktion einstellen und Strom importieren. Der Ertrag wird dadurch verbessert.
- » Wenn Wärmebedarf besteht kann die Gasturbine zusätzliche Wärmelieferungen für die KVA übernehmen. Die KVA kann dann selbst zusätzlichen Strom liefern.
- » Spiegelgleich kann die Elektrolyse bei Niedrigpreisphasen zusätzlich Strom importieren und im Gegenzug in moderaten Preisphasen die Produktion abstellen und nicht benötigten Windstrom im Markt absetzen.
- » Der Bedarf an Wärme bestimmt den stündlichen Grenzpreis.



Sensitivitätsanalyse Strommangellage:

Sensitivität Strommangellage Fazit

» Eine "Strommangellage" kann in verschiedenen Ausprägungen auftreten:

» Strom am Day ahead Markt hochpreisig. Dieses Risiko ist durch Stromerzeugung auf eigenen Anlagen vermieden.

» Strom am Day ahead Markt nicht verfügbar. Dieses Szenario war Grundlage für die "Winterstromreserve der Schweiz" und ist

durch Produktion auf eigenen Anlagen vermieden.

Strommangel wegen Netzengpässen. Dieses Risiko kann durch eine lokale Gasturbine reduziert werden.

» Strommangel wegen fehlendem Brennstoff. Die Folgen eines Versagens der Versorgung mit Erdgas (oder Wasserstoff) kann durch

lokale Lagerung von flüssigem Brennstoff, der in der lokalen Gasturbine verstromt

werden kann reduziert werden.

» Blackout. Die Gasturbine ist leistungsfähig genug, um eine lokales Inselnetz zu versorgen. Der

Aufbau eines solchen Netzes erfordert jedoch wesentlich mehr Elemente, um einen Schwarzstart und eine Abkopplung von Übertragungsnetzen zu ermöglichen. Das Szenario "Team 2024" bietet für sich somit keine Lösung für eine Blackout Situation.





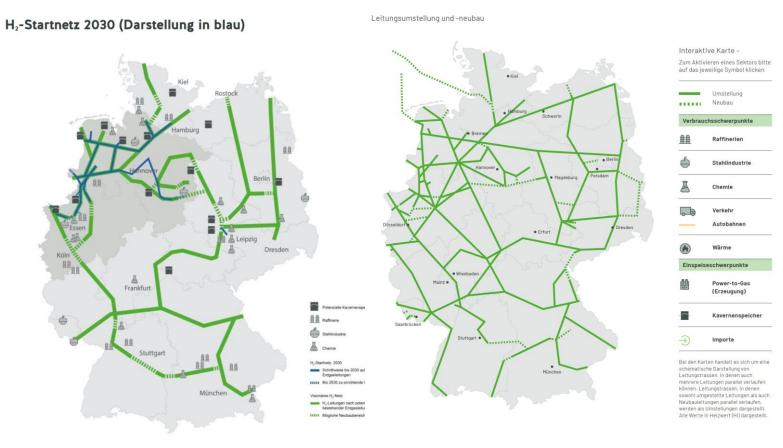


Nach aktueller Planung ist bis 2050 keine Verbindung zwischen Liechtenstein und den großen Untertagespeichern für Wasserstoff vorgesehen.

Planung für ein zukünftiges Wasserstoffnetz³⁾

Disclaimer: Bei der Karte handelt es sich um eine schematische Darstellung, die hinsichtlich der eingezeichneten Speicher

und Abnehmer keinen Anspruch auf Vollständigkeit erhebt.



- » Arbeitsvolumen der bestehenden europäischen Erdgasspeicher 1,1 Mio. GWh¹⁾
- » Potenzial für Untertage Wasserstoff-Speicher in Salzkavernen in Europa >100 Mio. GWh²⁾

Grundlagen des H2-Netzes 2050



Je nach Ausprägung der einzelnen Infrastrukturen ist mit unterschiedlichen CapEx zu rechnen. Die Gegenüberstellung zeigt die im Modell angesetzten Werte im Vergleich zur Bandbreite anderer Schätzungen.

Bandbreite für Investitionskosten

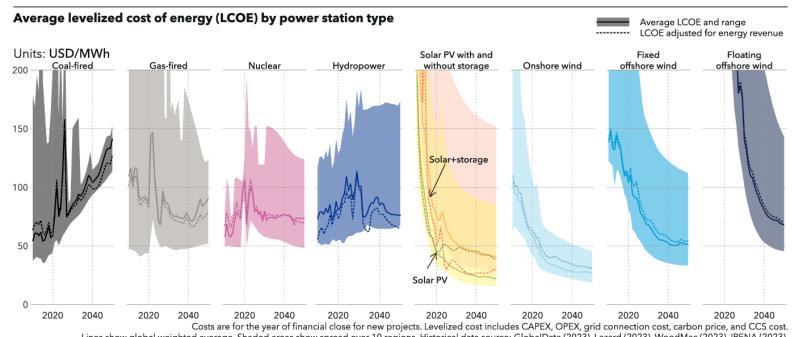
Infrastruktur	Installierte Kapazität	Spezi	fische CapEx C	HF/kWp	ge	esamt CapEx [Mio.	CHF]
	kWp	min	Modell	max	min	Modell	max
PV ohne Förderung	183 158	65	7 1 200	3 000	120	220	549
PV Förderung	183 158	-	- 543	- 2343	-	- 99	- 429
PV nach Förderung	183 158	65	657	657	120	120	120
Wind ohne Förderung	183 000	1 648	3 1800	2 351	302	329	430
Wind Förderung	183 000		- 152	- 703	-	- 28	- 129
Wind nach Förderung	183 000	1 648	1 648	1 648	302	302	302
Batteriespeicher [kWh]	300 000	-	-	1 000	-		300
Elektrolyse	71 500	448	800	800	32	57	57
Methanisierung	63 000	450	450	616	28	28	39
Gas Turbine	71 073	450) 450	600	32	32	43
Anschluss Gasnetz FL		Grobschät	<u> </u>	tein Wärme		Null	11
Anschluss Wärmenetz FL						Null	unbekannt
Anschluss CO2 ver und Entsorgung						Null	unbekannt
Öltank	13000m ³					Null	unbekannt
Summe Invest nach Förderung					514	539	871
Förderung					-	- 127	- 558
Gesamt Investment					514	667	1 429

- » Die Kosten des Gesamtsystems sind weit überwiegend von den Kosten der Primärerzeugung abhängig.
- » Suboptimale Erzeuger benötigen hohe Förderungen um Marktniveau zu erreichen. Die Erschließung von erneuerbaren Primärquellen, die mit geringer Förderung auskommen ist im Hinblick auf spätere Nutzung zur Eigendeckung ökonomisch vorzuziehen.
- » Geförderte Erzeugung mit hoher Akzeptanz und hohen Kosten, wie Aufdach-PV auf Einfamilienhäusern ist ein politischer Kompromiss.
- » Durch die Nutzung von V2G können Kurzfristspeicher wesentlich stärker ausgebaut werden. Dies bringt eine deutliche Effizienzsteigerung im System mit unschlagbar günstigen Kosten.
- » Für P2G sind nicht die CapEx, sondern das elektrische Bewirtschaftungsmodell entscheidend. Mit, und nur mit ausreichenden Spitzenerträgen ist PtG wirtschaftlich. Eine verlässliche Invest-Kostenschätzung erfordert ein langfristig konkret angelegtes Konzept.
- » Für die Wirtschaftlichkeit der Gasturbine sind Aspekte wie Versorgungssicherheit vorrangig.



Prognosen für Stromgestehungskosten weisen hohe Bandbreiten auf.

Bandbreite der Kosten je Erzeugungstechnologie

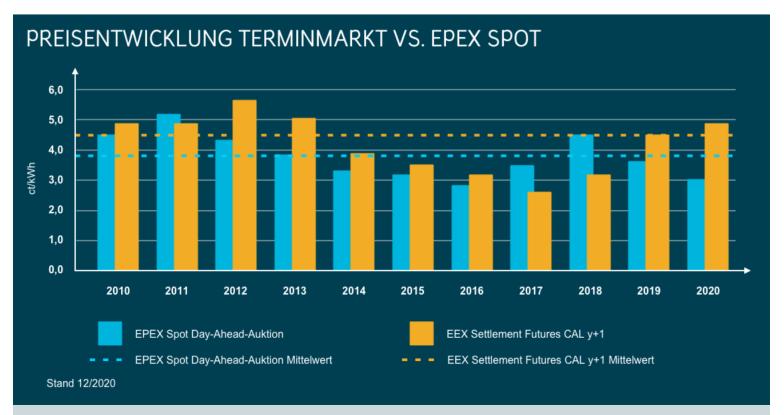


Lines show global weighted average. Shaded areas show spread over 10 regions. Historical data source: GlobalData (2023), Lazard (2023), WoodMac (2023), IRENA (2023).



Marktbenchmark: Strukturierte Beschaffung reduziert Risiken, aber nicht unbedingt Kosten

Ohne Krise tendiert der Spotmarkt günstiger zu sein, aber die Preisvolatilität ist höher.



Die Darstellung zeigt den durchschnittlichen Abrechnungspreis pro Jahr (exkl. Servicepauschale). Seit 2010 lag der Preis für Strom am Spotmarkt in zwei von drei Jahren unter dem des Terminmarkts (EEX). Zwar lässt sich die Preisentwicklung für die Zukunft nicht vorhersagen, doch kann dies ein guter Anhaltspunkt für die eigene Entscheidung sein, welche Art der Strombeschaffung für Sie am besten geeignet ist.

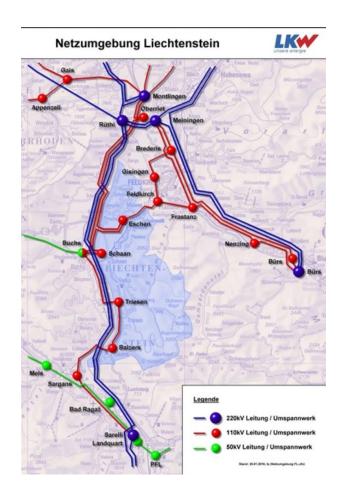
Consulting-Studien zu Beschaffungsstrategien 1) 2)

- » Die Studie zeigt, dass die Spotmarktbeschaffung langfristig ein gutes Instrument sein kann, um beim Energieeinkauf zu sparen. Wer sich für solche Modelle entscheidet, muss aber auch extreme Preisschwankungen hinnehmen und in der Lage sein, Phasen wie die aktuelle Energiepreiskrise zu überstehen", so Dennis Warschewitz von EnerChase. "Umgekehrt ist das konservativste Beschaffungsmodell im Untersuchungszeitraum von knapp acht Jahren dreimal die günstigste und viermal die teuerste Strategie. Mit konservativer Beschaffung kann man daher Preisschwankungen und Risiken minimieren, profitiert aber weniger von kurzfristigen Marktentwicklungen", so Warschewitz weiter.
- » Laut Klaus Kreutzer von Kreutzer Consulting wird die Preisvolatilität an den Börsen in Zukunft weiter zunehmen: "Für Kunden, die auf planbare Kosten angewiesen sind, können Energieversorger immer noch langfristig stabile Preise bieten, wenn sie sich entsprechend frühzeitig absichern. Kunden, die in der Lage sind, aktiv am Energiehandel teilzunehmen, z.B. durch Eigenerzeugung, Speicher und die intelligente Steuerung des Verbrauchs, können hingegen künftig von extremen Preisschwankungen profitieren. Mit dynamischen Tarifen und smarten Technologien werden diese Möglichkeiten selbst für Haushaltskunden Realität."
- » "Welche Beschaffungsstrategie für Energieversorger und Endkunden am besten ist, hängt im Wesentlichen davon ab, welche Risiken man eingehen möchte", so Dennis Warschewitz. "Unsere Studie zeigt auf, wie unterschiedliche Risikoprofile in der Vergangenheit die Energiekosten beeinflusst haben und bietet Orientierung bei der Entscheidung über das künftige Beschaffungsverhalten von Energieversorgern und Endkunden."





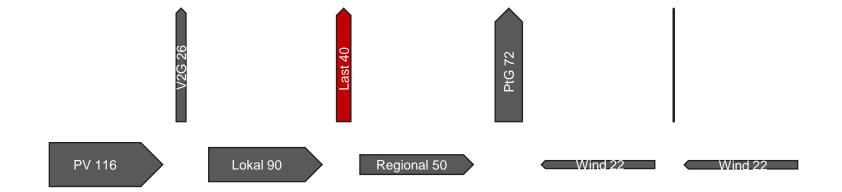
Visualisierung der Netzumgebung





Hochsommer-Mittag

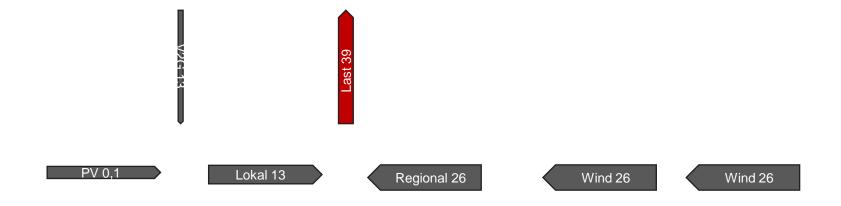
Lastfluss am 2.7.2040 12:00





Septembermorgen

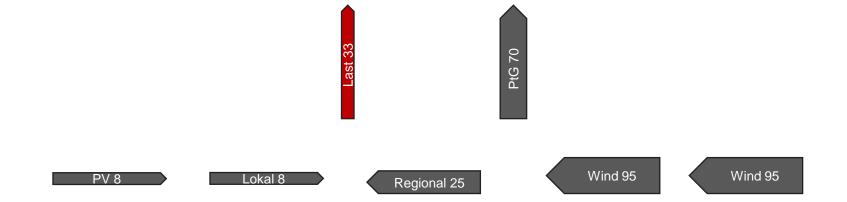
Lastfluss am 10.9.2040 05:00





Gutes Windwetter

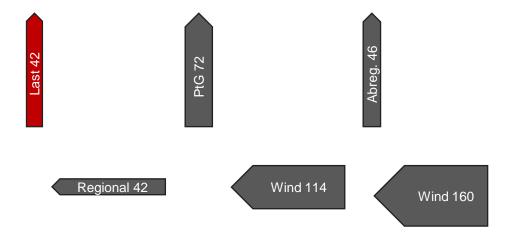
Lastfluss am 1.11.2040 08:00





Wintersturm

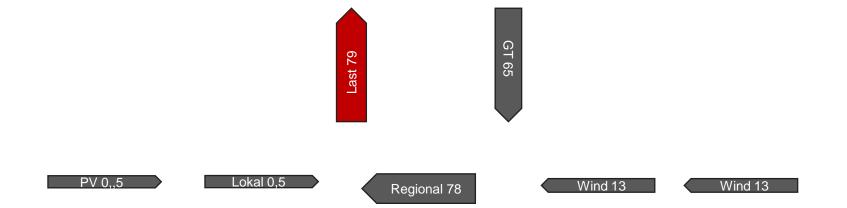
Lastfluss am 30.12.2040 17:00





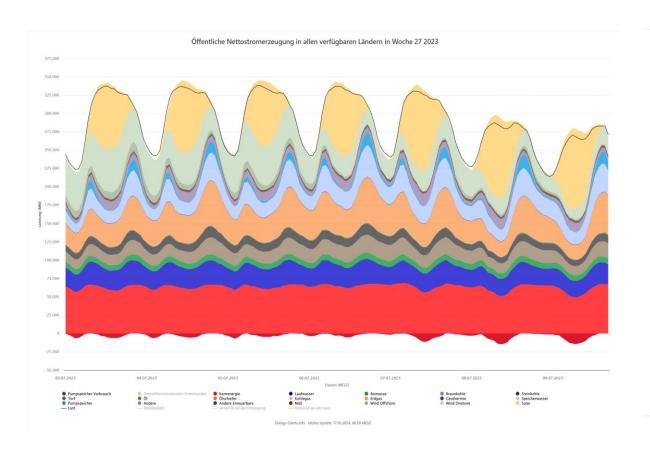
Dunkelflaute

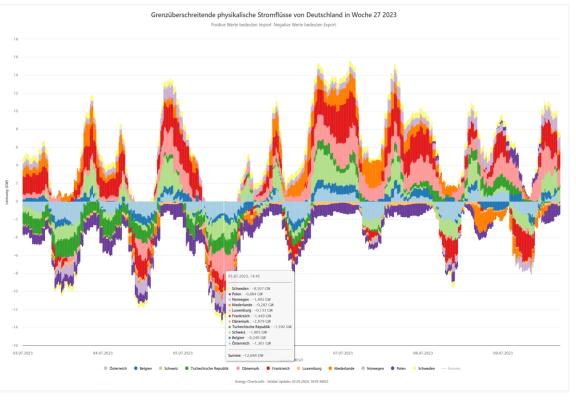
Lastfluss am 12.12.2040 08:00





In Woche 27/2023 war in ganz Europa nicht genügend Transportnetzkapazität und Flexibilität vorhanden, um zu Mittag erzeugten Strom nutzen zu können.











PV-Only

Szenario 3	1	Variante PV only										
		[CHF/kWh]										
	SNG	0,072										
Preise	Wärme	0,045										
Auslegung Auslastung Wirtschaftlichkeit Kennzahlen	Wasserstoff	0,038										
			PV	Wind	Direkt Nutzung	Abreg. / Exp.	Battery	Elektrolyse	Methanisierung	Gasspeicher	WKK / Import	Summe
Auslegung	Peak Leistung el.	[kWp]	183 158	-			-	0			87 895	
7 tubicguing	Speicherkapazität	[kWh]					-			823 465 978		
Auslastung	Vollaststunden	[kWh/kWp]	1 450	#DIV/0!	1 666	565	#DIV/0!	1 649	1 649	5 097	3 448	
	Vollast Zyklen	[kWh p.a./kWh cap]					#DIV/0!			0,0		
									_			
	Invest Anlagenbesitzer	[CHF]	120 252 030				-	0	0	-	-	120 252 030
	Invest Förderung	[CHF]	99 537 444	-					_			99 537 444
	EX p.a.	[CHF p.a.]	8 757 967	-			-	0	0		36 696 713	45 454 680
	Spezifische Kosten	[CHF p.a.]	0,050	#DIV/0!			#DIV/0!	0,041	0,020		0,124	
	Kosten Infrastruktur Strom	[CHF p.a.]										45 454 680
Kennzanien	Summe Gas Ertrag	[CHF p.a.]										-
	Summe Wärmeertrag	[CHF p.a.]										
	NETTO Stromkosten	[CHF p.a.]										45 454 680
	Spezifische Stromkosten	[CHF p.a.]										0,1061
	Primär Strom Erzeugung	flants = -1	174 016 559	_								174 016 559
	Strom Einsatz	[kWh p.a.] [kWh p.a.]	174 016 559		125 313 015	48 703 545	-	0				174 016 559
	Anteil der Primärerzeugung	[KWII p.a.]			72%	28%	- 0%	0%				1/4 016 559
	Bilanz H2	[kWh ho p.a.]			72/0	28/0	070	0	- 0			-
Energie-	Bilanz Gas	[kWh ho p.a.]						0	0		-	- 0
bilanz	Verluste /Export	[kWh p.a.]				48 703 545		0	0		_	48 703 545
	Endenergie Wärme	[kWh p.a.]				40 703 343		0	0		-	40 703 343
	Endenergie Strom	[kWh p.a.]			125 313 015		_	·	, ,		303 070 875	428 383 889
	Anteil am Verbrauch	[man phan]			29%		0%				71%	100%
	Umsatz zu Marktpreis	[CHF p.a.]	8 757 967	_		941 430	_				37 638 143	
	Marktpreis Lastprofil	[CHF p.a.]	0,050	#DIV/0!		0,019	#DIV/0!				0,124	
	Strombezug zu Marktpreis	, , , , , , , , , , , , , , , , , , ,	,,,,,,			,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,	-	- 0			,	- 0
	Marktpreis Lastprofil	[CHF p.a.]					#DIV/0!	0,034				-
	Erlös / Kosten H2							0	- 0			
Markt	Erlös / Kosten SNG								0		-	0
Performance	Erlös Wärme							0	0		-	0
	Kosten		- 8 757 967	-			-	- 0	- 0		- 36 696 713	- 45 454 680
	Betriebsergebnis		-	-		- 941 430	-	- 0	0		941 430	0
	Netzkosten Gas											
	Netzkosten Strom											
	CO2 Emission	[kt p.a.]				- 0					18	17



PV + V2G

Szenario 3	2	Variante PV+V2G										
		four // will 1										
	CNIC	[CHF/kWh]										
	SNG Wärme	0,072 0,045										
Preise	Wasserstoff	·										
Preise Auslegung Auslastung Virtschaftlichkeit Kennzahlen Energiebilanz	wasserston	0,038										
			PV	Wind	Direkt Nutzung	Abreg. / Exp.	Battery	Elektrolyse	Methanisierung	Gasspeicher	WKK / Import	Summe
Auslagung	Peak Leistung el.	[kWp]	183 158	0			66 698	0			87 895	
Auslegung	Speicherkapazität	[kWh]					300 000			720 084 171		
Auclactung	Vollaststunden	[kWh/kWp]	1 450	2 294	1 666	69	570	1 649	1 649	4 664	3 015	
Ausiasturig	Vollast Zyklen	[kWh p.a./kWh cap]					126,8			0,0		
	Invest Anlagenbesitzer	[CHF]	120 252 030	0			_	0	0	_	_	120 252 030
	Invest Förderung	[CHF]	99 537 444	0			_		-	_	_	99 537 444
	EX p.a.	[CHF p.a.]	8 757 967	0			-	0	0		31 878 090	40 636 057
	Spezifische Kosten	[CHF p.a.]	0,050	0,063			-	0,041	0,020		0,121	40 030 037
Wirtschaftlichkeit	Kosten Infrastruktur Strom	[CHF p.a.]	0,030	0,003			-	0,041	0,020		0,121	40 636 057
	Summe Gas Ertrag	[CHF p.a.]										40 030 037
	Summe Wärmeertrag	[CHF p.a.]										-
	NETTO Stromkosten	[CHF p.a.]										40 636 057
												0.0949
	Spezifische Stromkosten	[CHF p.a.]										0,0343
	Primär Strom Erzeugung	[kWh p.a.]	174 016 559	0								174 016 559
	Strom Einsatz	[kWh p.a.]			125 313 015	5 763 991	42 939 554	0				174 016 559
	Anteil der Primärerzeugung	1			72%	3%	25%	0%				
	Bilanz H2	[kWh ho p.a.]						0	- 0			-
_	Bilanz Gas	[kWh ho p.a.]							0		-	- 0
bilanz	Verluste /Export	[kWh p.a.]				5 763 991	4 895 049	0	0		-	10 659 040
	Endenergie Wärme	[kWh p.a.]						0	0		-	0
	Endenergie Strom	[kWh p.a.]			125 313 015		38 044 505				265 026 370	428 383 889
	Anteil am Verbrauch				29%		9%				62%	100%
	Umsatz zu Marktpreis	[CHF p.a.]	8 757 967	0		88 488	5 671 565				31 966 578	
	Marktpreis Lastprofil	[CHF p.a.]	0,050	0,063		0,015	0,149				0,121	
	Strombezug zu Marktpreis						- 8 529	- 0				- 8 529
	Marktpreis Lastprofil	[CHF p.a.]					0,020	0,034				
	Erlös / Kosten H2							0				
	Erlös / Kosten SNG								0		-	0
Performance	Erlös Wärme							0			-	0
	Kosten		- 8 757 967 -	- 0			-	- 0	- 0		- 31 878 090	- 40 636 057
	Betriebsergebnis			- 0,00		- 88 488	5 663 035	- 0	0		88 488	5 663 035
	Netzkosten Gas											
	Netzkosten Strom											
	CO2 Emission	[kt p.a.]				- 0					15	15



PV + V2G + Wind Inland

Szenario 3	3	Variante PV+v2G+Wi	nd Inland									
		four floor										
		[CHF/kWh]										
	SNG	0,072										
Preise	Wärme	0,045										
	Wasserstoff	0,038										
			PV	Wind	Direkt Nutzung	Abreg. / Exp.	Battery	Elektrolyse	Methanisierung	Gasspeicher	WKK / Import	Summe
Ala	Peak Leistung el.	[kWp]	183 158	47 949			57 371	-			77 083	
Auslegung	Speicherkapazität	[kWh]					300 000			444 397 239		
Auslastung	Vollaststunden	[kWh/kWp]	1 450	2 294	2 848	155	787	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	2 122	
Ausiastung	Vollast Zyklen	[kWh p.a./kWh cap]					150,5			-		
	Invest Anlagenbesitzer	[CHF]	120 252 030	79 014 903			-		-	-	-	199 266 93
	Invest Förderung	[CHF]	99 537 444	7 292 797								106 830 24
	EX p.a.	[CHF p.a.]	8 757 967	6 939 887			-	-	-		24 327 326	40 025 18
	Spezifische Kosten	[CHF p.a.]	0,050	0,063			-	#DIV/0!	#DIV/0!		0,150	
Wirtschaftlichkeit	t Kosten Infrastruktur Strom	[CHF p.a.]	·						,		,	40 025 180
Kennzahlen	Summe Gas Ertrag	[CHF p.a.]										-
	Summe Wärmeertrag	[CHF p.a.]										-
	NETTO Stromkosten	[CHF p.a.]										40 025 180
	Spezifische Stromkosten	[CHF p.a.]										0,0934
	Primär Strom Erzeugung	[kWh p.a.]	174 016 559	110 000 000								284 016 559
	Strom Einsatz	[kWh p.a.]			219 687 374	13 284 276	51 044 910	-				284 016 55
	Anteil der Primärerzeugung				77%	5%	18%	0%				
Energie-	Bilanz H2	[kWh ho p.a.]						-	-			-
bilanz	Bilanz Gas	[kWh ho p.a.]							-		-	<u>-</u>
Dilatiz	Verluste /Export	[kWh p.a.]				13 284 276	5 894 094	-	-		-	19 178 370
	Endenergie Wärme	[kWh p.a.]						-	-		-	-
	Endenergie Strom	[kWh p.a.]			219 687 374		45 150 815				163 545 700	428 383 889
	Anteil am Verbrauch				51%		11%				38%	100
	Umsatz zu Marktpreis	[CHF p.a.]	8 757 967	6 939 887		149 011	6 477 939				24 476 337	
	Marktpreis Lastprofil	[CHF p.a.]	0,050	0,063		0,011	0,143				0,150	
	Strombezug zu Marktpreis	<u> </u>					- 10 484	-				- 10 48
	Marktpreis Lastprofil	[CHF p.a.]					0,021	#DIV/0!				
	Erlös / Kosten H2						-,	-	-			
Markt	Erlös / Kosten SNG								-		-	-
Performance	Erlös Wärme							_	-		_	_
	Kosten		- 8 757 967	- 6 939 887			-	_	-		- 24 327 326	- 40 025 18
	Betriebsergebnis		-	- 0,00		- 149 011	6 467 454	_	_		149 011	6 467 45
	Netzkosten Gas			0,00		145 011	0 40, 434				145 511	0 -107 -13
	Netzkosten Gas											



PV + V2G + Wind Inland + Wind Ausland mit PPA (Verzicht auf ausländische Förderung)

Szenario 3	4	Variante PV+V2G+Wi	nd									
	200	[CHF/kWh]										
	SNG	0,072										
Preise	Wärme	0,045										
	Wasserstoff	0,038										
			PV		Direkt Nutzung	Abreg. / Exp.	Battery	Elektrolyse	Methanisierung	Gasspeicher	WKK / Import	Summe
Auslegung	Peak Leistung el.	[kWp]	183 158	183 000			54 405				71 073	
	Speicherkapazität	[kWh]					300 000			127 008 699		
Auslastung	Vollaststunden	[kWh/kWp]	1 450	2 294	4 094	1 372	573	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	658	
	Vollast Zyklen	[kWh p.a./kWh cap]					103,9					
	Invest Anlanahasitan	[CUE]	120 252 020	301 566 476			-	-	_	_		424 040 500
	Invest Anlagenbesitzer	[CHF]	120 252 030 99 537 444							-	-	421 818 506 127 370 968
	Invest Förderung			27 833 524					_	 	6.407.040	
	EX p.a.	[CHF p.a.]	8 757 967	26 486 613			-			<u> </u>	6 197 018	41 441 598
\	Spezifische Kosten	[CHF p.a.]	0,050	0,063			-	#DIV/0!	#DIV/0!	 	0,216	44 444 500
Wirtschaftlichkeit		[CHF p.a.]							+			41 441 598
Kennzahlen	Summe Gas Ertrag	[CHF p.a.]							+	<u> </u>		-
	Summe Wärmeertrag	[CHF p.a.]			—				+			
	NETTO Stromkosten	[CHF p.a.]										41 441 598
	Spezifische Stromkosten	[CHF p.a.]										0,0967
	Daine ii a Chara aa Faran aa aa	flaste = = 1	174 016 559	419 823 489								593 840 048
	Primär Strom Erzeugung Strom Einsatz	[kWh p.a.]	174 016 559	419 625 469	350 468 122	207 703 450	35 668 476	_	+			593 840 048
	Anteil der Primärerzeugung	[KWII p.a.]			59%	35%	55 000 470	0%	,———	 		393 640 046
	Bilanz H2	[kWh ho p.a.]			33%	3370	070	-	_			
Energie-	Bilanz Gas	[kWh ho p.a.]			 				-	 	-	-
bilanz					 	207 702 450	4 401 010			 		
	Verluste /Export	[kWh p.a.]				207 703 450	4 491 910	-	-	<u> </u>	-	212 195 360
	Endenergie Wärme	[kWh p.a.]			250 450 422		24.476.766	-	-	<u> </u>		
	Endenergie Strom	[kWh p.a.]			350 468 122 82%		31 176 566			<u> </u>	46 739 201 11%	428 383 889
	Anteil am Verbrauch				82%		7%				11%	100%
	Umsatz zu Marktpreis	[CHF p.a.]	8 757 967	26 486 613		3 875 579	5 803 919		+		10 072 596	
	Marktpreis Lastprofil	[CHF p.a.]	0,050	0,063		0,019	0,186				0,216	
	Strombezug zu Marktpreis		,				- 17 908	-	1			- 17 908
	Marktpreis Lastprofil	[CHF p.a.]					0,050	#DIV/0!				500
	Erlös / Kosten H2							-	-			
Markt	Erlös / Kosten SNG								-		-	-
Performance	Erlös Wärme							-	-		-	-
	Kosten		- 8 757 967	- 26 486 613			-	-	-		- 6 197 018	- 41 441 598
	Betriebsergebnis		-	-		- 3875579	5 786 011	-	-		3 875 579	5 786 011
	Netzkosten Gas								1			-
-									+			
	Netzkosten Strom											



PV + V2G + Wind Inland + Wind Ausland mit PPA (Verzicht auf ausländische Förderung)

+ Gasturbine befeuert mit Import Biomethan

Szenario 3	5	Variante PV+V2G+Wind+GT										
		[CHF/kWh]										
Preise	SNG	0,072										
	Wärme	0,045										
	Wasserstoff	0,038										
			PV	Wind	Direkt Nutzung	Abreg. / Exp.	Battery	Elektrolyse	Methanisierung	Gasspeicher	WKK / Import	Summe
Auslegung	Peak Leistung el.	[kWp]	183 158	183 000		· .	54 405	-			71 073	
	Speicherkapazität	[kWh]					300 000			127 008 699		
Auslastung	Vollaststunden	[kWh/kWp]	1 450	2 294	4 094	1 372	573	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	658	
	Vollast Zyklen	[kWh p.a./kWh cap]					103,9	·		-		
Wirtschaftlichkeit Kennzahlen	Invest Anlagenbesitzer	[CHF]	120 252 030	301 566 476			_	-			31 982 889	453 801 39
	Invest Förderung	[CHF]	99 537 444	27 833 524	1		-	-	-		31 302 889	127 370 968
	EX p.a.	[CHF p.a.]	8 757 967	26 486 613			-	-	-		2 686 945	37 931 526
	Spezifische Kosten	[CHF p.a.]	0,050	0,063			-	#DIV/0!	#DIV/0!		0,215	37 331 320
	•	[CHF p.a.]	0,030	0,003			_	#510/0:	#DIV/0:		0,213	37 931 526
	Summe Gas Ertrag	[CHF p.a.]										- 9 125 248
	Summe Wärmeertrag	[CHF p.a.]										1 747 467
	NETTO Stromkosten	[CHF p.a.]										45 309 307
	Spezifische Stromkosten	[CHF p.a.]										0,1058
	Spezinsene stronikosten	[Citi pidi]										0,1000
Energie- bilanz	Primär Strom Erzeugung	[kWh p.a.]	174 016 559	419 823 489								593 840 048
	Strom Einsatz	[kWh p.a.]			350 468 122	207 703 450	35 668 476	-				593 840 048
	Anteil der Primärerzeugung				59%	35%	6%	0%				
	Bilanz H2	[kWh ho p.a.]						-	-			-
	Bilanz Gas	[kWh ho p.a.]							-		- 127 008 699	127 008 699
	Verluste /Export	[kWh p.a.]				207 703 450	4 491 910	•	-		41 436 891	253 632 251
	Endenergie Wärme	[kWh p.a.]							-		38 832 607	38 832 607
	Endenergie Strom	[kWh p.a.]			350 468 122		31 176 566				46 739 201	428 383 889
	Anteil am Verbrauch				82%		7%				11%	1009
Markt Performance	Umsatz zu Marktpreis	[CHF p.a.]	8 757 967	26 486 613		3 875 579	5 803 919				10 072 596	
	Marktpreis Lastprofil	[CHF p.a.]	0,050	0,063		0,019	0,186				0,216	
	Strombezug zu Marktpreis						- 17 908	-				- 17 908
	Marktpreis Lastprofil	[CHF p.a.]					0,050	#DIV/0!				
	Erlös / Kosten H2							-	-			
	Erlös / Kosten SNG								-		- 9 125 248	- 9 125 248
	Erlös Wärme							-	-		1 747 467	1 747 467
	Kosten		- 8 757 967	- 26 486 613			-	-	-		- 2 686 945	- 37 931 526
	Betriebsergebnis		-	-		-	5 786 011	-	-		7 870	5 793 881
	Netzkosten Gas											
	Netzkosten Strom											
	CO2 Emission	[kt p.a.]				- 2					-	-



Szenario "Team 2024" full scope jedoch H2 statt Methan

Szenario 3	6	Variante Szenario 3										
		[CHF/kWh]										
	SNG	0,072										
Preise	Wärme	0,045										
	Wasserstoff	0,038										
			PV	Wind	Direkt Nutzung	Abreg. / Exp.	Battery	Elektrolyse	Methanisierung	Gasspeicher	WKK / Import	Summe
A	Peak Leistung el.	[kWp]	183 158	183 000			54 405	71 578			71 073	
Auslegung	Speicherkapazität	[kWh]					300 000			67 044 421		
Auslastung	Vollaststunden	[kWh/kWp]	1 450	2 294	4 094	246	533	2 687	2 687	3 375	688	
Ausiasturig	Vollast Zyklen	[kWh p.a./kWh cap]					96,6			2,0		
	Invest Anlagenbesitzer	[CHF]	120 252 030	301 566 476			_	57 262 179	28 505 829	-	31 982 889	539 569 402
	Invest Förderung	[CHF]	99 537 444	27 833 524								127 370 968
	EX p.a.	[CHF p.a.]	8 757 967	26 486 613			-	4 810 708	2 394 831		2 686 945	45 137 065
	Spezifische Kosten	[CHF p.a.]	0,050	0,063			-	0,025	0,012		0,213	
Wirtschaftlichkeit	Kosten Infrastruktur Strom	[CHF p.a.]										45 137 065
Kennzahlen	Summe Gas Ertrag	[CHF p.a.]										- 0
	Summe Wärmeertrag	[CHF p.a.]										3 706 703
	NETTO Stromkosten	[CHF p.a.]										41 430 362
	Spezifische Stromkosten	[CHF p.a.]										0,0967
	Primär Strom Erzeugung	[kWh p.a.]	174 016 559	419 823 489								593 840 048
	Strom Einsatz	[kWh p.a.]	27 1 020 333	113 013 103	350 468 122	17 928 376	33 128 903	192 314 647				593 840 048
	Anteil der Primärerzeugung	[59%	3%	6%	32%				
	Bilanz H2	[kWh ho p.a.]						170 198 462	- 170 198 462			-
Energie-	Bilanz Gas	[kWh ho p.a.]							132 947 115		- 132 947 115	0
bilanz	Verluste /Export	[kWh p.a.]				17 928 376	4 137 675	9 330 722	7 588 397		44 099 816	83 084 986
	Endenergie Wärme	[kWh p.a.]						12 785 462	29 662 950		39 922 761	82 371 173
	Endenergie Strom	[kWh p.a.]			350 468 122		28 991 229				48 924 538	428 383 889
	Anteil am Verbrauch				82%		7%				11%	100%
	Umsatz zu Marktpreis	[CHF p.a.]	8 757 967	26 486 613		3 224	5 434 186				10 442 329	
	Marktpreis Lastprofil	[CHF p.a.]	0,050	0,063		0,000	0,187				0,213	
	Strombezug zu Marktpreis	[ci.i. pidij	0,030	0,000		0,000	- 15 091	- 41 541			0,213	- 56 632
	Marktpreis Lastprofil	[CHF p.a.]					0,046	0,022				30 032
	Erlös / Kosten H2						.,	6 384 408	- 6 384 408			
Markt	Erlös / Kosten SNG								9 551 908		- 9 551 908	- 0
Performance	Erlös Wärme							575 346	1 334 833		1 796 524	3 706 703
	Kosten		- 8 757 967	- 26 486 613			-	- 4810708	- 2 394 831		- 2 686 945	- 45 137 065
	Betriebsergebnis		-	-		-	5 419 095	2 107 504	2 107 503		-	9 634 103
	Netzkosten Gas											
	Netzkosten Strom											
	CO2 Emission	[kt p.a.]				- 0					-	- 0



Szenario "Team 2024" H2 statt Import

Szenario 3	7	Variante Szenario 3 m	nit H2 Netz									
		[CHF/kWh]										
	SNG	0,068										
Preise	Wärme	0,045										
	Wasserstoff	0,068										
			PV	Wind	Direkt Nutzung	Abreg. / Exp.	Battery	Elektrolyse	Methanisierung	Gasspeicher	WKK / Import	Summe
	Peak Leistung el.	[kWp]	183 158	171 750			54 812	67 104			71 331	
Auslegung	Speicherkapazität	[kWh]					300 000			76 329 527		
Auslastung	Vollaststunden	[kWh/kWp]	1 450	2 294	4 034	220	560	2 575	2 575	3 309	734	
Austastung	Vollast Zyklen	[kWh p.a./kWh cap]					102,4			2,0		
	Invest Anlagenbesitzer	[CHF]	120 252 030	283 026 933			_	53 683 489	-	_	32 098 782	489 061 234
	Invest Förderung	[CHF]	99 537 444	26 122 389				33 003 403		_	32 030 702	125 659 833
	EX p.a.	[CHF p.a.]	8 757 967	24 858 284			-	4 510 055	-		2 696 682	40 822 988
	Spezifische Kosten	[CHF p.a.]	0,050	0,063			_	0,026	-		0,211	
Wirtschaftlichkeit	Kosten Infrastruktur Strom	[CHF p.a.]	0,000	5,000				0,020			-,	40 822 988
Kennzahlen	Summe Gas Ertrag	[CHF p.a.]										- 0
	Summe Wärmeertrag	[CHF p.a.]										2 739 341
	NETTO Stromkosten	[CHF p.a.]										38 083 646
	Spezifische Stromkosten	[CHF p.a.]										0,0889
	Primär Strom Erzeugung	[kWh p.a.]	174 016 559	394 013 804								568 030 364
	Strom Einsatz	[kWh p.a.]	174 010 333	334 013 804	345 329 091	14 831 048	35 069 590	172 800 635				568 030 364
	Anteil der Primärerzeugung	[KWII p.d.]			61%	3%	6%	30%				300 030 304
	Bilanz H2	[kWh ho p.a.]						152 928 562	- 152 928 562			-
Energie-	Bilanz Gas	[kWh ho p.a.]							152 928 562		- 152 928 562	0
bilanz	Verluste /Export	[kWh p.a.]				14 831 048	4 353 062	2 588 922	-		56 999 189	78 772 221
	Endenergie Wärme	[kWh p.a.]						17 283 151	-		43 591 102	60 874 254
	Endenergie Strom	[kWh p.a.]			345 329 091		30 716 528				52 338 271	428 383 889
	Anteil am Verbrauch				81%		7%				12%	100%
	Harris Martinata	four 1	0.757.067	24.050.204		4.507	F 672 240				44.052.500	
	Umsatz zu Marktpreis Marktpreis Lastprofil	[CHF p.a.]	8 757 967 0,050	24 858 284 0,063		1 587 0,000	5 672 240 0,185				11 063 588 0,211	
	Strombezug zu Marktpreis	[CIII p.u.]	0,030	0,003		0,000	- 14 754	- 34 205			0,211	- 48 958
	Marktpreis Lastprofil	[CHF p.a.]					0,042	0,020				40 330
	Erlös / Kosten H2	r - PJ					2,312	10 328 505	- 10 328 505			
Markt	Erlös / Kosten SNG								10 328 505		- 10 328 505	- 0
Performance	Erlös Wärme							777 742	-		1 961 600	2 739 341
	Kosten		- 8 757 967	- 24 858 284			-	- 4 510 055	-		- 2 696 682	- 40 822 988
	Betriebsergebnis		-	- 0,00		ī	5 657 487	6 561 987	-		-	12 219 474
	Netzkosten Gas											_
	Netzkosten Strom											
	CO2 Emission	[kt p.a.]				- 0					-	- 0





Anhang 5

Der Einfluss staatlich veranlasster Preisbestandteile auf die Wirtschaftlichkeit von Speichern



Stromnetze sind ein natürliches Monopol und daher staatlich geregelt.

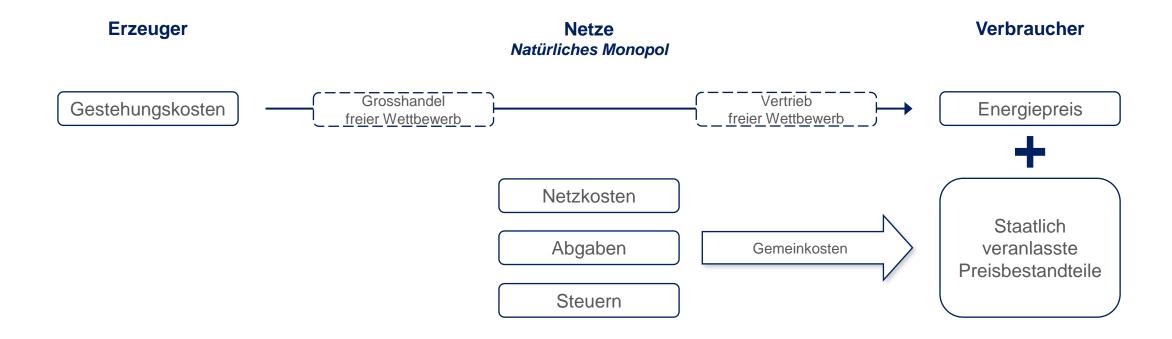
- » Gemeinkosten des Stromsektors werden gesammelt und mit einem Schlüssel auf die Endverbraucher des Stroms verteilt.
- » Die Gemeinkosten sind ein gewichtiger Faktor der Stromkosten.





Das Prinzip der Europäischen Regulierung maximiert den Wettbewerb um Energiepreise. Gemeinkostenabrechnung an Nutzer der Endenergie behindert den Wettbewerb nicht.

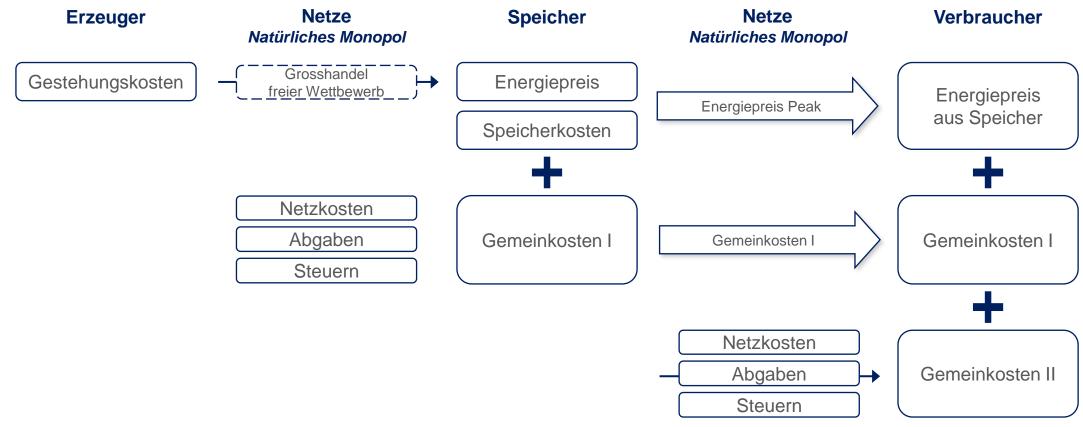
- » Grosshändler, die Strom kaufen und zum selben Zeitpunkt wieder abgeben, zahlen keine Gemeinkosten, unabhängig von der Beanspruchung der Netze.
- » Das Marktdesign sieht vor, dass alle Gemeinkosten (Netzkosten, Abgaben, etc.) aggregiert und auf Letztverbraucher gewälzt werden.





Heute ist durch Regulierung bestimmt, dass Speicher für die Beladung Gemeinkosten zu zahlen haben. Das macht Speicher für den Energiehandel unwirtschaftlich.

- » Wenn ein EVU zum zeitlichen Abgleich Strom exportiert und importiert, dann werden keine Gemeinkosten verrechnet.
- » Wenn ein EVU zum zeitlichen Abgleich Strom zwischenspeichert, dann werden grundsätzlich Gemeinkosten verrechnet.
- » Wenn ein PSW im Auftrag des Netzbetreibers Systemdienstleistungen erbringt, dann ist es von Netzentgelten befreit.





Das eigentliche Problem für den wirtschaftlichen Einsatz von Speichern sind nicht die Kosten und Verluste der Speicher, sondern die gesetzlich bestimmte Zuordnung von Gemeinkosten.



LIGEN geht davon aus, dass die Bewirtschaftung von Speichern durch Energieversorger in Liechtenstein wirtschaftlich mit dem Import und Export von Strom gleichgestellt wird.



Liechtenstein könnte hier eine **Vorreiterrolle übernehmen** und zeigen, wie Speicher im Stromsektor sinnvoll eingesetzt werden können.



Grundsätzlich besteht in Liechtenstein ein Spielraum, um mit Zustimmung der Regulierungsbehörde eine diskriminierungsfreie Regelung zu gestalten, die im Hinblick auf die verschiedenartigen Flexibilitätsoptionen so differenziert ist, dass es weder zu Ineffizienz noch zu unerwünschter Umverteilung kommt.



Dabei sind sinnvollerweise alle Flexibilitätsoptionen zu berücksichtigen, z.B.:

- » Stromkunden mit flexibler Last
- » Stromspeicherbetreiber, die zeitversetzt eine Nachfrage aus dem Stromsektor decken
- » Energiewandler, die Strom nutzen, um eine Nachfrage ausserhalb des Stromsektors zu bedienen







Herleitung der Lastkurve für den bestehenden Strombezug vom Markt

Last 2022

Summe Netzlast und PVA-Eigenverbrauch (brutto 2022)

	276 GWh Fremdenergie Ausland Termin / Spot (Ohne Produktionsbeteiligung)	286 GWh bereitzustellen mit - Strategie It. Basisvariante "Aktiv 2030/2050" oder mit - Produktionsstrategie LIGEN
Liechte	33 GWh Produktionsbeteiligungen im Ausland	33 GWh Produktionsbeteiligungen im Ausland
Erzeugung in Liechtensteinischer Kontrolle	43 GWh Landeserzeugung incl. Dritte (ohne Samina)	43 GWh Landeserzeugung incl. Dritte (ohne Samina)
ng in her Ko	48 GWh (PSW Samina)	48 GWh (PSW Samina)
ntrolle	15 GWh PVA-Produktion für Eigenverbrauch* (nicht Teil der Netzlast 2022)	15 GWh 2022 bestehende PVA-Produktion für Eigenverbrauch



Skalierung für Referenzjahr (ca. 2040)

Laut Energiestrategie 2030 & Energievision 2050 425 GWh

Summe Landesverbrauch

incl. Eigenverbrauch (brutto)

415 GWh

Herleitung des stündlichen Strombedarfs für Elektromobilität und Wärmepumpen im Referenzjahr 2040

Strombedarf Elektromobilität (in MWh):

Verbrauch Benzin 2022 ¹⁾	83'867
Verbrauch Diesel 20221)	134'417

218'285 Treibstoffverbrauch 2022 Durch Effizienzvorteil reduzierter Verbrauch Elektromobilität 33%

Tanktourismus (Treibstoff/Strom) ist nicht berücksichtigt

Neuer Bedarf Strom für Elektromobilität (kontinuierlich)

Es wird von einem flachen Profil ausgegangen, da es langfristig Anreize geben wird, um das Laden

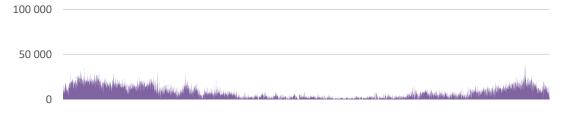
Kompromiss zum Verbrauch. Die diskutierten 100 GWh werden in

72'034



Strombedarf Wärmepumpen (in MWh):

Abgabe Erdgas stündlich inkl. Biogas 2022 ²⁾	256'850
Davon kontinuierlich Prozessgas	30'000
Davon stündlich Gas für Wärme	226'850
Heizöl für Wärme ¹⁾	101'100
Zu ersetzende Wärme stündlich aufgelöst	327'950
Theoretisches Potenzial Fernwärme ab KVA ³⁾	150'000
Bestehende Fernwärme ¹⁾	124'078
Freies Potenzial Fernwärme ab KVA	25'922
Potenzial Import Holz Pellets ³⁾	33'000
Theoretisches Potenzial neue Fernwärme	58'922
Auslegung: Anteil Fernwärme	18%
Auslegung neue Fernwärme	58'922
Auslegung neue Wärmepumpen	269'028
COP	3.8
Neuer Bedarf Strom für Wärmepumpen (stündlich)	70'797



■ Strombedarf für Wärmepumpe



Synthetisches stündliches Lastprofil für das Referenzjahr (ca. 2040)

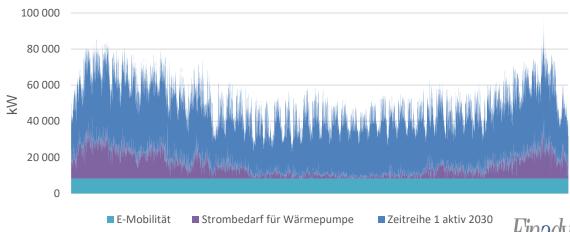
Ausgangspunkt:

- » Lastdaten Strom Liechtenstein 2022
- » Lastdaten Gas Liechtenstein 2022
- » Änderungen im Strombedarf It. Energiestrategie
- » Umstellung auf Elektromobilität
- » Umstellung auf Wärmepumpen / Fernwärme
- » Bestehende Erzeugung unter liechtensteinischer Kontrolle
- → Daraus ergibt sich das Lastprofil für die Modellierung des Strombedarfs, der im Referenzjahr noch zusätzlich gedeckt werden muss.

Synthetischer "Lastgang Referenzjahr (ca.2040)"

- » Jahresarbeit 567 GWh bestehend aus:
- » 139 GWh gedeckt durch bestehende erneuerbare Produktion
- » 286 GWh (entsprechend Lastgang 2 siehe S.5)
- » 72 GWh Strom für E-Mobilität (kontinuierlich)
- » 71 GWh Strom für Wärmepumpen (gemäss LW Lastkurve Gas 2022)
- » 428 GWh Bedarf an neuer Produktion (Summe der Lastgänge Strom, Mobilität und Wärme) ohne bestehende und beizubehaltende erneuerbare Produktion

Lastgang Referenzjahr (ca. 2040: 428 GWh (von 567 GWh)



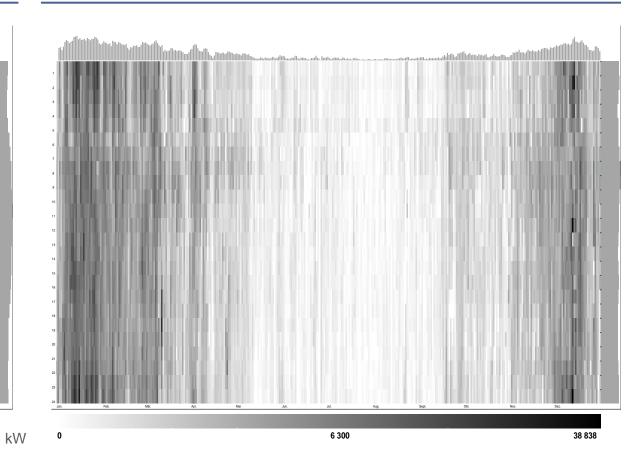


Visualisierung der einzelnen Teile der Last im Referenzjahr 2040

Stombedarf ohne e-Mobilität und Wärmepumpen 286 GWh

13 736 32 215

Strom für Wärmepumpen 71 GWh (Lastgang FL 2022)

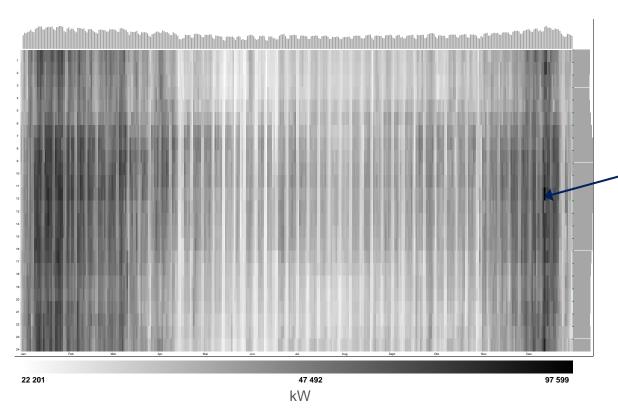




Visualisierung der Modelllast im Referenzjahr (ca.2040) als Heatmap

Strombedarf zur Modellierung im Referenzjahr (ca. 2040)

428 GWh 1) (Strom + Wärmepumpe + E-Mobilität)



- » Spitzenleistung von 54 MW auf 98 MW fast verdoppelt!
- » Stärkere Saisonalität mit Schwerpunkt im Winter! Bedarf im Winter steigt um 60%!
- » Insgesamt höhere Volatilität.







Solarenergie

- » Das Potential für Strom aus inländischer Photovoltaik wird je nach Quelle zwischen 150-260 GWh p.a. (auf Gebäuden)¹⁾ und 535 GWh (auf allen möglichen Standorten)²⁾ abgeschätzt.
- » Die Produktion der bereits installierten PV-Anlagen ist in der Höhe von ca. 41 GWh im Modell berücksichtigt (davon wirken 14 GWh als Reduktion der inländischen Netzlast und 27 GWh als bestehende inländische Produktion). Die im Modell hinterlegte Nachfragekurve (Residuallast 2022) stellt die verbleibende Last dar.
- » Der Zubau von PV erfolgt aktuell mit deutlich über 10 MWp pro Jahr und führt dazu, dass die PV-Produktion in Kürze punktuell die Landeslast erreichen bzw. übertreffen wird.⁵⁾
- » Gemäss Energiestrategie Szenario aktiv 2030 soll bis zum Jahr 2030 ein PV-Produktion von 70 GWh p.a. erreicht werden.
- » Gemäss dem Szenario LIGEN 2022 soll PV auf 120 GWh p.a. ausgebaut werden.

	GWh p.a.	MWp	VLH
Potenzial (auf Gebäuden) ¹⁾	150 - 260		
Gesamtpotenzial (It. Solargen.) 2)	535		
Installierte Kapazität 2022 geschätzt ³⁾	41	45 ³⁾	9053)
davon Eigenverbrauch geschätzt	14		
davon Einspeisung ³⁾	27		
Szenario Energiestrategie 2030 aktiv ⁴⁾	70		
Szenario LIGEN 2022	120		



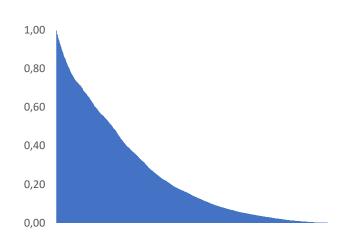
Produktionsprofil Solarenergie

- » Der spezifische Ertrag (VLH) der Referenzanlage für PV in Liechtenstein beträgt 905 kWh/kWp¹⁾.
- » Durch Portfoliooptimierung (Ost/West-Ausrichtung) kann das Verhältnis von Jahresertrag zu Spitzenleistung angehoben werden, jedoch sinkt dabei der Ertrag pro installierter Modulfläche/Peakleistung. Das Land Liechtenstein rechnet deshalb mit einem durchschnittlichen Ertrag von 830kWh/kWp.
- » Der PV-Ertrag in Mitteleuropa ist synchron in Bezug auf Tagesgang und Saisonverlauf und weitgehend synchron in Bezug auf Einflüsse von Wetterlagen.
- » Im Szenario LIGEN 2022 ist der Gesamt-Lastgang der PV-Erzeugung in Deutschland hinterlegt und weist durch den Portfolioeffekt eine geringere Spitzenleistung auf. Der Quotient von PV-Jahresarbeit und PV-Maximaleinspeisung beträgt 1170 Stunden p.a.

<u>Jährliches Produktionsprofil je kWp²⁾:</u>



Jährliches Produktionsprofil absteigend sortiert:





Windenergie

- » Die Energiestrategie geht für Windkraft im Inland von einem theoretischen Potenzial von 14 GWh p.a. aus.
- » Eine konkrete Zielsetzung für 2030 wurde in der Energiestrategie nicht festgelegt.
- » Die Attraktivität der naheliegenden Standorte ist begrenzt, wobei moderne Anlagen, die auf Schwachwindnutzung ausgelegt sind, dennoch attraktiv sein könnten.
- » Die Akzeptanz der Bevölkerung für Windkraft ist jedoch ungewiss.
- » LIGEN hat mehrere Standorte identifiziert, wo eine Produktion von Windstrom in Liechtenstein oder im Ausland für Liechtenstein möglich ist, bzw. sein könnte.
- » Im Szenario LIGEN 2022 ist für Windenergie ein Ertrag von 400 GWh/a angesetzt.

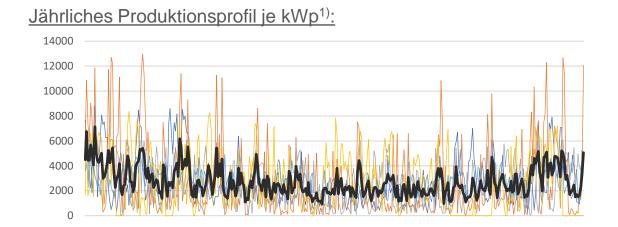
		GWh p.a.
Potential theoretisch ¹⁾		201
Szenario Energiestrategie 2030 aktiv ¹⁾		-
Szenario LIGEN 2022		402
Vorarlberg	Windmessung läuft	40
Llechtenstein1	Potenziell geeignet	20
Liechtenstein 2	Windmessung vorh.	80
Niederösterreich 1	Bestehend	22
Niederösterreich 2	Standorterweiterung	40
Deutschland 1, BW	Potenziell geeignet	100
Deutschland 2, NRW	Standorterweiterung	100



Produktionsprofil Windenergie (Portfolio / Einzelanlage)

- » Im Szenario LIGEN 2022 ist der Lastgang der Windkraft Erzeugung in Deutschland hinterlegt. Der Quotient von Wind-Jahresarbeit und Wind-Maximaleinspeisung beträgt 2463 Stunden p.a. und liegt somit aufgrund des Portfolioeffekts über dem Auslastungswert von Einzelanlagen.
- » Es wird angenommen, dass durch die Kombination verschiedener Standorte ein ähnlicher Portfolioeffekt und ein ähnlicher Summen-Lastgang erzielt werden kann.
- » Zu den entsprechenden Standorten sind derzeit noch keine ausreichenden Daten zum Lastgang verfügbar.

Szenario LIGEN 2022		GWh p.a.
Vorarlberg	Windmessung läuft	40
Llechtenstein1	Potenziell geeignet	20
Liechtenstein 2	Windmessung vorh.	80
Niederösterreich 1	Bestehend	22
Niederösterreich 2	Standorterweiterung	40
Deutschland 1, BW	Potenziell geeignet	100
Deutschland 2, NRW	Standorterweiterung	100



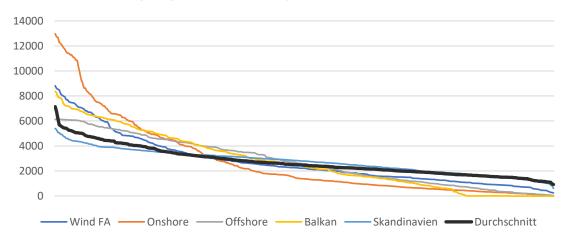
Balkan

Skandinavien —— Durchschnitt

Offshore

Jährliches Erzeugungsprofil absteigend sortiert:

Onshore





Wasserkraft

- » Das Potential für Strom aus Wasserkraft inkl. Rheinkraft beträgt gemäss Energiestrategie 201 GWh p.a.
- » Eine energetische Nutzung des Rheins ist derzeit jedoch nicht umsetzbar.
- » Es verbleibt somit das bereits bestehende Potenzial von Wasserkraft in der Höhe von 68 GWh p.a. mit einer Schwankungsbreite von ca. +-10% je nach Witterung.
- » Im Modell ist die Erzeugung aus Wasserkraft stundengenau von der Stromnachfrage abgezogen. Das Modell rechnet mit der bestehenden Residuallast in allen Szenarien.

	GWh p.a.
Potenzial inkl. Rheinkraft	210
Energiestrategie 2030 aktiv ¹⁾	68
Bestehende Wasserkraft	61 - 74



Kurzzeitspeicher: PSW / Batteriespeicher

- » PSW Samina (Arbeitsvolumen 110 MWh)
- » Mit einer kritischen Zyklusdauer von 18,7 Stunden¹⁾ und einem Kreislaufwirkungsgrad von ca. 70 %¹⁾ ist das PSW als Kurzzeitspeicher attraktiv.
- » Das PSW Samina erbringt heute zusätzlich zur Bereitstellung von Wasserkraft auch noch Systemdienstleistungen im Verbund mit einem Partner und ist dadurch ausgelastet. Auf eine Modellierung wird daher vorläufig verzichtet. Das tatsächliche aktuelle Einsatzprofil wird beibehalten.

» Batteriespeicher

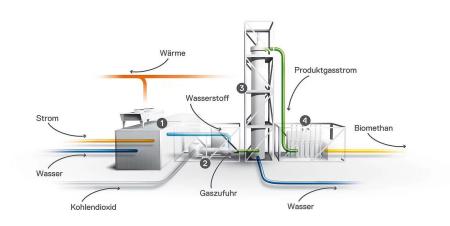
- » Aktuell findet ein signifikanter Zubau von Batteriekapazitäten im Privatbereich, parallel zum PV-Zubau statt. Durchschnittlich werden 0.5 bis 1 kWh Speicherkapazität pro KWp PV ausgebaut.²⁾
- » Durch Elektromobilität besteht ein hoher Zubau an Batterien, die derzeit für Energiewirtschaftliche Optimierung noch nicht systematisch genutzt werden.
- » Die Modellierung erfolgt vorläufig mit den Parametern von stationären Batteriespeichern mit einer Kapazität von 241 MWh.
- » Szenario Energiestrategie 2030 aktiv: keine Batteriespeicher.
- » Im Szenario I IGEN 2022 sind 91 MWh PSW und 150 MWh durch bidirektionales Laden vorgesehen.





Elektrolyse, Methanisierung, Power-to-X

- » Im Szenario LIGEN 2022 wird Strom mit oberster Priorität zur Deckung der Nachfrage und mit zweiter Priorität für Kurzzeitspeicherung genutzt. Erst in dritter Priorität erfolgt die Erzeugung von Wasserstoff. Bei der Elektrolyse fällt Sauerstoff an. Eine kommerzielle Nutzung von Sauerstoff ist nicht modelliert.
- » Abwärme der Elektrolyse fällt auf niedrigem Temperaturniveau von 65°C bis 100°C an. Im Modell ist im Hinblick auf den stromgeführten Betrieb eine teilweise Nutzung der Wärme vorgesehen.
- » Im Hinblick auf mittelfristig fehlende Transport- und Speicherkapazitäten wird Wasserstoff unmittelbar methanisiert. Eine aufwändige Wasserstofflogistik kann dadurch fast vollständig entfallen.
- » Biogenes CO2 wird laut Modell an Biogasanlagen und zukünftig an der KVA in Buchs¹⁾ zu Selbstkosten zur Verfügung gestellt.
- » Abwärme der Methanisierung fällt auf erhöhtem Temperaturniveau von 100°C bis 200°C an. Im Modell ist im Hinblick auf den stromgeführten Betrieb eine teilweise Nutzung der Wärme abgebildet.
- » Das Modell ist grundsätzlich in der Lage, auch andere Umwandlungsprozesse wie z.B. Ammoniak- oder Methanol-Synthese abzubilden, wenn die technischen und ökonomischen Randbedingungen zur Verfügung gestellt werden. Da für Methan mit dem Gasnetz eine praktikable Speichermöglichkeit vorhanden ist, wird derzeit mit Parametern der Methanisierung gerechnet.







WKK-Anlage

- » Im Modell LIGEN 2022 ist die Stromerzeugung aus synthetischem Methan die letzte Option, um fehlende Strommengen bereitzustellen.
- » Die Gasturbine ist so ausgelegt, dass sie den inländischen Strombedarf im Notfall¹) alleine abdecken kann.
- » Erst wenn alle anderen Speicher ausgeschöpft sind, erfolgt die Produktion von Methan. Entsprechend gering ist die Auslastung mit rund 700 Vollaststunden pro Jahr.
- » Im Hinblick auf die kurze Einsatzzeit wird von einer "aero derivative" Gasturbine mit open cycle ausgegangen. Ob die heissen Abgase in der KVA zur Dampferzeugung für die Dampfturbine eingekoppelt werden können ist nicht geprüft.
- » Ebenso ist nicht geprüft, ob die Abgase die CO2-Abscheidung der KVA durchlaufen können, um Emissionen zu vermeiden. Andernfalls müsste dem CO2 ein biogener Ursprung zugeordnet werden, um eine Abgabe an die Umgebung zu legitimieren.
- » Auskoppelbare Wärme fällt alternierend zum Betrieb der PtG-Anlagen an und erhöht die Wärmeverfügbarkeit um 700 Vollaststunden auf insgesamt 3000 Vollaststunden pro Jahr.



Biogas / Klärgas

- » Gemäss Energiestrategie beträgt das theoretische Potenzial für Biogas in Liechtenstein 14 GWh p.a.. Davon entfällt je die Hälfte auf die bestehende ARA in Bendern und auf bisher energetisch ungenutzte Gülle.
- » Nach Information der ARA Bendern könnte dort ggf. durch Optimierung ein zusätzliches Potenzial von 7 GWh/a²) gehoben werden.
- » Das Potenzial für Biogas aus weiteren bisher ungenutzten methanhaltigen Abfällen schätzt LIGEN auf ca. 20-30 GWh/a. Die Abschätzung beruht auf einer Skalierung des Potenzials in Österreich von 20 TWh p.a.³⁾ auf liechtensteinische Verhältnisse.
- » Die Verstromung von Biogas in WKK-Anlagen spielt aktuell in Liechtenstein eine untergeordnete Rolle.
- » Biogas steht im Szenario LIGEN 2022 als Prozessgas zur Verfügung und wird nicht zur Stromerzeugung eingesetzt.
- » Eine Modellierung von Biogas-Erzeugung und -Verbrauch ausserhalb des Stromsektors erfolgt nicht.

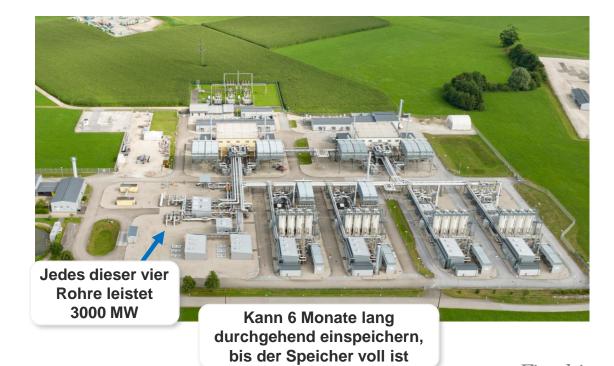
	GWh p.a.
Potential theoretisch ¹⁾	14
Szenario Energiestrategie 2030 aktiv ¹⁾	14
davon aus Abwasser	7
davon aus Gülle	7
Zusätzliches Potential ²⁾	
Optimierung ARA	7
Neue Biogasanlage versorgt mit bisher ungenutzten "methanhaltigen" Einsatzstoffen	20 - 30



Erdgasnetz / Speicher

- » Im Szenario LIGEN 2022 wird Strom zur späteren Verwendung in synthetisches Methan gewandelt (PtG mit WKK). Gas wird gespeichert und als Brennstoff für zeitversetzte Stromerzeugung in WKK-Anlagen genutzt.
- » Produktion und Verbrauch von synthetischem Gas liegen in der Grössenordnung von 100 GWh p.a. Der maximale Lagerstand beträgt ca. 30 GWh.
- » Umfang und zeitlicher Einsatz von Erzeugung und Verbrauch von Speichergas sind relativ zur bestehenden Infrastruktur im Land sehr gross. Eine Umkehr der Gas-Flussrichtung in der Grenzstation Ruggell ist daher zu erwarten.
- » Grenzüberschreitende Lieferverträge zur Speicherbewirtschaftung sind als Grosshandels-Lieferverträge (ggf. als Zollfreilager) gedacht und werden im Modell mit einem Kostensatz berücksichtigt.
- » Speicherkapazitäten sind zwar nicht in Liechtenstein, aber im europäischen Gasnetz in ausreichender Grösse vorhanden.

Gas fossil / erneuerbar		GWh p.a.
Szenario Energiestrategie 2030 aktiv ¹⁾	Verbrauch	188
Szenario LIGEN 2022 synth. Gas	Erzeugung/ Verbrauch	+- 100



Die Erzeugung von erneuerbarem Strom und die Speicherung sind kapitalintensiv. Der Finanzierungszinssatz ist ein wesentlicher Kostentreiber.

- » LIGEN rechnet im Szenario 2022 mit einem WACC von = 4%
- » Ermittlung der spezifischen Kosten je Komponente im Modell:
- » Spezifische Kosten je Komponente
- » Investment berechnet aus CAPEX/Engpasseinheit (kW oder kWh) * Dimensionierung der Engpasseinheit
- » CAPEX pro Jahr (berechnet als Annuität des Investments)
- » OPEX pro Jahr (berechnet als % der Capex)
- » => Fixkosten pro Jahr
- » Spezifischer Energieertrag
- » Output-Arbeit kWh pro Jahr pro kW installierter Leistung (= Kapazitätsfaktor Vollaststunden) abhängig von Anlagentyp und Standort
- » Verlauf der Produktion (typischer Verlauf bezogen auf den Standort als stündlicher Fahrplan)
- » Aus der Dimensionierung folgen Jahreskosten, Jahresarbeit und aggregierter Verlauf der Produktion



Finadvice setzt folgende Benchmark-Parameter für die eingesetzten Technologien an (Stand 2024). Grundlage der Diskussion zur Festlegung der Bandbreite der Sensitivitätsanalyse

	CapEx (CHF / kW)	OpEx (% der CapEx)	Lebensdauer (Jahre)	VLH / Efficiency (h / %³))	WACC (%)	CHF / kWh
PV	1 200	1.5%	25	950	4.0%	0,101)
Wind	1 800	3.0%	30	2 100	6.0%	$0,088$ $0,080^{2)}$
Lithium-lonen 4 kWh / kW*	100	2.0%	20	87,7%	4.0%	0,10 pro Tag
Elektrolyse	800 – 1200 (2022)	2.0%	25	4 kWh el/m³H2 88,5% & 8%th	4.0%	
Methanisierung	450 (2022)	2.0%	25	4m ³ H2/m ³ CH4 78,1% & 19%th	4.0%	
WKK	450 (2022)	2.0%	25	37% el & 37%th	4.0%	

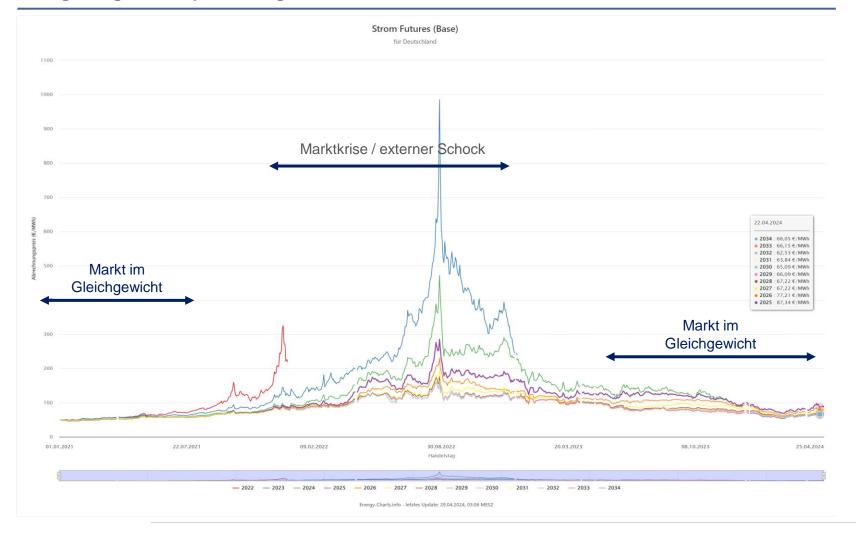






Nach dem Schock am Anfang der Ukraine-Krise haben sich das Niveau und die Zukunftserwartung für Strompreise beruhigt.

Langfristige Strompreis-Prognose



Bemerkung

- » Am Anfang der Ukrainekrise lagen die kurzfristigen und langfristigen Strompreise auf einem ausserordentlich hohen Niveau.
- » Im August 2022 wurde Baseload-Strom für das Jahr 2023 um knapp 1000 €/MWh gehandelt. Zum gleichen Zeitpunkt kostete Baseload-Strom für 2032 (10 Jahre später) 180 €/MWh.
- » Im Frühjahr 2024 liegt das Preisniveau für die folgenden Jahre im Bereich von 66 €/MWh.
- » Bei der Modellierung der Marktpreise wurden daher "Extremereignisse" wie 2022 nicht angenommen.
- » Auf das Risiko Marktkrisen und Mangellagen wird separat eingegangen.



Die Modellierung des Marktes für ca. 2040 wurde nach Meilenstein 2 in drei zentralen Aspekten überarbeitet

Drei geänderte Aspekte der Markt-Modellierung

- » Stündliche Preise
- » Stündliche CO2-Fracht / Stromkennzeichnung
- » Förderhöhe vs. Marktpreisniveau

Modell wurde nach MS2 und nach Treffen mit Begleitgruppe angepasst

Die Anpassungen betreffen:

- » Preiskurve
- » CO2-Fracht
- » Förderungen
- » Benchmark-Kosten
- » Make-or-Buy-Strategie
- » Korrekturen beim Wärmebedarf



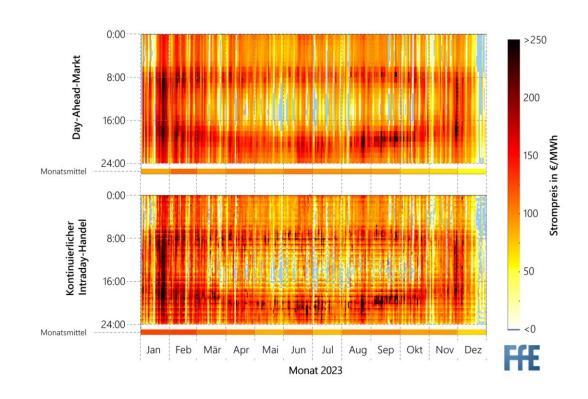
Zur Modellierung des Strompreises wurde der Zusammenhang zwischen Residuallast und Strompreis in Deutschland betrachtet

Kurzfristige Marktpreise

- » Kurzfristig entstehen Marktpreise durch das Aufeinandertreffen des augenblicklichen Angebots und der augenblicklichen Nachfrage.
- » Die variablen Kosten des teuersten Anbieters, der gerade noch gebraucht wird, bestimmen den Preis. Kraftwerke, die h\u00f6here Kosten haben, kommen nicht zum Einsatz. (Merit-Order-Prinzip)
- » Es gibt viele unterschiedliche Kraftwerke am Markt, daher kommt es zu einer fein abgestuften Reihenfolge der variablen Kosten (Merit Order).
- » Je höher der aufgerufene Preis, desto mehr Leistung wird aus dem Park disponibler Kraftwerke bereitgestellt.
- » Es besteht ein fast linearer Zusammengang zwischen Marktpreis und Output der konventionellen Kraftwerke.
- » Erneuerbare Energien haben Vorrang. Konventionelle Kraftwerke konkurrieren daher nur um den Strombedarf, der nicht durch erneuerbare Energien gedeckt ist. Dieser Teil der Last wird Residuallast genannt.
- » Der Marktpreis ist somit eine Funktion der Residuallast.

Um den Zusammenhang zwischen Residuallast und Marktpreis zu modellieren, wurden die stündlichen Daten vom EEX Day Ahead Spotmarkt 2023 zugrunde gelegt.

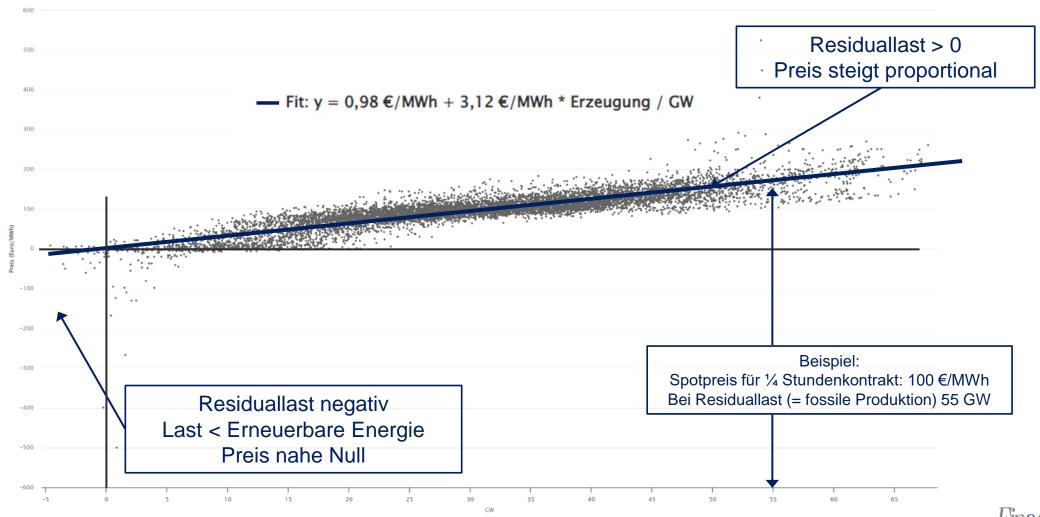
Day-Ahead-Markt und Intraday-Handel im Jahr 2023





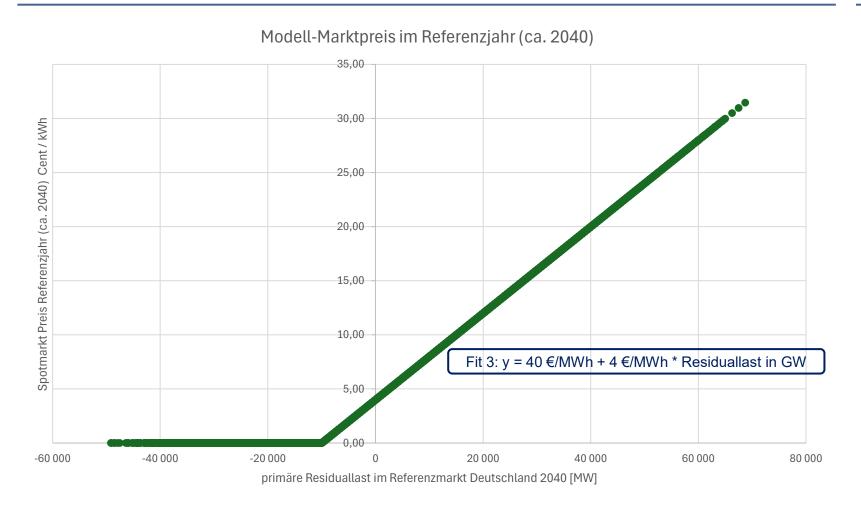
Regressionsanalyse EEX - Day Ahead Spotpreis vs. Residuallast Deutschland 2023

Day Ahead Spotpreis vs. Residuallast Deutschland 2023



Die stündlichen Marktpreise wurden nach mehreren Iterationsschritten in Abstimmung mit den Experten abhängig von der stündlichen Marktsituation in Deutschland für ca. 2040 modelliert.

Marktpreis als Funktion der primären Residuallast in Deutschland ca. 2040



Bemerkung

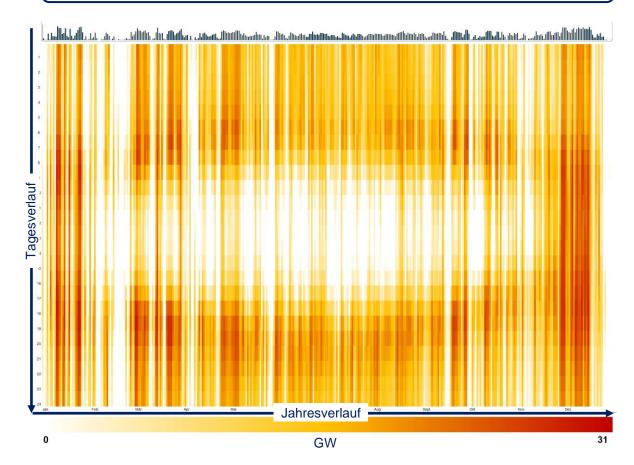
- » Der stündliche Strombedarf von Industrie und Haushalten wurde wie im Jahr 2022 angenommen. Die stündlichen Produktionsmengen der Erneuerbaren Energien wurden aus den Daten 2022 abgeleitet, wobei der Beitrag von PV und Windkraft von 181 TWh¹⁾ auf 362 TWh verdoppelt wurde.
- » Der Zusammenhang zwischen Residuallast und Strompreis ist aus statistischen Auswertungen der Vergangenheit sichtbar²).
- » Positive Preise bei negativer Residuallast werden im Hinblick auf den Ausbau von Speichern und Wasserstofferzeugern angenommen.
- » Die Steigung der Preisgeraden wurde angehoben, um bei hoher Last bei Dunkelflaute realistische Preise zu erreichen.
- » Welche Kapazitäten tatsächlich in Zukunft am Markt sein werden, hängt massgeblich von politischen Eingriffen ab. Gemäß den veröffentlichten Strategien der Bundesregierung sollen Erneuerbare Energien, flexible H2-ready Gaskraftwerke und die Produktion von Wasserstoff in erheblichem Ausmass gefördert werden³⁾.



Die gewählte Preiskurve 3 liefert plausible stündliche Marktpreise für die Markt-Bewertung der Szenarien

- » Entsprechend der stündlichen Residuallast Deutschlands im Referenzjahr ca. 2040 wird mit der Formel von Preiskurve 3 für jede Stunde ein "Spotpreis" ermittelt.
- » Bei hoher negativer Residuallast (Starkwindphasen und im Sommer zu Mittag) liegen die Preise erwartungsgemäß bei Null.
- » Bei Dunkelflaute und am Tagesrand erreichen die Marktpreise den Höchststand.
- » Angewendet auf den Referenzmarkt Deutschland 2040 ergibt sich folgendes Preisbild in Cent/kWh:
 - Basepreis DE 10,4 (= Grundlastprofil f
 ür strukturierte Beschaffung)
 - Lastprofil DE 10,4
 - Positive Residuallast DE 17,5 (= Peakpreis für strukturierte Beschaffung) (17,5 Cent/kWh = Grenzkosten von Gaskraftwerk bei einem CO2 Preis von 178 €/t oder von Biomethankraftwerk bei Biomethan Preis 7 Cent/kWh)
 - Negative Residuallast DE 0,16 (= Off-Peak-Preis)
 - Erzeugungsprofil PV 5,0
 - Erzeugungsprofil Wind 6,3
 - Lastprofil FL 10,6
- » Das langfristige Niveau der Strom-Preise wird maßgeblich durch politisch gesetzte Eingriffe bestimmt und ist nicht planbar.
 - Langfristig gilt: "Strompreis = Vollkosten + CO2 Preis Förderung"

Preiskurve 3 : y = 40 €/MWh + 4 €/MWh * sekundäre Erzeugung / Last in GW





Feedback Energiehandel-VKW

Preiskurve

- ✓ Basepreis 10 Cent passt nominal 2040 (Modell rechnet mit Annuität) Streuung +-10%
- ✓ Keine negativen Preise
- ✓ Ausgedehnte Null-Preis-Phasen Ausreisser mit weniger Null-Preis-Phasen, wenn geförderter Ausbau von Elektrolyse kommt
- ✓ Peak-Preise eher höher
 - ✓ einige Prognosen rechnen mit politischer Deckelung
 - ✓ Geförderte Fixkosten
 - ✓ geförderte Betriebskosten für H2-Kraftwerke für 700 Stunden p.a.
 - ✓ senken das Peak-Niveau um ca. 10 Cent/kWh
 - √ damit scheint die Annahme der Peak-Preise plausibel
- ✓ Marktwerte PV sind eher zu hoch
- ✓ Marktwerte Wind etwa passend
 - Kannibalisierung wird zunehmend durch Schwachwind-Anlagen reduziert

VKW stimmt Preiskurve zu, erwartet aber noch höheren Preis-Spread

Backtest Anwendungsbeispiel Wasserkraftreserve

- » Anwendungsbeispiel: Wasserkraftreserve Variante 1
 - Einlieferung 217 GWh in den 2000 billigsten Stunden
 - Auslieferung 48 GWh in den 700 teuersten Stunden
- » Als "Speicherscheibe" (gesichertes Volumen muss reserviert bleiben) für den Speicherbetreiber nicht attraktiv. Opportunitäten zu nutzen (z.B. Regelleistung/ Intraday) ist für VKW interessanter.
- » Als Spotgeschäft möglich (Spreizung heute weniger als 1 zu 4 = heute positiver Wert)
- » Als Termingeschäft mit Risikozuschlag zu spekulativ. Einen langfristigen Vertrag würde VKW nicht anbieten.
- » Anwendungsbeispiel: Wasserkraftreserve Variante 2
 - Auslieferung 10 GWh in den 260 teuersten Stunden.
- » Als Spotgeschäft für VKW heute möglich.
- » Langfristige Preisbindung für VKW heute nicht möglich.
- » Eine langfristige Kapazitätsreservierung für die angefragten Bedarfe ist aus heutiger Sicht nicht möglich.

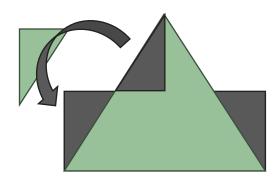
Langfristige Speicherkontrakte mit geringem Umschlag sind für VKW nicht interessant



Der Markt sieht bilanzielle Herkunftsnachweise zunehmend kritisch. Bilanzielle Herkunftsnachweise reichen zur Beurteilung der Nachhaltigkeit nicht aus.

Konventionelle, bilanzielle Herkunftsnachweise

- » In Europa werden heute durch Erneuerbare Produktion Herkunftsnachweise geschaffen. Die Herkunftsnachweise k\u00f6nnen frei gehandelt und beliebig zu einem sp\u00e4teren Zeitpunkt eingesetzt werden.
- » Grauer Strom vom Markt wird heute durch den Einsatz von Herkunftsnachweisen als erneuerbar gekennzeichnet.
- » So kann im Winter importierter Kohlestrom durch Zertifikate von im Sommer exportierten PV-Strom grün gekennzeichnet werden.



Grünes Zertifikat macht grauen Strom grün

Vielen Kunden von 100% Grünstrom war nicht klar, warum ein Engpass bei Gas ihre Versorgungspreise betroffen hat.

Neue Herkunftsnachweise sind verfügbar

» Die CO2 Emissionsintensität des Strommix im Netz wird viertelstündlich aufgelöst berechnet und wird zur Berechnung der Nachhaltigkeit angewendet:

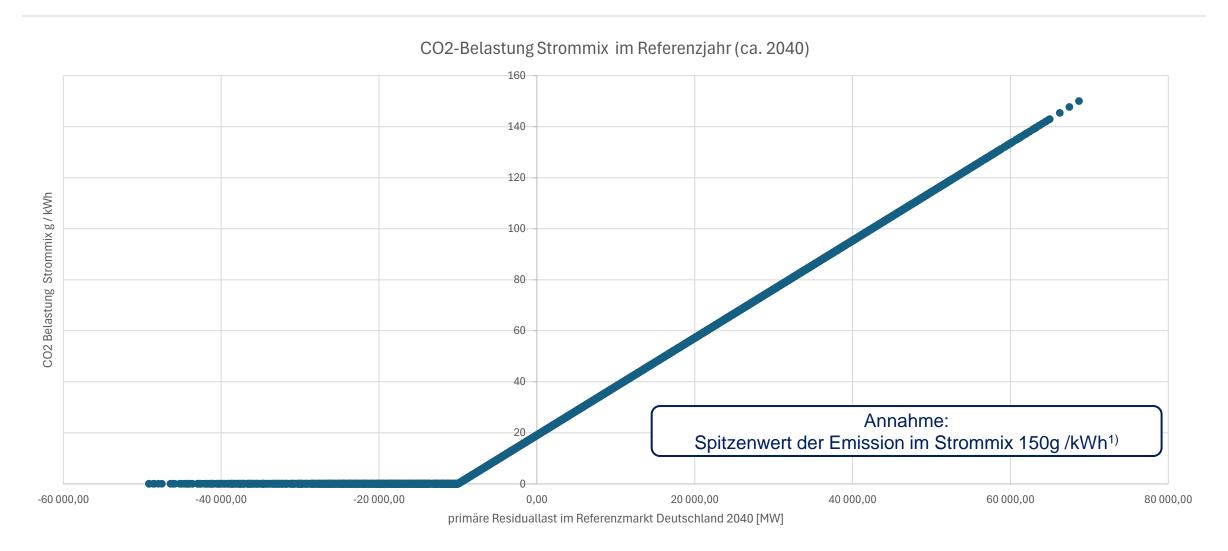


- » Insbesondere im Zusammenhang mit der Regulierung für erneuerbarem Wasserstoff wird in Europa eine präzise Abbildung der CO2 Emissionen des eingesetzten Stromes gefordert, z.B. durch gekoppelte Herkunftsnachweise (zeitgleich zu benannten Erzeugern).
- » Für die Modellrechnung wird Strom Import und Export vom Markt mit dem stündlichen Emissionsfaktor bewertet.

In Europa kommt detailliertere Ausweispflicht für grüne Herkunft: bilanziell oder gleichzeitig

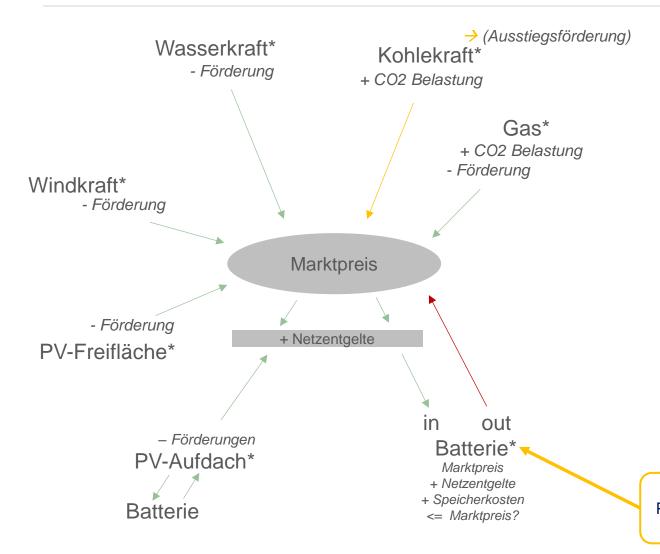


Der stündliche CO2-Emissionsfaktor des Strommix 2040 wird in Analogie zu Preiskurve 3 abgeleitet.





Gestehungskosten, Förderungen und CO2-Belastung bestimmen das Marktpreisniveau. Förderungen spielen im Markt eine zentrale Rolle.



- » Langfristig gilt für alle Anbieter:
- → Stromgestehungskosten Förderung + CO2 Kosten = Marktpreis
- → Das Preisniveau am Markt ist wegen Förderungen gemindert.
- → Für Erzeuger ist es attraktiver Förderungen anzunehmen, als ohne Förderung am Markt zu konkurrieren.
- → Ohne Förderung können neue Anlagen das Marktpreisniveau meist nicht erreichen.
- → Bei reduzierter Marktpreiserwartung sind höhere Förderungen nötig.
- » Die involvierten Fördersummen sind hoch:
 - "Um die Ziele des europäischen Grünen Deals zu verwirklichen, hat die Kommission zugesagt, in den nächsten zehn Jahren nachhaltige Investitionen in Höhe von mindestens 1 Billion Euro zu mobilisieren."1)

Damit Energieversorger Batteriespeicher wie Pumpspeicher nutzen können muss die Handhabung von Netzentgelten für Batteriespeicher angepasst werden.



Förderungen decken die Differenz zwischen Marktpreis und Vollkosten.

Gestehungskosten minus Förderung

108

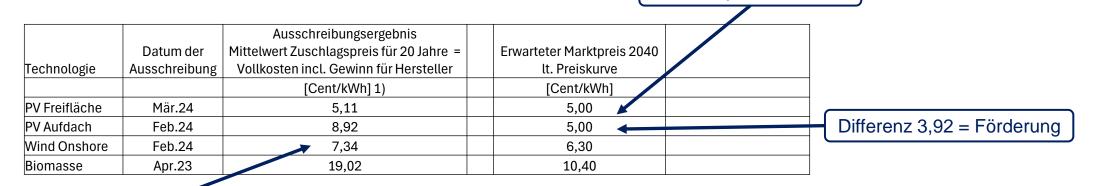
- » Die Gestehungskosten von erneuerbarem Strom liegen bei aktuellem Marktpreisniveau höher als der Marktpreis. Daher fördern die Länder Europas die erneuerbaren Energien.
- » Förderungen werden z.B. in Deutschland an jene Projektanten vergeben, die mit dem niedrigsten garantierten Preis auskommen.
- » Als Förderung wird monatlich die Differenz zwischen Verkaufswert am Markt und dem garantierten Verkaufswert vergütet ("Marktprämie").

Gestehungskosten

= Konkurrenz am Markt = Marktpreisniveau

- » Die Konkurrenz durch geförderte Erneuerbare Energien senkt den Marktpreis. Am Spotmarkt kann EE-Strom ohne Marktprämie bezogen werden.
- » Ein niedriger Marktpreis ist somit indirekt das Ergebnis von Förderungen, denn ohne Förderung wäre der EE-Anbieter nicht am Markt.

Marktpreisniveau



Damit eine faire Gegenüberstellung in der Beschaffungssituation 2040 mit der Vermarktungssituation der Erneuerbaren Energien erfolgt, werden im Modell von den Gestehungskosten Förderungen abgezogen, damit die Modellpreisen 2040 für die EE-Produzenten kostendeckend sind. Förderbeträge werden separat ausgewiesen.

Eine Umrechnung der modellierten Marktpreise auf marktgerechte CapEx ergibt den nötigen Förderbedarf. Insbesondere Aufdach-PV erfordert Förderung.

Technologie	Datum der Ausschreibung	Aus Auschreibungsergebnis rückgerechnete CapEx in DE 2024 [€/kWp]	In MS1 angenommene CapEx ohne Förderung [€/kWp]	Differenz (entspricht Förderung)	Für Szenario "Team 2024" angenommene Capex nach Förderung damit erwarteter Marktpreis ohne Marktprämie erreicht wird [€/kWp]
PV Freifläche	Mär.24	667			657
PV Aufdach	Feb.24	1164	1200	534	657
Wind Onshore	Feb.24	1917	1800	152	1648
Biomasse	Apr.23				
		<u> </u>			
	Ge	stehungs CapEx DE 2	024]		Marktgerechte Netto CapEx



