

# **Einfluss verschiedener Stromangebotsvarianten auf das Übertragungsnetz der Schweiz**

Untersuchung im Auftrag vom

**Bundesamt für Energie**

CH-3003 Bern

**Abschlussbericht**

**24.02.2012**

**Consentec GmbH**

Grüner Weg 1

D-52070 Aachen

Tel. +49. 241. 93836-0

Fax +49. 241. 93836-15

E-Mail [info@consentec.de](mailto:info@consentec.de)

[www.consentec.de](http://www.consentec.de)



**Inhalt**

<b>Abkürzungen</b>	<b>iii</b>
<b>1 Hintergrund und Zielsetzung</b>	<b>1</b>
<b>2 Datenbasis und Szenarien</b>	<b>3</b>
2.1 Entwicklung von Last und Erzeugungspark in der Schweiz	3
2.1.1 Geografische Zuordnung von Erzeugung und Last	6
2.1.2 Ganglinien von Nachfrage und nicht disponibler Einspeisungen	7
2.2 Netztopologie	8
<b>3 Methodik</b>	<b>10</b>
3.1 Netzbelastung und Netzausbaubedarf	10
3.1.1 Marktsimulation	10
3.1.2 Netzbetriebssimulation	12
3.1.3 Bestimmung des Netzausbaubedarfs	14
3.2 Reservebemessung	15
<b>4 Analyseergebnisse</b>	<b>23</b>
4.1 Marktsimulation	23
4.2 Netzbelastungen im Übertragungsnetz der Schweiz	26
4.2.1 Einfluss des Nachfrageszenarios	27
4.2.2 Unterschiede zwischen Betrachtungsjahren 2035 und 2050	29
4.2.3 Auswirkungen der Topologie des Schweizer Übertragungsnetzes	31
4.3 Netzausbaubedarf	32
4.3.1 Netzbelastung mit und ohne Netzausbau	33
4.3.2 Kosten des Netzausbaus	36
4.4 Regelreserve	38
4.4.1 Entwicklung des Reservebedarfs	38
4.4.2 Kosten der Reservebeschaffung	40
4.4.3 Potential einer international koordinierten Reservebeschaffung	41
<b>5 Zusammenfassung</b>	<b>43</b>
<b>Literatur</b>	<b>45</b>

---

<b>A</b>	<b>Netzbelastung und Netzausbaubedarf</b>	<b>A-1</b>
A.1	Netzbelastung	A-1
A.1.1	Szenarien C&E, E und A	A-1
A.1.2	Auswirkungen der Standortwahl von GuD-Anlagen	A-9
<b>B</b>	<b>Netzausbaubedarf</b>	<b>B-1</b>

## Abkürzungen

EE	erneuerbare Energien
FPS	Fahrplansprung
GRL	Gesamtregelreserveleistung
nEP	Lastszenario „neue Energiepolitik“
NRV	Netzregelverbund
NTC	Net Transfer Capacity
PRL	Primärregelleistung
PV	Photovoltaik
SRL	Sekundärregelleistung
TRL	Tertiärregelleistung
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
WKK	Wärme-Kraft-Kopplung
wwb	Lastszenario „weiter wie bisher“



## 1 Hintergrund und Zielsetzung

Das schweizerische Bundesamt für Energie (BFE) hat in 2007 sogenannte Energieperspektiven veröffentlicht, die unterschiedliche für die Schweiz relevante Szenarien für den Zeithorizont 2035 definieren. Ein wesentliches Ergebnis dieser Untersuchung ist die Erkenntnis, dass für die Gewährleistung einer sicheren Energieversorgung der Schweiz zusätzlich zu den bisherigen energiepolitischen Maßnahmen weitere Anstrengungen im Mittel- und Langfristbereich erforderlich sind. Bis Mai 2011 sind die Energieperspektiven auf Basis aktueller Erkenntnisse im Hinblick auf die Entwicklung der Rahmenbedingungen aktualisiert und um das Betrachtungsjahr 2050 erweitert worden [1].

Speziell für den Stromsektor sind die zu erwartenden Veränderungen der Rahmenbedingungen umfangreich und vielschichtig. Dies betrifft u. a. die Kompensation des Auslaufens langfristiger grenzüberschreitender Lieferverträge und der altersbedingten Außerbetriebnahme von Kernkraftwerken vor dem Hintergrund eines steigenden Stromverbrauchs in der Schweiz sowie die Umsetzung der Ziele zur Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen im Zeichen des globalen Klimawandels.

Die erkannten energiepolitischen Herausforderungen hat der Schweizer Bundesrat in Form einer Energiestrategie aufgenommen und daraus Grundsätze basierend auf den vier Säulen Energieeffizienz, erneuerbare Energien, Großkraftwerke und Energieaußenpolitik abgeleitet, aus denen sich unterschiedliche Möglichkeiten zur Deckung des Strombedarfs (beispielsweise durch Investition in neue Kraftwerkskapazitäten oder durch Stromimport aus dem Ausland) ergeben. Bedingt durch die Unsicherheit der Annahmen zu langfristigen Trenderwartungen und den politischen Rahmenbedingungen ergibt sich eine Bandbreite von Szenarien mit jeweils unterschiedlichen Varianten zur Deckung der Stromnachfrage.

Zur Untersuchung der Auswirkungen der in den Energieperspektiven vorgeschlagenen Varianten auf das Schweizer Stromnetz hat das BFE uns, CONSENTEC GmbH beauftragt zu analysieren, inwiefern sich unterschiedliche Kraftwerksausbau- und Stromimportsznarien auf die Netzbelastung allgemein in Europa und insbesondere in der Schweiz auswirken, und welcher Netzausbaubedarf daraus resultiert. Weiterhin steht die Abschätzung der Auswirkungen auf den Regelleistungsbedarf in der Schweiz und die Kostenwirkungen im Fokus der Untersuchung.

Im vorliegenden Bericht dokumentieren wir zunächst die Datenbasis und untersuchten Szenarien (Kapitel 2) und beschrieben den methodischen Ansatz der Untersuchung (Kapitel 3). In Kapitel 4 diskutieren wir die Analyseergebnisse und fassen die wesentlichen Konsequenzen und Schlussfolgerungen in Kapitel 5 zusammen.

## 2 Datenbasis und Szenarien

Im Rahmen dieser Untersuchung wurde in Abstimmung mit BFE eine Untermenge der in den Energieszenarien definierten Kombinationen aus potenziellen Nachfrageentwicklungen und Stromangebotsvarianten für die Schweiz analysiert.

Im Sinne einer konsistenten Datenbasis für die die Schweiz umgebenden Länder (Frankreich, Deutschland, Italien und Österreich) sind Datenquellen herangezogen worden, die möglichst weitgehend mit den Annahmen in den Energieperspektiven übereinstimmen.

Die wesentlichen Eingangsdaten, Datenquellen und Szenarien werden in den folgenden Abschnitten beschrieben.

### 2.1 Entwicklung von Last und Erzeugungspark in der Schweiz

Für die Schweizer Nachfrageentwicklung werden in den Energieperspektiven zwei grundsätzliche Szenarien definiert:

Das Nachfrageszenario „weiter wie bisher“ (wwb) geht von einem nennenswerten Anstieg sowohl von Nachfrage als auch Spitzenlast aus. Im Szenario „neue Energiepolitik“ (nEP) hingegen wird lediglich von einem moderaten Anstieg der nachgefragten Energie gegenüber 2010 ausgegangen, während die Spitzenlast als konstant angenommen wird (Tabelle 2.1).

Nachfrageentwicklung	Elektrizitätsnachfrage [TWh/a]		Spitzenlast [GW]	
	2035	2050	2035	2050
<b>wwb</b>	72	79	13	14
<b>nEP</b>	59	57	10,5	10,5

*Tabelle 2.1: Elektrizitätsnachfrage und Spitzenlast der Schweiz*

Unter Berücksichtigung der Reaktorkatastrophe in Fukushima wurden die in [1] diskutierten potenziellen Stromangebotsvarianten zur Nachfragedeckung, die in dieser Untersuchung zu berücksichtigen sind, eingeschränkt. Der Fokus dieser Studie liegt somit auf Stromangebotsvariante 2, unterteilt in die in den Energieperspektiven eingeführten Angebotsvarianten „C&E“, „D&E“ sowie „E“. Als Referenzszenario wurde zusätzlich die Angebotsvariante „A“ der Stromangebotsvariante 1 mit in die Untersuchung einbezogen.

Im Referenzszenario A wird davon ausgegangen, dass die heute bestehenden Kernkraftwerke (KKW) nach Ablauf der sicherheitstechnischen Lebensdauer wieder durch KKW ersetzt werden, die nach Stand der Technik errichtet werden und somit gegenüber heute größere Kraftwerksblöcke aufweisen.

Den Angebotsvarianten C&E, D&E und E gemeinsam ist, dass die Stromnachfrage der Schweiz zum Teil aus Wärmekraftkopplungsanlagen (WKK) und Erzeugung aus erneuerbaren Energien (EE) gedeckt wird. Der verbleibende Teil zur Deckung der Nachfrage in der Schweiz wird abhängig von der Angebotsvariante entweder aus GuD-Kraftwerken (C&E), weiteren WKK-Anlagen oder durch einen erhöhten Anteil an Stromimporten aus den Nachbarländern gedeckt (Tabelle 2.2).

<b>Stromangebotsvariante Bundesrat</b>	<b>1</b>	<b>2</b>		
Angebotsvarianten	A	C&E	D&E	E
wwb	KKW	GuD, WKK und EE	WKK, EE und Importe	WKK, EE und Importe
nEP	/	GuD, WKK und EE	WKK, EE und Importe	WKK, EE und Importe

*Tabelle 2.2: Überblick über die berücksichtigten Stromangebotsvarianten*

Zusätzlich unterscheidet sich die Höhe der installierten Leistung aus GuD-Anlagen in der Stromangebotsvariante C&E zwischen den Nachfrageentwicklungen. In den übrigen Stromangebotsvarianten findet keine differenzierte Kraftwerksparkentwicklung in Abhängigkeit der Nachfrageentwicklung statt.

Basierend auf diesen Grundlagen wurde für jede relevante Kombination aus Nachfrageentwicklung und Angebotsvariante der Schweizer Kraftwerkspark abgeleitet (Bild 2.1)

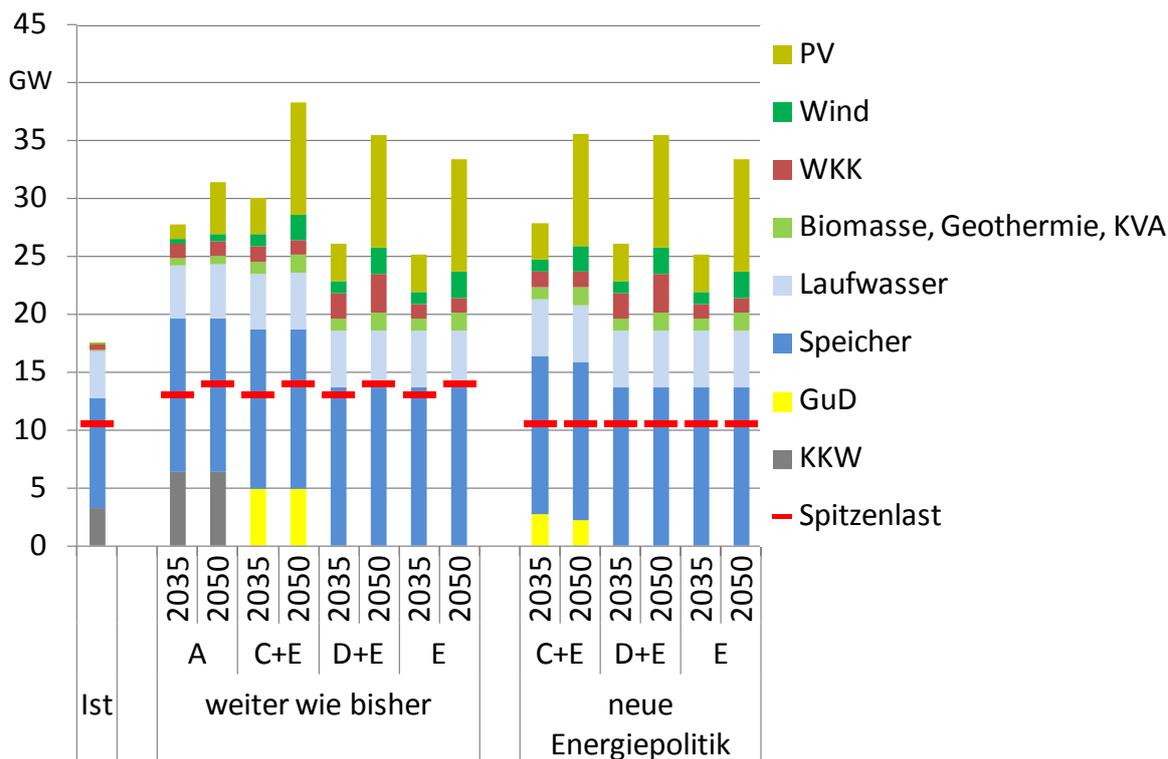


Bild 2.1: Kraftwerkpark und Spitzenlast der Schweiz für 2035 und 2050 unterschieden nach Nachfrageentwicklung und Angebotsvariante

Die Annahmen zu Nachfrage- und Kraftwerksparkentwicklungen für die Nachbarländer Deutschland, Frankreich, Italien und Österreich wurden dazu konsistent gewählt, um im relevanten Betrachtungsbereich homogene Szenarien zu gewährleisten und die damit verbundene Bandbreite der Beeinflussung des Einsatzes der Schweizer Kraftwerke realistisch nachzubilden.

Abhängig von der Nachfrageentwicklung in der Schweiz sind folgende Datengrundlagen zur Modellierung der europäischen Kraftwerksparks und der Spitzenlast herangezogen worden:

- Nachfrageszenario „weiter wie bisher (wwb)“ für Betrachtungszeitpunkt 2035: Baseline-Szenario der EU-Energy Trends [2]
- Nachfrageszenario „neue Energiepolitik (nEP)“ für Betrachtungszeitpunkt 2035: 450-ppm Szenario der IEA WEO [3].
- Betrachtungszeitpunkt 2050 für beide Nachfrageszenarien: Adaption der relativen Entwicklung der installierten Kraftwerksleistung je Primärenergietyp zwischen 2035 und 2050 gemäß Power Choices Studie von Eurelectric [4] auf den für 2035 modellierten Kraftwerkspark.

Da in o. g. Quellen teilweise ein Ausbau der Kernenergie zur Reduktion der Treibhausgasemissionen unterstellt wird, erfolgte in Abstimmung mit dem BFE eine Anpassung, um die Auswirkungen der aktuellen Entwicklungen nach der Nuklearkatastrophe in Japan zu berücksichtigen. Demzufolge wurde der in den Studien unterstellte Zubau an Kernkraftwerken durch einen Zubau von Kraftwerksleistung in gleicher Höhe als GuD-Anlagen ersetzt.

Im Gegensatz zum Schweizer Kraftwerkspark erfolgte keine Differenzierung zwischen Stromangebotsvarianten, sondern ausschließlich nach unterschiedlichen Entwicklungen im Hinblick auf das Nachfrageniveau (Bild 2.2).

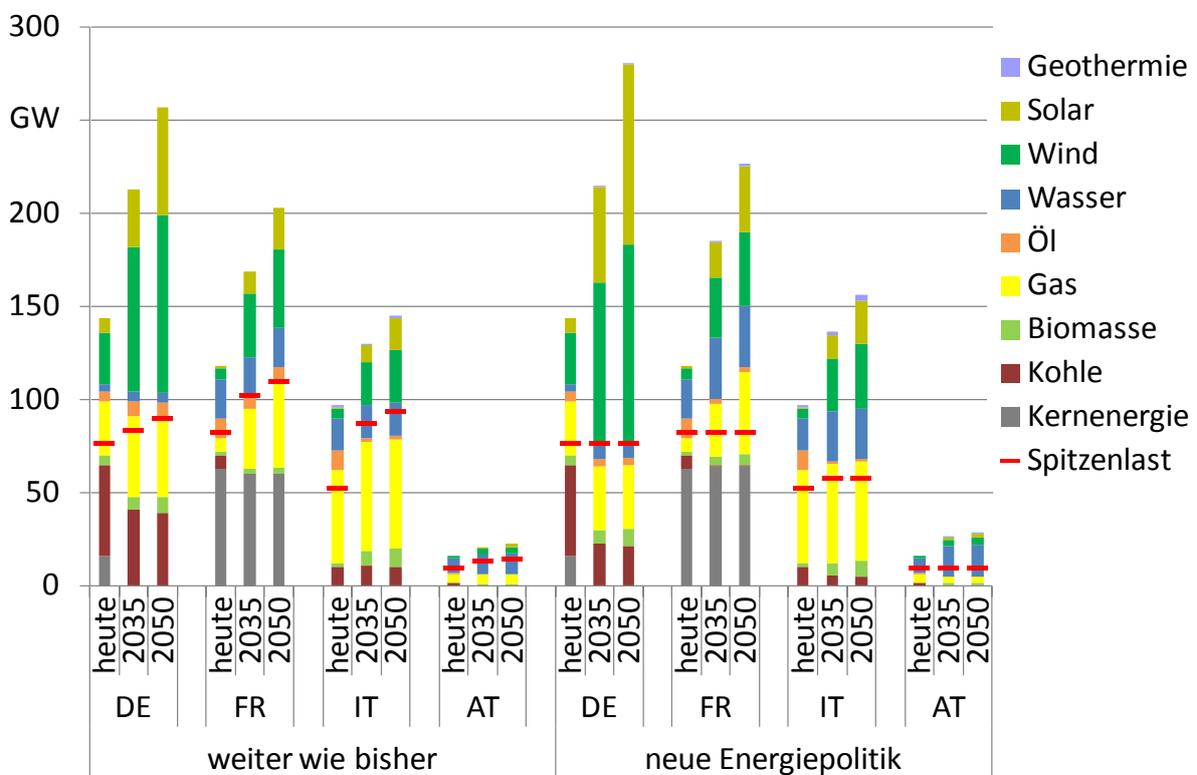


Bild 2.2: Kraftwerkspark und Spitzenlast der Schweizer Nachbarländer für heute, 2035 und 2050 unterschieden nach Nachfrageentwicklung

### 2.1.1 Geografische Zuordnung von Erzeugung und Last

Zur Beurteilung der künftigen Belastung im Schweizer Übertragungsnetz ist es von zentraler Bedeutung, wie Einspeisung und Last in der Schweiz geografisch angeordnet sind.

Für die Last ist es dabei ausreichend, die heutige regionale Verteilung als Schlüssel heranzuziehen und die künftige Entwicklung proportional dazu aufzuteilen.

Die Einflüsse der Erzeugung auf die Netzbelastung sind detaillierter abzubilden, da diese durch die unterschiedlichen Technologien und dem situationsabhängigen Einsatz zu räumlich stark unterschiedlichen Auswirkungen auf die Leistungsflüsse führen können. Um dies adäquat zu berücksichtigen, wurde für die Erzeugungstypen WKK, PV, Wind und Laufwasser eine regionale Aufteilung der Schweiz in Cluster vorgenommen, anhand dessen eine knotenscharfe Zuordnung innerhalb jedes Cluster vorgenommen wurde. Die für das Clustering erforderlichen Daten wurden seitens des BFE zur Verfügung gestellt.

Konkrete hydraulische und thermische Kraftwerkszubauten (KKW und GuD) in der Schweiz wurden den nächstgelegenen Netzknoten zugeordnet. Da derzeit keine GuD-Anlagen in der Schweiz existieren, unterliegt die Annahme der Standorte (die im Wesentlichen aus den Energieperspektiven entnommen wurden) gewissen Unsicherheiten, deren Ausmaß im Rahmen einer Sensitivitätsanalyse abgeschätzt wurde.

Für die Schweizer Nachbarländer wurde analog zur Last eine Verteilung der Erzeugung proportional zur heutigen Situation vorgenommen.

### **2.1.2 Ganglinien von Nachfrage und nicht disponibler Einspeisungen**

Als Basis für Ermittlung der stundenscharfen Nachfrageganglinien je Land wurden öffentliche historische Werte für das Jahr 2010 herangezogen [5], die gemäß der angenommenen Entwicklung entsprechend skaliert wurden.

Dargebotsabhängige Erzeugung wird in der Regel nicht marktbasierend eingesetzt, so dass deren Fahrweise in einer Simulation des Energiemarkts als nicht variabel angenommen werden muss. Dennoch beeinflusst die Einspeisung aus nicht disponiblen Erzeugungsanlagen den Einsatz marktbasierend agierender Kraftwerke und damit den Stromhandel zwischen den Ländern, was letztendlich zu unterschiedlichen Netzbelastungssituationen führt.

Analog zur Nachfrage wird der Einsatz nicht disponibler Erzeugung in Form von Ganglinien beschrieben, die sowohl untertägige als auch saisonale Einflüsse beinhalten. Auf Basis heutiger Ganglinien, die vom BFE zur Verfügung gestellt wurden, erfolgte eine für die jeweilige Kombination aus Nachfrageentwicklung und Angebotsvariante angepasste Modifikation dieser Ganglinien. Dabei wurde sowohl die Höhe der installierten Leistung, als auch eine mögliche Änderung der Volllaststundenzahl gegenüber heute berücksichtigt.

## 2.2 Netztopologie

Neben der Entwicklung von Nachfrage und Erzeugungspark, wurden Veränderungen des Netzausbauzustands modelliert. Dies erfolgte für das europäische Übertragungsnetz mit Ausnahme der Schweiz unter Berücksichtigung des 10-Jahresnetzentwicklungsplan (TYNDP) von ENTSO-E [6]. Für den zeitlichen Betrachtungshorizont unterliegt die Realisierungswahrscheinlichkeit der dokumentierten Ausbauprojekte starken Unsicherheiten. Daher wurde in Absprache mit dem BFE eine Auswahl derart getroffen, dass Projekte, die bisher nur Vor- oder Machbarkeitsstudiencharakter aufweisen, nicht berücksichtigt wurden (Bild 2.3).

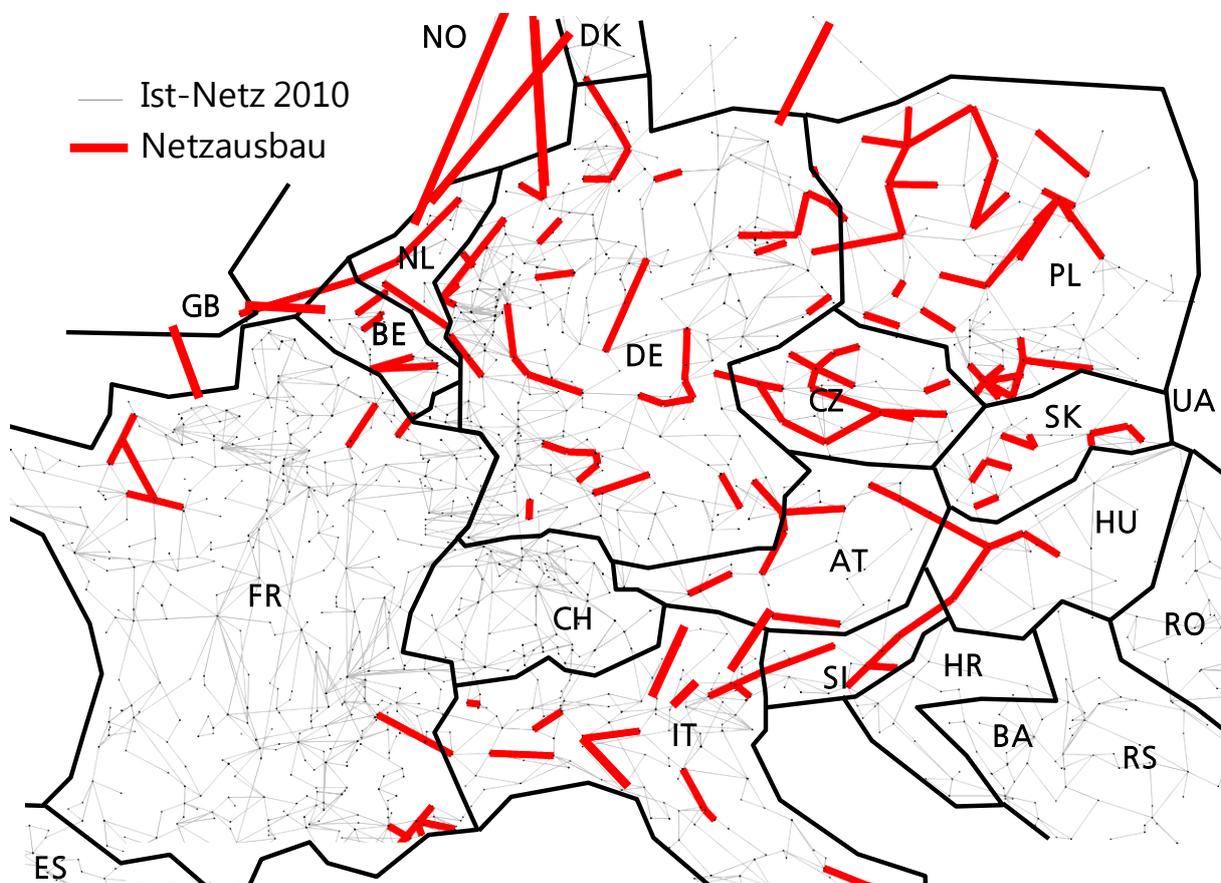


Bild 2.3: Angenommener europäischer Netzausbau außerhalb der Schweiz bis 2035

Für die Schweiz wurden abweichend davon gemäß Vorgabe vom BFE zwei unterschiedliche Netztopologien betrachtet:

- Heutige Netztopologie des Schweizer Übertragungsnetzes (im Ergebniskapitel mit „ohne Ausbau“ bezeichnet)

- Netztopologie inklusive Realisierung der in [7] dokumentierten bis 2020 geplanten Netzausbauprojekte (im Ergebniskapitel mit „Netz2020“ bezeichnet).

Die Realisierung von Netzausbauvorhaben, insbesondere der Ausbau von Kuppelleitungen, können das Stromhandelsvermögen zwischen den entsprechenden Ländern erhöhen. Um diesen Effekt bei der Simulation des Energiemarkts zu berücksichtigen, wurden die Netzrestriktionen, die in Form sogenannter Net Transfer Capacities (NTCs) beschrieben werden, bei Bedarf angepasst.<sup>1</sup>

---

<sup>1</sup> Bei einem Zubau von Kuppelleitungskapazität wächst der NTC dabei im gleichen Verhältnis wie die Summe der maximalen thermischen Übertragungsleistung an der entsprechenden Grenze.

## **3 Methodik**

### **3.1 Netzbelastung und Netzausbaubedarf**

Zur Analyse der Netzbelastung sind leistungsbezogene Betrachtungen erforderlich, da das Übertragungsnetz für alle potenziell auftretenden Netzbelastungssituationen ausgelegt sein muss. Die Netzbelastung hängt wiederum stark von der vorherrschenden Nachfragesituation in den betrachteten Marktgebieten und des damit verbundenen europäischen Kraftwerkseinsatzes unter Berücksichtigung der ggf. eingeschränkten grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten ab.

Um diese Abhängigkeiten abzubilden, wurde ein mehrstufiges Verfahren angewendet, das zunächst eine Simulation des europäischen Energiemarkts (mit Fokus auf die Schweiz und deren Nachbarländer) für das jeweilige Betrachtungsjahr im Stundenraster beinhaltet. Im zweiten Schritt werden die Ergebnisse der Marktsimulation (knotenscharfe Lasten und Einspeisungen je Stunde) analysiert und daraus Situationen abgeleitet, die potenziell zu hohen Netzbelastungen führen können. Für die so selektierten Stunden werden Lastflussmodelle des europäischen Übertragungsnetzes erstellt, die die Basis für netztechnische Berechnungen sind. Die Resultate, insbesondere für den Fall des Auftretens von Netzüberlastungen, bilden die Basis zur Ermittlung eines angemessenen Netzausbaus zur Behebung etwaiger Netzengpässe.

Die methodischen Grundlagen der o. g. Analyseschritte werden im Folgenden näher erläutert.

#### **3.1.1 Marktsimulation**

Zielfunktion der Marktsimulation ist die Ermittlung des systemweiten Kraftwerkseinsatzes, der in kostenminimaler Weise die jeweilige Nachfrage deckt, ohne dass dabei Restriktionen (z. B. limitierte grenzüberschreitende Übertragungskapazitäten bzw. summarischer Import/Export, minimale/maximale Einspeiseleistung von Kraftwerken, etc.) verletzt werden.

Der Einsatz regelbarer Kraftwerke stellt den eigentlichen Freiheitsgrad in der Optimierung dar. Dabei können sowohl einzelne Kraftwerke oder aggregierte Kraftwerksrepräsentanten je Marktgebiet modelliert werden für die neben der verfügbaren Leistung auch die Grenzkosten der Erzeugung hinterlegt sind.

Neben den regelbaren Kraftwerken existieren dargebotsabhängige Kraftwerke (u. a. Photovoltaik, Wind, Laufwasser, „Must-Run-Kraftwerke“), deren Einspeiseleistung im Wesentlichen durch externe Einflüsse determiniert wird. Im Simulationsverfahren werden dazu passende Fahrplanwerte hinterlegt und mit Grenzkosten von Null belegt.

Pumpspeicherkraftwerke werden in der Realität marktbasierend eingesetzt, indem sie in der Regel zu Offpeak-Zeiten pumpen und zu Peak-Zeiten turbinieren. Allerdings muss als zeitkoppelnde Nebenbedingung der Speicherfüllstand berücksichtigt werden. In dem hier angewendeten rein linearen Modell kann dies nicht integriert werden, so dass die Einspeisung aus Pumpspeicherkraftwerken ebenfalls als statische Eingangsgröße in Form einer Ganglinie vorgegeben wird.

Als wesentliche Restriktionen sind die maximal zulässigen Kraftwerkeinspeisungen sowie die netztechnischen Limitierungen im Hinblick auf den grenzüberschreitenden Austausch vorzugeben.

Das Verfahren basiert auf einer Sequenz von zeitpunktbasierten Marktprognosen, bei der die jeweils zeitpunktscharf vorliegenden Eingangsdaten im Hinblick auf Optimierungsvariablen und Nebenbedingungen verarbeitet werden. Zeitpunktübergreifenden Kopplungen erfolgen dabei nicht im Optimierungsalgorithmus, sondern entweder indirekt in der Parametrierung der statischen Eingangsdaten oder in einem nachgelagerten Analyseschritt (Bild 3.1).

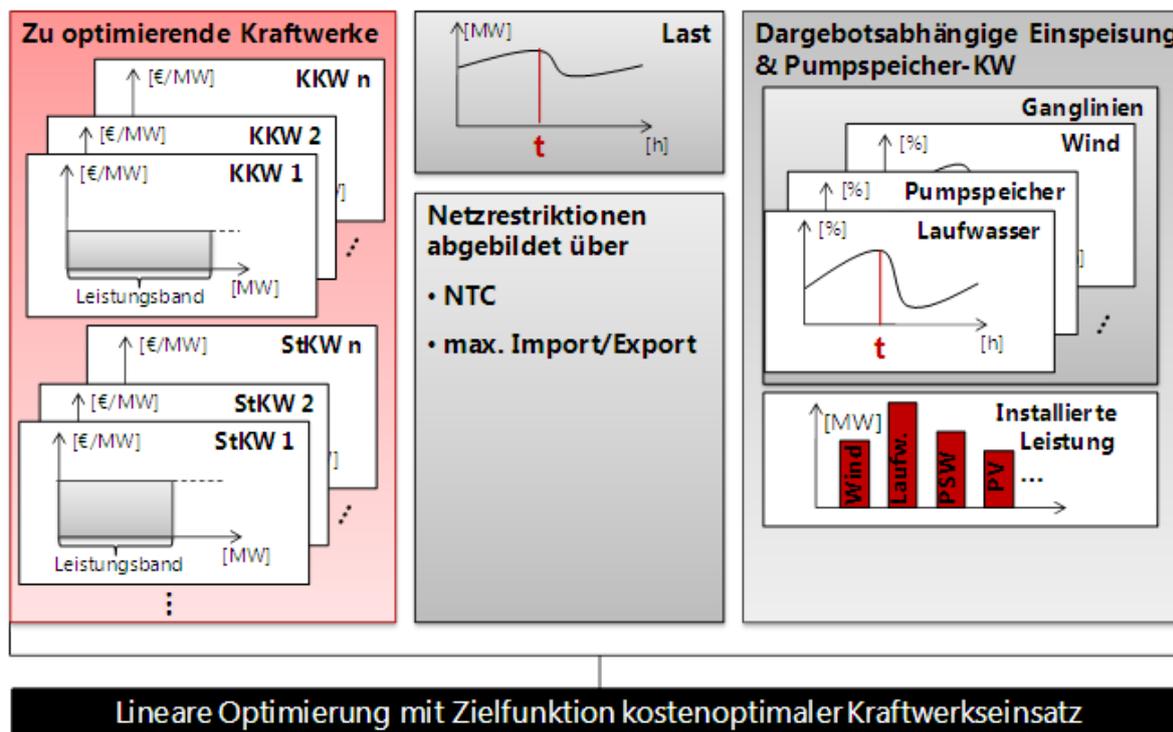


Bild 3.1: Überblick Verfahrensablauf Marktsimulation

Wesentliche Ergebnisse der Marktsimulation sind die knotenscharfen Einspeise- und Lastwerte im betrachteten System sowie die sich daraus ergebenden Import-/Exportmengen je Marktgebiet. Diese Ergebnisse bilden die Basis zur Erzeugung von Lastflussmodellen zur Quantifizierung der Belastung des europäischen Übertragungsnetzes.

### 3.1.2 Netzbetriebssimulation

Die Auslegung des Übertragungsnetzes wird durch einige wenige Netzsituationen determiniert, für die sich im (n-1)-Fall<sup>2</sup> auf einem oder mehreren Betriebsmitteln kritische Belastungen einstellen. Diese Situationen sind erfahrungsgemäß auf wenige Stunden des Jahres begrenzt, da in den meisten Zeitpunkten unkritische Betriebsmittelbelastungen auftreten.

Daher wurden aus den stundenscharf vorliegenden Resultaten diejenigen Zeitpunkte ermittelt, die wahrscheinlich zu den potenziell höchsten Netzbelastungen führen. Dabei sind als wesent-

<sup>2</sup> Im Übertragungsnetz wird die Einhaltung des anerkannten (n-1)-Kriteriums gefordert, bei dem der Ausfall eines Betriebsmittels keine unzulässigen Belastungen aller anderen Betriebsmittel verursachen darf.

liche Treiber die im Jahresverlauf höchsten bzw. niedrigsten Werte der Last, Import- und Exportmenge, Einspeisung aus erneuerbaren Energien und konventioneller Erzeugung (und Kombinationen dieser Extremwerte) herangezogen.

Für die so selektierten Stunden wurden die knotenscharf vorliegenden Werte für Last und Einspeisung je Marktgebiet in je ein Lastflussmodell eingesetzt, auf dessen Basis Lastflussanalysen und (n-1)-Ausfallsimulationen durchgeführt wurden. Mit Hilfe der Ergebnisse dieser Analysen können die potenziell hoch- und überlastgefährdeten Betriebsmittel identifiziert werden, die abhängig vom Ausmaß der Überlast die Notwendigkeit von Netzausbau nach sich ziehen.

Basis zur Erzeugung der zuvor beschriebenen situationsabhängigen Lastflussmodelle ist ein von Consentec zusammen mit dem Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (IAEW) der RWTH Aachen entwickeltes, ausschließlich basierend auf frei verwendbaren Quellen (z. B. Netzkarten, veröffentlichten Informationen zu Leiterseilkapazitäten oder –typen, Angaben im Statistical Yearbook von ENTSO-E/UCTE etc.) ohne Restriktionen nutzbares Lastflussdatenmodell des kontinentaleuropäischen Verbundnetzes. Neben den passiven Netzelementen (Übertragungsleitungen, Transformatoren und Schaltanlagen) beinhaltet dies auch die regionale Verteilung von Verbrauchlast, Kraftwerksstandorten und Einspeisung aus dargebotsabhängigen Energiequellen. Das Netzmodell mit Stand Ende 2010 wurde durch Vergleichsrechnungen mit veröffentlichten Netzberechnungsergebnissen validiert.

Aufgrund des begrenzten Umfangs und Detailgrads der öffentlich verfügbaren Informationen (beispielsweise zu elektrischen Parametern landesinterner Übertragungsleitungen oder zum Schaltzustand in Umspannanlagen) erreicht das Netzmodell zwar nicht die Genauigkeit, die für betriebsmittelscharfe Aussagen z. B. zur konkreten Dimensionierung einzelner Leitungen notwendig wäre. Eine Identifikation von Engpassregionen und die regionale Quantifizierung von Netzausbaubedarf sind damit jedoch in jedem Fall möglich. Dies belegen auch vielfältige erfolgreich Anwendungen z. B. in Untersuchungen für europäische Kraftwerksbetreiber zum Zuschnitt von Preiszonen oder zur Kraftwerkspositionierung sowie im Auftrag des deutschen Bundeswirtschaftsministeriums bei der Erarbeitung des Grundlagengutachtens für den deutschen Monitoringbericht zum Stand der Versorgungssicherheit in der Elektrizitätsversorgung.

Auch für Untersuchungen, die unter anderem das schweizerische Übertragungsnetz betrafen, ist das Netzmodell schon erfolgreich angewendet worden.

### 3.1.3 Bestimmung des Netzausbaubedarfs

Die in der Netzbetriebssimulation identifizierten Netzüberlastungen lösen u. U. einen Netzausbaubedarf aus. Netzausbau ist aber nur dann gerechtfertigt, wenn Netzüberlastungen nicht nur intermittierend auftreten, sondern eine strukturelle Schwachstelle darstellen. Ein Maß zur Bestimmung struktureller Netzüberlastungen ist die Leitungsauslastung im (n-1)-Fall. Netzüberlastungen im Bereich von 100% bis 110% des thermischen Grenzstroms können einerseits durch die Ungenauigkeit des angenäherten Netzmodells hervorgerufen werden, würden aber andererseits in der Realität vielfach durch netztopologische (z. B. Sammelschientrennung) oder markttechnische Maßnahmen (z. B. Redispatch) beseitigt und keine Netzverstärkung nach sich ziehen.

Folglich wurden für die im Rahmen dieser Untersuchung durchgeführten Analysen nur solche Netzüberlastungen berücksichtigt, die im (n-1)-Fall mit mehr als 110% des thermischen Grenzstroms belastet werden.

Für jede potenziell überlastete Leitung werden anschließend mögliche Maßnahmen zur Engpassbeseitigung ermittelt. Dies kann neben dem Netzausbau in Form von zusätzlichen (Parallel-)Systemen oder dem Umstellen der Betriebsspannung von 220 auf 380 kV auch eine alternative Verschaltung der bestehenden Netzinfrastruktur sein. Aufgrund der vermaschten Struktur des Übertragungsnetzes (sowohl in der Schweiz als auch in den anderen europäischen Ländern) hat ein Netzausbau zur Beseitigung eines Engpasses auch Rückwirkungen auf die Belastung anderer Netzelemente, die sowohl entlastend als auch verstärkend sein kann. Diese Zusammenhänge werden ebenfalls berücksichtigt, indem sukzessive nach Modellierung jeder Netzverstärkung im Lastflussmodell eine erneute Engpassanalyse erfolgt.<sup>3</sup>

Die Kostenbewertung erfolgte auf Basis von Standardkostenansätzen für Netzbauprojekte in der Schweiz, die vom BFE bereitgestellt wurden.

---

<sup>3</sup> Die evtl. Rückwirkung des Netzausbaus auf die grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten wurde vernachlässigt, da sich diese auf die Marktsimulationsergebnisse und damit auf den resultierenden Kraftwerkseinsatz bzw. die Netzbelastung auswirken würden. Eine integrierte Betrachtung dieser Interdependenzen ist aus Aufwandsgründen jedoch nicht effizient möglich.

## 3.2 Reservebemessung

Der sichere Betrieb elektrischer Netze erfordert eine kontinuierlich ausgeglichene Systembilanz, d. h. ein Gleichgewicht zwischen eingespeister und entnommener Energie. Da diese ausgeglichene Systembilanz auf Basis von Prognose- und Fahrplanwerten nur unvollständig gewährleistet werden kann, muss sie kontinuierlich überwacht und, im Bedarfsfall, durch korrektive Eingriffe sichergestellt werden. Hierfür erbringen die systemverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) die Systemdienstleistung der Leistungs-Frequenz-Regelung. Diese umfasst die Vorhaltung und den Einsatz von Regelleistung in den drei Reservequalitäten Primärregelreserve, Sekundärregelreserve und Tertiärregelreserve.

Im Zusammenhang mit der Veränderung des Kraftwerksparks der Schweiz durch die Zunahme dezentraler Einspeisungen zum einen und dem wahrscheinlichen Ausstieg aus der Kernenergie zum anderen stellt sich die Frage, in wieweit Auswirkungen auf den Bedarf an Regelleistung für die Qualitäten der Sekundär- und Tertiärregelreserve bestehen. Auswirkungen sind hier insbesondere durch Prognoseunsicherheiten in Bezug auf die Einspeisung dargebotsabhängiger Erzeugungsanlagen, insbesondere Photovoltaik- und Windenergieanlagen, und dem Ausfall möglicher Kraftwerke zu erwarten.

Die Bestimmung des daraus resultierenden konkreten Bedarfs an Regelleistung und Regelleistung ist eine relativ komplexe Aufgabe. Es existieren jedoch anerkannte Rechenmethoden und ENTSO-E-weit harmonisierte Vorgehensweisen, die für eine solche Berechnung herangezogen werden können. Das in der Studie angewandte Verfahren nach Graf/Haubrich [8, 9] ist international anerkannt und bildet bereits seit langem die Grundlage für die Reservebemessung aller deutschen ÜNB und wurde bereits mehrfach in Projekten für andere europäische Übertragungsnetzbetreiber angewendet. Daher wurde es auch für die im Rahmen dieses Projekts durchzuführenden Analysen für den Reservebedarf der Schweiz eingesetzt.

Die Einflussgrößen für die benötigte Reservevorhaltung werden im Folgenden näher beschrieben.

**Ausfälle konventioneller Kraftwerkseinspeisung:** Die Verfügbarkeit von Kraftwerken ist wie bei allen technischen Anlagen beschränkt. Für den nicht vorhersehbaren Ausfall von Kraftwerksanlagen muss deshalb (ausschließlich positive) Reserve vorgehalten werden. Dabei

ist nach den geltenden Regularien der ÜNB, in dessen Regelzone ein Kraftwerk angeschlossen ist, bis zu einer Stunde nach dessen Ausfall<sup>4</sup> für die Ausregelung eines durch den Kraftwerksausfall verursachten Bilanzungleichgewichts verantwortlich. Dies geschieht durch die Vorhaltung von Primärregelreserveleistung (PRL) (Stoppen des Frequenzabfalls nach Kraftwerksausfall), Sekundärregelreserveleistung (SRL) (Rückführung der Frequenz auf den Sollwert) und Tertiärregelreserveleistung (TRL) (Ablösung der SRL, um diese wieder frei einsetzen zu können).

Aufgrund seines stochastischen Charakters lässt sich das Ausfallverhalten der Kraftwerke nur über statistische Kenngrößen beschreiben. Im Rahmen dieser Studie wurden folgende Ausfallwahrscheinlichkeiten von Kraftwerken berücksichtigt.

<b>Kraftwerkstyp</b>	<b>Häufigkeit Totalausfall in 1/a</b>	<b>Häufigkeit Teilausfall in 1/a</b>	<b>Relative Leistungseinschränkung bei Teilausfall in %</b>
Kernkraftwerk	1,1	5,5	27
GuD-Anlage	3	-	-
Wasserkraftwerk	0,5	-	-

*Tabelle 3.1: Ausfallwahrscheinlichkeiten von Kraftwerken*

Die angegebenen Ausfallhäufigkeiten berücksichtigen nur spontan auftretende, nicht dispo-nible Ereignisse, die zu einer sofortigen Reduzierung der Erzeugungsleistung führen. Die unmittelbar nach einer solchen Leistungsreduzierung auftretenden Leistungsungleichgewichte müssen bis zur Ablösung durch eigene Reserve des Kraftwerksbetreibers durch den Einsatz von Sekundär- und Tertiärregelreserveleistung ausgeglichen werden. Wegen der nicht gegebenen Prognostizierbarkeit von Kraftwerksausfällen kann Tertiärregelreserve erst nach ihrem Eintritt aktiviert werden. Auftretende Bilanzungleichgewichte müssen also bis zu deren Verfügbarkeit (nach maximal 15 Minuten) ausschließlich durch Sekundärregelreserve ausgeglichen werden. Daher werden zusätzlich, in Konsistenz zu den vom VGB verwendeten Ausfallhäufigkeiten, Ausfalldauern differenziert nach Kraftwerkstypen berücksichtigt und somit der

<sup>4</sup> exakt: vier Viertelstunden i. S. d. Fahrplananmeldung und Abrechnung, einschließlich der Viertelstunde, während der der Ausfall auftritt.

Einfluss auf die Vorhaltung der Reservequalitäten der Sekundär- und Tertiärregelreserveleistung abgebildet.

Für Kernkraftwerke und GuD-Anlagen ist eine blockscharfe Betrachtung sinnvoll, da der Ausfall einzelner Blöcke eines Kraftwerks untereinander unkorreliert ist. Für Wasserkraftwerke würde diese Herangehensweise zu einer Unterschätzung des ausfallbedingten Reservebedarfs führen, da der Ausfall einzelner Maschinen z. B. durch die Nichtverfügbarkeit gemeinsamer Maschinentransformatoren, untereinander bedingt ist. Daher wurde für Wasserkraftwerke eine kraftwerksscharfe Betrachtung durchgeführt die zwar systematisch zu einer Überschätzung führt, somit aber eine Abschätzung zur sicheren Seite darstellt.

**Stochastisches Verhalten der Lasten:** Aus der Abweichung von Prognosewert und tatsächlicher Last resultieren Bilanzungleichgewichte, deren Ausregelung die Vorhaltung von Reserve erfordert. Bei der Reservebemessung geht man davon aus, dass sich nur langsam ändernde, lastbedingte Bilanzungleichgewichte durch verzögert aktivierbare Tertiärregelreserve ausgeglichen werden können, während schnelle Veränderungen den Einsatz von Sekundärregelreserve erfordern.

Bei einer probabilistischen Reservebemessung werden die Abweichungen der Last vom Prognosewert üblicherweise entsprechend dem jeweiligen Zeitbereich in

- Lastrauschen und
- Lastprognosefehler

unterteilt (siehe Bild 3.2) [9].

Hierbei bezeichnet man Abweichungen des  $\frac{1}{4}$ -Stunden-Mittelwerts der Last von dem in diesem Zeitraster vorliegenden Prognosewert als Lastprognosefehler, Abweichungen der momentanen Last vom  $\frac{1}{4}$ -stündlichen Mittelwert als Lastrauschen.

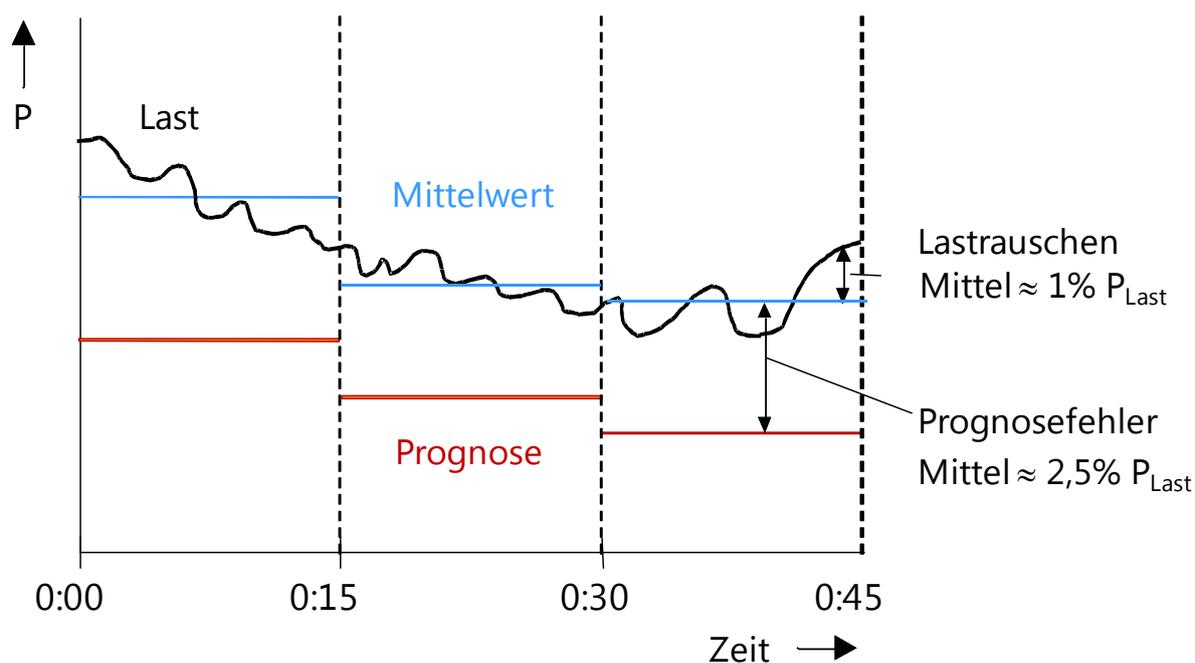


Bild 3.2: Definition von Lastrauschen und Lastprognosefehler

**Lastrauschen:** Das Lastrauschen beschreibt die Volatilität der Momentanwerte der Netzlast. Aufgrund des nicht steuerbaren Verhaltens der Netznutzer unterliegen diese Momentanwerte kurzfristigen Schwankungen. Die übliche Vorgehensweise bei Reservebemessungen impliziert den Ausgleich längerfristig bestehender Abweichungen zwischen Lastprognose und  $\frac{1}{4}$ -Stunden-Mittelwert der Last durch manuell aktivierbare Tertiärregelreserve. Im Lastrauschen erfasst wird deshalb als Residuum die Abweichung der Momentanwerte vom  $\frac{1}{4}$ -Stunden-Mittelwert. Da die Leistungsbilanzabweichungen durch Lastrauschen nicht prognostizierbar sind und sich sehr kurzfristig verändern, können sie ausschließlich durch Sekundärregelreserve ausgeglichen werden.

Wissenschaftliche Untersuchungen in der Vergangenheit haben gezeigt, dass das Lastrauschen – entsprechend den Erwartungen – mit ausreichender Genauigkeit als mittelwertfreie normalverteilte Zufallsgröße beschrieben werden kann. Als geeignetes Maß für die Standardabweichung hat sich ein Wert von 1% der Höchstlast erwiesen, der in dieser Untersuchung verwendet wurde.

**Lastprognosefehler:** Nur in äußerst seltenen Fällen werden regelzonenweite Lastprognosen erstellt. Die Erstellung von Lastprognosen ist vielmehr Teil des Bilanzkreismanagements der Bilanzkreisverantwortlichen. Diese sind jedoch nicht zur Offenlegung ihrer Lastprognosen verpflichtet. Da dementsprechend keine exakten Werte ermittelt werden konnten, wurde der Lastprognosefehler als vorzeichenrichtige Überlagerung der Lastprognosefehler der Bilanz-

kreise mit einer mittelwertfreien Normalverteilung beschrieben. Deren Standardabweichung wurde mit 2,5% der Spitzenlast angenommen.

**Dargebotsabhängige Einspeisung:** Die Integration dargebotsabhängiger Erzeugung in einen Fahrplan macht eine Prognose erforderlich, welche immer auch mit einem Prognosefehler behaftet ist und damit Regelleistungsbedarf hervorruft. Für die Erstellung der Fahrplananmeldungen grundsätzlich relevant ist die Prognose am Vortag der tatsächlichen Energielieferung ((D-1)-Prognose). Damit müssen Abweichungen zwischen (D-1)-Prognose und Ist-Einspeisung durch eine vom ÜNB zu stellende Reserve ausgeglichen werden. Für diese Untersuchung sind wir davon ausgegangen, dass der gesamte (D-1)-Prognosefehler mit den Reservequalitäten Sekundär- und Tertiärregelreserve ausgeglichen wird. Dies würde wegen möglicher Ausgleichseffekte mit den anderen Einflussgrößen auf den Reservebedarf zu einem insgesamt (Summe über alle Reservequalitäten) minimalen Reserveeinsatz führen. Gleichzeitig würde jedoch der Bedarf an Sekundär- und Tertiärregelreserve stark vom Prognosefehler dargebotsabhängiger Erzeugung determiniert, so dass hier von einer Maximalabschätzung der Reservebedarfsänderung ausgegangen werden kann.

Derzeit existieren statistisch belegbare Grössen für Prognosefehler nicht flächendeckend und für alle Erzeugungstechnologien in gleichem Mass, daher haben wir auf Basis von Literaturangaben und Erfahrungen aus vergleichbaren Projekten Annahmen für plausible Grössenordnungen von Prognosefehlern dargebotsabhängiger Erzeugungen getroffen. Die verwendeten Standardabweichungen sind in Tabelle 3.2 aufgelistet.

Primärenergietyp	Standardabweichung
Laufwasser	3 %
Fotovoltaik	8 %
Wind	4,3 %

*Tabelle 3.2: Verwendete Standardabweichungen pro Primärenergietyp zur Reservedimensionierung*

Als Verteilungsfunktion wurde hier für Laufwasser und PV eine Standardnormalverteilung angenommen. Für die Windprognosefehler wurde auf eine Consentec vorliegende Ganglinie der tatsächlichen Prognosefehler über die Jahre 2010/2011 zurückgegriffen und entsprechend linear auf die unterstellte installierte Leistung skaliert. Die zugehörigen Leistungen je Erzeugungstechnologie wurden anhand der Energieszenarien gewählt.

**Fahrplansprünge:** In der Praxis sind zwei voneinander losgelöste Effekte zu beobachten, die zu einem unvorhergesehenen Fahrplansprung (FPS) und somit zu Regelleistungsbedarf führen können:

- Veränderung der Stromaußenbilanz der Schweiz durch Handelsaktivitäten
- Stunden- statt ¼-Stunden-Bewirtschaftung von Bilanzkreisen

Sprünge im Sollaustausch einer Regelzone infolge von Stromhandelsaktivitäten und damit Veränderungen in der Einspeiseleistung von Kraftwerken können aus technischen Gründen nicht instantan umgesetzt werden. Beim Auftreten eines Fahrplansprungs erfolgt deshalb eine rampenförmige Anpassung (Erhöhung oder Reduzierung) des vom Sekundärregler überwachten Sollaustauschs der Regelzone. Diese erstreckt sich über einen Zeitbereich von bis zu 10 Minuten. In diesem Zeitbereich erfolgt auch die physische Anpassung der Einspeiseleistung der Kraftwerke. Dabei kann es durch nicht vollständige Synchronizität der Anpassung des vom Sekundärregler einer Regelzone überwachten Sollaustauschs und der physikalischen Einspeisungsänderung zu Bilanzungleichgewichten und in der Folge zu Reservebedarf kommen.

Eine weitere Ursache für das Auftreten eines volatilen Regelleistungsbedarfs ergibt sich durch die Bewirtschaftung großer Lastbilanzkreise ausschließlich im Stundenraster. Dabei prognostizieren die Bilanzkreise den Verbrauch innerhalb einer Stunde energetisch korrekt. Innerhalb der Stunde auftretende Lastrampen werden jedoch nicht nachgefahren. Mögliche Ursachen hierfür können

- eine Lastdeckung ausschließlich über Börsenhandelsprodukte, die nur im Stundenraster handelbar sind, sowie
- die zunehmende Steuerung von Kraftwerken aus Handels- und Vermarktungsperspektive und damit intensiviertere Anstrengungen der Kraftwerksbetreiber zur Vermeidung von Rampen bei Wechseln der Solleinspeisung sein. Für das vorliegende Problem würde sich dabei eine sehr strikte Orientierung an dem für die Vermarktung genutzten Stundenprofil in mehrfacher Hinsicht als kontraproduktiv erweisen, da sehr schnelle Lastwechsel einerseits zu erhöhter Anlagenbeanspruchung und damit erhöhtem Verschleiß führen, andererseits eine rampenförmige Einspeisungsänderung den Verlauf der Netzlast deutlich besser nachbilden würde.

Da beide Effekte stark von dem zukünftigen Marktdesign und dem Verhalten der Marktteilnehmer abhängig und im Rahmen dieser Studie schwer prognostizierbar sind, gleichzeitig in der Größenordnung von nachrangiger Bedeutung sind, wurden diese Einflussfaktoren im Rahmen der Studie nicht detailliert modelliert.

**Methodik:** Das Verfahren beruht auf dem Ansatz, dass zur Bestimmung der Wahrscheinlichkeitsverteilung der leistungsmäßigen Abweichungen vom Bilanzgleichgewicht die voneinander unkorrelierten Einflussfaktoren durch die mathematische Methode der Faltung in eine gemeinsame Wahrscheinlichkeitsverteilung der Bilanzabweichung überführt werden können. Abweichungen, die mit einer nicht tolerierten Wahrscheinlichkeit auftreten, sind dann durch Kraftwerksreserve auszugleichen (Bild 3.3).

Für die Bemessung der Reserve haben sich als Bewertungskriterien die zulässige Defizit- bzw. Überschusswahrscheinlichkeit infolge unzureichender positiver bzw. negativer Reserve bewährt. Dabei wird zunächst von dem auch in anderen Ländern, z. B. Deutschland, üblichen Wert von  $Pr_D = Pr_U = 0,1\%$  ( $\approx 10$  h/a) je Regelzone ausgegangen. Anhand der Wahrscheinlichkeitsfunktion der Leistungsabweichungen vom Gleichgewichtszustand werden die Grenzwerte ermittelt, bei denen die Einhaltung von  $Pr_D$  und  $Pr_U$  gerade noch gewährleistet ist. Diese Werte entsprechen dann der benötigten positiven bzw. negativen Reserve.

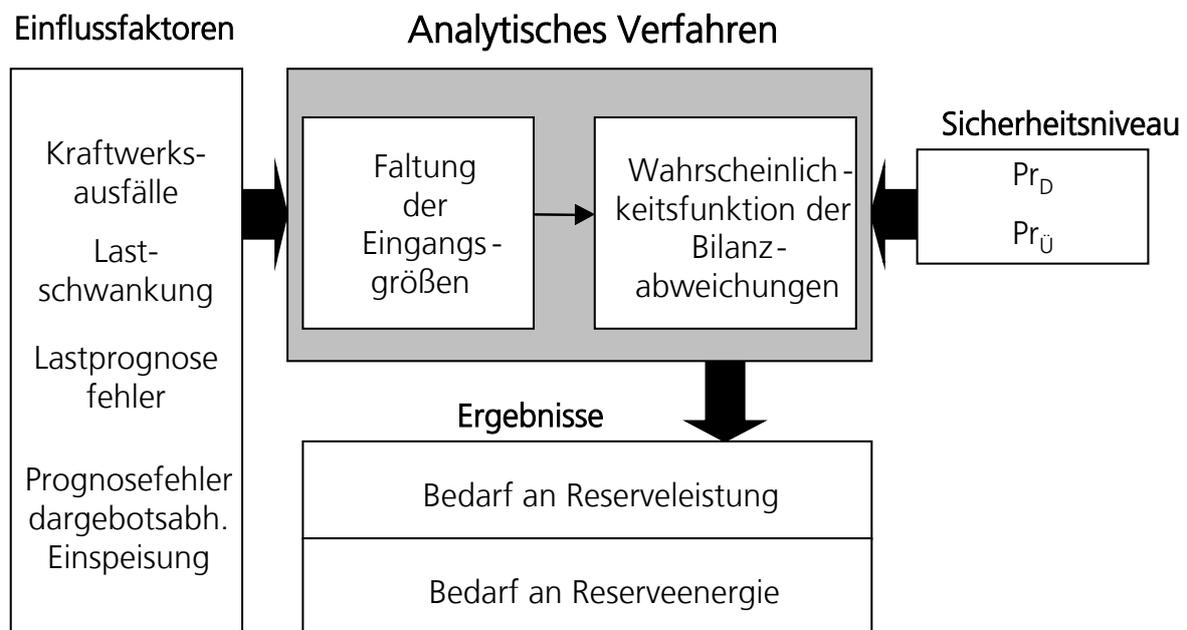


Bild 3.3: Analytisches Verfahren zur Reservebemessung

Zur Bewertung der Kosten für die Reservevorhaltung wurden typische erzielte Preise der Ausschreibung von SRL und TRL in der Schweiz herangezogen [10].<sup>5</sup>

---

<sup>5</sup> Der Reservemarkt in der Schweiz wurde in 2009 eingeführt, so dass die in der Vergangenheit erzielten Preise u. U. nicht repräsentativ sind und keine belastbaren Rückschlüsse auf die zu erwartende Preisentwicklung zulassen. Im Hinblick auf die Unsicherheit der Preisentwicklung bis 2035 bzw. 2050 erscheint dieser Aspekt aber von untergeordneter Relevanz, so dass hier die Verwendung einer für die Schweiz spezifischen Kostenbasis im Vordergrund steht.

## **4 Analyseergebnisse**

Die Diskussion der Berechnungsergebnisse gliedert sich wie folgt:

Zunächst wird auf den Kraftwerkseinsatz und die Stromhandelsergebnisse zwischen der Schweiz und ihren Nachbarländern eingegangen. Anschließend werden die resultierenden Netzbelastungen im Übertragungsnetz diskutiert und der erforderliche Netzausbaubedarf abgeleitet. Im letzten Teil werden die Ergebnisse der Reservebemessung präsentiert.

Im Hauptteil dieses Berichts wird aufgrund der hohen Vergleichbarkeit der Berechnungen auf exemplarische Ergebnisse eingegangen. Weitere Berechnungsdetails finden sich in Anhang A.

### **4.1 Marktsimulation**

Die Annahmen zur Entwicklung des europäischen Kraftwerksparks und der Nachfrageentwicklung sowie die verfügbaren Übertragungskapazitäten beeinflussen maßgeblich den grenzüberschreitenden Energieaustausch.

Beispielhaft wurden die jährlichen Import- und Exportmengen der Schweiz sowie die saldier-ten Import-/Exportbilanzen der Schweizer Nachbarländer für das Betrachtungsjahr 2035 unter Annahme heutiger NTCs an den Schweizer Grenzen (d. h. für die heutige Netztopologie des Schweizer Übertragungsnetzes) ausgewertet (Bild 4.1).

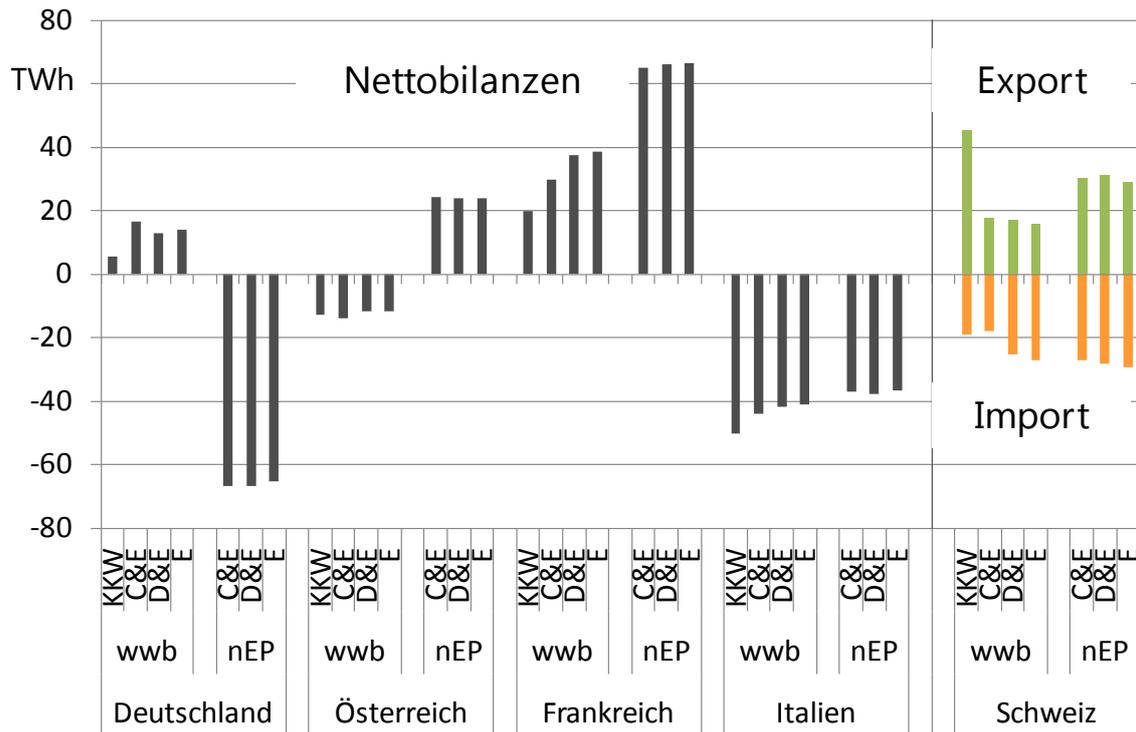


Bild 4.1: Import-/Exportmengen der Schweiz und der Nachbarländer (saldiert) in 2035 ohne Netzausbau in der Schweiz

Es zeigt sich, dass die Nachfrageentwicklung (*wwb* oder *nEP*) einen deutlich größeren Einfluss auf die Austauschmengen hat als die Stromangebotsvariante. Beispielsweise wird ersichtlich, dass Deutschland in der Nachfrageentwicklung *wwb* in allen Stromangebotsvarianten Stromexporteur ist, während bei *nEP* unabhängig von der betrachteten Angebotsvariante netto ein Stromimportbedarf besteht. Grund dafür sind die signifikanten Unterschiede für den deutschen Kraftwerkspark zwischen den beiden Nachfrageentwicklungen. So wird in der Nachfrageentwicklung *wwb* davon ausgegangen, dass deutsche Grundlastkraftwerke, die altersbedingt vom Netz genommen werden müssen, teilweise durch neue Kraftwerke substituiert werden, wohingegen im Nachfrageszenario *nEP* der Ausbau im Bereich EE forciert wird (vgl. Abschnitt 2.1.) und somit Deutschland häufiger Importbedarf aufweist. Dieser wird im Wesentlichen aus dem österreichischen und französischen Markt gedeckt. Österreich wird dadurch zum Nettoexporteur (in *wwb* noch Nettoimporteur). Frankreich bleibt in beiden Nachfrageentwicklungen aufgrund der durch Kernenergie dominierten, günstigen Erzeugungsstruktur Stromexporteur. Allerdings ist der Export in der Nachfrageentwicklung *wwb* gegenüber *nEP* deutlich geringer, da der erzeugte Strom in höherem Umfang, hervorgerufen durch den Anstieg der französischen Nachfrage, zur eigenen Lastdeckung benötigt wird.

Italien bleibt in beiden Nachfrageentwicklungen Stromimporteur mit leicht geringerer importierter Energiemenge im Nachfrageszenario *nEP*.

Die Schweizer Handelsbilanz ist absolut gesehen in allen betrachteten Varianten nahezu ausgeglichen (Tabelle 4.1). Generell zeigt sich aber insbesondere für die Nachfrageentwicklung *wwb* eine Abhängigkeit vom Anteil thermischer Erzeugungskapazität. In der Stromangebotsvariante A (Nuklear) mit einer Forcierung auf Kernenergie hat die Schweiz eine Nettoexportbilanz von 26 TWh. In der Stromangebotsvariante E mit einem höheren Anteil von Stromimporten aus dem Ausland bei gleichzeitig nur wenig konventioneller Erzeugung in der Schweiz müssen hingegen insgesamt 11 TWh über das Jahr zur Deckung der Nachfrage importiert werden. Die Nettoexportbilanzen der Varianten C&E und D&E liegen innerhalb der von den Varianten A und E aufgespannten Bandbreite (Tabelle 4.1).

[TWh]	A	C&E	D&E	E
<b>wwb</b>	26	0	-8	-11
<b>nEP</b>	/	3	3	0

*Tabelle 4.1: Nettoexport der Schweiz für beide betrachteten Nachfrageentwicklungen in 2035 mit heutiger Topologie des Schweizer Übertragungsnetzes*

Durch die geringere Nachfrage bei *nEP* bei annähernd gleichem Kraftwerkspark wie in *wwb* verringert sich der Schweizer Importbedarf um einige TWh/a.

In der Stromangebotsvariante C&E zeigt sich allgemein eine vergleichsweise geringe Stromerzeugung der zugebauten GuD-Anlagen. Durch die Möglichkeit zum kostengünstigen Stromimport aus Frankreich und Deutschland (erzeugt in französischen Kernenergieanlagen bzw. in Stunden mit einem Überschuss aus EE) werden die Schweizer GuD-Anlagen lediglich mit rund 1000 (*nEP*) bis 2600 (*wwb*) Volllaststunden im Jahr betrieben.

Im Hinblick auf den Einfluss der angenommenen Topologie des Schweizer Übertragungsnetzes zeigt sich, dass im Fall der Realisierung des strategischen Netzes 2020 (Netz2020), die z. T. auch eine Erhöhung der NTCs erwirkt, das Schweizer Handelsvolumen ansteigt. Das Handelssaldo bleibt in beiden Topologievarianten identisch, d. h. die zusätzlichen Handelskapazitäten werden zu gleichen Teilen zum Ex- und Import genutzt (Bild 4.2).

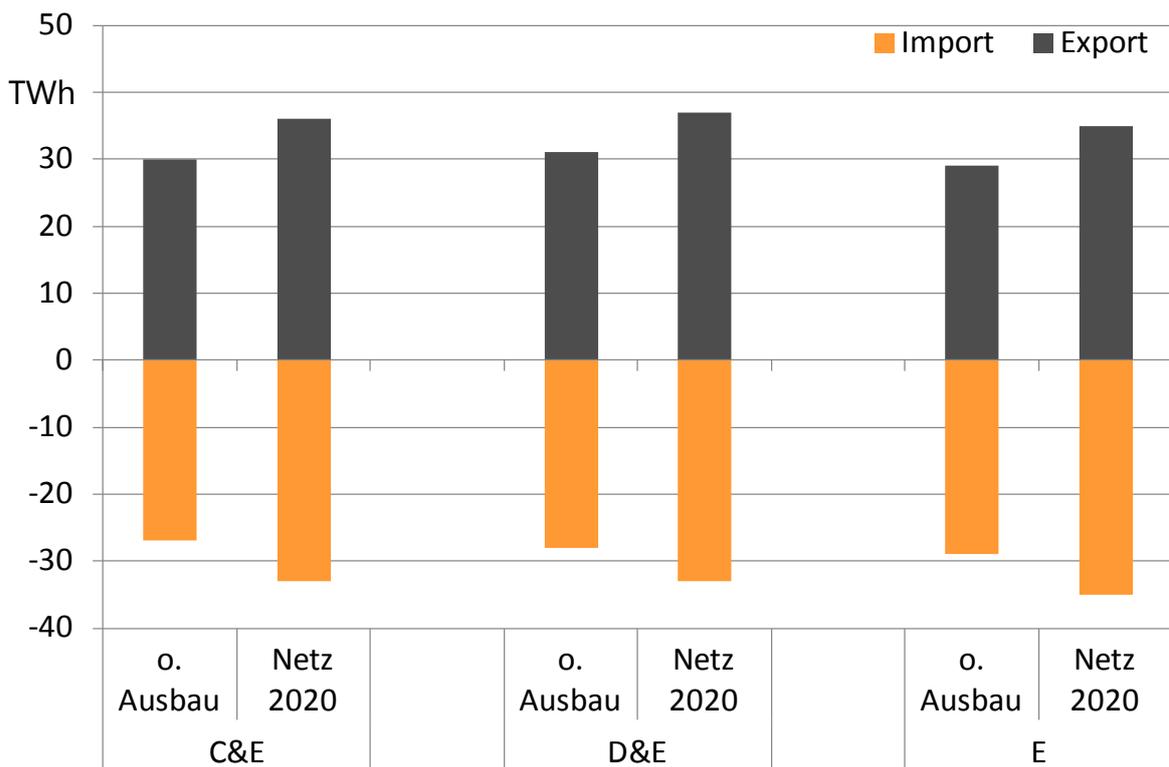


Bild 4.2: Schweizer Handelsbilanzen 2035 für unterschiedliche Netztopologien (Nachfragezenario nEP)

Der Netzausbau trägt somit zu einer höheren Volatilität des grenzüberschreitenden Handels bei, der insbesondere durch einen höheren Stromimportbedarf Italiens hervorgerufen wird. Dennoch ist auch künftig davon auszugehen, dass die Schweiz aufgrund des flexiblen Kraftwerksparks und der geografischen Lage zwischen stark exportierenden bzw. importierenden Ländern wie Frankreich und Italien unabhängig von Nachfrageentwicklung und Stromangebotsvariante ein Transitland bleibt.

Für den Betrachtungszeitpunkt 2050 ergeben sich vergleichbare Ergebnisse sowie daraus abgeleitete Konsequenzen und Schlussfolgerungen.

## 4.2 Netzbelastungen im Übertragungsnetz der Schweiz

Im Folgenden werden die Auswirkungen der unterschiedlichen Nachfrageentwicklungen und Stromangebotsvarianten auf die Belastungen im Schweizer Übertragungsnetz diskutiert.

Zur Einordnung der Ergebnisse ist zu beachten, dass die aufgeführten maximalen (n-1)-Belastungen nicht zwangsläufig zeitgleich auftreten, sondern die jeweils höchste Belastung beim zweigspezifisch kritischsten (n-1)-Fall darstellen.

Dieser kann je Zweig in unterschiedlichen Netzbelastungssituationen auftreten, z. B. in dem aus heutiger Sicht auslegungsrelevanten Starklastfall aber auch in Fällen mit hohem Rückspeisungsanteil aus unterlagerten Spannungsebenen (z. B. Einspeisung aus Windenergie- oder Photovoltaikanlagen) bei gleichzeitig geringer Last, die bei einer aus heutiger Sicht wahrscheinlichen Entwicklung künftig deutlich häufiger auftreten werden, so dass deren Relevanz bei der künftigen Netzauslegung ansteigen wird.

Um dabei die Einflüsse unterschiedlicher Faktoren zu separieren, erfolgt die Betrachtung getrennt nach folgenden Aspekten:

- Einfluss des Nachfrageszenarios,
- Unterschiede zwischen Betrachtungsjahren 2035 und 2050 und
- Auswirkungen der Topologie des Schweizer Übertragungsnetzes.

#### **4.2.1 Einfluss des Nachfrageszenarios**

Für die Nachfrageentwicklung nEP zeigen sich generell sehr ähnliche Netzbelastungen für die betrachteten Angebotsvarianten C&E, D&E und E. In allen Varianten treten innerhalb der Schweiz hohe Netzbelastungen v. a. auf den Nord-Süd-Leitungen auf. Die höchsten Netzbelastungen, die im Bereich von 110 % des thermischen Grenzstroms und darüber hinaus liegen, befinden sich im Bereich der Kuppelleitungen v. a. an der Südgrenze (Bild 4.3)

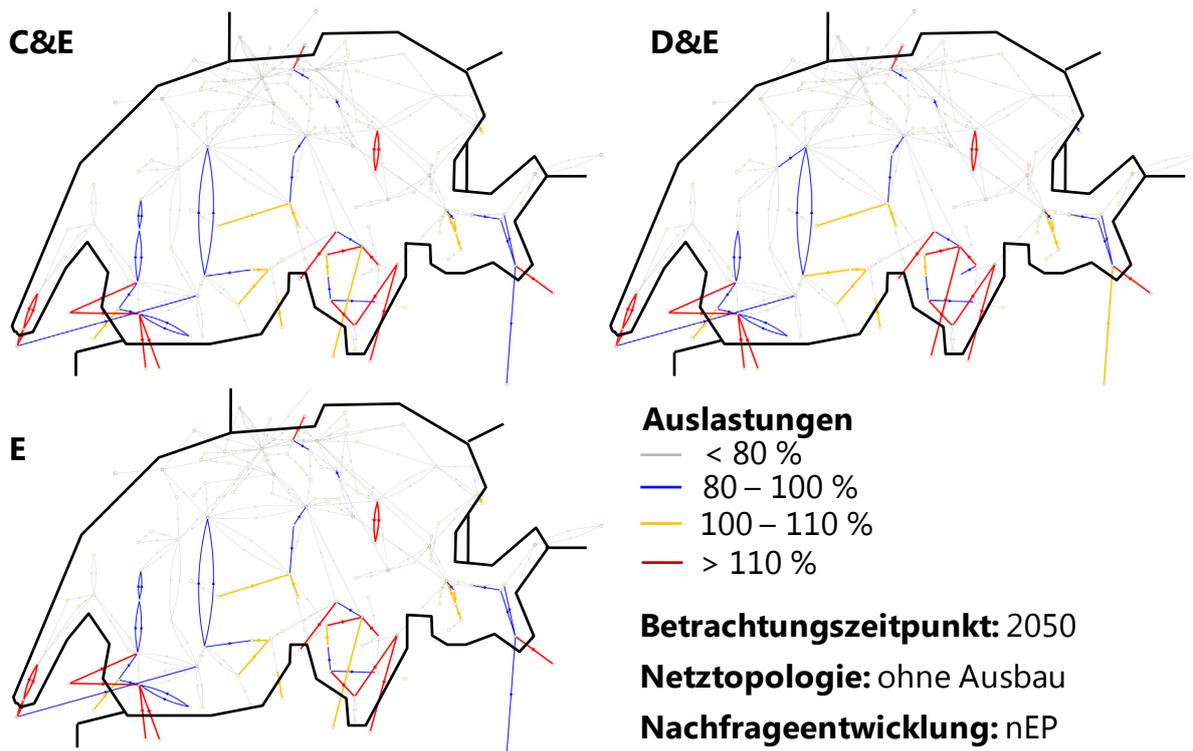


Bild 4.3: Netzbelastung für Nachfrageentwicklung nEP (2050 ohne Netzausbau Schweiz)

Die Kuppelleitungsflüsse sind in einem gewissen Maße durch die Limitierung der grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten (NTCs) an den Schweizer Grenzen begrenzt<sup>6</sup>. Allerdings wird das Übertragungsnetz der Schweiz in signifikantem Umfang auch durch den Handel zwischen den Nachbarländern (z. B. Frankreich→Italien) durch sogenannte Loop-Flows belastet, die sich aufgrund der vorliegenden Netzimpedanzen des vermaschten Netzes ergeben.

Für die Nachfrageentwicklung *wwb* zeigen sich im Hinblick auf die Lage der hoch belasteten Leitungen kaum Unterschiede zum Szenario *nEP*. Allerdings ist das Ausmaß der Netzbelastungen größer 110 % höher, was im Wesentlichen durch die allgemein höhere Nachfrage und die damit generell höhere Netzauslastung verursacht wird (Bild 4.4).

<sup>6</sup> Aufgrund der mit starken Unsicherheiten behafteten Annahmen zur Höhe der NTCs an den Schweizer Grenzen für 2035 und 2050 können sich die hier identifizierten Netzbelastungen ändern, wenn eine von den hier getroffenen Annahmen zur Höhe der Übertragungskapazitäten abweichende Entwicklung eintritt.

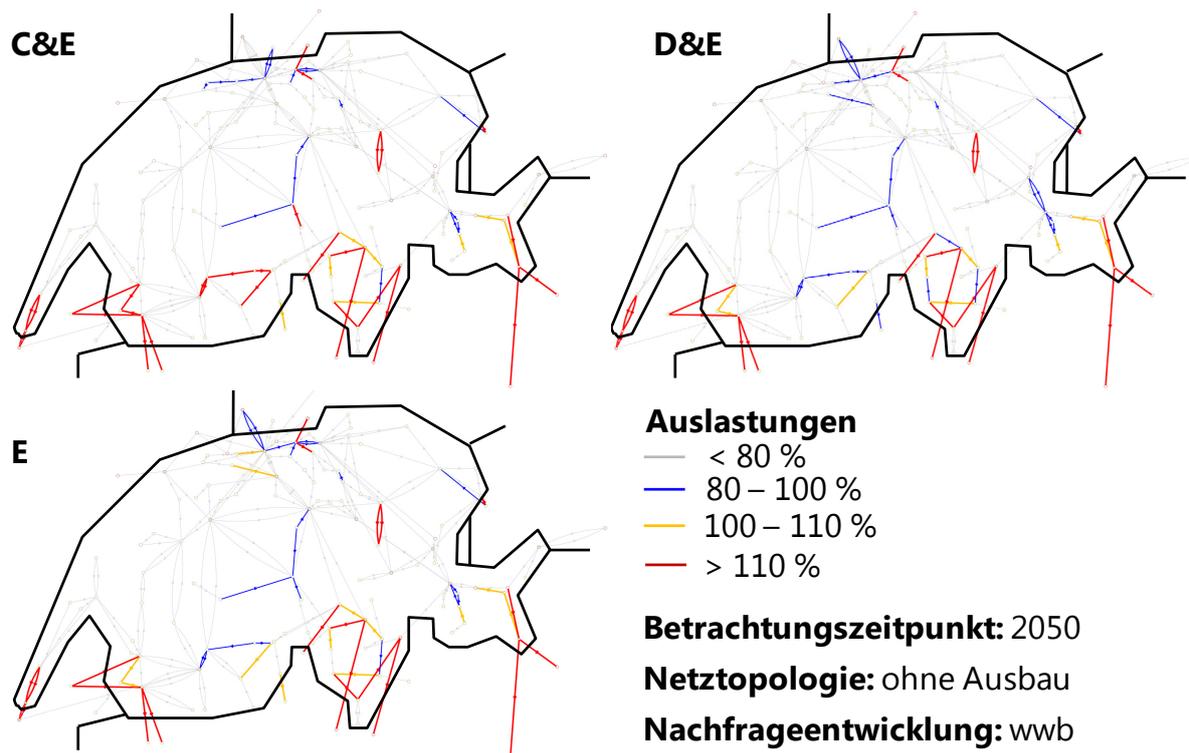


Bild 4.4: Netzbelastung für Nachfrageentwicklung ww (2050 ohne Netzausbau Schweiz)

Zwar ergeben sich absolut gesehen die höchsten Netzbelastungen für die Angebotsvariante C&E, allerdings zeigt sich für beide Nachfrageszenarien, dass die Netzbelastungen weitgehend unabhängig von der betrachteten Angebotsvariante sind. Wesentlicher Grund dafür ist, dass die Netzbelastungen in der Schweiz vor allem von der internationalen Nachfrage und dem daraus resultierenden Kraftwerkseinsatz in Europa (unter den jeweils geltenden Entwicklungsannahmen) getrieben wird. Im Vergleich zu den Entwicklungen auf europäischer Ebene fallen die Auswirkungen unterschiedlicher Annahmen zum Stromangebot in der Schweiz deutlich schwächer ins Gewicht und führen deshalb nur zu graduellen, regional begrenzten Unterschieden im Hinblick auf die Netzbelastung.

#### 4.2.2 Unterschiede zwischen Betrachtungsjahren 2035 und 2050

Im Folgenden werden exemplarisch für eine konstante Angebotsvariante und Netztopologie die Netzbelastungen für die Betrachtungsjahre 2035 und 2050 betrachtet.

Für die Nachfrageentwicklung *ww* erkennt man für 2050 eine höhere Netzbelastung, von der hauptsächlich der südliche Teil der Schweiz und die Kuppelleitungen an der Südgrenze be-

treffen sind (Bild 4.5). Diese werden durch den zwischen 2035 und 2050 angenommenen Lastzuwachs und den Zuwachs der Erzeugung aus erneuerbaren Energien verursacht.

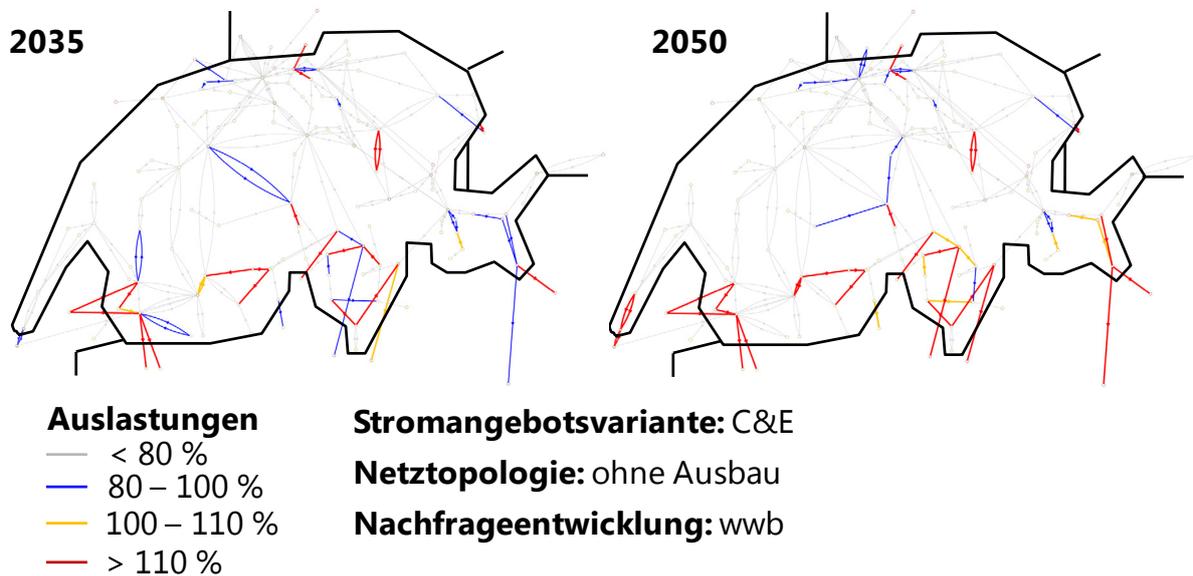


Bild 4.5: Netzbelastung für Betrachtungsjahre 2035 und 2050 (Nachfrageentwicklung ww)

Analog dazu stellen sich die Ergebnisse für die Nachfrageentwicklung *nEP* dar, d. h. auch hier ist eine höhere Netzbelastung für das Jahr 2050 zu beobachten (Bild 4.6). Da die Spitzenlast als unverändert ggü. heute angenommen wird, ist dies allein auf die Steigerung der Erzeugung aus erneuerbaren Energien zurückzuführen.

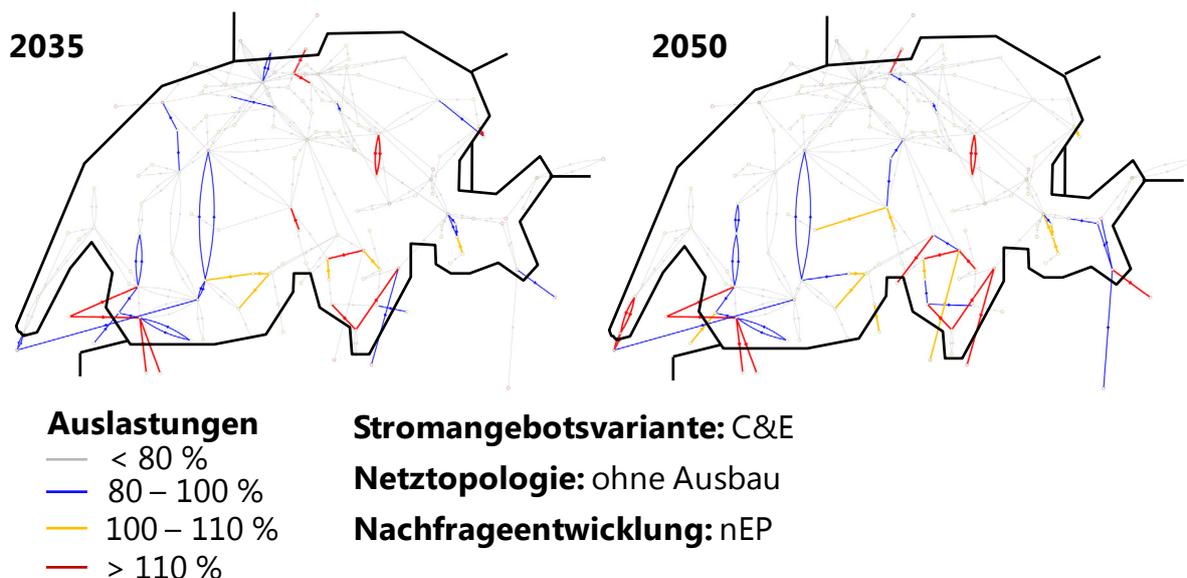


Bild 4.6: Netzbelastung für Betrachtungsjahre 2035 u. 2050 (Nachfrageentwicklung nEP)

#### 4.2.3 Auswirkungen der Topologie des Schweizer Übertragungsnetzes

Der Schweizer Übertragungsnetzbetreiber Swissgrid hat im sogenannten strategischen Netz 2020 (Netz2020) den Netzausbaubedarf in den nächsten 10 Jahren dokumentiert und damit eine belastbare Basis für die Entwicklung der Netztopologie in der Schweiz geschaffen.

Um die Auswirkung dieses Faktors auf die zu erwartenden Netzbelastungen für die betrachtete Bandbreite auf der Nachfrage- und Stromangebotsseite zu beziffern, wurde für das Betrachtungsjahr 2050 exemplarisch die Nachfrageentwicklung *wwb* und Angebotsvariante C&E (da diese Kombination grundsätzlich zu den höchsten Netzbelastungen führt) zugrunde gelegt. Die Netzbelastungen wurden dann für die Fälle berechnet, dass die heutige Topologie des Schweizer Übertragungsnetzes unverändert bleibt bzw. die im strategischen Netz 2020 angegebenen Ausbauprojekte als realisiert angenommen werden.<sup>7</sup>

Die Realisierung der Ausbauprojekte gemäß Netz2020 führt zur weitgehend vollständigen Behebung der Netzüberlastungen innerhalb der Schweiz (Bild 4.7).

<sup>7</sup> Für die Nachbarländer der Schweiz wurde in beiden Fällen ein Netzausbauzustand angenommen, der sich am Ten-Year Network Development Plan der ENTSO-E orientiert.

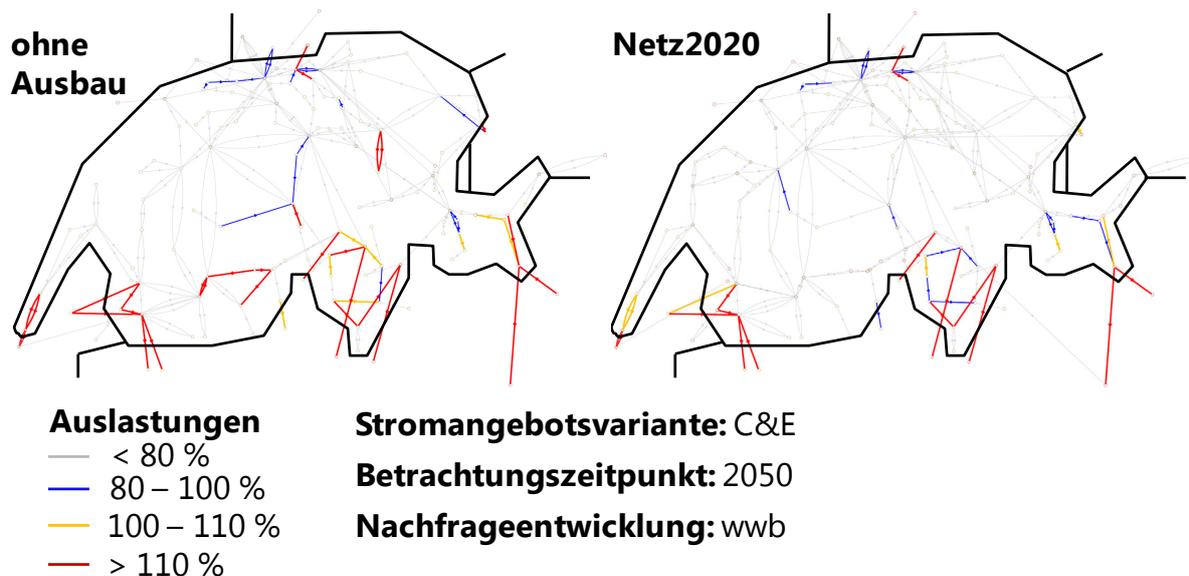


Bild 4.7: Netzbelastung für unterschiedl. Topologien des Schweizer Übertragungsnetzes (Betrachtungsjahr 2050; Nachfrageentwicklung wwB; Angebotsvariante C&E)

Darüber hinaus ist eine leichte Entlastung der Kuppelleitungen festzustellen. Durch die Änderungen der Netztopologie ergeben sich andere Impedanzverhältnisse, die wiederum die beobachtete Flussverlagerung verursachen.

Dennoch verbleiben insbesondere an der Schweizer Südgrenze Leitungsbelastungen von mehr als 110% des thermischen Grenzstroms, so dass aus heutiger Sicht die Umsetzung der im strategischen Netz 2020 dokumentierten Netzausbauprojekte sinnvoll und erforderlich erscheint, darüber hinaus aber weiterer Netzausbaubedarf besteht.<sup>8</sup>

### 4.3 Netzausbaubedarf

Im folgenden Abschnitt wird der Umfang des erforderlichen Netzausbaus zur Eliminierung von Netzüberlastungen exemplarisch für die Stromangebotsvariante D&E unter der Annahme

<sup>8</sup> Da das strategische Netz 2020 von einer energiepolitischen Entwicklung in der Schweiz ausgeht, die die langfristige Nutzung der Kernenergie beinhaltet, ist es theoretisch denkbar, dass einzelne als notwendig erachtete Netzausbauprojekte in den hier betrachteten Rahmenbedingungen nicht erforderlich sind. Die damit verbundenen Auswirkungen erscheinen vor dem Hintergrund der lokal begrenzten Auswirkungen der Einspeisungen an heutigen KKW-Standorten vergleichsweise gering und haben keine Rückwirkung auf den grundsätzlich identifizierten Ausbaubedarf, der über das Netz 2020 hinausgeht.

der Realisierung des strategischen Netzes 2020 diskutiert. Ergebnisdarstellungen für die anderen Angebotsvarianten C&E (inklusive einer Sensitivitätsanalyse zum Einfluss der Standortwahl künftiger GuD-Anlagen), E und A (Nuklear) befinden sich in Anhang B.

Gemäß den Ausführungen in Abschnitt 3.1.3 wurde der Ausbaubedarf nur für überlastete Betriebsmittel ermittelt, die im (n-1)-Fall eine Auslastung von mehr als 110 % des thermischen Grenzstroms aufweisen.

Zu beachten ist, dass die Identifikation von Netzüberlastungen auf Basis exemplarischer Stunden des Jahres erfolgte, für die aufgrund der ausgewerteten Kenngrößen (wie Nachfrage, EE-Einspeisung, Import-/Exportsaldo, etc.) potenziell hohe und damit auslegungsrelevante Netzbelastungssituationen auftreten. Ein direkter Rückschluss auf die Anzahl der Engpassstunden ist somit nicht möglich. Dennoch ist davon auszugehen, dass die im Folgenden dokumentierten Netzüberlastungen nicht nur eine oder wenige Stunden des Jahres repräsentieren, sondern (mit einer gewissen Streuung) in einem nicht zu vernachlässigenden Zeitbereich des Betrachtungsjahrs auftreten.

#### **4.3.1 Netzbelastung mit und ohne Netzausbau**

Für die Nachfrageentwicklung *neue Energiepolitik* ergibt sich bis 2035 Ausbaubedarf im Norden, Süden und Südwesten der Schweiz. Zur Behebung der identifizierten Netzüberlastungen sind insgesamt 7 Ausbauprojekte erforderlich, die über das Netz 2020 hinausgehen. Mit Realisierung dieser Projekte werden (n-1)-Belastungen von mehr als 110 % vollständig vermieden (Bild 4.8).

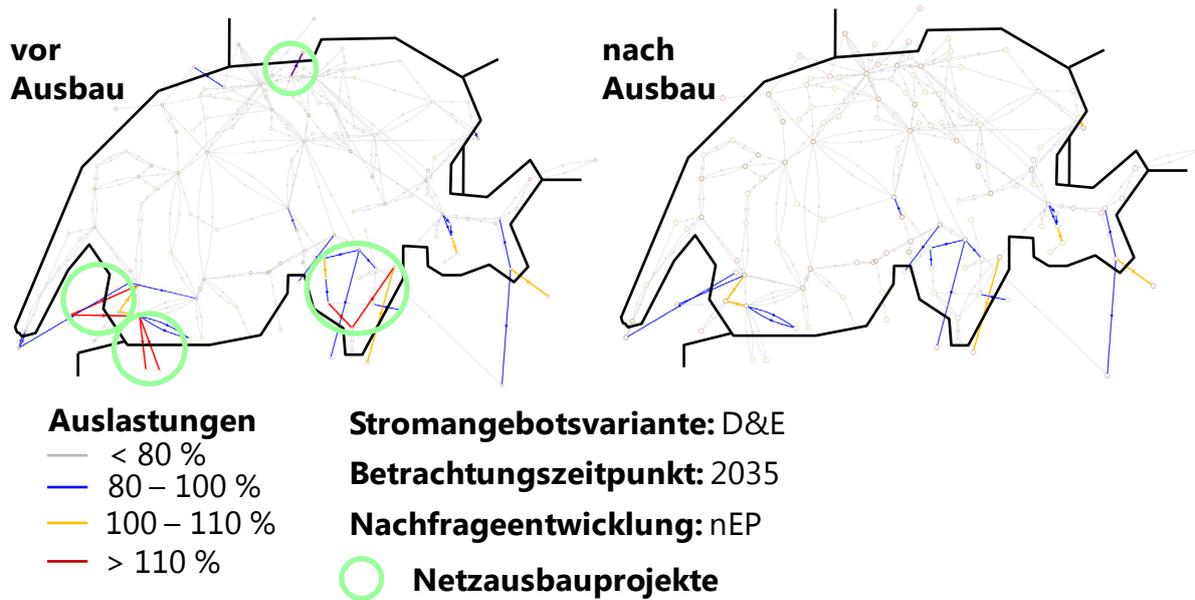


Bild 4.8: Netzausbaubedarf bis 2035 für Nachfrageentwicklung nEP

Bis 2050 zeigen sich zusätzlich Netzüberlastungen im Südosten der Schweiz und eine Verschärfung der Netzbelastung im Süden und Südwesten. Neben den für 2035 als erforderlich identifizierten Ausbauprojekten sind zur vollständigen Eliminierung der Netzüberlastungen weitere 5 Ausbauprojekte, insgesamt also 12 Netzausbauprojekte erforderlich (Bild 4.9).

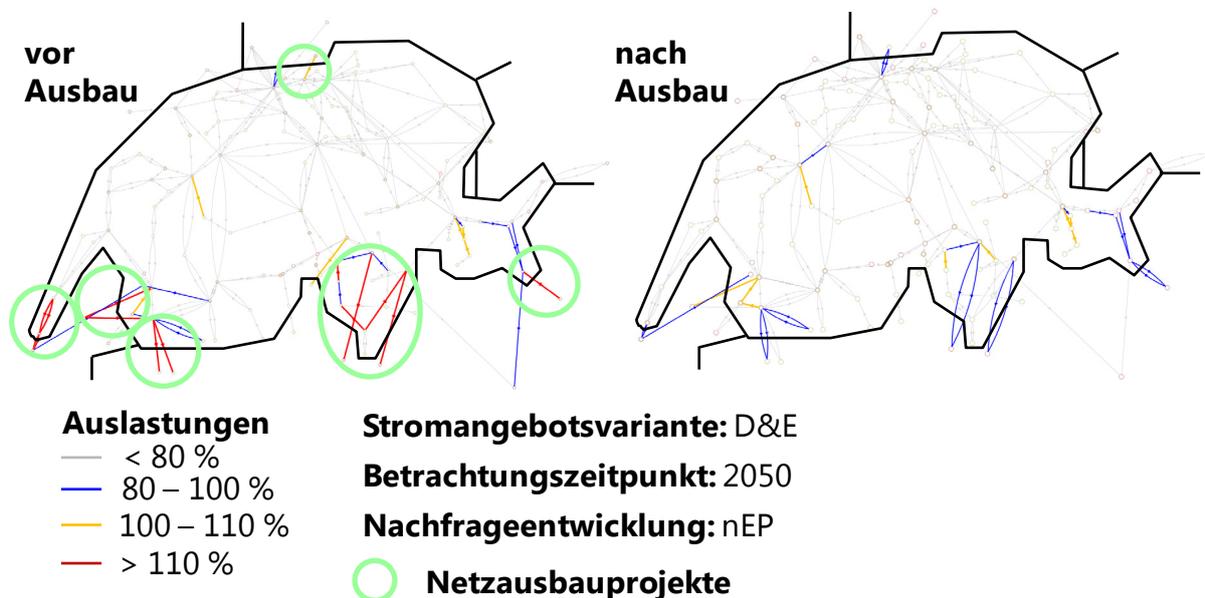


Bild 4.9: Netzausbaubedarf bis 2050 für Nachfrageentwicklung nEP

Für das Nachfrageszenario *weiter wie bisher* treten Netzüberlastungen sowohl in 2035 als auch in 2050 in den für nEP identifizierten Regionen der Schweiz auf.

Daher hat die Realisierung der für *nEP* als zielführend erachteten Ausbauprojekte auch für das Szenario *wwb* engpassentlastende Wirkung. Aufgrund der höheren Nachfrage im Szenario *wwb* müssen darüber hinaus zusätzliche Verstärkungsmaßnahmen ergriffen werden.

Bis 2035 sind insgesamt 12 Ausbauprojekte (davon 7 aus Nachfrageszenario *nEP*) zur vollständigen Vermeidung von Netzüberlastungen notwendig (Bild 4.10).

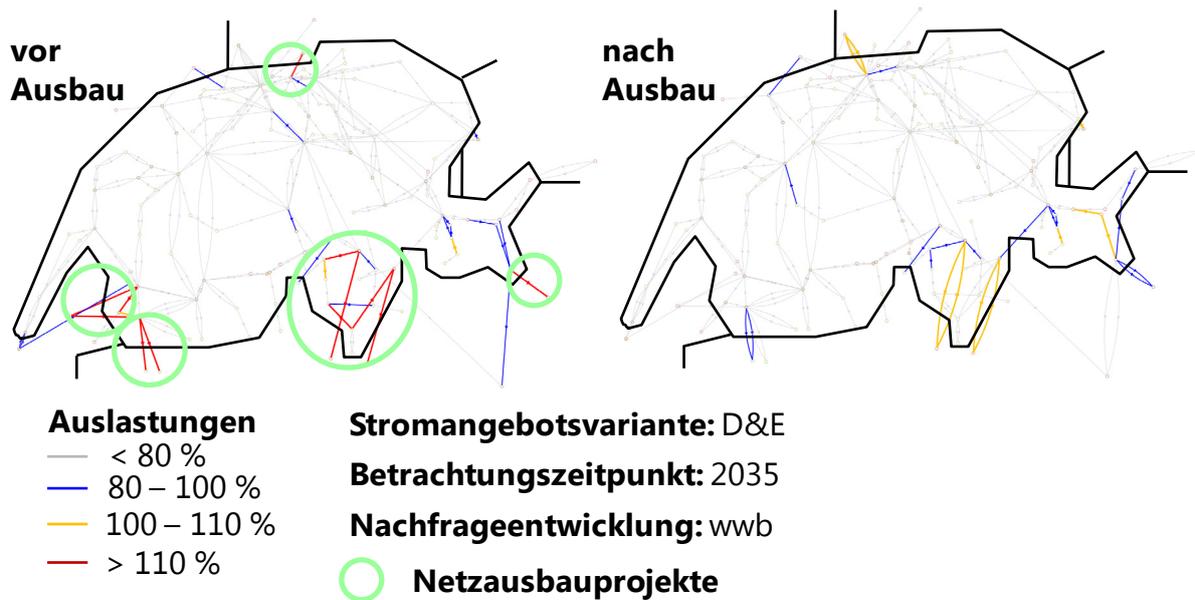


Bild 4.10: Netzausbaubedarf bis 2035 für Nachfrageentwicklung *wwb*

Bis 2050 wurden weitere 3, insgesamt also 15 Ausbauprojekte als erforderlich identifiziert (Bild 4.11).

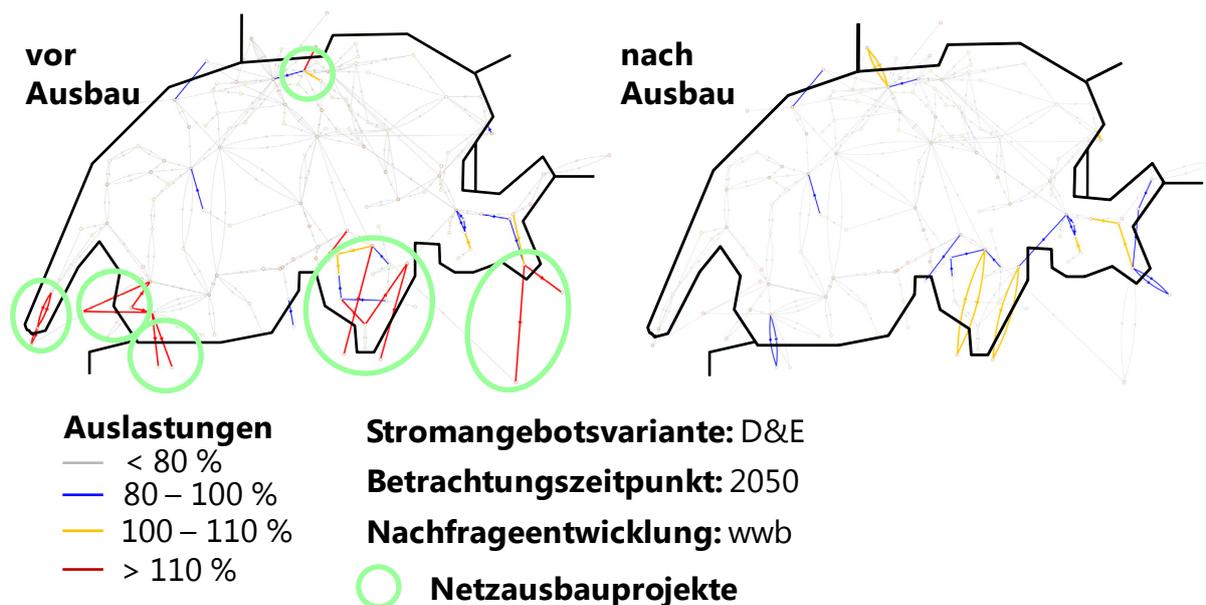


Bild 4.11: Netzausbaubedarf bis 2050 für Nachfrageentwicklung ww

Im Gegensatz zu den zuvor analysierte Fällen sind die verbleibenden Leitungsbelastung nach Realisierung der Netzausbauprojekte im Bereich Tessin noch vergleichsweise hoch (in den Berechnungen zwischen 100 und 110 % des thermischen Grenzstroms), so dass vor dem Hintergrund der Prognoseunsicherheit und Modellgenauigkeit in der Realität u. U. ein weiterer Netzausbaubedarf möglich ist.

#### 4.3.2 Kosten des Netzausbaus

Aus den im vorangegangenen Abschnitt diskutierten Netzausbauprojekten lässt sich der gesamte Netzausbaubedarf in Leitungskilometern zur Beseitigung der identifizierten Netzüberlastungen ermitteln und basierend auf den vom BFE bereitgestellten Kostenansätzen (Tabelle 4.2) eine Kostenabschätzung vornehmen.

Region	Gestänge [TCHF/km]		Leiterseil [TCHF/km]		Schaltfeld [TCHF/Stck.]		Transformator [TCHF/Stück]
	380 kV	220 kV	380 kV	220 kV	380 kV	220 kV	380/220 kV
Mittelland	370	300	230	160	2125	1500	5000
Voralpen	420	330	240	170			
Alpen	570	440	250	180			

Tabelle 4.2: Kostenansätze zur Bewertung der Netzausbaukosten (Quelle: BFE, Consentec)

Zur Einordnung der Resultate ist zu beachten, dass

- der in den Simulationsrechnungen angenommene Netzausbau das technisch erforderliche Minimum und somit im Hinblick auf die mit der Realisierung verbundenen Kosten die theoretische Untergrenze darstellt,
- in der Realität im Sinne der langfristigen Effizienz einer Netzverstärkungsmaßnahme zum Teil direkt ein 2-systemiger Ausbau (der technisch nicht unmittelbar notwendig ist) erfolgt, dessen Kosten im Folgenden mit einem Faktor von 1,5 ggü. den Kosten für die Realisierung des technisch minimal erforderlichen Netzausbaus abgeschätzt wird und damit die Kostenobergrenze darstellt,
- die Kosten für Netzverstärkungsmaßnahmen auf der Annahme basieren, dass der Netzausbau grundsätzlich in der derzeit kostengünstigsten Ausführung in Freileitungstechnik erfolgt und damit zusätzliche Kosten entstehen können, wenn Netzverstärkungen teilweise oder ganz in Kabeltechnik ausgeführt werden, und
- die ausgewiesenen Kosten für Netzverstärkungsmaßnahmen zusätzlich zu den Kosten für die Umsetzung der im Netz 2020 definierten Netzausbauprojekte zu verstehen sind.

Abhängig vom Betrachtungsjahr und der angenommenen Nachfrageentwicklung variiert der Netzausbau zwischen 300 und 600 km. Davon entfallen in jeder betrachteten Variante rund 150 km auf Projekte im 220-kV-Netz und der jeweilige Rest auf das 380-kV-Netz

Für die Nachfrageentwicklung *wwb* haben die Netzausbauprojekte eine deutlich höhere Gesamtlänge als für das Szenario *nEP*, so dass eine sehr deutliche Abhängigkeit von der Nachfrageentwicklung festzuhalten ist. Die Berechnungen zeigen, dass die Abhängigkeit von der Stromangebotsvariante im Vergleich dazu als gering zu bezeichnen ist.

Die Investitionskosten verhalten sich analog zur Leitungslänge der Netzausbaumaßnahmen. Im Nachfrageszenario *nEP* bewegen sich die Kosten in einer Bandbreiten von etwa 185-280 Mio. CHF bis 2035 bzw. 330-500 Mio. CHF bis 2050. Für das Szenario *wwb* erge-

ben sich Investitionskosten im Bereich von gut 360-540 Mio.CHF bis 2035 und etwa 475-710 Mio. CHF bis 2050 (Tabelle 4.3).<sup>9</sup>

		Leitungskilometer		Investitionskosten [Mio. CHF]				
		220 kV	380 kV	Leitung	Gestänge	Schaltfeld	Trafo	Summe
<b>2035</b>	<b>nEP</b>	155..235	140..210	65..100	90..135	25..40	5	185..280
	<b>wwb</b>	155..235	330..500	110..165	200..300	45..70	5	360..540
<b>2050</b>	<b>nEP</b>	165..250	290..435	100..150	180..270	45..70	5	330..495
	<b>wwb</b>	165..250	445..670	140..210	270..405	60..90	5	475..710

*Tabelle 4.3: Bandbreite der Leitungskilometer und Investitionskosten der Ausbauprojekte über das Netz2020 hinaus (Angebotsvariante D&E)*

## 4.4 Regelreserve

### 4.4.1 Entwicklung des Reservebedarfs

Zentrale Einflussgrößen auf den Bedarf an Sekundär- und Tertiärregelreserve (SRL und TRL) der Schweiz bilden Kraftwerksausfälle, Prognosefehler der Last, Lastrauschen sowie Prognosefehler dargebotsabhängiger Einspeisung (vgl. Abschnitt 3.2), deren Auswirkung auf den Reservebedarf von den im Rahmen der Energieperspektiven definierten Nachfrageentwicklung und Stromangebotsvarianten variieren kann.

Mit Ausnahme des Kernenergieszenarios A wird der Ausbau der Erzeugung aus erneuerbaren Energien je Betrachtungszeitpunkt in allen untersuchten Stromangebotsvarianten als identisch angenommen, wodurch der durch den Prognosefehler dargebotsabhängiger Erzeugung bedingte Teil des Reservebedarfs in allen Stromangebotsvarianten gleich hoch ist. Variabel ist somit der Einfluss des Nachfrageniveaus auf den Reservebedarf (durch Lastrauschen und

<sup>9</sup> Es ist zu beachten, dass in Tabelle 4.3 die Leitungskilometer dargestellt sind und somit eine Abhängigkeit von der Ausführung des Netzausbaus (1- oder 2-systemig) besteht. Die erforderliche Anzahl an Trassenkilometern ist dagegen unabhängig davon, ob der Netzausbau 1- oder 2-systemig erfolgt. Besteht eine Netzausbaumaßnahme aus der Erhöhung der Betriebsspannung einer bestehenden Leitung, werden die Gestängekosten nur anteilig angesetzt. Darüber hinaus sei darauf hingewiesen, dass weitere Kostenkomponenten (z. B. für den Grundstückserwerb oder die Genehmigungsverfahren) hier nicht berücksichtigt wurden.

Lastprognosefehler) sowie die Auswirkungen durch Kraftwerksausfälle (je nach Angebotsvariante der GuD-Anlagen bzw. Kernkraftwerke). Bild 4.12 zeigt die sich ergebenden unterschiedlichen Niveaus des Bedarfs an positiver und negativer SRL bzw. TRL für das Jahr 2009 (Referenz) und die Betrachtungsjahre 2035 und 2050 für die unterschiedlichen Nachfrageentwicklungen und Stromangebotsvarianten.

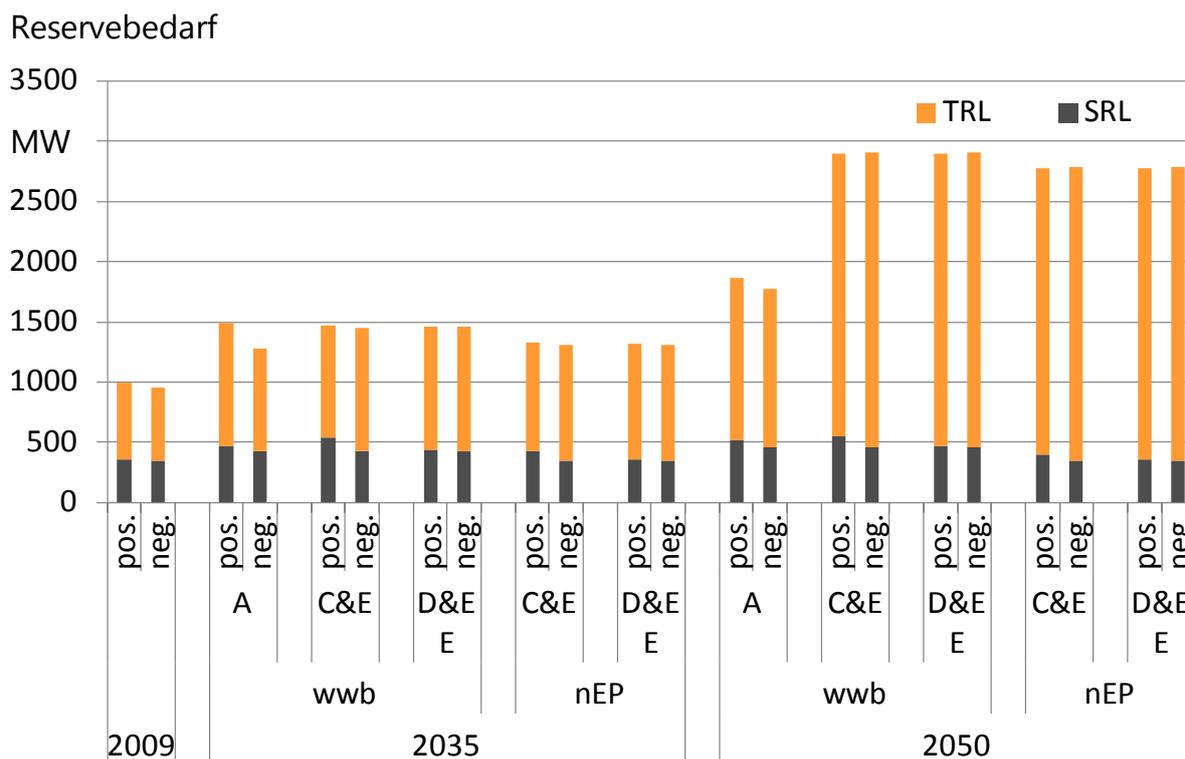


Bild 4.12: Bedarf an Sekundär- und Tertiärregelleistung für betrachtete Szenarien

Der aktuelle Reservebedarf liegt sowohl für positive als auch negative Reserve bei ungefähr 1000 MW. Für 2035 ist eine Steigerung des gesamten Reservebedarfs (Summe aus SRL und TRL) von etwa 50 % auf 1500 MW erkennbar. Für die Nachfrageentwicklung *nEP* wird dieser Zuwachs im Wesentlichen durch den Zubau der Erzeugung aus erneuerbaren Energien und dem damit verbundenen größeren Einfluss des Prognosefehlers dieser Einspeisung bestimmt. Im Szenario *wwb* ist der Reservebedarf nochmals geringfügig höher, da ein zusätzlicher Einfluss auf den Reservebedarf durch das höhere Nachfrageniveau (Steigerung der Spitzenlast auf 13 GW) gegeben ist.

Der Einfluss der GuD-Anlagen auf den Reservebedarf ist vernachlässigbar, wie sich durch Vergleich der Ergebnisse für die Angebotsvarianten C&E mit D&E/E erkennen lässt. Lediglich die positive SRL ist im Fall C&E etwa 100 MW höher. Dies verdeutlicht, dass in den

Betrachtungsjahren 2035 und 2050 der Reservebedarf der Schweiz durch das Lastniveau und der Einspeisung aus dargebotsabhängiger Erzeugung dominiert wird.

In 2050 steigt der gesamte Reservebedarf sowohl für positive als auch negative Reserve ggü. heute in etwa auf den dreifachen Wert an. Der Reservebedarf wird in 2050 durch den Prognosefehler der Einspeisung aus erneuerbaren Energien deutlich dominiert, während die Auswirkungen des Nachfrageniveaus und der thermischen Kraftwerke dann eine untergeordnete Rolle einnehmen.

Für die Angebotsvariante A resultiert ein höherer Anteil des Reservebedarfs durch die Berücksichtigung von Kraftwerksausfällen. Da gleichzeitig der Anteil der Erzeugung aus erneuerbaren Energien geringer als in den anderen betrachteten Angebotsvarianten ist, ergibt sich ein weniger stark ausgeprägter Einfluss des Prognosefehlers auf den Reservebedarf. Die Gegenläufigkeit dieser Einflussgrößen führt dazu, dass der Reservebedarf für die Variante A (in 2050 sogar deutlich) geringer ist als in den anderen Angebotsvarianten.

#### **4.4.2 Kosten der Reservebeschaffung**

Für die im Rahmen der Untersuchung betrachteten Zeitpunkte unterliegt die Abschätzung der Preisentwicklungen für die Reservevorhaltung starken Unsicherheiten. Im Sinne der Anwendung einer konsistenten und zumindest für die heutigen Rahmenbedingungen realistischen Datenbasis wurden die Kosten der Reservevorhaltung auf Basis heutiger Preisniveaus abgeschätzt.

Aufgrund der Annahmen zur Entwicklung des Kraftwerksparks in den relevanten europäischen Ländern lässt vermuten, dass die Nachfrage nach Reserve an den Märkten zukünftig (u. U. signifikant) ansteigt und sich damit nennenswerte Rückwirkungen auf das Preisniveau zu erwarten sind. Die nachfolgend aufgeführten Kostenabschätzungen sind daher als Indikator und nicht als eine konkrete Kostenbestimmung zu verstehen.

Durch Auswertung der veröffentlichten Ergebnisse der Ausschreibung von SRL und TRL ergeben sich die in Tabelle 4.4 aufgeführten mittleren Kostenansätze.

	<b>SRL</b>	<b>TRL</b>
<b>pos.</b>	330.000 CHF/MWa	90.000 CHF/MWa
<b>neg.</b>	330.000 CHF/MWa	65.000 CHF/MWa

*Tabelle 4.4: Kostenansätze für die Reservevorhaltung*

Die in Abschnitt 4.4.1 diskutierten Ergebnisse des Bedarfs an positiver und negativer Reserve haben im Wesentlichen eine Abhängigkeit vom Betrachtungsjahr und der Nachfrageentwicklung aufgezeigt. Die resultierenden Kosten werden daher nicht weiter nach Angebotsvarianten differenziert.<sup>10</sup>

Unter Anwendung der oben angegebenen Kostenansätze ergeben sich jährliche Kosten für die Reservevorhaltung im Nachfrageszenario *nEP* zwischen 390 und 610 Mio. CHF. Für die Nachfrageentwicklung *wwb* wurden jährliche Kosten in Höhe von 450 bis 700 Mio. CHF ermittelt (Tabelle 4.5).

	<b>nEP</b>	<b>wwb</b>
<b>2035</b>	390 Mio. CHF/a	450 Mio. CHF/a
<b>2050</b>	610 Mio. CHF/a	700 Mio. CHF/a

*Tabelle 4.5: Jährliche Kosten der Reservevorhaltung (SRL+TRL) in Abhängigkeit von Nachfrageentwicklung und Betrachtungszeitpunkt*

#### **4.4.3 Potential einer international koordinierten Reservebeschaffung**

Eine koordinierte Beschaffung von Reserveleistung über Einheiten zu beschaffen kann dazu beitragen, dass die Höhe der gesamten im koordinierten System vorzuhaltenden Reserve ggü. dem Fall einer separaten Reservebeschaffung reduziert wird. So konnte in Deutschland durch den Zusammenschluss der vier Regelzonen in Deutschland zu einem Netzregelverbund

<sup>10</sup> Da Angebotsvariante A nur in Kombination mit Nachfrageszenario *wwb* existiert, und vor dem Hintergrund der aktuellen politischen Diskussion wahrscheinlich keine realistische Entwicklungsoption darstellt, wird auf die Kostenbewertung verzichtet.

(NRV) der Reservebedarf um etwa 30 % im Vergleich zu einer regelzonenweisen Reservebemessung gesenkt werden.

Dies hat eine entsprechend senkende Wirkung auf die Gesamtkosten der Reservevorhaltung bei gleichzeitiger Erhöhung der Flexibilität des Erzeugungssystems, da weniger Potenzial zur Reservevorhaltung gebunden ist.

Grundsätzlich sind derartige koordinierte Ansätze auch länderübergreifend denkbar. Eine potentielle Anwendung dieses Vorgehens auf die Schweiz setzt jedoch voraus, dass die grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten nicht vollständig dem Handel zur Verfügung gestellt werden, sondern teilweise für einen potenziellen Reserveabruf vorbelegt sind. Dies ist zumindest unter den derzeitigen Rahmenbedingungen nicht möglich, so dass eine detaillierte Untersuchung des Nutzens einer international koordinierten Reservebeschaffung zu einem späteren Zeitpunkt erfolgen sollte, zu dem eine entsprechende Modifikation der Rahmenbedingungen ausreichend konkretisiert wurde.

## 5 Zusammenfassung

Das Schweizerische Bundesamt für Energie (BFE) hat in den 2007 veröffentlichten und 2010 aktualisierten Energieperspektiven unterschiedliche für die Schweiz relevante Szenarien für die Zeithorizonte 2035 und 2050 definiert. Ein wesentliches Ergebnis dieser Untersuchung ist die Erkenntnis, dass für die Gewährleistung einer sicheren Energieversorgung der Schweiz zusätzlich zu den bisherigen energiepolitischen Maßnahmen weitere Anstrengungen im Mittel- und Langfristbereich erforderlich sind.

In diesem Zusammenhang wurden im Rahmen dieser Studie die Auswirkungen unterschiedlicher Kombinationen aus Nachfrageentwicklung und Stromangebotsvariante auf das Übertragungsnetz mit Fokus auf die Schweiz analysiert. Die wesentlichen Erkenntnisse lassen sich wie folgt zusammenfassen:

- Die Netzbelastungssituation im Schweizer Übertragungsnetz wird hauptsächlich durch die Entwicklung der Nachfrage und des Erzeugungssystems in Europa bestimmt. Die Auswirkungen der in den Energieperspektiven definierten Stromangebotsvarianten zur Deckung der Nachfrage in der Schweiz sind regional stark begrenzt.
- Die Realisierung der im strategischen Netz 2020 als notwendig identifizierten Netzausbauprojekte führen grundsätzlich zu einer nahezu vollständigen Eliminierung von Schweiz-internen Netzüberlastungen und entlasten teilweise die hoch belasteten Kuppelleitungen, v. a. im Süden. Es verbleiben Netzüberlastungen in beiden Nachfragentwicklungen, die unterstreichen, dass die Umsetzung des strategischen Netzes 2020 sinnvoll und notwendig ist, darüber hinaus aber weitere Netzverstärkungen realisiert werden müssen. Die mit dem zusätzlichen Netzausbau verbundenen Kosten liegen für die Nachfrageentwicklung *Neue Energiepolitik* in einer Bandbreite von rund 185-280 Mio. CHF bis 2035 bzw. 330-500 Mio. CHF bis 2050. Für die Nachfrageentwicklung *weiter wie bisher* belaufen sich die Kosten auf in etwa 360-540 Mio. CHF bis 2035 und ca. 475-710 Mio. CHF bis 2050.
- Der Reservebedarf wird für die zugrunde liegende Zusammensetzung des Erzeugungsportfolios bei Annahme heutzutage üblicher Prognosefehler bis 2035 um 50% ansteigen und sich bis 2050 im Vergleich zu heute in etwa verdreifachen. Dabei zeigt sich im Wesentlichen eine Abhängigkeit vom Betrachtungsjahr und der Nachfrageentwicklung, während der Einfluss der unterschiedlichen Stromangebotsvariante auf den Reservebedarf ge-

ring ausfällt. Die unter Anwendung heute typischer erzielter Preise am Schweizer Reservemarkt abgeschätzten jährlichen Kosten für die Reservevorhaltung belaufen sich für die Nachfrageentwicklung *Neue Energiepolitik* auf rund 390 Mio. CHF in 2035 bzw. 610 Mio. CHF in 2050. Für die Nachfrageentwicklung *weiter wie bisher* liegen die jährlichen Kosten in einer Größenordnung von 450 Mio. CHF in 2035 bzw. 700 Mio. CHF in 2050.

## Literatur

- [1] Prognos AG  
**Grundlagen für die Energiestrategie des Bundesrates; Frühjahr 2011**  
**Aktualisierung der Energieperspektiven 2035 (energiewirtschaftliche Modelle)**  
Basel, Schweiz, Mai 2011
- [2] European Commission  
**European Energy and Transport – Trends to 2030 - Update 2007**  
Luxemburg, April 2008
- [3] International Energy Agency  
**World Energy Outlook**  
Paris, Frankreich, 2010
- [4] Union of the Electricity Industry – EURELECTRIC  
**Power Choices**  
**Pathways to Carbon-Neutral Electricity in Europe by 2050 - Full Report**  
Brüssel, Belgien, Juni 2010
- [5] ENTSO-E - European Network of Transmission System Operators for Electricity  
**Hourly load values for a specific country for a specific day (in MW)**  
<https://www.entsoe.eu>, 2011
- [6] ENTSO-E - European Network of Transmission System Operators for Electricity  
**Ten-Year Network Development Plan (TYNDP)**  
April, 2011
- [7] Swissgrid AG  
**Das strategische Netz 2020**  
[www.swissgrid.ch](http://www.swissgrid.ch), 2011

- [8] Dany, G.  
**Kraftwerksreserve in elektrischen Verbundsystemen mit hohem Windenergieanteil**  
Aachener Beiträge zur Energieversorgung, Band 71  
Klinkenberg Verlag, Aachen, 2000
- [9] Roggenbau, M.  
**Kooperation der Übertragungsnetzbetreiber zur Minutenreservehaltung in elektrischen Verbundsystemen**  
Aachener Beiträge zur Energieversorgung, Band 57  
Klinkenberg Verlag, Aachen, 1999
- [10] Swissgrid AG  
**Ergebnisse der Ausschreibung von Sekundär- und Tertiärregelleistung**  
[www.swissgrid.ch](http://www.swissgrid.ch), 2011

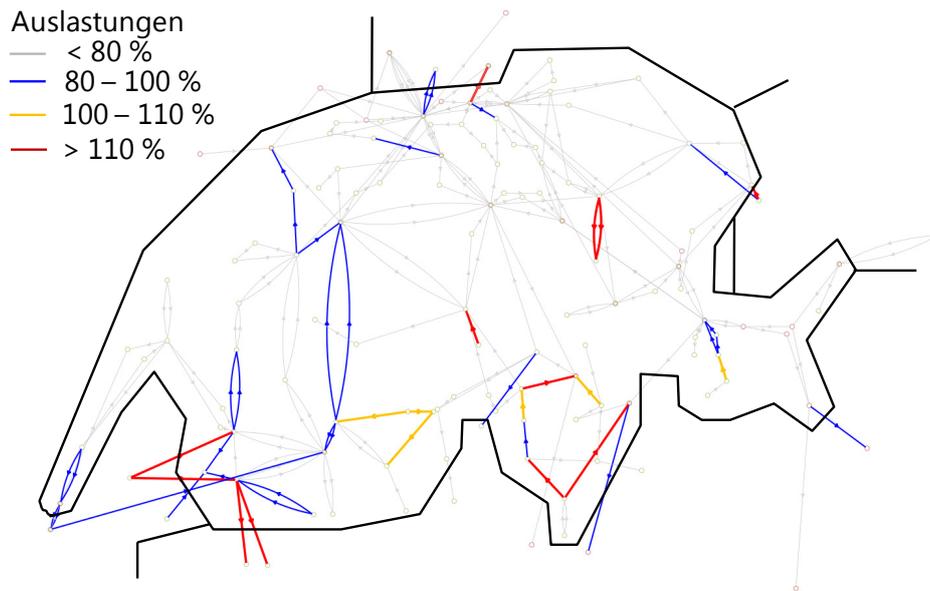
## **Anhang**



## A Netzbelastung und Netzausbaubedarf

### A.1 Netzbelastung

#### A.1.1 Szenarien C&E, E und A



*Bild A.1: Netzbelastung Angebotsvariante C&E bei Nachfrageentwicklung nEP in 2035 bei heutiger Netztopologie*

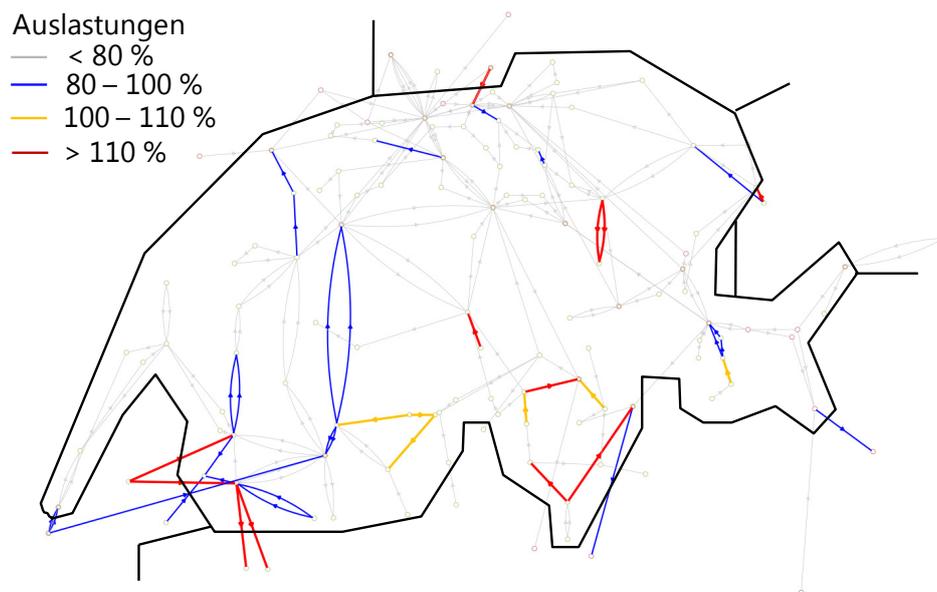


Bild A.2: Netzbelastung Angebotsvariante E bei Nachfrageentwicklung nEP in 2035 bei heutiger Netztopologie

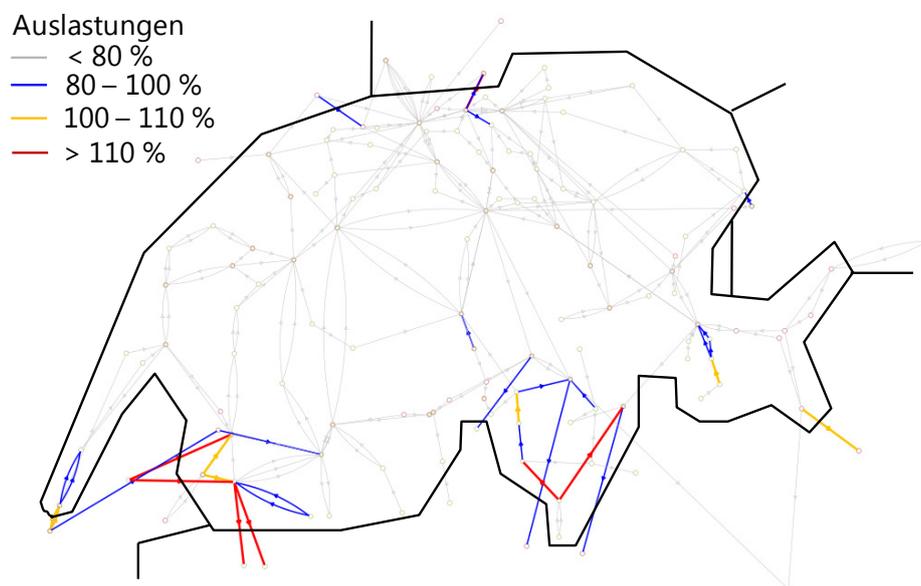


Bild A.3: Netzbelastung Angebotsvariante C&E bei Nachfrageentwicklung nEP in 2035 bei Netz 2020

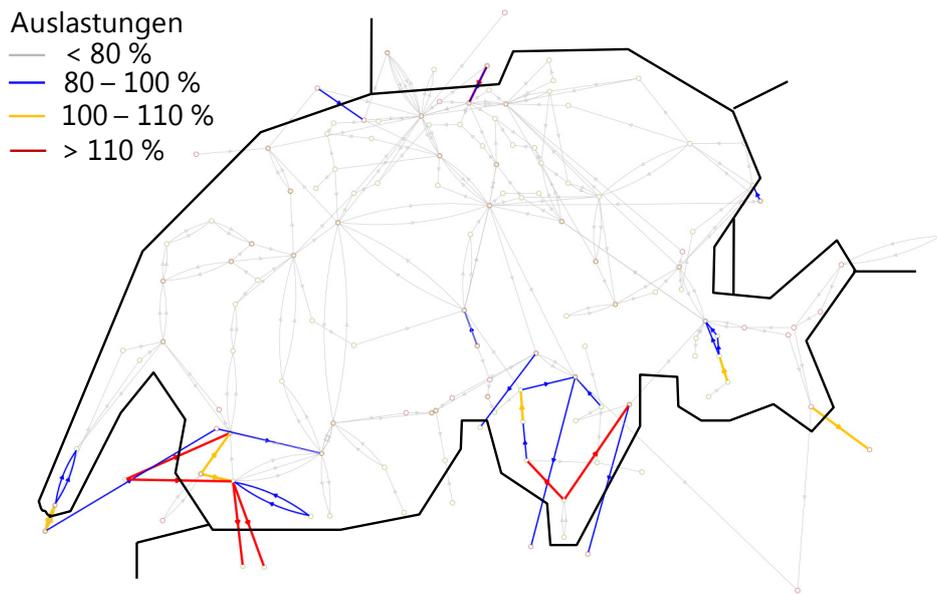


Bild A.4: Netzbelastung Angebotsvariante E bei Nachfrageentwicklung nEP in 2035 bei Netz 2020

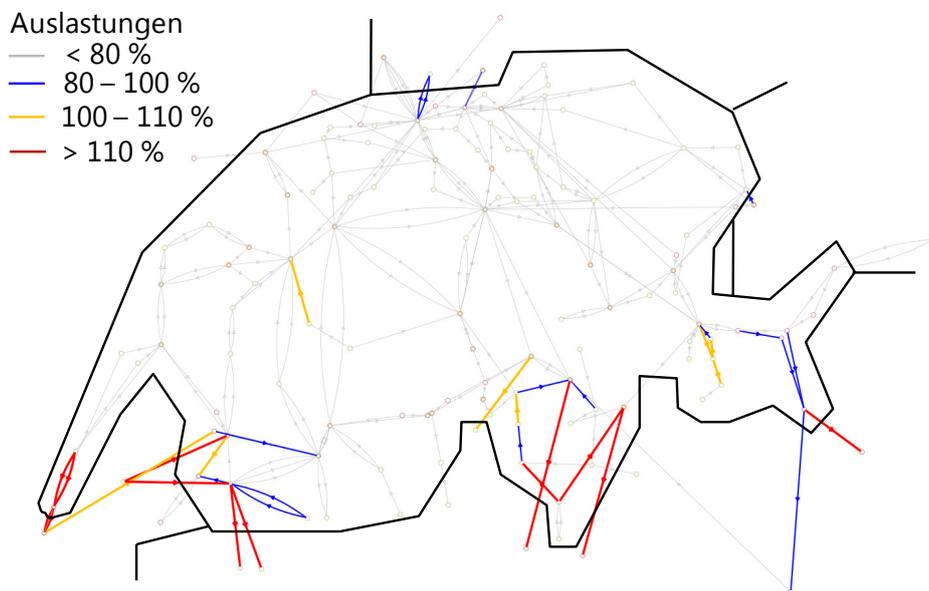


Bild A.5: Netzbelastung Angebotsvariante C&E bei Nachfrageentwicklung nEP in 2050 bei Netz2020

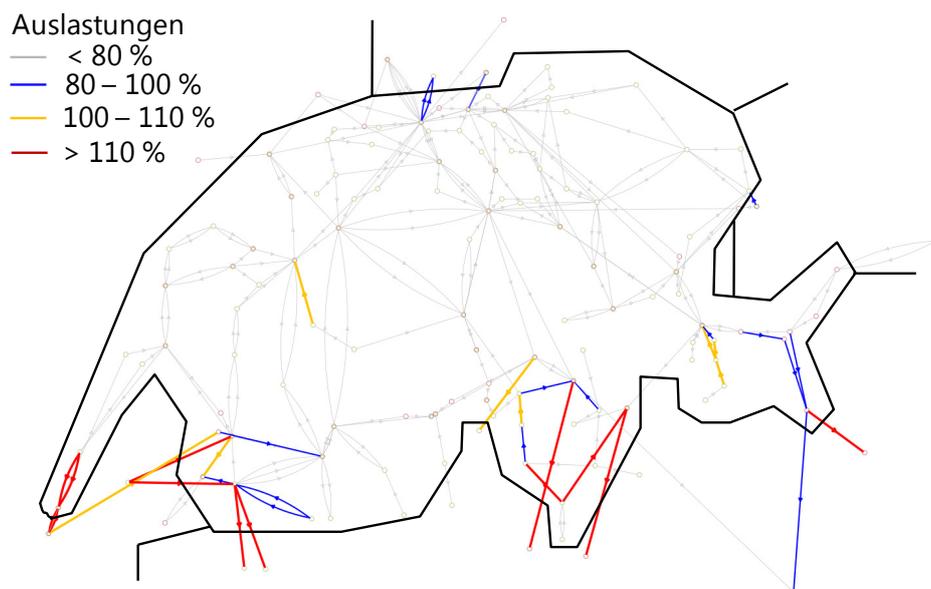


Bild A.6: Netzbelastung Angebotsvariante E bei Nachfrageentwicklung nEP in 2050 bei Netz 2020

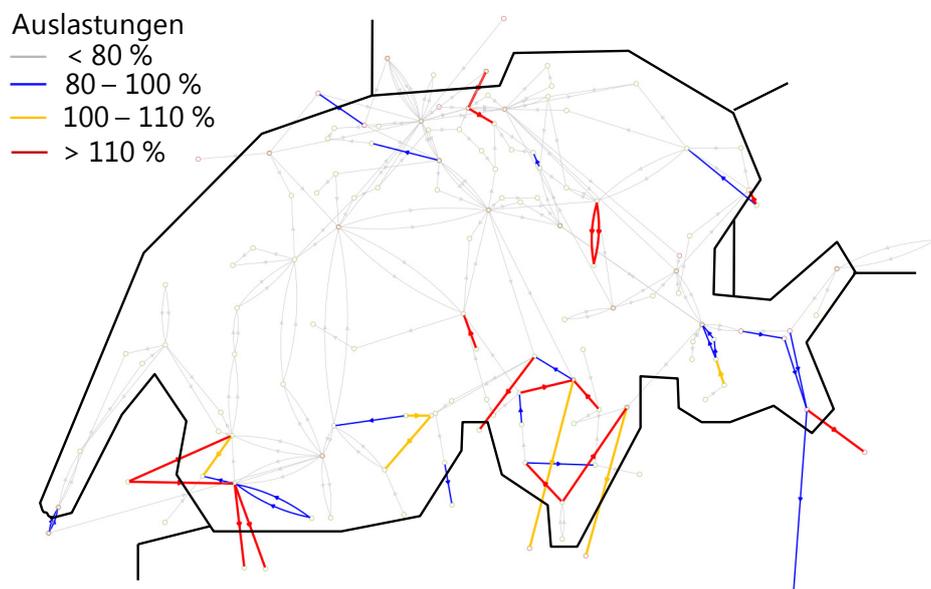


Bild A.7: Netzbelastung Angebotsvariante C&E bei Nachfrageentwicklung wwb in 2035 bei heutiger Netztopologie

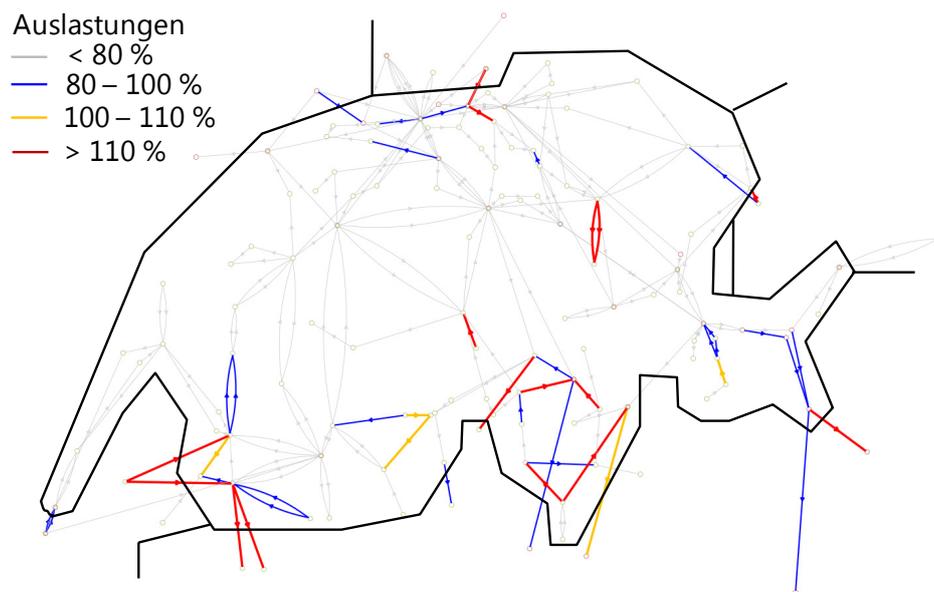


Bild A.8: Netzbelastung Angebotsvariante E bei Nachfrageentwicklung wwb in 2035 bei heutiger Netztopologie

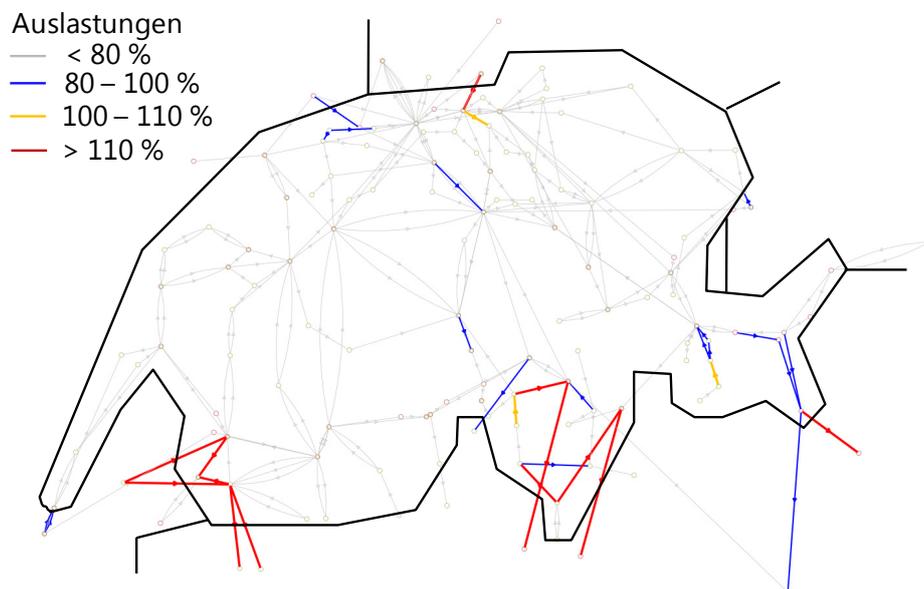


Bild A.9: Netzbelastung Angebotsvariante C&E bei Nachfrageentwicklung wwb in 2035 bei Netz 2020

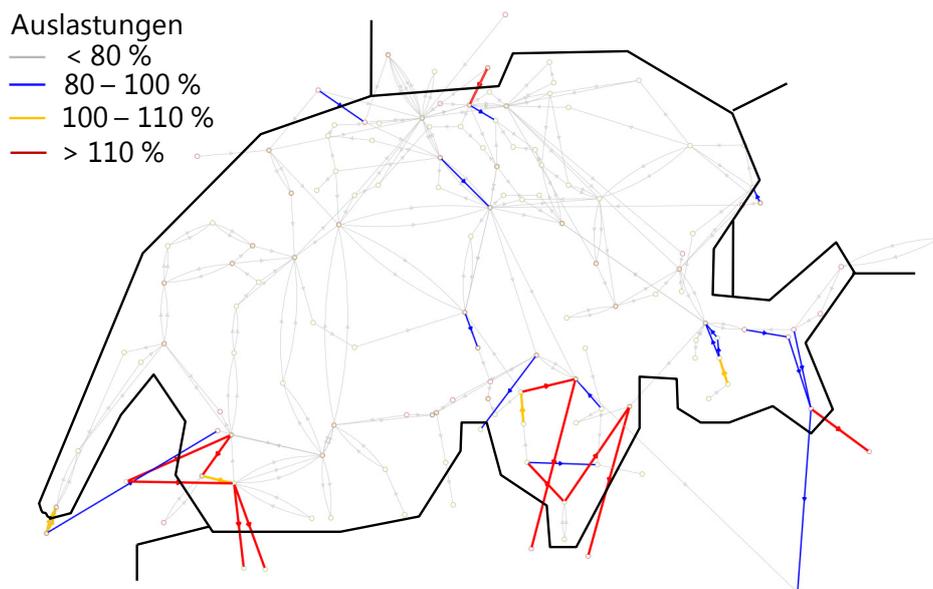


Bild A.10: Netzbelastung Angebotsvariante E bei Nachfrageentwicklung wwb in 2035 bei Netz 2020

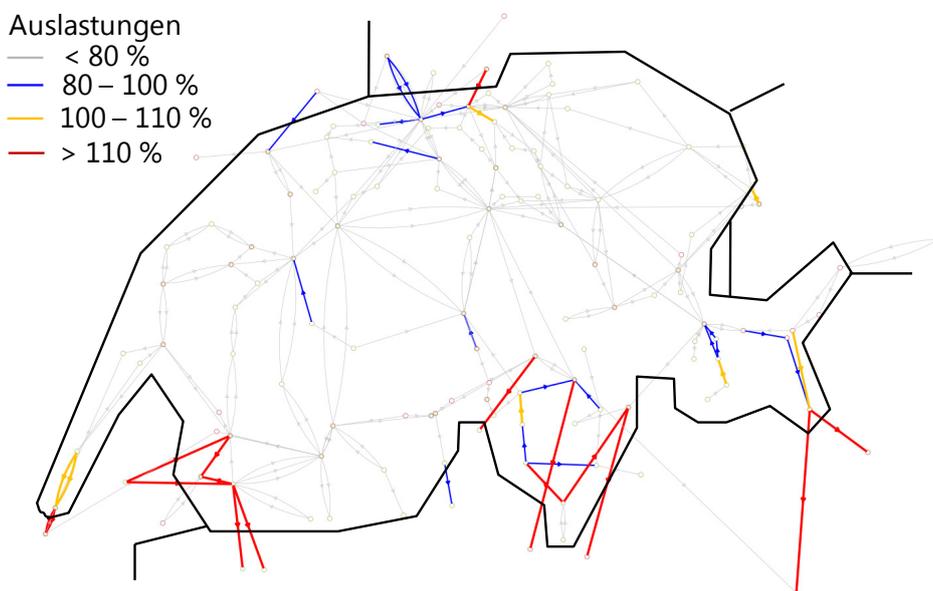


Bild A.11: Netzbelastung Angebotsvariante E bei Nachfrageentwicklung wwb in 2050 bei Netz 2020

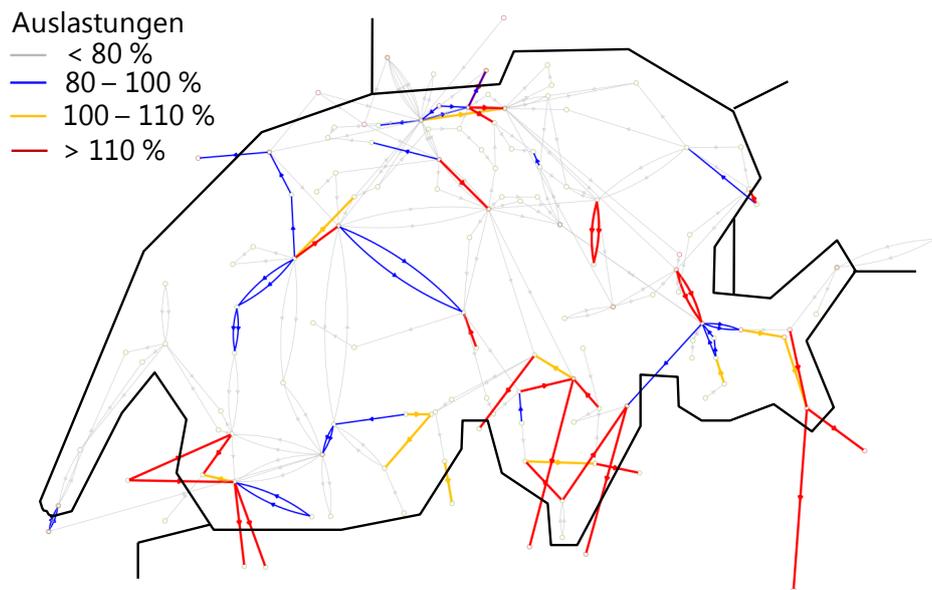


Bild A.12: Netzbelastung Angebotsvariante A bei Nachfrageentwicklung wwb in 2035 bei heutiger Netztopologie

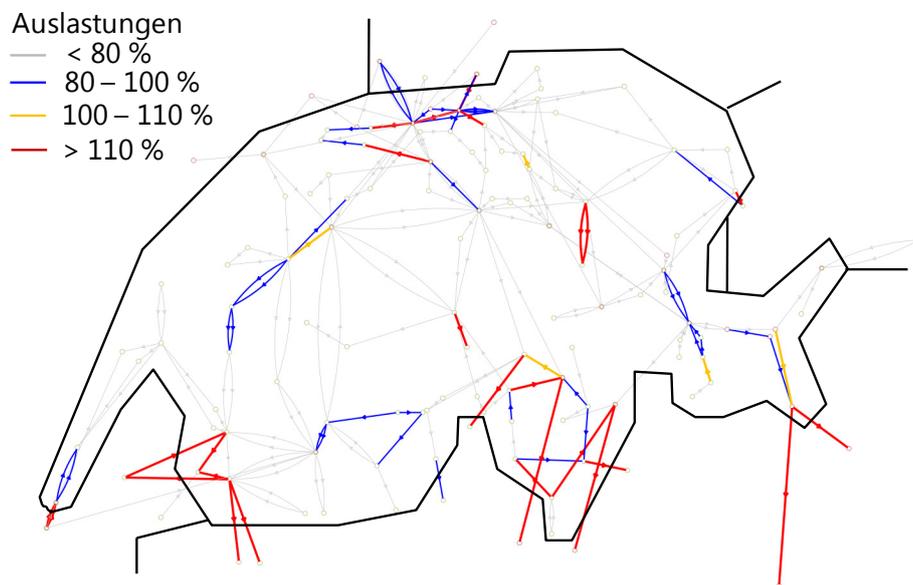


Bild A.13: Netzbelastung Angebotsvariante A bei Nachfrageentwicklung wwb in 2050 bei heutiger Netztopologie

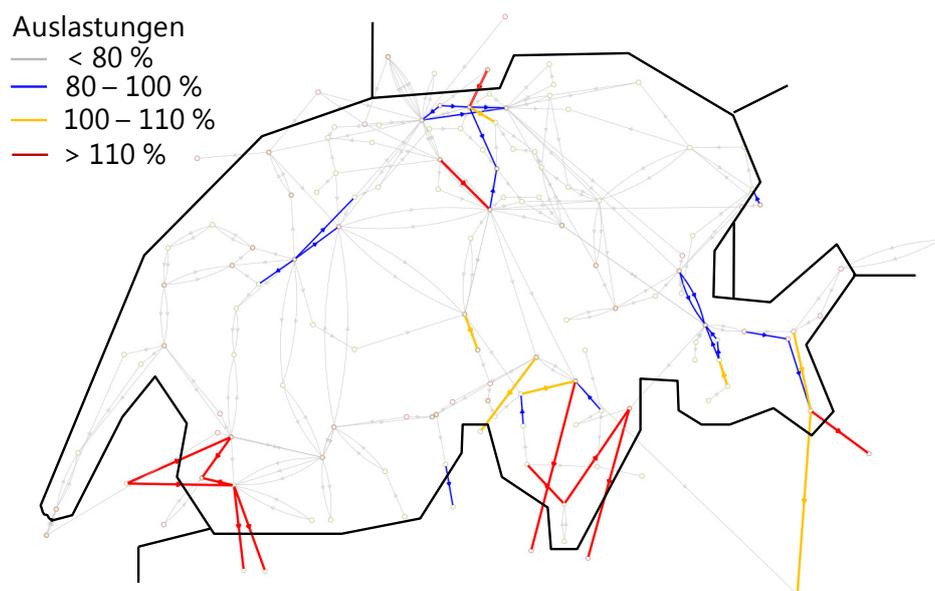


Bild A.14: Netzbelastung Angebotsvariante A bei Nachfrageentwicklung wwb in 2035 bei Netz2020

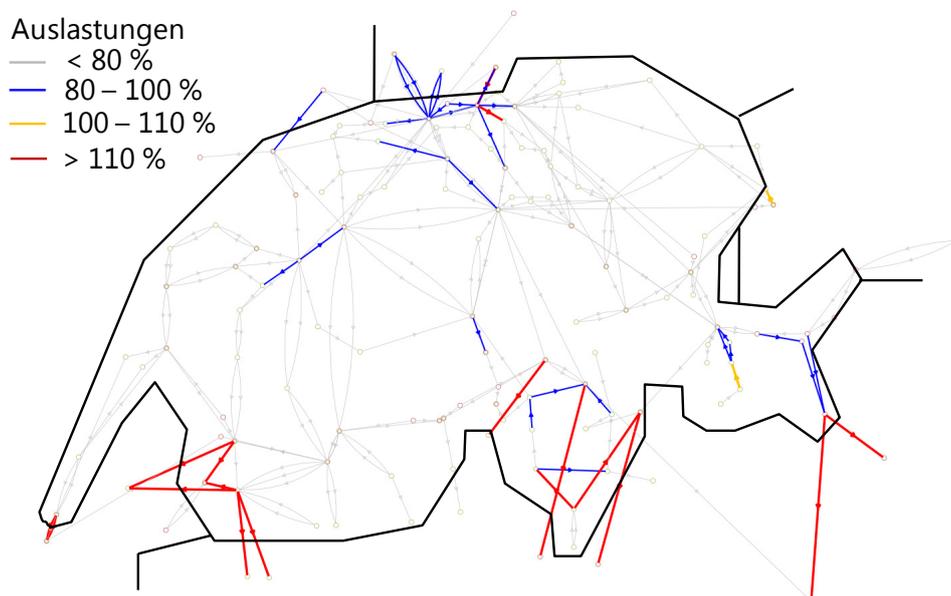


Bild A.15: Netzbelastung Angebotsvariante A bei Nachfrageentwicklung wwb in 2050 bei Netz2020

### A.1.2 Auswirkungen der Standortwahl von GuD-Anlagen

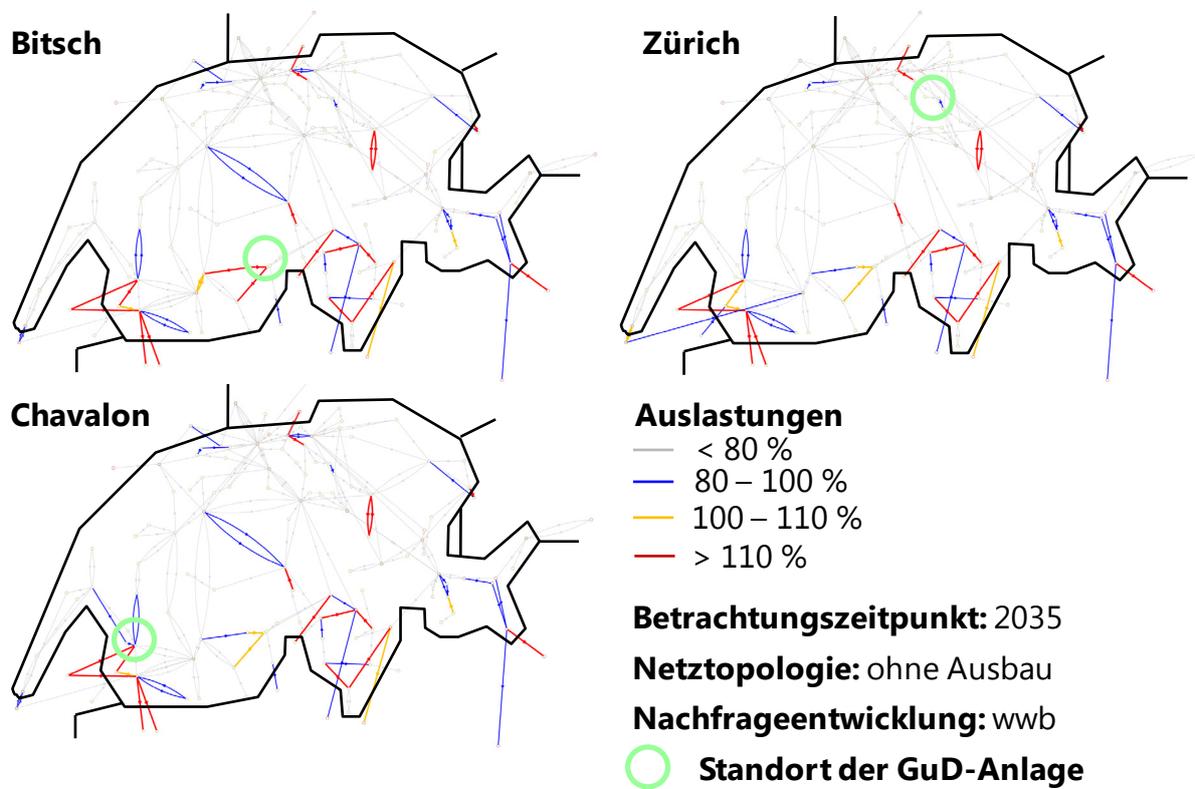


Bild A.16: Netzbelastung bei unterschiedlicher Wahl der GuD-Standorte in C&E für 2035  
(Nachfrageentwicklung ww bei heutiger Netztopologie)

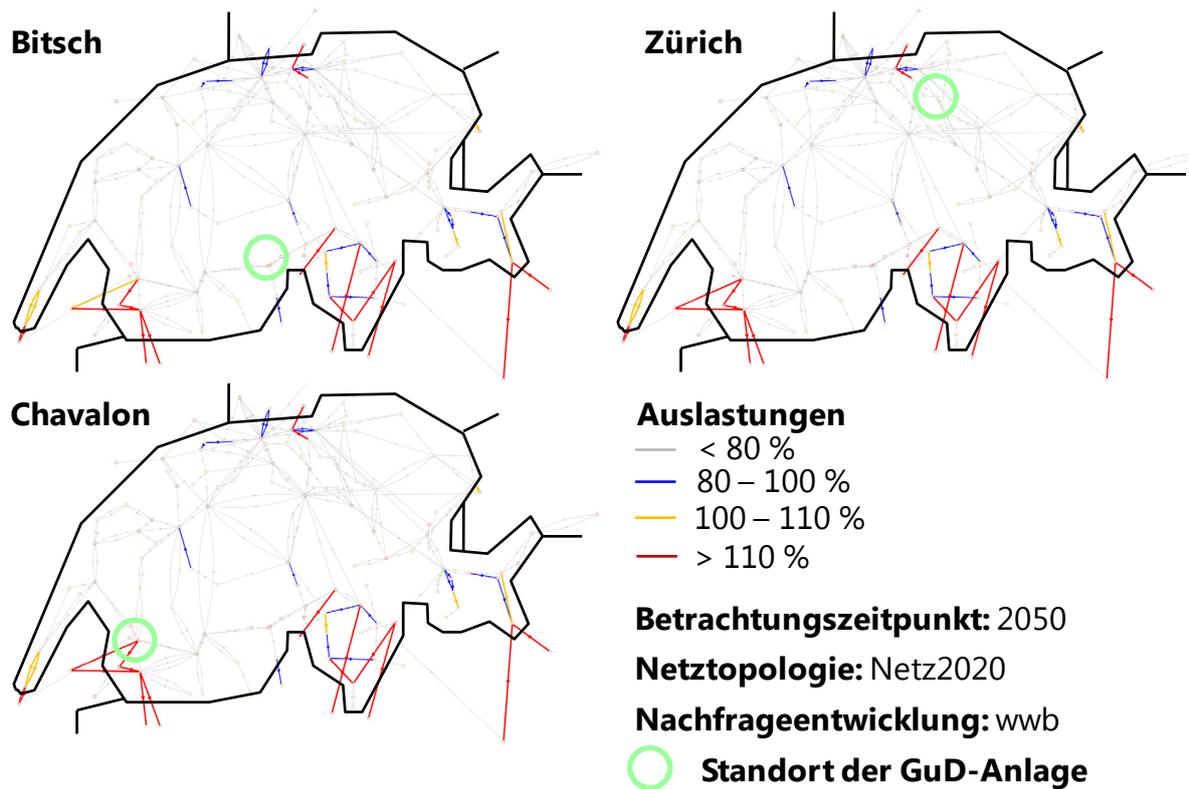


Bild A.17: Netzbelastung bei unterschiedlicher Wahl der GuD-Standorte in C&E für 2050  
(Nachfrageentwicklung ww bei Netz2020)

## B Netzausbaubedarf

		Leitungskilometer		Investitionskosten [Mio. CHF]				
		220 kV	380 kV	Leitung	Gestänge	Schaltfeld	Trafo	Summe
<b>2035</b>	<b>nEP</b>	155..235	140..210	65..100	90..135	25..40	5	185..280
	<b>wwb</b>	155..235	330..500	110..165	200..300	45..70	5	360..540
<b>2050</b>	<b>nEP</b>	165..250	280..420	100..150	175..265	40..60	5	320..480
	<b>wwb</b>	165..250	380..570	125..190	250..375	50..75	5	430..645

*Tabelle B.1: Leitungskilometer und Investitionskosten der Ausbauprojekte über Netz2020 hinaus bei Stromangebotsvariante C&E*

		Leitungskilometer		Investitionskosten [Mio. CHF]				
		220 kV	380 kV	Leitung	Gestänge	Schaltfeld	Trafo	Summe
<b>2035</b>	<b>nEP</b>	155..235	140..210	65..100	90..135	25..40	5	185..280
	<b>wwb</b>	155..235	330..500	110..165	200..300	45..70	5	360..540
<b>2050</b>	<b>nEP</b>	155..235	290..435	100..150	180..270	40..60	5	325..485
	<b>wwb</b>	155..235	445..670	140..210	265..400	55..85	5	465..700

*Tabelle B.2: Leitungskilometer und Investitionskosten der Ausbauprojekte über Netz2020 hinaus bei Stromangebotsvariante E*

		Leitungskilometer		Investitionskosten [Mio. CHF]				
		220 kV	380 kV	Leitung	Gestänge	Schaltfeld	Trafo	Summe
<b>2035</b>	<b>wwb</b>	155..235	370..550	120..180	220..330	50..75	5	400..590
<b>2050</b>	<b>wwb</b>	180..270	485..730	150..230	300..448	60..90	5	520..780

*Tabelle B.3: Leitungskilometer und Investitionskosten der Ausbauprojekte über Netz2020 hinaus bei Stromangebotsvariante A*