



# ANGEBOT UND NACHFRAGE NACH FLEXIBLEN ERZEUGUNGSKAPAZITÄTEN IN DER SCHWEIZ

Studie im Auftrag des Verbands  
Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen  
(VSE)  
Endbericht

ANGEBOT UND NACHFRAGE NACH FLEXIBLEN  
ERZEUGUNGSKAPAZITÄTEN IN DER SCHWEIZ



**Kontakt-Details**

<b>Name</b>	<b>Email</b>	<b>Telefon</b>
Tobias Schwarz	<a href="mailto:tobias.schwarz@poyry.com">tobias.schwarz@poyry.com</a>	+41 76356 2107
Michael Grünenfelder	<a href="mailto:michael.gruenenfelder@poyry.com">michael.gruenenfelder@poyry.com</a>	+41 78706 3128
Peter von Metzler	<a href="mailto:peter.vonmetzler@poyry.com">peter.vonmetzler@poyry.com</a>	+41 76356 2189
James Cox	<a href="mailto:james.cox@poyry.com">james.cox@poyry.com</a>	+44 1865 812224
Mark Turner	<a href="mailto:mark.turner@poyry.com">mark.turner@poyry.com</a>	+44 1865 812230

---

**Copyright © 2012 Pöry Management Consulting (Schweiz)**

**Disclaimer**

Dieser Bericht wurde von Pöry Management Consulting AG („Pöry“) für den Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE) („Empfänger“) erstellt. Dieser Bericht basiert zum Teil auf Informationen, welche ausserhalb von Pöry's Kontrolle liegen. Der Bericht setzt voraus, dass die ihm zugrundeliegenden Informationen unter den definierten Bedingungen und Voraussetzungen korrekt und verlässlich sind. Pöry übernimmt keine Gewähr, weder ausdrücklich noch stillschweigend, für Richtigkeit oder Vollständigkeit dieser Informationen. Die Verwendung dieses Berichts und der darin enthaltenen Kostenschätzungen erfolgt daher auf alleiniges Risiko des Benutzers. Im Rahmen des rechtlich Zulässigen wird Pöry von jeglicher Haftung in Zusammenhang mit einer solchen Verwendung befreit, ungeachtet dessen, ob diese Haftung aufgrund eines Vertrags, Fahrlässigkeit, verschuldensunabhängiger Haftung oder einer andern gesetzlichen Grundlage entstanden sein soll.

Sämtliche in diesem Bericht enthaltenen Informationen sind vertraulich und ausschliesslich für die Nutzung durch den Empfänger bestimmt. Der Empfänger kann die im Bericht enthaltenen Informationen an die Geschäftsleitung, Behörden, Mitarbeitende oder professionelle Berater weiterleiten, sofern er diese Personen über die Vertraulichkeit dieser Informationen unterrichtet.

Alle Rechte bleiben vorbehalten. Dieser Bericht ist urheberrechtlich geschützt. Eine teilweise oder vollständige Vervielfältigung ist nur mit schriftlicher Genehmigung von Pöry zulässig.

## INHALTSVERZEICHNIS

<b>GLOSSAR</b>	<b>1</b>
<b>ZUSAMMENFASSUNG</b>	<b>2</b>
<b>1. EINFÜHRUNG</b>	<b>12</b>
1.1 Ausgangslage	12
1.2 Zielsetzung	13
1.3 Untersuchungsbereiche	13
1.4 Gliederung des Berichts	15
<b>2. ZUSAMMENFASSUNG METHODIK</b>	<b>16</b>
2.1 Einführung Zephyr	16
2.2 Exogene vs. endogene Variablen	18
2.3 Value of Capacity	19
2.4 Limitierungen des Modellierungs-Ansatzes	21
2.5 Input-Annahmen	21
<b>3. MODELLIERUNGSERGEBNISSE</b>	<b>30</b>
3.1 Überblick Szenarios / Optionen	30
3.2 Ergebnisse für Szenarien 1 - 3	31
3.3 Ergebnisse für Optionen 4 - 6	55
3.4 Ergebnisse für Option 7	70
<b>4. ZUSÄTZLICHER BEDARF AN SYSTEM-DIENSTLEISTUNGEN</b>	<b>73</b>
4.1 Markt für Reserveenergie	73
4.2 Vorgehen Abschätzung des zusätzlichen Bedarfs	75
4.3 Ergebnisse der Kostenschätzung	79
<b>5. MASSNAHMEN ZUR ERHÖHUNG DER FLEXIBILITÄT DES ERZEUGUNGSSYSTEMS</b>	<b>80</b>
5.1 Technologische Massnahmen	80
5.2 Organisatorische Massnahmen	91

## GLOSSAR

<b>AA-CAES</b>	Advanced Adiabatic Compressed Air Energy Storage (adiabatischer Druckluftspeicher)
<b>B</b>	englisch Billion (deutsch Milliarden)
<b>CCGT</b>	Combined cycle gas turbine (GuD)
<b>CAPEX</b>	Capital expenditure (Investitionen)
<b>CAES</b>	Compressed Air Energy Storage (Druckluftspeicher)
<b>CHP</b>	Combined heat and power (WKK)
<b>GuD</b>	Gas- und Dampf-Kombikraftwerke (CCGT)
<b>H<sub>2</sub></b>	Wasserstoff
<b>IC</b>	Interkonnektor
<b>IRR</b>	Internal Rate of Return (interner Zinsfuss)
<b>Mio</b>	Millionen
<b>Mrd</b>	Milliarden
<b>RoR</b>	Run of river (Laufwasser)
<b>SRMC</b>	Short run marginal cost (kurzfristige Grenzkosten)
<b>TWA</b>	Time weighted average (zeitgewichteter Durchschnitt)
<b>ÜNB</b>	Übertragungsnetzbetreiber
<b>VoC</b>	Value of Capacity
<b>WKK</b>	Wärme-Kraft-Kopplung (CHP)

## ZUSAMMENFASSUNG

### Einführung

Die Flexibilisierung der Elektrizitätsversorgung in Europa und der Schweiz wird in Zukunft stark an Bedeutung gewinnen. Hierfür ist vor allen Dingen die Zunahme der schwankenden Stromeinspeisung („Intermittenz“) durch Wind- und Solarkraft verantwortlich. Die stärkeren Anforderungen an die Flexibilität auf den Strommärkten sind mit erheblichen Konsequenzen für die Strommärkte verbunden.

Pöyry Management Consulting wurde vom Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE) beauftragt, die Auswirkungen des gestiegenen Bedarfs nach flexiblen Erzeugungskapazitäten in der Schweiz quantitativ zu untersuchen. Dabei sollten Aussagen sowohl zum regulären Strommarkt als auch zum Markt für Systemdienstleistungen gemacht werden. Darüber hinaus sollten technische und organisatorische Massnahmen aufgezeigt werden, die zur Integration der Erneuerbaren Energien in die Strommärkte beitragen.

### Vorstellung Modell

Hauptteil der Studie ist die Modellierung von verschiedenen Szenarien mit dem Strommarktmodell Zephyr. Zephyr benutzt einen sehr umfassenden Datensatz mit stündlichen Daten zu Bedarf, Wind-, Solar- und Wasserangeboten, basierend auf den Wetterjahren 2005 bis 2010. Die historischen Wetterdaten werden verwendet, um ein realistisches Bild der Effekte des Ausbaus der erneuerbaren Energien zu zeichnen.

Die Strommärkte der Schweiz sowie weiterer zentraleuropäischer Staaten (Deutschland, Frankreich, Italien, Benelux, Österreich) sind in voller Detailtiefe in Zephyr abgebildet. Die grenzüberschreitenden Stromflüsse außerhalb der Betrachtungsregion werden mittels unseres europaweiten EurECa-Modells an die Berechnungen des Zephyr-Modells angepasst.

Zephyr simuliert den Einsatz jedes Kraftwerks auf stündlicher Basis – in Summe 8760 Stunden pro betrachtetem Jahr. Das Modell verwendet hierfür einen Algorithmus zur linearen Optimierung. Für jedes Analysejahr werden sechs Iterationen ausgeführt. Jede Iteration steht für die Wetterbedingungen, Wasserkraftdargebot und Nachfrage basierend auf den historischen Daten der Jahre 2005 bis 2010 zur Verfügung. Das heißt, für jedes Betrachtungsjahr werden 52560 Stunden simuliert (8760 x 6). So erhält man eine repräsentative Abbildung der Wechselwirkungen zwischen Wetter und Stromnachfrage.

Die Unterscheidung von exogenen und endogenen Variablen ist von grosser Bedeutung für die Modellierung:

- Exogene Variablen werden als Inputs für die Modellierung vorgegeben
- Endogene Variablen spiegeln die Ergebnisse der Modellierung wider

Die Entwicklung der Erzeugungskapazitäten kann je nach gewähltem Vorgehen entweder exogen oder endogen sein. Im exogenen Fall werden Annahmen hinsichtlich des Umfangs und des Zeitpunkts des Zubaus getroffen. Im endogenen Fall bestimmt das Modell, wann der Zubau von weiteren Kapazitäten profitabel ist.

Die VSE-Projektgruppe hat sich dafür ausgesprochen, dass der Zubau folgender Technologien modell-endogen erfolgen soll:

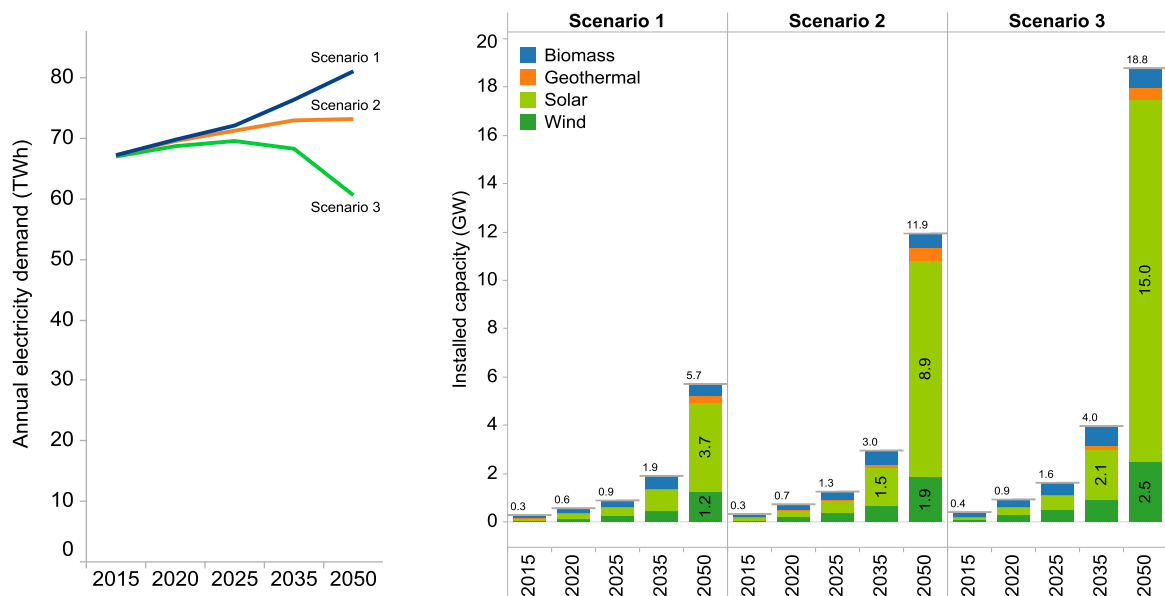
- Neue Pumpspeicherkraftwerke nach 2020 (alle Szenarien/Optionen)
- Neue Gas-und-Dampfkraftwerke (GuD, englisch CCGT für Combined Cycle Gas Turbine) (alle Szenarien/Optionen)
- Neue Wärme-Kraft-Kopplungs-Anlagen (WKK, englisch CHP für Combined Heat and Power) (alle Szenarien/Optionen bis auf Option 6, wo Umfang des Zubaus exogen angenommen wurde).

Für alle sonstigen Erzeugungstechnologien hat die Projektgruppe den Kapazitätszubau exogen angenommen. Dies betrifft die folgenden Technologien:

### Szenarien

Kern der Modellierung sind die drei Hauptszenarien, die sich im Wesentlichen im Hinblick auf die Entwicklung der Nachfrage sowie den Zubau von erneuerbaren Erzeugungskapazitäten unterscheiden.

**Abbildung 1 – Annahmen zur Nachfrageentwicklung (links, TWh) und Entwicklung Erzeugungskapazitäten erneuerbare Energien (rechts, GW)**



Aufbauend auf den drei Szenarien wurden zudem 4 Optionen modelliert, die sich im Hinblick auf wesentliche Eigenschaften von den Szenarien unterscheiden:

- Option 4: deutliche Reduktion der Importe gegenüber Szenario 1 (bei Neu-Optimierung des Erzeugungsparks für endogene Technologien)
- Option 5: deutliche Reduktion der Importe gegenüber Szenario 2 (unter Beibehaltung des Erzeugungsparks in Szenario 2)
- Option 6: exogene Bestimmung des WKK-Neubaus und „Green Offsetting“ der Netto-Importe
- Option 7: Annahmen zum Erzeugungsportfolio wie in Szenario 3 bei Nachfrage-Annahmen entsprechend Szenario 2

## Kernergebnisse

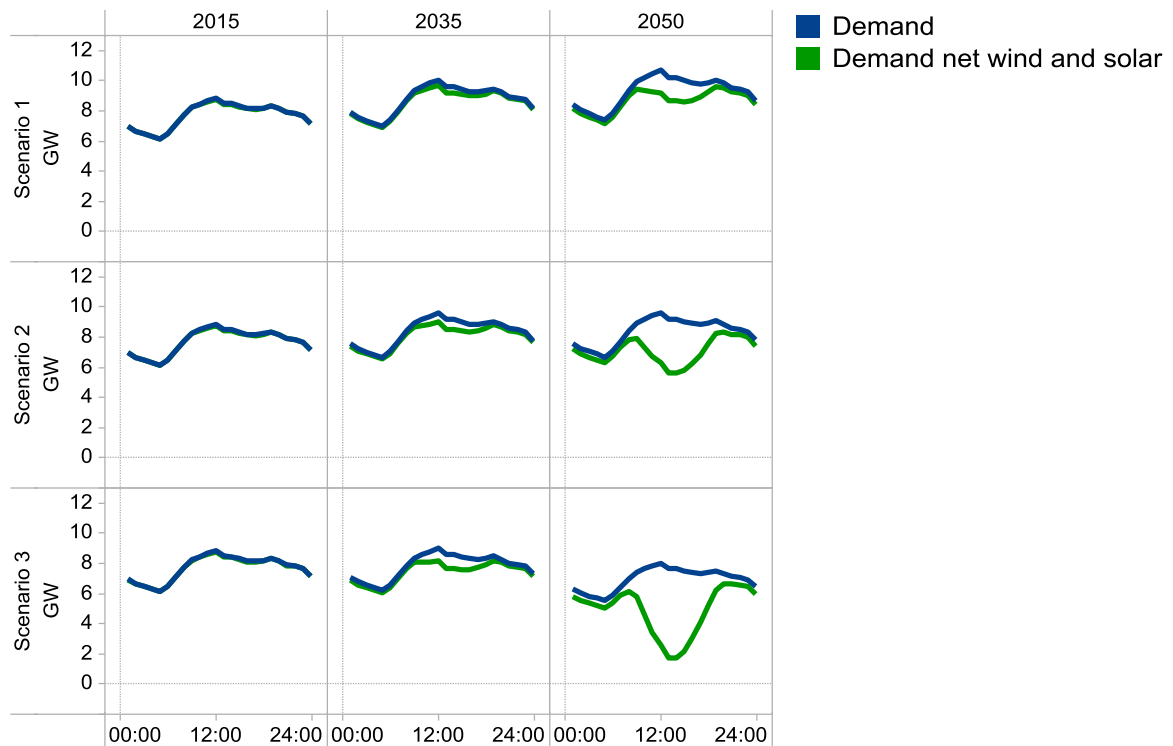
*Bis 2035 sind die Effekte des Ausbaus von Wind- und Solarkraft für die Schweiz hauptsächlich auf Entwicklungen in den umliegenden Ländern zurückzuführen. Nach 2035 nimmt die Bedeutung der Wind- und Solarstromerzeugung in der Schweiz deutlich zu*

Die Effekte des Zubaus von Wind- und Solarkapazitäten für die Schweiz sind bis zum Jahr 2035 überwiegend auf Entwicklungen in den umliegenden Ländern zurückzuführen. Zwischen 2015 und 2035 nimmt die Bedeutung von Wind- und Solarerzeugung in Deutschland, Italien und Frankreich erheblich zu. Für die Schweiz zeigt sich dies vor allem an den Zyklen der Wasserkrafterzeugung und der Im- und Exporte, die sich immer stärker v.a. an der Windkrafterzeugung in Deutschland orientieren.

Im Jahr 2050 erreicht der Anteil von Wind- und Solarstrom in der Schweiz am Gesamtverbrauch 7% in Szenario 1, 16% in Szenario 2 und 30% in Szenario 3. Dabei erfolgt das Hauptwachstum in allen drei Szenarien zwischen 2035 und 2050. Die Stromerzeugung aus Wind- und Sonnenkraft in der Schweiz weist starke Schwankungen und ein deutliches saisonales Profil auf. Windstrom fällt wesentlich stärker im Winter an, während Solarstrom stärker auf den Sommer entfällt. Wind- und Solarstrom sind zudem nur schwach korreliert (negative Korrelation in Bezug auf Saison und Tageszeit).

Wind- und Solarstrom haben nach 2035 deutliche Auswirkungen auf die Residualnachfrage (die Stromnachfrage, die nach Abzug von Wind- und Solarstrom noch gedeckt werden muss). In Szenario 3 zeigt sich für das Jahr 2050 sogar für 10% der Zeit eine negative Residualnachfrage, d.h. in 10% aller Stunden reicht allein die Stromerzeugung aus Wind- und Solarkraft aus, um die Stromnachfrage in der Schweiz zu decken. In allen drei Szenarien sinkt die Residualnachfrage vor allen Dingen in den Mittagsstunden aufgrund der grossen Bedeutung der Solarkraft.

Abbildung 2 – Untertägige Verteilung Residualnachfrage (GW)



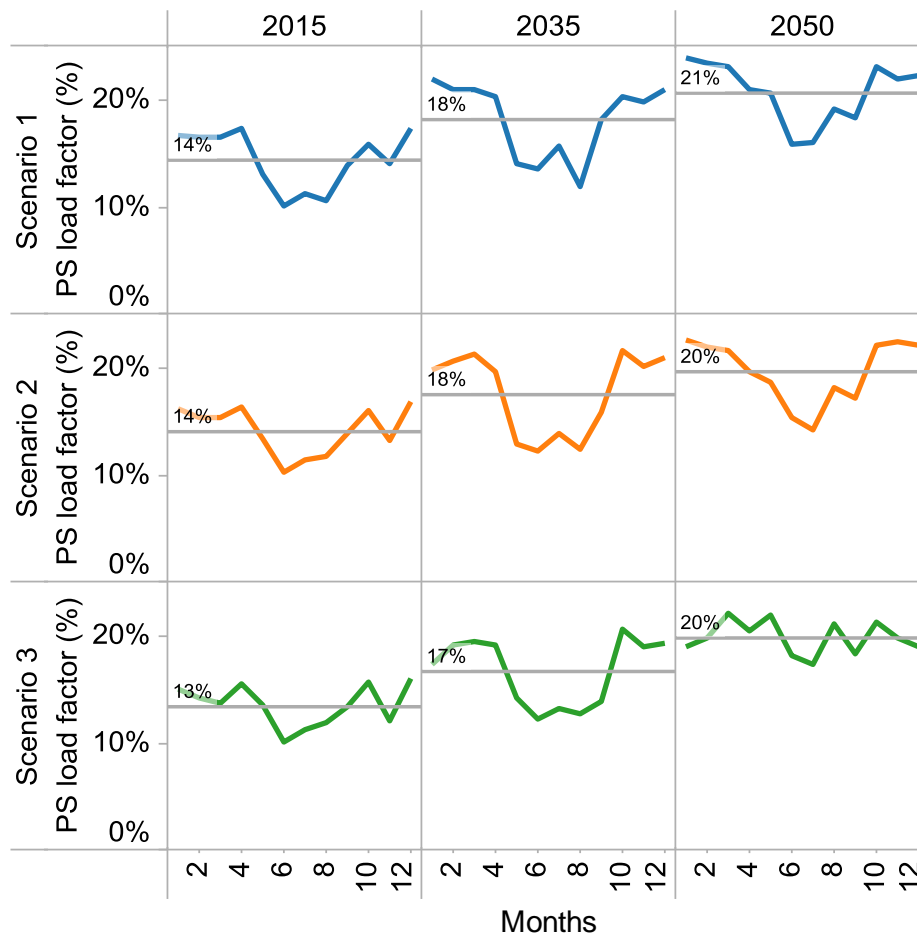
*Die Fahrweise der Wasserkraftwerke wird von der schwankenden Einspeisung von Wind- und Solarstrom verändert*

Der Auslastungsgrad der Pumpspeicherkraftwerke steigt in allen drei Szenarien über die Zeit an. Die Pumpspeicherkraftwerke können somit von der stärkeren Volatilität der Wind- und Solareinspeisung profitieren. Dies zeigt sich auch an den Bruttomargen (Markteinnahmen minus Kosten fürs Pumpen und sonstige variable Kosten), die in allen Szenarien ansteigen, wobei der Anstieg bis 2035 begrenzt ist.

Das monatliche Muster der Stromerzeugung aus Pumpspeicherkraftwerken zeigt den niedrigsten Auslastungsgrad jeweils in den Sommermonaten. Dieses Muster bleibt in den Szenarien 1 und 2 auch im Jahr 2050 bestehen. In Szenario 3 führt die angestiegene Erzeugung aus Solarkraft zu einer stärkeren Nutzung der Pumpspeicherkraftwerke auch in den Sommermonaten, sodass das saisonale Muster durchbrochen wird.



Abbildung 3 – Auslastungsgrad Pumpspeicherkraftwerke (%)

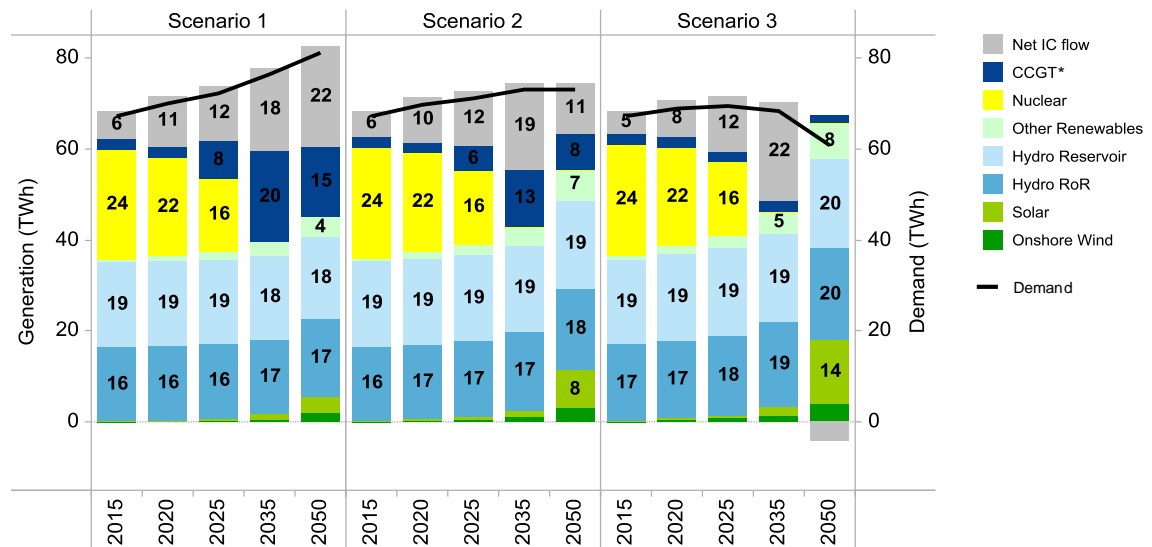


Für Speicherkraftwerke zeigen die Modellierungsergebnisse relativ konstante monatliche Output-Werte. Dies deutet darauf hin, dass sich die saisonale Fahrweise der Speicherkraftwerke über die Zeit nicht wesentlich ändert. Allerdings können auch Speicherkraftwerke stärker von der zunehmenden kurzfristigen Preisvolatilität profitieren.

*Die Stilllegung der Kernkraftwerke führt zur Zunahme der Importe; der Zubau von GuD-Kapazitäten hängt vom Szenario ab*

In allen drei Szenarien ist eine deutliche Zunahme der jährlichen Netto-Importe (Importe minus Exporte) zu verzeichnen. Diese wachsen bis 2035 auf zwischen 18 TWh (Szenario 1) und 22 TWh (Szenario 3). In den Szenarien 1 und 2 wird der Rückgang der Erzeugung der Kernkraftwerke zudem durch neu hinzukommende Erzeugung aus GuD-Kraftwerken (Gas- und Dampf-Kombikraftwerke) kompensiert. In Szenario 3 besteht aufgrund des geringeren Nachfragewachstums sowie des höheren Zubaus an Erneuerbaren v.a. nach 2035 kein Bedarf an zusätzlicher Erzeugung aus Gaskraftwerken. Hier steigen die Nettoimporte bis 2035 auf den höchsten Wert aller drei Szenarien. Bis 2050 nimmt die Erzeugung aus erneuerbaren Energien deutlich zu (v.a. in den Szenarien 3 und 2).

Abbildung 4 – Jährliche Erzeugung und Nachfrage (TWh)



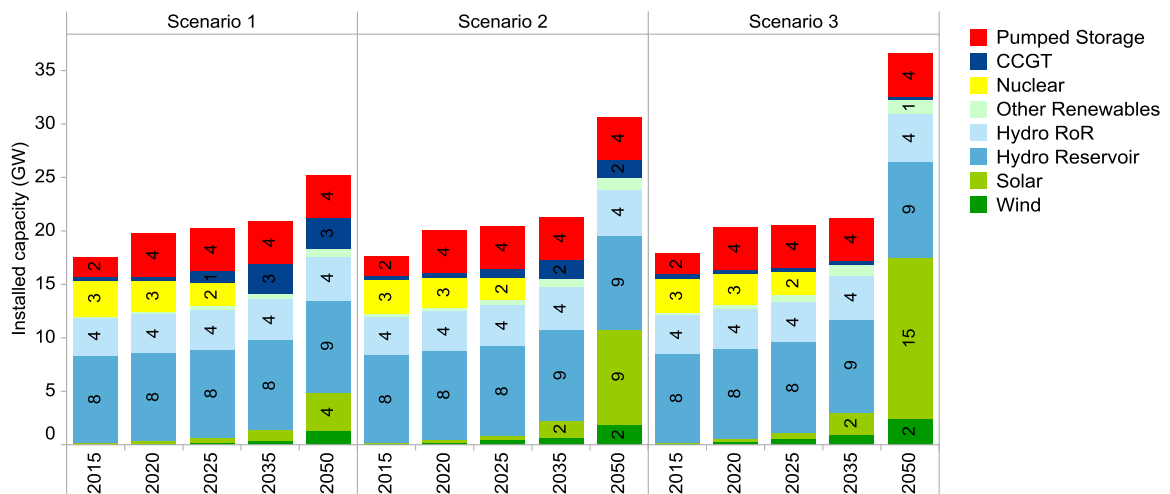
\* inklusive "other thermal"; Nachfrage exklusive und Generation + IC flows inklusive Nettoverbrauch für Pumpspeicher

*Der Neubau von Erzeugungskapazitäten wird vornehmlich von den exogen vorgegebenen Pumpspeicher- und erneuerbaren Kapazitäten sowie von endogen vorgegebenen GuD-Neubauten bestimmt.*

Die Entwicklung der Kapazität von Pumpspeicherkraftwerken, Speicherkraftwerken, Laufwasserkraftwerken sowie Kernkraftwerken verläuft in allen drei Szenarien weitestgehend identisch. Die Unterschiede zwischen den drei Szenarien werden im Wesentlichen vom Wachstum der erneuerbaren Technologien sowie von GuD-Kraftwerken bestimmt. In Szenario 3 nehmen die Wind- und Solarkapazitäten am stärksten zu, gefolgt von Szenario 2. In Szenario 1 und in etwas geringerem Umfang in Szenario 2 wird die Stilllegung der nuklearen Kapazitäten durch die Zunahme von CCGT-Kapazitäten kompensiert. In Szenario 3 lohnt sich der Zubau von CCGT-Kraftwerken aufgrund des Wachstums der Wind- und Sonnenkraft sowie aufgrund der zurückgehenden Nachfrage nicht.

Der Zubau der GuD-Kapazitäten in den Szenarien 1 und 2 erfolgt, weil diese Investitionen im Modell profitabel sind. Das Wachstum der Kapazitäten für erneuerbare Energien und für Wasserkraft geht auf exogene Vorgaben zurück. Weitere Zubauten (Pumpspeicher, über die vorgegebene Kapazität hinaus, Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen/WKK, Gasturbinen) haben nach den Modellierungsergebnissen keine ausreichende Profitabilität. Die Rendite von Investitionen in WKK-Anlagen liegt dabei nur knapp unter der angenommenen Profitabilitätsschwelle.

**Abbildung 5 – Entwicklung Erzeugungskapazität (GW)**



*Die Stromkosten pro MWh wachsen in Szenario 3 aufgrund des höchsten Ausbaus an Erneuerbaren am stärksten*

Die Gesamtkosten der Stromerzeugung setzen sich zusammen aus Kapitalkosten, Fixkosten, Brennstoff-, CO<sub>2</sub>- und sonstigen variablen Kosten sowie den Kosten für die Netto-Importe.

Die Gesamtkosten steigen in Szenario 1 von 1640 Millionen (Mio). € im Jahr 2015 schrittweise auf 5480 Mio. € im Jahr 2035 und sinken dann leicht auf 5450 Mio. € im Jahr 2050. In den anderen Szenarien fällt der Kostenanstieg etwas geringer aus (Szenario 2: 5280 Mio. € 2035 und 5070 Mio. € 2050; Szenario 3: 5050 Mio. € 2035 und 4720 Mio. € 2050), allerdings sind die Zahlen aufgrund der unterschiedlichen Nachfrageentwicklung nicht direkt vergleichbar.

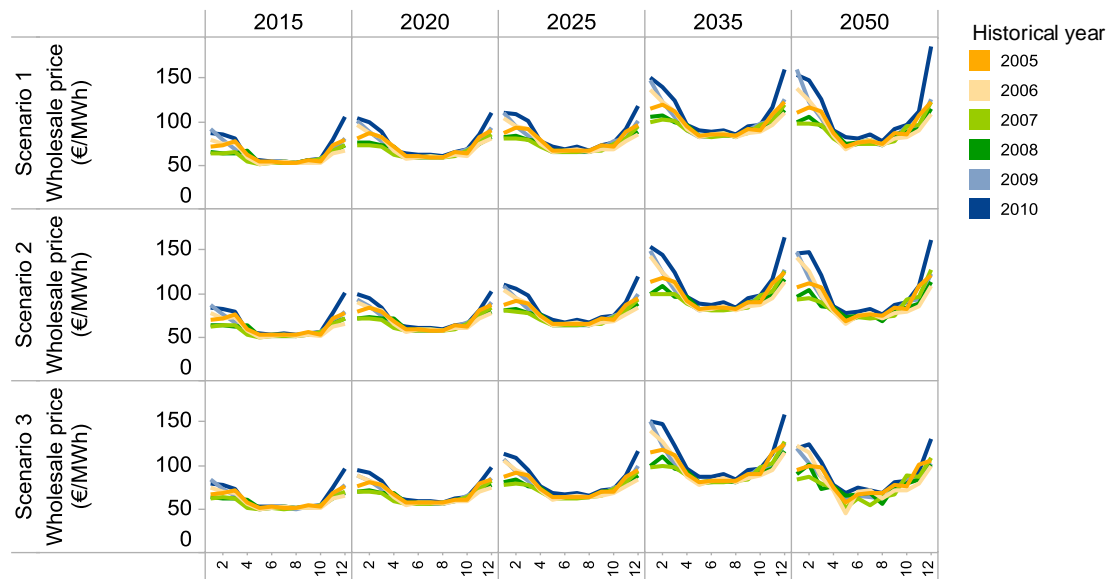
Die durchschnittlichen Erzeugungskosten bezogen auf den Stromverbrauch nehmen bis zum Jahr 2035 eine vergleichbare Entwicklung. Die Kosten steigen von knapp 25 € pro MWh im Jahr 2015 auf 71,9 €/MWh (Szenario 1), 72,5 €/MWh (Szenario 2) bzw. 74,1 €/MWh (Szenario 3) im Jahr 2035. In Szenario 1 gehen die Durchschnittskosten bis 2050 auf 67,3 €/MWh und in Szenario 2 auf 69,5 €/MWh zurück, während sie in Szenario 3 auf 78,0 €/MWh ansteigen. Die Zunahme in Szenario 3 ergibt sich vor allem aus dem deutlich stärkeren Wachstum der subventionierten erneuerbaren Erzeugung (Sonne, Wind, Biomasse, Geothermie).

*Die Volatilität der Grosshandelspreise nimmt deutlich zu*

Die Volatilität der Preise für die verschiedenen Wetterjahre nimmt im Laufe der Jahre und insbesondere nach 2025 zu. Am volatilsten sind die Preise in Szenario 3 aufgrund des höheren Erneuerbaren-Anteils. Die stärkeren Preisschwankungen zeigen sich dabei

sowohl zwischen verschiedenen Monaten als auch innerhalb einzelner Tage. Dabei sind die Unterschiede im Winter deutlich höher als im Sommer.

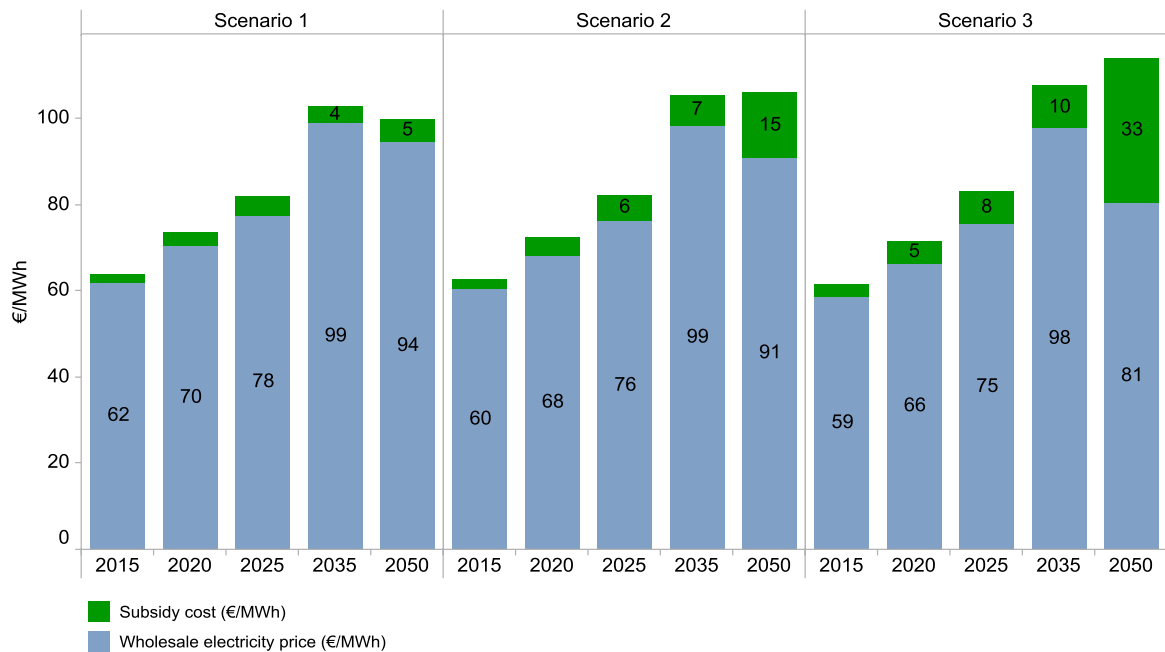
**Abbildung 6 – Monatliche Grosshandelspreise (€/MWh)**



Das starke Wachstum von Wind- und Solarstroms in der Schweiz und in den umliegenden Ländern führt zu einer deutlichen Kannibalisierung der Preise. Als Konsequenz liegen die realisierten Preise aus Solarstrom unter dem jährlichen Durchschnittspreis für die Grosshandelspreise. Dies wirkt sich steigend auf die Subventionen aus, da das realisierbare Markteinkommen sogar noch unter den Markteinkommen anderer Technologien liegt.

Die jährlichen Grosshandelspreise steigen bis ins Jahr 2035 kontinuierlich an – getrieben v.a. durch die Zunahme der Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Preise. Dabei sind nur sehr geringe Unterschiede zwischen den Szenarien zu beobachten. Nach dem Jahr 2035 sinken die jährlichen Grosshandelspreise deutlich – von knapp 100 €/MWh in 2035 auf zwischen 94 €/MWh (Szenario 1) und 81 €/MWh (Szenario 3). Für die Endkonsumentenpreise sind neben den Grosshandelspreisen auch die Subventionen für erneuerbare Erzeugungstechnologien relevant. Berücksichtigt man Beide Komponenten zeigt sich der grösste Anstieg für Szenario 3.

Abbildung 7 – Jährliche Grosshandelspreise und Subventionen (€/MWh)



*Die Limitierung der Importe führt zu höherem Zubau an GuD- und WKK-Anlagen und erhöht die Kosten der Stromerzeugung*

In Option 4 werden die Importe auf 10% der jährlichen Nachfrage sowie 25% der Nachfrage im Winter beschränkt. Ansonsten gelten die Annahmen von Szenario 1. Die Nettoimporte sinken aufgrund der Restriktion um bis zu 19 TWh pro Jahr (Wert für 2050) in Option 4 verglichen zu Szenario 1. Bezogen auf die Struktur der Erzeugung hat die Restriktion der Importe vor allen Dingen zwei Effekte: zum einen wird die Erzeugung aus GuD-Kraftwerken („CCGT“) deutlich ausgeweitet, von 20 auf 30 TWh im Jahr 2035 und von 15 auf 28 TWh im Jahr 2050. Zum anderen wird die Erzeugung aus WKK-Anlagen in Option 4 profitabel: war in Szenario 1 noch keine WKK-Erzeugung zu verzeichnen, so steigt diese in Option 4 ab 2020 langsam an und erreicht 6 TWh im Jahr 2050.

Die Veränderungen bei Option 4 im Vergleich zu Szenario 1 führen zu Mehrkosten für die gesamte Stromerzeugung inklusive Netto-Importkosten in Höhe von 6,7 € pro MWh oder 10% gegenüber Szenario 1. Die Mehrkosten ergeben sich durch die höheren Kosten für die fossile Stromerzeugung aus GuD und WKK im Vergleich zu den Importkosten in Szenario 1.

In Option 5 werden die Importe gegenüber Szenario 2 ebenfalls beschränkt. Im Gegensatz zu Option 4 wird bei Option 5 keine Neuoptimierung des Erzeugungsportfolios vorgenommen (d.h. die Erzeugungskapazität bleibt gleich im Vergleich zu Szenario 2). Aufgrund des fehlenden Zubaus von Erzeugungskapazität trotz der Restriktion der Importe kommt es in Option 5 zu erheblichen Stromausfällen. Im Jahr 2025 können je nach Wetterjahr bis zu 5 TWh Nachfrage nicht gedeckt werden. Die Zahl der „unversorgten“ Stunden liegt im Jahr 2025 bei knapp 500 und im Jahr 2035 bei knapp 1500. Somit zeigt diese Option dass die Restriktion der Importe nur bei gleichzeitigem Ausbau von Erzeugungskapazitäten in der Schweiz erreicht werden kann.

### *Der exogen vorgegebene Zubau von WKK-Kapazitäten und das „Offsetting“ der Nettoimporte führt zu moderaten Mehrkosten*

In Option 6 wird ein exogen vorgegebener Zubau von WKK-Kapazität im Umfang von 1,5 GW bis 2050 angenommen. Zweitens werden die Kosten des „Green-Offsetting“ der Nettoimporte berechnet und den Gesamtsystemkosten hinzugerechnet. Offsetting heisst in diesem Zusammenhang, dass Massnahmen getroffen werden, dass die Netto-Importe de facto auch aus erneuerbaren Quellen stammen. Ansonsten gelten die Annahmen von Szenario 3.

Aufgrund des exogen vorgegebenen Zubaus erhöht sich die Stromerzeugung aus WKK entsprechend um 5.6 TWH bis zum Jahr 2050. Da sich für die sonstigen Erzeugungsformen keine Änderungen ergeben, wirkt sich der Anstieg der WKK-Erzeugung direkt verringernd auf die Nettoimport (bis 2035) bzw. erhöhend auf die Nettoexporte (2050) aus. Die zusätzlichen Kosten von Option 6 im Vergleich zu Szenario 3 sind gering, da WKK-Anlagen in Szenario 3 nur knapp unter der Profitabilitätsschwelle für endogenen Neubau lagen.

Die Kosten für „Green Offsetting“ entsprechen den hypothetischen Kosten, die Schweizer Stromkonsumenten tragen müssen, um alle Nettoimporte CO<sub>2</sub>-neutral zu machen. Hierfür wird unterstellt, dass der Zubau von erneuerbaren Erzeugungskapazitäten in den europäischen Nachbarländern in der Höhe „subventioniert“ werden muss, um den Zubau der günstigsten erneuerbaren Erzeugungskapazitäten wirtschaftlich zu machen. Die Kosten liegen bei 173 Mio. € in 2015, 210 Mio. € in 2020, 261 Mio. € in 2025 und 252 Mio. € in 2035. Aufgrund der so berechneten Kosten für die Green Offsets verteuern sich die durchschnittlichen Kosten der Stromerzeugung je nach Jahr moderat zwischen 2,6 €/MWh (2015) und 3,7 €/MWh (2035).

### *Wesentliche Schlussfolgerungen der quantitativen Untersuchung*

Die Ergebnisse der quantitativen Untersuchung lassen eine Reihe von Schlussfolgerungen zu:

- Aufgrund des hohen Anteils an Wasserkraft an der Stromerzeugung ist die Schweiz gut positioniert, um mit dem Wachstum an Wind- und Solarerzeugung sowohl innerhalb als auch ausserhalb der Schweiz umzugehen. Dies zeigt sich etwa durch eine im Vergleich zu anderen Ländern geringere Notwendigkeit zum Umbau des Erzeugungspark (etwa wie in Deutschland von Kohle zu Gas) sowie durch geringere Preisvolatilitäten.
- Eine wesentliche Herausforderung ist die Kompensation der Stilllegung der Kernkraftwerke zwischen heute und dem Jahr 2035, was die Schaffung von angemessenen Rahmenbedingungen für den Umstieg umschliesst (CO<sub>2</sub>-Regulierung, Anreizmechanismen für erneuerbare Energien, Förderung von Energieeffizienz etc.). Bei geeigneten Bedingungen und ökonomisch effizienten Neubauentscheidungen steht jedoch auf mittlere und lange Sicht keine Einschränkung der Versorgungssicherheit zu erwarten.
- Die Schweiz kann potentiell in den kommenden Jahren (auch aufgrund des Ausstiegs aus der Kernkraft) stärker abhängig von Stromimporten aus dem Ausland werden. Diese Abhängigkeit kann nur über den Ausbau von Erzeugungskapazitäten im Land reduziert werden. Die Vor- und Nachteile der einzelnen Optionen (z.B. CO<sub>2</sub>-Ausstoss von Gaskraftwerken gegenüber den hohen Kosten der erneuerbaren Energien) müssen dabei genau abgewogen werden.

# 1. EINFÜHRUNG

## 1.1 Ausgangslage

Die Flexibilisierung der Elektrizitätsversorgung in Europa und der Schweiz wird in Zukunft stark an Bedeutung gewinnen. Hierfür ist vor allen Dingen die Zunahme der schwankenden Stromeinspeisung („Intermittenz“) durch Wind- und Solarkraft verantwortlich. Für die EU steht zu erwarten, dass die installierte Kapazität bis zum Jahr 2035 für Winderzeugung (Onshore und Offshore) um über 200GW und für solare Erzeugung um über 100GW ansteigen wird.<sup>1</sup> Für die Schweiz gehen die im Frühjahr 2011 aktualisierten Energieperspektiven 2035 des Bundesrats von einer Zunahme der Stromerzeugung aus Photovoltaik von 18 auf 2929GWh und aus Windkraftanlagen von 12 auf 1492GWh aus.<sup>2</sup> Bei durchschnittlicher Auslastung entspricht dies einem Kapazitäts-Zielwert von rund 2 GW (Solar) bzw. 1 GW (Wind).

Die stärkeren Anforderungen an die Flexibilität auf den Strommärkten sind mit erheblichen Konsequenzen für die Strommärkte verbunden. Dazu gehören u.a.:

- Steigender Bedarf an Back-up-Kapazitäten für Zeiten mit geringer Sonnen- und Windstromeinspeisung
- Steigender Bedarf an Reservekapazitäten (Systemdienstleistungen) aufgrund der im Vergleich zu anderen Erzeugungsarten geringen Prognostizierbarkeit
- Flexiblerer Einsatz von bestehenden Erzeugungskapazitäten
- Stärkere Schwankungen der grenzüberschreitenden Stromflüsse
- Steigender Bedarf an Subventionen
- Grössere Schwankungen der Grosshandelsstrompreise
- ...

Pöyry Management Consulting wurde vom Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE) beauftragt, die Auswirkungen des gestiegenen Bedarfs nach flexiblen Erzeugungskapazitäten in der Schweiz quantitativ zu untersuchen. Dabei sollen insbesondere die spezifischen Auswirkungen der europäischen Entwicklungen für den Schweizer Strommarkt herausgearbeitet werden. Der vorliegende Bericht stellt die Ergebnisse dieser Studie dar.

---

<sup>1</sup> Projektion Pöyry Management Consulting auf Basis der Nationalen Pläne für Erneuerbare Energien

<sup>2</sup> Bundesamt für Energie: Aktualisierung der Energieperspektiven 2035, Mai 2011, Szenario „Neue Energiepolitik“

## 1.2 Zielsetzung

Ziel der Studie ist es, Aussagen zu liefern zu den folgenden Fragestellungen:

- Angebot und Nachfrage nach flexibler Produktionskapazität im Schweizer Stromnetz
- Wechselwirkungen von Flexibilitätsangebot, Flexibilitätsnachfrage und Versorgungssicherheit
- Preiseffekte der Flexibilität

Für verschiedene Angebotsvarianten (insbesondere mit einem hohen Anteil von Erneuerbaren) soll dabei untersucht werden, ob der Eigenbedarf der Schweiz aus eigener Erzeugung gedeckt werden kann, ob die Versorgungssicherheit gewährleistet ist, und welche Kosten durch zusätzliche Systemdienstleistungen entstehen. Im Mittelpunkt der Analyse steht der Bedarf an Flexibilität und Leistungsgradienten. Zudem soll die Rolle der Schweiz im europäischen Strommarkt berücksichtigt werden. Darüber hinaus sollen die Effekte von neuen Speichermöglichkeiten und neuen, flexibleren Kraftwerkstechnologien aufgezeigt werden.

## 1.3 Untersuchungsbereiche

Die Studie umfasst die im Folgenden dargestellten Hauptuntersuchungsbereiche:

### 1.3.1 *Quantifizierung der Nachfrage und des Angebots nach flexibler Produktionskapazität*

Die Quantifizierung der Nachfrage und des Angebots nach flexibler Produktionskapazität erfolgte differenziert nach dem regulärem Strommarkt (day-ahead, intra-day) und dem Markt für Systemdienstleistungen, da die Untersuchung beider Märkte einer gesonderten Methodik bedarf. Die Modellierung des regulären Strommarktes betrifft die Erzeugung unter der Annahme, dass die wesentlichen Parameter (v.a. Stromnachfrage und Erzeugung aus Erneuerbaren) korrekt prognostiziert werden und der Strom auf dem Day-ahead-Markt bzw. dem Intra-day-Markt gehandelt wird. Der Markt für Systemdienstleistungen betrifft die kurzfristigen Abweichungen der prognostizierten Nachfrage vom prognostizierten Angebot etwa durch Lastrauschen, Kraftwerksausfälle und Ungenauigkeiten bei der Prognose von Wind und Sonneneinstrahlung.

#### *A. Regulärer Strommarkt*

Die Modellierung des regulären Strommarktes erfolgte auf Basis des Zephyr-Modells von Pöyry, das eine differenzierte Projektion der Einspeisung aus Erneuerbaren Energien und der europaweiten Stromflüsse ermöglicht (siehe Abschnitt 2). für eine detaillierte Beschreibung des Modells). Die Modellierung basiert auf den wesentlichen Inputparametern, die vom VSE für die einzelnen Szenarien vorgegeben wurden.

Die Modellierung erfolgte dabei für drei Hauptszenarien (siehe Abschnitt 2 für genauere Angaben zu den Szenarien) sowie vier weitere Optionen, die jeweils bestimmte Sonderfälle zu den Szenarien darstellen.



**Tabelle 1 – Szenarien für Modellierung**

<b>Moderat verstärkte Energiepolitik</b>	<b>Forcierte Energiepolitik</b>	<b>100% Erneuerbar</b>
Szenario 1: Optimierung mit dem Ziel der höchsten Wirtschaftlichkeit	Szenario 2: Optimierung mit dem Ziel der höchsten Wirtschaftlichkeit	Szenario 3: Optimierung mit dem Ziel der höchsten Wirtschaftlichkeit
Option 4: Szenario 1 mit deutlicher Reduktion der Importe Neubestimmung endogene Erzeugungskapazität	Option 5: Szenario 2 mit deutlicher Reduktion der Importe Erzeugungskapazität wie Szenario 2	Option 6: Exogene Vorgabe WKK-Kapazität und „Green Offsetting“ von Importen
		Option 7: Szenario 3 mit höherem Nachfragewachstum (wie Szenario 2)

Für die Szenarien 1, 2 und 3 sowie die Optionen 4, 5 und 7 wurden jeweils vollständige Modellläufe durchgeführt, so dass hier die verschiedenen Wechselwirkungen (z.B. auf Preise, auf Neubau von Kraftwerken etc.) deutlich werden. Option 5 wurde als Sensitivität modelliert. Hier wurden lediglich die Annahmen hinsichtlich der Importbedingungen verändert und die Auswirkung auf das bestehende Erzeugungssystem analysiert.

Die Modellierung liefert detaillierte Ergebnisse für alle Szenarien/Optionen für die Jahre 2015 / 2020 / 2025 / 2035 und 2050.

*B. Markt für Systemdienstleistungen*

Für die Modellierung von Angebot und Nachfrage nach Systemdienstleistungen setzen wir an den aktuell von Swissgrid verfügbaren Daten zu Primär-, Sekundär- und Tertiärleistung, Verlustenergie und Blindenergie im Schweizer Übertragungsnetz an. Teile der Regelenergie wie Primär- und Sekundärenergie sind vom Ausbau der Erneuerbaren Energien nicht wesentlich betroffen. Die Nachfrage nach Tertiärenergie wird dagegen stark beeinflusst, da mit dem Ausbau der schwankenden Stromeinspeisung aus Wind- und Solarkraft die Prognostizierbarkeit der Stromeinspeisung sinkt. Für die Abschätzung des Bedarfs an zusätzlicher Regelenergie setzten wir an bestehenden empirischen Daten zum grösstmöglichen Prognosefehler an und setzen diesen in Beziehung zu unseren Projektionen des zukünftigen Erzeugungsmixes

### 1.3.2 Möglichkeiten zur Erhöhung von Flexibilität und Versorgungssicherheit

Als zweites Element wurden im Rahmen der Studie Technologien sowie organisatorische Massnahmen und Methoden zur Erhöhung der Flexibilität des Erzeugungssystems untersucht und bewertet.

Dazu gehören die folgenden beiden Themenbereiche:

- Darstellung der künftigen Möglichkeiten für Stromspeicherung und für flexible Kraftwerkstechnologien
- Aussagen zu technisch-organisatorischen Entwicklungen in Bezug auf Flexibilitäten

Basierend auf einer High-Level-Analyse haben wir die wesentlichen technischen und organisatorischen Massnahmen identifiziert und die Kosten/Umsetzbarkeit und das Potenzial innerhalb der Schweiz bewertet.

## 1.4 Gliederung des Berichts

Der Bericht besteht aus 5 Abschnitten sowie einem Anhang (als getrenntes Dokument):

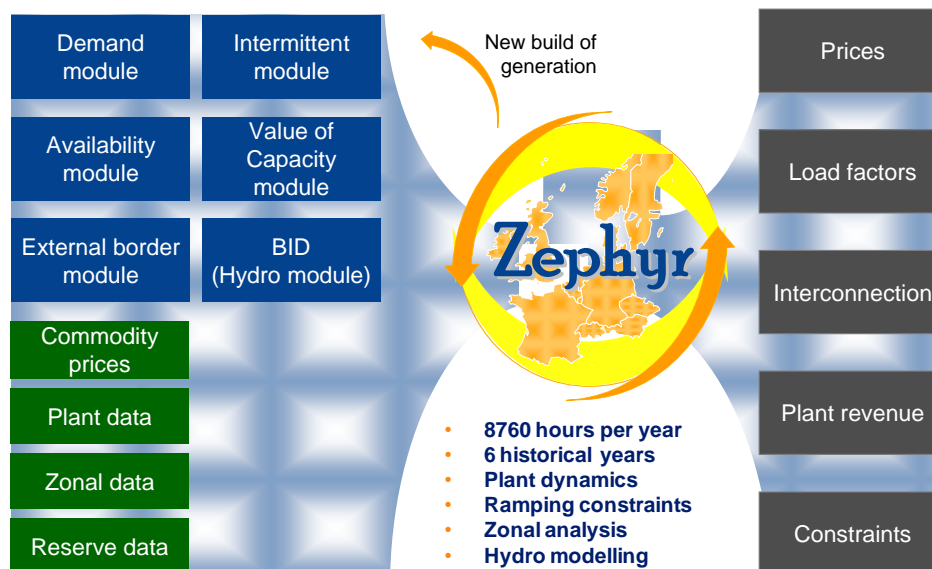
- Abschnitt 2 – Zusammenfassung Methodik. Dieser Abschnitt beinhaltet eine Übersicht zur Methodik, die grundlegende Modellbeschreibung sowie die Darstellung der wesentlichen Inputparameter in den einzelnen Szenarien/Optionen
- Abschnitt 3 – Modellierungsergebnisse. In diesem Abschnitt stellen wir die wesentlichen Ergebnisse der 3 Szenarien sowie der 4 weiteren Optionen dar
- Abschnitt 4 – Zusätzlicher Bedarf Systemdienstleistungen. Hier geben wir die Ergebnisse hinsichtlich des zusätzlichen Bedarfs an Systemdienstleistungen wider
- Abschnitt 5 – Massnahmen zur Erhöhung der Flexibilität des Erzeugungssystems. In diesem Abschnitt diskutieren wir die wichtigsten technischen und organisatorischen Massnahmen und bewerten ihr Potential für die Schweiz
- Anhang – Das Anhang-Dokument enthält eine detaillierte Übersicht zu den Modellergebnissen und den Input-Parametern.

## 2. ZUSAMMENFASSUNG METHODIK

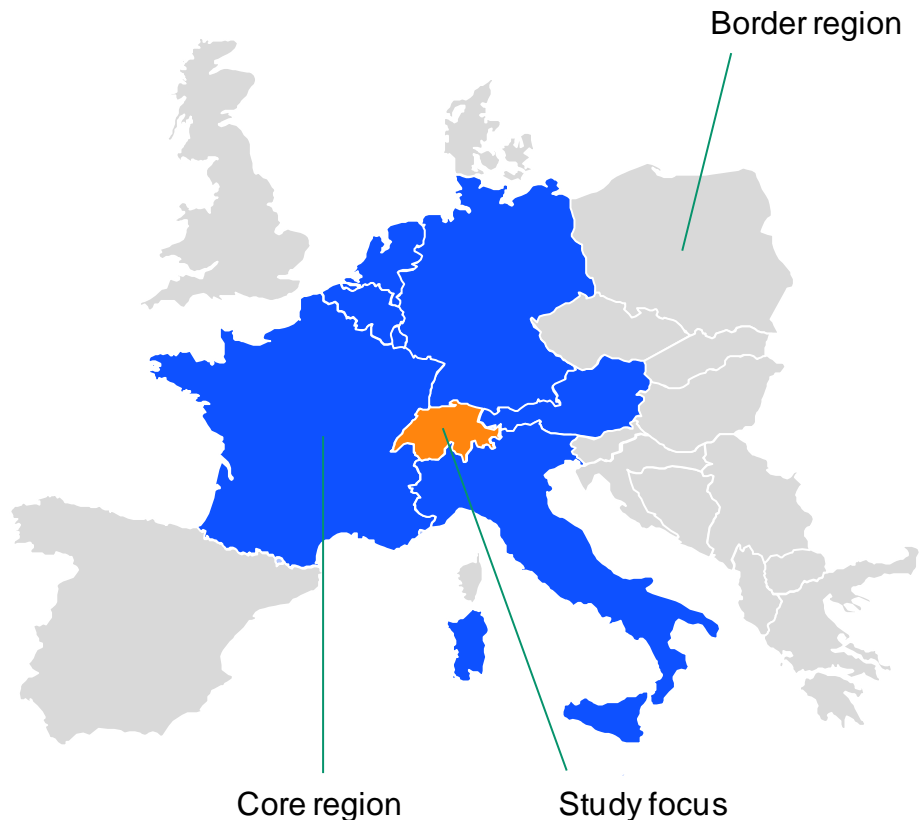
### 2.1 Einführung Zephyr

Zephyr benutzt einen einzigartigen Datensatz: Die Daten beschreiben konsistent stündlichen Bedarf, Wind-, Solar- und Wasserangebote, basierend auf den Jahren 2005 bis 2010. Die Verwendung historischer Daten sichert die Integrität der komplexen Wechselwirkungen zwischen Wetterlagen und Nachfrage. Die Winddaten speisen sich aus einer konsistenten Quelle und liegen für Gesamteuropa mit einer räumlichen Auflösung von 90km<sup>2</sup> vor. Aus diesen Daten wurde eine Winddatenbank für Zephyr entwickelt, die über 20 Millionen Datensätze enthält. Der Zubau von Windfarmen wird über eine Reihe von internen und externen Quellen in das Modell eingepflegt. Die Sonneneinstrahlung wird im Modell für jedes Wetterjahr auf einem Raster von 45 km<sup>2</sup> abgebildet. Daraus resultieren für Europa circa 60 Millionen Einträge in der Datenbank. Die Daten wurden mittels Wettersatelliteninformationen gewonnen und auf Sonneneinstrahlung am Boden umgerechnet.

Abbildung 8 – Übersicht Zephyr-Modell



Das Modell optimiert den Einsatz von Pumpspeichern, grenzüberschreitenden Stromflüssen und Einflüssen auf der Nachfrageseite. Die Strommärkte der Schweiz sowie weiterer zentraleuropäischer Staaten (Deutschland, Frankreich, Italien, Benelux, Österreich) sind in voller Detailtiefe in Zephyr abgebildet. Die grenzüberschreitenden Stromflüsse außerhalb der Betrachtungsregion werden mittels unseres europaweiten EurECa-Modells an die Berechnungen des Zephyr-Modells angepasst. Damit werden die Stromflüsse etwa von der Schweiz nach Italien bei der Modellierung angemessen berücksichtigt.

**Abbildung 9 – Geographischer Fokus**

Zephyr simuliert den Einsatz jedes Kraftwerks für jede Stunde und jeden Tag – in Summe 8760 Stunden pro betrachtetem Jahr. Das Modell verwendet hierfür einen Algorithmus zur linearen Optimierung. Dieser Algorithmus minimiert die Kosten für Brennstoffe, Kraftwerksstart und Teillastbetrieb. Somit berücksichtigt das Modell zum Beispiel Effekte wie die Drosselung von Windkraftanlagen vor dem Hintergrund von möglicherweise höheren Kosten zur Abfahrt und für die anschließende Wiederanfahrt eines Kernkraftwerks. Das Modell beachtet auch Mindestbedingungen für Stillstands- und Betriebszeiten von Großkraftwerken, da nur so ein realistisches Einsatzverhalten insbesondere von Kernkraftwerken simuliert werden kann. Dadurch wird auch berücksichtigt, dass kürzlich abgefahrene Kraftwerke nicht als Reserve bereitstehen, sollte es zu unerwarteten Schwankungen kommen.

Für jedes Analysejahr werden sechs Iterationen ausgeführt. Jede Iteration steht für die Wetterbedingungen, Wasserkraftdargebot und Nachfrage basierend auf den historischen Daten der Jahre 2005 bis 2010 zur Verfügung. Das heißt, für jedes Betrachtungsjahr werden 52560 Stunden simuliert (8760 x 6). So erhält man eine repräsentative Abbildung der Wechselwirkungen zwischen Wetter und Stromnachfrage. Die Preisprojektionen ergeben sich aus dem jeweiligen Gleichgewichtspreis für Angebot und Nachfrage in der jeweiligen Stunde.

Zephyr greift auf die Input-Daten des europaweiten EurECa-Modells zurück. Pöyry erstellt auf Basis von EuECa Marktpreisprojektionen in regelmässigen Abständen für die Schweiz und andere europäische Länder. Als Grundlage für die Preisprojektionen erstellen wir einmal jährlich einen umfassenden Marktreport für die Schweiz. Somit ist

sichergestellt, dass die spezifischen Bedingungen des Schweizer Strommarktes detailliert abgebildet sind (z.B. Nachfragestruktur, Erzeugungsmix, Charakteristika der hydrologischen Speicher). Die Inputparameter für den Schweizer Strommarkt sowie für andere europäische Märkte werden zudem laufend aktualisiert.

## 2.2 Exogene vs. endogene Variablen

Die Unterscheidung von exogenen und endogenen Variablen ist von grosser Bedeutung für die Modellierung:

- Exogene Variablen werden als Inputs für die Modellierung vorgegeben
- Endogene Variablen sind Ergebnisse der Modellierung

Wesentliche exogene Variablen sind beispielsweise:

- Ökonomische Annahmen (Wechselkurse, Inflation)
- Brennstoffpreise (Gas, Kohle)
- CO<sub>2</sub>-Kosten
- Entwicklung der Stromnachfrage
- Entwicklung der Interkonnektor-Kapazitäten

Die Entwicklung der Erzeugungskapazitäten kann je nach gewähltem Vorgehen entweder exogen oder endogen sein. Im exogenen Fall werden Annahmen hinsichtlich des Umfangs und des Zeitpunkts des Zubaus getroffen. Im endogenen Fall bestimmt das Modell, wann der Zubau von weiteren Kapazitäten profitabel ist. Dabei werden Annahmen hinsichtlich Kapital- und sonstiger Kosten und Renditeerwartungen zugrundegelegt sowie die Modellergebnisse hinsichtlich der Einnahmen aus dem Strommarkt zugrundegelegt.

Die VSE-Projektgruppe hat sich dafür ausgesprochen, dass der Zubau folgender Technologien modell-endogen erfolgen soll:

- Neue Pumpspeicherkraftwerke nach 2020 (alle Szenarien / Optionen)
- Neue Gas-und-Dampfkraftwerke (GuD, englisch CCGT für Combined Cycle Gas Turbine) (alle Szenarien / Optionen)
- Neue Wärme-Kraft-Kopplungs-Anlagen (WKK, englisch CHP) (alle Szenarien / Optionen bis auf Option 6, wo Umfang des Zubaus exogen angenommen wurde).

Für alle sonstigen Erzeugungstechnologien hat die Projektgruppe den Kapazitätzzubau exogen angenommen. Dies betrifft die folgenden Technologien:

- Kernkraftwerke
- Speicherkraftwerke (englisch reservoir hydro)
- Laufwasserkraftwerke (englisch run-of-river)
- Windkraftanlagen

- Solaranlagen (Photovoltaik)
- Biomassekraftwerke
- Geothermie-Anlagen

### 2.3 Value of Capacity

Alle Kraftwerke müssen sämtliche Kosten decken, um profitabel zu sein. Dazu gehören variable Kosten (Start- und Teillastkosten, Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Kosten sowie sonstige variable Kosten), jährliche Fixkosten sowie (für neue Anlagen) die Kapitalkosten. Unter der Annahme der Preisbildung an den Grosshandelsmärkten entsprechend der kurzfristigen Grenzkosten („System Marginal Price“) werden diese Kosten nicht für alle Kraftwerke gedeckt werden können. Ohne einen zusätzlichen Knappheitspreis (oder „Value of Capacity“) würden einige Kraftwerke stillgelegt und damit die Systemstabilität in Frage gestellt.

Zephyr nimmt für die Schweiz einen „Energy only“-Markt an, d.h. ohne spezielle Kapazitätszahlungen. Um dem oben genannten Gedanken gerecht zu werden, wird ein „Value of Capacity“ (VoC) unterstellt, der das vollständige Decken der Kosten für Neuanlagen ermöglicht. Der Value of Capacity ist unterschiedlich von Periode zu Periode: er ist hoch, wenn zusätzlicher Kapazitätsbedarf besteht und niedrig in Zeiten von Überkapazitäten.

Abbildung 10 gibt einen Überblick über das Prinzip des Value of Capacity. Die kurzfristigen Grenzkosten bilden die Hauptkomponente des Grosshandelspreises (untere Linie). In Jahren ohne zusätzlichen Kapazitätsbedarf müssen die Anlagen lediglich die Fixkosten decken, so dass der Grosshandelspreis nur leicht über den Grenzkosten liegt (mittlere Linie). In Jahren mit zusätzlichem Kapazitätsbedarf müssen zusätzlich die Kapitalkosten der Grenzkraftwerke gedeckt werden, so dass der Grosshandelspreis deutlich über dem System Marginal Price liegt (obere Linie). Der Unterschied zwischen dem Grosshandelspreis und dem System Marginal Price wird durch den Value of Capacity ausgemacht. Die Höhe des Value of Capacity wird im Modell für jede Periode und jedes Land individuell bestimmt.

Abbildung 11 zeigt die Umsetzung des Value of Capacity beispielhaft. Der Value of Capacity kommt hauptsächlich in den Stunden mit einer hohen Kapazitätsbeanspruchung (d.h. Stunden mit hohen Preisen) zum tragen. In den anderen Stunden entspricht der Grosshandelspreis dem System Marginal Preis.

Abbildung 10 – Übersicht Prinzip Value of Capacity

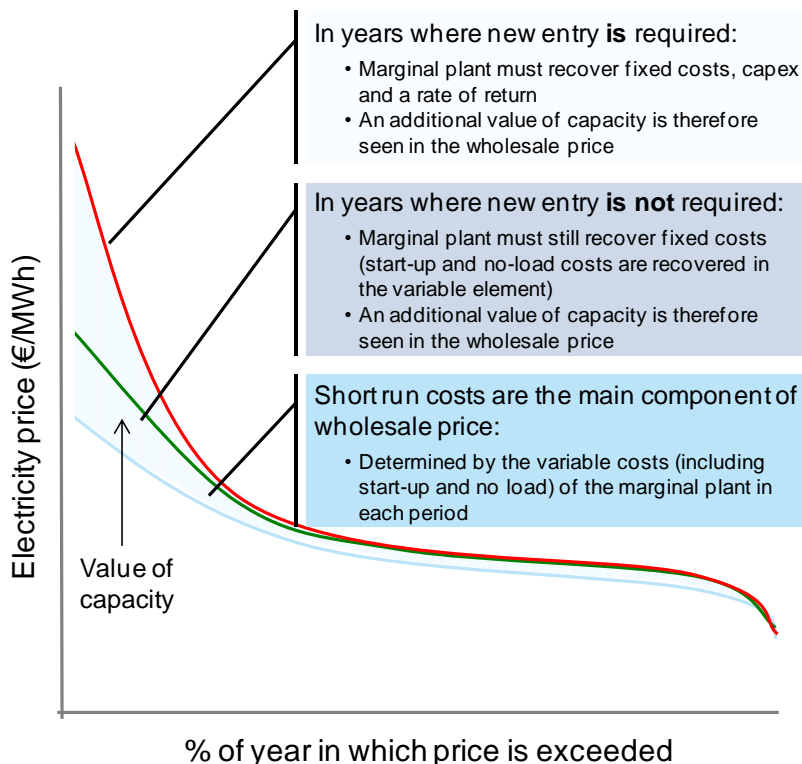
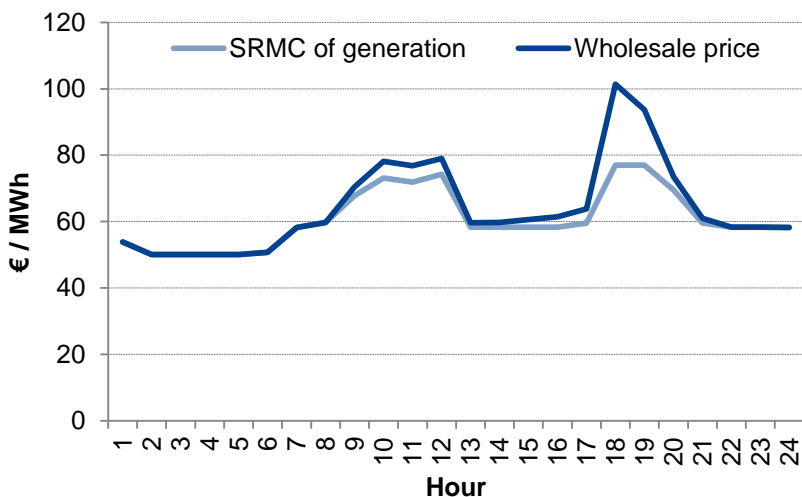


Abbildung 11 – Übersicht Value of Capacity (beispielhafte Darstellung)



SRMC = Short Run Marginal Cost; Value of Capacity = Differenz zwischen Grosshandelspreis und SRMC

Einzelheiten zur Berechnung des VoC sind im Anhang zum Bericht zu finden.

Bei der Interpretation des VoC muss berücksichtigt werden, dass das Modell von 100% Versorgungssicherheit ausgeht ("Lights will stay on"). Es werden immer neue Erzeugungskapazitäten in dem Volumen hinzugebaut, so dass eine unterbrechungsfreie Stromversorgung sichergestellt ist.

## 2.4 Limitierungen des Modellierungs-Ansatzes

Aufgrund der Beschränkungen der möglichen Rechenzeiten und des Detaillierungsgrades der berücksichtigten Faktoren kann kein Modell alle relevanten Aspekte des Elektrizitätsmarkts abbilden. So weist auch das Zephyr-Modell Einschränkungen auf, die bei der Interpretation der Ergebnisse berücksichtigt werden müssen. Dazu gehören:

- Annahme der perfekten Voraussagbarkeit über die wöchentlichen Optimierungsperioden, dadurch keine Berücksichtigung von Unsicherheit (z.B. als Risikoprämie für Investitionen). Die Berücksichtigung von Unsicherheit hätte insbesondere Auswirkungen auf die Entscheidungen mit einem längeren Planungshorizont, v.a. den Betrieb von Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken. Für diese könnten sich ein geringerer Auslastungsgrad bzw. geringere Einnahmen ergeben.
- Keine Berücksichtigung von Marktunvollkommenheiten (z.B. beschränkter Wettbewerb), dadurch z.B. Unterschätzung bestimmter Marktereignisse. Dazu gehören insbesondere Perioden mit sehr niedrigen Preisen, da z.B. kommerzielle Inflexibilitäten von thermischen Kraftwerken nicht abgebildet werden. Die tatsächlich auftretenden Preisschwankungen können im Hinblick auf niedrige Preise folglich im Vergleich zur Realität unterschätzt werden.
- Keine Abbildung der Übertragungs- und Verteilnetze innerhalb der einzelnen Länder, dadurch bleiben die Wirkungen von Netzengpässen innerhalb der einzelnen Länder auf die Strommärkte unberücksichtigt; die Übertragungskapazitäten zwischen den Ländern sind jedoch detailliert modelliert. Übertragungsengpässe innerhalb von Deutschland können einen grossen Einfluss auf den Schweizer Strommarkt haben, da insbesondere die Stromerzeugung aus Offshore-Wind nicht in die Schweiz gelangt. In diesem Fall kann sich die Preisvariabilität in der Schweiz reduzieren, was insbesondere für Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke negative Auswirkungen hätte.
- Energy-only-Markt: Value of Capacity ist Teil der Grosshandelspreise, die mögliche Einführung von Capacity Payments ist nicht berücksichtigt; in diesem Fall würden die Preisschwankungen deutlich zurückgehen, so dass das Zephyr-Modell die Preisschwankungen überschätzen würde.

Die Auswirkungen der einzelnen Faktoren können insgesamt sehr komplex sein, so dass eine detaillierte Abschätzung der Effekte einer genauen Untersuchung bedarf.

## 2.5 Input-Annahmen

Im folgenden Abschnitt werden die Hauptinputfaktoren für die Modellierung dargestellt. Die Input-Annahmen wurden (soweit nicht anders genannt) von der VSE-Projektgruppe vorgegeben.

### 2.5.1 Nachfrageentwicklung

Ein wesentliches Unterscheidungsmerkmal der drei Szenarien sind die unterschiedlichen Annahmen zur Entwicklung der Nachfrage. Die Gesamtnachfrage steigt im Szenario 1 von 2015 bis 2050 deutlich an (von 67.08 auf 81.00 TWh), zeigt im Szenario 2 ein



moderates Wachstum (von 67.16 auf 73.00 TWh), während sie im Szenario 3 von 2015 bis 2025 leicht ansteigt und danach sogar rückläufig ist (siehe Tabelle 2).

**Tabelle 2 – Annahmen zur Nachfrageentwicklung in den 3 Szenarien**

Annual Swiss electricity demand volume

	Year	2015	2020	2025	2035	2050
VSE Scenario 1	TWh	67.08	69.69	72.08	76.22	81.00
VSE Scenario 2	TWh	67.16	69.41	71.04	72.82	73.00
VSE Scenario 3	TWh	66.99	68.67	69.40	68.20	60.50

Annual Swiss summer peak demand

	Year	2015	2020	2025	2035	2050
VSE Scenario 1	GW	9.47	9.83	10.17	10.75	11.43
VSE Scenario 2	GW	9.48	9.79	10.02	10.27	10.30
VSE Scenario 3	GW	9.45	9.69	9.79	9.62	8.54

Annual Swiss winter peak demand

	Year	2015	2020	2025	2035	2050
VSE Scenario 1	GW	11.22	11.65	12.05	12.75	13.55
VSE Scenario 2	GW	11.23	11.61	11.88	12.18	12.21
VSE Scenario 3	GW	11.20	11.48	11.61	11.41	10.12

Die Annahmen hinsichtlich der Nachfrageentwicklung in den Nachbarländern der Schweiz sind für alle drei Szenarien gleich. Die Annahmen entsprechend dem Pöyry Central Szenario (siehe Anhang für Details). Für die umliegenden Länder wurde dabei für die verschiedenen Szenarien eine identische Nachfrageentwicklung angenommen, um einen aussagekräftigen Vergleich der Szenarien zu ermöglichen. Bei unterschiedlichen Nachfrage-Annahmen auch für die umliegenden Länder wäre es deutlich schwieriger, die Unterschiede der Ergebnisse für die verschiedenen Szenarien auf bestimmte Faktoren für die Schweiz zurückzuführen.

Unterschiedliche Annahmen für die einzelnen Szenarien zum Nachfragewachstum in den umliegenden Ländern hätten zudem keinen grossen Effekt auf die Hauptergebnisse der Modellierung für die Schweiz. Die höhere bzw. niedrigere Nachfrage in den Nachbarländern würde durch höheren bzw. niedrigeren endogenen Zubau von Erzeugungskapazitäten kompensiert. Es kann davon ausgegangen werden, dass speziell die Annahmen zum Wachstum der erneuerbaren Erzeugung einen grösseren Einfluss auf die Ergebnisse für die Schweiz haben. Diese Annahmen wurden zwischen den einzelnen Szenarien variiert (siehe nächster Abschnitt).

Bei der Modellierung der Nachfrage sowohl in der Schweiz als auch in den Nachbarländern wurde grundsätzlich von einer starren Nachfrage ausgegangen. Nachfragemodellierung etwa durch Demand Side Management wurde nicht modelliert. Dieses Vorgehen wurde gewählt, da die Auswirkungen von Demand Side Management auf die Nachfrage schwer quantitativ abzuschätzen sind. Mögliche Effekte einer flexiblen Nachfrage auf die Strommärkte werden im Abschnitt 5 qualitativ diskutiert.

### 2.5.2 Zubau Erneuerbare Energien

Der zweite wesentliche Unterschied zwischen den drei Szenarien sind die Annahmen hinsichtlich des Zubaus der Erneuerbaren Energien. Die detaillierten Annahmen sind in Tabelle 3 dargestellt.

**Tabelle 3 – Annahmen zur Kapazität für erneuerbare Energien in der Schweiz in den 3 Szenarien**

<b>VSE Scenario 1</b>		<b>2015</b>	<b>2020</b>	<b>2025</b>	<b>2035</b>	<b>2050</b>
Onshore wind	MW	37	145	251	459	1'246
Solar	MW	133	213	343	890	3'715
Biomass	MW	101	200	298	495	495
Geothermal	MW	5	13	26	51	257
<b>VSE Scenario 2</b>		<b>2015</b>	<b>2020</b>	<b>2025</b>	<b>2035</b>	<b>2050</b>
Onshore wind	MW	56	218	377	689	1'869
Solar	MW	145	261	470	1'526	8'933
Biomass	MW	124	244	367	611	611
Geothermal	MW	5	26	60	128	513
<b>VSE Scenario 3</b>		<b>2015</b>	<b>2020</b>	<b>2025</b>	<b>2035</b>	<b>2050</b>
Onshore wind	MW	75	291	503	920	2'493
Solar	MW	153	294	566	2'098	14'974
Biomass	MW	165	328	489	814	814
Geothermal	MW	5	26	60	128	513

Für die einzelnen Technologien wurden die folgenden durchschnittlichen Auslastungsfaktoren unterstellt, die als konstant für alle Betrachtungsjahre angenommen wurden:

- Onshore Wind: 18.3%
- Solar (Photovoltaik): 10.8%
- Biomasse: 57.1%
- Geothermie: 89.0%

Auch bezüglich der Annahmen zum Ausbau der erneuerbaren Kapazitäten für die umliegenden Länder der Schweiz unterscheiden sich die Szenarien:

In Szenario 1 entsprechen die Annahmen dem Pöyry Central Szenario. Dieses geht nur von einer partiellen Erreichung der 2020-Ziele der einzelnen Länder aus (siehe Tabelle 4). Die individuellen Ziele wurden dabei den National Renewable Energy Action Plans (NREAPs) entnommen. Der Grad der Zielerreichung wird dabei für jedes Land und jede Technologie individuell festgelegt.

**Tabelle 4 – Grad der Erreichung der 2020-Ziele im Pöyry Central Szenario**

<b>Central</b>	
2010	Historical data
2020	Partial compliance
2025	
2030	2020 target
2035	2020 target

Anmerkung: für konkrete Angaben zum Grad der Zielerreichung siehe folgende Tabellen

In Szenario 3 entsprechen die Annahmen dem Pöyry Targets Met Szenario. Dieses Szenario geht davon aus, dass alle Länder Ihre NREAP-Ziele erreichen und nach 2020 weiterführende Ziele zur Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen verfolgen.

Im Szenario 2 entsprechen die Annahmen dem Durchschnitt aus dem Central und dem Targets Met Szenario.

Die konkreten Annahmen hinsichtlich des Ausbaus der Erzeugungskapazitäten aus erneuerbaren Energien sind in den folgenden Tabellen für Deutschland, Frankreich und Italien dargestellt. Die jeweiligen NREAP-Ziele sind ebenfalls in den Tabellen angegeben und ermöglichen so eine Einschätzung des Zielerreichungsgrads in den einzelnen Szenarien.

**Tabelle 5 – Annahmen zum Kapazität für erneuerbare Energien in Deutschland in den 3 Szenarien**

<b>VSE Szenario 1</b>	<b>Year</b>	<b>2015</b>	<b>2020</b>	<b>2025</b>	<b>2035</b>	<b>2050</b>
Onshore wind	<i>Installed MW</i>	28'957	33'982	37'707	40'733	42'983
Offshore wind	<i>Installed MW</i>	1'425	3'578	6'277	9'793	18'793
Solar	<i>Installed MW</i>	25'342	36'731	42'189	48'079	56'914
Biomass	<i>Installed MW</i>	6'793	7'527	8'006	8'520	9'291
<b>VSE Szenario 2</b>	<b>Year</b>	<b>2015</b>	<b>2020</b>	<b>2025</b>	<b>2035</b>	<b>2050</b>
Onshore wind	<i>Installed MW</i>	30'478	34'891	39'854	47'867	52'367
Offshore wind	<i>Installed MW</i>	2'213	6'789	10'788	19'547	34'547
Solar	<i>Installed MW</i>	28'670	43'365	47'594	54'038	61'081
Biomass	<i>Installed MW</i>	7'055	8'020	8'703	9'610	10'972
<b>VSE Szenario 3</b>	<b>Year</b>	<b>2015</b>	<b>2020</b>	<b>2025</b>	<b>2035</b>	<b>2050</b>
Onshore wind	<i>Installed MW</i>	32'000	35'800	42'000	55'000	61'750
Offshore wind	<i>Installed MW</i>	3'000	10'000	15'300	29'300	50'300
Solar	<i>Installed MW</i>	31'999	49'999	52'999	59'998	65'248
Biomass	<i>Installed MW</i>	7'317	8'514	9'400	10'701	12'653

NREAP-Ziele für das Jahr 2020 in MW: Onshore-Wind: 35'750, Offshore-Wind: 10'000, Solar: 51'753, Biomasse 8'825

**Tabelle 6 – Annahmen zum Kapazität für erneuerbare Energien in Frankreich in den 3 Szenarien**

<b>VSE Scenario 1</b>	<b>Year</b>	<b>2015</b>	<b>2020</b>	<b>2025</b>	<b>2035</b>	<b>2050</b>
Onshore wind	<i>Installed MW</i>	8'863	12'280	17'022	22'722	31'272
Offshore wind	<i>Installed MW</i>	934	2'602	4'369	6'145	8'809
Solar	<i>Installed MW</i>	1'675	3'265	5'381	7'911	11'707
Biomass	<i>Installed MW</i>	1'161	1'765	2'406	3'032	3'970
<b>VSE Scenario 2</b>	<b>Year</b>	<b>2015</b>	<b>2020</b>	<b>2025</b>	<b>2035</b>	<b>2050</b>
Onshore wind	<i>Installed MW</i>	11'831	15'640	22'011	28'511	35'411
Offshore wind	<i>Installed MW</i>	1'467	4'301	7'234	13'672	23'330
Solar	<i>Installed MW</i>	2'394	4'303	6'478	9'269	13'456
Biomass	<i>Installed MW</i>	1'267	1'990	2'771	3'454	4'477
<b>VSE Scenario 3</b>	<b>Year</b>	<b>2015</b>	<b>2020</b>	<b>2025</b>	<b>2035</b>	<b>2050</b>
Onshore wind	<i>Installed MW</i>	14'800	19'000	27'000	34'300	39'550
Offshore wind	<i>Installed MW</i>	2'000	6'000	10'100	21'200	37'850
Solar	<i>Installed MW</i>	3'112	5'341	7'575	10'627	15'205
Biomass	<i>Installed MW</i>	1'373	2'215	3'136	3'875	4'985

NREAP-Ziele für das Jahr 2020 in MW: Onshore-Wind: 19'000, Offshore-Wind: 6'000, Solar: 5'400, Biomasse 3'000

**Tabelle 7 – Annahmen zum Kapazität für erneuerbare Energien in Italien in den 3 Szenarien**

<b>VSE Scenario 1</b>	<b>Year</b>	<b>2015</b>	<b>2020</b>	<b>2025</b>	<b>2035</b>	<b>2050</b>
Onshore wind	<i>Installed MW</i>	7'800	8'600	9'274	11'832	15'670
Offshore wind	<i>Installed MW</i>	0	0	0	0	0
Solar	<i>Installed MW</i>	12'800	15'000	17'321	21'909	28'791
Biomass	<i>Installed MW</i>	1'190	1'260	1'361	1'571	1'886
<b>VSE Scenario 2</b>	<b>Year</b>	<b>2015</b>	<b>2020</b>	<b>2025</b>	<b>2035</b>	<b>2050</b>
Onshore wind	<i>Installed MW</i>	7'900	10'800	13'637	20'916	28'835
Offshore wind	<i>Installed MW</i>	96	245	266	298	1'048
Solar	<i>Installed MW</i>	13'150	17'000	21'160	26'454	34'396
Biomass	<i>Installed MW</i>	1'400	1'610	1'792	2'147	2'679
<b>VSE Scenario 3</b>	<b>Year</b>	<b>2015</b>	<b>2020</b>	<b>2025</b>	<b>2035</b>	<b>2050</b>
Onshore wind	<i>Installed MW</i>	8'000	13'000	18'000	30'000	42'000
Offshore wind	<i>Installed MW</i>	193	489	533	597	2'097
Solar	<i>Installed MW</i>	13'500	19'000	25'000	31'000	40'000
Biomass	<i>Installed MW</i>	1'610	1'960	2'222	2'722	3'472

NREAP-Ziele für das Jahr 2020 in MW: Onshore-Wind: 12'000, Offshore-Wind: 680, Solar: 8'600, Biomasse 1'640

Somit bestehen für die erneuerbaren Erzeugungskapazitäten in den einzelnen Szenarien unterschiedliche Annahmen für die umliegenden Länder, während das gleiche Nachfragewachstum angenommen wurde. Für dieses Vorgehen spricht das Argument, dass das Nachfragewachstum und der Zubau an erneuerbaren Erzeugungskapazitäten nicht notwendigerweise korreliert sein muss (anders als z.B. Öl- und Gaspreise oder das Wachstum der Anzahl von Elektrofahrzeugen). Eine hohe Erzeugung aus erneuerbaren Quellen kann sowohl mit hoher als auch mit niedriger Nachfrage einhergehen.

### 2.5.3 Annahmen sonstige Erzeugungskapazitäten

Die Annahmen hinsichtlich des Wachstums der sonstigen Erzeugungskapazitäten weichen nur leicht ab zwischen den einzelnen Szenarien. Für Speicher- und Laufwasserkraftwerke wird lediglich eine leichte Zunahme der Kapazität zwischen 2015 und 2050 angenommen. Für Pumpspeicherkraftwerke wird für das Jahr 2020 ein Wachstum auf 3.6 GW installierte Erzeugungskapazität angenommen. Ein weiterer Zubau wird endogen vom Modell bestimmt.

**Tabelle 8 – Annahmen Entwicklung Erzeugungskapazitäten Wasserkraft**

<b>VSE Scenario 1</b>		<b>2015</b>	<b>2020</b>	<b>2025</b>	<b>2035</b>	<b>2050</b>
Reservoir Hydro existing	<i>Installed GW</i>	8.1	8.1	8.1	8.1	8.1
Reservoir Hydro new	<i>Installed GW</i>	0.1	0.1	0.2	0.3	0.5
Annual average inflow	<i>TWh</i>	18.6	18.6	18.5	18.3	18.1
Run-of-river hydro existing	<i>Installed GW</i>	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6
Run-of-river hydro new	<i>Installed GW</i>	0.0	0.0	0.1	0.1	0.2
Run-of-river hydro small (< 10 MW)	<i>Installed GW</i>	0.0	0.1	0.1	0.1	0.2
Pumped storage	<i>Installed GW</i>	1.5	3.6	-----Endogenous-----		
<b>VSE Scenario 2</b>		<b>2015</b>	<b>2020</b>	<b>2025</b>	<b>2035</b>	<b>2050</b>
Reservoir Hydro existing	<i>Installed GW</i>	8.1	8.1	8.1	8.1	8.1
Reservoir Hydro new	<i>Installed GW</i>	0.1	0.2	0.3	0.5	0.8
Annual average inflow	<i>TWh</i>	18.8	18.8	18.8	18.9	19.1
Run-of-river hydro existing	<i>Installed GW</i>	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6
Run-of-river hydro new	<i>Installed GW</i>	0.0	0.1	0.1	0.2	0.3
Run-of-river hydro small (< 10 MW)	<i>Installed GW</i>	0.0	0.1	0.1	0.2	0.3
Pumped storage	<i>Installed GW</i>	1.5	3.6	-----Endogenous-----		
<b>VSE Scenario 3</b>		<b>2015</b>	<b>2020</b>	<b>2025</b>	<b>2035</b>	<b>2050</b>
Reservoir Hydro existing	<i>Installed GW</i>	8.1	8.1	8.1	8.1	8.1
Reservoir Hydro new	<i>Installed GW</i>	0.1	0.2	0.4	0.6	1.0
Annual average inflow	<i>TWh</i>	18.8	18.9	19.0	19.3	19.6
Run-of-river hydro existing	<i>Installed GW</i>	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6
Run-of-river hydro new	<i>Installed GW</i>	0.1	0.1	0.2	0.3	0.4
Run-of-river hydro small (< 10 MW)	<i>Installed GW</i>	0.1	0.1	0.2	0.3	0.4
Pumped storage	<i>Installed GW</i>	1.5	3.6	-----Endogenous-----		

Für die Speicherkraftwerke wird angenommen, dass sich das Erzeugungspotential aufgrund der Restwasserbestimmungen verringert. Aus diesem Grund wächst der durchschnittliche jährliche Zufluss nur unterproportional mit der Erzeugungskapazität (bzw. geht in Szenario 1 sogar zurück). Ebenso wird für Laufwasserkraftwerke angenommen, dass die Anzahl der Vollaststunden für die bestehende

Erzeugungskapazität aufgrund der Restwasserbestimmungen von heute knapp 4500 auf 4220 im Jahr 2050 zurückgeht.

Die Annahmen hinsichtlich der thermischen Erzeugungskapazitäten sind für alle drei Szenarien identisch. Für die bestehenden Kernkraftwerke wird von einer schrittweisen Stilllegung ausgegangen, so dass ab dem Jahr 2035 kein Strom mehr aus Kernkraftwerken in der Schweiz erzeugt wird. Der Zubau von GuD-Kraftwerken und WKK-Anlagen wird endogen vom Modell bestimmt.

**Tabelle 9 – Annahmen Entwicklung thermische Erzeugungskapazitäten**

All scenarios		2015	2020	2025	2035	2050
Nuclear	Installed GW	3.2	2.9	2.1	-	-
CCGT	Installed GW	-----Endogenous-----				
CHP	Installed GW	-----Endogenous-----				

Die Annahmen hinsichtlich des Kapazitätzzubaus in den Nachbarländern der Schweiz entsprechen in allen drei Szenarien dem Pöyry Central Szenario (bis auf erneuerbare Kapazitäten, siehe oben). Eine detaillierte Übersicht zur Kapazitätsentwicklung und Erzeugung in den Nachbarländern befindet sich im Anhang.

**2.5.4 Brennstoff- und CO2-Preise**

Die Annahmen für die Entwicklung der Brennstoffpreise entsprechen dem Pöyry Central Szenario. Die weltweite Entwicklung ist in allen drei Szenarien gleich angenommen. Die wesentlichen Grundannahmen dabei sind:

- Ölpreis: globales GDP-Wachstum entsprechend historischen Niveaus; moderater Anstieg der Produktionskosten; OPEC behält ihren Marktanteil bei
- Kohlepreis: der gemässigte Anstieg der Nachfrage kann ohne Anstieg der Produktionskosten sowie der Transportkosten befriedigt werden
- Gaspreis: Ölpreisindizierung des Gases mit Bindung durch Langzeitverträge bis 2018 und vollständige Indizierung danach; das wachsende Angebots-/ Nachfrageungleichgewicht führt langfristig zu wachsenden Preisen.

Annahmen für Öl- und Kohlepreise sind identisch für die Schweiz sowie alle umliegenden Länder. Die Gaspreise weichen teilweise voneinander ab aufgrund der unterschiedlichen Transportkosten sowie Bezugsquellen von Gas.

Alle Preisangaben sind – soweit nicht anders genannt – in realen 2010 Preisen.

**Tabelle 10 – Annahmen Brennstoffpreise**

## Crude oil (Brent crude benchmark)

	Year	2015	2020	2025	2035	2050
VSE Scenario 1	\$/bbl	107.4	101.8	93.7	103.9	106.5
VSE Scenario 2	\$/bbl	107.4	101.8	93.7	103.9	106.5
VSE Scenario 3	\$/bbl	107.4	101.8	93.7	103.9	106.5

## Undelivered Swiss gas price (annual TWA price)

	Year	2015	2020	2025	2035	2050
VSE Scenario 1	€/MWh	23.1	24.6	24.7	32.8	33.4
VSE Scenario 2	€/MWh	23.1	24.6	24.7	32.8	33.4
VSE Scenario 3	€/MWh	23.1	24.6	24.7	32.8	33.4

## Undelivered German gas price (annual TWA price)

	Year	2015	2020	2025	2035	2050
VSE Scenario 1	€/MWh	23.4	24.3	24.4	32.5	33.1
VSE Scenario 2	€/MWh	23.4	24.3	24.4	32.5	33.1
VSE Scenario 3	€/MWh	23.4	24.3	24.4	32.5	33.1

## Undelivered Italian gas price (annual TWA price)

	Year	2015	2020	2025	2035	2050
VSE Scenario 1	€/MWh	23.4	24.8	25.5	32.6	33.1
VSE Scenario 2	€/MWh	23.4	24.8	25.5	32.6	33.1
VSE Scenario 3	€/MWh	23.4	24.8	25.5	32.6	33.1

## International coal CIF ARA (6000kcal/kg net as received)

	Year	2015	2020	2025	2035	2050
VSE Scenario 1	\$/tonne	106.4	91.2	89.6	91.7	92.2
VSE Scenario 2	\$/tonne	106.4	91.2	89.6	91.7	92.2
VSE Scenario 3	\$/tonne	106.4	91.2	89.6	91.7	92.2

Für die CO<sub>2</sub>-Preise geht die VSE-Projektgruppe von einem Angleichen an die EU ETS-Preise ab 2015 aus, so dass innerhalb der Schweiz die gleichen CO<sub>2</sub>-Preise wie in den benachbarten EU-Ländern gelten. Die Annahmen hinsichtlich der CO<sub>2</sub>-Kostenentwicklung entsprechen dem Pöyry Central Szenario. Diese Annahmen sind konsistent mit dem Vorhaben zur Senkung der EU-Treibhausgase um 20% im Jahr 2020 gegenüber dem 1990er-Niveau.

**Tabelle 11 – Annahmen CO<sub>2</sub>-Preise**

	Year	2015	2020	2025	2035	2050
VSE Scenario 1	€/tCO <sub>2</sub>	21.2	27.7	36.6	59.8	59.8
VSE Scenario 2	€/tCO <sub>2</sub>	21.2	27.7	36.6	59.8	59.8
VSE Scenario 3	€/tCO <sub>2</sub>	21.2	27.7	36.6	59.8	59.8

### 2.5.5 Kapazitäten der Interkonnektoren

Die Interkonnektoren-Kapazitäten sind in Net Transfer Capacity (NTC)-Werten angegeben. Die Daten für historische Jahre stammen von ENTSO-E. Vorhaben zum Ausbau der Interkonnektoren zwischen der Schweiz und den Nachbarländern wurden für die Modellierungsannahmen nicht berücksichtigt, da diese noch einen geringen Konkretisierungsgrad aufweisen. Die Kapazitäten der Interkonnektoren wurden daher bis zum Jahr 2050 als konstant angenommen.

**Tabelle 12 – Annahmen Kapazitäten der Interkonnektoren**

Annual average swiss import NTCs

VSE Scenario 1		Year	2015	2020	2025	2035	2050
From	AUS	GW	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8
	DEU	GW	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0
	FRA	GW	3.1	3.1	3.1	3.1	3.1
	ITA	GW	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6
VSE Scenario 2		Year	2015	2020	2025	2035	2050
From	AUS	GW	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8
	DEU	GW	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0
	FRA	GW	3.1	3.1	3.1	3.1	3.1
	ITA	GW	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6
VSE Scenario 3		Year	2015	2020	2025	2035	2050
From	AUS	GW	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8
	DEU	GW	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0
	FRA	GW	3.1	3.1	3.1	3.1	3.1
	ITA	GW	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6

Annual average swiss export NTCs

VSE Scenario 1		Year	2015	2020	2025	2035	2050
From	AUS	GW	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10
	DEU	GW	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00
	FRA	GW	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80
	ITA	GW	3.80	3.80	3.80	3.80	3.80
VSE Scenario 2		Year	2015	2020	2025	2035	2050
From	AUS	GW	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10
	DEU	GW	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00
	FRA	GW	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80
	ITA	GW	3.80	3.80	3.80	3.80	3.80
VSE Scenario 3		Year	2015	2020	2025	2035	2050
From	AUS	GW	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10
	DEU	GW	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00
	FRA	GW	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80
	ITA	GW	3.80	3.80	3.80	3.80	3.80

### 2.5.6 Annahmen zu Erzeugungskosten

Für die Berechnung der Systemkosten wurden für die einzelnen Technologien detaillierte Kostenannahmen getroffen. Diese sind im Anhang dargestellt.



## 3. MODELLIERUNGSERGEBNISSE

### 3.1 Überblick Szenarios / Optionen

Kern der Modellierung sind die drei Hauptszenarien, die sich im Wesentlichen im Hinblick auf die Entwicklung der Nachfrage sowie den Zubau von erneuerbaren Erzeugungskapazitäten unterscheiden. Alle drei Szenarien wurden ohne technologische oder sonstige Einschränkungen modelliert, so dass der Umfang der Importe/Exporte sowie der Neubau von endogen modellierten Technologien (v.a. CCGT, CHP) im Hinblick auf das Ziel der grössten Wirtschaftlichkeit optimiert wurde.

Aufbauend auf den drei Szenarien wurden zudem 4 Optionen modelliert, die sich im Hinblick auf wesentliche Eigenschaften von den Szenarien unterscheiden:

- Option 4: deutliche Reduktion der Importe gegenüber Szenario 1 (bei Neu-Optimierung des Erzeugungsparks)
- Option 5: deutliche Reduktion der Importe gegenüber Szenario 2 (unter Beibehaltung des Erzeugungsparks in Szenario 2)
- Option 6: exogene Bestimmung des WKK-Neubaus und „Green Offsetting“ der Netto-Importe
- Option 7: Annahmen zum Erzeugungsportfolio wie in Szenario 3 bei Nachfrage-Annahmen entsprechend Szenario 2

**Tabelle 13 – Szenarien/Optionen für Modellierung**

<b>Moderat verstärkte Energiepolitik</b>	<b>Forcierte Energiepolitik</b>	<b>100% Erneuerbar</b>
Szenario 1: Optimierung mit dem Ziel der höchsten Wirtschaftlichkeit	Szenario 2: Optimierung mit dem Ziel der höchsten Wirtschaftlichkeit	Szenario 3: Optimierung mit dem Ziel der höchsten Wirtschaftlichkeit
Option 4: Szenario 1 mit deutlicher Reduktion der Importe Neubestimmung endogene Erzeugungskapazität	Option 5: Szenario 2 mit deutlicher Reduktion der Importe Erzeugungskapazität wie Szenario 2	Option 6: Exogene Vorgabe WKK-Kapazität und „Green Offsetting“ von Importen
		Option 7: Szenario 3 mit höherem Nachfragewachstum (wie Szenario 2)

Im folgenden Abschnitt stellen wir die Ergebnisse für die drei Szenarien im Vergleich vor. Daran anschliessend stellen wir die Ergebnisse für die Optionen 4 - 7 vor und erläutern die wesentlichen Unterschiede zu den Ausgangsszenarien.

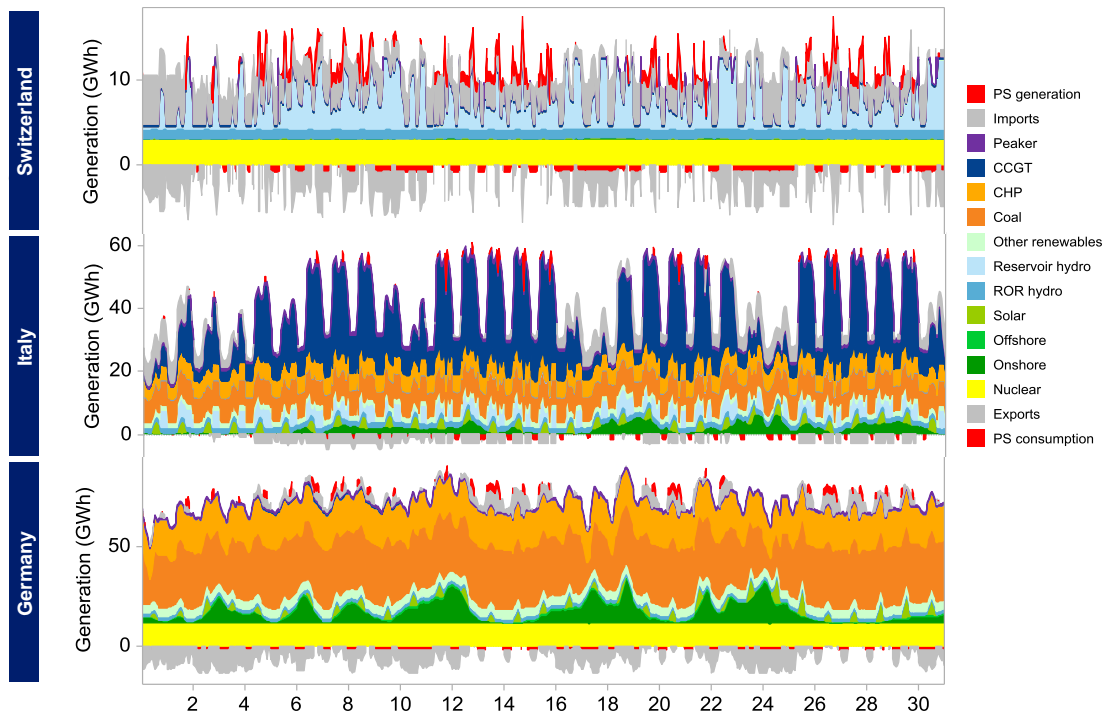
### 3.2 Ergebnisse für Szenarien 1 - 3

#### 3.2.1 Snapshots zu interessanten Wetterperioden

Die folgenden Schaubilder geben einen anschaulichen Eindruck zu den Modellierungsergebnissen für einzelne Wetterperioden. Dabei muss berücksichtigt werden, dass diese Schaubilder lediglich Tendenzaussagen zulassen, da nur einzelne Monate sowie bestimmte Wetterjahre abgebildet werden. Ergebnisse zu ganzen Jahren sowie dem Durchschnitt verschiedener Wetterjahre sind in den nachfolgenden Abschnitten dargestellt.

Abbildung 12 zeigt die Entwicklung der stündlichen Stromerzeugung im Januar 2015 in der Schweiz, Italien und Deutschland. Dabei wurde das Wettermuster vom Januar 2009 zugrundegelegt – ein Zeitraum in dem sowohl Perioden mit viel Wind als auch fast windstille Perioden zu beobachten waren.

Abbildung 12 – Snapshot Erzeugung im Jahr 2015 (Wetter Jan. 2009, Szenario 1)



Hinsichtlich des Musters der Stromerzeugung können verschiedene Beobachtungen gemacht werden:

- Auch wenn die Erzeugung von Windstrom v.a. in Deutschland in einzelnen Perioden Werte von 25 GWh übersteigt wird das Gesamtbild noch in geringem Umfang von den „intermittenten“ Erzeugungsformen Wind und Solar bestimmt
- Der Einsatz der verschiedenen Technologien wird im Wesentlichen von den Schwankungen der Nachfrage im Tages-/Nachtrhythmus und Wochentage/Wochenende bestimmt
- In der Schweiz laufen Kernkraftwerke und Laufwasserkraftwerke im Baseload-Modus, Speicherkraftwerke erzeugen v.a. in den Peak-Stunden während der Wochentage während die Pumpspeicherkraftwerke im Wesentlichen nachts und am Wochenende pumpen und während der Peak-Stunden Strom erzeugen

Die äquivalenten Bilder für die Szenarien 2 und 3 werden hier nicht dargestellt, da sie ein sehr ähnliches Muster zeigen wie Szenario 1 (da Nachfrage und der Ausbaugrad der Erneuerbaren noch sehr dicht beieinander liegen).

Abbildung 13 zeigt die gleiche Wetterperiode (Januar 2009) nur dieses Mal für die Angebots- und Nachfragebedingungen im Jahr 2035 in Szenario 1. Im Vergleich zum Jahr 2015 hat sich insbesondere der Umfang der Erzeugung aus Windkraft in Deutschland erhöht. Für die Schweiz spielen Wind- und Sonnenkraft weiterhin nur eine stark untergeordnete Rolle. Im Gegensatz zu 2015 wird für die Schweiz aber das Verschwinden der Kernkraft deutlich. Stattdessen machen GuD-Kraftwerke einen signifikanten Anteil der Stromerzeugung aus. Die Erzeugung aus Speicher- und

Pumpspeicherkraftwerken weist zudem ein etwas zyklischeres Muster auf, mit längeren Pausen in Zeiten von hoher Winterzeugung v.a. in Deutschland.

Augenfällig sind bei dieser Betrachtung zudem die grossen Änderungen der Erzeugungsstruktur in Deutschland: hier geht der Anteil v.a. von Kohlestrom im Jahr 2035 im Vergleich zum Jahr 2015 deutlich zurück, und wird ersetzt durch flexiblere Kapazitäten (v.a. GuD-Kraftwerke). In der Schweiz bleibt die Struktur der Stromerzeugung dagegen relativ konstant – abgesehen von der Stilllegung der Kernkraftwerke und dem Zubau von GuD-Kraftwerken.

Abbildung 13 – Snapshot Erzeugung im Jahr 2035 (Wetter Jan. 2009, Szenario 1)

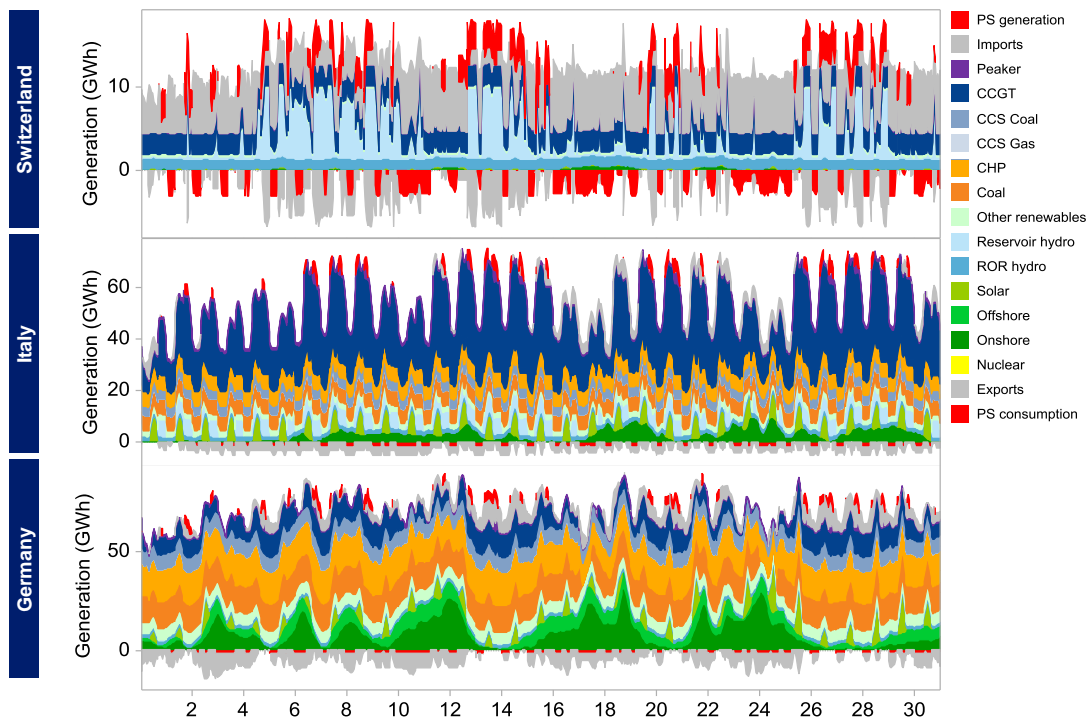


Abbildung 14 und Abbildung 15 zeigen die gleiche Periode für Szenario 2 und Szenario 3. Augenfällig für die Schweiz ist hier vor allem der geringere Anteil von Stromerzeugung aus GuD-Kraftwerken (v.a. für Szenario 3 im Vergleich zu Szenario 1).

Abbildung 14 – Snapshot Erzeugung im Jahr 2035 (Wetter Jan. 2009, Szenario 2)

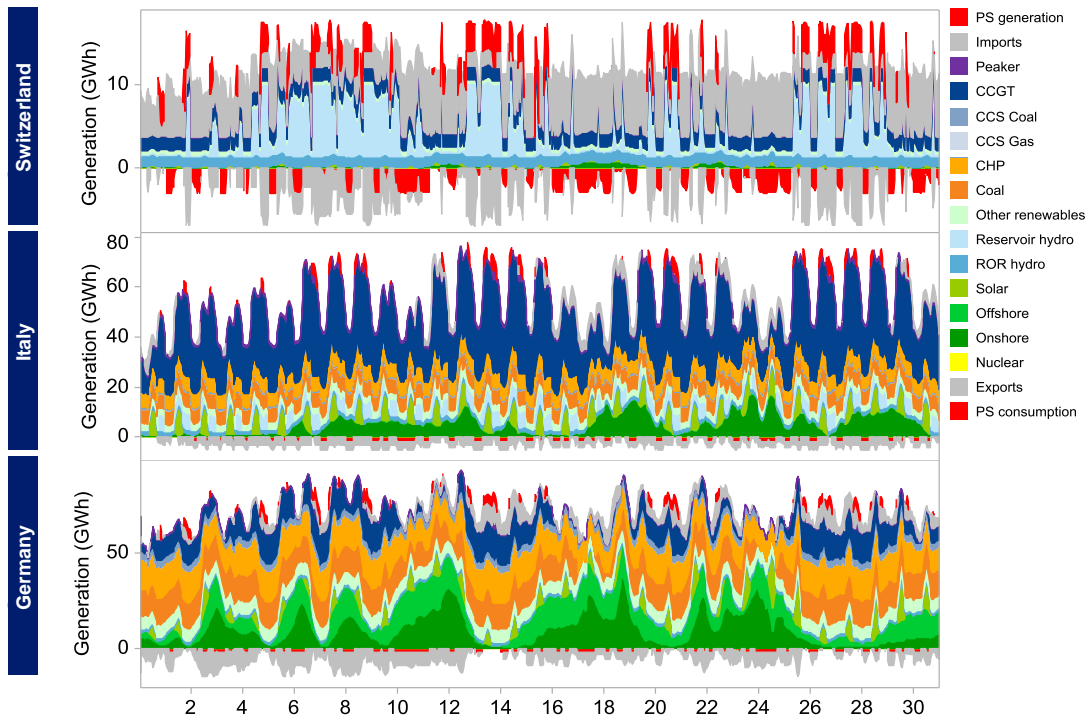
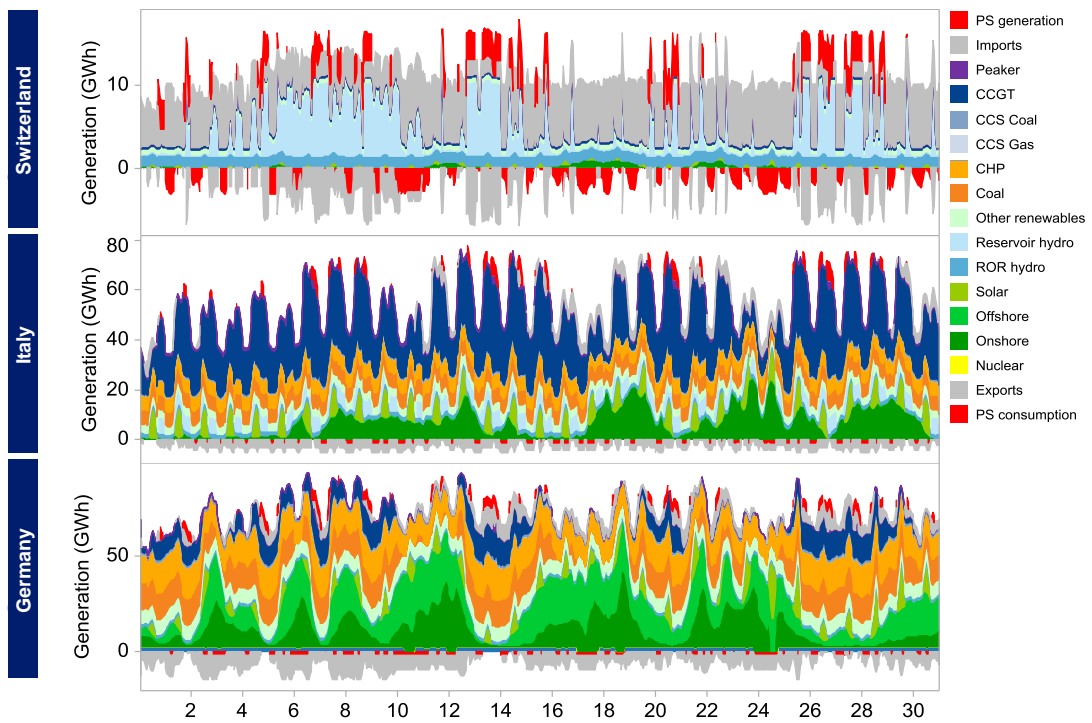
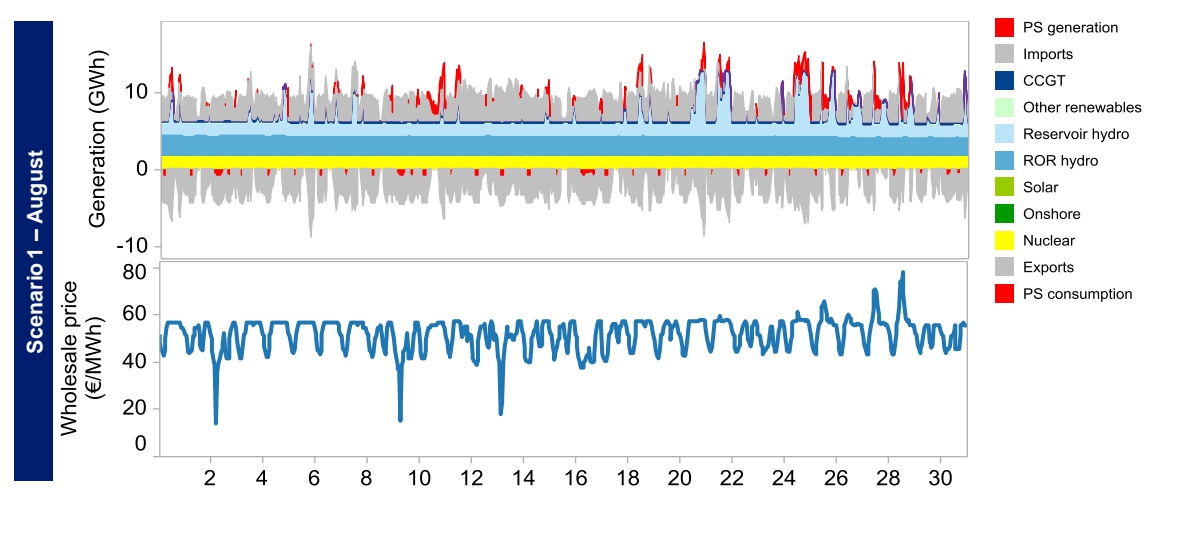


Abbildung 15 – Snapshot Erzeugung im Jahr 2035 (Wetter Jan. 2009, Szenario 3)



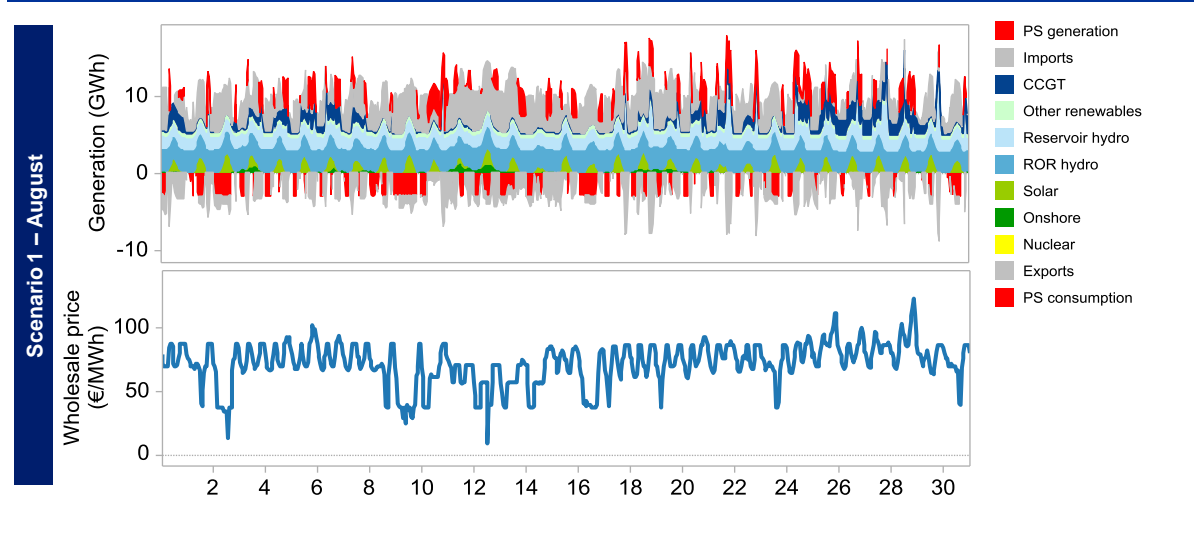
Die folgenden Schaubilder zeigen schliesslich die Erzeugung sowie die Entwicklung der Grosshandelspreise für die Schweiz im August für das Jahr 2015 sowie für das Jahr 2050 (Wetterjahr 2008). Im Jahr 2015 weist die Stromerzeugung relativ geringe Schwankungen auf, die im Wesentlichen durch Entwicklungen in den umliegenden Ländern getrieben sind. Die Grosshandelspreise folgen einem relativ regelmässigen Muster.

**Abbildung 16 – Snapshot Erzeugung/Grosshandelspreise Schweiz im Jahr 2015 (Wetter Aug. 2008, Szenario 1)**

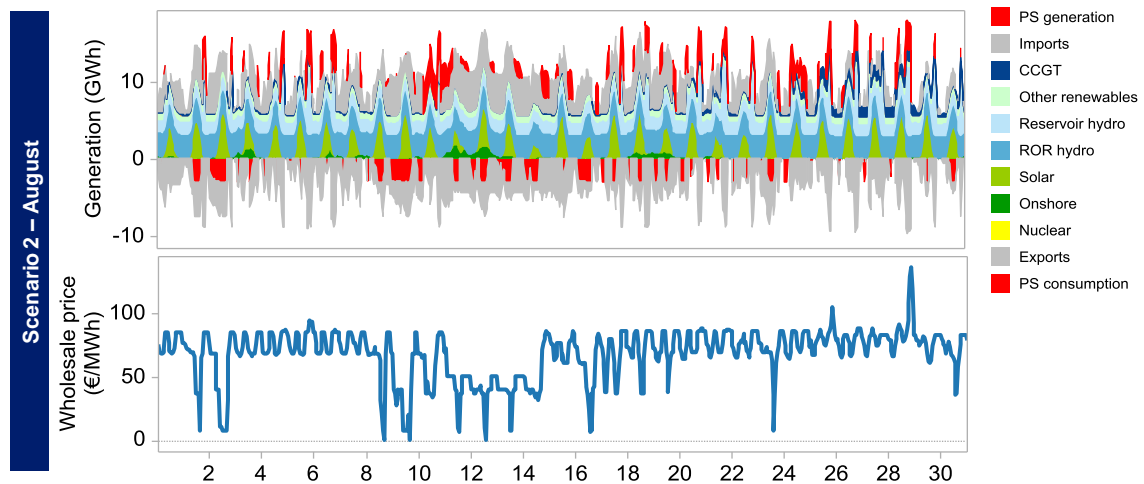


Für das Jahr 2050 erkennt man den Einfluss der Wind- und Solarerzeugung in der Schweiz, wobei der Effekt am stärksten in Szenario 3 ist. Hier sind deutliche Spitzen der Solarstromerzeugung in der Mitte jedes Tages zu verzeichnen. Zudem zeigen die Grosshandelspreise deutliche Schwankungen auf, wobei die Schwankungen in Szenario 3 am grössten sind. Hier sind längere Perioden mit sehr niedrigen Preisen zu beobachten, was wiederum grösstenteils durch Entwicklungen ausserhalb der Schweiz bedingt ist.

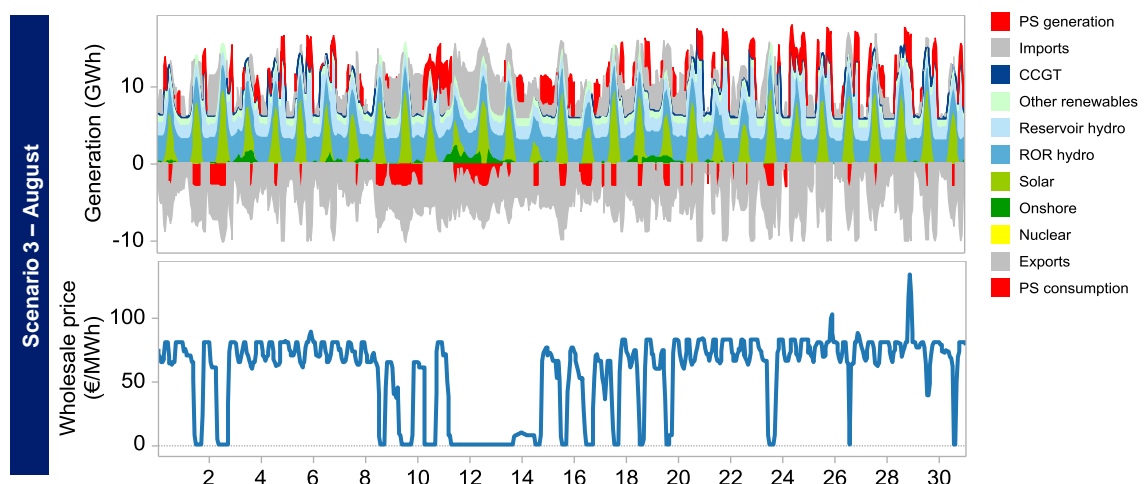
**Abbildung 17 – Snapshot Erzeugung/Grosshandelspreise Schweiz im Jahr 2050 (Wetter Aug. 2008, Szenario 1)**



**Abbildung 18 – Snapshot Erzeugung/Grosshandelspreise Schweiz im Jahr 2050 (Wetter Aug. 2008, Szenario 2)**



**Abbildung 19 – Snapshot Erzeugung/Grosshandelspreise Schweiz im Jahr 2050 (Wetter Aug. 2008, Szenario 3)**



Angesichts dieser Betrachtung lassen sich somit folgende Rückschlüsse ziehen:

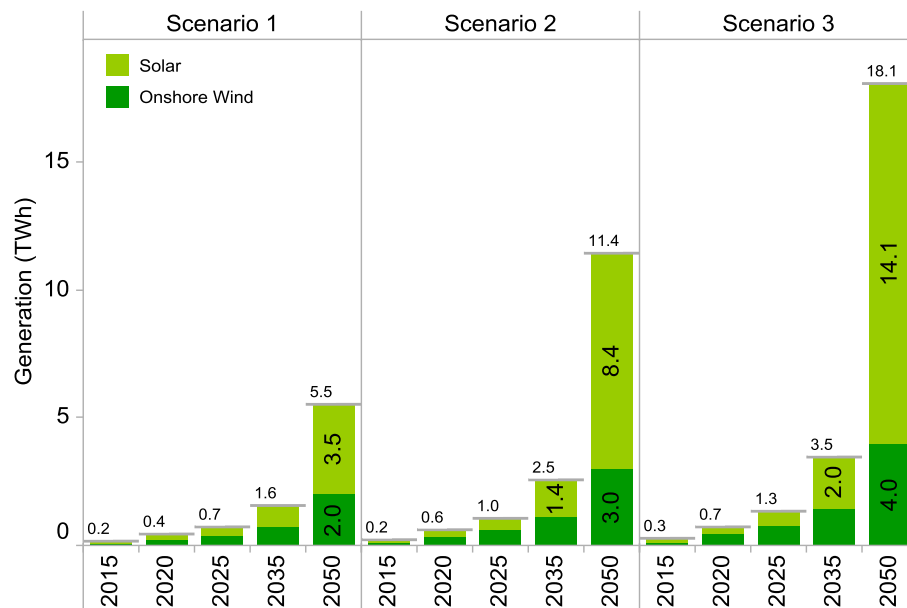
- Die Schweiz ist gut positioniert, um im grösseren Umfang mit der zunehmenden schwankenden Einspeisung aus Wind- und Solarkraft umzugehen
- Speicher- und Pumpspeicher-Kraftwerke sowie der hohe Grad der Integration mit den Nachbarmärkten durch Interkonnektoren sind die Hauptquellen für Flexibilität
- Im Vergleich zu anderen Ländern besteht lediglich eine moderate Notwendigkeit für den Umbau des Erzeugungssystems
- Bis 2035 sind die Auswirkungen der stärkeren Schwankungen der Stromerzeugung v.a. durch den Ausbau von Wind- und Sonnenstrom in den umliegenden Ländern wie Deutschland und Italien bedingt

- Im Jahr 2050 wird die Schweiz selbst „intermittierend“.

### 3.2.2 Umfang der Wind- und Solarstromerzeugung in der Schweiz

Die Wind- und Solarstromerzeugung entwickelt sich sehr unterschiedlich in den einzelnen Szenarien. Im Jahr 2050 erreicht der Anteil von Wind- und Solarstrom am Gesamtverbrauch 7% in Szenario 1, 16% in Szenario 2 und 30% in Szenario 3. Dabei erfolgt das Hauptwachstum in allen drei Szenarien zwischen 2035 und 2050. Bis zum Jahr 2035 spielt der Zubau von erneuerbaren Erzeugungskapazitäten in der Schweiz nur eine untergeordnete Rolle. Zudem wird deutlich, dass Sonnenstrom in allen Szenarien eine deutlich höhere Bedeutung hat als Windstrom.

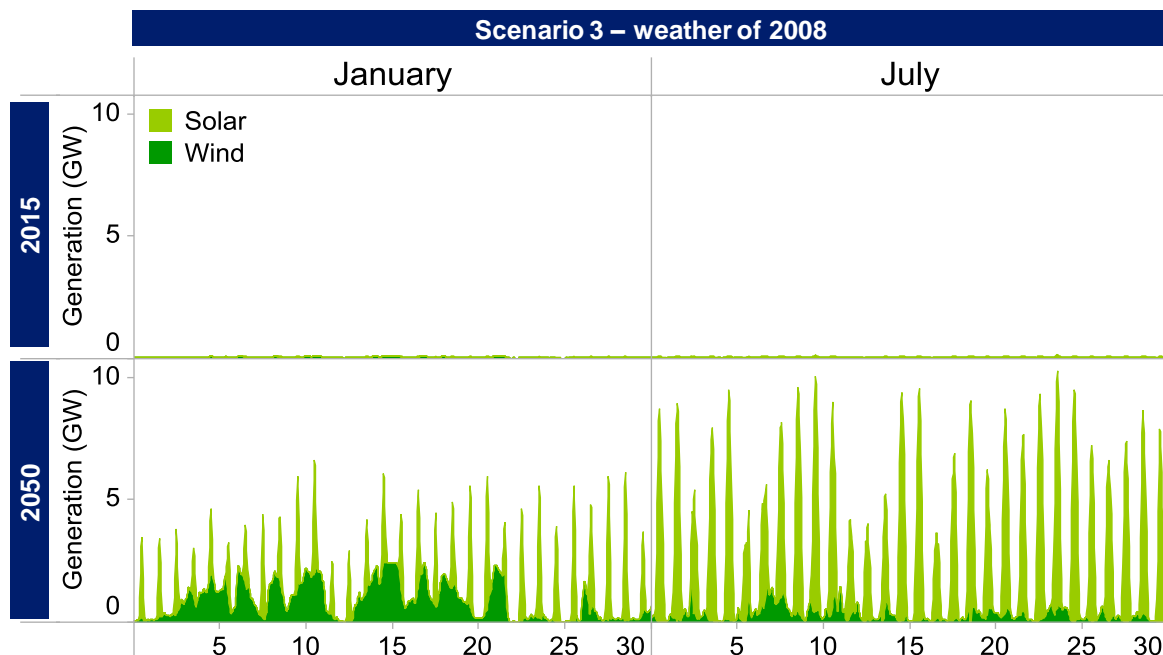
**Abbildung 20 – Jährliche Wind- und Solarstromerzeugung Schweiz (TWh)**



Die Stromerzeugung aus Wind- und Sonnenkraft weist zudem deutliche saisonale Unterschiede auf. Wie die Modellierungsergebnisse zeigen (siehe Abbildung 21) fällt Windstrom wesentlich stärker im Winter an, während Solarstrom stärker auf den Sommer entfällt. Die Graphik macht zudem deutlich, dass Wind- und Solarstrom kaum korreliert sind.

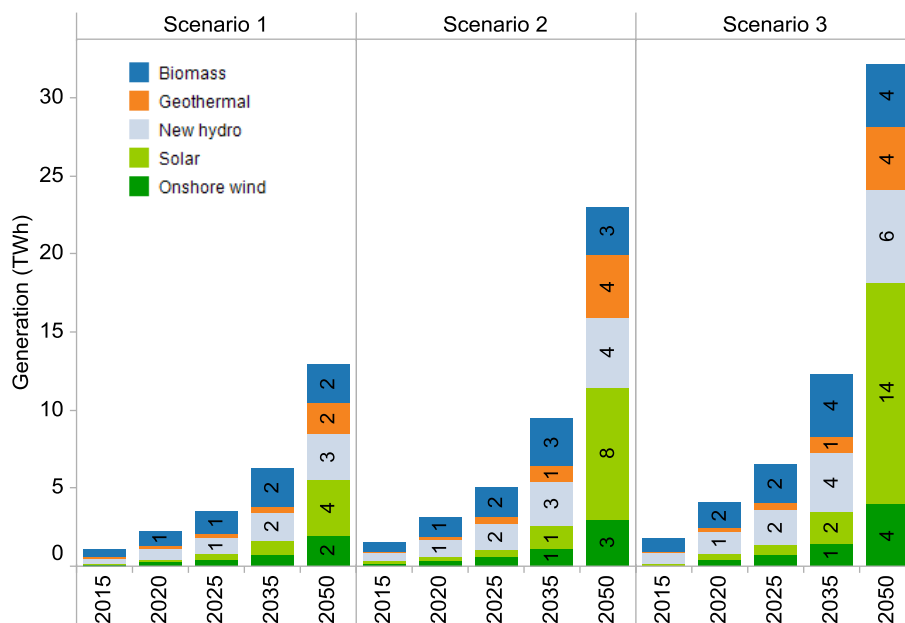


**Abbildung 21 – Stündliche Wind- und Solarstromerzeugung Schweiz in verschiedenen Monaten (GW)**



Im Verhältnis zu den sonstigen Erneuerbaren macht Wind- und Solarstrom nur einen Teil aus. Abbildung 22 zeigt die Erzeugung aus Biomasse, Geothermie sowie neuer Wasserkraft (d.h. die Erzeugung von ab 2015 neu hinzukommenden Speicher- und Laufwasserkraftwerkskapazitäten) zusätzlich zur Erzeugung aus Wind- und Solarstromanlagen.

**Abbildung 22 – Jährliche Erzeugung alle Erneuerbare (TWh)**



Die Residualnachfrage stellt dar, welche Stromnachfrage nach Abzug von Wind- und Solarstrom noch gedeckt werden muss. Aufgrund der dargestellten Zubauannahmen für Wind- und Solarstrom unterscheidet sich die Residualnachfrage erst nach dem Jahr 2035 deutlich von der Gesamtnachfrage. Für das Jahr 2050 ist der deutlichste Effekt von Wind- und Solarstrom im Szenario 3 zu erkennen (siehe Abbildung 23). Hier zeigt sich sogar für 10% der Zeit eine negative Residualnachfrage, d.h. in 10% aller Stunden reicht allein die Stromerzeugung aus Wind- und Solarkraft aus, um die Stromnachfrage in der Schweiz zu decken.

Abbildung 24 zeigt die untertägige Verteilung der Residualnachfrage. Die Werte für die einzelnen Stunden sind dabei als Durchschnitt über das Jahr berechnet. Für alle drei Szenarien wird deutlich, dass die Residual-Nachfrage im Jahr 2050 vor allen Dingen in den Mittagsstunden von der Gesamtnachfrage abweicht, was auf die grosse Bedeutung der Solarkraft zurückzuführen ist. Aufgrund dieser Tatsache wird sich die Form der Nachfrage, die von nicht-intermittenten Erzeugungstechnologien befriedigt werden muss, deutlich ändern: während im Jahr 2015 die Peak-Nachfrage Mittags am höchsten ist, zeigt die Residual-Nachfrage für das Jahr 2050 zwei Höhepunkte jeweils morgens und abends.

**Abbildung 23 – Verteilung Residualnachfrage (GW)**

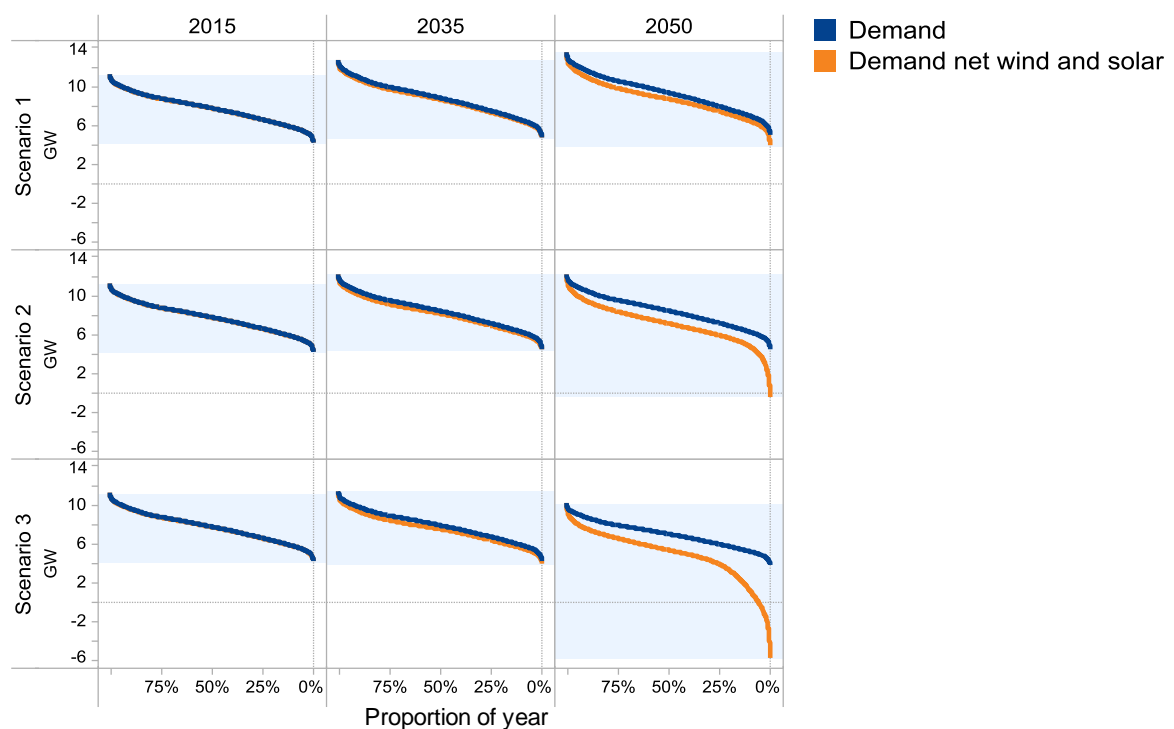
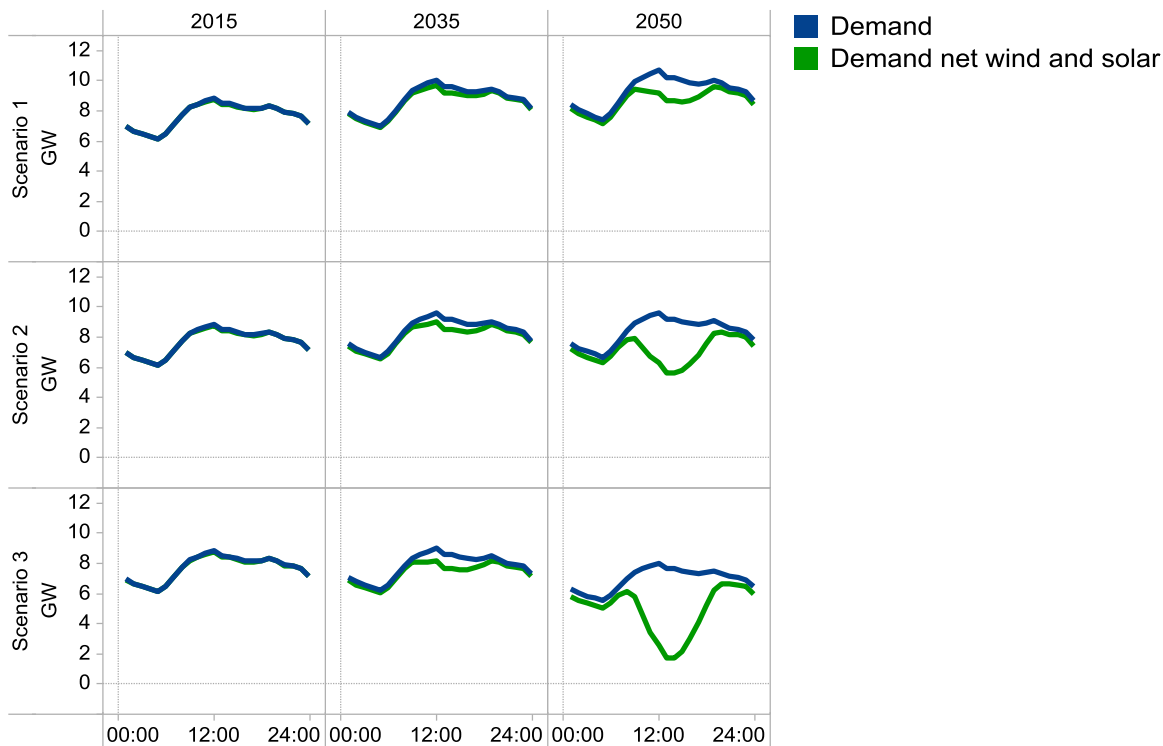


Abbildung 24 – Untertägige Verteilung Residualnachfrage (GW)

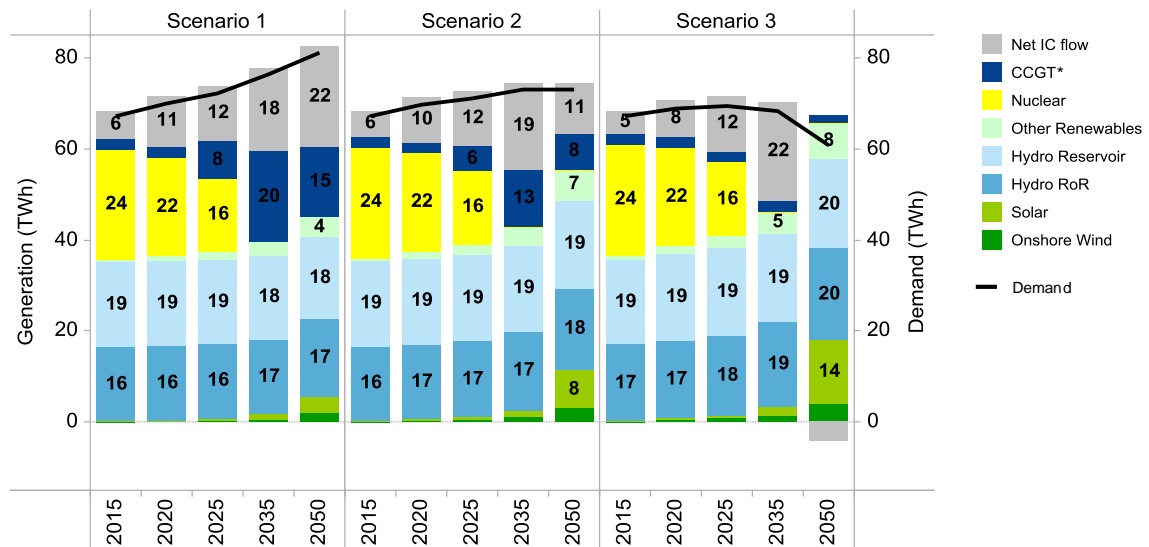


### 3.2.3 Erzeugung

Abbildung 25 stellt die Entwicklung der Erzeugung sowie der Netto-Interkonnektor-Flüsse dar ("Net IC Flow", positiver Wert entspricht Nettoimporten, negative Wert Nettoexporten).<sup>3</sup> Die schwarze Line zeigt die Summe der jährlichen Nachfrage. Die Summe der Erzeugung plus der Interkonnektorenflüsse ist inklusive und die Summe der Nachfrage exklusive des Nettoverbrauch für die Pumpspeicherung dargestellt. Deshalb ist die Summe der Nachfrage z.T. kleiner.

<sup>3</sup> Aufgrund der geringen Kapazität werden Werte für Kleinwasserkraftwerke (Anlagen <10 MW) so weit nicht anders genannt ebenfalls unter „Run-of-river“ aufgeführt.

Abbildung 25 – Jährliche Erzeugung und Nachfrage (TWh)



\* inklusive "other thermal"; Nachfrage exklusive und Generation + IC flows inklusive Nettoverbrauch für Pumpspeicher

In Szenario 1 wird der Rückgang der Stromerzeugung aus Kernkraft zu weiten Teilen durch die neu hinzukommende Erzeugung aus GuD-Kraftwerken und im geringeren Umfang durch erneuerbare Erzeugungsarten ausgeglichen. Das Wachstum der Nachfrage von 68,1 TWh im Jahr 2015 auf 76,2 TWh im Jahr 2035 und 81,0 TWh im Jahr 2050 wird hier durch gestiegene Nettoimporte kompensiert.

Im Szenario 2 fällt der Anstieg der Erzeugung aus GuD-Kraftwerken geringer aus als in Szenario 1. Dies ist durch den geringeren Zubau an GuD-Kraftwerken bedingt, da aufgrund des geringeren Nachfragewachstums (72,8 TWh in 2035 und 73,0 TWh in 2050) und des höheren Zubaus an erneuerbaren Erzeugungskapazitäten nach 2035 ein geringerer Bedarf an Strom aus Gaskraftwerken besteht. In Folge steigen die Nettoimporte, trotz der geringeren Nachfrage, im Jahr 2035 auf ein Niveau ähnlich zu Szenario 2, und sinken danach auf ein deutlich niedrigeres Niveau.

In Szenario 3 besteht aufgrund des geringeren Nachfragewachstums (auf 68,2 TWh in 2035 und 60,5 TWh in 2050) sowie des höheren Zubaus an Erneuerbaren v.a. nach 2035 kein Bedarf an zusätzlicher Erzeugung aus Gaskraftwerken. Hier steigen die Nettoimporte bis 2035 auf den höchsten Wert aller drei Szenarien. Bis 2050 wird die Schweiz aufgrund der hohen Erzeugung aus erneuerbaren Energien allerdings zum Nettoexporteur von Strom.

### 3.2.4 Auslastung der verschiedenen Kraftwerke

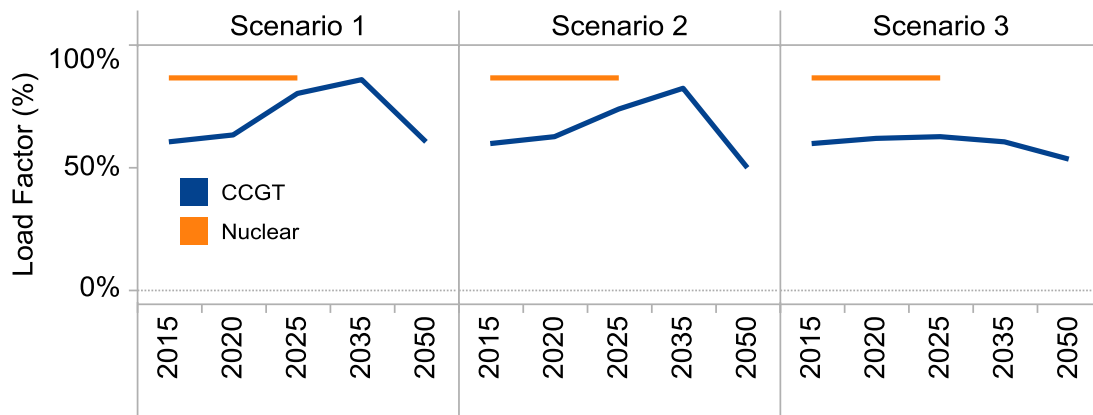
Abbildung 26 zeigt den Auslastungsgrad der thermischen Kraftwerke. Kernkraftwerke laufen bis zu ihrer vollständigen Stilllegung konstant im Baseload. Der Auslastungsgrad liegt bei 86%, wobei sich der zu 100% fehlende Betrag v.a. durch geplante Stillstandszeiten erklärt.

Der Auslastungsgrad der GuD-Kraftwerke („CCGT“) steigt in den Szenarien 1 und 2 bis zum Jahr 2035 auf ein Niveau um 85% an. Die hohe Auslastung erklärt sich durch die hohe Effizienz der neu gebauten Anlagen. In Szenario 3 ist kein Neubau von GuD-Kraftwerken zu verzeichnen, so dass der Auslastungsgrad (für kleinere und ältere Anlagen) hier auch niedriger liegt. Bis zum Jahr 2050 sinkt die Auslastung in Szenario 1 und 2, was vor allem der grösseren Bedeutung von Wind- und Solarkraftanlagen

geschuldet ist, was zu einer flexibleren Fahrweise der GuD-Anlagen führt. Dies wird auch an der Anzahl der Starts pro GuD-Kraftwerk deutlich, die zwischen 2035 und 2050 deutlich zunehmen.

Im Vergleich zu anderen europäischen Ländern liegt der Auslastungsgrad der GuD-Kraftwerke auch im Jahr 2050 noch auf einem relativ hohen Wert. Mit 60% in Szenario 1 und 49% in Szenario 2 werden diese immerhin noch im Mid-Merit-Bereich betrieben. Die Flexibilitätsanforderungen in der Schweiz aufgrund der Zunahme von Wind- und Sonnenstrom sind somit geringer als in anderen Ländern.

**Abbildung 26 – Auslastungsgrad der thermischen Kraftwerke (%)**



**Abbildung 27 – Anzahl Starts GuD-Kraftwerke**

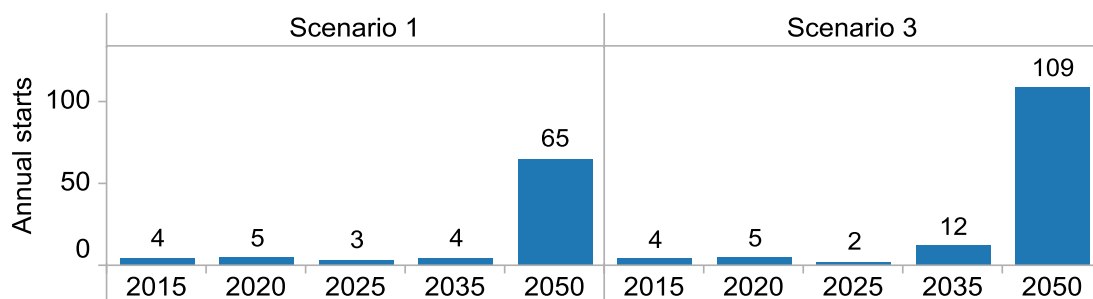


Tabelle 14 zeigt die IRRs (Internal Rate of Return, interner Zinsfuß) der thermischen Anlagen. Die IRRs wurden berechnet für sehr kleine Beispielanlagen, die im System modelliert wurden, ohne die Ergebnisse zu beeinflussen. Sobald die IRRs über der extern vorgegebenen Mindestverzinsung für die einzelnen Technologien liegen (9% für CCGT und CHP) lohnt sich der Zubau von neuen Kapazitäten. Die Profitabilität der CCGT-Anlagen liegt in einigen Jahren der Szenarien 1 und 2 über dieser Schwelle, so dass hier CCGT-Kapazitäten neu gebaut werden. WKK-Anlagen haben eine Profitabilität knapp unter der Schwelle, so dass in allen drei Szenarien keine WKK-Anlagen neu hinzukommen. Kernkraftwerke weisen in allen Jahren eine hohe Profitabilität auf. Bei dieser Betrachtung muss jedoch berücksichtigt werden, dass nur sehr kleine Beispielanlagen modelliert wurden. Grosse Kernkraftwerke können eine sehr unterschiedliche Profitabilität haben, da beispielsweise in einzelnen Perioden keine Nachfrage nach dem zusätzlich erzeugten Strom besteht.

**Tabelle 14 – IRRs der thermischen Anlagen**

		CCGT	CHP	Nuclear
Scenario 1	2015	2.8%	6.1%	8.9%
	2020	7.7%	7.1%	10.1%
	2025	10.2%	8.5%	11.6%
	2035	10.7%	8.7%	13.5%
	2050	8.6%	8.8%	13.0%
Scenario 2	2015	-0.4%	4.9%	8.6%
	2020	5.9%	6.0%	9.9%
	2025	9.2%	7.4%	11.5%
	2035	9.8%	8.9%	13.3%
	2050	5.6%	8.3%	12.5%
Scenario 3	2015	-3.7%	4.6%	8.2%
	2020	4.6%	5.9%	9.7%
	2025	8.5%	7.5%	11.4%
	2035	7.9%	8.8%	12.9%
	2050	-3.1%	6.5%	11.0%

Für andere Technologien wurden keine IRRs berechnet, da das System hier keine Beispielanlagen modellieren kann. Für Pumpspeicherkraftwerke haben wir für Einzelperioden die Margen geprüft, und auf dieser Grundlage festgestellt, dass zusätzliche Kapazitäten (über den exogen vorgegeben Zubau hinaus) eine Profitabilität unterhalb des Schwellenwerts aufweisen würden. Deshalb sind in allen drei Szenarien keine Zubauten von zusätzlichen Pumpspeicherkapazitäten zu beobachten.

Der Auslastungsgrad der Pumpspeicherkraftwerke steigt in allen drei Szenarien über die Zeit an (siehe Abbildung 28). Der Auslastungsgrad entspricht dabei dem Quotienten aus der tatsächlichen und der theoretisch möglichen Erzeugungsmenge. Der Anstieg deutet darauf hin, dass Pumpspeicherkraftwerke von der stärkeren Volatilität der Wind- und Solareinspeisung profitieren können.

Das monatliche Muster der Stromerzeugung aus Pumpspeicherkraftwerken zeigt den niedrigsten Auslastungsgrad jeweils in den Sommermonaten. Dieses Muster bleibt in den Szenarien 1 und 2 auch im Jahr 2050 bestehen. In Szenario 3 führt die angestiegene Erzeugung aus Solarkraft zu einer stärkeren Nutzung der Pumpspeicherkraftwerke auch in den Sommermonaten, sodass das saisonale Muster unterbrochen wird.

Abbildung 28 – Auslastungsgrad Pumpspeicherkraftwerke (%)

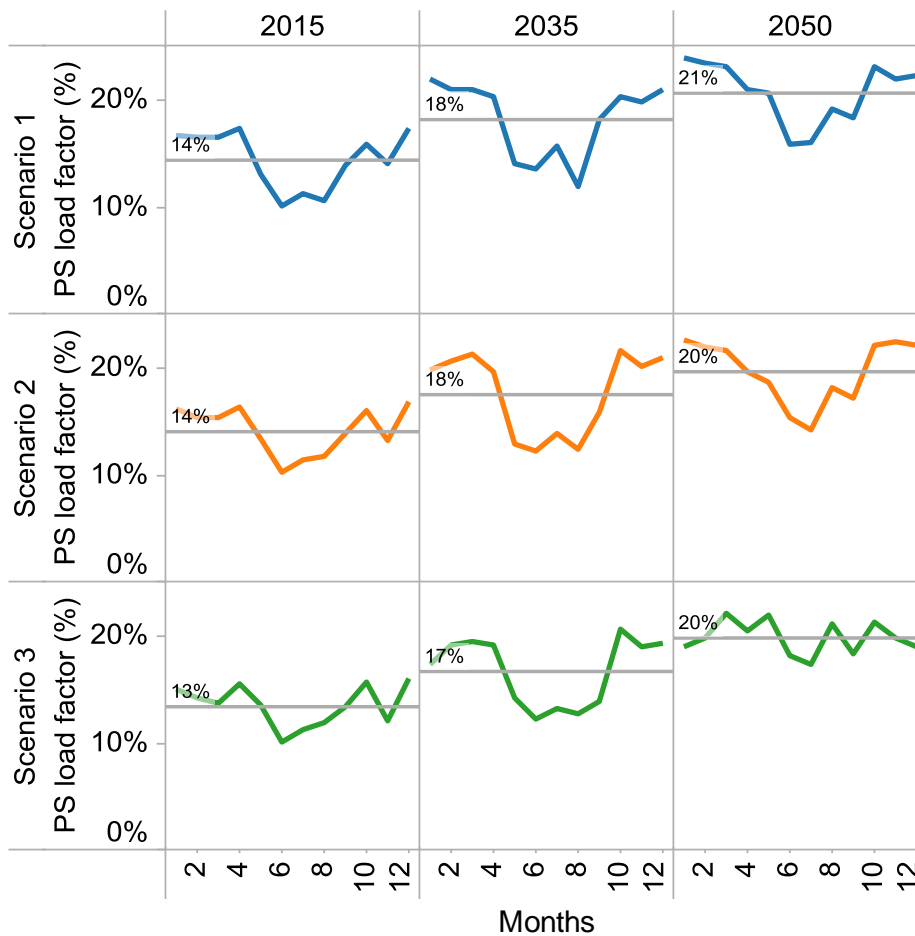
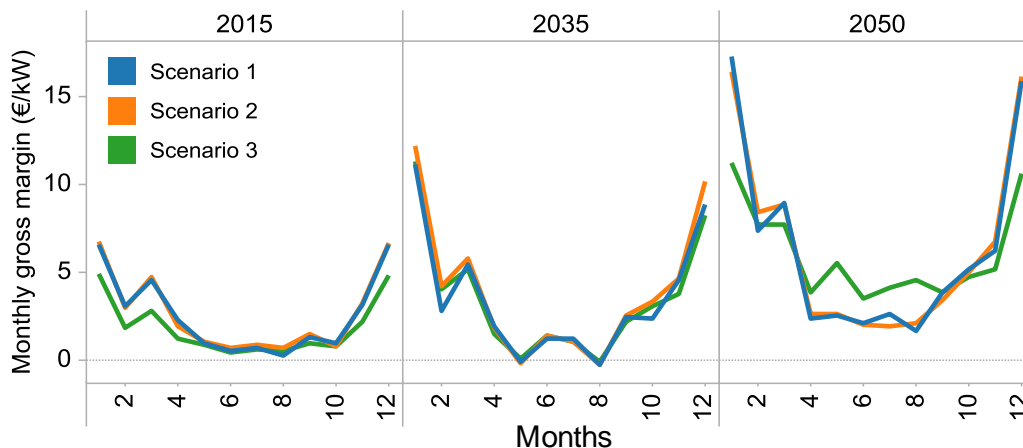


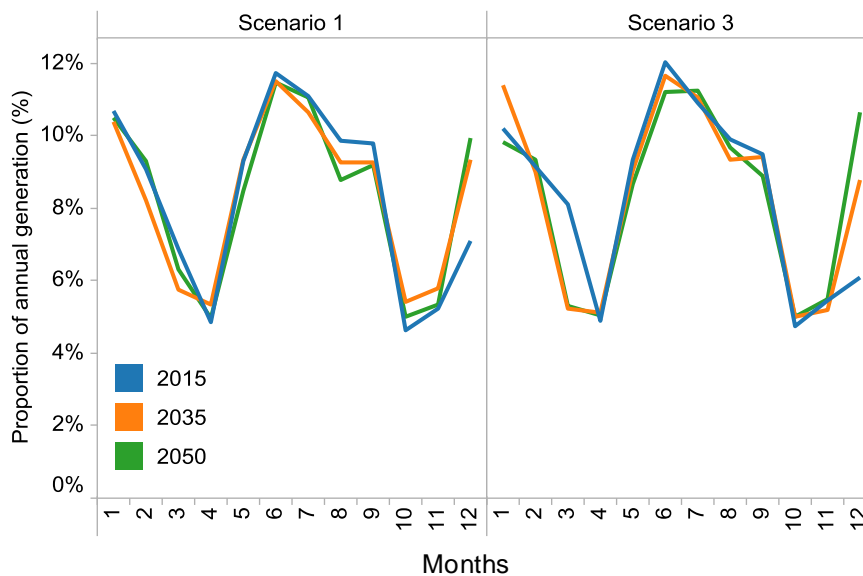
Abbildung 29 stellt die monatlichen Bruttomargen der Pumpspeicherkraftwerke dar. Die Bruttomargen entsprechen den Markteinnahmen minus den Kosten fürs Pumpen und sonstige variable Kosten und bildet einen Indikator für die Profitabilität. Die Margen steigen über die Zeit in allen drei Szenarien an, wobei der Anstieg bis 2035 begrenzt ist. Im Jahr 2050 findet eine stärkere Differenzierung zwischen den Szenarien statt, wobei in Szenario 3 die Profitabilität im Sommer zunimmt und dabei im Winter abnimmt. Die Abnahme im Winter ist ein Indikator für die Zunahme der Windkraft in Europa, die sich speziell im Winter dämpfend auf den Peak-/Off-Peak-Spread auswirkt.

Abbildung 29 – Monatliche Bruttomargen Pumpspeicherkraftwerke (€/kW)



Für Speicherkraftwerke zeigen die Modellierungsergebnisse relativ konstante monatliche Output-Werte (siehe Abbildung 30). Dies deutet darauf hin, dass sich die saisonale Fahrweise der Speicherkraftwerke über die Zeit nicht wesentlich ändert. Dies gilt für alle drei Szenarien.

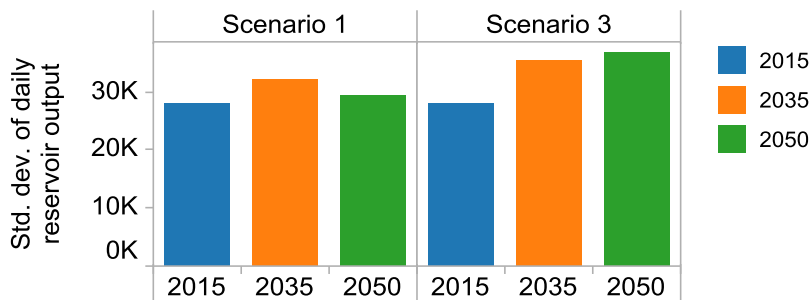
Abbildung 30 – Monatlicher Output Speicherkraftwerke



Für die Analyse der täglichen Betriebsmuster von Speicherkraftwerken haben wir die Standardabweichung der täglichen Betriebsmengen als Indikator verwendet (siehe Abbildung 31). Der Anstieg der täglichen Variabilität in Szenario 3 deutet darauf hin, dass Speicherkraftwerke flexibler auf das Wachstum von Wind- und Sonnenstrom reagieren. In Szenario 1 nimmt die Variabilität des Outputs von Speicherkraftwerken nicht zu.



**Abbildung 31 – Variabilität täglicher Output Speicherkraftwerke (MWh)**

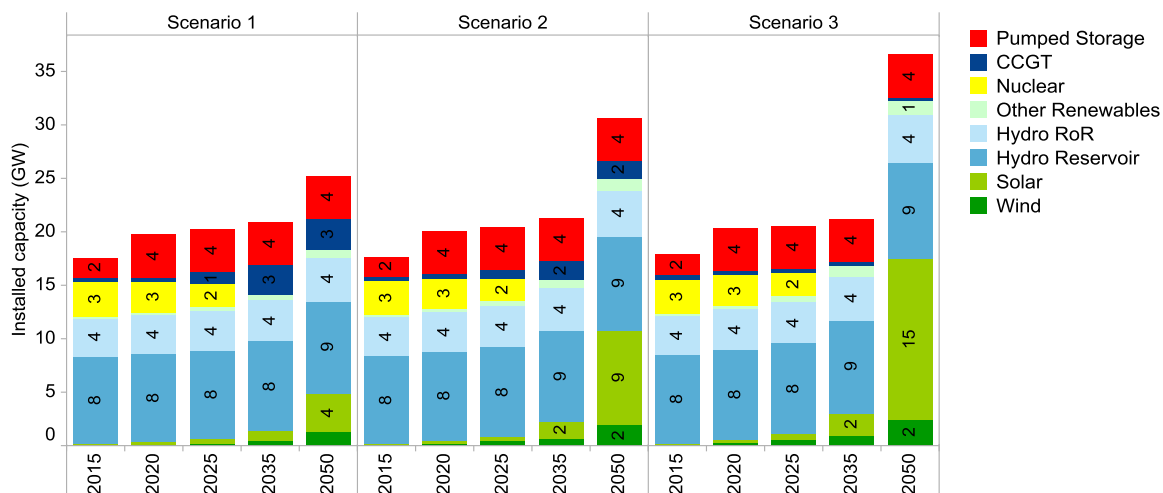


Die Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke der Schweiz werden somit zunehmend für den Ausgleich der Wind- und Solarkraftkraft in den umliegenden Ländern genutzt. Das Ausmass der geänderten Fahrweise der Kraftwerke ist dabei deutlich höher in Szenario 3, d.h. bei einem starken Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung.

### 3.2.5 Kapazität und Neubauten

Abbildung 32 stellt die Entwicklung der Erzeugungskapazität in den drei Szenarien dar. Die Entwicklung der Kapazität von Pumpspeicherkraftwerken, Speicherkraftwerken, Laufwasserkraftwerken sowie Kernkraftwerken verläuft in allen drei Szenarien weitestgehend identisch. Die Unterschiede zwischen den drei Szenarien werden im Wesentlichen vom Wachstum der erneuerbaren Technologien sowie von GuD-Kraftwerken bestimmt. In Szenario 3 nehmen die Wind- und Solarkapazitäten am stärksten zu, gefolgt von Szenario 2. In Szenario 1 und in etwas geringerem Umfang in Szenario 2 wird die Stilllegung der nuklearen Kapazitäten durch die Zunahme von CCGT-Kapazitäten kompensiert. In Szenario 3 lohnt sich der Zubau von CCGT-Kraftwerken aufgrund des Wachstums der Wind- und Sonnenkraft sowie aufgrund der zurückgehenden Nachfrage nicht.

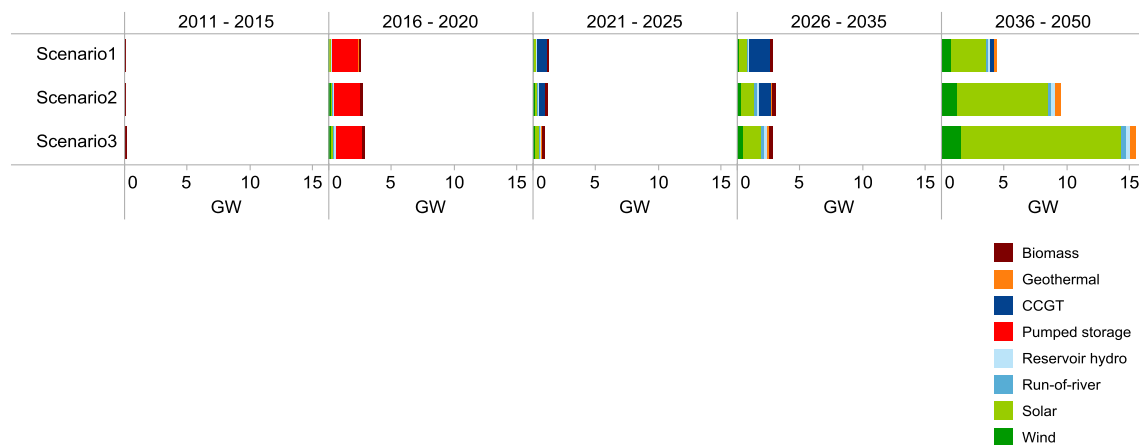
**Abbildung 32 – Entwicklung Erzeugungskapazität (GW)**



Der Neubau von Erzeugungskapazitäten wird vornehmlich von den exogen vorgegebenen Pumpspeicher- und erneuerbaren Kapazitäten sowie von endogen

vorgegebenen GuD-Neubauten bestimmt. In der Periode 2016 -2020 machen Pumpspeicherkraftwerke den grössten Anteil an den Neubauten aus. Nach 2026 dominieren Wind- und Sonnenkraft das Muster der Kapazitätsneubauten. Von den modell-endogen bestimmten Neubauten machen lediglich GuD-Kraftwerke einen grösseren Anteil aus. Hier sind in der Periode 2021 - 2025 Neubauten im Umfang von 0.8 GW (Szenario 1) bzw. 0.4 GW (Szenario 2) zu beobachten. In der Periode 2026 - 2035 werden 1.6 GW (Szenario 1) bzw. 1.0 GW (Szenario 2) an GuD-Kapazitäten hinzugebaut. In Szenario 3 sind Neubauten von GuD-Kraftwerken nicht profitabel und kommen deshalb nicht vor.

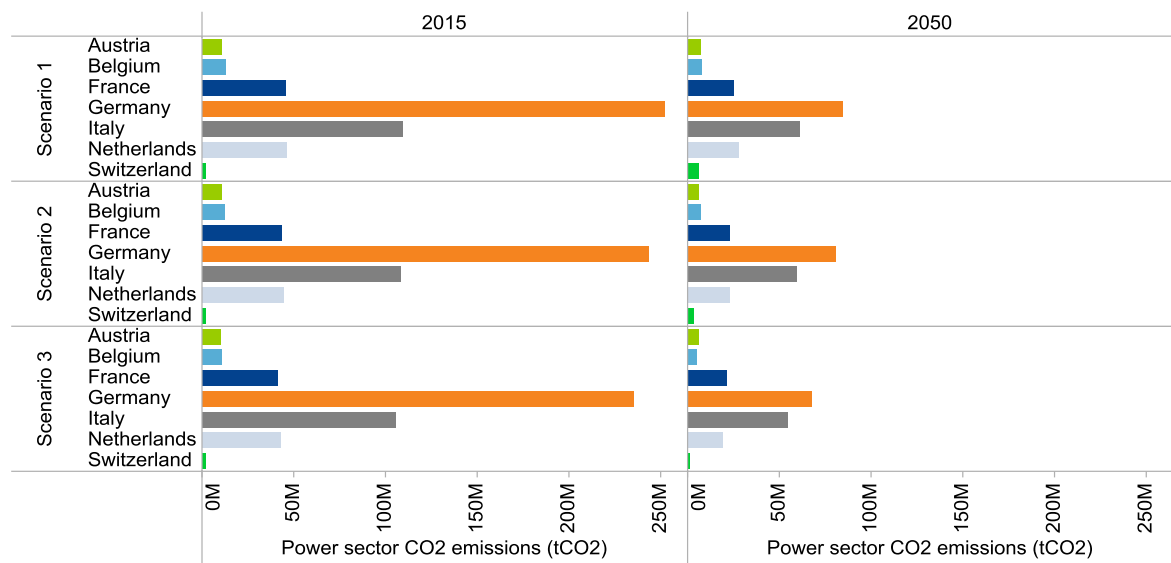
**Abbildung 33 – Neubauten Erzeugungskapazitäten (GW)**



Der Zubau von weiteren Technologien (Pumpspeicher, über die vorgegebene Kapazität hinaus, Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen, Gasturbinen) wurden im Rahmen der Modellierung im Hinblick auf ihre Profitabilität geprüft. Hier sehen wir unter den gegebenen Marktbedingungen aufgrund der unzureichenden Profitabilität in allen drei Szenarien keine weiteren Zubauten.

Der unterschiedliche Umfang der GuD-Zubauten führt zu grossen Unterschieden bei den CO<sub>2</sub>-Emissionen zwischen den einzelnen Szenarien. In Szenario 1 wachsen die CO<sub>2</sub>-Emissionen des Schweizer Stromsektors von 1.8 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub> (MtCO<sub>2</sub>) im Jahr 2015 auf 6.1 MtCO<sub>2</sub> im Jahr 2050. In Szenario 3, in dem keine neuen GuD-Kraftwerke gebaut werden, liegen die CO<sub>2</sub>-Emissionen im Jahr 2050 lediglich bei 1.4 MtCO<sub>2</sub> und damit bei nur knapp 25% des Niveaus von Szenario 1. Im europäischen Massstab spielt die Zunahme der CO<sub>2</sub>-Emissionen jedoch nur eine vernachlässigbare Rolle. Auch die Vervierfachung der CO<sub>2</sub>-Emissionen in Szenario 1 zwischen 2015 und 2050 fallen hier kaum ins Gewicht (siehe Abbildung 34).

**Abbildung 34 – CO<sub>2</sub>-Emissionen im europäischen Vergleich (tCO<sub>2</sub>)**



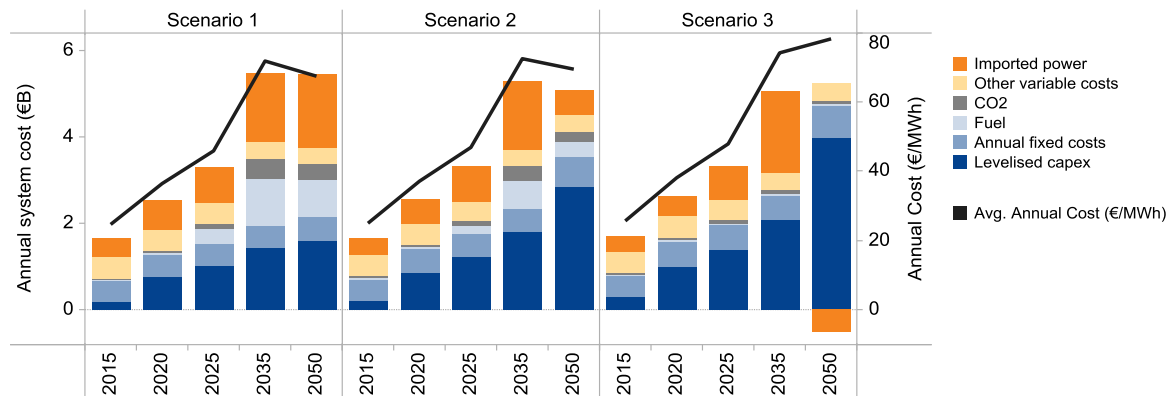
### 3.2.6 Kosten der Stromerzeugung

Die Gesamtsystemkosten der Stromerzeugung setzen sich aus verschiedenen Kategorien zusammen:

- Kapitalkosten („Levelized CAPEX“)
- Fixkosten
- Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Kosten sowie sonstige variable Kosten
- Kosten für Netto-Importe (bzw. Einnahmen bei Netto-Exporten)

Die Gesamtsystemkosten wurden berechnet unter Verwendung der Annahmen und den Modellierungsergebnissen in den einzelnen Szenarien. Die verwendeten Kostenannahmen sind im Anhang dargestellt. Bei der Interpretation der Kapitalkosten muss berücksichtigt werden, dass bestehende Kraftwerke (v.a. Wasserkraft- und Kernkraftwerke) als bereits abgeschrieben angenommen wurden, so dass für diese keine Kapitalkosten entstehen. Die Methodik zur Berechnung der Gesamtsystemkosten ist ebenfalls im Anhang detailliert erläutert.

Abbildung 35 – Gesamtsystemkosten (Milliarden €)

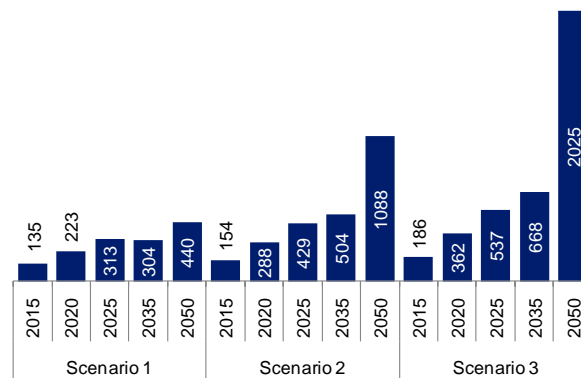


Die Gesamtkosten steigen in Szenario 1 von 1640 Millionen (Mio). € im Jahr 2015 schrittweise auf 5480 Mio. € im Jahr 2035 und sinken dann leicht auf 5450 Mio. € im Jahr 2050. In den anderen Szenarien fällt der Kostenanstieg etwas geringer aus (Szenario 2: 5280 Mio. € 2035 und 5070 Mio. € 2050; Szenario 3: 5050 Mio. € 2035 und 4720 Mio. € 2050), allerdings sind die Zahlen aufgrund der unterschiedlichen Nachfrageentwicklung nicht direkt vergleichbar. Auffällig ist zudem die unterschiedlichen Zusammensetzung der Systemkosten: In Szenario 1 machen Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Kosten aufgrund der Ausweitung der Stromerzeugung aus Gas einen höheren Anteil aus, als in den anderen Szenarien. In Szenario 3 spielen Kapital- und Fixkosten die grösste Rolle, was sich durch den starken Zubau von erneuerbaren Erzeugungskapazitäten erklärt.

Die durchschnittlichen Erzeugungskosten bezogen auf den Stromverbrauch nehmen bis zum Jahr 2035 eine vergleichbare Entwicklung. Die Kosten steigen von knapp 25 € pro MWh im Jahr 2015 auf 71,9 €/MWh (Szenario 1), 72,5 €/MWh (Szenario 2) bzw. 74,1 €/MWh (Szenario 3) im Jahr 2035. In Szenario 1 gehen die Durchschnittskosten bis 2050 auf 67,3 €/MWh und in Szenario 2 auf 69,5 €/MWh zurück, während sie in Szenario 3 auf 78,0 €/MWh ansteigen. Die Zunahme in Szenario 3 ergibt sich vor allem aus dem deutlich stärkeren Wachstum der subventionierten erneuerbaren Erzeugung (Sonne, Wind, Biomasse, Geothermie).

In den einzelnen Szenarien haben Subventionen für erneuerbare Energien (Wind, Solar, Biomasse, Geothermie) eine unterschiedlich hohe Bedeutung (siehe Abbildung 36). Die Höhe der benötigten Subventionen wurde dabei berechnet, indem die jeweiligen am Markt zu erzielenden Erlöse von den Gesamtkosten für die jeweiligen Technologien abgezogen wurden. In Szenario 1 betragen die benötigten Subventionen im Jahr 2050 lediglich 440 Millionen €. In Szenario 3 sind aufgrund des starken Zubaus von Windkraft- und Solaranlagen Subventionen in Höhe von 2025 Millionen € notwendig.

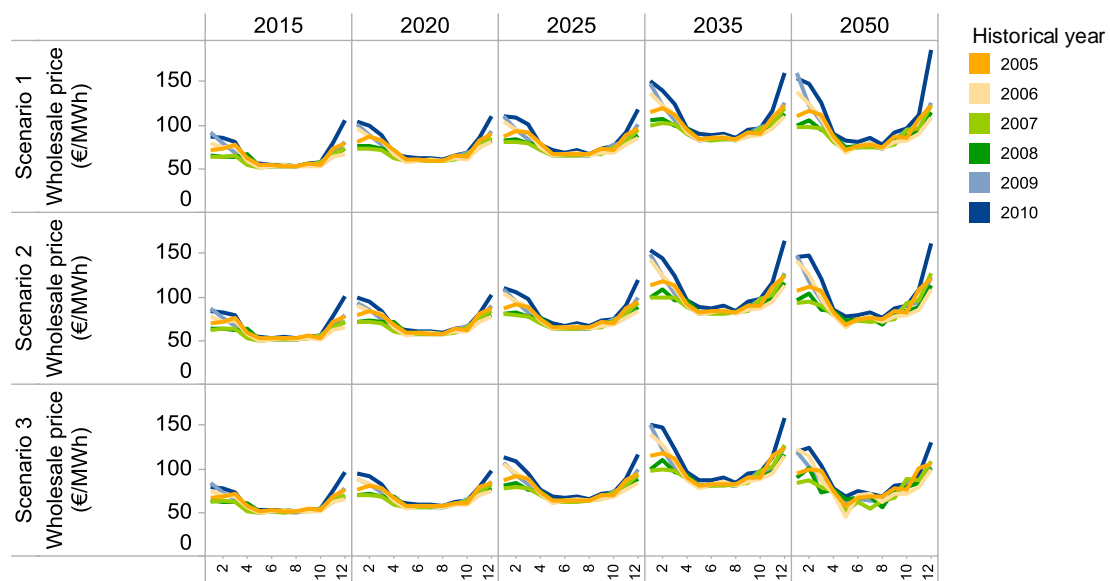
Abbildung 36 – Benötigte Subventionen für erneuerbare Energien (Millionen €)



### 3.2.7 Grosshandelspreise

Abbildung 37 zeigt die Entwicklung der monatlichen Grosshandelspreise differenziert für die historischen Wetterjahre. Die Variabilität der Preise für die verschiedenen Wetterjahre nimmt im Laufe der Jahre zu, wobei die Unterschiede insbesondere nach 2025 ausgeprägter werden. Dabei ist für das Szenario 3 aufgrund des höheren Erneuerbaren-Anteils eine stärkere Volatilität zu erkennen, auch wenn der Unterschied zu den Szenarien 2 und 3 nicht sehr stark ausfällt.

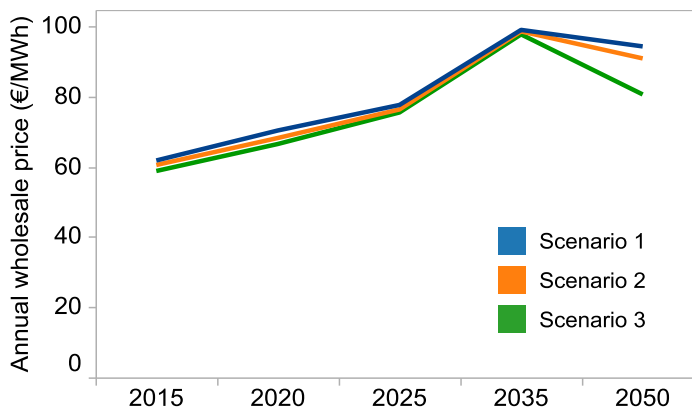
Abbildung 37 – Monatliche Grosshandelspreise (€/MWh)



Die jährlichen Grosshandelspreise steigen bis ins Jahr 2035 kontinuierlich an – getrieben v.a. durch die Zunahme der Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Preise. Dabei sind nur sehr geringe Unterschiede zwischen den Szenarien zu beobachten. Nach dem Jahr 2035 sinken die jährlichen Grosshandelspreise deutlich – von knapp 100 €/MWh in 2035 auf zwischen 94 €/MWh (Szenario 1) und 81 €/MWh (Szenario 3). Der starke Rückgang in Szenario 3 ist zum einen durch den starken Anstieg der erneuerbaren Erzeugungskapazitäten begründet, die beträchtliche Einnahmen ausserhalb der Grosshandelsmärkte in Form von

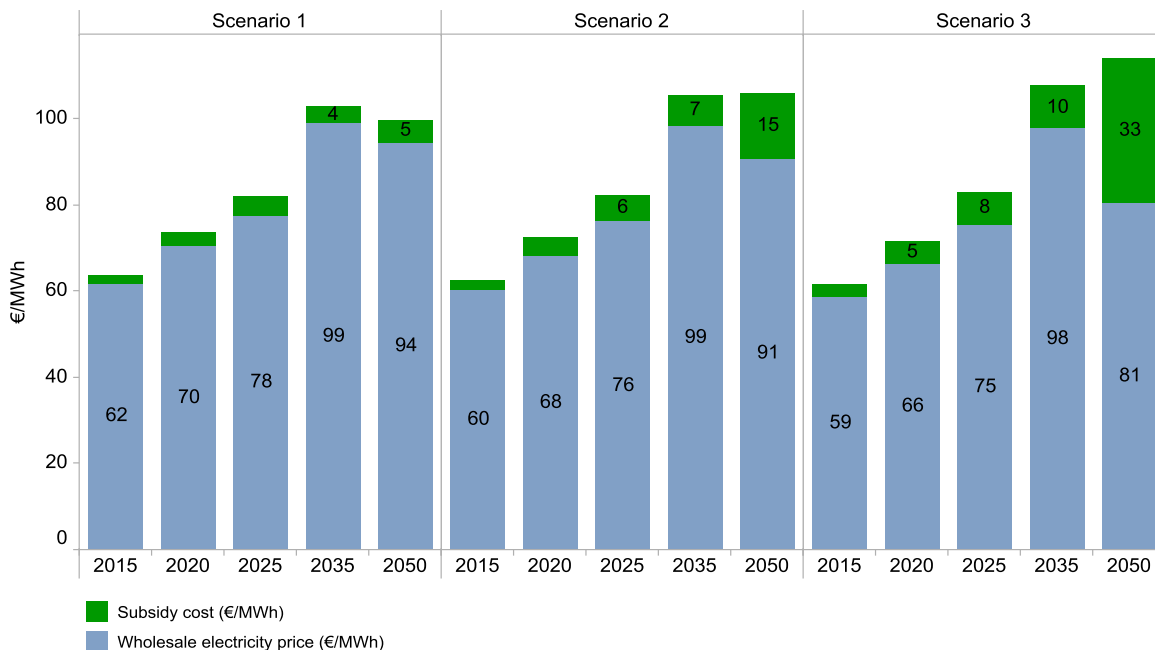
Subventionen erhalten. Zum anderen wirkt sich der Rückgang der Nachfrage in Szenario 3 dämpfend auf die Grosshandelspreise aus.

**Abbildung 38 – Jährliche Grosshandelspreise (€/MWh)**



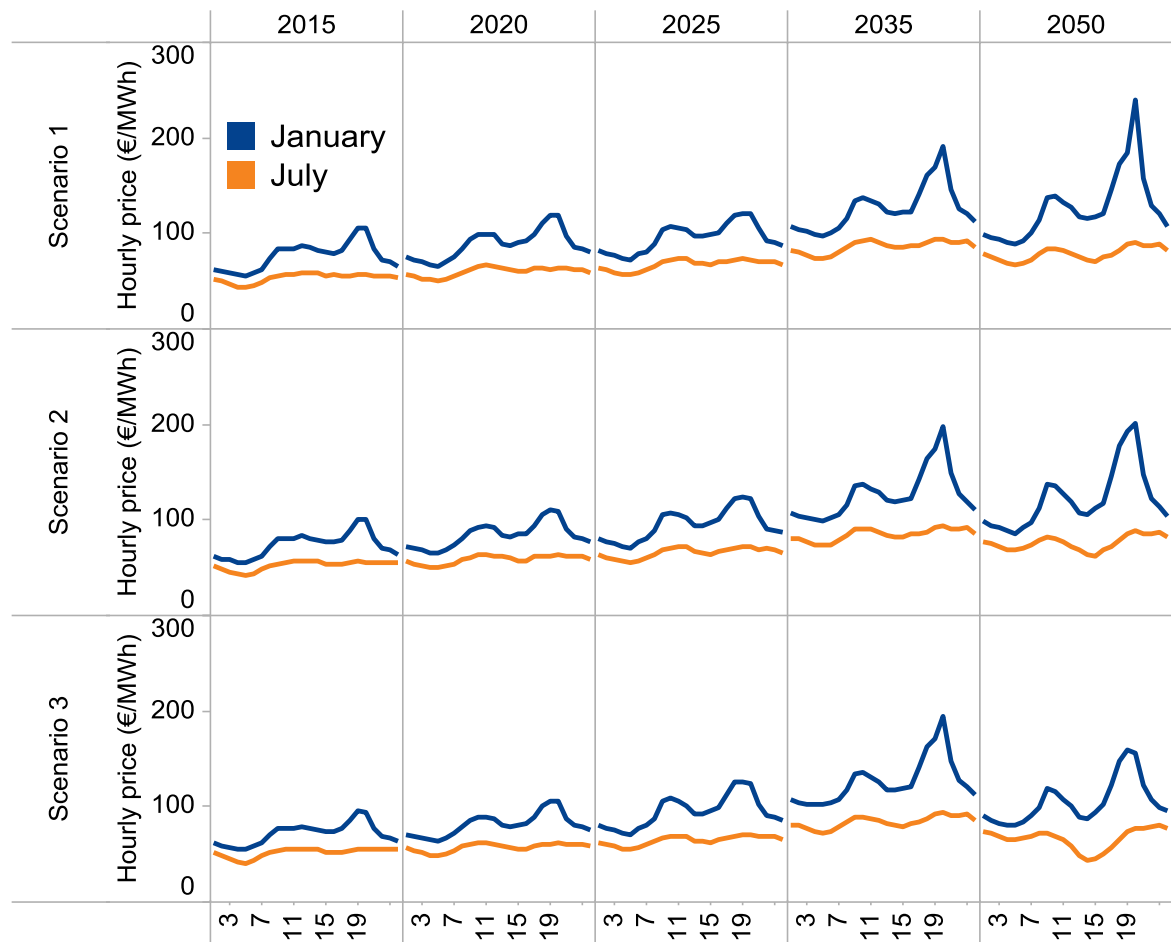
Für die Endkonsumentenpreise sind neben den Grosshandelspreisen auch die Subventionen für erneuerbare Erzeugungstechnologien relevant (abgesehen von sonstigen staatlichen Abgaben, Netzkosten und Vertriebskosten). Abbildung 39 zeigt die Summe aus Grosshandelspreisen und Subventionen pro MWh Stromverbrauch. Die Summe aus Grosshandelspreisen und Subventionen sinkt lediglich in Szenario 1 zwischen 2035 und 2050. In Szenario 3 wird der deutliche Rückgang der Grosshandelspreise nach 2035 vom Anstieg der Subventionen für erneuerbare Energien klar überkompensiert.

**Abbildung 39 – Jährliche Grosshandelspreise und Subventionen (€/MWh)**



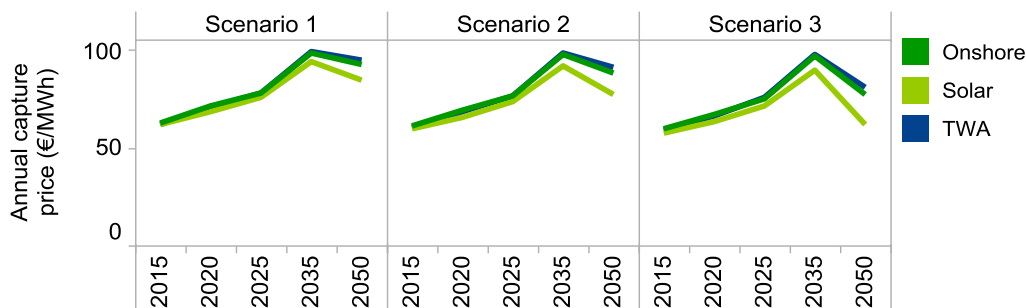
Die untertägigen Preiskurven weisen deutliche Veränderungen über die Zeit auf. Abbildung 40 zeigt die Durchschnittswerte für den täglichen Preisverlauf. Über die Zeit nehmen die Preisspitzen im Winter deutlich zu. Im Sommer entsteht eine Niedrigpreisperiode jeweils um die Mitte des Tages, wenn die Stromerzeugung aus Solarkraft am höchsten ist. Die niedrigsten Preise sind dann nicht mehr nachts sondern tagsüber zu verzeichnen.

**Abbildung 40 – Tägliche Grosshandelspreise (€/MWh)**



Das starke Wachstum von Wind- und Solarstroms in der Schweiz und in den umliegenden Ländern führt zu einer deutlichen Kannibalisierung der Preise. Als Konsequenz liegen die realisierten Preise aus Solarstrom unter dem jährlichen Durchschnittspreis für die Grosshandelspreise („TWA“). Dies wirkt sich steigernd auf die Subventionen aus, da das realisierbare Markteinkommen sogar noch unter den Markteinkommen anderer Technologien liegt. Der Kannibalisierungseffekt ist besonders hoch bei Solar, da hier auch über grosse Flächen hinweg die Produktionsspitzen zeitlich zusammenfallen.

Abbildung 41 – Jährliche realisierte Preise Wind / Solar



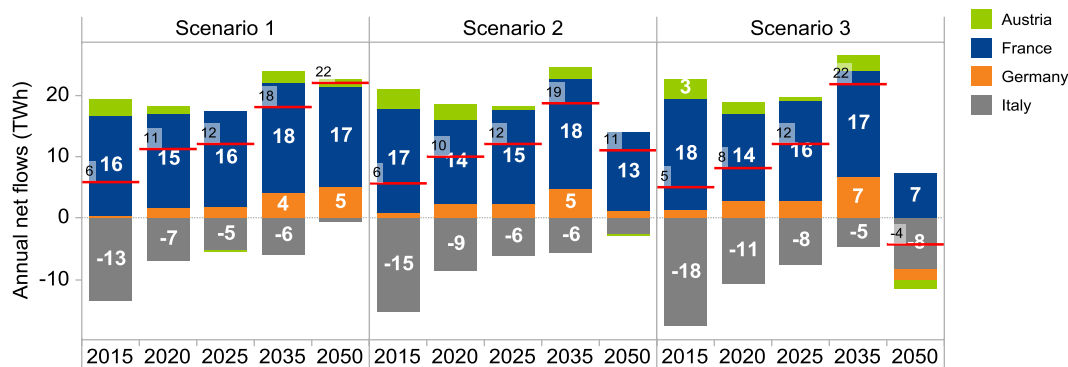
TWA = Time Weighted Average = jährlicher Durchschnittspreis

### 3.2.8 Importe und Exporte

Die Netto-Importe nehmen in allen Szenarien bis zum Jahr 2035 stetig zu. Im Szenario 1 wachsen die Netto-Importe bis 2035 auf 18 TWh, in Szenario 2 auf 19 TWh und in Szenario 3 auf 22 TWh. Die Netto-Importe machen damit einen signifikanten Anteil an der Gesamtstromnachfrage aus (siehe Tabelle 15). Der grössere Zuwachs in Szenario 3 ist dadurch bedingt, dass hier keine GuD-Kraftwerke zugebaut werden, und dies temporär durch gestiegene Importe ausgeglichen wird. Hinsichtlich der Entwicklung im Jahr 2050 bestehen deutliche Unterschiede zwischen den Szenarien. Hier reicht das Spektrum von Netto-Importen im Umfang von 22 TWh (Szenario 1) bis hin zu Netto-Exporten von 4 TWh (Szenario 3). Die Unterschiede erklären sich durch den stark unterschiedlichen Anteil der erneuerbaren Erzeugung in den einzelnen Szenarien.

Bezogen auf die Entwicklung pro Land ist für Italien eine deutliche Abnahme der Netto-Exporte zu verzeichnen. Bis 2035 bleiben die Netto-Importe aus Frankreich und Österreich relativ konstant, während die Netto-Importe aus Deutschland zunehmen.

Abbildung 42 – Jährliche Nettoflüsse Schweiz (€/MWh)



Rote Linie entspricht Gesamtwert für alle Länder

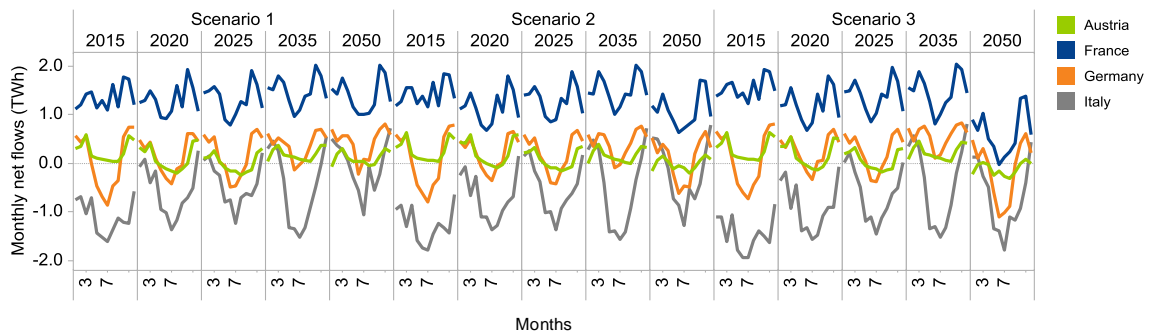


**Tabelle 15 – Anteile Nettoimporte an der jährlichen Stromnachfrage**

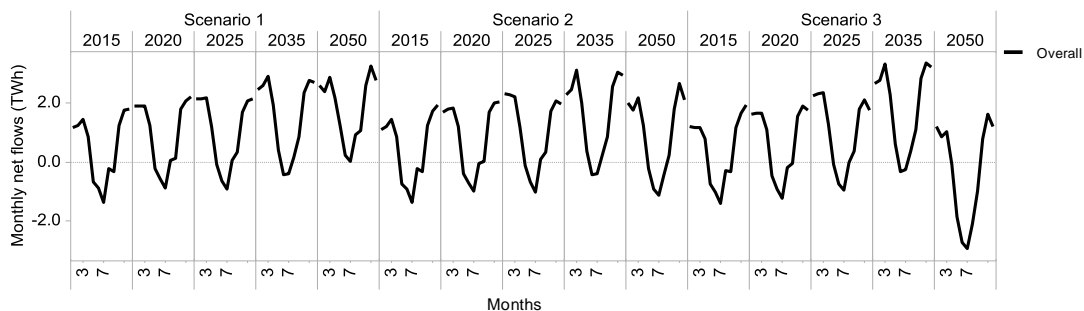
	Scenario 1	Scenario 2	Scenario 3
2015	8.8%	8.5%	7.7%
2020	16.3%	14.3%	11.9%
2025	16.8%	16.9%	17.6%
2035	23.8%	24.7%	32.0%
2050	27.2%	13.6%	-7.0%

In monatlicher Perspektive zeigen die Stromflüsse aus bzw. in die Nachbarländer ein deutliches saisonales Muster. Generell exportiert die Schweiz mehr Strom im Sommer während sie im Winter mehr importiert. Dies ist durch die Eigenheiten der Stromerzeugung aus Wasserkraft sowie dem Nachfrageverhalten bedingt. In Szenario 3 wird die Schweiz im Sommer aufgrund des hohen Solaranteils zu einem stärkeren Exporteur gegen 2050.

**Abbildung 43 – Monatliche Nettoflüsse Schweiz nach Ländern (TWh)**



**Abbildung 44 – Monatliche Nettoflüsse Schweiz gesamt (TWh)**



### 3.3 Ergebnisse für Optionen 4 - 6

Im folgenden Abschnitt werden die Ergebnisse der Modellierung für die Optionen 4 bis 6 dargestellt. Diese Optionen stellen jeweils spezifische Abwandlung der Hauptszenarien 1 bis 3 dar. Die Ergebnisse der Optionen werden jeweils getrennt voneinander dargestellt, wobei ein Schwerpunkt auf den wesentlichen Unterschieden zu den Basisszenarien gelegt wird.

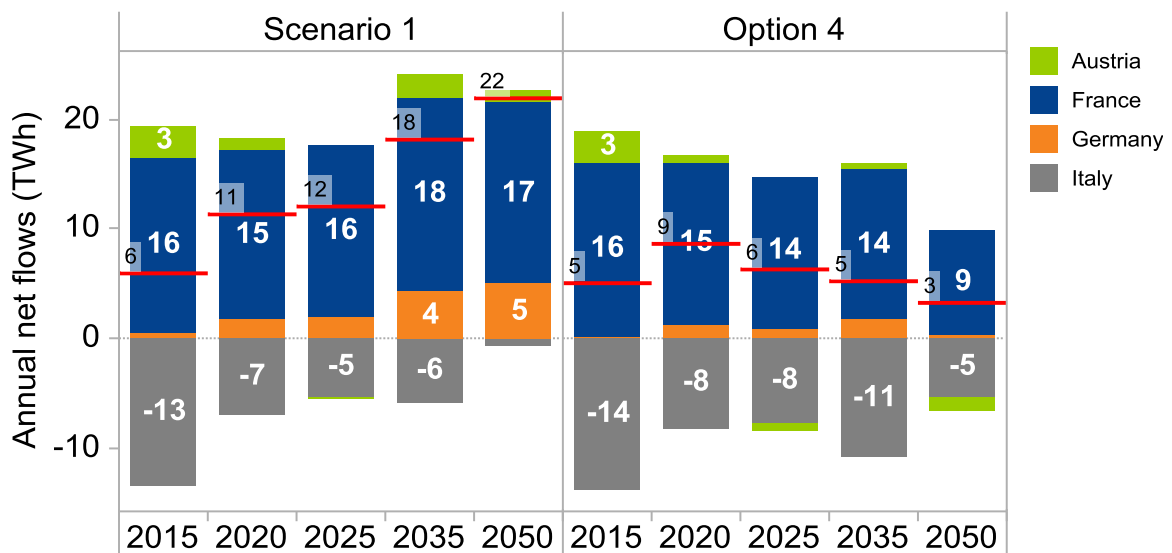
#### 3.3.1 Modellierungsergebnisse Option 4

Option 4 basiert auf den Annahmen von Szenario 1 (v.a. Nachfrage und Erzeugungskapazität), wobei die Importe auf 10% der jährlichen Nachfrage sowie 25% der Nachfrage im Winter beschränkt wurden. Aufbauend auf den neuen Restriktionen wurde das endogen bestimmte Erzeugungsportfolio (GuD-Kraftwerke, WKK) neu optimiert. Alle anderen Annahmen entsprechen denen des Szenario 1.

Wie Abbildung 45 sowie Tabelle 16 verdeutlichen, beginnen die Importrestriktionen ab dem Jahr 2020 zu greifen. Ab dem Jahr 2025 fällt das Niveau der Nettoimporte unter das extern vorgegebene Level von 10% der Nachfrage. Dabei gilt zu berücksichtigen, dass die Restriktionen der Importe jeweils durch wöchentliche Vorgaben implementiert wurden, sodass sich bezogen auf die jährlichen Werte Abweichungen von  $\pm 1\%$ -Punkt bezogen auf die 10%ige Importrestriktion ergeben können.

Im Vergleich zu Szenario 1 ergibt sich die Einschränkung der Nettoimporte vornehmlich durch das Zurückfahren der (thermischen) Importe aus Deutschland und Österreich. Sobald diese Importe zurückgefahren wurden, werden ab dem Jahr 2035 auch verstärkt die (billigeren Nuklear-) Importe aus Frankreich reduziert. Zudem ist im Vergleich zu Szenario 1 eine Zunahme der Netto-Exporte nach Italien zu verzeichnen.

Abbildung 45 – Jährliche Nettoflüsse Schweiz (€/MWh) Option 4



Rote Linie entspricht Gesamtwert für alle Länder

**Tabelle 16 – Anteile Nettoimporte an der jährlichen Stromnachfrage Option 4**

	Scenario 1	Option 4
2015	9%	7%
2020	16%	11%
2025	17%	9%
2035	24%	7%
2050	27%	4%

In monatlicher Perspektive bleiben die saisonalen Schwankungen relativ konstant in Option 4 in Vergleich zu Szenario 1, allerdings ändert sich das Gesamtniveau der Importe bzw. Exporte (vgl. Abbildung 46 mit Abbildung 43). In Option 4 bleibt das Muster für die Summe der monatlichen Im-/Exporte für alle Länder weitestgehend gleich, während hier in Szenario 1 ein ansteigender Trend (d.h. ein Anstieg der Netto-Importe) zu beobachten war (vgl. Abbildung 47 und Abbildung 44).

**Abbildung 46 – Monatliche Nettoflüsse Schweiz nach Ländern (TWh)**

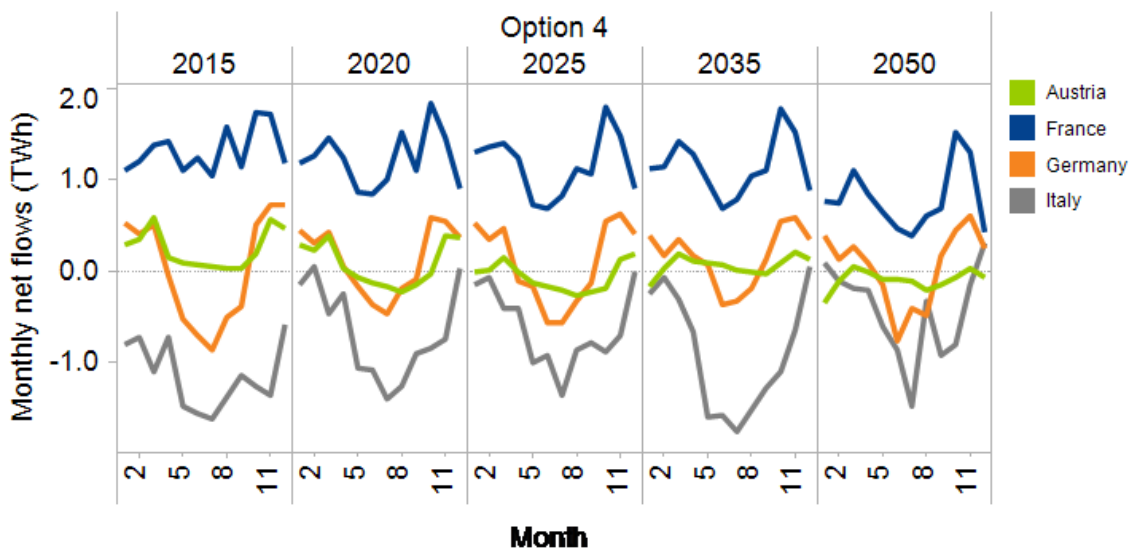
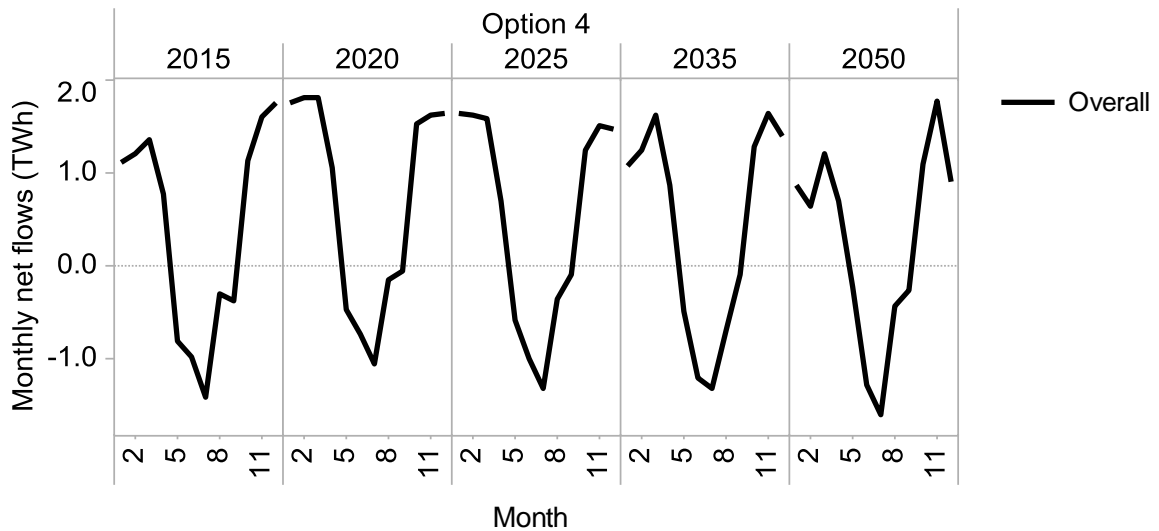
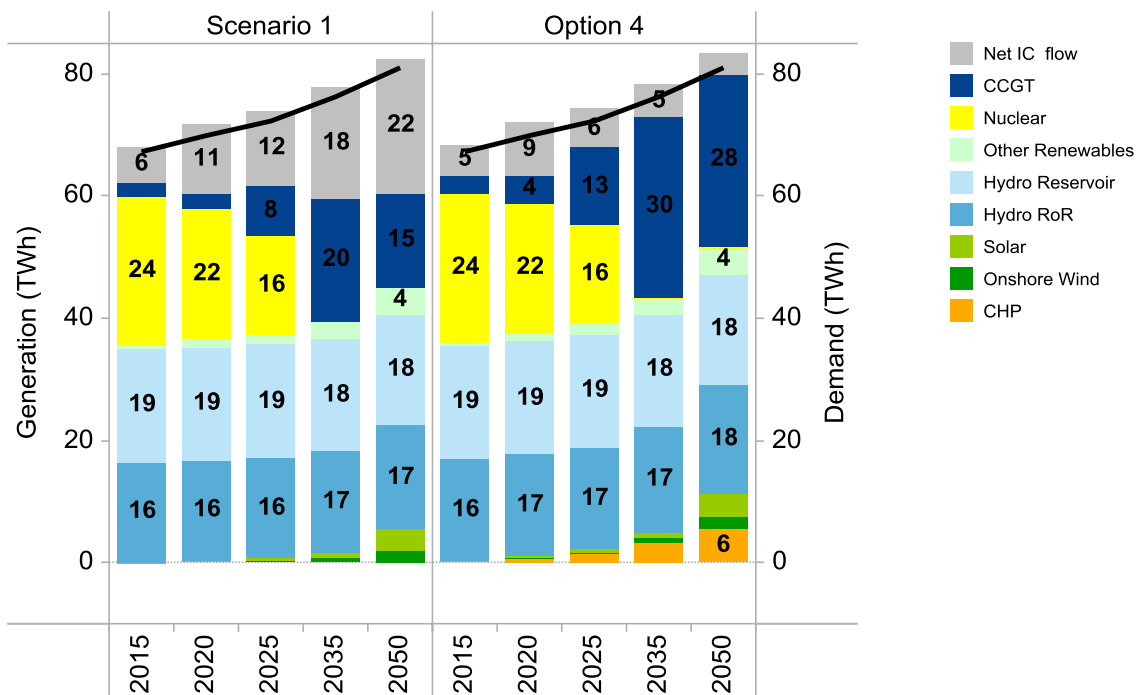


Abbildung 47 – Monatliche Nettoflüsse Schweiz gesamt (TWh)



Bezogen auf die Struktur der Erzeugung hat die Restriktion der Importe vor allen Dingen zwei Effekte: zum einen wird die Erzeugung aus GuD-Kraftwerken („CCGT“) deutlich ausgeweitet, von 20 auf 30 TWh im Jahr 2035 und von 15 auf 28 TWh im Jahr 2050. Zum anderen wird die Erzeugung aus WWK-Anlagen in Option 4 profitabel: war in Szenario 1 noch keine WKK-Erzeugung zu verzeichnen, so steigt diese in Option 4 ab 2020 langsam an und erreicht 6 TWh im Jahr 2050. Der Rückgang der Importe wird somit kompensiert durch den Anstieg der fossilen Erzeugung aus GuD-Kraftwerken und WWK-Anlagen.

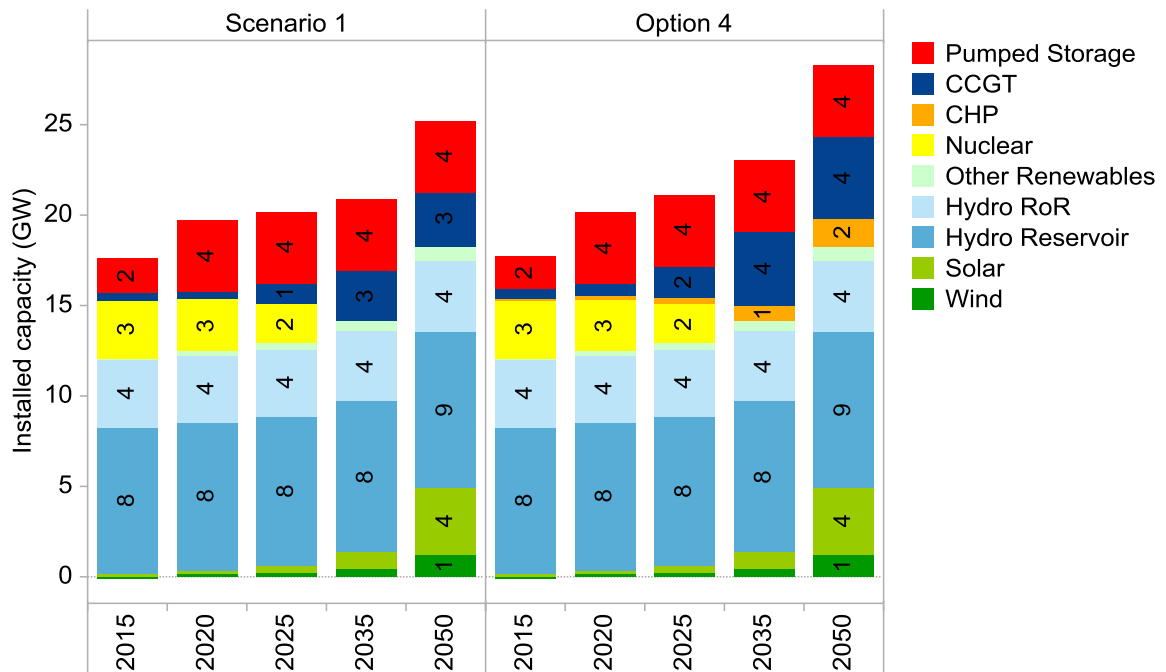
Abbildung 48 – Jährliche Erzeugung und Nachfrage (TWh) Option 4



CCGT inklusive "other thermal"; Nachfrage exklusive und Generation + IC flows inklusive Nettoverbrauch für Pumpspeicher

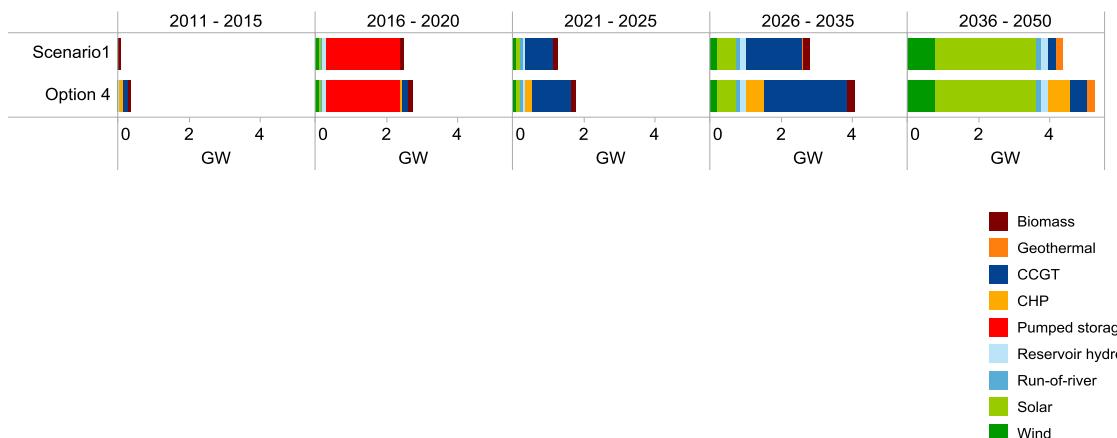
Die grössere Bedeutung der fossilen Erzeugung in Option 4 zeigt sich auch bei der Entwicklung der Erzeugungskapazität: in Option 4 wächst die GuD-Kapazität auf 4,0 GW im Jahr 2035 und 4,5 GW im Jahr 2050, verglichen mit 2,7 GW in 2035 bzw. 2,9 GW im Jahr 2050 in Szenario 1. Zudem wächst in Option 4 die WKK-Kapazität bis ins Jahr 2050 schrittweise auf 1,5 GW. In Szenario 1 besteht dagegen keine WKK-Kapazität..

**Abbildung 49 – Entwicklung der Erzeugungskapazität Option 4**



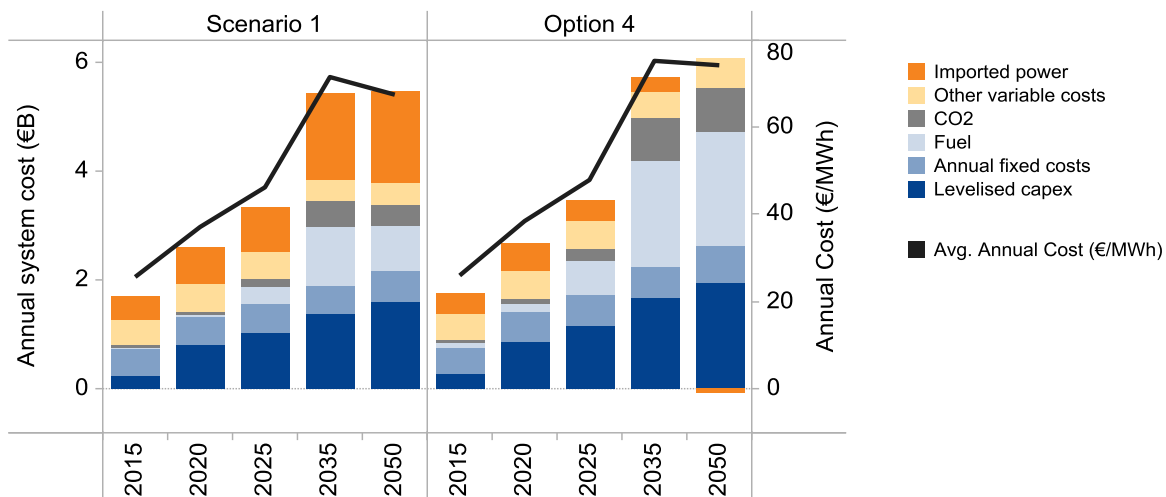
Hinsichtlich der Neubauten von Erzeugungskapazitäten sind ebenfalls die einzigen Unterschiede zwischen Szenario 1 und Option 4 für GuD-Kraftwerke sowie WKK-Anlagen zu beobachten. Die GuD-Neubauten in der Periode 2021 - 2025 belaufen sich auf 1,1 GW in Option 4 (0,8 GW in Szenario 1), in der Periode 2026 - 2035 auf 2,3 GW (1,6 GW) und in der Periode 2035 - 2050 auf 0,5 GW (0,2 GW). Die WKK-Neubauten für die verschiedenen Perioden sind 0,2 GW (2016 - 2025), 0,5 GW (2026 - 2035) bzw. 0,6 GW (2036 - 2050).

Abbildung 50 – Neubaukapazitäten



Die Veränderungen bei Option 4 im Vergleich zu Szenario 1 führen zu Mehrkosten. Dies war zu erwarten, da Szenario 1 auf einer Optimierung ohne Beschränkungen basierte, und die Restriktionen somit mit Verschlechterungen (d.h. Mehrkosten) verbunden sind. Die Gesamtsystemkosten in Option 4 summieren sich auf 5780 Mio. € für das Jahr 2035 und 5990 Mio. € für 2050. Dies entspricht 75,8 €/MWh (2035) bzw. 74,0 €/MWh (2050). Zum Vergleich: Die Systemkosten in Szenario 1 für das Jahr 2050 liegen bei 5450 Mio. €, was 67,3 €/MWh entspricht. Durch die auferlegten Importrestriktionen sind die Durchschnittskosten im Jahr 2050 folglich um 6,7 €/MWh oder 10% gestiegen. Die Mehrkosten ergeben sich durch die höheren Kosten für die fossile Stromerzeugung aus GuD und WKK im Vergleich zu den Importkosten in Szenario 1.

Abbildung 51 – Gesamtsystemkosten (Milliarden €)



Da in Option 4 im Vergleich zu Szenario 1 ausschliesslich die Erzeugung aus nicht subventionierten Technologien (GuD und WKK) zunimmt, ändert sich die Gesamthöhe der benötigten Subventionen kaum. In Option belaufen sich die benötigten Subventionen auf 439,8 Mio. € im Vergleich zu 439,6 Mio. € in Szenario 1. Der geringe Unterschied erklärt sich durch leichte Veränderungen der Grosshandelsstrompreise, die einen Einfluss

auf die realisierten Preise der erneuerbaren Technologien und damit indirekt der benötigten Subventionen haben.

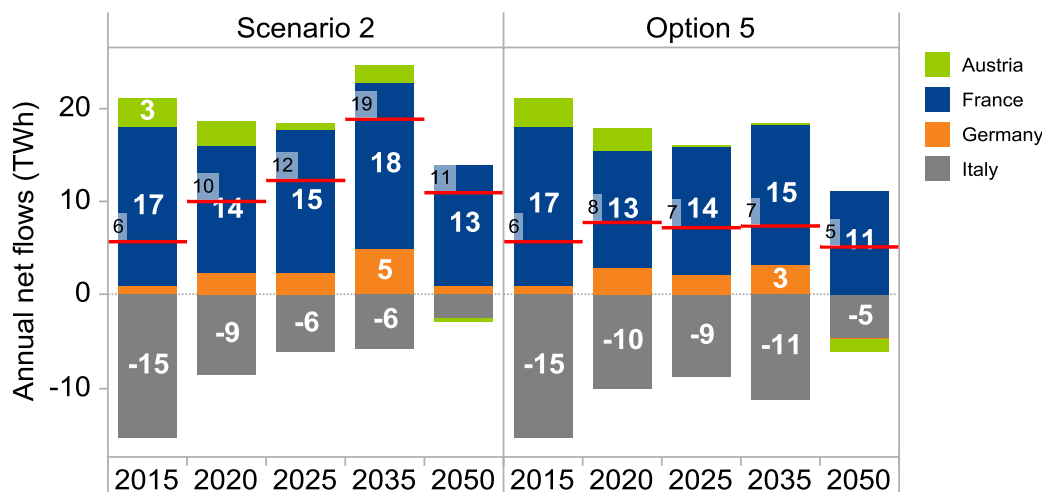
### 3.3.2 Modellierungsergebnisse Option 5

Option 5 basiert auf den Annahmen von Szenario 2 (v.a. Nachfrage und Erzeugungskapazität), wobei die Importe ebenfalls auf 10% der jährlichen Nachfrage sowie 25% der Nachfrage im Winter beschränkt wurden. Im Gegensatz zu Option 4 wurde bei Option 5 keine Neuoptimierung des Erzeugungsportfolios vorgenommen. Die Stromnachfrage muss in Option 5 folglich mit den gleichen Kapazitäten befriedigt werden, trotz der Beschränkung der Importe. Dieses Vorgehen entspricht einer Modellierungsannahme und nicht einem Modellierungsergebnis. Option 5 kann als Sensitivität für den hypothetischen Fall interpretiert werden, dass Importrestriktionen verhängt werden, ohne dass eine Anpassung des Erzeugungsparks ermöglicht wird. Alle anderen Annahmen entsprechen denen des Szenarios 2.

Wie Abbildung 52 sowie Tabelle 17 verdeutlichen, beginnen die Importrestriktionen auch in Option 5 ab dem Jahr 2020 zu greifen. Ab dem Jahr 2025 fällt das Niveau der Nettoimporte unter das extern vorgegebene Level von 10% der Nachfrage. Dabei gilt zu berücksichtigen, dass die Restriktionen der Importe jeweils durch wöchentliche Vorgaben implementiert wurden, sodass sich bezogen auf die jährlichen Werte Abweichungen von ±1% bezogen auf die 10%ige Importrestriktion ergeben können.

Im Vergleich zu Szenario 2 ergibt sich die Einschränkung der Nettoimporte vornehmlich durch das Zurückfahren der (thermischen) Importe aus Deutschland und Österreich. Sobald diese Importe zurückgefahren wurden, werden nach dem Jahr 2035 auch die (billigeren Nuklear-) Importe aus Frankreich deutlich reduziert. Zudem ist im Vergleich zu Szenario 2 eine Zunahme der Netto-Exporte nach Italien zu verzeichnen.

Abbildung 52 – Jährliche Nettoflüsse Schweiz (€/MWh) Option 5



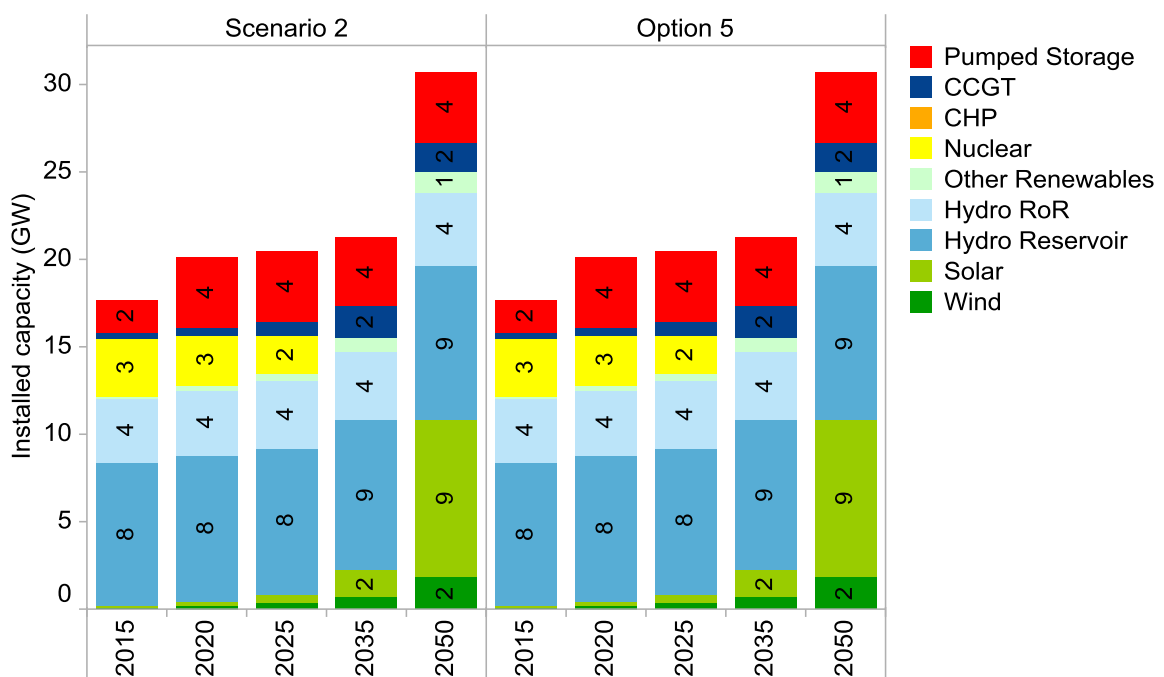
Rote Linie entspricht Gesamtwert für alle Länder

**Tabelle 17 – Anteile Nettoimporte an der jährlichen Stromnachfrage Option 5**

	Scenario 2	Option 5
2015	8%	8%
2020	14%	11%
2025	17%	10%
2035	26%	10%
2050	15%	7%

Die Erzeugungskapazität verändert sich in Option 5 im Vergleich zu Szenario 2 annahmegemäss nicht. Das Erzeugungsportfolio ist somit identisch (vgl. Abbildung 53).

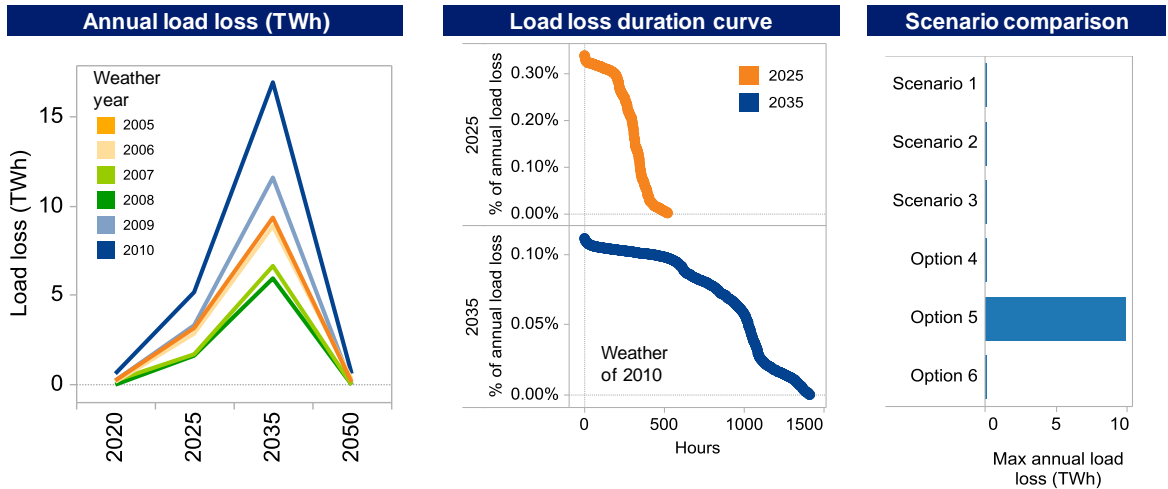
**Abbildung 53 – Entwicklung der Erzeugungskapazität Option 5**



Aufgrund des fehlenden Zubaus von Erzeugungskapazität trotz der Restriktion der Importe kommt es in Option 5 zu erheblichen Stromausfällen. Im Jahr 2025 können je nach Wetterjahr bis zu 5 TWh Nachfrage nicht gedeckt werden. Im Jahr 2035 liegt dieser Wert bei über 15 TWh (Abbildung 54, linker Graph). Die Zahl der „unversorgten“ Stunden liegt im Jahr 2025 bei knapp 500 und im Jahr 2035 bei knapp 1500. Wie in der rechten Graphik deutlich wird kommt es lediglich in Option 5 zu Stromausfällen. In den anderen Optionen bzw. Szenarien stellt das System durch ausreichenden endogenen Neubau von Kraftwerkskapazitäten sicher, dass die Nachfrage zu allen Stunden gedeckt werden kann. In Option 5 wurde explizit angenommen, dass ein solcher Kapazitätsneubau nicht erfolgt.



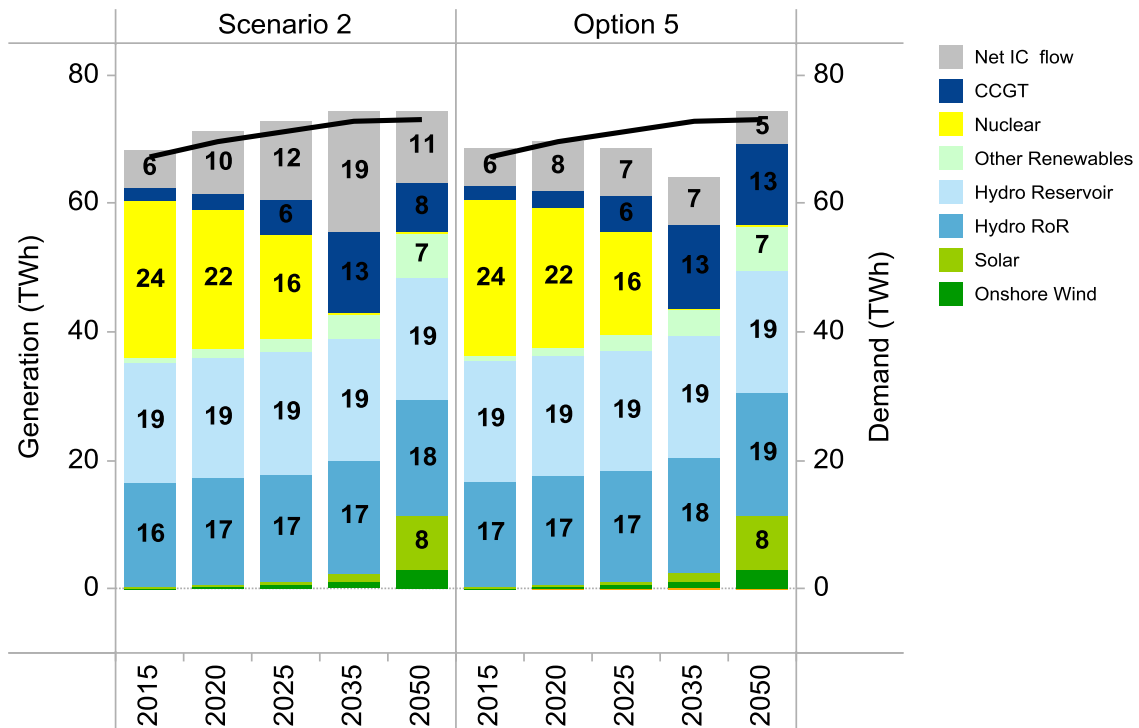
**Abbildung 54 – Versorgungssicherheit in Option 5**



Rechter Graph bezieht sich auf Durchschnitt der Wetterjahre, so dass Wert z.T. unter Werten im linken Graphen liegen.

Im Vergleich zu Szenario 2 wird in Option 5 lediglich die Erzeugung aus GuD ausgeweitet, um den Rückgang der Importe auszugleichen. Der Anstieg der GuD-Erzeugung ist dabei auf die bestehende Kapazität beschränkt. Alle anderen Kapazitäten können die Erzeugung nicht ausweiten, da das Maximum bereits erreicht ist. Aufgrund dieser Tatsache kann die Erzeugung nicht mit der Nachfrage mithalten, so dass es 2025 und 2035 zu Stromausfällen aufgrund von Unterversorgung kommt. In Abbildung 55 werden die Stromausfälle anhand der Lücke zwischen Nachfragekurve und Erzeugung (inklusive Nettoimporte) deutlich.

**Abbildung 55 – Jährliche Erzeugung und Nachfrage (TWh) Option 5**



CCGT inklusive "other thermal"; Nachfrage exklusive und Generation + IC flows inklusive Nettoverbrauch für Pumpspeicher

### 3.3.3 Modellierungsergebnisse Option 6

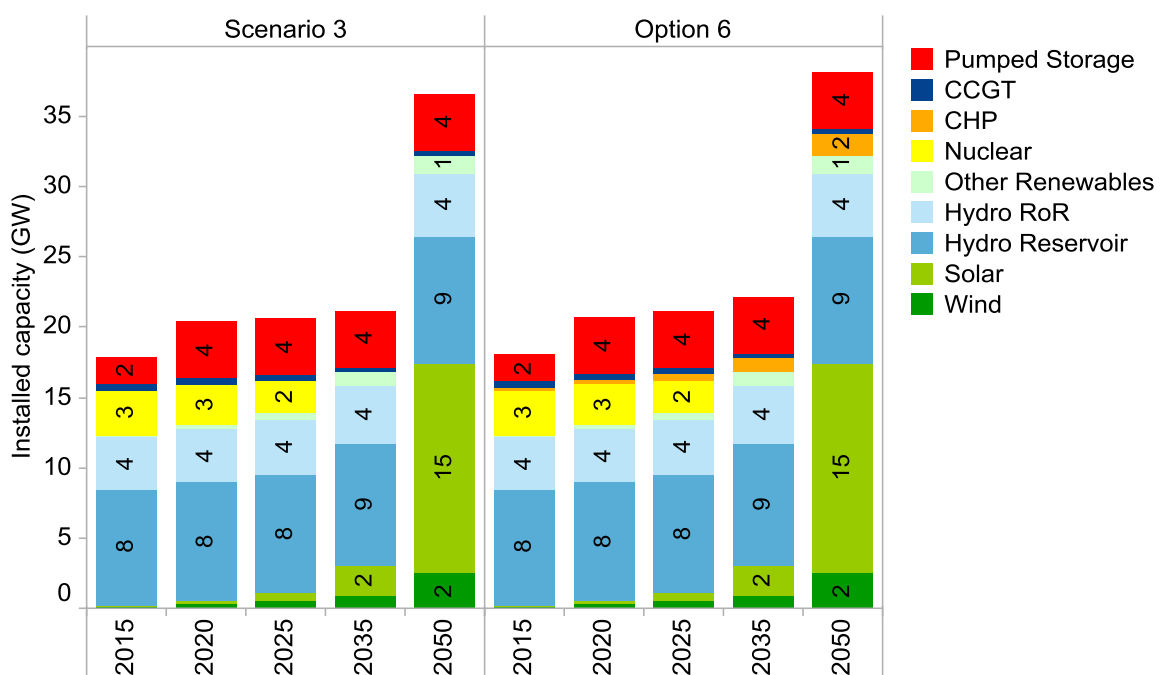
Die Modellierung von Option 6 basiert auf den wesentlichen Annahmen aus Szenario 3, wobei zwei wesentliche Bedingungen geändert wurden:

- Erstens wird ein exogen vorgegebener Zubau von WKK-Kapazität im Umfang von 1,5 GW bis 2050 angenommen. In Szenario 3 wurden die WKK-Kapazitäten als endogen angenommen, wobei es in den Modellierungsergebnissen zu keinen Zubauten kam. Aufbauend auf dem exogen vorgegebenen WKK-Zubau in Option 6 wurde das endogen bestimmte Erzeugungsportfolio (GuD-Kraftwerke) neu optimiert. Alle anderen Annahmen entsprechen denen des Szenario 3.
- Zweitens wurden die Kosten von Green-Offsets der Nettoimporte berechnet und den Gesamtsystemkosten hinzugerechnet. Hierbei wurden aufbauend auf dem Pöry-Modell Euren die hypothetischen Kosten berechnet, um die Nettoimporte in Szenario 3 durch Investitionen in erneuerbare Energien ausserhalb der Schweiz zu kompensieren („Green offsets“).

#### 3.3.3.1 Effekte des exogenen WKK-Zubaus

Aufgrund des exogen vorgegebenen WKK-Zubaus kommen in Option 6 im Vergleich zu Szenario 3 bis 2050 1,5 GW WKK-Kapazität hinzu (0,2 GW 2015, 0,3 GW 2020, 0,6 GW 2025, 1,0 GW 2035). Ansonsten ist kein zusätzlicher endogener Kapazitätszubau zu verzeichnen, so dass das Erzeugungsportfolio bis auf den WKK-Zubau gleich bleibt.

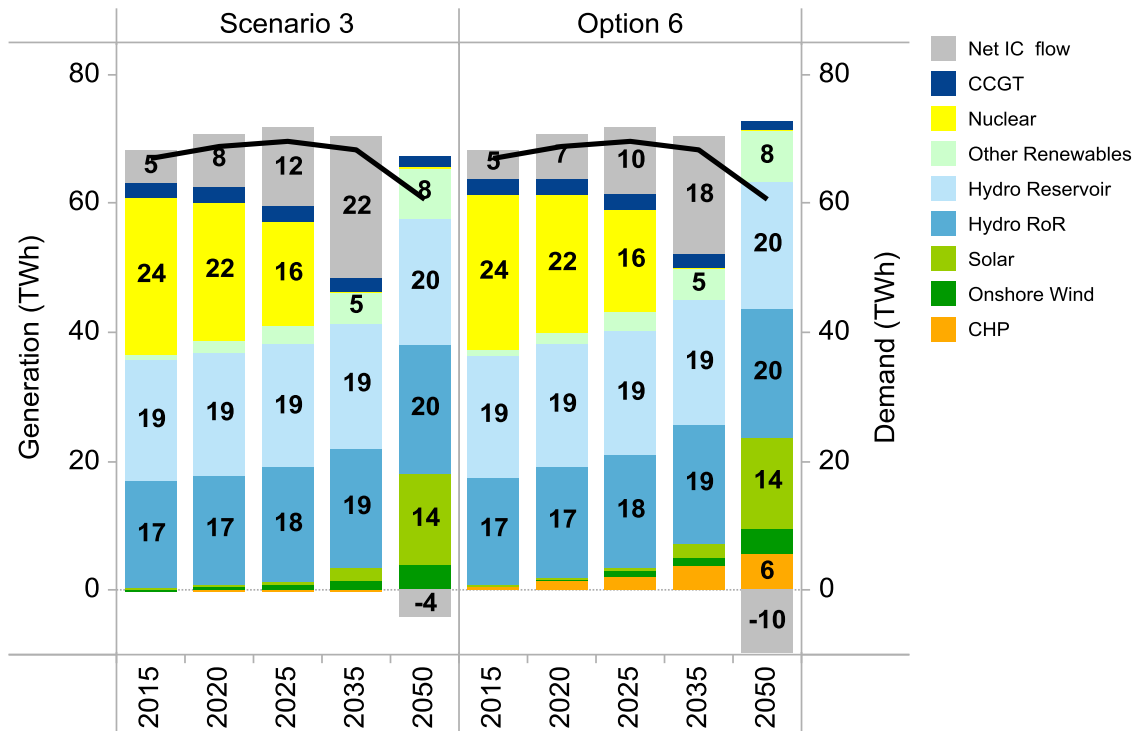
Abbildung 56 – Entwicklung der Erzeugungskapazität Option 6



Aufgrund des exogen vorgegebenen Zubaus erhöht sich die Stromerzeugung aus WKK entsprechend um 5.6 TWh bis zum Jahr 2050. Da sich für die sonstigen Erzeugungsformen keine Änderungen ergeben, wirkt sich der Anstieg der WKK-Erzeugung direkt verringernd auf die Nettoimporte (bis 2035) bzw. erhöhend auf die

Nettoexporte (2050) aus. Im Jahr 2050 liegen die Nettoexporte deshalb knapp 6 TWh über dem Niveau des Szenario 3.

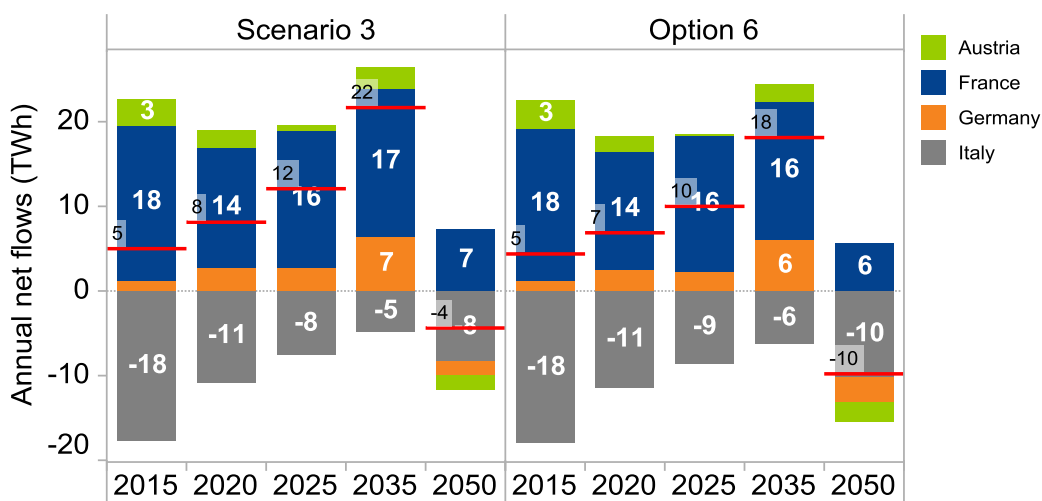
Abbildung 57 – Entwicklung der Erzeugungskapazität Option 6



\* inklusive "other thermal"; Nachfrage exklusive und Generation + IC flows inklusive Nettoverbrauch für Pumpspeicher

Abbildung 58 zeigt die jährlichen Nettoflüsse der Schweiz in Option 6 im Vergleich mit Szenario 3. Hier zeigt sich der Rückgang der Nettoimporte bzw. der Anstieg der Nettoexporte der Schweiz aufgrund der Zunahme der WKK-Erzeugung. Die Nettoimporte sinken von 22 auf 18 TWh im Jahr 2035 und die Nettoexporte im Jahr 2050 steigen von 4 TWh auf 10 TWh.

Abbildung 58 – Jährliche Nettoflüsse Schweiz TWh Option 6

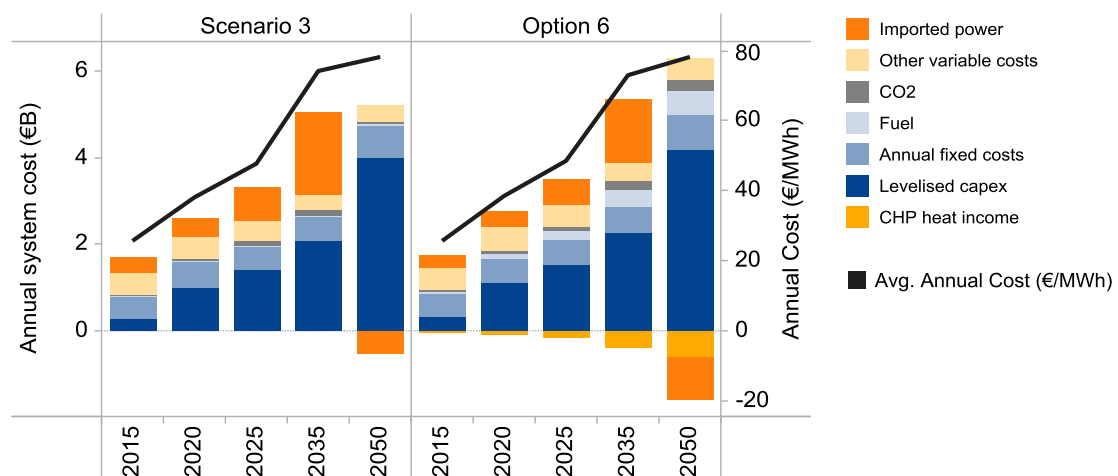


**Tabelle 18 – Anteile Nettoimporte an der jährlichen Stromnachfrage**

	Scenario 3	Option 6
2015	8%	7%
2020	12%	10%
2025	18%	15%
2035	32%	27%
2050	-7%	-16%

Die Gesamtsystemkosten in Option 6 liegen über den Kosten in Szenario 3. Dem stehen jedoch zusätzliche Einnahmen aus Nettoexporten sowie durch den Verkauf der aus WKK erzeugten Wärme gegenüber. Bezogen auf den Stromoutput erhöhen sich die Kosten nur leicht. Die Durchschnittskosten in Option 6 belaufen sich auf 78,2 €/MWh im Jahr 2050 verglichen mit 78,0 €/MWh in Szenario 3.

**Abbildung 59 – Gesamtsystemkosten (Milliarden €) Option 6 exkl. Green Offsets**



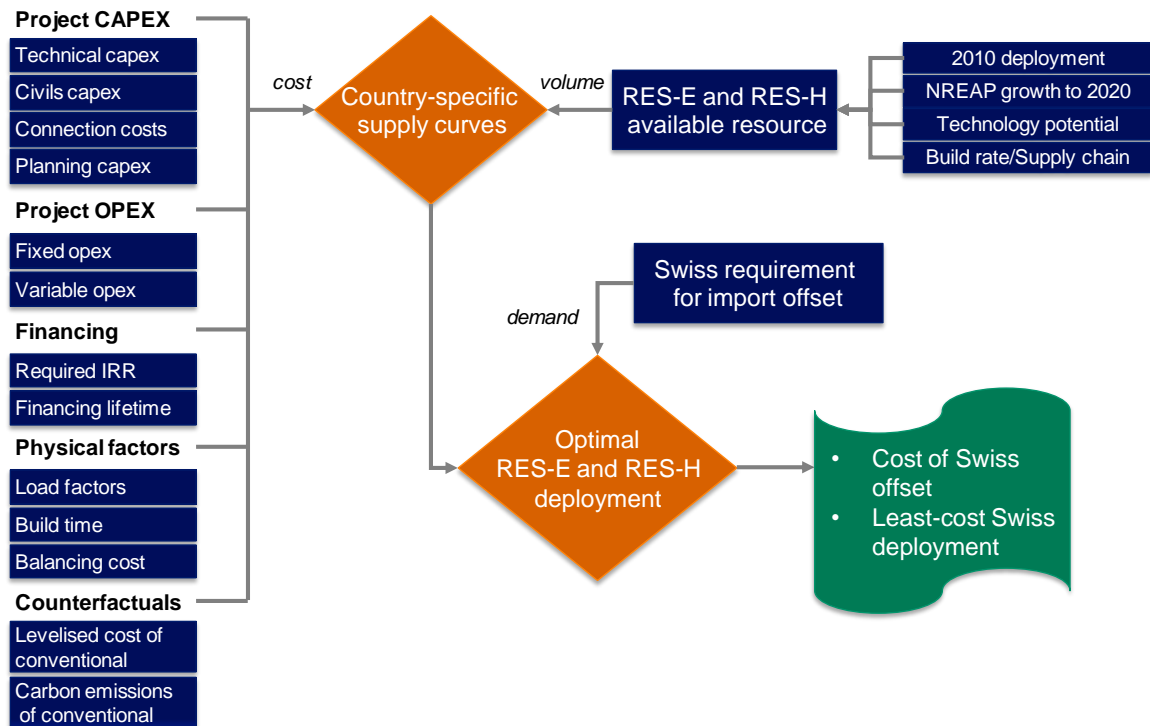
### 3.3.3.2 Effekte des „Green Offsetting“

Im Rahmen der Analyse der Effekte des „Green Offsetting“ haben wir die hypothetischen Kosten bestimmt, die Schweizer Stromkonsumenten tragen müssen, um alle Nettoimporte CO2-neutral zu machen. Hierfür unterstellen wir, dass der Zubau von erneuerbaren Erzeugungskapazitäten in den europäischen Nachbarländern in der Höhe „subventioniert“ werden muss, dass der Zubau der günstigsten erneuerbaren Erzeugungskapazitäten wirtschaftlich ist.

Für die Bestimmung der minimalen Zubaukosten haben wir unser paneuropäisches Modell Eurenogen genutzt, das Angebotskurven für erneuerbare Energien für alle EU-Mitgliedsstaaten abbildet. Die Angebotskurven basieren auf fundamentalen Annahmen zu Kosten und Zubaupotential in jedem Land (unabhängig von den politischen

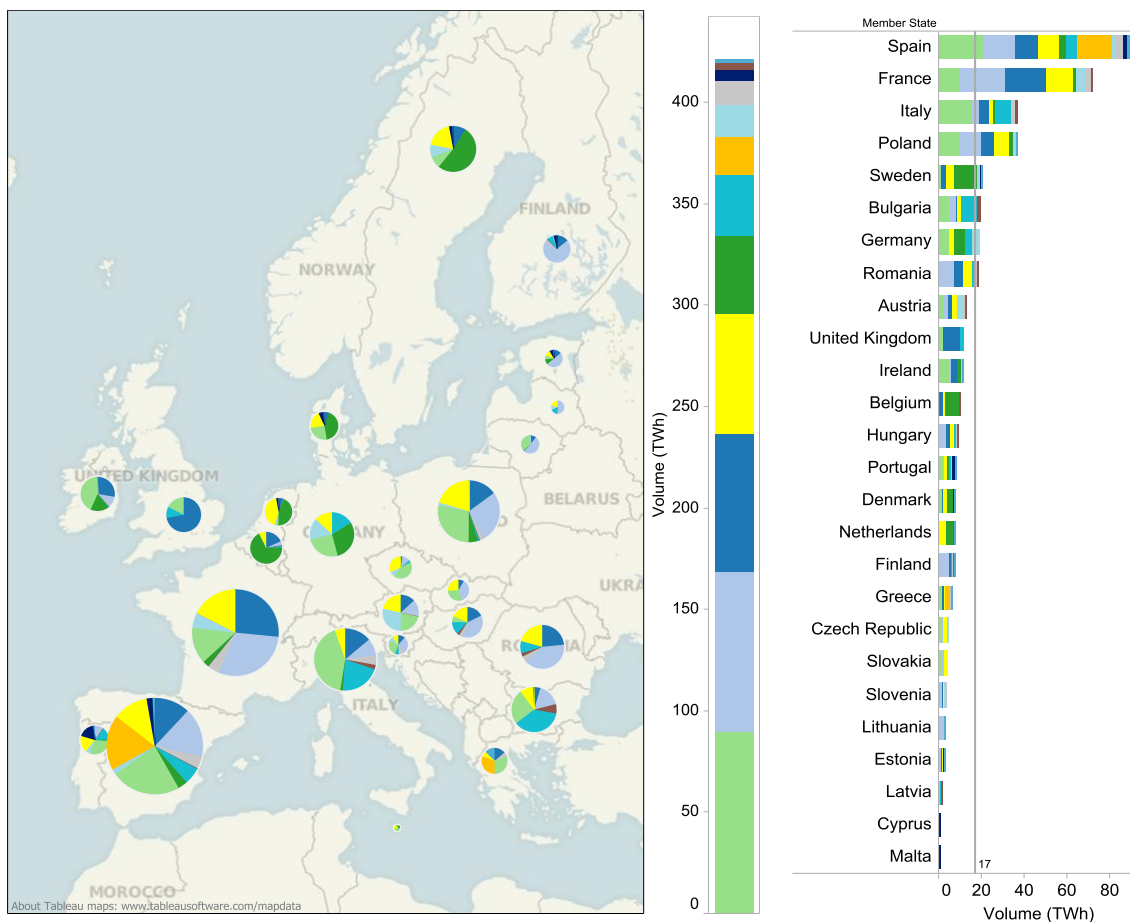
Fördermassnahmen). Zudem haben wir der Analyse die Zubauziele der Länder gemäss der „National Renewable Energy Action Plans“ (NREAPs) zugrundegelegt. Den Vergleich der Euren-Angebotskurven mit den NREAP-Zielen erlaubt es, die Kosten und das Potential für zusätzliche erneuerbare Erzeugung abzuleiten, die von der Schweiz zum Ausgleich der Nettoimporte finanziert werden müssen.

**Abbildung 60 – Überblick Euren-Modellierungsansatz**



Der erste Schritt der Analyse war die Bestimmung des Potentials an erneuerbaren Energien im Jahr 2020. Ausgehend von den NREAP-Zubauzielen gehen wir davon aus, dass im Jahr 2020 innerhalb der EU 420 TWh an ungenutzten jährlichen erneuerbaren Ressourcen zur Verfügung stehen. Die grössten Ressourcen haben dabei Spanien, Frankreich, Italien und Polen. Die viel versprechendsten Technologien sind Onshore-Wind sowie Biomasse. Das Euren-Modell bildet die Kosten der verschiedenen Technologien und Länder detailliert ab, so dass auf dieser Basis eine Angebotskurve abgeleitet werden kann.

Abbildung 61 – Verfügbares Potential Erneuerbare Energien in der EU 2020



Der zweite Schritt der Analyse war die Auswahl der relevanten Technologien und Länder. Bei der Analyse der „Green Offsetting“-Kosten haben wir uns aus Konsistenzgründen auf die Technologien Wind, Solar, Biomasse und Geothermie sowie auf die Nachbarländer der Schweiz (Frankreich, Deutschland, Österreich, Italien) beschränkt. Dabei stellt die Windkraft in allen betrachteten Ländern die günstigste Technologie dar. Hinsichtlich der Kosten wird der Wert für das Jahr 2020 verwendet, da für dieses Jahr die beste Informationslage für die einzelnen Länder besteht (aufgrund der NREAPs). Es wird angenommen, dass dieser Wert für die gesamte Betrachtungsperiode von 2015 bis 2050 konstant bleibt. Diese vereinfachende Annahme wurde getroffen, da es schwierig ist, Lernkurven für die einzelnen Länder zu ermitteln.

Das jährliche Erzeugungsvolumen entspricht den Ergebnissen hinsichtlich des Potentials, das über die NREAP-Ziele hinausgeht.

**Tabelle 19 – Angebotskurve erneuerbare Energien**

Member State	Technology	Annual volume (TWh)	Cumulative volume (TWh)	Levelised cost (€/MWh)
France	Onshore Wind	7.8	7.8	107.0
France	Onshore Wind	2.0	9.8	107.1
Germany	Onshore Wind	4.7	14.5	111.3
Austria	Onshore Wind	2.7	17.2	120.0
Italy	Onshore Wind	1.0	18.2	166.7

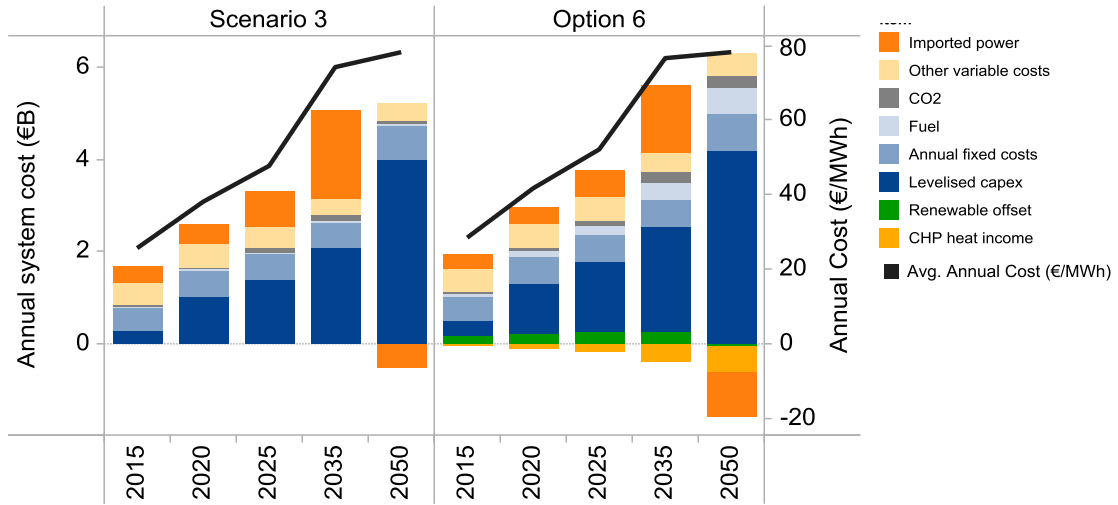
Als dritten Schritt haben wir das notwendige Kompensationsvolumina für die Jahre 2015 bis 2050 berechnet. Dafür haben wir die Projektionen für die jährlichen Nettoimporte in Option 6 zugrundegelegt (vgl. Abbildung 58). Dies sind 5 TWh (2015), 7 TWh (2020), 10 TWh (2025) und 18 TWh (2035). Das Jahr 2050 haben wir aufgrund der negativen Nettoimporte (d.h. positiven Nettoexporte) vernachlässigt.

Für die einzelnen Jahre haben wir zudem anhand der Erzeugungsdaten berechnet, welcher Anteil der Nettoimporte bereits aus erneuerbaren Quellen stammt. Dafür haben wir die Nettoimporte der Schweiz nach Herkunftsland für jedes Jahr zugrundegelegt, und für jedes Land (und jedes Jahr) individuell den Anteil der erneuerbaren Stromerzeugung an der Gesamterzeugung berechnet. Der durchschnittliche Anteil dieser „grünen Importe“ für alle Länder steigt von 27% im Jahr 2015 auf 45% im Jahr 2035. Das Volumen der benötigten Offsets liegt somit zwischen 3,3 TWh im Jahr 2015 und 10,0 TWh im Jahr 2035.

Schliesslich haben wir das Volumen der benötigten Subventionen berechnet, wenn man die Grosshandelsstrompreise von den Kosten der Erzeugung abzieht. Da ein Grossteil der Offsets aus französischen Windkraftanlagen stammt, wurden hierfür die französischen Grosshandelspreise zugrundegelegt.

Anhand der dargestellten Schritte haben wir im Ergebnis die Gesamtkosten der benötigten Offsets pro Jahr berechnet. Die Kosten liegen bei 173 Mio. € in 2015, 210 Mio. € in 2020, 261 Mio. € in 2025 und 252 Mio. € in 2035. Aufgrund der so berechneten Kosten für die Green Offsets verteuern sich die durchschnittlichen Kosten der Stromerzeugung je nach Jahr moderat zwischen 2,6 €/MWh (2015) und 3,7 €/MWh (2035) (vgl. Abbildung 62).

Abbildung 62 – Gesamtsystemkosten (Milliarden €) Option 6 inkl. Green Offsets



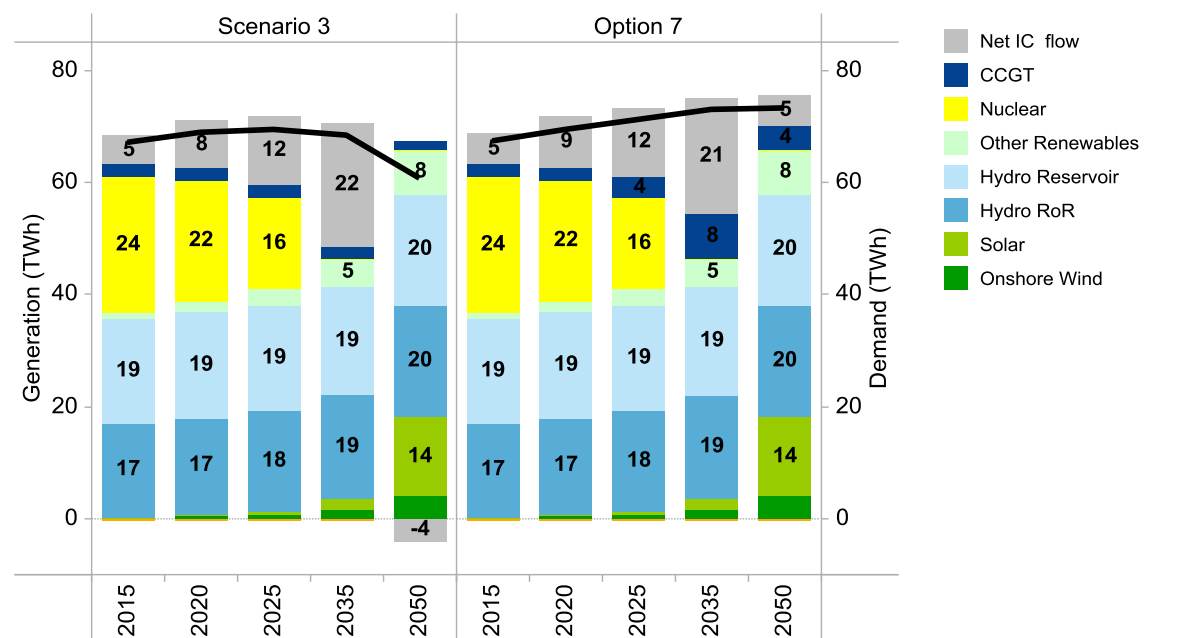


### 3.4 Ergebnisse für Option 7

Option 7 basiert auf dem Nachfragevolumen von Szenario 2 sowie den Annahmen hinsichtlich der Erzeugungskapazitäten von Szenario 3. Somit zeigen die Ergebnisse für diese Option, wie sich der starke Zubau von erneuerbaren Erzeugungskapazitäten (gemäss Szenario 3) bei einer höheren Nachfrage auswirkt. Die Nachfrage in Option 7 liegt dabei deutlich über der Nachfrage in Szenario 3. Der Zuwachs beträgt 1,7 TWh in 2025, 4,6 TWh in 2035 und 12,5 TWh in 2050.

In den Modellierungsergebnissen zeigt sich, dass die höhere Nachfrage in Option 7 von einer Mischung aus GuD-Erzeugung nach 2025 und einem Anstieg der Nettoimporte nach 2035 ausgeglichen wird. Abbildung 63 zeigt die jährliche Erzeugung und Nachfrage in Option 7 im Vergleich zu Szenario 3. Die GuD-Erzeugung in Option 7 erreicht 3,9 TWh im Jahr 2025, 7,9 TWh 2035 und 4,4 TWh im Jahr 2050. Die Nettoimporte im Jahr 2050 liegen in Option 7 bei knapp 5,5 TWh, verglichen mit 4,3 TWh Nettoexporten in Szenario 3.

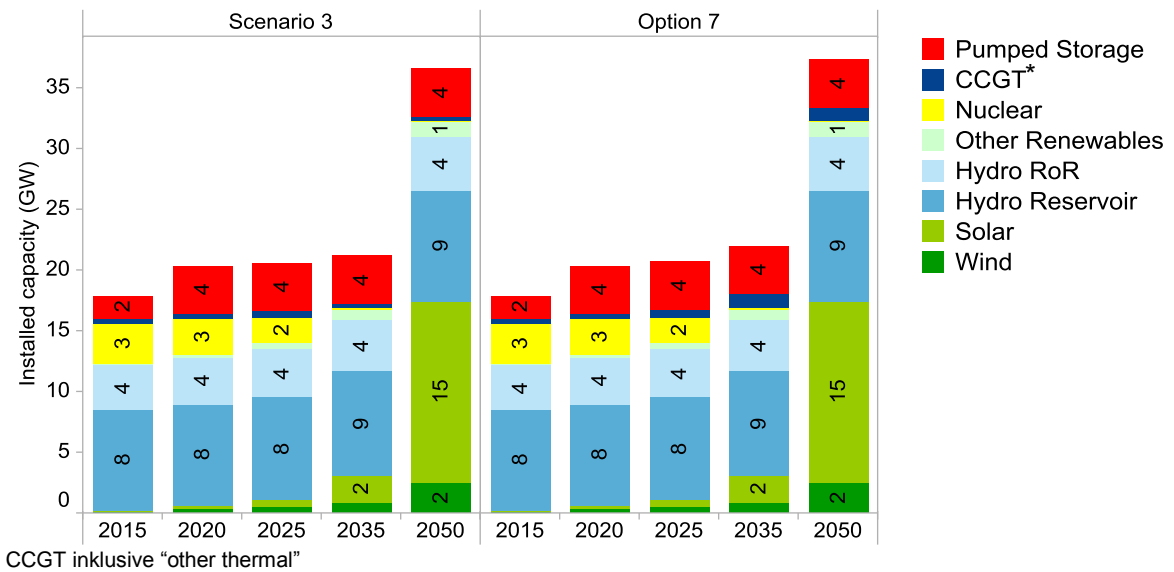
**Abbildung 63 – Jährliche Erzeugung und Nachfrage (TWh) Option 7**



CCGT inklusive "other thermal"; Nachfrage exklusive und Generation + IC flows inklusive Nettoverbrauch für Pumpspeicher

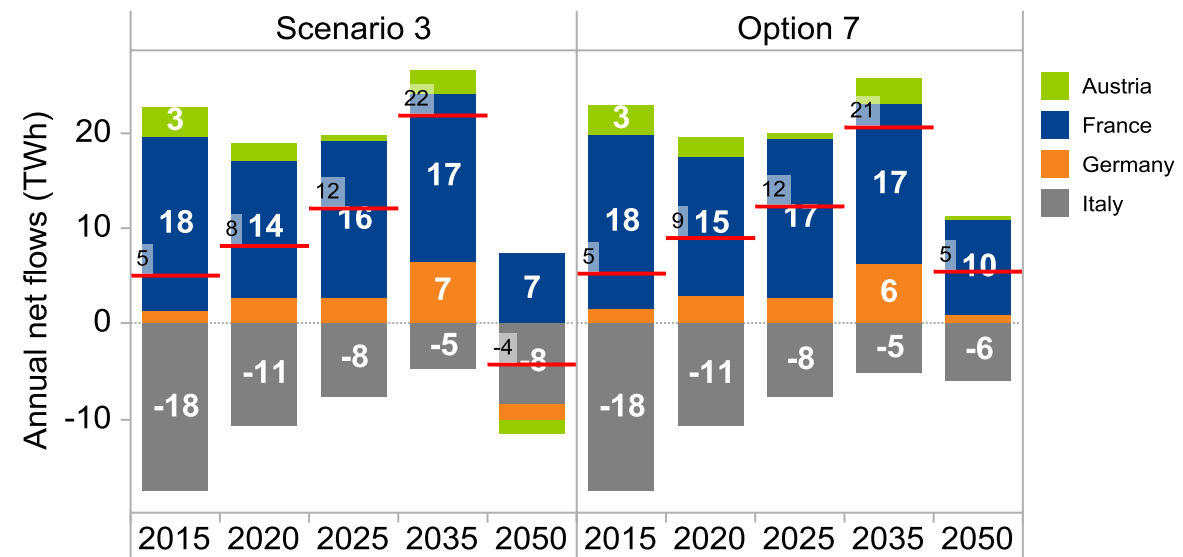
Die Erzeugungskapazität in Option 7 ändert sich gegenüber Szenario 3 ausschliesslich im Hinblick auf GuD-Kraftwerke. Hier wird der Neubau in Option 7 profitabel (im Gegensatz zu Szenario 3) und im Jahr 2025 kommt 0,2 GW und im Jahr 2035 0,6 GW GuD-Kapazität hinzu.

**Abbildung 64 – Entwicklung der Erzeugungskapazität Option 7**



Die jährlichen Stromflüsse in/aus den Nachbarländern verändern sich bis 2035 kaum in Option 7 gegenüber Szenario 3. Für das Jahr 2050 ist jedoch eine deutliche Änderung zu verzeichnen. Hier importiert die Schweiz auf jährliche Sicht im Saldo 5,4 TWh während sie in Szenario 3 4,3 TWh exportiert. Der Unterschied erklärt sich durch die deutlich höhere Nachfrage in Option 7. In den Jahren vorher konnte die höhere Nachfrage noch durch gestiegene GuD-Erzeugung ausgeglichen werden.

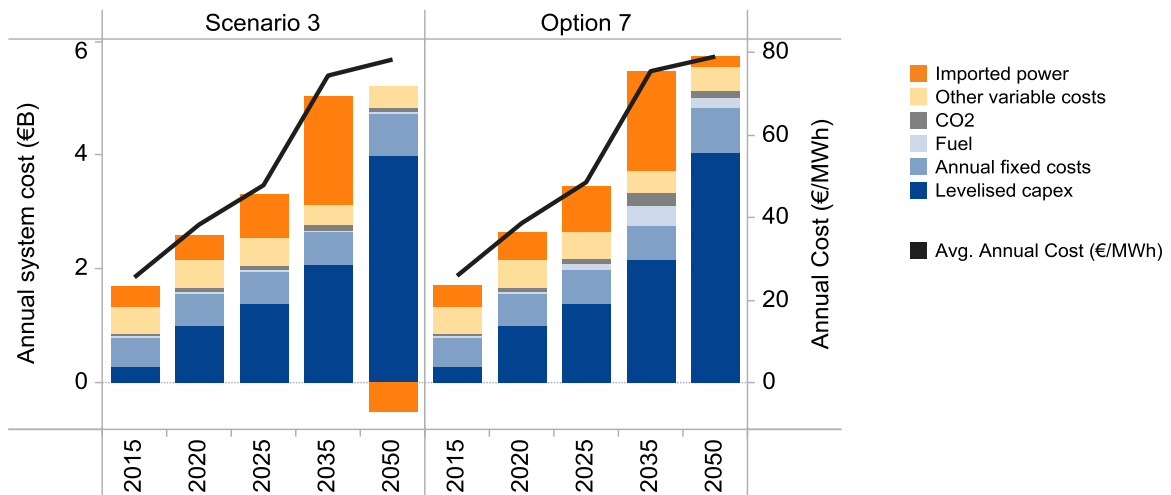
**Abbildung 65 – Jährliche Nettoflüsse Schweiz (€/MWh) Option 7**



Rote Linie entspricht Gesamtwert für alle Länder

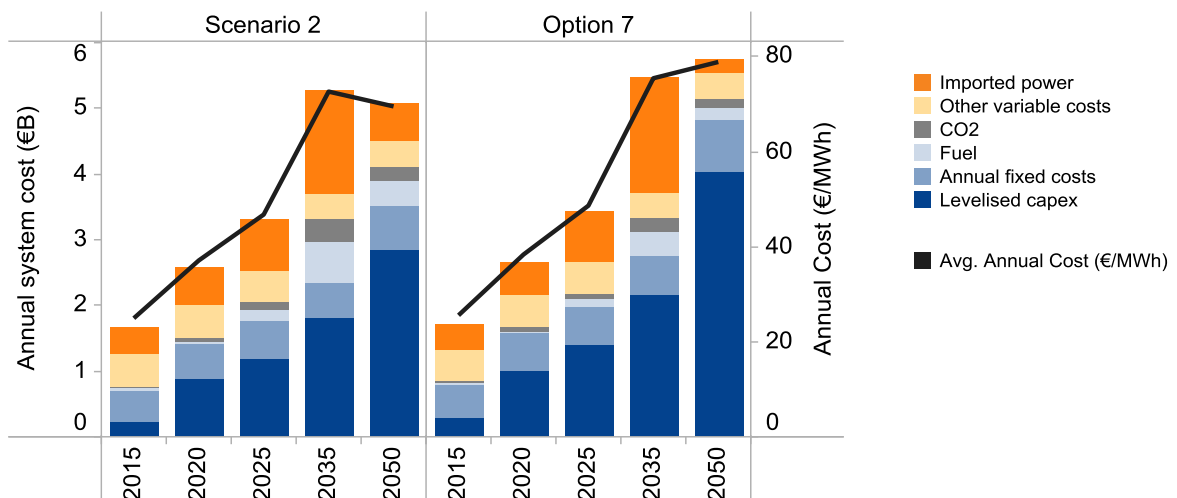
Die Gesamtsystemkosten liegen absolut gesehen in Option 7 deutlich über Szenario 3. Dies hängt mit dem Neubau der GuD-Kapazitäten und damit einhergehenden zusätzlichen Kosten zusammen. Im Jahr 2050 ergeben sich zudem deutlich höhere Importkosten. Die Gesamtsystemkosten steigen somit für das Jahr 2050 von 4,7 Milliarden € in Szenario 3 auf 5,7 Milliarden € in Option 7. Relativ gesehen nehmen die Kosten im Vergleich zur Nachfrage allerdings nur leicht zu. Die Durchschnittskosten steigen von 78 €/MWh in Szenario 3 auf 79 €/MWh in Option 7 an.

**Abbildung 66 – Gesamtsystemkosten (Milliarden €) Option 7 im Vgl. zu Szenario 3**



Aussagekräftig ist für die Kostenbetrachtung zudem der Vergleich von Option 7 mit Szenario 2. Beiden Szenarien bzw. Optionen liegt die gleiche Nachfrage zugrunde, allerdings wird in Option 7 ein deutlich höherer Zubau an erneuerbaren Erzeugungskapazitäten angenommen. Im Jahr 2035 liegen die Durchschnittskosten in Option 7 etwa 3 €/MWh und im Jahr 2050 sogar 9 €/MWh über dem Wert für Szenario 2 (79 gegenüber 70 €/MWh). Die höheren Kosten sind durch den höheren Anteil an (subventionierten) erneuerbaren Energien in Option 7 zu erklären.

**Abbildung 67 – Gesamtsystemkosten (Milliarden €) Option 7 im Vgl. zu Szenario 2**



## 4. ZUSÄTZLICHER BEDARF AN SYSTEMDIENSTLEISTUNGEN

### 4.1 Markt für Reserveenergie

Inhalt dieses Abschnitts ist die Abschätzung des zusätzlichen Bedarfs an Systemdienstleistungen aufgrund der Ausweitung der schwankenden Stromerzeugung aus Wind- und Solarkraft.

Systemdienstleistungen umfassen alle Leistungen, die eine sichere und unterbrechungsfreie Stromversorgung sicherstellen sollen. Zu den Systemdienstleistungen gehören laut Stromversorgungsgesetz:

- Systemkoordination
- Bilanzmanagement
- Primärregelung
- Schwarzstart- und Inselbetriebsfähigkeit von Erzeugern
- Spannungshaltung (inklusive Anteil Blindenergie)
- Betriebliche Messungen, und
- Ausgleich der Wirkverluste.

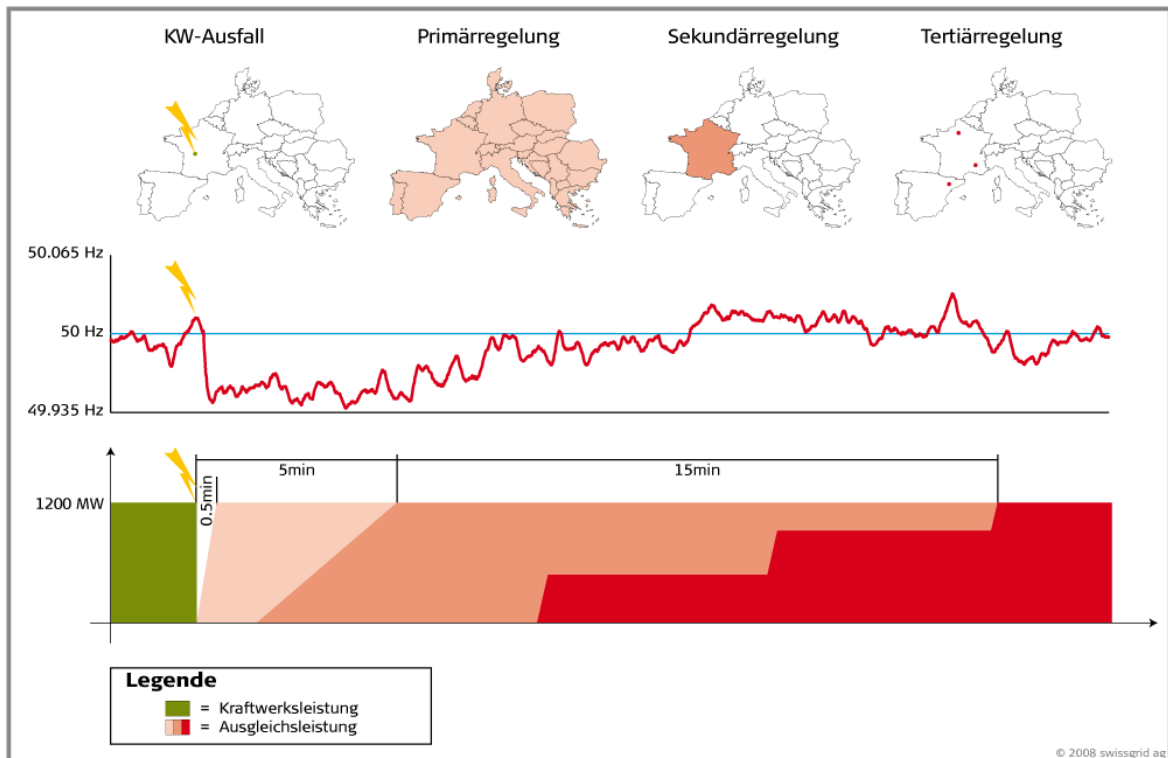
Ein wesentlicher Teil der Systemdienstleistungen ist die Frequenzerhaltung, die sicherstellt, dass Stromangebot und Stromnachfrage auch kurzfristig immer ausgeglichen sind und damit die Netzfrequenz innerhalb der Bandbreite der Sollfrequenz (um 50 Hz) bleibt. Wesentliche Faktoren für Frequenzschwankungen sind v.a.:

- Kurzfristig auftretende Kraftwerksausfälle
- Prognosefehler für die Nachfrage
- Prognosefehler für das Angebot (v.a. aufgrund von Unsicherheiten in Bezug auf Wind- und Solareinspeisung).

Verantwortlich für die Frequenzerhaltung ist der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB), in der Schweiz Swissgrid. Der ÜNB kauft so genannte Regelenergie für die Frequenzerhaltung ein. Die verschiedenen Leistungen der Regelenergie unterscheiden sich v.a. in Bezug auf den Zeitraum der Bereitstellung:

- Primärreserve muss innerhalb von 30 Sekunden für einen Zeitraum von 5 Minuten,
- Sekundärreserve muss innerhalb von 5 für einen Zeitraum von 15 Minuten und
- Tertiärreserve muss innerhalb von 15 Minuten für einen Zeitraum von 60 Minuten zur Verfügung gestellt werden.

Abbildung 68 – Arten der Regelernergie



Quelle: Swissgrid

Tabelle 20 zeigt die Komponenten des Schweizer Marktes für Regelernergie und ihre relative Bedeutung. Dabei wird zwischen positiver und negativer Regelernergie unterschieden. Bei positiver Regelernergie wird zusätzliche Energie zur Verfügung gestellt bzw. die Nachfrage wird reduziert, um einen Nachfrageüberschuss auszugleichen. Bei negativer Regelernergie wird umgekehrt die Energieerzeugung zurückgefahren bzw. die Nachfrage wird erhöht, um ein Angebotsüberschuss auszugleichen.

Die höchsten Kosten fallen an für Sekundärreserve, gefolgt von Tertiär- und Primärreserve. Die Vorhaltung von Regelernergie unterteilt sich in die Bereitstellung der Kapazität (d.h. unabhängig davon, ob diese abgerufen wird oder nicht) und die abgerufene Energie. Die bereit gestellte Kapazität für Sekundär- und Tertiärreserve ist ungefähr gleich gross. Die durchschnittliche Rate der Aktivierung ist deutlich höher für die Sekundärreserve (12,5% positiv bzw. 7% negativ) als für die Tertiärreserve (4% positiv bzw. 1% negativ). Zudem liegen die Kosten für Sekundärreserve bezogen auf die Kapazität und die bereit gestellte Energie deutlich höher.

**Tabelle 20 – Komponenten des Schweizer Marktes für Regelleistung (2010)**

Produkt	Bereit gestellte Kapazität [MW]	Abgerufene Energie [GWh]	Kosten [mCHF]
Primärreserve (positiv)	77		20*
Primärreserve (negativ)	77		
Sekundärreserve (positiv)	400	438	179*
Sekundärreserve (negativ)	400	237	
Tertiärreserve (positiv)	510	185	24
Tertiärreserve (negativ)	460	49	49

Quelle: Swissgrid; \*Summe für positiv und negativ

Jeder ÜNB ist für die Beschaffung von Regelenergie für die eigene Übertragungszone verantwortlich. Aufgrund des sehr geringen Anteils von Windkraft- und Solaranlagen in der Schweiz spielt der Prognosefehler für Wind- und Solarstrom bei der Beschaffung von Reserveleistungen eine untergeordnete Rolle. Ausschlaggebend sind bisher viel mehr die Wahrscheinlichkeit von Kraftwerksausfällen sowie Prognosefehler für die Stromnachfrage.

## 4.2 Vorgehen Abschätzung des zusätzlichen Bedarfs

Im Zuge des Ausbaus von Wind- und Solarkraft in der Schweiz wird auch der Bedarf an Regelenergie für den Ausgleich des Prognosefehlers zunehmen. Der Prognosefehler betrifft dabei die Differenz zwischen den gemeldeten Fahrplänen hinsichtlich der Einspeisung aus Wind- und Solaranlagen und der tatsächlichen Einspeisung. Diese Differenz muss durch Regelenergie gedeckt werden.

Das Volumen der benötigten Regelenergie hängt dabei stark vom jeweiligen Marktdesign ab. Dies betrifft etwa den Grad der Anreize der Betreiber von Wind- und Solarkraftanlagen, gute Prognosen an den ÜNB zu liefern, die Möglichkeit, zwischenzeitlich Anpassungen der Positionen auf dem Intraday-Markt vorzunehmen, und den spätesten Zeitpunkt der Fahrplan-Meldung an den ÜNB.

Im folgenden unterstellen wir für die Abschätzung einen Marktmechanismus, der den zusätzlichen Bedarf an Reserveenergie möglichst gering hält. Dabei bestehen einige Abweichungen vom derzeitigen Marktdesign. Mit zunehmender Bedeutung der „intermittenten“ Stromerzeugung erscheint uns der Übergang zu einem solchen Marktdesign jedoch realistisch.

Der relevante Mechanismus ist in Abbildung 69 dargestellt. Gemäss diesem Mechanismus müssen die Betreiber von Wind- bzw. Solaranlagen den erzeugten Strom selbst vermarkten. Damit herrschen für sie die gleichen Bedingungen wie für Betreiber von sonstigen Erzeugungskapazitäten. Bei Abweichungen des vermarkteten Stroms von

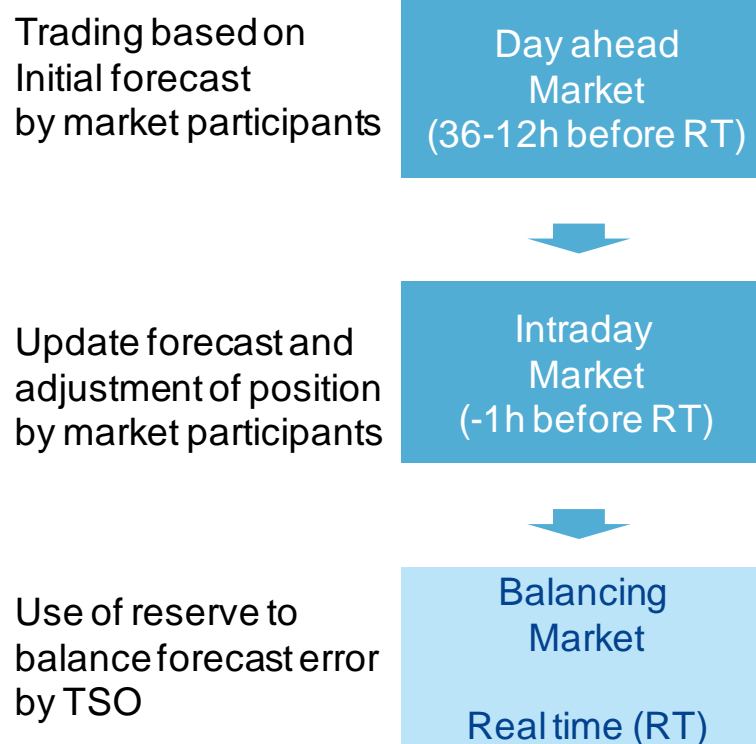
der tatsächlich erzeugten Menge muss Regelenergie eingesetzt werden, für die die Anlagenbetreiber am Ende selbst aufkommen müssen.

Bis zur Schliessung des Day-ahead-Markts sind die Anlagenbetreiber für die Vermarktung des Stroms verantwortlich. Bei Handelsende um 12 Uhr des Vortags liegt dies je nach gehandelter Stunde 36 bis 12 Stunden vor der tatsächlichen Zeit der Erbringung. Betreiber von Wind- und Solaranlagen werden die erwartete Strommenge basierend auf den zur Verfügung stehenden Prognosen auf dem Day-ahead-Markt vermarkten.

Die Qualität der Prognosen der zu erwartenden Wind- und Solarstromproduktion verbessert sich je kleiner der Prognosezeitraum wird. Betreiber von Wind- und Solaranlagen können dies nutzen, um die Positionen auf dem Intraday-Markt anzupassen. Sollten die Projektionen niedriger ausfallen als die Projektionen bei der Schliessung der Day-ahead-Märkte, müssen die Anlagenbetreiber den zusätzlich benötigten Strom einkaufen. Sollten die Projektionen höher ausfallen kann der zusätzliche Strom verkauft werden. Dabei unterstellen wir, dass die Intraday-Märkte genügend Liquidität aufweisen, um diese Anpassungen vornehmen zu können.

Nach Schliessung der Intraday-Märkte (so genanntes Gate Closure) geht die Verantwortung für den Marktausgleich auf den Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) über. Im Schaubild ist hierfür ein Zeitraum von einer Stunde vor der tatsächlichen Zeit der Erbringung angenommen. Dies entspricht einem sinnvollen Kompromiss zwischen dem Interesse der Marktteilnehmer, möglichst lange handeln zu können, und dem Interesse der ÜNB, genügend Zeit für die Planung und Durchführung der Ausgleichsmassnahmen zu haben.

**Abbildung 69 – Mechanism to market wind and solar positions**



Der für die Abschätzung des Bedarfs an Reserveenergie relevante Prognosezeitraum ist folglich eine Stunde. Für diesen Zeitraum gilt es abzuschätzen, welches der maximal zu erwartende Prognosefehler der Wind- und Solarstromerzeugung ist, der dann durch zusätzliche Reserveenergie ausgeglichen werden muss. Gemäss verschiedener Studien ist der Zeitraum von grösseren Schwankungen der Wind- und Sonnenstromerzeugung in der Regel lang genug, um Tertiärleistung zu aktivieren.<sup>4</sup> (Teurere) Primär- und Sekundärleistung sind vom Ausbau der Erneuerbaren Energien folglich nicht wesentlich betroffen.

Für die Abschätzung des maximalen Prognosefehlers stützen wir uns auf zur Verfügung stehende Daten sowie auf bestehende Studien. Dabei ist eine grosse Bandbreite der Ergebnisse zu beobachten:<sup>5</sup>

- Maximaler Fehler Day-ahead-Windprognose Italien 25% der installierten Windkapazität (Daten Terna für das Jahr 2009)
- Maximaler Fehler Day-ahead Solarprognose Deutschland 40% der installierten Solarkapazität (Daten E.ON 2011)
- Maximaler Fehler Day-ahead-Windprognose Deutschland, Spanien, Dänemark 25 - 30% der installierten Kapazität (Studie Frontier Economics/Consentec)<sup>6</sup>
- Maximaler Fehler Hour-ahead-Windprognose Skandinavien 5% der installierten Windkapazität (Studie Fraunhofer Institut)<sup>7</sup>

Um trotz der grossen Bandbreite zu einer plausiblen Abschätzung des zukünftigen Bedarfs an Reserveenergie zu kommen, haben wir ein vereinfachtes Vorgehen gewählt, bei dem wir uns auf die in Tabelle 21 dargestellten Annahmen stützen.

---

<sup>4</sup> Vgl. Frontier Economics/Consentec: Blowing in the wind – measuring and managing the costs of renewable generation in Europe, 2009

<sup>5</sup> Die empirische Abschätzung des maximalen Prognosefehlers weist eine Reihe von Schwierigkeiten auf: so müssten Daten für die Schweiz verwendet werden, die jedoch aufgrund des geringen Anteils der erneuerbaren Erzeugung nicht zur Verfügung stehen. Verschiedene Untersuchungen beziehen sich zudem auf unterschiedliche Prognosezeiträume. Weiterhin sind wesentlich mehr Studien zu Windstrom- als zu Solarstromprognosen veröffentlicht. Für die Abschätzung des Bedarfs an Regelernergie müsste zudem die Interdependenz mit Kraftwerksausfällen und Prognosefehlern für die Nachfrage berücksichtigt werden.

<sup>6</sup> Vgl. Frontier Economics/Consentec 2009

<sup>7</sup> Vgl. Fraunhofer-Institut für System und Innovationsforschung: Integration von Windenergie in ein zukünftiges Energiesystem unterstützt durch Lastmanagement, 2009



**Tabelle 21 – Annahmen für Abschätzung des Bedarfs an Regelernergie**

Produkt	Kapazitäts- und Energienachfrage	Kosten
Bestehende Primär-, Sekundär-, Tertiärregelung	990 MW (+) 940 MW (-) 620 GWh (+) 286 GWh (-)	160 Millionen €
Ausgleich Wind-Prognosefehler	10% der installierten Kapazität 5% Aktivierungsrate	5 € / MW / hr.
Ausgleich Solar-Prognosefehler	8% der installierten Kapazität (12 Stunden/Tag) 5% Aktivierungsrate	5 € / MW / hr.

Hinsichtlich der Annahmen sind folgende Punkte zu berücksichtigen:

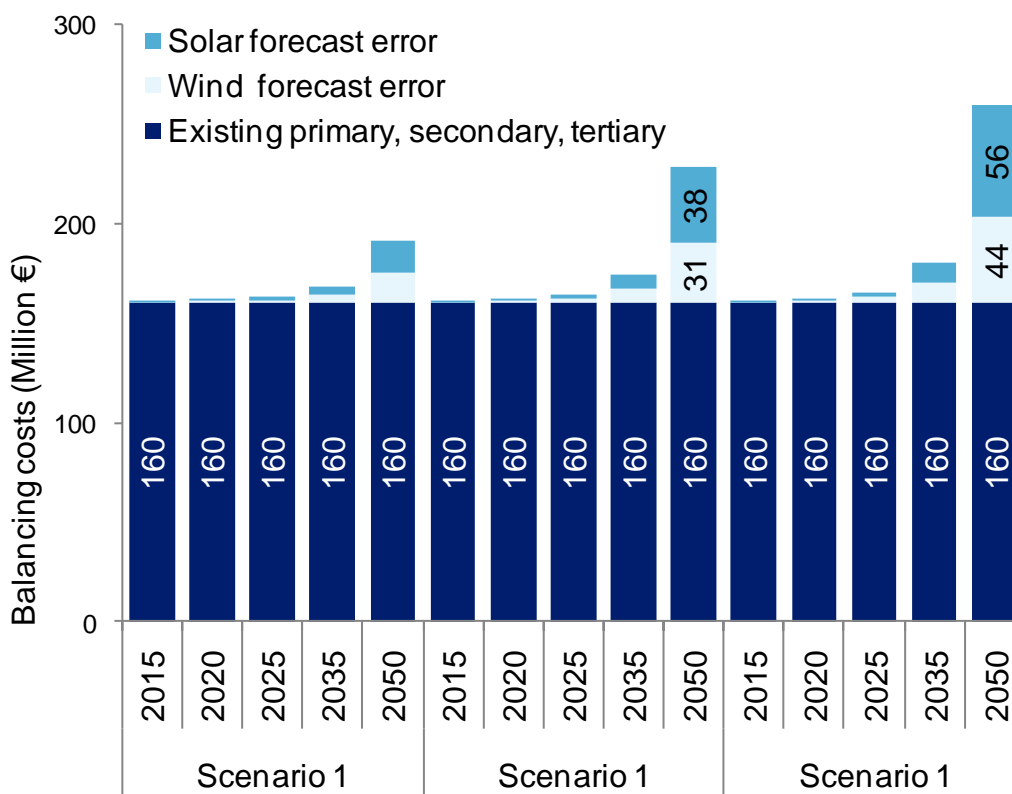
- Der Bedarf und die Kosten für bestehende Primär-, Sekundär- und Tertiärregelung entsprechen tatsächlichen Swissgrid-Daten für das Jahr 2010. Hier wird angenommen, dass der Bedarf und die Kosten für alle Betrachtungsjahre und für alle Szenarien konstant bleiben
- Ausgleich Prognosefehler Wind und Solar erfolgt vollständig aus Tertiärregelung. Die Tertiärregelung besteht aus einem Element für die bereit gestellte Kapazität und einem Element für die tatsächlich in Anspruch genommene Energie
- Abschätzung des Bedarfs und der Kosten beschränkt sich auf positive Regelleistung, da es im Rahmen der Studie um die Systemkosten geht. Bei zusätzlicher negativer Regelleistung kann davon ausgegangen werden, dass dies von bereits im regulären Energiemarkt eingesetzten Technologien erfolgt, sodass keine Zusatzkosten entstehen
- Wert für Windprognosefehler (10% der installierten Windkapazität) bezieht sich auf Hour-ahead-Prognose. Es wird angenommen, dass diese deutlich unter den Studienergebnissen für die Fehler der Day-ahead-Prognosen liegen
- Wert für Solarprognosefehler (8% der installierten Solarkapazität) liegt leicht unter dem Wert für Wind; Kapazität für Reserveleistung muss annahmegemäss durchschnittlich nur 12 Stunden pro Tag vorgehalten werden
- Installierte Wind/Solarkapazität entspricht Annahmen für jeweilige Szenarien
- Aktivierungsrate bezieht sich auf Anteil der Zeit, in der vorgehaltene Kapazität tatsächlich zur Stromerzeugung genutzt wird; Wert stammt aus Literaturrecherche
- Niveau der Kosten für vorgehaltene Kapazität (5 € / MW / hr.) entspricht aktuellen Kosten für Tertiärleistung in Deutschland und der Schweiz; Wert wird inflationiert mit projizierten Werten für Grosshandelsstrompreise
- Kosten für erzeugten Strom entsprechen projizierten Werten für Grosshandelsstrompreise

### 4.3 Ergebnisse der Kostenschätzung

Basierend auf den dargestellten Annahmen und den Modellierungsergebnissen für die Szenarien 1 bis 3 haben wir die Kosten der zusätzlichen Regelernergie aufgrund des Ausbaus der erneuerbaren Energien abgeschätzt (siehe Abbildung 70). Die Schätzungen ergeben maximale Kosten für zusätzliche Regeleistung von 44 Mio. € (Wind) und 56 Mio. € (Solar) im Jahr 2050 in Szenario 3.

Die zusätzlichen Kosten sind relativ gering im Vergleich zu den Gesamtsystemkosten, fallen aber ins Gewicht wenn man sie mit der Wind- und Solarstromerzeugung in Beziehung setzt. So machen die zusätzlichen Kosten für Windstrom 11 €/MWh und für Solarstrom 4 €/MWh aus (bezogen auf die Erzeugung in Szenario 3 im Jahr 2050). Dies sind zusätzliche Kosten der Wind- und Solarstromerzeugung, die in der Debatte um die Kosten der erneuerbaren Energien häufig vernachlässigt werden.

**Abbildung 70 – Ergebnisse Kostenabschätzung Bedarf Regelernergie (Million €)**



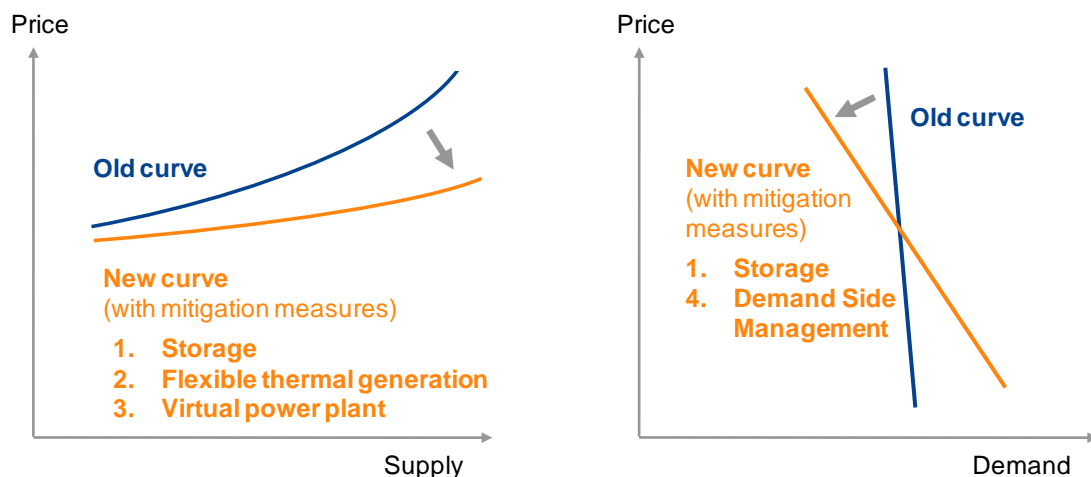
## 5. MASSNAHMEN ZUR ERHÖHUNG DER FLEXIBILITÄT DES ERZEUGUNGSSYSTEMS

Inhalt dieses Analyseteils ist die Untersuchung von Massnahmen zur Erhöhung der Flexibilität des Erzeugungssystems. Die Massnahmen erstrecken sich zum einen auf Technologien (Speicherung, flexible Kraftwerkstechnologien etc.) und zum anderen auf organisatorische Massnahmen. Fokus ist dabei eine High-Level-Analyse, die die wesentlichen Massnahmen identifiziert, und die Kosten/Umsetzbarkeit und das Potential innerhalb der Schweiz grob bewertet. Dabei stützen wir uns im Wesentlichen auf bereits bestehende Studien.

### 5.1 Technologische Massnahmen

Die technologischen Massnahmen zur Erhöhung der Flexibilität des Erzeugungssystems verfolgen im Wesentlichen zwei Ziele: sie sollen die Angebotskurve flexibler und/oder die Nachfrage elastischer machen. Der Mechanismus ist in Abbildung 71 dargestellt. Die Angebotskurve wird durch die Flexibilitätsmassnahmen flacher, sodass der Preis weniger volatil auf Schwankungen des Angebots aufgrund der intermittenten Erzeugung reagiert. Die Nachfragekurve dreht sich durch die jeweiligen Massnahmen, so dass die Nachfrage (stärker) auf Preisschwankungen reagiert. Die einzelnen Massnahmen können dabei Angebot und Nachfrage (v.a. Speicherung) oder aber nur eins von beiden betreffen.

**Abbildung 71 – Auswirkungen der technologischen Massnahmen auf die Angebots- (links) und Nachfragekurve**



Die wichtigsten technologischen Massnahmen werden in den folgenden Abschnitten behandelt. Dabei beschränkt sich die Untersuchung auf die Technologien, mit der aus heutiger Sicht höchsten Relevanz für die Strommärkte. Dies sind:

- Speicherung („storage“)
- Flexible thermische Erzeugung

- Virtuelle Kraftwerke
- Demand Side Management

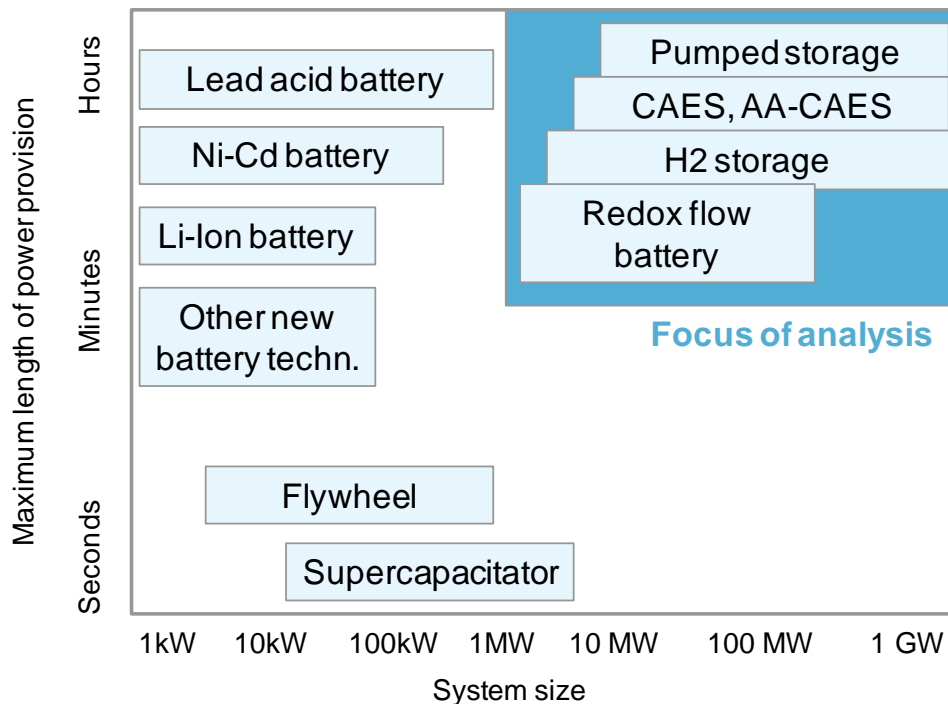
Hinsichtlich der Bewertung der technologischen Massnahmen müssen die im ersten Teil des Berichts dargestellten Studienergebnisse berücksichtigt werden. Dabei hat sich gezeigt, dass die Schweiz gut positioniert ist, um die wachsende Bedeutung von Wind- und Solarstrom bewältigen zu können. Dazu trägt insbesondere der hohe Anteil der flexiblen Speicherkraftwerke und die bereits im Bau befindlichen Pumpspeicherkraftwerke bei. Zudem weist die Schweiz (insbesondere nach der geplanten Stilllegung der Kernkraftwerke) einen geringen Anteil von Kraftwerken auf, die nur unflexibel auf Schwankungen am Strommarkt reagieren können. Aus diesem Grund ist der Bedarf an Technologien zur Erhöhung der Flexibilität des Erzeugungssystems für die Schweiz geringer als für andere europäische Länder.

### **5.1.1 Speicherung**

Der Zweck von Energiespeichern ist es, Strom in bestimmten Perioden aufzunehmen um ihn in anderen Perioden wieder abgeben zu können. Dabei haben Energiespeicher eine Vielzahl von Einsatzgebieten, von der Frequenz- und Spannungserhaltung, über Notenergiesysteme bis hin zum Ausgleich von längerfristigen Schwankungen von Angebot und Nachfrage. Die Untersuchung fokussiert auf Systeme, die geeignet sind, um das schwankende Aufkommen von Wind- und Solarkraft auszugleichen. Wie in Abbildung 72 dargestellt ist, sind dies zum einen die Systeme, die eine Leistung von mehreren Megawatt erbringen, und zum anderen Energie über einem längeren Zeitraum zur Verfügung stellen können. Die für diesen Bereich relevanten Technologien sind:

- Pumpspeicherkraftwerke
- Druckluftspeicher (Compressed Air Energy Storage, CAES) und adiabatische Druckluftspeicher (Advanced Adiabatic Compressed Air Energy Storage, AA-CAES)
- Wasserstoffspeicherung (H<sub>2</sub> storage)
- Redox-Flow-Batterien

Abbildung 72 – Stationäre Energiespeichersysteme<sup>8</sup>



Ni-Cd = Nickel-Cadmium, Li-Ion = Lithium-Ionen

Die relevanten Technologien werden in den folgenden Abschnitten kurz vorgestellt und bewertet. Für die Bewertung wurden dabei die Kategorien Potential in der Schweiz, Wettbewerbsfähigkeit der Kosten sowie der Reifegrad der Technologie verwendet. Die Werte basieren soweit nicht anders genannt auf der Auswertung bestehender Studien.<sup>9</sup>

Die Energiespeicherung ist derzeit einer der Schwerpunkte der Forschungsaktivitäten im Energiebereich. Folglich kann es hier zu technologischen Innovationen kommen, die die Einsatzgebiete der verschiedenen Technologien stark verändert. Die dargestellten Ergebnisse sind deshalb als Momentaufnahme zu werden.

#### A. Pumpspeicherkraftwerke

Die Pumpspeicherung nutzt die potentielle Energie aufgrund des Höhenunterschieds zwischen einem (oder mehreren) oberen und unteren Becken. In Perioden mit niedrigen Strompreisen wird das Wasser in das ober Becken gepumpt. In Perioden mit hohen Strompreisen wird das Wasser aus dem oberen in das untere Becken geleitet und treibt dabei Turbinen an, die mit einem Generator verbunden sind. Die Erzeugungskapazität ist korreliert mit dem Höhenunterschied sowie der Durchlaufmenge des Wassers. Die Zugriffszeit für Pumpspeicherung liegt für neuere Anlagen bei zwischen 1-2 Minuten. Die

<sup>8</sup> Darstellung angelehnt an: TAB: 2008

<sup>9</sup> Vgl. u.a. Electric Power Research Institute (EPRI): Electricity Energy Storage Technology Options, 2010; KfW-Research: Stromspeicher – Einsatzbedingungen und Entwicklungsstand, 2011; Fraunhofer Institut et al.: Stand und Entwicklungspotenzial der Speichertechniken für Elektroenergie, 2009; Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag (TAB): Energiespeicher – Stand und Perspektiven, 2008

Energiedichte der gespeicherten Energie (in Form von potentieller Energie) liegt bei knapp 0,5 Wh/l.

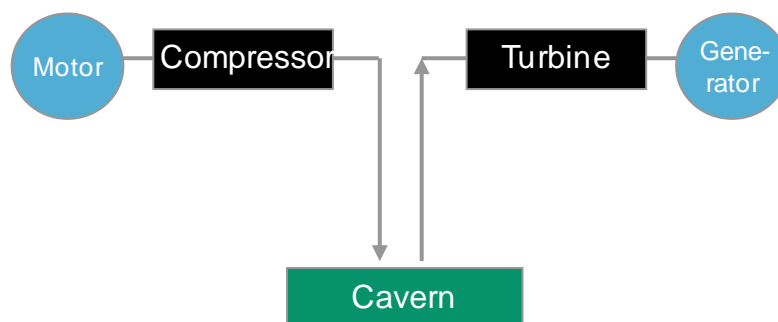
Die Schweiz weist aufgrund der Topographie des Landes günstige Bedingungen für Pumpspeicherkraftwerke auf. Zur Zeit werden zusätzlich zu den bereits im Bau befindlichen Anlagen mehrere Grossprojekte konkret geplant (allein Lagobianco und Grimsel 3 haben eine Kapazität von über 1,6 GW). Das Gesamtpotential für Pumpspeicherkraftwerke ist allerdings schwierig abzuschätzen, da diese nicht auf einen Zufluss angewiesen sind und damit theoretisch jede Höhendifferenz genutzt werden kann.

Die Investitionskosten für Pumpspeicherkraftwerke liegen gemäss den Annahmen der VSE-Projektgruppe zwischen 1.500 €/kW und 1.900 €/kW. Die Effizienz von neuen Pumpspeicherkraftwerken liegt bei bis zu 80% und die technische Lebensdauer liegt bei über 50.000 Zyklen. Damit weisen Pumpspeicherkraftwerke gegenüber anderen Speichertechnologien eine relativ hohe Kosten-Wettbewerbsfähigkeit auf.

Die Pumpspeichertechnologie ist ausgereift und wird in grossem Umfang eingesetzt. Allein in Europa liegt die installierte Kapazität bei 35 GW.

### B. Druckluftspeicher (CAES)

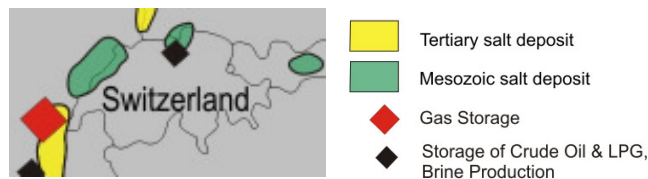
Abbildung 73 – Übersicht Funktionsweise Druckluftspeicher



Druckluftspeicher (englisch: Compressed Air Energie Storage, CAES) nutzen elektrische Energie um Luft zu komprimieren. Die auf 50-70 bar komprimierte Luft wird in unterirdischen Kavernen gespeichert. Zur Erzeugung von Energie wird die komprimierte Luft entspannt und treibt dabei einen Generator an. Beim herkömmlichen CAES-Verfahren wird die bei der Kompression entstehende Wärme (600-800°) nicht genutzt. Bei der Entspannung muss deshalb zusätzlich Wärme hinzugefügt werden, die mit Gasturbinen erzeugt wird. Die Zugriffszeit für Druckluftspeicher liegt bei 2-3 Minuten und die Energiedichte bei 2-5 Wh/l.

Das Potential für Druckluftspeicher in der Schweiz ist begrenzt da es nur wenige geeignete geologische Gebiete für unterirdische Speicher gibt. Geeignet für die Untergrundspeicherung sind vor allem Salzkavernen. In der Schweiz bestehen jedoch lediglich kleinere Salzlagerstätten an den Grenzen mit Deutschland und Frankreich (vgl. Abbildung 74). Zudem besteht hoher Wettbewerb mit anderen Nutzungsformen wie z.B. der Gasspeicherung.

Abbildung 74 – Salzlagerstätten in der Schweiz<sup>10</sup>

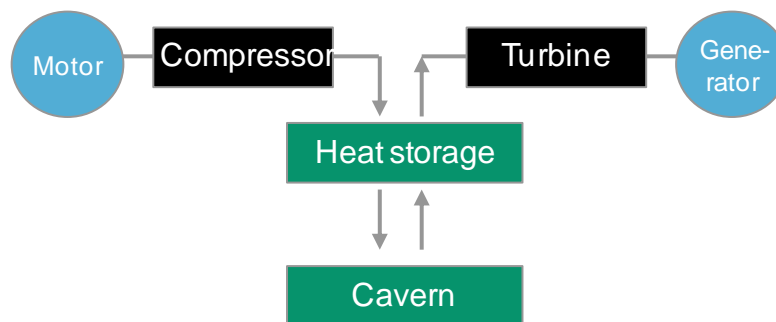


Die Investitionskosten für Druckluftspeicher sind mit 700-900 €/kW niedriger als bei Pumpspeichern. Allerdings liegt die Effizienz nur bei 50% und zudem entstehen Kosten für das Gas zur Anwärmung der Druckluft. Die technische Lebensdauer liegt bei über 50.000 Speicherzyklen. Insbesondere aufgrund der geringen Effizienz weisen herkömmliche Druckluftspeicher nur eine mittlere Kosten-Wettbewerbsfähigkeit auf.

Bisher werden zwei CAES-Anlagen in Deutschland sowie den USA kommerziell betrieben, die eine Kapazität von 320 MW bzw. 110 MW aufweisen. Damit kann die Technologie als relativ ausgereift eingestuft werden.

C. Adiabatische Druckluftspeicher (AA-CAES)

Abbildung 75 – Übersicht Funktionsweise adiabatische Druckluftspeicher



Adiabatische Druckluftspeicher (englisch: Advanced-Adiabate Compressed Air Energie Storage, CAES) sind eine Weiterentwicklung der CAES-Technologie. Dabei wird die Wärme, die bei der Kompression frei wird, in speziellen Behältern gespeichert, und bei der Dekompression wieder hinzugeführt. Dadurch ist keine zusätzliche Erwärmung durch Gasturbinen nötig und die Effizienz wird gesteigert.

Das Potenzial für adiabatische Druckluftspeicher in der Schweiz ist aufgrund der geologischen Bedingungen begrenzt. Dabei gelten die gleichen Argumente wie bezüglich der herkömmlichen Druckluftspeicher (siehe Abschnitt B).

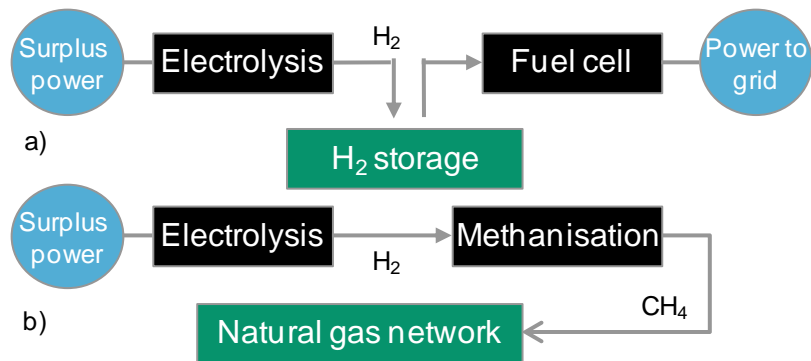
Die AA-CAES-Technologie ist derzeit noch im Erprobungsstatus, wobei erste Demonstrationsanlagen geplant sind. Dabei muss die Machbarkeit insbesondere hinsichtlich der Wärmespeicherung und des hierfür geeigneten Mediums noch erwiesen werden.

<sup>10</sup> Quelle: Gillhaus: Natural Gas Storage in Salt Caverns, 2007

Die Investmentkosten für adiabatische Speicher werden in einer Grössenordnung von ca. 1000 €/kW geschätzt. Mit einer Effizienz von knapp 70% wäre diese Technologie dabei mit Pumpspeichern wettbewerbsfähig. Wie bereits erwähnt muss die kommerzielle Machbarkeit aber erst noch unter Beweis gestellt werden.

D. Wasserstoffspeicherung

Abbildung 76 – Übersicht Funktionsweise Wasserstoffspeicherung



Bei der Wasserstoffspeicherung wird überschüssiger Strom dafür genutzt, per Elektrolyse Wasserstoff (H<sub>2</sub>) abzuspalten. Für die Speicherung bestehen zwei verschiedenen Möglichkeiten: In Option a) wird der Wasserstoff in unterirdischen Tanks in flüssiger oder komprimierter Form gespeichert, um dann bei Bedarf mit Hilfe von Brennstoffzellen Strom zu erzeugen. In Option b) wird der Wasserstoff in Methan (CH<sub>4</sub>) umgewandelt. Das Methan kann in das bestehende Erdgasnetz eingespeist werden und dann später zur Strom- oder Wärmeenergiegewinnung genutzt werden. Die Zugriffszeit liegt bei wenigen Sekunden und die Energiedichte bei 200 Wh/l.

Die Lagerung in unterirdischen Kavernen ist aufgrund der geologischen Lage ebenfalls (wie bei CAES und AA-CAES) in der Schweiz nur begrenzt möglich. Aufgrund des hohen Energiegehalts von Wasserstoff (40-100 Mal höher als bei CAES) ist allerdings auch die Lagerung in überirdischen Tanks möglich. Im Fall der Methanisierung ist keine zusätzliche Speicherinfrastruktur nötig.

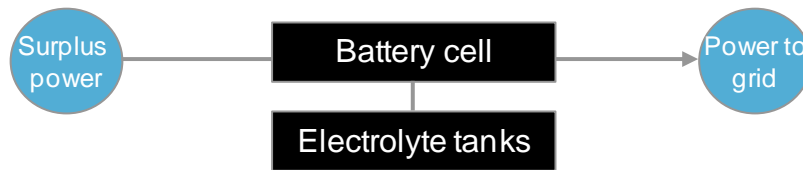
Die Investmentkosten für beide Optionen sind mit geschätzten 4.000 €/kW hoch. Zudem fällt die geringe Effizienz (40% bei direkter Speicherung und 30% bei Methanisierung) ins Gewicht, so dass die Wasserstoffspeicherung unter den gegebenen Bedingungen nicht wettbewerbsfähig ist. Aufgrund der hohen Energiedichte kann Wasserstoffspeicherung jedoch eine Rolle bei der längerfristigen Speicherung zum Ausgleich von saisonalen Schwankungen haben. Dafür müssten aber sehr grosse Schwankungen hinsichtlich der saisonalen Strompreise bestehen.

Der Reifegrad der Wasserstoffspeicherungs-Technologie kann als mittel eingestuft werden. Zwar bestehen bereits einige Demonstrationsanlagen, allerdings werden bisher keine grösseren Anlagen genutzt.



E. Redox-Flow-Batterien

Abbildung 77 – Übersicht Funktionsweise Redox-Flow-Batterien



Redox-Flow-Batterien sind spezielle Formen von Batterien bei der die Energie chemisch in externen Tanks mit Elektrolytlösungen ausserhalb der Batteriezelle gespeichert wird. Die externe Speicherung hat verschiedene Vorteile im Vergleich zu herkömmlichen Batterien: Das Tankvolumen kann unabhängig von der Zellengrösse der Batterie erweitert werden, Erweiterungen können nachträglich erfolgen, und die Tanks können extern befüllt werden, so dass die Umwandlung in chemische Energie an anderen Orten erfolgen kann. Die Zugriffszeit für Redox-Flow-Batterien liegt bei wenigen Sekunden und die Energiedichte bei 90 Wh/l.

Die Speicherung in unterirdischen Kavernen ist aufgrund der geologischen Lage ebenfalls (wie bei CAES und AA-CAES) in der Schweiz nur begrenzt möglich. Die hohe Energiedichte (45-20 Mal höher als CAES, allerdings nur die Hälfte von H<sub>2</sub>) erlaubt allerdings auch die Speicherung in externen Tanks.

Die Investitionskosten für Redox-Flow-Batterien werden mit 2000-4000 €/kW geschätzt. Die Effizienz der Systeme kann bis zu 90% betragen, so dass Redox-Flow-Batterien theoretisch wettbewerbsfähig mit Pumpspeicherung und AA-CAES-Systemen sein können (wenn die Investitionskosten am unteren Ende der Bandbreite liegen). Bisher werden allerdings nur kleinere Anlagen (bis zu 3 MW) in Japan und den USA eingesetzt, so dass die ökonomische Machbarkeit in grösserem Massstab noch nicht erwiesen ist.

Redox-Flow-Batterien eignen sich insbesondere für den Ausgleich von Angebots- und Nachfrageschwankungen in Inselformen, in denen sich der Bau von Pumpspeicherkraftwerken oder Druckluftspeichern nicht lohnt bzw. nicht möglich ist. Für Europa mit seinem hohen Verflechtungsgrad der Stromnetze weist die Technologie dagegen ein geringeres Potential auf.

F. Zusammenfassende Bewertung

Tabelle 22 enthält die zusammenfassende Bewertung der betrachteten Technologien entlang der Kriterien Potential Schweiz, Kosten-Wettbewerbsfähigkeit und Reifegrad. Pumpspeicher weisen von allen Speichertechnologien die beste Bewertung auf. Die Technologie ist erprobt, im Vergleich zu anderen Speichern ökonomisch wettbewerbsfähig und die Schweiz weist aufgrund der Topographie günstige Bedingungen auf.

AA-CAES kann als Technologie zu einer Alternative zur Pumpspeicherung für die Stromspeicherung in grösserem Umfang werden, insbesondere in Regionen ohne die nötigen geographischen Voraussetzungen für Pumpspeicherung (v.a. Nordeuropa). Die Technologie ist jedoch noch nicht ausgereift und es muss noch eine Reihe von technischen Fragen geklärt werden, insbesondere was die Wärmespeicherung betrifft.

Die sonstigen Technologien (CAES, Wasserstoff, Redox-Flow-Batterien) sind zur Zeit noch zu teuer, um wettbewerbsfähig zu sein. Ohne grosse technische Innovationen werden diese für die Schweiz und für Europa aller Voraussicht nach keine grosse Rolle spielen.

**Tabelle 22 – Zusammenfassende Bewertung Stromspeichertechnologien**

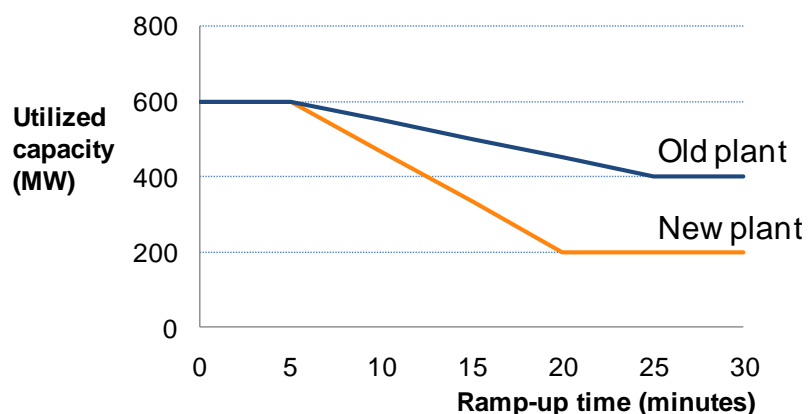
	Pumpspeicher	CAES	AA-CAES	Wasserstoff	Redox-Flow
Potential Schweiz	++	-	-	o	o
Kosten-Wettbewerbsfähigkeit	+	o	+	-	o
Reifegrad	++	+	-	o	o

++ sehr hoch    + hoch    o mittel    - gering    -- sehr gering

### 5.1.2 Flexible thermische Erzeugung

Bei der Flexibilisierung der thermischen Erzeugung geht es darum, die Kraftwerke besser in die Lage zu versetzen, flexibel auf Schwankungen am Strommarkt reagieren zu können. Zu den Massnahmen gehören etwa die Steigerung der Leistungsgradienten, so dass die Anlagen schneller hoch- und herunterfahren werden können, die Verringerung der Mindestkapazität sowie die Reduktion der Start-up-Kosten. Die Massnahmen können dabei sowohl Kernkraft-, Kohle- und Gaskraftwerke betreffen.

**Abbildung 78 – Übersicht Flexibilisierung thermische Erzeugung (Beispiel)**



Die Flexibilisierungsmassnahmen sind sehr wichtig für Länder mit einer grossen Flotte von älteren thermischen Kraftwerken, da sich deren Ertragspotential bei stärkeren Schwankungen der Strompreise erheblich verringern kann.

Für die Schweiz kann die Flexibilisierung für die bestehenden Kernkraftwerke von Bedeutung sein. Da Kernkraftwerke (im Gegensatz zu Kohle- und Gaskraftwerken)

allerdings nur sehr geringe variable Kosten aufweisen, ist dies nur für Perioden mit negativen Preisen relevant. Perioden mit negativen Preisen sind gemäss unserer Preisprojektionen für die Schweiz kaum von Bedeutung.

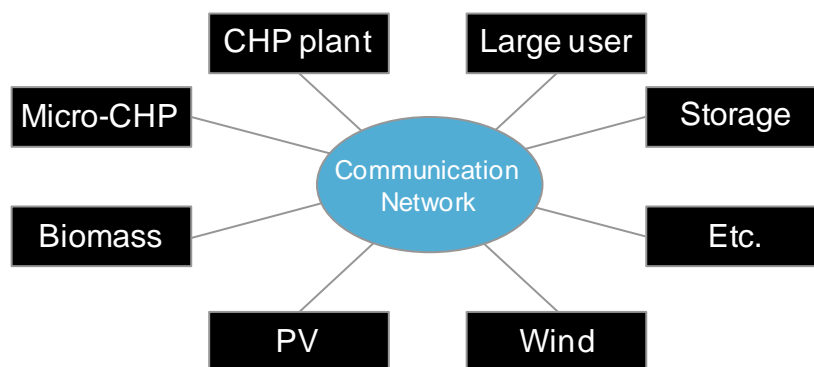
Neubauten von GuD-Kraftwerken sehen wir in unseren Projektionen erst ab dem Jahr 2025. Diese Kraftwerke werden damit mit der neuesten verfügbaren Technologien ausgestattet sein und eine hohe Flexibilität aufweisen.

Das Thema Flexibilisierung der thermischen Erzeugung ist damit für die Schweiz von untergeordneter Bedeutung.

### 5.1.3 Virtuelle Kraftwerke

Das Prinzip von virtuellen Kraftwerken ist die Verlinkung von verschiedenen Erzeugungsanlagen, Speichern und Konsumenten über ein Kommunikationsnetzwerk und die Steuerung über eine zentrale Einheit. Damit können die Eigenschaften der unterschiedlichen Einheiten genutzt werden, um auf Marktschwankungen flexibel zu reagieren. So können beispielsweise Wind- und Solaranlagen mit Klein-KWK-Anlagen und Grosskonsumenten vernetzt werden. In Zeiten mit niedrigem Wind und Sonneneinstrahlung kann der Verbrauch der Konsumenten über die zentrale Steuerung zurückgefahren werden und Klein-KWK-Anlagen können angeschaltet werden.

Abbildung 79 – Übersicht virtuelle Kraftwerke



Das Konzept des virtuellen Kraftwerks wurde europaweit in einer Vielzahl von Projekten getestet. Zudem sind bereits verschiedene virtuelle Kraftwerke kommerziell in Betrieb. Die ökonomische Rentabilität im grossen Massstab muss jedoch erst unter Beweis gestellt werden.

Für die Schweiz kann Potential für virtuelle Kraftwerke insbesondere für den Fall von einem hohen Wachstum von kleinen WKK-Anlagen identifiziert werden, die dann zusammengeschlossen werden können. Zur Zeit bestehen dabei allerdings noch zwei wesentlichen Herausforderungen: zum einen ist die Profitabilität eines rein stromgeführten Betriebs von WKK-Anlagen fragwürdig, d.h. in Perioden, in denen die Wärme nicht genutzt werden kann. Zum anderen bedeutet die Kommunikationsinfrastruktur einen erheblichen Kostenaufwand, der sich insbesondere bei kleinen Anlagen kaum lohnt. Hier können allerdings mit fortschreitender Technologieentwicklung deutliche Kostenreduktionen eintreten.

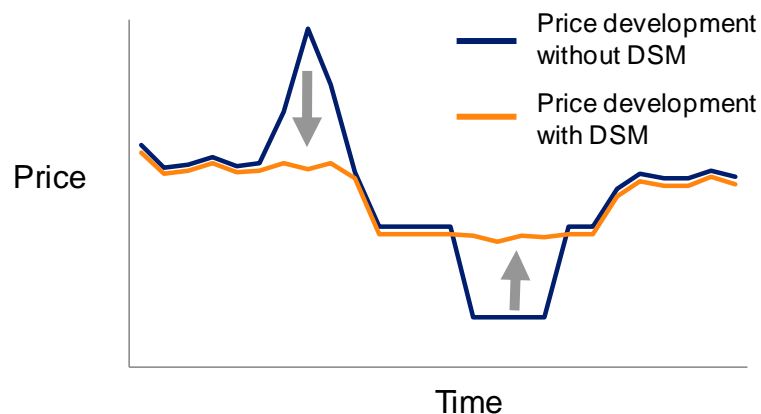
Zum heutigen Zeitpunkt bestehen Fragezeichen hinsichtlich des Potentials von virtuellen Kraftwerken für den Ausgleich von Schwankungen am Strommarkt im grossen Massstab. Passende Einsatzgebiete können viel mehr in anderen Bereichen liegen:

- Einbindung von Kleinkraftwerken in den Strommarkt durch zentrale Vermarktung und Dispatching
- Ausgleich von Schwankungen in dezentralen Netzen und Ausgleich von Netzengpässen
- Bündelung von Kleinanlagen für die Bereitstellung von Systemdienstleistungen.

#### 5.1.4 Demand Side Management

Das Prinzip von Demand Side Management (DSM) ist die Beeinflussung der Stromnachfrage durch die Schaffung von geeigneten Anreizen. Damit soll zum einen die Gesamtnachfrage gesenkt werden, zum anderen sollen die Spitzen der Nachfrage geglättet werden (Load Shifting, siehe Abbildung 80).

Abbildung 80 – Übersicht Load Shifting



Elemente zur Umsetzung von Demand Side Management sind v.a.:

- Flexible Stromtarife und andere Anreizmechanismen
- Smart Grids / Smart Meter um die Transparenz über den Stromverbrauch zu erhöhen und Geräte aus der Ferne steuern zu können
- Smart Home: Geräte die automatisch flexibel z.B. auf den Strompreis reagieren können

Hinsichtlich der quantitativen Auswirkungen von DSM-Systemen auf den Gesamtverbrauch und die Peak-Nachfrage besteht eine Vielzahl von Studien.<sup>11</sup>

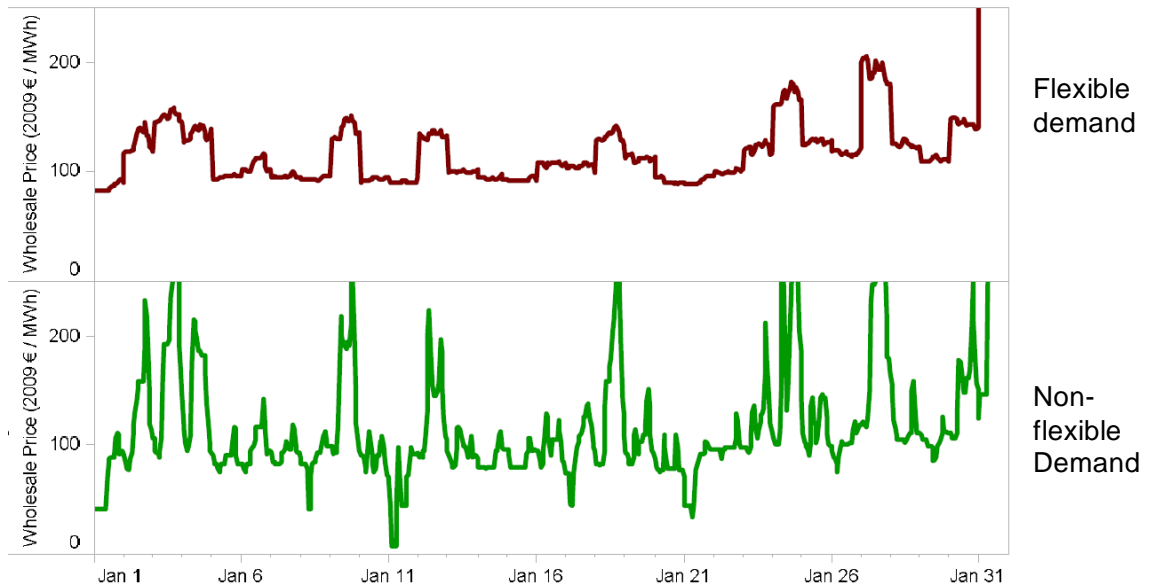
<sup>11</sup> Vgl. Eidgenössisches Department für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK, Bundesamt für Energie BFE: Smart Metering für die Schweiz – Potenziale, Erfolgsfaktoren und Massnahmen für die Steigerung der Energieeffizienz, 2009; Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie: Endenergieeinsparungen durch den Einsatz intelligenter Messverfahren (Smart

Demgemäss haben verschiedene Pilotversuche gezeigt, dass durch Smart Metering und erhöhte Transparenz der Stromverbrauch je nach Gruppe bis zu 10% gesenkt werden kann (vgl. UVEK/BFE). Pilotversuche in den USA haben das Potential von variablen Tarifen unter Beweis gestellt (vgl. Brattle Group). So konnte die Stromnachfrage zu Peak-Zeiten bei bestimmter Tarif-Konfiguration im Durchschnitt zu 30% gesenkt werden. Für eine solch hohe Reduktionsrate müssen jedoch bestimmte Voraussetzungen gegeben sein:

- Ein deutlich höherer Peak-Tarif als der Normal-Tarif (in manchen Programmen lag der Peak-Tarif 15 Mal höher als der Normal-Tarif)
- Smarte Geräte, die sich automatisch bzw. fernüberwacht an- und ausschalten können
- Hoher Anteil am Stromverbrauch durch Geräte wie Klimaanlage, auf deren Gebrauch für bestimmte Perioden verzichtet werden kann

Pöyry hat in der „Northern European Wind and Solar Intermittency Study“ auch den Einfluss von Demand Side Management auf die europäischen Strommärkte untersucht. Dabei wurde angenommen, dass in zunehmendem Mass die Nachfrage von flexiblen Komponenten (Elektrofahrzeuge, elektrische Wärmeerzeugung und sonstige flexible Haushaltsnachfrage) ausgemacht wird. Dabei wurde angenommen, dass die flexiblen Komponenten im Jahr 2035 knapp 20% der Gesamtnachfrage ausmachen. Die Modellierungsergebnisse zeigen, dass die Flexibilisierung der Nachfrage die Preisvolatilität drastisch reduziert (vgl. Abbildung 81).

**Abbildung 81 – Stündliche Grosshandelspreise Januar 2035**



Grosshandelspreise für Jahr 2035, Wettermuster Januar 2006, Durchschnittlicher Preis für verschiedene Länder  
 Quelle: Pöyry, Northern European Wind and Solar Intermittency Study, 2011

Der Grund für die geringere Preisflexibilität ist, dass die Nachfrage flexibel auf die schwankende Erzeugung aus Wind- und Solaranlagen reagiert und die thermischen

Metering), 2009; The Brattle Group: The power of experimentation – New evidence on residential demand response, 2008

Anlagen damit mit einer relativ konstanten Auslastung betrieben werden können. Damit verringert sich der Bedarf an Peaking-Kraftwerken, die ihre Kosten in wenigen Stunden abdecken müssen. Zugleich verringern sich die Ausschläge der Preise nach unten, da sich in diesen Stunden die Nachfrage erhöht. Die Wirkung der flexiblen Nachfrage ist damit äquivalent zur Stromspeicherung.

## 5.2 Organisatorische Massnahmen

Die Integration der variablen erneuerbaren Stromerzeugung kann durch eine Reihe von organisatorischen Massnahmen unterstützt werden. Im Folgenden haben wir die wesentlichen relevanten Massnahmen aufgelistet. Die organisatorischen Massnahmen waren nur ein Randthema dieser Studie und die einzelnen Massnahmen sind hier nur kurz beschrieben. Für eine genaue Abschätzung der jeweiligen Effekte bedürfte es einer ausführlicheren Untersuchung. Über die hier aufgeführten Massnahmen hinaus spielen insbesondere netzbezogene Massnahmen eine wichtige Rolle für die Integration der erneuerbaren Energien in die Strommärkte. Die netzbezogenen Massnahmen waren jedoch nicht Inhalt dieser Studie.

Die Reihenfolge der Massnahmen entspricht unserer Einschätzung zur Einfachheit der Umsetzung (von relativ einfach bis schwer umsetzbar):

- Anpassung Marktdesign für Regelenergie: Wie in Abschnitt 4 dargestellt kann der Bedarf an zusätzlicher Regelenergie durch geeignete Anreize deutlich abgesenkt werden. Zu den einzelnen Massnahmen gehören:
  - o Schaffung eines „Level playing fields“ für Erzeuger von Wind- und Solarstrom mit sonstigen Stromerzeugern, so dass diese den erzeugten Strom selbst vermarkten und Ausgleichszahlungen für Regelenergie bei Unter- bzw. Überschätzung leisten müssen. Dies erhöht die Anreize die best möglichen Prognosemethoden für die Wind- und Solarstromeinspeisung einzusetzen und die Informationen für die Vermarktung des erzeugten Stroms zu nutzen.
  - o Verbesserung der Bedingungen für Intraday-Trading, so dass Positionen bei sich ändernden Prognosen zur Wind- und Solarstromerzeugung angepasst werden können. Mögliche Massnahmen hier sind die Ausweitung des Zeitpunkts des „Gate Closures“ möglichst nah zum tatsächlichen Erbringungszeitpunkt sowie die Erhöhung der Auflösung der handelbaren Produkte (z.B. auf 5 Minuten).
- Anpassung der Regeln hinsichtlich der Einspeisung aus erneuerbaren Energien: Die Effekte für andere Marktteilnehmer können abgeschwächt werden, wenn die Priorität der Einspeisung aus erneuerbarer Erzeugung in bestimmten Perioden eingeschränkt werden kann. Somit könnten zumindest Extremeffekte wie negative Preise verhindert werden. Die Einschränkung der Einspeisung kann auch verwendet werden, um auf Netzengpässe in bestimmten Regionen zu reagieren.
- Einführung von Capacity Payments: Ein wesentlicher Faktor für die zunehmende Preisvolatilität an den Strommärkten aufgrund der „Intermittenz“ ist die Notwendigkeit von flexiblen Erzeugungskapazitäten, die ihre Kosten in wenigen Hochpreisstunden decken müssen. Wenn diese Kraftwerke ihre Kapital- und Fixkosten über Capacity Payments decken können, können sie am Strommarkt gemäss ihrer Grenzkosten anbieten. Damit würden sich die Preisschwankungen

deutlich reduzieren. Zudem sind Capacity Payments ein wichtiges Mittel zur Stärkung der Investitionsanreize für flexible Erzeugungskapazitäten.

- Market Coupling (d.h. die Integration verschiedener Elektrizitätsmärkte zu einem einheitlichen Markt): Die Erzeugung insbesondere verschiedener Windkraftanlagen (Solar im geringeren Ausmass) ist weniger korreliert, je weiter der geographisch Abstand ist. Durch die Schaffung von Märkten für grössere geographische Gebiete kann damit der Bedarf an flexibler Erzeugungskapazität reduziert werden. Dies setzt allerdings die Schaffung von genügend Übertragungskapazität zwischen und innerhalb der beteiligten Länder voraus, so dass de facto keine Netzengpässe bestehen.<sup>12</sup>

---

<sup>12</sup> Die Marktintegration und der Ausbau von Interkonnektoren können für einzelne Länder allerdings auch negative Auswirkungen haben. In der „Northern European Wind and Solar Intermittency Study“ hat Pöyry den starken Ausbau von Interkonnektor-Kapazität zwischen den wesentlichen nordeuropäischen Strommärkten modelliert. Dies hat zu einem deutlichen Anstieg der Grosshandelspreise in Skandinavien geführt, während die Preise in Frankreich, Deutschland und Grossbritannien nur leicht gefallen sind. Zudem ist die Preisvolatilität in den skandinavischen Märkten deutlich gestiegen.

---

Pöyry ist ein global agierendes Beratungs- und Ingenieurunternehmen.

Mit einem Fokus auf die Sektoren Energie, Forstwirtschaft, Industrie, Wasser, Umwelt, Infrastruktur und Baudienstleistungen beschäftigt Pöyry weltweit über 7000 Experten und hat einen jährlichen Umsatz von über 800 Millionen €.

Pöyry PLC ist ein am NASDAQ OMX in Helsinki gelistetes Unternehmen.

Pöyry Management Consulting ist Europas führendes Beratungshaus im Energiesektor. Dabei beraten wir Unternehmen in den Europäischen Energiemärkten in strategischen, kommerziellen, regulatorischen und politischen Fragen. Das Team von 250 Beratern, das auf 15 Europäische Büros in 12 Ländern verteilt ist, verfügt über einzigartige Erfahrungen mit dem sich schnell ändernden Energiesektor.



**Pöyry Management Consulting (Schweiz)**

Hardturmstrasse 161  
8037 Zürich  
Schweiz

+41 44 288 9090

[www.poyry.com](http://www.poyry.com)



Pöyry Management Consulting (Schweiz), Hardturmstrasse 161, 8037 Zürich





# ANGEBOT UND NACHFRAGE NACH FLEXIBLEN ERZEUGUNGSKAPAZITÄTEN IN DER SCHWEIZ (ANHANG)

Studie im Auftrag des Verbands  
Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen  
(VSE)  
Endbericht

ANGEBOT UND NACHFRAGE NACH FLEXIBLEN  
ERZEUGUNGSKAPAZITÄTEN IN DER SCHWEIZ



**Kontakt-Details**

<b>Name</b>	<b>Email</b>	<b>Telefon</b>
Tobias Schwarz	<a href="mailto:tobias.schwarz@poyry.com">tobias.schwarz@poyry.com</a>	+41 76356 2107
Michael Grünenfelder	<a href="mailto:michael.gruenenfelder@poyry.com">michael.gruenenfelder@poyry.com</a>	+41 78706 3128
Peter von Metzler	<a href="mailto:peter.vonmetzler@poyry.com">peter.vonmetzler@poyry.com</a>	+41 76356 2189
James Cox	<a href="mailto:james.cox@poyry.com">james.cox@poyry.com</a>	+44 1865 812224
Mark Turner	<a href="mailto:mark.turner@poyry.com">mark.turner@poyry.com</a>	+44 1865 812230

**Copyright © 2012 Pöyry Management Consulting (Schweiz)**

**Disclaimer**

Dieser Bericht wurde von Pöyry Management Consulting AG („Pöyry“) für den Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE) („Empfänger“) erstellt. Dieser Bericht basiert zum Teil auf Informationen, welche ausserhalb von Pöyrys Kontrolle liegen. Der Bericht setzt voraus, dass die ihm zugrundeliegenden Informationen unter den definierten Bedingungen und Voraussetzungen korrekt und verlässlich sind. Pöyry übernimmt keine Gewähr, weder ausdrücklich noch stillschweigend, für Richtigkeit oder Vollständigkeit dieser Informationen. Die Verwendung dieses Berichts und der darin enthaltenen Kostenschätzungen erfolgt daher auf alleiniges Risiko des Benutzers. Im Rahmen des rechtlich Zulässigen wird Pöyry von jeglicher Haftung in Zusammenhang mit einer solchen Verwendung befreit, ungeachtet dessen, ob diese Haftung aufgrund eines Vertrags, Fahrlässigkeit, verschuldensunabhängiger Haftung oder einer andern gesetzlichen Grundlage entstanden sein soll.

Sämtliche in diesem Bericht enthaltenen Informationen sind vertraulich und ausschliesslich für die Nutzung durch den Empfänger bestimmt. Der Empfänger kann die im Bericht enthaltenen Informationen an die Geschäftsleitung, Behörden, Mitarbeitende oder professionelle Berater weiterleiten, sofern er diese Personen über die Vertraulichkeit dieser Informationen unterrichtet.

Alle Rechte bleiben vorbehalten. Dieser Bericht ist urheberrechtlich geschützt. Eine teilweise oder vollständige Vervielfältigung ist nur mit schriftlicher Genehmigung von Pöyry zulässig.

## INHALTSVERZEICHNIS

<b>A.</b>	<b>DETAILS ZU INPUTANNAHMEN UND MODELLSPEZIFIKATIONEN</b>	<b>1</b>
A.1	Ökonomische Annahmen	1
A.2	Kostenannahmen	1
A.3	Annahmen zu den Flexibilitätseigenschaften	5
A.4	Berechnung Value of Capacity	6
<b>B.</b>	<b>DARSTELLUNG DER MODELLIERUNGS- ERGEBNISSE</b>	<b>7</b>
B.1	Erzeugung	7
B.2	Installierte Kapazität	9
B.3	Neubauten Erzeugungskapazitäten	11
B.4	CO <sub>2</sub> -Emissionen	13
B.5	Investitionen	14
B.6	Gesamtsystemkosten	14
B.7	Gestehungskosten	17
B.8	Grosshandelspreise	19
B.9	Zusätzlicher Bedarf Regelenergie	21
B.10	Modellierungsergebnisse für umliegende Länder	22

## A. DETAILS ZU INPUTANNAHMEN UND MODELLSPEZIFIKATIONEN

### A.1 Ökonomische Annahmen

#### Realer Wechselkurs Schweizer Franken : Euro

	2015	2020	2025	2035	2050
VSE Scenario 1	1.32	1.32	1.32	1.32	1.32
VSE Scenario 2	1.32	1.32	1.32	1.32	1.32
VSE Scenario 3	1.32	1.32	1.32	1.32	1.32

### A.2 Kostenannahmen

Die Kostenannahmen sind identisch für alle Szenarien/Optionen. Alle Werte sind real (in 2010 EUR bzw. CHF) angegeben.

#### GuD-Kraftwerk (CCGT)

		2015	2020	2025	2035	2050
Capital Costs	2010 CHF/kW	1'015	1'015	1'015	1'015	1'015
Annual fixed costs	2010 CHF/kW/yr	42	42	42	42	42
Variable other works costs	2010 €/MWh	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4
Required return	%	9%	9%	9%	9%	9%
Economic lifetime	#years	20	20	20	20	20

#### Kernkraftwerk

		2015	2020	2025	2035	2050
Capital Costs	2010 €/kW	3'500	3'500	3'500	3'500	3'500
Annual fixed costs	2010 €/kW/yr	68	68	68	68	68
Variable other works costs	2010 €/MWh	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0
Required return	%	10%	10%	10%	10%	10%
Economic lifetime	#years	25	25	25	25	25

Anmerkung: Brennstoffkosten spielen geringe Rolle für Gesamtkosten der Kernkraftwerke und sind in „variable other works costs“ enthalten.

**WKK-Anlage (CHP)**

		2015	2020	2025	2035	2050
Capital Costs	2010 CHF/kW	2'500	2'500	2'500	2'500	2'500
Annual fixed costs	2010 CHF/kW/yr	25	25	25	25	25
Variable other works costs	2010 CHF/MWh	25	25	25	25	25
Required return	%	9%	9%	9%	9%	9%
Economic lifetime	#years	20	20	20	20	20
Heat income	2010 CHF/kWh	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1

Anmerkung: "Heat income" wurde bei Berechnung der System- und Gestehungskosten auf den elektrischen Output in kWh bezogen

**Speicherkraftwerk (reservoir hydro)**

		2015	2020	2025	2035	2050
Capital Costs	2010 CHF/kW	4'750	4'750	4'750	4'750	4'750
Annual fixed costs	2010 CHF/kW/yr	24	24	24	24	24
Variable other works costs	2010 CHF/MWh	11	11	11	11	11
Required return	%	8%	8%	8%	8%	8%
Economic lifetime	#years	30	30	30	30	30

**Laufwasserkraftwerk (run of river)**

		2015	2020	2025	2035	2050
Capital Costs	2010 CHF/kW	5'300	5'300	5'300	5'300	5'300
Annual fixed costs	2010 CHF/kW/yr	53	53	53	53	53
Variable other works costs	2010 CHF/MWh	11	11	11	11	11
Required return	%	8%	8%	8%	8%	8%
Economic lifetime	#years	30	30	30	30	30

**Kleinwasserkraftwerk (run of river small), < 10 MW**

		2015	2020	2025	2035	2050
Capital Costs	2010 CHF/kW	9'300	9'600	10'200	10'800	11'200
Annual fixed costs	2010 CHF/kW/yr	140	144	153	162	168
Variable other works costs	2010 CHF/MWh	11	11	11	11	11
Required return	%	8%	8%	8%	8%	8%
Economic lifetime	#years	25	25	25	25	25

**Pumpspeicherkraftwerk**

		2015	2020	2025	2035	2050
Capital Costs	2010 CHF/kW	2'000	2'000	2'500	2'500	2'500
Annual fixed costs	2010 CHF/kW/yr	20	20	20	20	20
Variable other works costs	2010 CHF/MWh	0	0	0	0	0
Required return	%	8%	8%	8%	8%	8%
Economic lifetime	#years	30	30	30	30	30

**Windkraft**

		2015	2020	2025	2035	2050
Capital Costs	2010 CHF/kW	2'100	2'000	1'900	1'860	1'770
Annual fixed costs	2010 CHF/kW/yr	42	40	38	37	35
Variable other works costs	2010 CHF/MWh	0	0	0	0	0
Required return	%	11%	11%	11%	11%	11%
Economic lifetime	#years	20	20	20	20	20

**Solar (Photovoltaik)**

		2015	2020	2025	2035	2050
Capital Costs	2010 CHF/kW	3'300	2'600	2'300	2'000	1'500
Annual fixed costs	2010 CHF/kW/yr	33	26	23	20	15
Variable other works costs	2010 CHF/MWh	0	0	0	0	0
Required return	%	12%	12%	12%	12%	12%
Economic lifetime	#years	20	20	20	20	20

**Biomasse**

		2015	2020	2025	2035	2050
Capital Costs	2010 CHF/kW	6'000	6'000	6'000	6'000	6'000
Annual fixed costs	2010 CHF/kW/yr	360	360	360	360	360
Variable other works costs	2010 CHF/MWh	-	-	-	-	-
Required return	%	13%	13%	13%	13%	13%
Economic lifetime	#years	20	20	20	20	20

Anmerkung: Annahme, dass Brennstoffkosten vernachlässigbar sind, da Input auf lokalen Abfällen / Recycle-Holz basiert

**Geothermie**

		2015	2020	2025	2035	2050
Capital Costs	2010 €/kW	11'000	10'500	9'900	8'800	7'300
Annual fixed costs	2010 €/kW/yr	110	105	99	88	73
Variable other works costs	2010 €/MWh	-	-	-	-	-
Required return	%	13%	13%	13%	13%	13%
Economic lifetime	#years	20	20	20	20	20

Annahmen zur durchschnittlichen Bauzeit

		2015
CCGT	years	2
CHP	years	2
Reservoir hydro	years	10
Run-of-river	years	5
Run-of-river (small)	years	5
Pumped storage	years	10
Wind	years	2
Solar	years	1
Biomass	years	2
Geothermal	years	2

Die Annahmen zur durchschnittlichen Bauzeit sind relevant, um den Bauzins („interest during construction“, IDC) zu berechnen. Hierfür wird angenommen, dass die Investitionskosten gleichmässig während der Bauzeit anfallen und dementsprechend verzinst werden müssen. Im folgenden ist die Berechnung für eine 1kW-Windkraftanlage mit Inbetriebnahme im Jahr 2020 beispielhaft dargestellt. Die Investitionskosten betragen dabei 1`515 EUR (=2`000 CHF/1.32), der Zins 11% und die Bauzeit 2 Jahre. Die Investitionskosten inklusive Bauzins belaufen sich somit auf 1`774 EUR.

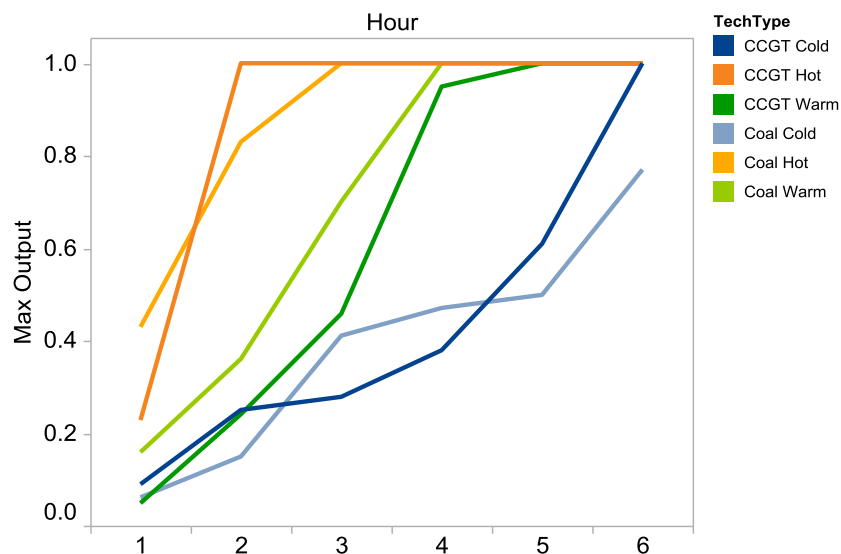
$$1\,774 \text{ EUR} = \frac{1\,515 \text{ EUR} \times 1.11^2}{2} + \frac{1\,515 \text{ EUR} \times 1.11}{2}$$

### A.3 Annahmen zu den Flexibilitätseigenschaften

#### Annahmen Flexibilitätseigenschaften thermische Kraftwerke

	CCGT	Lignite	Coal	Nuclear	CCSCoal	CCSLignite	OCGT	CCSGas	Gas/ Oil steam
Start-up fuel use (GJ/GW)-hot	1,400	4,000 Lignite + 7,200 LSFO + 2400 LSFO	1360 Coal + 2400 LSFO	-	2,000 Coal + 3,600 LSFO	4,600 Lignite + 8,400 LSFO	1,900	2,600	3,500
Start-up fuel use (GJ/GW)-warm	3,500	4,100 Coal + 12,000 LSFO + 4000 LSFO	1360 Coal + 4000 LSFO	-	2,000 Coal + 5,200 LSFO + 1,3200 LSFO	4,600 Coal + 1,3200 LSFO	1,900	3,700	7,000
Start-up fuel use (GJ/GW)-cold	5,000	4,100 Lignite + 19,000 LSFO + 8320 LSFO	1380 Coal + 8320 LSFO	-	4,600 Coal + 9,500 LSFO + 20,200 LSFO	4,600 Lignite + 20,200 LSFO	1,900	6,200	10,000
Start-up maintenance cost (€/GW)	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	14,400		16,000
Minimum stable generation	54%	75%	46%	90% (Current); 50% (New)	70%	70%	90% Not important in model	75%	70% Not important in model
No-load cost (GJ/GW/hr)	1,200	857	857	-	857	857	1,600	1,200	846
Approx efficiency reduction at MSG	6%	6%	6%		2%	2%	N/A	2%	6%
Minimum on time (hours)	3	4	4	8	8	8	0	0	3
Minimum off time (hours)	3	4	4	10	8	8	0	0	2
Variable other works costs (€/MWh)	0.82	1.40	1.40	7 (includes fuel)	5.82	6.61	0.82	3.6	1.31
New-entry efficiency (HHV, lifetime)	51%-54%	42%-44%	42%-44%	-	37%	37%	32%	47%	-

#### Annahmen Leistungsgradienten thermische Kraftwerke



Definition von Kalt-, Warm- und Heissstart bezieht sich auf Dauer des Anlagenstillstands:

- Heissstart („hot“): Anlagenstillstand < 10 Stunden
- Warmstart („warm“): Anlagenstillstand < 48 Stunden
- Kaltstart („cold“): Anlagenstillstand > 48 Stunden

Für Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke wird im Modell angenommen, dass diese unmittelbar umschalten können zwischen Stillstand, Pump- und Generatorbetrieb.



## A.4 Berechnung Value of Capacity

### Details Berechnung Value of Capacity

#### VALUE OF CAPACITY FORMULATION IN ZEPHYR

Our methodology for calculating value of capacity on an hourly basis in Zephyr is informed by historical analysis and backcasting

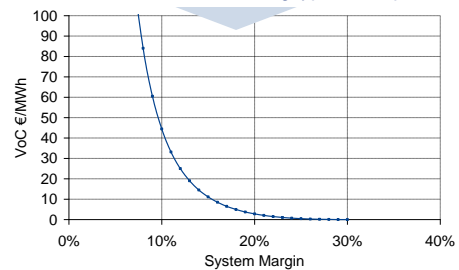
- It is rather difficult to predict **when** power generators will choose to bid above their marginal cost in order to recover their fixed costs
- We take the view that this will happen when the system is the **tightest**; at peak times, plants sell their output at prices above their short run costs
- *Zephyr* uses a predefined function to model the value of capacity (VoC) in each hour
- The function is based on the system margin compared to a nominal 'system margin limit' which is a margin that would be large enough to have no value associated with capacity
- Before the full model optimisation, *Zephyr* runs a 'system margin optimisation' which minimises the sum of system margins across Europe
- The process allows the allocation of interconnector capacity (and corresponding amounts of generation capacity in neighbouring markets) to the markets with the lowest capacity margins
- The advantage of this approach is that the value of capacity can be determined in each market completely separately from energy prices
- Our distribution automatically leads to a greater concentration of VoC in a small number of periods as wind power increases

#### Qualitative form of VoC function

$$VoC_{z,h} = \left( \frac{1}{SM_{z,h}} - \frac{1}{SM_L} \right)^2$$

Where VoC is Value of Capacity,  
SM is System Margin in hour h, zone z,  
SM<sub>L</sub> is the System Margin Limit (a constant)

This results in the following type of shape:



Für konkrete Zahlen zum Value of Capacity siehe Abschnitt B.8.

## B. DARSTELLUNG DER MODELLIERUNGS- ERGEBNISSE

### B.1 Erzeugung

#### Jährliche Stromerzeugung Szenario 1

		2015	2020	2025	2035	2050
Net imports/exports	TWh	5.9	11.3	12.1	18.2	22.0
CCGT	TWh	2.3	2.4	8.3	20.1	15.4
CHP	TWh	-	-	-	-	-
Nuclear	TWh	24.3	21.5	16.1	0.0	0.0
Geothermal	TWh	0.0	0.1	0.2	0.4	2.0
Biomass	TWh	0.5	1.0	1.5	2.5	2.5
Reservoir hydro	TWh	18.7	18.6	18.5	18.4	18.1
Run of river hydro	TWh	16.2	16.3	16.4	16.7	17.0
Solar	TWh	0.1	0.2	0.3	0.8	3.5
Wind	TWh	0.1	0.2	0.4	0.7	2.0

#### Jährliche Stromerzeugung Szenario 2

		2015	2020	2025	2035	2050
Net imports/exports	TWh	5.7	10.0	12.2	18.8	11.0
CCGT	TWh	2.3	2.4	5.5	12.6	7.8
CHP	TWh	-	-	-	-	-
Nuclear	TWh	24.3	21.5	16.1	0.0	0.0
Geothermal	TWh	0.0	0.2	0.5	1.0	4.0
Biomass	TWh	0.6	1.2	1.8	3.1	3.1
Reservoir hydro	TWh	18.8	18.8	18.9	19.0	19.1
Run of river hydro	TWh	16.3	16.6	16.8	17.3	18.0
Solar	TWh	0.1	0.2	0.4	1.4	8.4
Wind	TWh	0.1	0.3	0.6	1.1	3.0

#### Jährliche Stromerzeugung Szenario 3

		2015	2020	2025	2035	2050
Net imports/exports	TWh	5.1	8.2	12.2	21.8	-4.3
CCGT	TWh	2.3	2.4	2.4	2.1	1.6
CHP	TWh	-	-	-	-	-
Nuclear	TWh	24.3	21.5	16.1	0.0	0.0
Geothermal	TWh	0.0	0.2	0.5	1.0	4.0
Biomass	TWh	0.8	1.6	2.4	4.1	4.1
Reservoir hydro	TWh	18.9	19.0	19.1	19.3	19.6
Run of river hydro	TWh	16.7	17.2	17.6	18.6	20.0
Solar	TWh	0.1	0.3	0.5	2.0	14.1
Wind	TWh	0.1	0.5	0.8	1.5	4.0

### Jährliche Stromerzeugung Option 4

		2015	2020	2025	2035	2050
Net imports/exports	TWh	5.0	8.7	6.4	5.3	3.3
CCGT	TWh	3.0	4.4	12.7	29.5	28.3
CHP	TWh	0.3	0.6	1.3	3.4	5.6
Nuclear	TWh	24.3	21.5	16.1	0.0	0.0
Geothermal	TWh	0.0	0.1	0.2	0.4	2.0
Biomass	TWh	0.5	1.0	1.5	2.5	2.5
Reservoir hydro	TWh	18.7	18.6	18.5	18.4	18.1
Run of river hydro	TWh	16.4	16.6	16.9	17.4	18.1
Solar	TWh	0.1	0.2	0.3	0.8	3.5
Wind	TWh	0.1	0.2	0.4	0.7	2.0

Erzeugung für Option 5 nicht dargestellt aufgrund der hohen Anzahl an Stunden mit Unterversorgung.

### Jährliche Stromerzeugung Option 6

		2015	2020	2025	2035	2050
Net imports/exports	TWh	4.5	6.9	10.1	18.2	-9.8
CCGT	TWh	2.3	2.4	2.4	2.1	1.5
CHP	TWh	0.6	1.3	2.1	3.7	5.6
Nuclear	TWh	24.3	21.5	16.1	0.0	0.0
Geothermal	TWh	0.0	0.2	0.5	1.0	4.0
Biomass	TWh	0.8	1.6	2.4	4.1	4.1
Reservoir hydro	TWh	18.9	19.0	19.1	19.3	19.6
Run of river hydro	TWh	16.7	17.2	17.6	18.6	20.0
Solar	TWh	0.1	0.3	0.5	2.0	14.1
Wind	TWh	0.1	0.5	0.8	1.5	4.0

### Jährliche Stromerzeugung Option 7

		2015	2020	2025	2035	2050
Net imports/exports	TWh	5.3	9.0	12.3	20.7	5.5
CCGT	TWh	2.3	2.4	3.9	7.9	4.4
CHP	TWh	-	-	-	-	-
Nuclear	TWh	24.3	21.5	16.1	0.0	0.0
Geothermal	TWh	0.0	0.2	0.5	1.0	4.0
Biomass	TWh	0.8	1.6	2.4	4.1	4.1
Reservoir hydro	TWh	18.9	19.0	19.1	19.3	19.6
Run of river hydro	TWh	16.7	17.2	17.6	18.6	20.0
Solar	TWh	0.1	0.3	0.5	2.0	14.1
Wind	TWh	0.1	0.5	0.8	1.5	4.0

„CCGT“ beinhaltet bestehende thermische Anlagen (Mix aus kleinen Kehrlichtverbrennungsanlagen und industrielle WKK-Anlagen). Aus diesem Grund zeigen die Tabellen auch für die Szenarien bzw. Optionen ohne CCGT-Zubauten (Szenario 3 und Option 6) CCGT-Erzeugung im moderaten Umfang. „Run of river hydro“ beinhaltet Kleinwasserkraft.

## B.2 Installierte Kapazität

### Installierte Kapazität Szenario 1

		2015	2020	2025	2035	2050
Pumped Storage	GW	1.8	4.0	4.0	4.0	4.0
CCGT	GW	0.4	0.4	1.2	2.7	2.9
Nuclear	GW	3.2	2.9	2.1	-	-
Other renewables	GW	0.1	0.2	0.3	0.5	0.8
Run of river hydro	GW	3.7	3.7	3.8	3.9	4.0
Reservoir hydro	GW	8.2	8.2	8.3	8.4	8.6
Solar	GW	0.1	0.2	0.3	0.9	3.7
Wind	GW	0.0	0.1	0.3	0.5	1.2
CHP	GW	-	-	-	-	-

### Installierte Kapazität Szenario 2

		2015	2020	2025	2035	2050
Pumped Storage	GW	1.8	4.0	4.0	4.0	4.0
CCGT	GW	0.4	0.4	0.8	1.8	1.7
Nuclear	GW	3.2	2.9	2.1	-	-
Other renewables	GW	0.1	0.3	0.4	0.7	1.1
Run of river hydro	GW	3.7	3.8	3.8	4.0	4.2
Reservoir hydro	GW	8.2	8.3	8.4	8.6	8.9
Solar	GW	0.1	0.3	0.5	1.5	8.9
Wind	GW	0.1	0.2	0.4	0.7	1.9
CHP	GW	-	-	-	-	-

### Installierte Kapazität Szenario 3

		2015	2020	2025	2035	2050
Pumped Storage	GW	1.8	4.0	4.0	4.0	4.0
CCGT	GW	0.4	0.4	0.4	0.4	0.3
Nuclear	GW	3.2	2.9	2.1	-	-
Other renewables	GW	0.2	0.4	0.5	0.9	1.3
Run of river hydro	GW	3.7	3.8	3.9	4.1	4.4
Reservoir hydro	GW	8.2	8.3	8.5	8.7	9.1
Solar	GW	0.2	0.3	0.6	2.1	14.9
Wind	GW	0.1	0.3	0.5	0.9	2.5
CHP	GW	-	-	-	-	-

### Installierte Kapazität Option 4

		2015	2020	2025	2035	2050
Pumped Storage	GW	1.8	4.0	4.0	4.0	4.0
CCGT	GW	0.6	0.7	1.7	4.0	4.5
Nuclear	GW	3.2	2.9	2.1	-	-
Other renewables	GW	0.1	0.2	0.3	0.5	0.8
Run of river hydro	GW	3.7	3.7	3.8	3.9	4.0
Reservoir hydro	GW	8.2	8.2	8.3	8.4	8.6
Solar	GW	0.1	0.2	0.3	0.9	3.7
Wind	GW	0.0	0.1	0.3	0.5	1.2
CHP	GW	0.1	0.2	0.4	0.9	1.5

Die installierte Kapazität in Option 5 ist identisch zu Szenario 2.

### Installierte Kapazität Option 6

		2015	2020	2025	2035	2050
Pumped Storage	GW	1.8	4.0	4.0	4.0	4.0
CCGT	GW	0.4	0.4	0.4	0.4	0.3
Nuclear	GW	3.2	2.9	2.1	-	-
Other renewables	GW	0.2	0.4	0.5	0.9	1.3
Run of river hydro	GW	3.7	3.8	3.9	4.1	4.4
Reservoir hydro	GW	8.2	8.3	8.5	8.7	9.1
Solar	GW	0.2	0.3	0.6	2.1	14.9
Wind	GW	0.1	0.3	0.5	0.9	2.5
CHP	GW	0.2	0.3	0.6	1.0	1.5

### Installierte Kapazität Option 7

		2015	2020	2025	2035	2050
Pumped Storage	GW	1.8	4.0	4.0	4.0	4.0
CCGT	GW	0.4	0.4	0.6	1.2	1.1
Nuclear	GW	3.2	2.9	2.1	-	-
Other renewables	GW	0.2	0.4	0.5	0.9	1.3
Run of river hydro	GW	3.7	3.8	3.9	4.1	4.4
Reservoir hydro	GW	8.2	8.3	8.5	8.7	9.1
Solar	GW	0.2	0.3	0.6	2.1	14.9
Wind	GW	0.1	0.3	0.5	0.9	2.5
CHP	GW	-	-	-	-	-

„CCGT“ beinhaltet bestehende thermische Anlagen (Mix aus kleinen Kehrlichtverbrennungsanlagen und industrielle WKK-Anlagen). Aus diesem Grund sind auch für die Szenarien bzw. Optionen ohne CCGT-Zubauten (Szenario 3 und Option 6) CCGT-Kapazitäten im moderaten Umfang aufgeführt.

„Run of river hydro“ beinhaltet Kleinwasserkraft.

## B.3 Neubauten Erzeugungskapazitäten

### Neubauten Erzeugungskapazitäten Szenario 1

		2015	2020	2025	2035	2050
Biomass	GW	0.1	0.1	0.1	0.2	
Geothermal	GW	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2
CCGT	GW	0.0		0.8	1.6	0.2
CHP	GW					
Pumped storage	GW		2.1			
Reservoir hydro	GW		0.1	0.1	0.1	0.2
Run-of-river	GW		0.0	0.0	0.1	0.1
Run-of-river small	GW		0.0	0.0	0.1	0.1
Solar	GW	0.2		0.0	0.5	2.8
Wind	GW	0.0	0.1	0.1	0.2	0.8

### Neubauten Erzeugungskapazitäten Szenario 2

		2015	2020	2025	2035	2050
Biomass	GW	0.1	0.1	0.1	0.3	
Geothermal	GW	0.0	0.0	0.0	0.1	0.4
CCGT	GW			0.4	1.0	
CHP	GW					
Pumped storage	GW		2.1			
Reservoir hydro	GW		0.1	0.1	0.2	0.3
Run-of-river	GW		0.0	0.0	0.1	0.1
Run-of-river small	GW		0.0	0.0	0.1	0.1
Solar	GW	0.2		0.1	1.1	7.4
Wind	GW	0.0	0.2	0.2	0.3	1.2

### Neubauten Erzeugungskapazitäten Szenario 3

		2015	2020	2025	2035	2050
Biomass	GW	0.1	0.2	0.2	0.3	
Geothermal	GW	0.0	0.0	0.0	0.1	0.4
CCGT	GW					
CHP	GW					
Pumped storage	GW		2.1			
Reservoir hydro	GW		0.1	0.1	0.3	0.4
Run-of-river	GW		0.1	0.1	0.1	0.2
Run-of-river small	GW		0.1	0.1	0.1	0.2
Solar	GW	0.2		0.2	1.5	12.8
Wind	GW	0.1	0.2	0.2	0.4	1.6

**Neubauten Erzeugungskapazitäten Option 4**

		2015	2020	2025	2035	2050
Biomass	GW	0.1	0.1	0.1	0.2	
Geothermal	GW	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2
CCGT	GW	0.1	0.1	1.1	2.3	0.5
CHP	GW	0.1	0.1	0.2	0.5	0.6
Pumped storage	GW		2.1			
Reservoir hydro	GW		0.1	0.1	0.1	0.2
Run-of-river	GW		0.0	0.0	0.1	0.1
Run-of-river small	GW		0.0	0.0	0.1	0.1
Solar	GW	0.2		0.0	0.5	2.8
Wind	GW	0.0	0.1	0.1	0.2	0.8

Die Kapazitätsneubauten in Option 5 sind identisch zu Szenario 2.

**Neubauten Erzeugungskapazitäten Option 6**

		2015	2020	2025	2035	2050
Biomass	GW	0.1	0.2	0.2	0.3	
Geothermal	GW	0.0	0.0	0.0	0.1	0.4
CCGT	GW		2.1			
CHP	GW					
Pumped storage	GW	0.2	0.2	0.2	0.4	0.5
Reservoir hydro	GW		0.1	0.1	0.3	0.4
Run-of-river	GW		0.1	0.1	0.1	0.2
Run-of-river small	GW		0.1	0.1	0.1	0.2
Solar	GW	0.2		0.2	1.5	12.8
Wind	GW	0.1	0.2	0.2	0.4	1.6

**Neubauten Erzeugungskapazitäten Option 7**

		2015	2020	2025	2035	2050
Biomass	GW	0.1	0.2	0.2	0.3	
Geothermal	GW	0.0	0.0	0.0	0.1	0.4
CCGT	GW			0.2	0.6	
CHP	GW					
Pumped storage	GW		2.1			
Reservoir hydro	GW		0.1	0.1	0.3	0.4
Run-of-river	GW		0.1	0.1	0.1	0.2
Run-of-river small	GW		0.1	0.1	0.1	0.2
Solar	GW	0.2		0.2	1.5	12.8
Wind	GW	0.1	0.2	0.2	0.4	1.6

## B.4 CO<sub>2</sub>-Emissionen

Die folgende Tabelle gibt die CO<sub>2</sub>-Emissionen der einzelnen Technologien an. Berücksichtigt sind die CO<sub>2</sub>-Subventionen selbst, nicht aber die Emissionen anderer Treibhausgase (da diese für die Ermittlung der CO<sub>2</sub>-Kosten nicht relevant sind). Dafür wurden die unter B.6 angegebenen Effizienzen und CO<sub>2</sub>-Intensität zugrundegelegt. CCGT enthält sonstige thermische Anlagen, weshalb auch die die Szenarien bzw. Optionen ohne CCGT-Zubauten (Szenario 3 und Option 6) CO<sub>2</sub>-Emissionen unter der Kategorie CCGT in moderatem Umfang aufweisen.

Es wird angenommen, dass die CO<sub>2</sub>-Emissionen für GuD-Kraftwerke und WKK-Anlagen zu 100% über Zertifikate aus dem EU-Emissionshandelssystem kompensiert werden. Für die CO<sub>2</sub>-Emissionen der sonstigen thermischen Kapazitäten wird angenommen, dass diese Kosten bereits durch den Verkauf der Wärme bzw. die Gebühren für die Kehrlichtverbrennung abgedeckt sind, so dass hier keine zusätzlichen CO<sub>2</sub>-Kosten berücksichtigt sind.

### CO<sub>2</sub>-Emissionen nach Technologien

		2015	2020	2025	2035	2050
Scenario 1 CCGT	Mt CO <sub>2</sub>	1.8	1.8	3.8	7.8	6.1
Scenario 2 CHP	Mt CO <sub>2</sub>	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Scenario 2 CCGT	Mt CO <sub>2</sub>	1.8	1.8	2.9	5.3	3.5
Scenario 2 CHP	Mt CO <sub>2</sub>	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Scenario 3 CCGT	Mt CO <sub>2</sub>	1.8	1.8	1.8	1.7	1.4
Scenario 3 CHP	Mt CO <sub>2</sub>	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Option 4 CCGT	Mt CO <sub>2</sub>	2.0	2.5	5.3	10.9	10.4
Option 4 CHP	Mt CO <sub>2</sub>	0.2	0.3	0.7	1.8	3.0
Option 6 CCGT	Mt CO <sub>2</sub>	1.8	1.8	1.8	1.7	1.3
Option 6 CHP	Mt CO <sub>2</sub>	0.3	0.7	1.1	2.0	3.0
Option 7 CCGT	Mt CO <sub>2</sub>	1.8	1.8	2.3	3.7	2.3
Option 7 CHP	Mt CO <sub>2</sub>	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0



## B.5 Investitionen

Die Gesamtinvestitionen für neue Erzeugungskapazitäten umfassen die Investitionen für die jeweiligen Zeiträume (in Tabelle unten „2015“ entspricht Zeitraum 2011 - 2015, „2020“ entspricht Zeitraum 2016 - 2020 usw.). Die Investitionskosten ergeben sich aus der Multiplikation des Zubaus für die jeweiligen Erzeugungskapazitäten mit den Annahmen für die spezifischen Investitionskosten pro Technologie. Für die ausführliche Berechnung siehe Datenblatt „Overview Investments“ in der beigefügten Datendatei.

### Gesamtinvestitionen für neue Erzeugungskapazitäten

		2015	2020	2025	2035	2050
Scenario 1	2010 billion €	0.81	4.36	1.89	4.61	7.29
Scenario 2	2010 billion €	0.92	4.90	2.38	6.14	14.61
Scenario 3	2010 billion €	1.16	5.40	2.79	7.07	22.10
Option 4	2010 billion €	1.05	4.62	2.50	6.17	8.65
Option 6	2010 billion €	1.48	5.72	3.20	7.88	23.09
Option 7	2010 billion €	1.16	5.40	2.94	7.53	22.10

Anmerkung: „billion“ = deutsch „Milliarden“

## B.6 Gesamtsystemkosten

Die Gesamtsystemkosten (im Report auch „Annual system costs“) sind die Kosten der Stromerzeugung aller Kraftwerke, die zu dem jeweiligen Zeitpunkt in Betrieb sind. Die Kosten beziehen sich auf das jeweilige spezifische Jahr und nicht auf die Summe für die Periode (z.B. 2016-2020). Die Gesamtsystemkosten bestehen aus folgenden Elementen:

- Kapitalkosten (Levelized capex): Hierfür werden für jede Technologie und jedes Betrachtungsjahr die Investitionskosten (inklusive Bauzins) mittels des „required returns“ auf die Lebenszeit der Anlagen verteilt. Dafür wird die Excel-Funktion englisch PMT / deutsch RMZ verwendet. Für jedes Jahr der angenommenen Lebenszeit einer Anlage fallen somit die gleichen Kapitalkosten an. Die dargestellten Gesamtkosten bilden eine Summe für alle bestehenden Anlagen. Dabei gilt es, verschiedene Faktoren zu beachten:
  - o Für bestehende Altanlagen (v.a. Wasser- und Kernkraft) wurde angenommen, dass diese bereits abgeschrieben sind und damit keine weiteren Kapitalkosten anfallen. Reinvestitionskosten wurden im Modell nicht berücksichtigt (soweit sie nicht in den Fixkosten enthalten sind). Somit sind auch keine Kosten für die Stilllegung der bestehenden Kernkraftwerke enthalten.
  - o Die Kapitalkosten wurden lediglich auf die ökonomische Lebensdauer bezogen, d.h. auf den Zeitraum, den Investoren für die Investitionsentscheidung in Betracht ziehen (siehe Abschnitt A für die jeweiligen Annahmen). Bei darüberhinausgehenden technischen Lebensdauern (insbesondere Wasserkraft und GuD) entstehen keine weiteren Kapitalkosten, da die Anlagen bereits abgeschrieben sind.
  - o Als Zinsfaktor wurde die verlangte Profitabilität von Investoren („required return“) verwendet. Der Faktor bezieht sich auf die realen, „unleveraged“, Vor-Steuer-Cashflows. Die Vorschläge für die einzelnen Werte, die mit der Projektgruppe abgestimmt wurden, entstammen einer Vielzahl von Bewertungsprojekten von Pöyry und repräsentieren die am häufigsten

verwendeten Werte. Somit entspricht der Zinsfaktor den Erfahrungswerten von Pöyry im europäischen Kontext.

Der „required return“ nimmt sowohl Eigen- als auch Fremdkapitalkosten in Betracht und ist damit dem WACC (= weighted average cost of capital) ähnlich. Allerdings wird der WACC meist nur für gesamte Unternehmen bestimmt und die verlangte Profitabilität für Einzelprojekte kann dabei höher als der WACC sein. Deshalb wird hier der Begriff „required return“ verwendet.

Die Annahmen bezüglich des „required return“ sind einheitlich für den gesamten Schweizer Strommarkt. Für einzelne Unternehmen kann der tatsächlich verwendete Wert deutlich davon abweichen. Faktoren die dabei eine Rolle spielen sind etwa die Eigentümerstruktur (öffentlich/privat) sowie der Verschuldungsgrad.

- Jährliche Fixkosten: Für die Berechnung der Fixkosten werden technologiespezifisch für das jeweilige Jahr die installierte Kapazität der sich in Betrieb befindlichen Anlagen mit den Annahmen bezüglich der Fixkosten multipliziert.
- Brennstoffkosten, CO<sub>2</sub>-Kosten, andere variable Kosten: Für die Berechnung der einzelnen Kostenkategorien werden die jeweiligen Annahmen für die einzelnen Technologien bzw. zu Gas- und CO<sub>2</sub>-Preisen mit den Ergebnissen für die Erzeugungsdaten in Beziehung gesetzt. Dabei liegen folgende Annahmen zugrunde:
  - Effizienz GuD-Kraftwerke (d.h. Output Elektrizität in MWh pro Input Gas in MWh, bezogen auf den oberen Heizwert):
    - 2015 (Jahr der Inbetriebnahme): 52,0%
    - 2020: 53.0%
    - 2025: 53.5%
    - 2035 und 2050: 54%
  - Effizienz WKK-Anlagen:
    - 35% Strom + 55% Wärme
  - CO<sub>2</sub>-Gehalt Gas: 0,18 Tonnen / MWh
- Kosten der Netto-Importe: Hier wurden stündlich die Nettoimportmengen mit den jeweiligen Grosshandelspreisen multipliziert. In Jahren mit Netto-Exporten wurden die Einnahmen von den Gesamtkosten abgezogen.
- Wärme-Einkommen: In den Optionen mit WKK-Erzeugung wurde die erzeugte Menge mit den Annahmen zum Wärme-Einkommen multipliziert und bei den Gesamtkosten kostenmindernd berücksichtigt. Für die Berechnung des Wärmeeinkommens wurde die erzeugte Strommenge als Bezugsgrösse verwendet.
- Green-Offsetting: Die Kosten für Green-Offsetting wurden entsprechend der im Hauptteil erläuterten Methode berechnet und für die Berechnung der Gesamtsystemkosten berücksichtigt (in Option 6).

Unten stehende Tabelle enthält die Gesamtsystemkosten für die einzelnen Szenarien/Optionen und Jahre. Für die ausführliche Berechnung siehe die beigefügte Datendatei.

#### Gesamtsystemkosten p.a. (Kapitalkosten, Fixkosten, variable Kosten, Importkosten)

		2015	2020	2025	2035	2050
Scenario 1	2010 billion €	1.64	2.53	3.29	5.48	5.45
Scenario 2	2010 billion €	1.66	2.57	3.31	5.28	5.07
Scenario 3	2010 billion €	1.70	2.61	3.31	5.05	4.72
Option 4	2010 billion €	1.68	2.62	3.42	5.78	5.99
Option 6	2010 billion €	1.72	2.64	3.35	4.98	4.73
(incl.heat income)						
Option 6	2010 billion €	1.89	2.85	3.61	5.23	4.73
(incl. green offsets)						
Option 7	2010 billion €	1.72	2.66	3.44	5.48	5.75

Anmerkung: "billion" = deutsch "Milliarden"

Durch Division der Gesamtsystemkosten mit der Nachfrage in den einzelnen Jahren (bzw. bei einer Technologiebetrachtung mit der Erzeugung) erhält man die durchschnittlichen Systemkosten. Für die ausführliche Berechnung siehe die beigefügte Datendatei.

#### Durchschnittliche Systemkosten

		2015	2020	2025	2035	2050
Scenario 1	2010 € / MWh	24.42	36.36	45.69	71.88	67.32
Scenario 2	2010 € / MWh	24.72	37.04	46.66	72.55	69.50
Scenario 3	2010 € / MWh	25.33	37.95	47.67	74.07	78.02
Option 4	2010 € / MWh	25.02	37.56	47.51	75.82	73.95
Option 6	2010 € / MWh	25.66	38.46	48.30	72.95	78.16
(incl.heat income)						
Option 6	2010 € / MWh	28.26	41.51	52.07	76.65	78.16
(incl. green offsets)						
Scenario 7	2020 €/MWh	25.54	38.29	48.36	75.27	78.69

Die Berechnung der zusätzlichen Kosten für die „Green Offsets“ in Option 6 sind im Hauptbericht erläutert. Für Details siehe die beigefügte Datendatei. Die zusätzlichen jährlichen Kosten belaufen sich auf:

- 2015: 44,0 Mio. EUR
- 2020: 82,8 Mio. EUR
- 2025: 103,1 Mio. EUR
- 2035: 176,1 Mio. EUR

Die benötigten Subventionen beziehen sich auf die Technologien Wind, Solar, Geothermie, Biomasse und CHP. Für diese Technologien haben wir das mögliche Markteinkommen berechnet, indem wir den durchschnittlichen realisierten Marktpreis („captured price“) mit der jeweiligen Erzeugung multipliziert haben. Hiervon haben wir die jeweiligen Kosten abgezogen, wobei wir pro Technologie und Jahr die nach oben

dargestellter Methode errechneten Systemkosten verwendet haben. Die Differenz aus Markteinkommen und Kosten ergibt die benötigten Subventionen. Unten stehende Tabelle gibt einen Überblick über das Gesamtsubventionsvolumen für alle Technologien. Für die ausführliche Berechnung siehe die beigefügte Datendatei.

### Benötigte Gesamtsubventionen (für Wind, Solar, Geothermie, Biomasse und CHP)

		2015	2020	2025	2035	2050
Scenario 1	2010 billion €	0.14	0.22	0.31	0.30	0.44
Scenario 2	2010 billion €	0.15	0.29	0.43	0.50	1.09
Scenario 3	2010 billion €	0.19	0.36	0.54	0.67	2.02
Option 4	2010 billion €	0.14	0.22	0.31	0.32	0.44
Option 6	2010 billion €	0.21	0.40	0.60	0.69	2.12
Option 7	2010 billion €	0.19	0.36	0.54	0.67	1.90

Anmerkung: "billion" = deutsch "Milliarden"

## B.7 Gestehungskosten

Zusätzlich zu den Systemkosten haben wir die durchschnittlichen Gestehungskosten pro MWh Stromerzeugung („Levelized costs“) berechnet (siehe auch beigefügte Datendatei). Die Gestehungskosten beziehen sich auf die durchschnittlichen Kosten der Stromerzeugung über die Abschreibungsdauer einer Anlage. Vereinfachend haben wir bei der Berechnung der Gestehungskosten angenommen, dass die jährlichen Fixkosten sowie die jährlichen variablen Kosten über die Lebensdauer einer Anlage gleich bleiben. Für die Berechnung der durchschnittlichen Gestehungskosten haben wir die folgende Gleichung verwendet, wobei der Diskontfaktor der erwarteten Verzinsung entspricht („required return“). Als Investitionen wurden die Investitionskosten inklusive Bauzins verwendet. Der Ausdruck „t“ steht für das jeweilige Jahr.

$$\frac{\sum_{t=0}^n \frac{Investitionen_t + Fixkosten_t + Variable\ Kosten_t}{(1 + Diskontfaktor)^t}}{\sum_{t=0}^n \frac{Stromerzeugung\ in\ t}{(1 + Diskontfaktor)^t}}$$

### Durchschnittliche Gestehungskosten pro Technologie

		2015	2020	2025	2035	2050
CCGT	2010 € / MWh	76.7	80.8	83.4	105.7	106.8
Reservoir hydro	2010 € / MWh	244.9	244.9	244.9	244.9	244.9
Run-of-river	2010 € / MWh	120.7	120.7	120.7	120.7	120.7
Run-of-river small	2010 € / MWh	223.5	230.3	244.2	258.1	267.4
Solar	2010 € / MWh	422.6	333.0	294.6	256.2	192.1
Wind	2010 € / MWh	165.8	157.9	150.0	146.7	139.5
Biomass	2010 € / MWh	223.8	223.8	223.8	223.8	223.8
Geothermal	2010 € / MWh	243.9	232.8	219.5	195.1	161.8
CHP (including heat income)	2010 € / MWh	93.0	95.8	100.4	109.0	108.7

Die durchschnittlichen Gestehungskosten sagen aus, wieviel die Stromerzeugung einer Anlage einer bestimmten Technologie mit einem bestimmten Jahr der Inbetriebnahme über die gesamte Lebensdauer pro MWh durchschnittlich kostet. Aufgrund des

angenommenen Rückgangs der Investitionskosten für Solar, Wind und Geothermie gehen die Gestehungskosten zwischen 2015 und 2050 hier zurück. Die Kosten für Speicherkraft, Fließwasserkraft und Biomasse bleiben konstant, weil hier konstante Investitionskosten und Fixkosten sowie konstante Auslastung (und damit variable Kosten) angenommen wurden. Die Gestehungskosten für GuD- und WKK-Anlagen steigen aufgrund der steigenden variablen Kosten (d.h. Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Kosten). Die Kosten für Kleinwasserkraft schliesslich steigen aufgrund des angenommenen Anstiegs der Investitionskosten. Für Pumpspeicherkraftwerke wurden keine Gestehungskosten berechnet, da diese Nettostromverbraucher sind, und das Konzept somit nicht sinnvoll angewendet werden kann.

Die durchschnittlichen Gestehungskosten pro Technologie folgen einer anderen Logik als die durchschnittlichen Systemkosten und sind deshalb nicht direkt vergleichbar: die Gestehungskosten für Wind im Jahr 2025 geben beispielsweise an, welche durchschnittlichen Erzeugungskosten alle Windkraftanlagen haben, die in der Periode 2021 bis 2025 in Betrieb gehen. Die durchschnittlichen Systemkosten für Windkraft im Jahr 2025 sagen dagegen aus, welche durchschnittlichen Kosten alle Windkraftanlagen haben, die 2025 in Betrieb sind. Dies umfasst einen Durchschnitt von alten und neuen Anlagen mit unterschiedlichen Kapitalkosten. Bei anderen Technologien (z.B. Hydro) können die Systemkosten auch bereits abbeschriebene Anlagen umfassen, so dass diese zwar fixe und variable Kosten aufweisen, aber keine Kapitalkosten.

Die beigefügte Datendatei enthält darüber hinaus die Berechnung der benötigten Subventionen pro Technologie (Datenblatt „required subsidies“). Die Subventionen berechnen sich aus der Differenz zwischen den durchschnittlichen Gestehungskosten und den durchschnittlichen realisierten Preisen während der Lebensdauer einer Anlage. Das jeweilige Szenario/Option kann in der Datei durch ein Drop-Down-Menü gewählt werden. Die Ergebnisse ändern sich je nach Szenario/Option aufgrund der unterschiedlichen realisierten Preise für jede Technologie.

Die benötigten Gesamtsubventionen (Abschnitt B.6) und die benötigten Subventionen pro Technologie weisen wiederum eine unterschiedliche Logik auf: die benötigten Gesamtsubventionen geben das gesamte Subventionsvolumen in einem bestimmten Jahr an, um die Kosten für die bestehende Erzeugungskapazität zu decken. Die benötigten Subventionen pro Technologie geben dagegen an, welche Subventionen über die Lebenszeit einer Anlage pro Outputeinheit nötig sein werden, die in dem jeweiligen Jahr in Betrieb geht.

## B.8 Grosshandelspreise

Alle Grosshandelspreise sind in realen 2010-Geldeinheiten angegeben und ergeben sich aus dem Durchschnitt der projizierten stündlichen Preise für die jeweiligen Perioden.

### Jährliche Grosshandelspreise Schweiz

		2015	2020	2025	2035	2050
Scenario 1	2010 € / MWh	61.9	70.4	77.6	99.0	94.4
Scenario 2	2010 € / MWh	60.3	68.3	76.3	98.5	91.0
Scenario 3	2010 € / MWh	58.7	66.4	75.4	97.8	80.6
Option 4	2010 € / MWh	61.7	71.7	77.2	96.2	93.8
Option 6	2010 € / MWh	58.6	66.2	75.0	96.1	78.2
Option 7	2010 € / MWh	58.9	66.7	75.8	97.8	85.6

### Jährlicher Durchschnitt Value of Capacity

		2015	2020	2025	2035	2050
Scenario 1	2010 € / MWh	5.6	4.1	5.0	7.4	10.3
Scenario 2	2010 € / MWh	4.7	3.1	5.2	7.1	7.6
Scenario 3	2010 € / MWh	3.6	2.4	4.9	6.0	4.4

Die Grosshandelspreise setzen sich jeweils aus dem SMP (System Marginal Price) und dem VoC (Value of Capacity) zusammen.

### Jährliche Grosshandelspreise Schweiz peak

		2015	2020	2025	2035	2050
Scenario 1	2010 € / MWh	73.5	81.5	88.9	112.7	111.1
Scenario 2	2010 € / MWh	70.5	77.6	87.2	111.7	105.1
Scenario 3	2010 € / MWh	67.4	74.2	85.9	109.1	88.7
Option 4	2010 € / MWh	73.1	82.5	88.1	108.9	108.7
Option 6	2010 € / MWh	67.4	74.0	85.4	107.6	86.1
Option 7	2010 € / MWh	67.8	75.0	86.8	109.8	96.6

### Jährliche Grosshandelspreise Schweiz off-peak

		2015	2020	2025	2035	2050
Scenario 1	2010 € / MWh	56.2	65.0	72.1	92.3	86.3
Scenario 2	2010 € / MWh	55.4	63.8	71.0	92.1	84.1
Scenario 3	2010 € / MWh	54.5	62.6	70.4	92.3	76.6
Option 4	2010 € / MWh	56.1	66.5	71.9	90.0	86.6
Option 6	2010 € / MWh	54.4	62.4	70.0	90.5	74.4
Option 7	2010 € / MWh	54.6	62.6	70.5	91.9	80.3

**Jährliche Grosshandelspreise Schweiz 1. Quartal**

		2015	2020	2025	2035	2050
Scenario 1	2010 € / MWh	73.2	83.4	90.9	117.0	116.7
Scenario 2	2010 € / MWh	70.8	80.1	89.8	117.2	112.0
Scenario 3	2010 € / MWh	68.4	77.6	89.6	116.8	98.3
Option 4	2010 € / MWh	72.8	84.6	89.7	111.1	111.6
Option 6	2010 € / MWh	68.3	77.2	88.6	113.0	93.6
Option 7	2010 € / MWh	68.7	78.1	90.2	116.8	106.4

**Jährliche Grosshandelspreise Schweiz 2. Quartal**

		2015	2020	2025	2035	2050
Scenario 1	2010 € / MWh	54.2	61.5	68.8	86.7	77.5
Scenario 2	2010 € / MWh	52.9	60.1	67.2	85.0	74.8
Scenario 3	2010 € / MWh	51.6	58.5	66.0	83.9	66.0
Option 4	2010 € / MWh	54.1	63.2	68.9	85.8	80.2
Option 6	2010 € / MWh	51.6	58.4	65.9	83.4	64.5
Option 7	2010 € / MWh	51.7	58.6	66.2	84.1	69.1

**Jährliche Grosshandelspreise Schweiz 3. Quartal**

		2015	2020	2025	2035	2050
Scenario 1	2010 € / MWh	52.9	59.9	67.2	85.9	78.2
Scenario 2	2010 € / MWh	51.9	58.6	65.7	84.4	75.6
Scenario 3	2010 € / MWh	50.9	57.1	64.5	83.6	67.1
Option 4	2010 € / MWh	52.8	61.6	67.4	85.0	81.1
Option 6	2010 € / MWh	50.9	57.0	64.4	83.4	66.3
Option 7	2010 € / MWh	50.9	57.2	64.7	83.7	70.5

**Jährliche Grosshandelspreise Schweiz 4. Quartal**

		2015	2020	2025	2035	2050
Scenario 1	2010 € / MWh	67.4	77.0	83.8	106.6	105.7
Scenario 2	2010 € / MWh	65.9	74.6	82.7	107.9	102.0
Scenario 3	2010 € / MWh	64.1	72.5	82.0	107.4	91.4
Option 4	2010 € / MWh	67.1	77.8	83.0	103.2	102.8
Option 6	2010 € / MWh	64.0	72.4	81.5	105.1	88.8
Option 7	2010 € / MWh	64.5	73.0	82.5	106.9	97.0

**Jährliche Subventionen bezogen auf Gesamtnachfrage**

		2015	2020	2025	2035	2050
Scenario 1	2010 € / MWh	2.0	3.2	4.3	4.0	5.4
Scenario 2	2010 € / MWh	2.3	4.1	6.0	6.9	14.9
Scenario 3	2010 € / MWh	2.8	5.3	7.7	9.8	33.5
Option 4	2010 € / MWh	2.0	3.2	4.1	4.4	5.4
Option 6	2010 € / MWh	3.1	5.9	8.7	10.1	35.0
Option 7	2010 € / MWh	2.8	5.5	7.5	9.2	26.0

### Summe jährliche Grosshandelspreise und Subventionen

		2015	2020	2025	2035	2050
Scenario 1	2010 € / MWh	63.9	73.6	81.9	103.0	99.9
Scenario 2	2010 € / MWh	62.6	72.4	82.3	105.5	105.9
Scenario 3	2010 € / MWh	61.5	71.6	83.2	107.6	114.1
Option 4	2010 € / MWh	63.7	74.9	81.4	100.6	99.3
Option 6	2010 € / MWh	61.8	72.1	83.7	106.2	113.2
Option 7	2010 € / MWh	61.7	72.2	83.3	107	111.6

## B.9 Zusätzlicher Bedarf Regelenergie

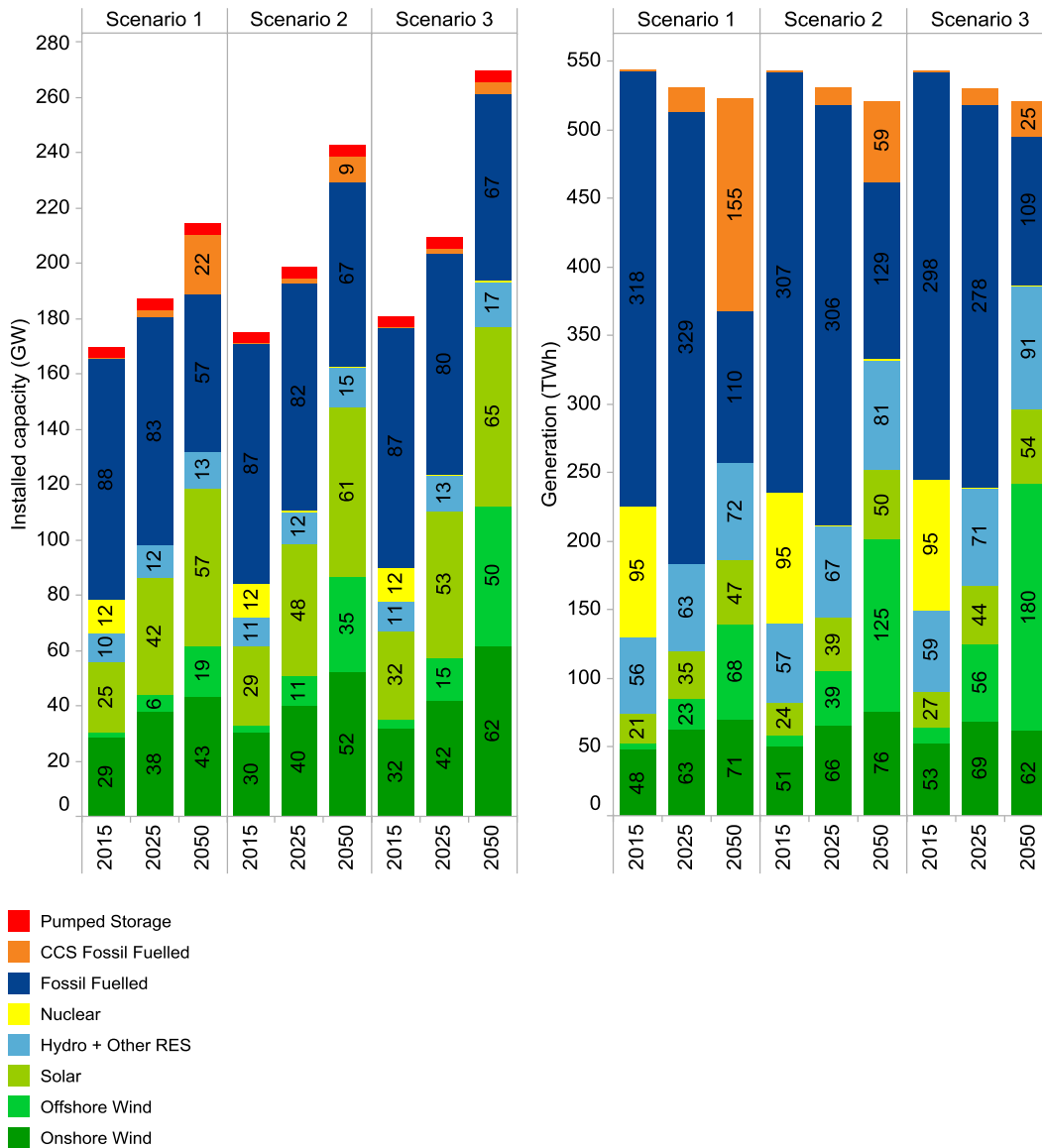
### Kostenabschätzung Bedarf Regelenergie (Millionen 2010 €)

		2015	2020	2025	2035	2050
Scenario 1	Existing primary, secondary, tertiary	160.0	160.0	160.0	160.0	160.0
	Wind forecast error	0.3	0.9	1.7	4.6	15.2
	Solar forecast error	0.4	0.7	1.3	4.2	16.1
Scenario 2	Existing primary, secondary, tertiary	160.0	160.0	160.0	160.0	160.0
	Wind forecast error	0.4	1.2	2.4	7.5	30.8
	Solar forecast error	0.4	0.9	1.8	7.1	37.6
Scenario 3	Existing primary, secondary, tertiary	160.0	160.0	160.0	160.0	160.0
	Wind forecast error	0.5	1.5	3.1	10.2	43.7
	Solar forecast error	0.4	1.0	2.1	9.8	56.0

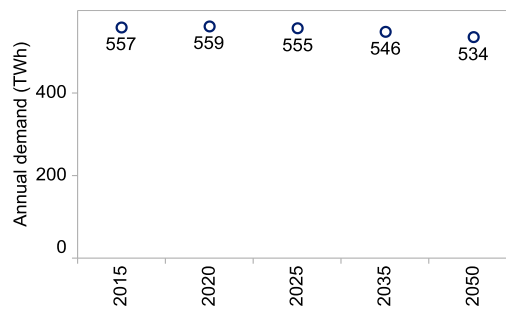


## B.10 Modellierungsergebnisse für umliegende Länder

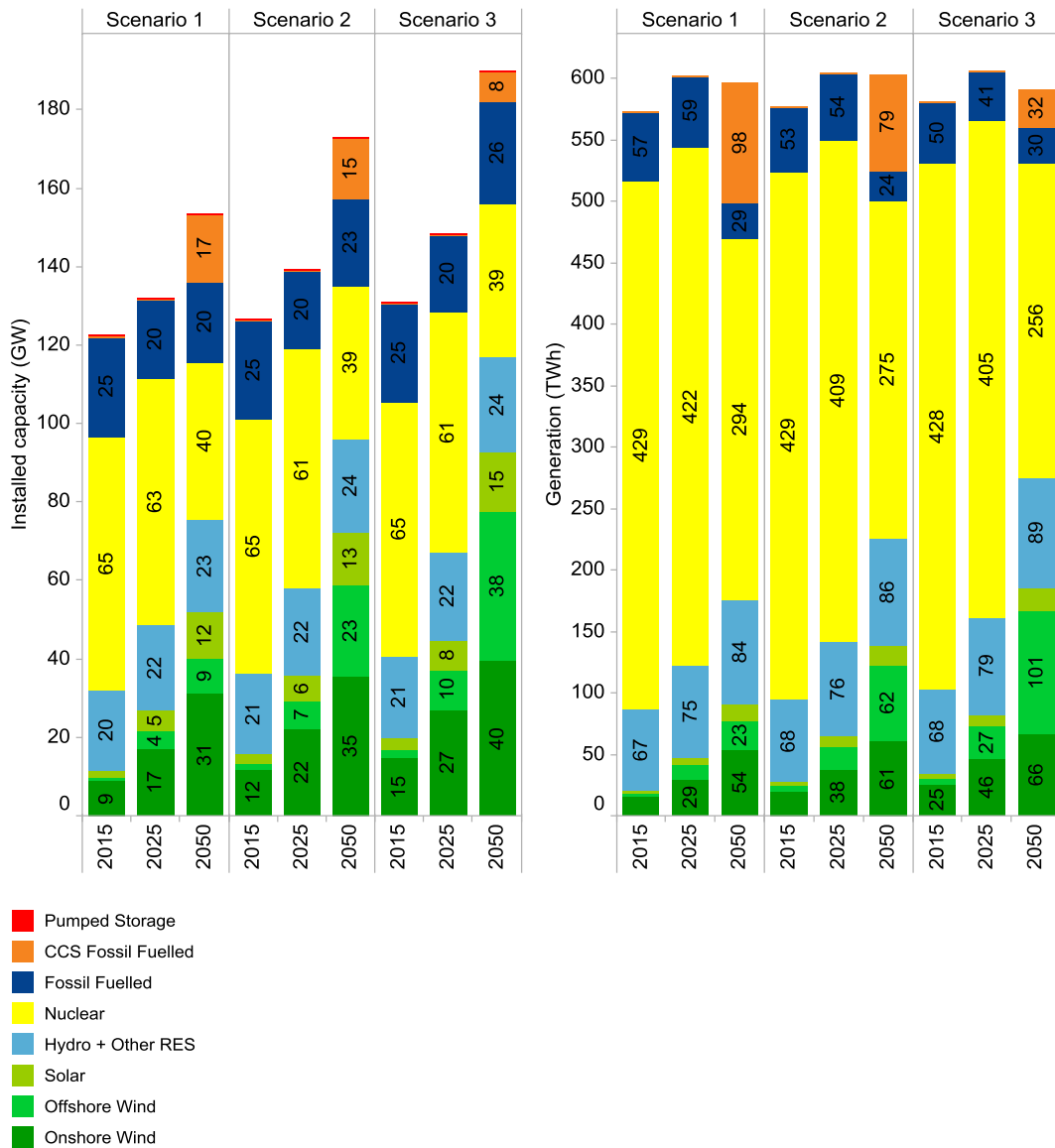
### Installierte Kapazität (GW) und jährliche Stromerzeugung (TWh) Deutschland



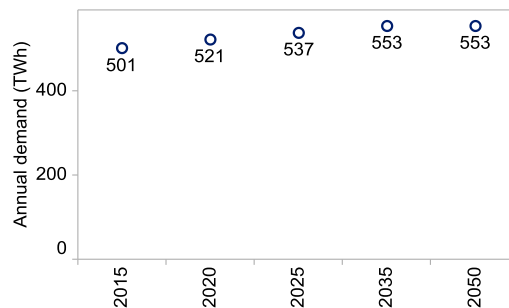
### Jährliche Nachfrage (TWh) Deutschland



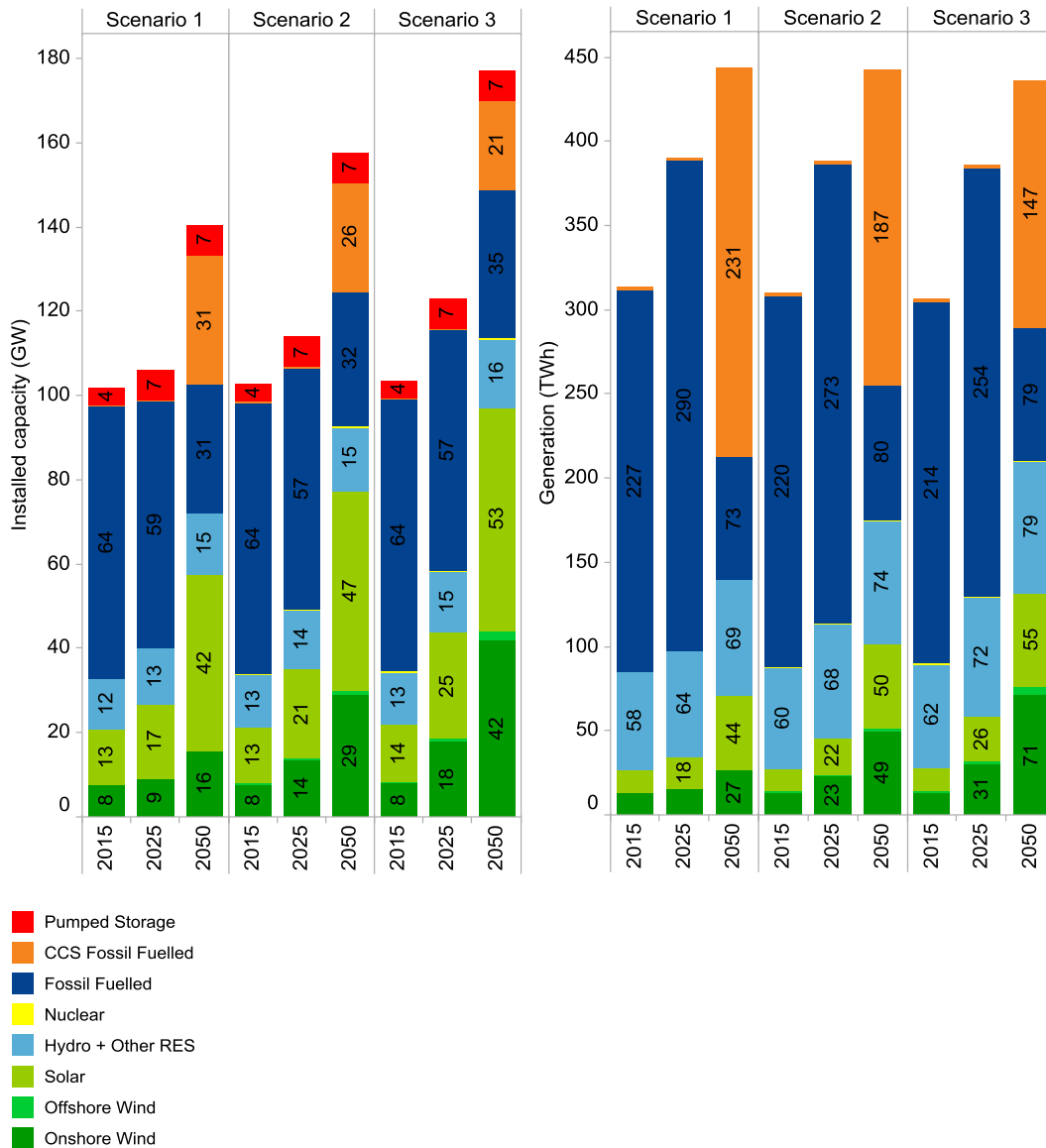
Installierte Kapazität (GW) und jährliche Stromerzeugung (TWh) Frankreich



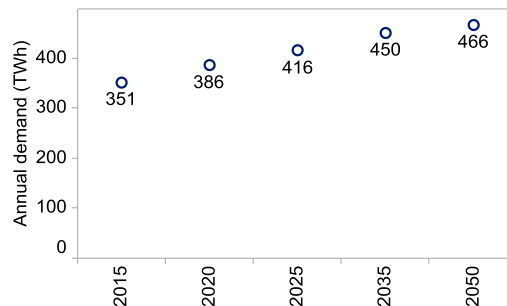
Jährliche Nachfrage (TWh) Frankreich



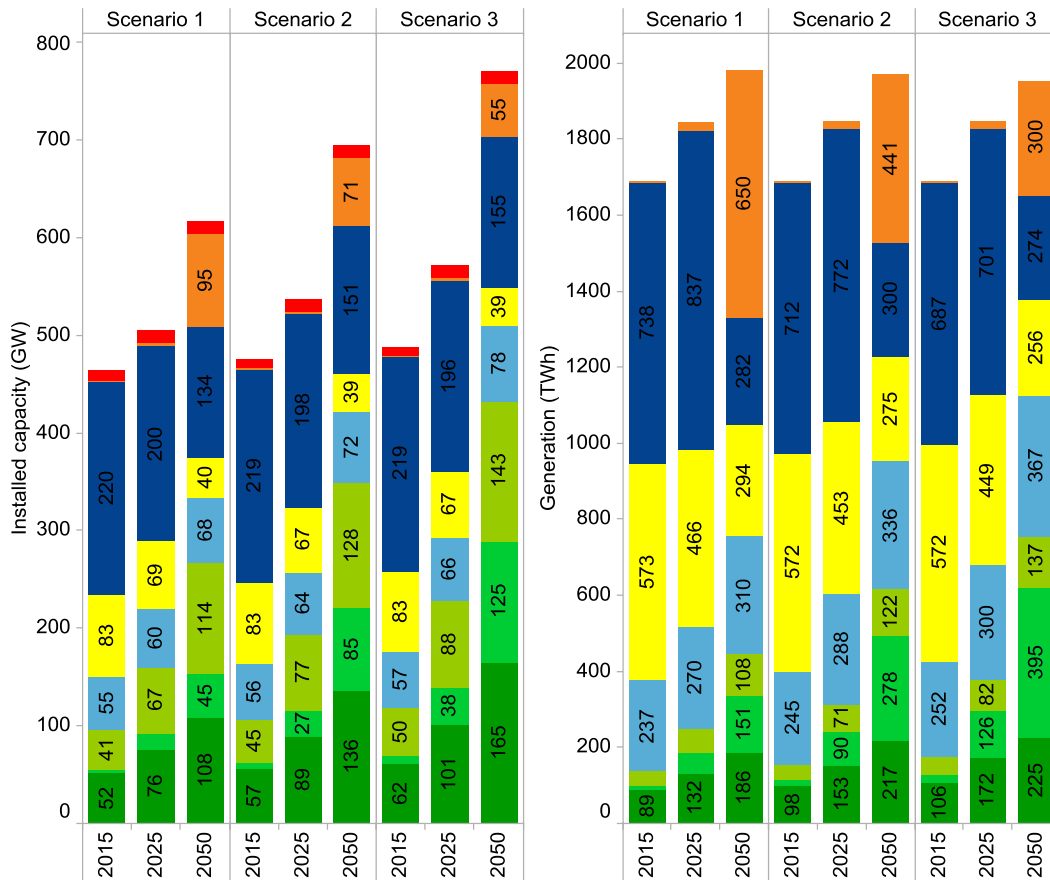
Installierte Kapazität (GW) und jährliche Stromerzeugung (TWh) Italien



Jährliche Nachfrage (TWh) Italien

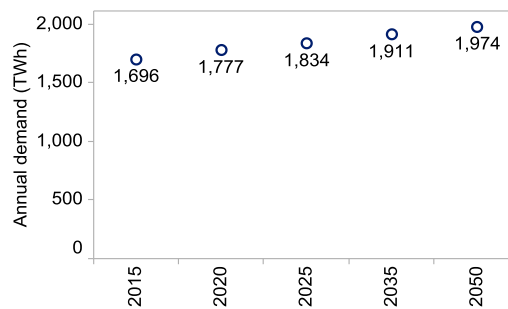


**Installierte Kapazität (GW) und jährliche Stromerzeugung (TWh) EU-Region mit Detail-Modellierung (Österreich, Belgien, Niederlande, Deutschland, Italien, Frankreich)**



- Pumped Storage
- CCS Fossil Fuelled
- Fossil Fuelled
- Nuclear
- Hydro + Other RES
- Solar
- Offshore Wind
- Onshore Wind

**Jährliche Nachfrage (TWh) Deutschland EU-Region mit Detail-Modellierung (Österreich, Belgien, Niederlande, Deutschland, Italien, Frankreich)**



---

Pöyry ist ein global agierendes Beratungs- und Ingenieurunternehmen.

Mit einem Fokus auf die Sektoren Energie, Forstwirtschaft, Industrie, Wasser, Umwelt, Infrastruktur und Baudienstleistungen beschäftigt Pöyry weltweit über 7000 Experten und hat einen jährlichen Umsatz von über 800 Millionen €.

Pöyry PLC ist ein am NASDAQ OMX in Helsinki gelistetes Unternehmen.

Pöyry Management Consulting ist Europas führendes Beratungshaus im Energiesektor. Dabei beraten wir Unternehmen in den Europäischen Energiemärkten in strategischen, kommerziellen, regulatorischen und politischen Fragen. Das Team von 250 Beratern, das auf 15 Europäische Büros in 12 Ländern verteilt ist, verfügt über einzigartige Erfahrungen mit dem sich schnell ändernden Energiesektor.



**Pöyry Management Consulting (Schweiz)**

Hardturmstrasse 161  
8037 Zürich  
Schweiz

+41 44 288 9090

[www.poyry.com](http://www.poyry.com)



Pöyry Management Consulting (Schweiz), Hardturmstrasse 161, 8037 Zürich