



Partners Group
REALIZING POTENTIAL IN PRIVATE MARKETS

Analyse zum Schweizer Strom und der Versorgungssicherheit



Esther Peiner
Kevin Gilhawley

Private Infrastructure Europe

Vorwort

Der Fokus der Partners Group im Infrastruktursektor liegt auf thematischem Investieren.

Thematisches Investieren ist unser eigener und systematischer Ansatz zur Identifizierung der attraktivsten transformativen Anlagemöglichkeiten für unsere Kunden. Dieser Ansatz beruht auf drei übergeordneten Investitionsthemen, die zu bedeutenden transformativen Trends und letztendlich zu hunderten kleineren Themen in den verschiedensten Branchen führen, die Veränderungen auf Unternehmens- und Anlageebene vorantreiben. Während diese drei übergeordneten Themen unseren Ansatz grundsätzlich leiten, liegt unser Schwerpunkt in der Praxis auf den nachgelagerten, transformativen Trends.

Ein solcher transformativer Trend, der alle Wirtschaftssektoren betrifft, ist die Dekarbonisierung von Energieinfrastruktur und Energienetzen. Die Dekarbonisierung wird durch die Umstellung der Stromproduktion auf nachhaltige Energiequellen und die Elektrifizierung von Industrie- und Transportanlagen geschehen. Das bedeutet jedoch, dass die Stromproduktion weniger planbar wird. Die Produktion aus erneuerbaren Energiequellen wie Wind und Solarstrom/Photovoltaik ist nicht gleichmässig, weil die Energiequellen täglichen und saisonalen wetterbedingten Schwankungen ausgesetzt sind. Die Frage, inwiefern in einem solchen Umfeld die Stromversorgung langfristig nachhaltig und wirtschaftlich sichergestellt werden kann, wird in den USA und Europa zunehmend relevant.

Auch für die Schweiz ist dieses Thema relevant. Unser Infrastrukturteam hat dieses Thema in drei Schritten analysiert: Der erste Teil unserer Studie beschreibt den Ist-Zustand sowie Zukunftsprognosen für den Schweizer Energiemarkt. Wir beziehen uns hier primär auf öffentliche Daten. Wir betrachten hier sowohl die "Ist"-Situation als auch Szenarien für 2035 und 2050, die in der Politik und Wirtschaft bereits diskutiert werden. In einem zweiten Schritt betrachten wir, welche Lösungen unter technischen Gesichtspunkten möglich sind und ob diese langfristig nachhaltig sein können. Im Abschluss untersuchen wir die Wirtschaftlichkeit der verschiedenen Lösungsansätze unter Berücksichtigung einiger Zukunftsszenarien.

Da dieses Thema in der Schweiz, wo wir unseren Hauptsitz haben, von beträchtlicher wirtschaftlicher und sozialer Relevanz ist, haben wir uns entschieden, unsere interne Studie zur Anregung der öffentlichen Diskussion zu veröffentlichen. Bei dieser Studie handelt es sich um ein internes Dokument, welches Einschätzungen und Meinungen der Partners Group widerspiegelt.

1 Aktuelle Situation der Energieversorgung in der Schweiz

In der Energiebranche wird aufgezeigt, dass das Schweizer Energiesystem in den kommenden Jahrzehnten mit einem erhöhten Risiko von Energieversorgungslücken konfrontiert sein wird. In diesem Abschnitt unserer Studie stellen wir die heutige Situation auf dem Schweizer Strommarkt aus der Perspektive der Erzeugungskapazität dar. Darauf aufbauend zeigen wir auf, welche Zukunftserwartungen momentan in der Branche diskutiert werden.

Derzeit deckt die Schweiz den Großteil ihres Energiebedarfs mit Wasser- und Kernkraft ab. Die geplante Stilllegung der Kernkraftwerke sowie ein Ausbau erneuerbarer Energieerzeuger wird das Schweizer Energiesystem belasten: Ein höherer Anteil an ungleichmässig produzierenden Stromerzeugern sowie potenziell eine Begrenzung der Importe aus dem Ausland, da diese ebenso unter Knappheiten leiden wenn die erneuerbaren Energiequellen wenig produzieren, vergrössern die potenzielle Lücke zwischen Nachfrage und Angebot zu Spitzenzeiten. Dieser Effekt wird noch weiter verstärkt, wenn Industrie- und Transportprozesse auf langfristige Nachhaltigkeit umstrukturiert werden. Das führt einen höheren Anteil von Elektrofahrzeugen auf den Strassen, einen Zubau von Wärmepumpen und eine erhöhte Produktion von Wasserstoff durch energieintensive Elektrolyse mit sich. Daher ist zu erwarten, dass die Nachfrage nach Strom langfristig sicher nicht sinken wird, und eventuell sogar deutlich ansteigt.

Schweizer Strommarkt

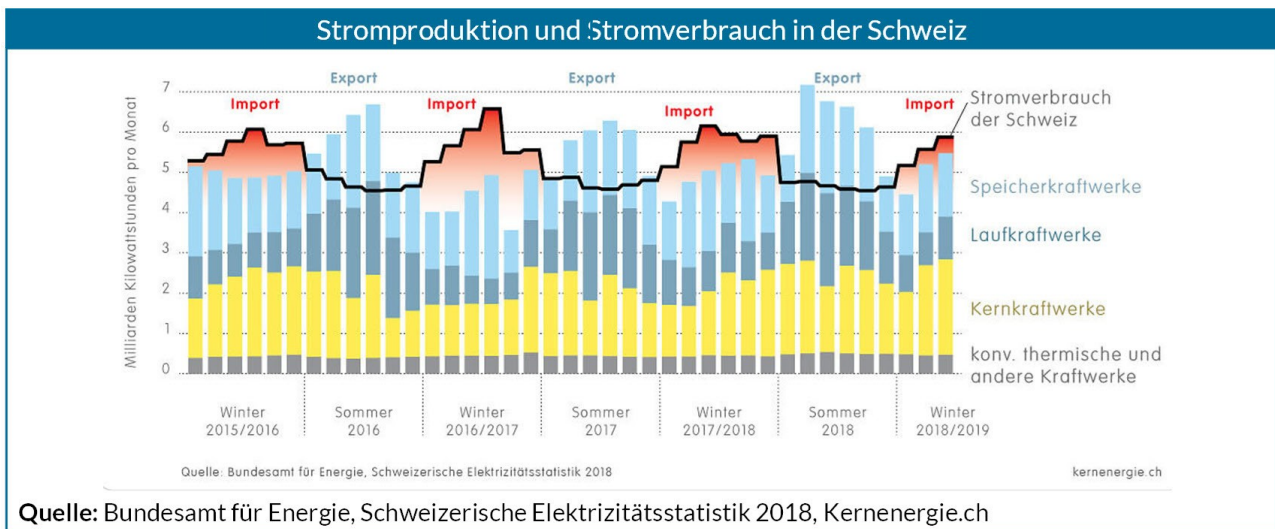
- **Stromverbrauch:** Der Schweizer Stromsektor - wie auch das gesamte europäische Energiesystem - befindet sich momentan in einem stabilen Gleichgewicht. Die Nachfrage nach Strom ist in der Schweiz in den letzten zehn Jahren mit einem Verbrauch von rund 58 Terrawattstunden ("TWh") pro Jahr weitgehend unverändert geblieben. Verbrauchssteigernd haben in den letzten Jahren Wirtschaftswachstum, Bevölkerungswachstum und mehr Heizgradtage gewirkt. Effizienzsteigerungen haben diesen Verbrauchsanstieg kompensiert. Dabei sind (i) 60% der Verbraucher Industrie, Gewerbe- und Dienstleistungsunternehmen in der Schweiz wodurch der Strompreis ein wichtiger Standortfaktor ist, (ii) 30% private Haushalte, mit einem steigenden Anteil (u.a. aufgrund v. Wärmepumpen) und (iii) der öffentliche Verkehr mit 8%, wobei hier die Elektromobilität ein entscheidender Faktor des zukünftigen Mehrbedarfs an Strom ist. Auch der zunehmende, bisher nicht regulierte, Energiebedarf für Rechenzentren und insbesondere zur Schürfung von Bitcoins wird eine Rolle spielen.
- **Stromproduktion:** Während der Energieerzeugungsmix in Europa eher langsam von fossilen zu erneuerbaren Energien wechselt, ist die Inlandsproduktion in der Schweiz seit Jahrzehnten nahezu CO₂-frei. Insgesamt stammen mehr als 55% (37 TWh Strom) der jährlichen Energieerzeugung der Schweiz aus Wasserkraft, der andere grosse Anteil (36%) wird durch Kernkraft erzeugt. Weitere erneuerbare Energien erzeugen ca. 6%; 3%, werden auf Basis von konventionell-thermischen und Fernheizkraftwerken erzeugt.
- **Stromversorgung:** Die Stromversorgung in der Schweiz wird also durch unterschiedliche Arten von Kraftwerken abgedeckt. Verschiedene Kraftwerke haben verschiedene Erzeugungsprofile: Kernkraftwerke und Flusskraftwerke erzeugen gleichmässig Strom, sind also ideal für die Grundversorgung. Mit Speicherkraftwerken und Stauseen in den Bergen wird mehrheitlich Spitzenenergie erzeugt. Sie wird dann abgerufen, wenn es zu Nachfragespitzen kommt. Wind- und Sonnenstromerzeugung ist grundsätzlich wetter- und saisonabhängig, und nicht im selben Masse plan- und steuerbar wie Kernkraft oder Pumpspeicher. In der Schweiz wirft das Zusammenspiel der verschiedenen Erzeugungstechnologien besonders im Winter Herausforderungen auf: Die Flüsse führen weniger Wasser und es gibt bedeutend weniger Sonnenstunden als im Sommer. Gleichzeitig steigt der Strombedarf, da beispielsweise mehr Beleuchtung und Warmwasser nötig werden. Mit Speicherseen lassen sich Tages- und Wochenschwankungen ausgleichen, jedoch keine saisonalen Schwankungen. So zeigt das Erzeugungsprofil der Laufwasserkraftwerke die maximale Produktion typischerweise im Sommer und somit nicht zum Zeitpunkt der Höchstlast im Januar/Februar. Die saisonalen Stromproduktionslücken aus Laufwasserkraftwerken können durch die Stromerzeugung aus Speicherkraftwerken ausgeglichen werden. Allerdings stehen diese nicht unbegrenzt zur Verfügung, sondern werden durch den Speicherfüllstand begrenzt. Während die Speicher über die Sommermonate gefüllt werden, wird das Wasser in den Herbst- und Wintermonaten zur Stromproduktion verwendet. Diese "Ist-Situation" der Schweizer Stromproduktion führt zu hohen saisonalen Erzeugungsschwankungen insbesondere durch Wasserkraft. Daher exportiert die Schweiz bis zu 60% des produzierten Stroms im Sommer und importiert den gleichen Anteil dann wieder im Winter. Über den Betrachtungszeitraum von einem vollen Jahr ist die Schweiz damit autark. Versorgungslücken im Winter können jedoch nur durch Importe abgedeckt werden.

Infobox – Stromverbrauch und Stromproduktionskapazitäten: In der Schweiz werden jährlich rund 58 TWh Strom verbraucht. Das sind durchschnittlich 6.6 GWh pro Stunde, wobei dieser Wert je nach Tages- und Jahreszeit stark variiert. Zu Spitzenzeiten kann die Stromnachfrage 10 GWh pro Stunde überschreiten.

Die installierte Stromproduktionskapazität in der Schweiz beträgt ca. 22 GW (15 GW davon ist Wasserkraft). Würden alle Anlagen gleichzeitig und mit maximaler Leistung laufen, so wäre die Stromproduktion ohne Effizienzverluste 22 GWh pro Stunde und somit deutlich über der maximalen Nachfrage. In der Schweiz werden jährlich aber 68 TWh Strom produziert. Das entspricht lediglich 7.8 GWh pro Stunde und somit nur 35% der maximal möglichen Stromproduktion. Grund hierfür ist hauptsächlich, dass Solarkraft, Wasserkraft und andere Technologien wetterabhängig sind. Die Stromproduktion in GWh pro Stunde variiert daher stark. Es gibt also Perioden von Stromüberschüssen und von Stromknappheit, die sich zeitlich nicht mit dem Nachfrageprofil decken.

Historische Abhängigkeit vom EU-Strommarkt

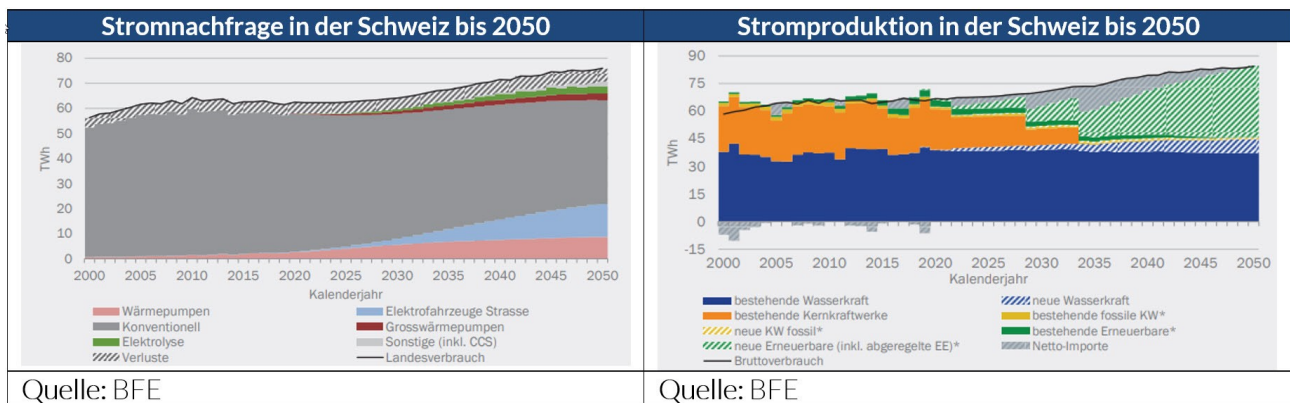
- Vor 2004 exportierte die Schweiz durchschnittlich über das Kalenderjahr betrachtet mehr elektrische Energie als sie importierte. Danach nahm der Nettoexport ab, und die Nettoimporte lagen bei ca. 6 TWh/Jahr. Die jährliche Import-/Exportbilanz der letzten 10 Jahre war im Mittel etwa ausgeglichen. Im Winterhalbjahr wurden hingegen bis zu 10 TWh p.a. netto importiert, mit einem Mittelwert von 4-5 TWh pro Winter. Dies entsprach im Mittel 14% der inländischen Winter-Nettoerzeugung. Im Winter 2016/2017, als die Produktion der Schweizer Kernkraftwerke beeinträchtigt war, entsprach der Nettoimport von 10 TWh sogar 39% der inländischen Winter-Nettoerzeugung.



- In den vergangenen Wintern hätte sich die Schweiz unter ungünstigen Bedingungen (Wintertag, windstill, keine Sonneneinstrahlung, keine Importe aus Europa möglich, historisch sehr niedriger Speicherseeinhalt und höherer Verbrauch) während mind. 8 Tagen selbst versorgen können, im Median über die Jahre sogar während mindestens 27 Tagen. Die knappsten Reserven wurden in den Wintern 2012/13 und 2017/18 jeweils im März erreicht. Eine zweiwöchige kalte Dunkelflaute (kalte, mehrtägige Perioden im Winter mit Hochnebel und Windstille) hätte die Schweiz also problemlos durchhalten können. Im Frühling entspannte sich die Situation zudem sehr rasch, da nach Einsetzen der Schneeschmelze sofort mehr als genug Wasser zufließt, um den gleichzeitig saisonal abnehmenden Strombedarf aus den inländischen Kraftwerken über längere Zeit zu decken.
- Ein gleichzeitiger Ausfall (beziehungsweise die Stilllegung sämtlicher Schweizer Kernkraftwerke) hätte die Selbstversorgungsfähigkeit der Schweiz massgeblich reduziert. In der Hälfte der betrachteten Jahre wäre im April eine Selbstversorgung durch das Schweizer Stromsystem nur während sieben Tagen möglich gewesen.

Mögliche Entwicklung der Energieversorgung in der Schweiz

- Das Schweizer Energiesystem wird sich in den kommenden Jahren voraussichtlich schnell verändern.
 - **Einstellung der Energieproduktion durch Kernenergie:** In der "Energiesstrategie 2050" ist der schrittweise Ausstieg aus der Kernenergienutzung bis 2044 vorgesehen. In der Schweiz gibt es fünf Kernkraftwerke: Beznau 1 und 2, Mühleberg (ausser Betrieb seit 2019), Gösgen und Leibstadt. Zusammen produzieren sie eine elektrische Gesamtnettoleistung von 3'333 MW. Je nach Verfügbarkeit produzieren diese Kraftwerke pro Jahr zwischen 20 und 25 TWh elektrische Energie. Damit tragen sie im Jahresmittel durchschnittlich 35% zur schweizerischen Stromproduktion bei. Betrachtet man nur das Winterhalbjahr, beträgt der Anteil der Kernenergie sogar bis zu 45%. Mit der wirtschaftlich bedingten Abschaltung des Kernkraftwerks Mühleberg im Jahr 2019 reduzierte sich ab 2020 die Nettoleistung der Schweizer Kernkraftwerke um 373 MW oder 11%. Nimmt man eine maximale Betriebsdauer von 60 Jahren an, so werden im Jahr 2035 nur noch die Kraftwerke Gösgen und Leibstadt mit einer Gesamtnettoleistung von 2'050 MW in Betrieb sein, was einer Abnahme der schweizerischen Kernkraftwerkleistung um ein Drittel entspricht. Infolgedessen würde sich der Zeitraum der Versorgungssicherheit mit bestehenden Energiespeichern von 22 Tagen auf etwa 7 Tage reduzieren.
 - **Steigender Energiebedarf:** Die Stromnachfrage könnte gemäss BFE bis 2035 um insgesamt 6 TWh ansteigen und bis 2050, noch ohne zusätzliche Nachfrage für grünen Wasserstoff, sogar bis zu 18 TWh p.a. auf 84 TWh p.a. steigen. Diese Entwicklung wird wahrscheinlich zu einer zunehmenden Lücke zwischen Angebot und Nachfrage führen. Basierend auf Prognosen der BFE könnte die Schweiz bereits 2025 zum Netto-Energieimporteur werden und bis 2035 einen Importsaldo von 13 TWh aufweisen. Zusätzlich wird die Installation von Wärmepumpen und die wachsende Nutzung von Elektrofahrzeugen den Bedarf im Winter überproportional erhöhen, was die Winterknappheit weiter akzentuieren wird.



Herausforderungen für die Versorgungssicherheit in der Schweiz

- Die über ein Jahr betrachtete bilanzielle Energieautarkie der Schweiz sagt nichts über die Versorgungssicherheit zu jedem Zeitpunkt aus. Die Versorgungssicherheit kann nur mit einer lastgerechten Autarkie gewährleistet werden. Das Energiesystem muss immer im Gleichgewicht von Frequenz und Spannung gehalten werden, auch beim Ausfall von grossen Kraftwerken oder in extremen Wetterlagen wie z.B. Dunkelflauten. Eine solche Autarkie in der Schweiz würde eine Kombination von Massnahmen erfordern: (1) grossflächiger Zubau erneuerbarer Energien, (2) Aufbau von saisonalen Speicherkapazitäten, (3) Aufbau von Kraftwerken, die innert Stunden Strom liefern können (wetterunabhängig) und (4) Ausbau vom Stromnetz, um insbesondere die neuen erneuerbaren Kapazitäten zu integrieren.
- Um die Versorgungssicherheit zu erhöhen, setzen Bundesrat und Parlament auf Energieeffizienz und auf einen weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien. Dieses Potenzial ist jedoch besonders im Winter sehr beschränkt.
- Wasserkraft:** Auch wenn Wasserkraft rund 60% der Stromversorgung in der Schweiz ausmacht, gibt es wenig Möglichkeiten für einen weiteren Ausbau. Einflussfaktoren sind (i) Wasserschutzregularien und (ii) ökonomische Faktoren wie dem Wasserzins und anderen Subventionen. Dabei ist nicht berücksichtigt, dass die Produktion der bestehenden Wasserkraftwerke in Zukunft tiefer liegen könnte als heute. Experten erwarten, dass die jährlichen Abflüsse wegen des Gletscherrückgangs um knapp 3% abnehmen werden. Doch auch nach massivem Zubau würde die Kapazität der Speicherseen bei Weitem nicht ausreichen, um genügend Strom für die Wintermonate bereitzustellen.
- Solarstrom/PV:** Der größte Kapazitätzuwachs wird wahrscheinlich durch Photovoltaik (PV) erbracht werden, wobei hier bis 2035 etwa 14 GW an zusätzlicher Leistung bereitgestellt werden könnten. Dies ist sowohl auf die im Vergleich zu Wind niedrigeren Kosten pro kWh als auch auf das Topografie Profil der Schweiz zurückzuführen. Die Topologie sowie die rechtlichen und gesellschaftlichen Gegebenheiten schränken dieses Potenzial jedoch deutlich ein, obwohl prinzipiell in der Schweiz genügend Potential gegeben ist, das Defizit durch den Rückgang der Kernenergie zu ersetzen. Der Ausbau von 14 GW bis 2035 wird von Experten bereits als sehr ambitioniert eingeschätzt – würde allerdings bereits die Winterproduktion der Schweizer Kernkraftwerke ausgleichen. Dennoch ist die Leistung der PV Anlagen in den kritischen Wintermonaten sehr beschränkt.
- Andere Technologien:** Das Potenzial für neue Windanlagen, Abfallkraftwerke, Biomasseheizkraftwerke und andere erneuerbare Technologien ist in der Schweiz sehr beschränkt.

Produktionsanteile in den Wintermonaten und maximales Zubaupotential

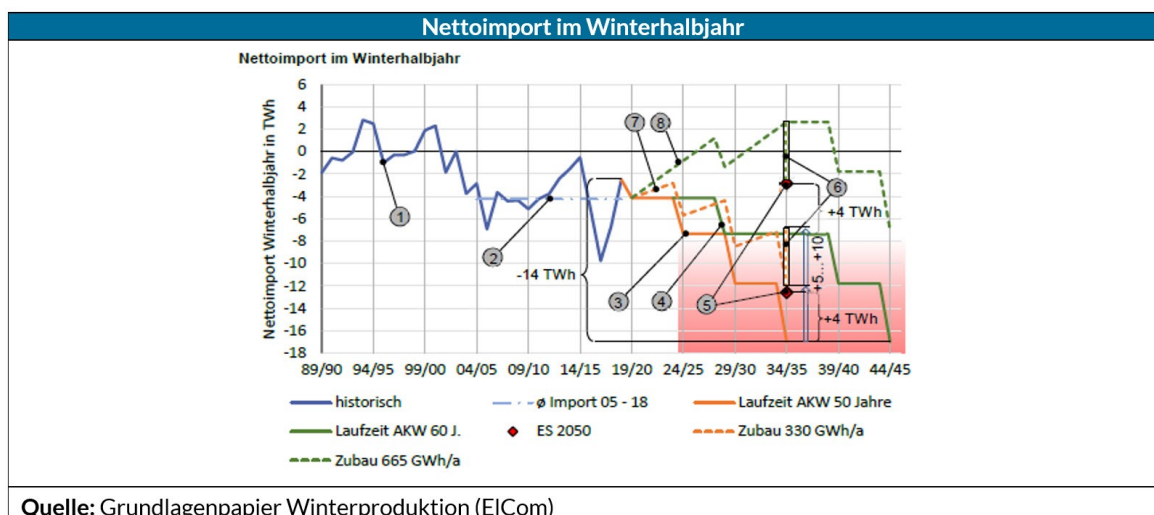
Produktionsanteile in den Wintermonaten und maximales Zubaupotenzial

Technologie	Winterproduktionsanteil	Zubaupotenzial bis 2035 (vs. Ist 2015/2016) TWh/a	davon im Winter TWh/Winterhalbjahr
Kernkraft	55%	0	0
Grosswasserkraft	42%	1.3	0.55
Kleinwasserkraft	42%	2	0.84
Windenergie	66%	1.6	1.06
Fotovoltaik	36%	14.9-29.1	5.36-10.5
Abfall (erneuerbar)	43%	n/a	0
Holz-BHKW	74%	0.5	0.37
Landwirtschaftliche Biogasanlagen	50%	0.6	0.3
Biogas (ARA)	50%	n/a	0
Tiefengeothermie	50%	n/a	0
Summe			8.5-13.6

Quelle: Grundlagenpapier Winterproduktion (ECom)

2 Optionen zur Erhöhung der Versorgungssicherheit

- **Beschleunigung des Zubaus von erneuerbaren Energien:** Die geplante Revision des Energiegesetzes und des Stromversorgungsgesetzes enthält bereits Massnahmen für die Beschleunigung des Zubaus von erneuerbaren Energien, hauptsächlich Solaranlagen, in der Schweiz. Diese Massnahmen wurden im Rahmen von diesem Dokument nicht weiter geprüft und kommentiert, da wegen Produktionsvolatilität und wegen des Dunkelflauterisikos sogar erhöhte Importe im Winter nötig sein könnten.
- **Zubau von wetterunabhängigen Kapazitäten, die für ein "Mehr" in der Energie sorgen:** Ein Zubau von wetterunabhängigen Kapazitäten scheint sinnvoll, um die Versorgungsrisiken in der Schweiz zu adressieren. Um diesen Zubau zu ermöglichen, wäre die Förderung von neuen Kraftwerken über einen Kapazitätsmechanismus wünschenswert. Ein Kapazitätsmechanismus entlohnt die Bereitstellung von Stromerzeugungskapazitäten und verringert dadurch das Risiko für Investoren, da die Reservehaltung auch dann vergütet wird, wenn keine Produktion erfolgt. Für den Zubau kommen im Moment nahezu ausschliesslich Gaskraftwerke in Frage, da andere Technologien gesellschaftlich oder politisch nicht tragbar sind (z.B. Kohle/Kernenergie) oder ein grossflächiger Zubau nicht umsetzbar ist (z.B. Biomasse). Die Revision des Stromversorgungsgesetzes sieht mittlerweile eine strategische Stromreserve vor. Es wird jedoch erwartet, dass die Dimensionierung der Reserve unzureichend ist und die Schaffung neuer Kapazitäten dadurch ausbleibt, d.h. dass bereits bestehende Kapazitäten als Reserve vorgehalten werden.
- **Aufbau von saisonalen Speicherkapazitäten:** Um den Stromüberschuss vom Sommer in den Winter zu tragen, wären langfristige Speicherkapazitäten in der Schweiz interessant. Mittel- bis langfristig sind grossflächige Lösungen basierend auf Wasserstoffspeicherung denkbar – diese benötigen aber auch Turbinen, um daraus Strom zu gewinnen. Ausserdem sind die geologischen Bedingungen in der Schweiz für die Speicherung von Wasserstoff suboptimal.
- Die Dimensionierung von solchen neuen wetterunabhängigen Kapazitäten steht hier also zur Diskussion.
 - Die ECom spricht in ihrem Grundlagenpapier Winterproduktion von einem aktuellen Winterimportbedarf von 17 TWh (Verbrauch in der Schweiz liegt bei 58 TWh). Es wird erwartet, dass dieser Bedarf auf 21 TWh ansteigen wird. Eine Empa Studie sieht den Brutto-Importbedarf im Winter bei 21 TWh in der Zukunft (zwischen 2030 und 2050, es wird keine Zeitangabe gemacht). Ausserdem spricht die Empa von einem Anstieg des Maximum Power Demand in der Schweiz von 10.3 GWh/h auf 16 GWh/h (Zunahme von 6 GWh/h).
 - Der VSE hat für sich als Messlatte für die Versorgungssicherheit folgende Definition gesetzt: Die Schweiz kann sich während mindestens 14 Tagen aus eigener Kraft versorgen und der Importanteil im Winter liegt im Schnitt unter 20%.
 - Die ECom empfiehlt den Zubau von 5-10 TWh für das Winterhalbjahr bis 2035.
 - Ein Zubau von 3 GW an Gaskraftwerken hätte das Potenzial, jährlich max. 20 TWh zu liefern (im Betriebsmodus Grundlast). Andere Szenarien sprechen dabei bereits von einem Zubau von 2.5 GW an Gaskraftwerken. Im Winter beschränkt sich das Potenzial auf 10 TWh, was der Obergrenze der ECom Empfehlung entspricht. Der Maximum Power Supply wäre etwas unter 3 GWh/h. Als Vergleich: Heute liefern Kernkraftwerke ca. 14 TWh im Winter und die Speichermöglichkeiten (Wasserspeicher) liegen bei 8 TWh.
 - Die unten gezeigte Grafik der ECom zeigt die historischen Nettoimporte der Schweiz im Winterhalbjahr, welche bis 2000 in etwa ausgeglichen waren und ab 2004 auf einen Nettoimportbedarf von durchschnittlich 4.2 TWh angestiegen sind. Die zukünftigen Szenarien bis zum Erreichen des Ziels der Energiestrategie 2050 werden unter der Annahme (i) der auslaufenden Kernenergie nach einer Laufzeit von 60 Jahren (grün) und (ii) der auslaufenden Kernenergie nach einer Laufzeit von 50 Jahren (orange) aufgezeigt. Somit werden insgesamt ca. 14 TWh Winterproduktion wegfallen, was auf den Importbedarf von rund 10 TWh hinzukommt.



Arbeitshypothese: Um die Schweizer Versorgungssicherheit zu kräftigen, sozusagen als "Versicherung", bietet sich der Zubau von flexibler Energieproduktion in Form von Kombikraftwerken an. In der Dimensionierung nehmen wir zu Diskussionszwecken eine Grösseordnung von ca. 3 GW an. Dies entspricht ungefähr der wegfallenden Grundlastproduktion der Kernkraftanlagen.

¹Empa Studie: Impacts of an Increased Substitution of Fossil Energy Carriers with Electricity-Based Technologies on the Swiss Electricity System.

Fokus auf Kombikraftwerke

- Kombikraftwerke zeichnen sich durch (1) kurze Bauzeiten (2-3 Jahre ohne vorgängige Genehmigungsprozesse), (2) geringere Stromgestehungskosten im Vergleich zu anderen Technologien, (3) hohe Betriebsflexibilität (Betriebsbereit in bis 30min) und (4) eine Vielzahl von inhärenten CO₂-Kompensationsoptionen (z.B. alternative grüne Brennstoffe, Wasserstoff oder Carbon Capture) aus.
- Sie könnten einen wesentlichen Beitrag zur Versorgungssicherheit der Schweiz, insbesondere im Winterhalbjahr, leisten und würden die Umsetzung der Energiestrategie 2050 unterstützen. Allerdings müssten die Rahmenbedingungen so ausgestaltet werden, dass ein rentabler Betrieb möglich ist. Zwei wesentliche Aspekte dabei sind die CO₂-Kompensationsvorschriften und die Vergütung einer Kapazitätsvorhaltung, welche momentan regulatorisch nicht vorhanden ist. Zu klären wäre auch, ob diese Kraftwerke am Markt teilnehmen oder ausschliesslich zu Reservезwecken dienen.
- In der Schweiz gibt es lediglich drei solche Kraftwerke: Monthey (VS, 55 MW, 350 GWh/Jahr), Pierre-de-Plan (VD, 34 MW, 100 GWh/Jahr) und Cornaux (NE, 43 MW, 160 GWh/Jahr). Diese tragen etwa 600 GWh zur jährlichen schweizerischen Stromerzeugung bei, was weniger als 1% entspricht. Diverse Pläne für weitere Kraftwerke wurden in den letzten Jahren aufgegeben. Zuletzt wurde 2017 das Projekt Chavalon für ein 400 MW Kraftwerk, das an der Stelle eines früheren Ölkraftwerks in Vouvry (VS) entstehen sollte, sistiert. Es waren insbesondere wirtschaftliche Gründe (Ausblick Strompreise und CO₂ Preise), die zur Sistierung geführt haben.

Infobox – Kombikraftwerke: In einem Kombikraftwerk wird ein Stromgenerator durch eine Gasturbine angetrieben. Die Wärme, die durch den Verbrennungsprozess entsteht, wird in Dampf umgewandelt. Der Dampf treibt eine Dampfturbine an, welche wiederum einen Generator antreibt. Im Gesamtprozess wird dadurch ein höherer Wirkungsgrad erreicht als jeweils mit einer Gasturbine im offenen Betrieb oder mit einem konventionell befeuerten Dampfkraftwerk alleine.

Die meisten Kombikraftwerke werden heute mit Methan (CH₄) betrieben. Methan ist der Hauptbestandteil von Erdgas und Biogas. Bei der Unterscheidung zwischen Erdgas und Biogas ist lediglich die Entstehung relevant (fossil/endlich vs. pflanzlich/erneuerbar).

Die Gasturbinen in Kombikraftwerken können jedoch mit geringen Investitionen auf andere Brennstoffe umgerüstet werden. Wasserstoff (H₂) ist eine mögliche Alternative, die bei Verwendung von grünem Wasserstoff (erzeugt mit Strom von erneuerbaren Energien) ohne CO₂ Emissionen betrieben werden kann.

- **Technische Umsetzung:** Der Gesamtwirkungsgrad von neuen fossil-thermischen Kraftwerken in der Schweiz muss mind. 62% erreichen. Diese hohen Wirkungsgrade können heute nur erreicht werden, (1) wenn neben Strom auch Wärme produziert wird (Wärme-Kraft-Kopplungsanlage) oder (2) mit einem effizienten Gas-und-Dampf-Kombikraftwerke ("GuD"), auf Englisch Combined Cycle Gas Turbines ("CCGT"). In GuDs werden die Funktionsprinzipien eines Gasturbinen- und eines Dampfkraftwerkes kombiniert. Deshalb gehören GuD zu den effizientesten thermischen Kraftwerken. Zudem zeichnen sie sich durch eine hohe Betriebsflexibilität aus, welche geeignet ist für sowohl Band- als auch für Spitzenenergie durch eine erprobte Technologie.
- Die Verstromung von Brenngasen kann auch mit einfachen Wärmekraftmaschinen (Gasturbinen oder Gasmotoren) erfolgen, auf Englisch hier vereinfacht als Open Cycle Gas Turbines ("OCGT") bezeichnet. Ein Vergleich wird in der nachfolgenden Tabelle aufgezeigt.

	CCGT/GuD	OCGT
Costs	\$\$\$	\$\$
Start-up time	c. 15-30 Min.	c. 2-5 Min.
Efficiency	60%	40%

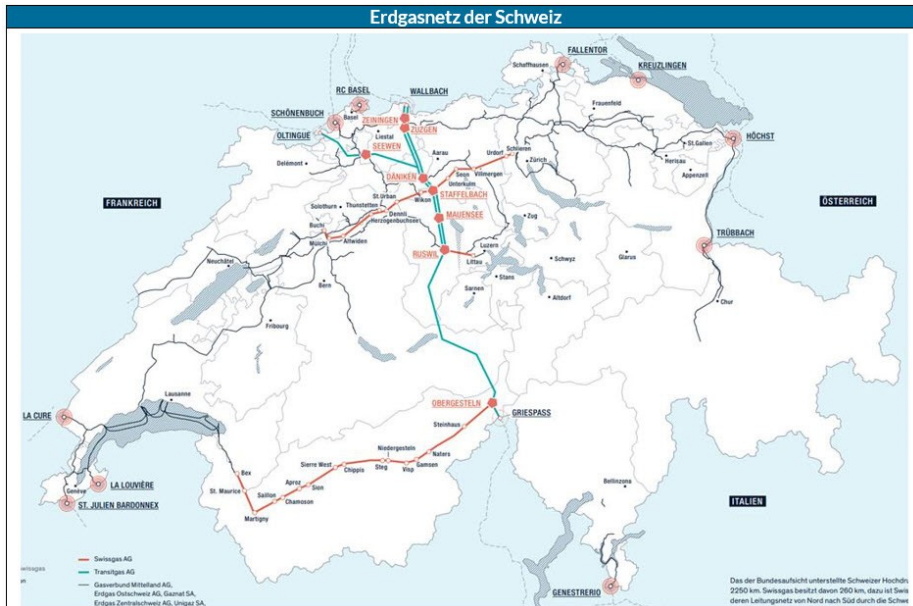
- Trotz etwas höheren Kosten und längeren Anlaufzeiten sind GuDs für die erwähnte Zielsetzung besser geeignet. GuDs sind deutlich effizienter, was insbesondere wichtig sein würde falls die Kraftwerke langfristig mit höheren Auslastungen (d.h. für die Grundlast) betrieben werden sollten. Die längeren Anlaufzeiten sind für die Versorgungssicherheit weniger relevant aufgrund der hohen Verfügbarkeit von Regelenergie durch Wasserkraft in der Schweiz. Ökonomisch aber benachteiligen die Anlaufzeiten die GuDs, da Strompreisspitzen weniger effizient abgeschöpft werden können.
- Um GuD Kapazitäten von 3'000 MW in der Schweiz zu realisieren, müssten mehrere Gaskraftwerke gebaut werden. 500-1'000 MW pro Anlage (ähnliche Grössenordnung wie die Kernkraftwerke) scheint eine sinnvolle Grössenordnung zu sein, um (1) Effizienzen in den Bau- und Betriebskosten zu heben und trotzdem (2) das Netz regional nicht zu überlasten.
- **Standort:** Primär sind Anbindungen an das Hochspannungsnetz (220/380kV) sowie an das Gasnetz (Hochdruckleitung) erforderlich. Eine industrielle Zone als Standort würde sich eignen, um den Genehmigungsprozess zu vereinfachen. Idealerweise würde die residuale Abwärme in der Industrie (z.B. für die Trocknung von Pellets) oder als Fernwärme verwertet werden. Weitere Kriterien gilt es zu prüfen (z.B. Flussnähe für Kühlung und evtl. Transport von CO₂). Aus Netzsicht gelten folgende Überlegungen zu möglichen Standorten (siehe Karte), unter Berücksichtigung der notwendigen Netzkapazität sowie allfälliger Herausforderungen bei der Spannungshaltung²:
 - Als Standort würde sich insbesondere Mühleberg eignen (jedoch mit Wiederaufnahme des Projekts Mühleberg-Romanel), sowie die KKW-Standorte Gösigen und Leibstadt (jedoch als Ersatz bzw. Backup, weniger für gleichzeitigen Betrieb, um Netzausbauten zu vermeiden).

²Diese Überlegungen basieren auf den aktuellen Kenntnissen über das Netz und die derzeitigen Flüsse. Es handelt sich um rein qualitative Überlegungen; weitere Analysen wären erforderlich, um diese Standorte quantitativ zu validieren.

- Weitere Standorte wären Mathod (in der Nähe von Romanel), Breite, Mettlen und Asphard. Dort gibt es hinreichend grosse Netzknoten und eine passende geographischer Lage.
- Aus Netzsicht würde man eher 6 anstelle von 3 Standorte bevorzugen, mit kleinerer Block-Größen für CCGTs (oder OCGT) als 1 GW. Logistisch hätte man bei Gas auch geringere Vorteile als bei Kohlekraftwerken, diese an wenigen Standorten zu konzentrieren. Vor allem würde eine grössere Verteilung mehr Flexibilität bedeuten, und in der Summe weniger Netzausbau.
- Bei einer Begrenzung der Leistung auf ca. 450-500 MW pro Standort könnten weitere Standorte interessant sein, die z.B. Anschluss an das 220 kV-Netz ermöglichen. Das wurde bisher aber nicht untersucht.

• **Erdgasversorgung (s. Karte):**

- Die globalen Erdgasreserven (aktuell wirtschaftlich abbaubare Erdgasvorkommen) werden vermutlich für die nächsten 50 Jahre reichen bei einem heutigen gleich bleibenden weltweiten Verbrauchsniveau, die vermuteten Erdgasressourcen (bekannte, aber noch nicht geförderte Vorkommen) werden auf 2.5x so viel geschätzt. Der grösste Teil entfällt dabei auf den Nahen Osten, sowie verschiedene Nachfolgestaaten der Sowjetunion. Der jährliche schweizerische Gasbedarf liegt aktuell bei etwa 37 TWh, wovon deutlich weniger als 5% zur Elektrizitätserzeugung genutzt werden. Die Versorgung erfolgt dabei über das europäische Hochdruck-Pipeline Netz mit 60% der Gasbedarfdeckung aus Fördergebieten innerhalb der EU und Norwegen.
- Die Kapazität des Gasnetzes wird erwartungsgemäss dem erwarteten Bedarf genügen. Die vorhandene Netzinfrastruktur würde darüber hinaus den Zubau von bis zu 8.8 GW in Form von GuDs an den heutigen Standorten der Kernkraftwerke (3.2 GW) erlauben. Zudem transportiert schon jetzt die Transitgas-Leitung, die auf der Nord-Süd-Achse quer durch die Schweiz nach Italien führt, bis zu 6x mehr Erdgas als die Schweiz verbraucht. Aufgrund des Ausbaus von LNG-Terminals in Südeuropa ist zu erwarten, dass diese Transportkapazität aus dem Norden langfristig nicht mehr benötigt wird. Würde diese Kapazität vollumfänglich für GuD-Kraftwerke in der Schweiz verwendet, könnten theoretisch bis zu 15 TW GuDs bedient werden. Zudem kann Erdgas verflüssigt werden (LNG), was eine Volumenreduktion um den Faktor 600 ermöglicht. LNG kann mit Tankschiffen und -wagen von einem beliebigen Ort auf der Welt in die Schweiz transportiert werden. Die Anlieferung via LNG oder CNG wäre bei Vollast mit insgesamt ca. 190 Lastwagen pro Tag mindestens theoretisch möglich.
- Gaznat, die regionale Gasgesellschaft für die Westschweiz, und Gasverbund Mittelland AG (GVM), ihr Pendant in der Nordwest-schweiz, haben eine Beteiligung an einem unterirdischen Gasspeicher in Frankreich. Die beiden Schweizer Unternehmen haben die Anlagein Étretz mitfinanziert, die direkt an das Schweizer Gasnetz angeschlossen ist. Ihr gemeinsamer Anteil entspricht 5% des jährlichen Gasverbrauchs der Schweiz. Ein Abkommen zwischen Schweiz und Frankreich ermöglicht es den beiden Schweizer Unternehmen, diese Kapazitäten in einem Notfall zu den gleichen Bedingungen wie französische Gasunternehmen zu nutzen.



- **Politische Rahmenbedingungen:** Kapazitätsausweitungen sind im Schweizer Recht verankert durch die Möglichkeit des Staates den Bau fossiler Kraftwerke auszuschreiben (Artikel 9 Stromversorgungsgesetz). Das Problem hierbei ist, dass dabei die Vergütungsthematik nicht gelöst wäre und bei einem autarken System mit ansteigenden Strompreisen zu rechnen wäre. In der Volksabstimmung vom 13. Juni 2021 wurde das revidierte CO2-Gesetz von der Schweizer Bevölkerung abgelehnt. Der Ausblick für die weiteren klimapolitischen Bestrebungen in der Schweiz bleibt ungewiss. Nichtsdestotrotz wäre eine auf fossilen Brennstoffen basierte Lösung ohne CO2 Kompensation im Inland politisch sehr wahrscheinlich nicht tragbar.

Arbeitshypothese: Gaskombikraftwerke scheinen sich u.a. aufgrund hoher Effizienzen und hoher Flexibilität im Betrieb (Spitzen- und Grundlast) sowie im Brennstoff (Erdgas, Wasserstoff und andere grüne Gase) gut zu eignen.

Nachhaltigkeit

- **CO₂ Kompensation im In- und Ausland:** Die CO₂-Abgabe wird auf fossile Brennstoffe erhoben (der aktuell geltende Zuschlag von 96 Franken pro Tonne CO₂ entspricht 25 Rappen pro Liter Heizöl). Sie ist eine Lenkungsabgabe und Unternehmen werden von dieser befreit, wenn diese am Emissionshandelssystem teilnehmen (erforderlich für Betreiber von thermisch-fossilen Kraftwerken). Der Schweizer Emissionshandel ist seit 2020 mit dem EU Emissionshandel verknüpft. Wer zur Teilnahme am EHS der Schweiz oder der EU verpflichtet ist, kann neben Emissionsrechten aus dem eigenen System auch Emissionsrechte aus dem System der Gegenpartei nutzen. Mit der Verknüpfung werden sich die CO₂-Preise der Schweiz und der EU angleichen. Der Preis liegt aktuell bei CHF 56/tCO₂ in Europa. Es müssen gemäss CO₂-Gesetz 100% des CO₂-Ausstosses kompensiert werden, 75% davon in der Schweiz. Eine Erneuerung des CO₂ Gesetzes wurde im Juni 2021 von der Schweizer Bevölkerung abgelehnt und gemäss neusten Berichten plant die Umweltkommission des Nationalrats bestehende Massnahmen weiterzuführen und die aktuellen Reduktionsziele bis 2024 fortzuschreiben. Die Beschlüsse dazu stehen allerdings noch aus. Eine neue Gesetzesvorlage wird dementsprechend erst ab 2024 erwartet.
- **CO₂ Intensität verschiedener Zukunftsszenarien:** Mit ca. 53g CO₂-äquivalent pro kWh im Durchschnitt für die Jahre 2010-2016 (gem. Empa Studie) hebt sich der Schweizer Strommix (Produktion) sehr positiv vom durchschnittlichen Europäischen Strommix (560g CO₂-aeq/kWh; Deutschland sogar 679 gCO₂-aeq/kWh) sowie vom durchschnittlichen globalen Strommix (gut 700g CO₂-aeq/kWh) ab. Der Verbrauchsmix der Schweiz sieht mit 113g CO₂-aeq/kWh etwas schlechter aus. Darin zeigt sich, dass die Schweiz sehr viel Strom aus dem Ausland importiert, der oftmals aus fossilen Quellen stammt und weit weniger klimafreundlich ist als der heimische.
 - **Beibehaltung des status quo:** Keine neuen Kapazitäten einzuführen, würde für die Schweiz bedeuten, dass sie bei einem steigenden inländischen Strombedarf aus der EU weiter Strom mit CO₂-Intensität von 560g CO₂-aeq/kWh importieren müsste. Die EU strebt wie die Schweiz eine vollständige Dekarbonisierung der Europäischen Energieerzeugung an. Dennoch wird der Stromimport die CO₂ Intensität negativ beeinflussen, da in Zeiten von Versorgungsengpässen (z.B. Dunkelflaute und generell im Winter) tendenziell überdurchschnittlich viel Strom mit fossilen Energieträgern importiert wird, was insgesamt zu einer erhöhten CO₂ Intensität führt.
 - **GuD Spitzenzeiten Produktion im Winter:**
 - Ohne Kompensation: Bei einem GuD entstehen ca. 350-450g CO₂-aeq/kWh. Die Produktion von Strom in der Schweiz mit Erdgas zu Spitzenzeiten (35 Tage) hätte also in etwa den gleichen oder sogar einen leicht tieferen CO₂ Fussabdruck als der importierte Strom aus den Nachbarländern (443g CO₂-aeq/kWh), auch ohne Kompensationsmassnahmen. Bei einer Erhöhung der Stromproduktion um 2.5 TWh (im Durchschnitt 35 Tage Produktion pro Jahr) mit Erdgas würde die Intensität im Schweizer Strommix leicht ansteigen auf 67g CO₂-aeq. Damit würde sich die Intensität im Produktionsmix zwar leicht erhöhen, aber im Verbrauchsmix dafür absenken.
 - Mit Kompensation: Im Zusammenhang mit der Einführung einer Kompensationstechnologie wie Carbon Capture and Storage ("CCS") wird erwartet, dass die CO₂ Intensität um 80% abgesenkt werden kann. Das würde bei einem GuD etwa ca. 70-90g CO₂-aeq/kWh bedeuten. Dies würde für den Schweizer Strommix nahezu unveränderte 54g CO₂-aeq/kWh bedeuten.
 - **GuD mit Grundlast Produktion im Winter:**
 - Ohne Kompensation: Eine vollständige Marktteilnahme der neuen Kapazitäten durch GuDs mit Grundlast Produktion im Winter (10 TWh) würde für die Schweiz bedeuten, dass die Intensität des Schweizer Strommix auf 103g CO₂-aeq/kWh steigt.
 - Mit Kompensation: Eine zusätzliche Hinzunahme von einer Kompensationstechnologie mit einem Einsparpotential von 80% würde dahingegen zu einem ähnlichen Level wie im Durchschnitt von 2010-2016 führen mit 57g CO₂-aeq/kWh.
- **Umstellung von Erdgas auf (grünen) Wasserstoff:** Technisch ist es aktuell möglich etwa 20-30% Wasserstoff ohne eine Aufrüstung der Turbinen beizumischen. Es gibt heute bereits Turbinen, die mit bis zu 60% Wasserstoff Anteil laufen. Es wird erwartet, dass Gasturbinen in 5-10 Jahren verfügbar sind, ohne Mehrkosten im Vergleich zu den aktuellen Modellen, welche auf bis zu 100% Anteil Wasserstoff laufen können. Entsprechend sollte wenig gegen die Installation von möglichst flexiblen Turbinen sprechen, die auch Wasserstoff verfeuern können. Die vollständige Dekarbonisierung durch Wasserstoff ist jedoch kurzfristig ökonomisch nicht sinnvoll, mittelfristig logistisch problematisch aber langfristig möglicherweise sinnvoll:
 - Die Kosten von Wasserstoff sollen bis 2030 auf USD 2/kg (USD 15/mmbtu) fallen und nach Berücksichtigung der CO₂ Einsparnisse vergleichbare Kosten wie Erdgas aufweisen. Die Schwierigkeit hier ist jedoch die Logistik. Ohne direkte Anbindung an eine Pipeline oder einen Hafen muss der Wasserstoff via Lastwagen transportiert werden. Bestehende Erdgas Pipelines eignen sich generell nicht für den Transport von Wasserstoff.
 - Für die vorgeschlagenen 3'000 MW Kapazität, würden für den Spitzenzeiten Betrieb im Durchschnitt 17 Lastwagen pro Tag Wasserstoff anliefern. Bei Vollauslastung (Grundlast Produktion) wären 121 Lastwagen pro Tag notwendig. Die Kosten für den Transport sind sehr ungewiss und sind stark von dem Aufbau von Wasserstoff Infrastruktur in Europa und der Schweiz abhängig. Die Erweiterung der geplanten Wasserstoff Pipelines im Norden Deutschlands in die Schweiz wäre eine mögliche Option. Bei der vorgeschlagenen Kraftwerksgrösse von 500-1'000 MW würde aber auch eine Wasserstoffproduktion in der Nähe der Anlage mit dedizierten Elektrolyseuren (betrieben mit Wasser- und Solarstrom) in Frage kommen.

- **Umstellung von Erdgas auf andere grüne Brennstoffe:** Eine weitere Möglichkeit wäre, Erdgas mit anderen nachhaltigen Brennstoffen wie z.B. Biodiesel, Bioethanol oder Biomethan zu ersetzen. Die Verfügbarkeit und das Potenzial zur zusätzlichen Produktion von solchen Brennstoffen ist heute in der Schweiz jedoch schwierig trotz starkem Marktwachstum in Europa. Ausserdem liegen Schätzungen zum Break-Even CO2 Preis bei ca. CHF 300/tCO₂ (im Vergleich zu ca. CHF 56/tCO₂ heute).
- **CCS- und DAC-Technologien:** Carbon Capture and Storage ("CCS"), oder auch CO₂ Abscheidung und -speicherung genannt, ist eine weitere Möglichkeit, um die Stromproduktion CO₂-neutral zu gestalten. CCS ist dabei ein Verfahren zur Reduzierung von CO₂ Emissionen in der Atmosphäre durch die Abspaltung von CO₂ am Kraftwerk und dessen dauerhafte Einlagerung in unterirdischen Lagerstätten. Mit Kompressoren und Filtern kann das CO₂ in einem energieintensiven Prozess dem Abgas entzogen werden. Das CO₂ kann danach z.B. in erschöpften Gasfeldern gespeichert werden. Direct Air Capture ("DAC") kann ebenfalls eingesetzt werden, um das entstandene CO₂ aus der Stromproduktion zu kompensieren und beschreibt ein Verfahren zur Gewinnung von CO₂ direkt aus der Umgebungsluft.
 - Aufgrund der geringen erwarteten Auslastung der Kraftwerke (ca. 35 Tage pro Jahr oder 10% Auslastung), ist die Installation von Carbon Capture Technologie ökonomisch nicht sinnvoll. Das CAPEX wird von der Grösse des Kraftwerks getrieben und steht in keinem Verhältnis zu den eingesparten CO₂ Kosten, auch unter Berücksichtigung von steilen Kostensenkungskurven. Ein zusätzlicher Kostenfaktor ist der Transport und die Lagerung von CO₂. Die Schweiz bietet nahezu keine Speichermöglichkeiten (ca. 49 GWh oder <0.1% des Schweizer Jahresbedarfs) und der Transport zu europäischen Carbon Capture Hubs (z.B. in der Nordsee) gestaltet aufgrund der Distanz und fehlenden Infrastruktur eher schwierig.
 - Bis 2030 erwarten wir, dass sich "Carbon Capture as a Service" Geschäftsmodelle etablieren werden.
- **CO₂ Kompensationskosten:** Die Prognosen für die Kosten im Bereich CO₂ Kompensation gehen teils stark auseinander. Es wird unterschieden zwischen Kompensation via EU Emissionshandel und via CCS. Andere Kompensationsmethoden wie z.B. Aufforstung werden hier nicht untersucht.
 - **EU Emissionshandel:** Der Preis liegt aktuell bei CHF 56/tCO₂ in Europa. Bloomberg New Energy Finance erwartet einen Anstieg auf CHF 120/tCO₂ bis 2030. Das BFE prognostiziert einen Anstieg auf ca. CHF 80/tCO₂ bis 2035 und mehr als CHF 350/tCO₂ bis 2050.
 - **CCS:** Die CO₂-Abscheidung und Speicherung führt bei einem GuD nahezu zu einer Verdoppelung der Konstruktionskosten (Filter, Verdichter etc.), einem Effizienzverlust von ca. 12% (hoher Energiebedarf) und zu höheren laufenden Betriebskosten. Diese Effekte sind in den Annahmen des CCS Szenarios im 4. Kapitel aufgefangen. Für den Transport und die Speicherung von Kohlenstoff fehlt heute noch die Infrastruktur. Es wird jedoch erwartet, dass 2030+, nach erfolgreichem Ausbau einer CO₂ Infrastruktur in Europa, CO₂ bereits für 30-50 CHF/t CO₂ am Markt angedient werden kann (Speicherung in der Nordsee und Transport via Pipeline). Der erwartete Preis hängt natürlich von CO₂ Transportmengen, Regulierung und Subventionen ab, aber liegt bereits deutlich unter den heutigen CO₂ Zertifikatspreisen. Es wäre auch möglich, das CO₂ per Schiff von Basel via Rotterdam in die Nordsee zu transportieren. Das würde aber eine Zwischenlagerung in der Schweiz erfordern, welche in Abwesenheit einer Pipeline CH-Nordsee insbesondere im Zusammenspiel mit anderen CO₂ Produzenten in der Schweizer Industrie interessant sein könnte.
 - **Direct Air Capture ("DAC"):** Anstelle von CCS ist es auch möglich, CO₂ direkt aus der Luft zu filtern, unabhängig vom GuD Standort. Die Technologie ist bereits erprobt aber die Kosten sind mit bis zu CHF 700/tCO₂ aktuell noch sehr hoch im Vergleich zu CCS. Es wird jedoch erwartet, dass die Kosten bereits 2030 unter CHF 200/tCO₂ sinken werden. DAC könnte eine Übergangslösung sein für ausgestossenes CO₂ bis zur Umstellung auf 100% Wasserstoff in den GuDs.

Arbeitshypothese: Für Gaskraftwerke ist ein Carbon Capture direkt an der Anlage, durch Installation von Carbon Capture Equipment und dann der Filterung der Abgase, nur dann ökonomisch sinnvoll, wenn die Stromproduktion langfristig auf Baseload (50%+ Auslastung) hochgefahren werden sollte. Für Kraftwerke, die nur zu Spitzenzeiten produzieren, ist es wahrscheinlich besser, den Kraftstoff-mix längerfristig CO₂-neutraler zu gestalten: Durch Beimischung von Biogasen sowie grünem Wasserstoff. Fossil bedingte Restemissionen könnten mit Direct Air Capture kompensiert werden.

3 Wirtschaftlichkeitsanalyse von Kombikraftwerken unter verschiedenen Szenarien

- Vor dem Hinblick eines möglichen Finanzierungsszenarios für den Ausbau von GuDs in der Schweiz wurden verschiedene Szenarien entwickelt, die sich im Hinblick auf die Anzahl der Tage in Betrieb, den Kapazitätzahlungen und den CO₂ Preisen unterscheiden. Wir haben uns für die technischen und kommerziellen Annahmen auf Experteninterviews und einem Benchmarking von 6 Projekten in Grossbritannien, den USA und Südamerika abgestützt. Bezüglich der Subventionen ist die Wahl auf Kapazitätzahlungen gefallen; da wir annehmen, dass die Investitionsbereitschaft von möglichen Investoren bei Capex Subventionen wesentlich geringer wird. Dies liegt daran, dass Fixkosten mit Markterlösen aus der Stromerzeugung in diesem Szenario nicht sicher gedeckt werden könnten und ein profitabler Betrieb nicht sichergestellt werden könnte.
- **Base Case:** Wir sehen einen Ausbau von GuDs mit einer Kapazität von 3'000 MW vor, was etwa der entstandenen Kapazitätslücke durch den Ausstieg aus der Kernenergie entspricht. Wir nehmen weiter an, dass die Anlagen nur ca. 35 Tage pro Jahr (ca. 10%) betrieben werden, da sie primär als Versicherung dienen und lediglich Spitzen im Winter abdecken sollen. 35 Tage sind dabei auf Basis eines Benchmarkings von Spitzenstromkraftwerken angenommen worden, welches gezeigt hat, dass die Auslastung bei Spitzenstromkraftwerken bei

ca. 10% liegt. Dies wird ausserdem gestützt durch das Ziel der Schweiz Versorgungssicherheit in Zeiten sogenannter Dunkelflauten zu schaffen, welche bis zu 2 Wochen andauern können bei gleichzeitig eingeschränkten Speicherfähigkeiten.

- **Technische Parameter und Kosten:** Die LHV (lower heating value) Effizienz der Anlagen wurde auf 62% festgesetzt. Dies entspricht dem maximal erreichbaren Wert von modernen Anlagen. Das Capex von CHF 0.9m/MW liegt leicht über dem Durchschnitt existierender Anlagen im internationalen Vergleich. Wir gehen davon aus, dass in der Schweiz hohe Entwicklungskosten (und möglicherweise Anschlusskosten) erforderlich sind und haben dem hohen Lohnniveau Rechnung getragen. Die fixen Betriebskosten wurden mit CHF 44k/MW geschätzt. Dieser Wert ist ebenfalls leicht über dem Durchschnitt von vergleichbaren Anlagen.
 - **Förderungsinstrument:** Wir haben ein staatliches Förderprogramm in Form von Kapazitätzahlungen für 15 Jahre vorgesehen. Diese Laufzeit ist vergleichbar mit Laufzeiten europäischer Einspeisetarife für erneuerbare Energien und ist im Sinne der historischen Befristung für Förderinstrumente in der Schweiz.
 - **Kapazitätzahlungen:** Die Kapazitätzahlungen im Base Case sind CHF 116k/MW pro Jahr. Das entspricht ca. CHF 6 Milliarden an kumulativen Zahlungen über die 15 Jahre. Dies vergleicht sich mit über CHF 180 Milliarden von aggregierten Schäden in einem Strommangellageszenario gemäss BABS. Eine Strommangellage repräsentiert das grösste Risiko für die Schweiz. Die geschätzte Häufigkeit liegt zwischen einmal in 30 bis 50 Jahren. Gemessen am jährlichen Stromverbrauch in der Schweiz würden die Kapazitätzahlungen jährlich (während 15 Jahren) ca. 3.6% von den Konsumentenpreisen ausmachen. Die CHF 116k/MW liegen leicht über vergleichbaren Zahlungen für Kapazitäten in Deutschland (CHF 74k/MW) und Italien (CHF 82k/MW). Die Höhe der Kapazitätzahlungen sollten sinnvollerweise über einen auktionsbasierten Mechanismus festgelegt werden.
 - **Renditeerwartungen:** Wir haben die Höhe der Kapazitätzahlungen basierend auf der erwarteten Renditeerwartung eines Versorgungsunternehmens von ca. 4% über die Lebensdauer vom GuD festgelegt. Das Kalibrierungsszenario sieht jedoch keine Stromerlöse vor, sondern lediglich Kapazitätzahlungen. Das Abschöpfen des Marktrisikos ("spark spread") bringt die Rendite von 4% auf 6% über die Laufzeit der Anlage, da in Spitzenzeiten hohe Strompreise erzielt werden. Diese "Überrendite" könnte natürlich auch zurück an die Konsumenten fliessen, wenn dem Versorger lediglich eine Kostendeckung garantiert wird.
 - **Carbon Capture Szenario:** Die Annahme hinter dem Carbon Capture Szenario ist, dass wir CCS Equipment in den GuDs verbauen, was zu einer Verdoppelung des Capex führt. Wir gehen ausserdem von einem Effizienzverlust der Anlagen von 12% und leicht höheren Betriebskosten aus. Für den Transport und die Lagerung von CO2 rechnen wir konservativ mit 100 CHF/tCO2 (langfristige Annahme vom BFE), obwohl Industrieexperten Kosten im Rahmen von 30-50 CHF/tCO2 prognostizieren. Die erforderlichen Kapazitätzahlungen für eine 4% Rendite steigen deutlich, sind aber nach wie vor <6% vom jährlichen Strompreis von Endkonsumenten. Die variablen Stromerlöse sind sehr attraktiv in diesem Szenario, da steigende spark spreads (getrieben u.a. von höheren CO2 Preisen) auf sinkende Kosten für CO2 Transport und Lagerung treffen.
 - **Direct Air Capture Szenario:** Die Annahme hier ist, dass wir den CO2 Ausstoss mit Direct Air Capture and Storage (DAC) kompensieren. Der LCOE für DAC soll bis 2040 auf ca. CHF 150/tCO2 fallen. In unserem Modell rechnen wir konservativ aber mit CHF 500/tCO2 bis 2030 und CHF 270/tCO2 (langfristige BFE Annahme) danach. Wir gehen aber auch davon aus, dass sich ein "Carbon Capture as a Service" Markt entwickeln wird, in welchem möglicherweise noch tiefere Preise pro tCO2 erzielt werden können.
- Die Renditen für das Base Case Szenario und fünf Sensitivitäten sind in der untenstehenden Tabelle aufgeführt. Eine Auflistung der Annahmen ist im Anhang inkludiert.

Szenario 1: Base Case	Ausbau von total 3 GW GuDs primär zur Deckung von Spitzen im Winter. CHF 116'000 pro MW an Kapazitätzahlungen über 15 Jahre sind notwendig, um eine risikogerechte Rendite für mögliche Investoren zu erzielen. Die ca. 2% Überrendite im Vergleich zu Szenario 2 ist nur möglich, sofern die Kraftwerke Stromerlöse abschöpfen dürfen und „spark spreads“ positiv sind.
Szenario 2: 15Y Base Case (ohne Stromerlöse)	Die Kraftwerke nehmen nicht am Markt teil und erhalten nur Kapazitätzahlungen. Es wird weiter angenommen, dass die Kraftwerke nach 15 Jahren keinen Wert mehr haben (und z.B. stillgelegt werden).
Szenario 3: 30Y Base Case (ohne Stromerlöse)	Die Kraftwerke nehmen nicht am Markt teil und erhalten nur Kapazitätzahlungen. In diesem Szenario werden Kapazitätzahlungen jedoch über 30 Jahre verteilt - entsprechend können diese auf CHF 80'000 pro MW reduziert werden, um eine ähnliche Rendite für den Investor zu erzielen.
Szenario 4: Base Case mit CCS	Die Installation von Carbon Capture Equipment verschlechtert die Rendite aufgrund von hohem Capex und nicht unwesentlichen Effizienzverlust. Die Kapazitätzahlungen müssten auf CHF 160'000 pro MW angehoben werden, um vergleichbare Renditen zu erzielen.
Szenario 5: Base Case mit CCS (ohne Stromerlöse)	Carbon Capture Equipment wird installiert und Stromerlöse dürfen nicht abgeschöpft werden. Die Kapazitätzahlungen müssten auf CHF 190'000 pro MW angehoben werden, um vergleichbare Renditen zu erzielen.
Szenario 6: Base Case mit Direct Air Capture	Die CO2 Emissionen werden mit Direct Air Capture kompensiert – eine aktuell noch sehr kostspielige Methode. Die Kapazitätzahlungen müssten auf CHF 185'000 pro MW festgelegt werden, um vergleichbare Renditen zu erzielen. Der Wert liegt unter Szenario 5, da die Kraftwerke nur bei Spitzen laufen aber das CCS Equipment so dimensioniert werden muss, dass bei Volllast (nahezu) die ganzen CO2 Emissionen herausgefiltert werden.

Scenarios	1	2	3	4	5	6
	30Y lifetime and 15Y capacity payments	15Y lifetime and 15Y capacity payments (no income from electricity sales)	30Y lifetime and 30Y capacity payments (no income from electricity sales)	Carbon Capture Scenario	Carbon Capture Scenario (no income from electricity sales)	Direct Air Capture Scenario
Investor Returns						
Lifetime Equity IRR	6.1%	4.2%	4.0%	4.1%	4.1%	4.2%
Lifetime MOIC	1.5x	1.5x	1.9x	1.7x	1.4x	1.5x
Payback period (in years)	9	11	17	13	11	10
Subsidies						
CHF '000/MW per year (indexed at 2.0%)	116.0	116.0	80.0	160.0	190.0	185.0
Total lifetime costs (in CHF billion)	6.0	6.0	10.0	8.3	9.9	9.6
Cost in Rp./kWh (based on 65 TWh consumption p.a.)	0.65	0.65	0.53	0.90	1.07	1.04
Subsidies per kWh in % of retail power price	3.6%	3.6%	2.9%	5.0%	5.9%	5.8%
Key Assumptions						
Lifetime (in years)	30	15	30	30	15	30
Capacity payments (in years)	15	15	30	15	15	15
Avg. days operated p.a. ¹	35	0	0	35	0	35
Avg. CO2 price (CHF/tCO2, real)	186	n/a	186	100	100	343

¹ '0' means that the generator is compensated for all variable costs incurred, i.e. doesn't take any risk on electricity and CO2 prices, but also doesn't receive any variable income from selling electricity.

Erste Ergebnisse: Für den Ausbau von 3.000 MW wären Kapazitätzahlungen von ca. CHF 6 Milliarden (gleichmässig verteilt über 15 Jahre) erforderlich. Dies entspricht <4% vom jährlichen Strompreis von Endkonsumenten, oder einer jährlichen Preiserhöhung von circa 0.65 Rappen pro kWh. Die Kompensation von CO2 via DAC scheint in den ersten Betriebsjahren sinnvoll und ohne signifikante Mehrkosten machbar. Langfristig würde sich eine Umstellung auf "Carbon Capture as a Service" (falls es sich in der Schweiz entwickelt) oder die Verbrennung von Wasserstoff oder anderen grünen Kraftstoffen anbieten.

Was wir nicht wissen:

- (i) aktuelle Prognosen für die Schweizer Strompreisentwicklung, CO2 Preisentwicklung und Gaspreisentwicklung in den nächsten 30 Jahren;
- (ii) detailliertes Energieerzeugungsprofil der Anlagen basierend auf einem Strommarktmodell;
- (iii) genaue Renditeerwartungen von Entwicklern und Investoren für die Entwicklung und Konstruktion von den geplanten Anlagen;
- (iv) detaillierte Einschätzung von Capex und Opex;
- (v) unterschiedliche kantonale Rahmenbedingungen und Identifikation von möglichen Standorten;
- (vi) detaillierte technische Einschränkungen und Herausforderungen (z.B. erforderlicher Ausbau vom Stromnetz) und damit verbundene Mehrkosten;
- (vii) Ausgestaltung des Kapazitätsmarkt (Öffnung für weitere Technologien); und
- (viii) politische und gesellschaftliche Anforderungen an die Ausgestaltung der CO2 Kompensation.

4 Appendix

Möglichkeiten zur Erhöhung der Versorgungssicherheit

Assumptions	Example 1	Example 2	Example 3	Example 4	Example 5	Example 6	Project Helvetica
Business characteristics							
Country	UK	Colombia	UK	UK	USA, CA	UK	CH
Technology	CCGT	Dual fuel	CCGT	CCGT	OCGT	CCGT	CCGT
Number of sites	2	1	1	1	1	3	3-6
Lifetime (years)	30	25	30	30	40	25	30
Year of Operation Start Assumption	2017	2020	2006	2010	2013	2020	2025
MW	1'611	241	489	850	800	1'933	3'000
Total generation (GWh)	4'584	272	1'212	3'704	537	13'791	2'541
Capacity factor (%)	44%	13%	29%	57%	8%	60-85%	10%
Avg. days of production per year	162	47	107	207	27	256	35
Efficiency (gas/electricity)	50%	47%	54%	52%	40%	56-62%	56-62%
Availability (Generation/ Available Energy, %)	97%	98%	93%	94%	96%	n/a	n/a
CO2 emissions p.a. (in tons)	2'287'000	n/a	472'000	1'354'000	275'412	4'612'668	826'465
Carbon Intensity Factor (CO2t/GWh)	499	n/a	389	366	513	334	325
Construction Capex							
Capex/MW (total)	CHF '000	CHF '000	CHF '000	CHF '000	CHF '000	CHF '000	CHF '000
	-	-	-	1'009	911	685	896
Maintenance capex p.a.							
Maintenance capex/MW	CHF '000	CHF '000	CHF '000	CHF '000	CHF '000	CHF '000	CHF '000
	7.9	2.6	7.9	2.6	6.9	7.9	5.0
Maintenance capex/GWh	CHF '000	CHF '000	CHF '000	CHF '000	CHF '000	CHF '000	CHF '000
	2.8	2.3	3.2	0.6	10.2	1.1	5.9
Opex p.a.							
Opex/MW (w/o gas costs)	CHF '000	CHF '000	CHF '000	CHF '000	CHF '000	CHF '000	CHF '000
	28	25	58	51	41	39	44
Opex/MWh (w/o gas costs)	CHF '000	CHF '000	CHF '000	CHF '000	CHF '000	CHF '000	CHF '000
	10	22	23	-	62	5	52

Modellierungsannahmen

- Die nachfolgende Tabelle fasst die wichtigsten Annahmen, die unserem Finanzmodell unterliegen, zusammen:

Item	Assumption	Comments
Macro	Long-term inflation of 2.0%	n/a
Construction	3 years construction timeline	In line with expert recommendation of 2-3 years
Efficiency	LHV: 62% HH: 56%	In line with recent CCGT comparables and confirmed by industry experts
Availability	30 days downtime per year	In line with comparables.
Capacity Payments	CHF 116,000 per MW per year for initial 15 years of operations	Sized to achieve c. 4% lifetime return for investor, assuming no profits are generated from selling electricity in the market. This compares to capacity payments of CHF 74k/MW in Germany and CHF 82k/MW in Italy (for new build).
Spark spread	<p>The spark spread is the difference between the wholesale market price of electricity and its cost of production using natural gas. The cost of production includes (1) the cost of gas and (2) the carbon price based on the amount of CO₂ emissions.</p> <p>The spark spread can be negative or positive. The operator will aim to only produce electricity in case of a positive spark spread.</p> <p>We have assumed a spark spread of around CHF 30/MWh. The spark spread is likely to increase over time with increasing intermittent capacity but is highly dependent on the load factor (i.e. utilization of the plant). Projections for combinations of load factors and spark spreads need to be developed with a market consultant.</p> <p>No other revenues from frequency control or other ancillary services have been considered.</p>	
Opex	CHF 44k per MW p.a.	In line with comps but will depend on grid charges and fees.
Capex	CHF 896k construction capex per MW Maintenance capex of CHF 5k per MW p.a.	Construction capex in line with comps and at the upper end of range provided by industry experts of CHF 500k-900k per MW. Will depend on turbine prices, development costs and connection costs to gas and electricity grids. Maintenance capex in line with comps and on the conservative side given the rather low utilization of the plant.
Project life	30 years	Market standard is 30 years but plants can run for well over 30 years with the appropriate maintenance capex.
Residual Value	No residual value assumed.	Deconstruction is covered by scrap value of the material.
Cost indexation	In line with inflation	Contractual inflation of O&M contracts needs to be assessed
Tax	15% CIT	
Financing	No debt financing assumed	

Beurteilung aus Sicht der Versorgungswerke

- Bewertung vom Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen ("VSE").

Bewertungskriterium	2019	2035	2050
Investitions- und Geste-hungskosten	tiefe Investitionskosten, jedoch hohe Sensitivität der Geste-hungskosten auf Erdgaspreis und teilweise CO ₂ -Kosten	tiefe Investitionskosten, jedoch hohe Sensitivität der Geste-hungskosten auf Erdgaspreis, tiefe Vollaststunden, Zusatzkosten für CCS	tiefe Investitionskosten, hohe Sensitivität der Geste-hungskosten auf Erdgaspreis, tiefe Vollaststunden, Zusatzkosten für CCS
Umweltverträglichkeit	höhere CO ₂ -Belastung als Schweizer Strom-Mix	Verbesserung mit neuen Technologien (CCS) möglich	Verbesserung mit neuen Technologien (CCS) möglich
Verfügbarkeit der Energie	flexible Erzeugung, gute und ganzjährige Brennstoffverfügbarkeit	flexible Erzeugung, gute und ganzjährige Brennstoffverfügbarkeit	flexible Erzeugung, Brennstoffverfügbarkeit langfristig unklar
Produktionspotenzial	0,6 TWh (ca. 1 % des Strombedarfs)	16 TWh	35 TWh
Gesellschaftliche Akzeptanz	schlecht	ungewiss, eventuell besser mit CO ₂ -mindernden Technologien	Ungewiss, eventuell besser mit CO ₂ -mindernden Technologien und guter Brennstoffverfügbarkeit
Politische Akzeptanz	eher schlecht	ungewiss	ungewiss