



**Anforderungen an einen energiewirtschaftlichen
Szenariorahmen für die Netzplanung in der Schweiz.
Endbericht.**

Impressum.

| | |
|------------------|---|
| Titel der Studie | Anforderungen an einen energiewirtschaftlichen Szenario- rahmen für die Netzplanung in der Schweiz. |
| Datum | 28.03.2013 |
| Stand | Endbericht |
| Herausgeber | Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) Geschäftsbereich Energiesysteme und Energiedienstleistungen Chausseestraße 128 a 10115 Berlin Tel: +49 (0)30 72 61 65-600 Fax: +49 (0)30 72 61 65-699 E-Mail: weber@dena.de Internet: www.dena.de |
| Autoren | Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), Bereich Energiesysteme und Energiedienstleistungen, Annegret-Cl. Agricola (Bereichsleitung): Kobel, Hilmar Teichmann, Mario Völker, Jakob Weber, Andreas (Projektleitung) |
| Auftraggeber | Bundesamt für Energie (BFE), Schweiz |

Inhalt

| | | |
|----------|--|-----------|
| 1 | ZUSAMMENFASSUNG UND EMPFEHLUNGEN | 5 |
| 2 | HINTERGRUND UND ZIELSETZUNG | 17 |
| 2.1 | Hintergrund der Studie | 17 |
| 2.2 | Ziel und Aufbau der Studie | 18 |
| 3 | INTERNATIONALE PRAXIS BEI DER NETZPLANUNG | 21 |
| 3.1 | Netzplanungsprozesse im europäischen Umfeld | 21 |
| 3.2 | Analyse der internationalen Praxis..... | 22 |
| 3.2.1 | Deutschland | 24 |
| 3.2.2 | Österreich..... | 36 |
| 3.2.3 | Frankreich..... | 48 |
| 3.2.4 | Italien | 51 |
| 3.2.5 | Großbritannien..... | 54 |
| 3.2.6 | USA – Pennsylvania-New Jersey-Maryland Interconnection (PJM) | 56 |
| 3.3 | Erkenntnisse aus der internationalen Praxis | 60 |
| 4 | INHALTE DES ENERGIEWIRTSCHAFTLICHEN SZENARIORAHMENS | 62 |
| 4.1 | Grundlagen der Szenariotechnik..... | 62 |
| 4.1.1 | Arbeitsschritte bei der Szenarioerstellung | 64 |
| 4.1.2 | Vom Szenariorahmen zur Netzmodellierung | 67 |
| 4.2 | Ausgestaltung des Szenariorahmens der Schweiz | 69 |
| 4.2.1 | Räumliche Eingrenzung..... | 69 |
| 4.2.2 | Zeithorizont und Aktualisierungshäufigkeit des Szenariorahmens | 71 |
| 4.2.3 | Einzubeziehende Netzebenen | 72 |
| 4.2.4 | Anzahl der Szenarien..... | 74 |
| 4.3 | Studien im Überblick | 77 |
| 4.3.1 | Ten-Year Network Development Plan | 77 |
| 4.3.2 | Energieperspektiven der Schweiz | 78 |
| 4.3.3 | Energieperspektiven für die Schweiz bis 2050 (Prognos AG 2012)..... | 78 |
| 4.3.4 | Weitere Studien..... | 82 |
| 4.4 | Kenngrößen des Szenariorahmens..... | 84 |
| 4.4.1 | Identifikation der relevanten Kenngrößen – im Szenariorahmen enthaltene und darüber hinaus benötigte Daten, Annahmen und Vorgaben..... | 84 |
| 4.4.2 | Konventionelle Erzeugung und Pumpspeicherkraftwerke | 86 |
| 4.4.3 | Erneuerbare Energien..... | 86 |
| 4.4.4 | Stromverbrauch..... | 89 |
| 4.4.5 | Grenzkuppelkapazitäten..... | 89 |
| 4.4.6 | Europäisches Marktumfeld und internationale Preisentwicklungen..... | 91 |
| 4.4.7 | Regionalisierung | 91 |

| | | |
|-----------|--|------------|
| 5 | TEILSCHRITTE BEI DER ERSTELLUNG DES SZENARIORAHMENS | 95 |
| 5.1 | Anforderungen an den Gesamtprozess | 95 |
| 5.2 | Prozessschritte Szenariorahmen..... | 96 |
| 5.2.1 | Entwurf des Szenariorahmens | 96 |
| 5.2.2 | Konsultation des Szenariorahmens | 98 |
| 5.2.3 | Optionale Begleitmaßnahmen | 101 |
| 5.2.4 | Festlegung des Szenariorahmens | 102 |
| 5.3 | Darstellung des Gesamtprozesses der Szenarioerstellung | 102 |
| 5.3.1 | Prozessablaufplan | 102 |
| 5.3.2 | Bewertung des Gesamtprozesses..... | 105 |
| 6 | INHALTE DER MEHRJAHRESPLÄNE | 106 |
| 6.1 | Aktuelle Netzplanung der Schweiz | 106 |
| 6.2 | Angaben zu Annahmen, Randbedingungen und Berechnungsmethoden | 107 |
| 6.2.1 | Szenariorahmen | 107 |
| 6.2.2 | Modellbeschreibungen | 108 |
| 6.2.3 | Über den Szenariorahmen hinausgehende Annahmen und Randbedingungen | 108 |
| 6.2.4 | Überprüf- und Evaluierbarkeit der Mehrjahrespläne | 109 |
| 6.3 | Netzplanungsgrundsätze und netzausbauminimierende Maßnahmen | 110 |
| 6.3.1 | Netzplanungsgrundsätze | 110 |
| 6.3.2 | Netzausbauminimierender Maßnahmen | 110 |
| 6.4 | Darstellung und Robustheit der Ergebnisse | 112 |
| 7 | TABELLENVERZEICHNIS..... | 114 |
| 8 | ABBILDUNGSVERZEICHNIS | 115 |
| 9 | ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS..... | 116 |
| 10 | LITERATURVERZEICHNIS | 119 |
| 11 | ANHANG..... | 121 |

1 Zusammenfassung und Empfehlungen

Um eine zeit- und bedarfsgerechte Netzentwicklung zu planen, zu koordinieren und in die erfolgreiche Umsetzung zu bringen, ist die Definition eines klar strukturierten Prozesses notwendig. Hierfür wird in der Schweiz u.a. ein Detailkonzept Stromnetze politisch diskutiert, mit dem grundsätzliche Leitlinien für die Netzentwicklung vorgeschlagen werden. Es ist vorgesehen, dem Prozess der Netzentwicklungsplanung zukünftig einen energiewirtschaftlichen Szenariorahmen zugrunde zu legen. Mit diesem Szenariorahmen soll die wahrscheinliche energiewirtschaftliche Zukunft der Schweiz beschrieben werden. Mit der vorliegenden Studie werden Empfehlungen für die Anforderungen an einen energiewirtschaftlichen Szenariorahmen sowie für die Ausgestaltung der notwendigen Prozesse und der damit verbundenen Verantwortlichkeiten erarbeitet.

Begriffsverwendungen dieser Studie

Unter **Netz** wird in dieser Studie ausschließlich das Stromnetz verstanden.

Unter dem Begriff **Szenariorahmen** werden Entwicklungspfade verstanden, die für einen zukünftigen Zeitraum die Bandbreite wahrscheinlicher energiewirtschaftlicher Entwicklungen abbilden.

Die Erstellung der **Netzentwicklungspläne** schließt nach der Erstellung des Szenariorahmens alle Schritte zur Erarbeitung, Auswahl und Darstellung des Netzentwicklungsbedarfs ein. Das sind unter anderem: Regionalisierung der Eingangsdaten, Markt- und Netzmodellierung, Ergebnisanalyse und Ergebnisauswahl, Ergebnisdarstellung und Begründung.

Mehrjahrespläne bezeichnen ausschließlich die Netzentwicklungspläne der Stromnetze der Schweiz.

Netzentwicklungsplanung beinhaltet alle Schritte und Maßnahmen zur Bestimmung des zukünftigen Entwicklungsbedarfs der Stromnetze. Netzentwicklungsbedarf meint den Bedarf an Netzoptimierungs-, Netzausbau- / Netzverstärkungs- und Netzausbaumaßnahmen ein. Der Begriff schließt explizit sowohl die Erstellung des Szenariorahmens als auch die Erstellung der Mehrjahrespläne ein. Die konkrete Umsetzungsplanung (also die technische Auslegung der Netze für definierte Trassenverläufe) wird auch in dieser Studie nicht mehr als Teil der Netzentwicklungsplanung verstanden.

Netzplanung ist eigentlich der Oberbegriff, der alle Schritte zur Planung des Netzes beinhaltet. Der Begriff wird in der Realität aber häufig auf die konkrete technische Umsetzungsplanung bezogen, d.h. darauf, wie Netze für definierte Trassenverläufe auszulegen sind, um dem festgestellten Netzentwicklungsbedarf zu entsprechen.

Analyse der internationalen Praxis

Für die Studie werden zunächst die Prozesse für die Erstellung eines energiewirtschaftlichen Szenariorahmens bzw. der Netzentwicklungsplanung für andere europäische Länder (Deutschland, Österreich, Italien, Frankreich und Großbritannien) sowie für ein Netzgebiet in den USA analysiert. Hierbei zeigen sich vergleichbare Vorgehensweisen, was im europäischen Raum auf die Vorgaben des 3. EU-Binnenmarktpaket Elektrizität zurückzuführen ist. In allen betrachteten Ländern außer den USA wird jährlich ein Netzentwicklungsplan mit einem Zeithorizont von zehn Jahren erstellt, wobei der jeweils

zugrunde gelegte Szenariorahmen ebenfalls jährlich erstellt oder zumindest aktualisiert wird. Die Verantwortlichkeit für die Erstellung des Szenariorahmens und der Netzentwicklungspläne liegt in allen untersuchten Ländern bei den Übertragungsnetzbetreibern. Die Kontrolle, Prüfung und Genehmigung des Szenariorahmens und der Netzentwicklungspläne erfolgt meist durch die nationale Regulierungsbehörde. In Italien und Frankreich wird zudem das Energieministerium als Genehmigungsinstanz einbezogen.

Die Konsultationsverfahren für die Netzentwicklungs- oder Mehrjahrespläne sind in den betrachteten Ländern grundsätzlich für allen Interessierten offen. Im Gegensatz zu der breiten Beteiligung der Öffentlichkeit in Deutschland beschränkt sich der Teilnehmerkreis jedoch in den meisten Ländern auf diejenigen Interessensvertreter, die mit den geplanten Netzentwicklungsmaßnahmen unmittelbar in Verbindung stehen. Sowohl die Übertragungsnetzbetreiber als auch die Regulierungsbehörden führen i.d.R. jeweils separat ein Konsultationsverfahren durch. Der Szenariorahmen wird hingegen, mit Ausnahme von Deutschland und Großbritannien, nicht öffentlich konsultiert, sondern im Rahmen einer Expertengruppe diskutiert und abgestimmt.

Die Anzahl der im Szenariorahmen zu berücksichtigenden Szenarien, die den Netzentwicklungsplänen zugrunde liegen, variiert zwischen zwei und vier, der Zeithorizont umfasst i.d.R. zehn Jahre. Der Einbezug der Netzebenen 1 und 2 erfolgt in allen Netzentwicklungsplänen. Darüber hinaus werden teilweise auch dem Übertragungsnetz unterlagerte Netze berücksichtigt.

Eine zentrale Erkenntnis aus der vorliegenden Analyse ist, dass die auf EU-rechtlichen Grundlagen beruhende Vorgabe der jährlichen Erstellung des Netzentwicklungsplans (und damit auch des Szenariorahmens) aus nationaler Sicht nicht zweckmäßig erscheint, da durch diesen Ansatz in einem erheblichen Maß Ressourcen gebunden werden und zugleich kein entscheidender Vorteil gegenüber einer Erstellung des Netzentwicklungsplans in einem zweijährigen Rhythmus gesehen wird. Zudem ist in einigen der untersuchten Länder ein stärkerer Einbezug der allgemeinen Öffentlichkeit in die Konsultationsverfahren anzustreben, um die Transparenz zu erhöhen und eine breite gesellschaftliche Akzeptanz zu erzielen.

Energiewirtschaftlicher Szenariorahmen für die Schweiz

Szenariotechnik und energiewirtschaftlicher Szenariorahmen

Unter dem Begriff Szenariorahmen werden Entwicklungspfade verstanden, die für einen zukünftigen Zeitraum die Bandbreite wahrscheinlicher energiewirtschaftlicher Entwicklungen abbilden sollen. Dabei sind unter Berücksichtigung von Unsicherheiten und unterschiedlicher Einflussfaktoren mehrere in sich konsistente Szenarien zu schaffen. Es ist somit nicht nur ein Zukunftsbild zu zeichnen, sondern ein Spektrum an möglichen zukünftigen Entwicklungen. Hierbei hat sich der Begriff Szenariotrichter etabliert: Während die Entwicklungen in der nahen Zukunft von den Strukturen in der Gegenwart weitestgehend festgelegt sind, öffnet sich das Möglichkeitsspektrum, je weiter in die Zukunft geschaut wird wie einen Trichter.

Für die Erstellung eines einzelnen energiewirtschaftlichen Szenariorahmens sind fünf Schritte notwendig. Zunächst muss eine räumliche, sachliche und zeitliche Abgrenzung des Untersuchungsgegenstandes (hier: die energiewirtschaftliche Entwicklung) erfolgen. In diesem Arbeitsschritt ist zu klären, welcher örtliche und zeitliche Rahmen berücksichtigt und welche Systemebenen einbezogen werden sollen. Ebenso ist zu definieren, für welche Kenngrößen und in welcher Genauigkeit Daten-

reihen definiert werden müssen. In einem zweiten, zentralen Schritt sind die Einflussfaktoren zu ermitteln, welche die energiewirtschaftliche Entwicklung bestimmen. Dies sind beispielsweise gesetzliche Rahmenbedingungen und energiepolitische Ziele, die Entwicklung des Kraftwerksparks und der damit verbundenen Energieträgerstruktur, die Entwicklung der Speicherkapazitäten, Annahmen zur Entwicklung der Energieeffizienz und damit zum Stromverbrauch sowie weitere Rahmenbedingungen wie Preisentwicklungen für Brennstoffe und CO₂-Zertifikate und die europäische Marktintegration. Im dritten Schritt wird ausgehend von der Ist-Situation für jeden einzelnen Einflussfaktor eine Projektion möglicher zukünftiger Ausprägungen entwickelt. Die Projektionen können eindeutig sein oder mehrere alternative Ausprägungen aufweisen. Der Ausbau der erneuerbaren Energien kann bspw. die Ausprägungen moderater, zielgerichteter oder ambitionierter Ausbau aufweisen. Eine eindeutige Projektion ist bspw. die Berücksichtigung des Kernenergieausstiegs über alle Szenarien. Die einzelnen Ausprägungen der Einflussfaktoren werden im vierten Schritt zu konsistenten Annahmekombinationen zusammengefasst. Diese Annahmebündel stellen die Grundlage für die Entwicklung der Szenarien dar. Der fünfte Schritt ist die Auswahl konsistenter, sich unterscheidender Szenarien.

Räumliche Eingrenzung

Für die Ausgestaltung eines Szenariorahmens für die Schweiz sind für die räumliche Abgrenzung neben der nationalen Perspektive zwingend die zu erwartenden energiewirtschaftlichen Entwicklungen innerhalb Europas einzubeziehen. Dies ist in der Einbindung der Schweiz im europäischen Verbundnetz sowie der zentralen Lage und damit der Rolle als Stromtransitland begründet. Der maßgebliche Einfluss der europäischen Entwicklungen auf den Entwicklungsbedarf des Stromübertragungsnetzes der Schweiz wurde in Studien nachgewiesen.

Zeithorizont und Aktualisierungsturnus

Die zeitliche Perspektive des Szenariorahmens orientiert sich an der zeitlichen Ausprägung des Netzentwicklungsplans. Dieser wird in der Regel für die nächsten 10 Jahre entwickelt. Daher müssen die zu entwickelnden Szenarien und damit der Szenariorahmen mindestens 10 Jahre in die Zukunft reichen. Um eine Einordnung in längerfristige Entwicklungen zu ermöglichen, sollte zumindest ein Szenario 20 Jahre in die Zukunft blicken. In diesem Zusammenhang ist auch der Aktualisierungsturnus für den Szenariorahmen entscheidend. Je nach Änderungsgrad der energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen (in der Schweiz und in Europa) sollte der Szenariorahmen nach Bedarf bereits nach 2 oder spätestens nach 4 Jahren neu erstellt werden. Dieser Zeitraum ist der 10-Jahres-Perspektive noch hinzu zu rechnen.

Je nach Änderungsgrad der energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen (in der Schweiz und in Europa) sollte der Szenariorahmen nach Bedarf bereits nach zwei oder spätestens nach vier Jahren neu erstellt werden. Bei der Festlegung des Zieljahres für den Szenariorahmen ist der Zeitbedarf für die Erstellung bis zur Genehmigung des Szenariorahmens und für den maximalen Aktualisierungsturnus zu berücksichtigen.

Anzahl der Szenarien

Bezüglich der Anzahl der Szenarien muss bei der Ausgestaltung des schweizerischen Szenariorahmens eine Vielzahl unterschiedlicher Einflussfaktoren berücksichtigt werden. Das Zusammenspiel aus der nationalen Entwicklung und der Entwicklung des europäischen Auslands führt grundsätzlich zu einer großen Anzahl an Kombinationsmöglichkeiten. Die Herausforderung besteht darin, die wesentlichen

Treiber der energiewirtschaftlichen Entwicklung zu identifizieren und zu konsistenten Szenarien zu verdichten. Dabei müssen sich die Szenarien einerseits ausreichend unterscheiden und alternative Entwicklungspfade aufzeigen. Andererseits muss die Komplexität beschränkt werden, um die Handhabbarkeit und Nachvollziehbarkeit zu gewährleisten, auch in Hinblick auf eine spätere Konsultation der breiten Öffentlichkeit. Der Systematik des Szenariotrichters folgend sind mindestens zwei Szenarien notwendig, um die Spannbreite wahrscheinlicher Entwicklungen aufzuzeigen. Diese beiden (Rand-)Szenarien werden häufig um ein mittleres Szenario ergänzt. Um die Komplexität und den Aufwand sowohl bei der Szenarioerstellung als auch bei der anschließenden Netzmodellierung zu beschränken, werden drei nationale Szenarien für den Szenariorahmen der Schweiz empfohlen, welche mit drei europäischen Szenarien kombiniert werden sollten. Aus Aufwands-, Konsistenz- und Akzeptanzgründen sollte für die europäischen Szenarien auf bestehende Studien oder Veröffentlichungen zurückgegriffen werden, die möglichst ganz Europa abdecken (je Szenario eine konsistente Datengrundlage für ganz Europa). Dabei muss bei jeder Erstellung des Szenariorahmens erneut geprüft werden, welche Studien sich zu diesem Zeitpunkt eignen. Aus aktueller Sicht (Frühjahr 2013) empfiehlt sich als Grundlage für die europäischen Szenarien der jeweils aktuelle Szenariorahmen SO&AF (Scenario Outlook & Adequacy Forecast) des europäischen Netzentwicklungsplans TYNDP (Ten-Year Network Development Plan), welcher von ENTSO-E (Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber) regelmäßig erstellt wird.

Für jede Erstellung des Szenariorahmens muss erneut geprüft werden, welche Szenariokombination die aktuellen Entwicklungen geeignet darstellt. Für den im Jahr 2013 zu erstellenden Szenariorahmen der Schweiz wird grundsätzlich folgende Kombination nationaler und europäischer Szenarien empfohlen:

Szenario „A“ (moderater Ausbau): Sowohl auf nationaler wie auch auf europäischer Ebene erfolgt ein moderater Ausbau der erneuerbaren Energien. Tatsächliche Erzeugungslücken in der Schweiz werden durch den Zubau von Erdgaskraftwerken oder Importe gedeckt. Die Entwicklung der europäischen Länder wird auf Basis des konservativen Szenarien „A“ des SO&AF¹ abgebildet. Der nationale Kraftwerkspark und die Nachfrage werden ausgehend von der aktuellen Situation in die Zukunft extrapoliert (Bottom-up-Ansatz).

Szenario „B“ (Energierategie 2050): Das Szenario bildet das Maßnahmenpaket des schweizerischen Bundesrates im Rahmen der „Energierategie 2050“ ab. Der europäische Rahmen wird durch das Szenario „Best Estimate“ des SO&AF beschrieben, dass auf den Einschätzungen der Übertragungsnetzbetreiber des ENTSO-E Netzverbundes basiert (Bottom-up-Ansatz).

Szenario „C“ (ambitionierter Ausbau): Das Szenario unterstellt europaweit einen ambitionierten Ausbau der erneuerbaren Energien in Europa und der Schweiz. Klima- und umweltpolitische Zielsetzungen werden erreicht (Top-down-Ansatz). Die Entwicklungen der Schweiz werden mit den Szenario „EU 2020“ des SO&AF kombiniert. Das EU 2020-Szenario ergibt sich aus den nationalen Ausbauplänen für die erneuerbaren Energien (National Renewable Energy Action Plans) unter Erreichung der energiepolitischen Ziele der EU bis 2020.

¹ (ENTSO-E, 2012a)

Um die Auswirkungen der Variation einzelner Parameter zu untersuchen, werden bei Studien oft Sensitivitätsbetrachtungen durchgeführt. Hierfür werden nur einzelne Parameter variiert und oft auch nur ausgesuchte Zeitpunkte untersucht. Bei netztechnischen Untersuchungen ist der Aufwand von Sensitivitätsbetrachtungen sehr hoch. In den meisten Fällen müssen selbst bei Variation nur eines Parameters alle Rechenschritte erneut durchgeführt werden. Auch die Einschränkung des Untersuchungszeitraums auf wenige ausgesuchte Zeitpunkte ist oft nicht möglich. Um den Erarbeitungsaufwand und die Ergebniskomplexität nicht zu stark zu erhöhen, empfiehlt es sich daher im Allgemeinen im Szenariorahmen und den Mehrjahresplänen auf Sensitivitätsuntersuchungen zu verzichten. Stattdessen können die Auswirkungen einzelner Entwicklungen in eigenen von den Mehrjahresplänen unabhängigen Studien untersucht werden. Die Ergebnisse dieser Studien können dann ggf. bei der Erstellung der nächsten Mehrjahrespläne einbezogen werden.

Einzubeziehende Netzebenen

Der Szenariorahmen soll die Bandbreite der wahrscheinlichen Entwicklungen erfassen. Dafür muss er aus seiner Funktion heraus die Entwicklungen aller Netzebenen einbeziehen. Daraus folgt auch: Es gibt einen Szenariorahmen, der für alle Netzebenen gilt. In diesem sind auf nationaler Ebene aggregierte Werte zu konsultieren. Die netzebenenbezogene Regionalisierung sollte in einem späteren Schritt als Teil der Modellierungsvorbereitung erfolgen (siehe Regionalisierung).

Die Netzplanung unterliegt je betrachteter Netzebene unterschiedlicher Voraussetzungen und Anforderungen. So bestehen z.B. auf der Höchstspannungsebene (Netzebene 1 und 2) sehr lange Realisierungsdauern (Planung, Genehmigung, Umsetzung) für Netzausbauvorhaben. Allerdings lassen sich aufgrund des großen Gebietsbezugs auch die zukünftigen Netzanforderungen relativ gut voraussagen, da z.B. nicht der einzelne Verbraucher oder die einzelne PV-Anlage betrachtet wird, sondern die Summe der über die unteren Netzebenen an einen Netzknoten entnommenen bzw. eingespeisten Leistungen. In der Schweiz wird die Höchstspannungsebene z.B. stark durch den Austausch mit dem Ausland und den Ausbau bzw. Wegfall der auf Höchstspannungsebene angeschlossenen Kraftwerke und Pumpspeicherwerke beeinflusst. Die Planung der Netzebene 1 und 2 wird auch vom Prozess des TYNDP gefordert und ist der Kernbestand der Mehrjahrespläne.

In der internationalen Praxis wird die Einbeziehung der Netzebene 3 unterschiedlich gehandhabt. Die Aufnahme der Netzebene 3 in den Netzplanungsprozess erscheint allgemein sinnvoll, wenn z.B. signifikante Rückspeisungen zu erwarten sind und bei einer hohen Interdependenz zwischen Netzebene 1 und 3. Gegen die Integration der kompletten Netzebene 3 in den Netzentwicklungsplan spricht der erhebliche Mehraufwand. Für die Schweiz empfiehlt sich für jedes Netzgebiet der Netzebene 3 eine Vorprüfung durchzuführen. Darin wird ermittelt, ob in den nächsten 10 Jahren ein systematischer Ausbaubedarf des jeweiligen Netzes bzw. hohe Interdependenzen mit der Netzebene 1 bestehen oder bestehen könnte. Trifft dies zu, empfiehlt sich die Aufnahme des jeweiligen Netzgebiets der Netzebene 3 in die Mehrjahrespläne, ansonsten nicht.

In den Netzebenen 4-7 ist eine langfristige (strategische) Planung kaum möglich. Die Umsetzung von Ausbaumaßnahmen wird auf diesen Netzebenen von konkreten Änderungen der Umgebung, wie z.B. die Errichtung einer neuen Fabrik oder eines Windparks getrieben. Weiterhin ist eine komplette Modellierung der Netzebenen 4-7 aufgrund deren immenser Länge und Verzweigung kaum darstellbar. Statt der Aufnahme der Netzebenen 4-7 in die Modellierung wird empfohlen, die Verteilnetzbetreiber

frühzeitig in den Netzplanungsprozess einzubinden, um deren Ausbaubedarf und die Wechselwirkungen mit den übergelagerten Netzebenen in die Netzplanung einbeziehen zu können. Dennoch gilt, wie oben dargelegt, der Szenariorahmen auch für diese Netzebenen. Kommt es also hier zu einer generellen Planung oder Prüfung einzelner Netzgebiete, gibt der Szenariorahmen wichtige Ansatzpunkte zu der bevorstehenden Ein- und Ausspeiseentwicklung. Dazu muss eine entsprechende netzebenenbezogene Regionalisierung des Szenariorahmens stattfinden (siehe auch späteren Absatz zur Regionalisierung). Dies beinhaltet eine Prüfung, welche der im Szenariorahmen aufgeführten Parameter für die jeweilige Netzebene relevant sind (Treiber der Netzentwicklung der jeweiligen Netzebene).

Kenngrößen des Szenariorahmens

Für die Szenarioerstellung und für die spätere Markt- und Netzmodellierung sind entsprechende Daten zu ermitteln und Vorgaben zu machen. Im Szenariorahmen sind die wichtigsten Parameter aufzunehmen, die die Lastflüsse und die spätere Netzmodellierung entscheidend beeinflussen. Als Mindestanforderung ist daher die zeitliche Entwicklung der folgenden Parameter zu erfassen:

- installierte Leistung aller Kraftwerke: konventionelle Kraftwerke, Kraft-Wärme-Kopplungskraftwerke, Pumpspeicherkraftwerke, Wasserkraftwerke, erneuerbare Energien
- Stromverbrauch: Jahresstromverbrauch und Jahreshöchstlast
- CO₂- und Brennstoffpreisentwicklung
- Kapazitäten der Grenzkuppelstellen

Diese Parameter bilden den Kern des energiewirtschaftlichen Szenariorahmens. Zu deren Herleitung und Begründung werden normalerweise eine Vielzahl anderer Parameter, wie z.B. Bevölkerungsentwicklung, Wirtschaftswachstum oder Förderkosten und Volumina von Rohstoffen, untersucht. Diese Parameter sind nicht obligatorischer Teil der Parameter des Szenariorahmens, können jedoch zur Herleitung und Begründung aufgeführt werden.

Neben diesen herleitenden und begründenden Parametern gibt es aber eine Vielzahl weiterer Parameter, Annahmen und Vorgaben, die für die unterschiedlichen Modelle bzw. deren Auswertungen vorgegeben werden müssen und die die Ergebnisse damit direkt beeinflussen. Beispiele sind:

- technische Parameter: technische Lebensdauern, Mindeststillstandzeiten, Leistungsgradienten, Wirkungsgrade und CO₂-Ausstoß von Kraftwerken, Netzverluste, Zuverlässigkeit gewisser temporärer Netzüberlastungen, Einsatz neuer Technologien, wie z.B. Power to Gas, HGÜ oder Erdkabel
- wirtschaftliche Parameter: Wechselkurse, Betriebs- und Wartungskosten von Kraftwerken, bei integrierter Kraftwerksparkmodellierung auch Investitionskosten oder Zinssätze, Spezifizierungen der Brennstoffpreisszenarien wie Grenzübergangspreise der einzelnen Länder
- gesetzliche und politische Parameter sowie weitere Vorgaben und Randbedingungen: Strommarktdesign, Fördersätze, gesetzliche Vorschriften und Auflagen, Genehmigungsverfahren, Vorgaben zur Lastdeckung (häufige Modellvorgabe: Die Last muss immer gedeckt werden) und zur Abnahme erneuerbarer Energien (Vorrangregelung etc.)

Die Diskussion vieler dieser Parameter liegt außerhalb des Rahmens einer Netzentwicklung, wie beispielsweise Diskussionen zum Strommarktdesign. Andere Parameter sind weniger zu diskutierende Größen als technische Charakteristika und deren Entwicklung. Aus diesem Grund und, um den Umfang des Szenariorahmens konsultierbar zu halten, empfiehlt es sich, diese Werte nicht in den zu konsultierenden Szenariorahmen zu integrieren. Stattdessen müssen diese Daten von den Netzbetreibern als weitere Vorgaben für die Modellierungen definiert werden und als solche in den Mehrjahresplänen transparent aufgeführt werden.

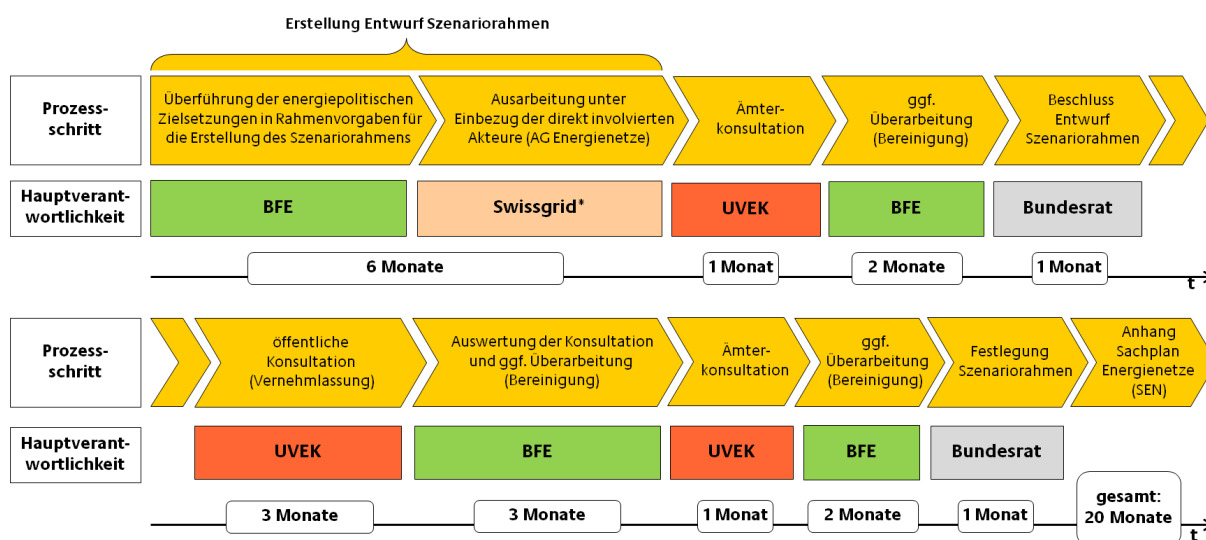
Regionalisierung

Die im Szenariorahmen auf nationaler Ebene aggregierten Daten müssen für eine nachfolgende Netzberechnung regionalisiert werden. Das bedeutet, sie müssen auf die einzelnen Netzknoten der zu untersuchenden Spannungsebenen verteilt werden, um eine netzknotenscharfe Zuordnung von Angebot und Nachfrage zu erhalten. Generell sind verschiedene Methoden für die Regionalisierung der einzelnen Kenngrößen des energiewirtschaftlichen Szenariorahmens denkbar. Die Art der Regionalisierung kann den Netzentwicklungsbedarf beeinflussen. Die Erarbeitung einer belastbaren Regionalisierungsmethodik sollte daher in einer eigenständigen Untersuchung erfolgen. Wichtig ist, dass für jeden zu regionalisierenden Parameter und jede einzubeziehende Netzebene eine individuelle Regionalisierungsmethodik erarbeitet wird. Dabei wird auch analysiert, welches die aktuellen Treiber der jeweiligen Netzebene sind. Einige Methoden, bzw. deren Kernideen, werden in der Studie beispielhaft aufgezeigt.

Der Szenariorahmen enthält in der Regel auf nationaler Ebene aggregierte Parameter, die Regionalisierung der Parameter bis auf Netzknotenebene erfolgt nicht im Szenariorahmen, sondern als nachgelagerter Schritt zur Vorbereitung der Modellierungsläufe. Dem empfiehlt sich allein aus Gründen des Umfangs, insbesondere auch des Konsultationsaufwands, klar zu folgen. Da die Regionalisierung erhebliche Auswirkungen auf Netzplanung haben kann, sollte eine Beschreibung der später verwendeten Regionalisierungsmethoden für die einzelnen Kenngrößen mit in den Szenariorahmen aufgenommen und damit auch konsultiert werden. Optional können zusätzlich die Ziele und Planungen der einzelnen Kantone im Anhang des Szenariorahmens aufgenommen werden.

Prozessempfehlung für die Erstellung des Szenariorahmens

Der Prozess der Szenarioerstellung muss transparent und nachvollziehbar sein. Ziel sollte sein, eine breite gesellschaftliche Akzeptanz zu erzielen. Unter Berücksichtigung der inhaltlichen und gesetzlichen Anforderungen an die Erstellung des Szenariorahmens wird die in Abbildung 1 dargestellte Prozessausgestaltung empfohlen.



*Die Ausarbeitung des Szenariorahmens sollte z.B. unter Einbezug der Angaben von Verteilnetzbetreibern und Kantonen zur Last- und Einspeiseentwicklung erfolgen (Einbezug von Bottom-Up-Analysen).

Abbildung 1: Prozessablaufplan Szenariorahmen²

Die zentralen Akteure des Erstellungsprozesses sind der Übertragungsnetzbetreiber Swissgrid, das Bundesamt für Energie (BFE) bzw. das übergeordnete Eidgenössische Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation (UVEK), die Arbeitsgruppe Energienetze (AG Energienetze, Vorsitz: Direktor des BFE) und schließlich der Bundesrat zur Beschlussfassung. Der mit der Studie empfohlene Erstellungsprozess kann in drei Phasen eingeteilt werden:

Erstellung des Entwurfs des Szenariorahmens

Das BFE stellt sicher, dass der energiepolitische Rahmen bzw. die energiepolitischen Ziele im Szenariorahmen berücksichtigt werden, indem es diese in Rahmenvorgaben für die Erstellung des Szenariorahmens überführt. Die Hauptverantwortung für die detaillierte Ausarbeitung der Szenarien und des Szenariorahmens verantwortet dagegen der Übertragungsnetzbetreiber Swissgrid, abgeleitet aus der Systemverantwortung für einen leistungsfähigen Betrieb des Übertragungsnetzes. Die Ausarbeitung hat unter Einbezug der direkt involvierten Akteure zu erfolgen, um z. B. Angaben von Verteilnetzbetreibern und Kantonen zur Last- und Einspeiseentwicklung zu berücksichtigen (Bottom-up-Analysen). Die Akteure der AG Energienetze sind also in Erstellung und Abstimmung des Entwurfs des Szenariorahmens involviert.

² Quelle: eigene Darstellung

Konsultations- und Überarbeitungsphase

Der Szenariorahmen dient als Grundlage für die Erstellung der Mehrjahrespläne und kann demzufolge als „Vorhaben mit großer Tragweite“ klassifiziert werden. Damit sind sowohl ein Vernehmlassungsverfahren als auch zwei Ämterkonsultationen notwendig, deren Durchführung in der Hauptverantwortung des UVEK liegt. Den Konsultationen folgt jeweils eine Bereinigung des Entwurfs des Szenariorahmens. Während es sich bei den Ämterkonsultationen um einen verwaltungsinternen Prozess handelt, richtet sich die Vernehmlassung an die allgemeine Öffentlichkeit. Der gesamte Konsultationsprozess dient der Prüfung und Kontrolle des Szenariorahmens und fördert über die Möglichkeit der Partizipation aller Interessierten die gesellschaftliche Akzeptanz.

Zusätzlich wird empfohlen, die öffentliche Konsultation durch begleitende Informationsveranstaltungen und Workshops zu ergänzen und eine zentrale Plattform, z.B. in Form einer Internetseite, mit allen relevanten Informationen zum Szenariorahmen und den damit verbundenen Prozessen einzurichten.

Finale Festlegung des Szenariorahmens (Beschlussfassung)

Abschießend erfolgt die Beschlussfassung durch den Bundesrat. Der genehmigte Szenariorahmen wird Grundlage für die Erstellung der Mehrjahrespläne und geht als Anhang in den Sachplan Energienetze (SEN) ein.

Inhalte der Mehrjahrespläne

Daten, Methoden und Annahmen

Der energiewirtschaftliche Szenariorahmen, der bisher im Fokus der Untersuchungen stand, stellt nur einen, wenn auch grundlegenden Arbeitsschritt für die Erstellung der Mehrjahrespläne dar. Die eigentliche Lastfluss- und Netzmodellierung folgt auf die Erstellung des Szenariorahmens und verwendet die dort konsultierten Daten und Methoden. Für eine netzknotenscharfe Lastflussberechnung reichen aber die im Szenariorahmen enthaltenen Daten nicht aus. Die Parameter des Szenariorahmens sowie weitere nicht im Szenariorahmen aufgeführte Parameter (siehe obigen Abschnitt „Kenngrößen des Szenariorahmens“) müssen dafür regionalisiert werden. Für einen transparenten Gesamtprozess ist daher darzustellen, welche Daten für die Netzplanung verwendet werden, welche Quellen dafür herangezogen werden und welche Methoden der Datenerhebung oder -berechnung angewendet werden sollen. Viele für die Modellierungen entscheidende Daten sind bereits im Szenariorahmen enthalten. Um diese begründen zu können, sollte im Rahmen der Mehrjahrespläne nicht nur allgemein auf den Szenariorahmen verwiesen werden, sondern die Szenarioerstellung ausführlich beschrieben werden. Im nächsten Schritt müssen die verwendeten Modelle für die Netzmodellierung erläuternd dargestellt werden. Das bedeutet, es muss in den Mehrjahresplänen klargestellt werden, welche Modelle verwendet werden, inklusive deren Funktionsweisen und ggf. Grenzen. Des Weiteren sind die für die Modellierung verwendeten und nicht in dem Szenariorahmen enthaltenen Daten ebenfalls auszuweisen. Da die Modelle die Wirklichkeit immer nur begrenzt abbilden können und stets weiteren Annahmen unterliegen, sind auch diese soweit wie möglich auszuweisen und zu diskutieren.

Tabelle 1 gibt einen Überblick der Inhalte eines energiewirtschaftlichen Szenariorahmens.

Tabelle 1: Inhalte eines energiewirtschaftlichen Szenariorahmens

| | |
|--|---|
| Hintergrund | <ul style="list-style-type: none"> ■ Auszug: Energiepolitische Ziele der Schweiz, von Nachbarländern und Kantonen ■ Anforderungen zu Vernehmlassungsverfahren ■ Pflichten Stromnetzbetreiber ■ Genehmigungsverfahren Netzmaßnahmen ■ europäische Verpflichtungen |
| Darstellung der Prozessschritte und Verantwortlichkeiten zur Erstellung des Szenariorahmens | <p>Teilschritte</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ Entwurfserstellung ■ Ämterkonsultationen, Vernehmlassung und Überarbeitungen ■ Festlegung des Szenariorahmens (Bundesratsbeschluss) ■ Anhang des Szenariorahmens an den Sachplan Energienetze (SEN) |
| Storylines des Szenariorahmens | <ul style="list-style-type: none"> ■ Beschreibung der (Ausrichtung / Storylines der) Szenarien, die energiepolitische Entwicklungsmöglichkeiten der Schweiz beschreiben |
| Ausgestaltung des Szenariorahmens | <ul style="list-style-type: none"> ■ Räumliche Eingrenzung ■ Zeithorizont ■ Aktualisierungshäufigkeit ■ Einzubeziehende Netzebenen ■ Anzahl der Szenarien |
| Regionalisierung | <ul style="list-style-type: none"> ■ Definition und Beschreibung der Regionalisierungsmethoden für die einzelnen Parameter ■ Optional: Ausweisung der kantonalen Entwicklungsziele |
| Datengrundlagen | <ul style="list-style-type: none"> ■ Kraftwerksregister ■ Kategorisierung nach Kraftwerksart ■ EE-Anlagenregister ■ Lastanalysen ■ Aktuelle und geplante Vorhaben ■ ENTSO-E-Veröffentlichungen (TYNDP und SO&AF) |

| Parameter und Daten des Szenariorahmens | Parameter | Referenz-jahr | Szenario A 10 Jahres-ausblick* | Szenario B 10 Jahres-ausblick | Szenario C 10 Jahres-ausblick | Szenario B 20 Jahres-ausblick |
|--|---|---------------|-----------------------------------|----------------------------------|----------------------------------|----------------------------------|
| | Kernenergie [MW] | | | | | |
| | Steinkohle [MW] | | | | | |
| | Erdgas [MW] | | | | | |
| | Öl [MW] | | | | | |
| | Biomasse [MW] | | | | | |
| | Laufwasser [MW] | | | | | |
| | Photovoltaik [MW] | | | | | |
| | Wind [MW] | | | | | |
| | Pumpspeicher [MW] | | | | | |
| | Sonstige [MW] | | | | | |
| | Stromverbrauch [MWh] | | | | | |
| | Jahreshöchstlast [MW] | | | | | |
| | Brennstoff- + CO ₂ -Preise [CHF] | | | | | |
| Grenzkuppelkapazitäten (je Land) [MW] | | | | | | |

* Hierbei muss der Zeitbedarf der Erstellung berücksichtigt werden: Werden die Mehrjahrespläne im Jahr 2016 fertiggestellt, geht der 10 Jahresausblick bis zum Jahr 2026. Der Szenariorahmen dafür muss aufgrund des zeitlichen Abstimmungsbedarfs bereits im Jahr 2014 erstellt werden, das Referenzjahr wäre im Beispiel das Jahr 2013. Zwischen Referenzjahr und 10 Jahresausblick liegen damit 13 Jahre.

Überprüf- und Evaluierbarkeit

Die Mehrjahrespläne sollten so gestaltet werden, dass sie grundsätzlich von unabhängigen Instanzen evaluierbar sind. Dies ist allerdings nur begrenzt möglich, weil dafür neben netzknotscharfen und unter Umständen sensiblen Daten auch die verwendeten Modelle vollständig veröffentlicht werden müssten, wodurch die Rechte Dritter ggf. verletzt werden können. Für einen dennoch transparenten Prozess empfiehlt es sich, dem Regulierer die Modellierung auf Rücksprache weitgehend offen zu lassen, d. h. falls dies nötig sein sollte, einzelne Trassen mit Hilfe der Modellierungsergebnisse ausführlich zu begründen.

Ziel der Mehrjahrespläne ist eine Beurteilung der sich entwickelnden Netzsituation und die Ableitung von möglichen Netzmaßnahmen, um die Systemsicherheit aufrecht zu erhalten. Insbesondere die Errichtung neuer Stromtrassen führt aber zu Kosten, stellt einen Eingriff in Natur und Landschaftsbild dar und kann Widerstände in der Bevölkerung hervorrufen. Das NOVA-Prinzip ist als Leitsatz der Netzentwicklungsplanung anzuwenden, bei dem zunächst der Betrieb vorhandener Leitungen optimiert wird, dann erst z. B. durch den Einsatz innovativer Technologien vorhandene Netze verstärkt werden und erst, falls diese möglichen Netzmaßnahmen nicht zum gewünschten Ergebnis führen, neue Trassen in die Planung mit einfließen. Außerdem ist durch den Einbezug netzausbauminimierender Ansätze sicherzustellen, dass nur notwendige Netzmaßnahmen durchgeführt werden. Die zu verwendenden minimierenden Ansätze sollten diskutiert und deren Einsatz innerhalb der Mehrjahrespläne erläuternd dargestellt und begründet werden. Mögliche Ansätze sind, Einspeisemanagement und Einspeiserestriktionen mit bei der Modellierung zu berücksichtigen oder auch zu prüfen, inwiefern Lokalisierungsanreize für die Erzeugung Netzentwicklungsbedarf vermindern könnten. Für ein transparentes und rechtssicheres Verfahren sind dafür vorab Netzplanungsgrundsätze zu definieren.

Die in den Mehrjahresplänen ermittelten Maßnahmen sind detailliert darzustellen. Dazu ist neben der Art und dem Verlauf der Maßnahmen auch der Zeitpunkt für die Fertigstellung anzugeben. Zudem sollte eine ausführliche Begründung aller Maßnahmen erfolgen, unter Einbezug der Modellierungsergebnisse und bestenfalls einer Prüfung und Diskussion zu alternativen Maßnahmen.

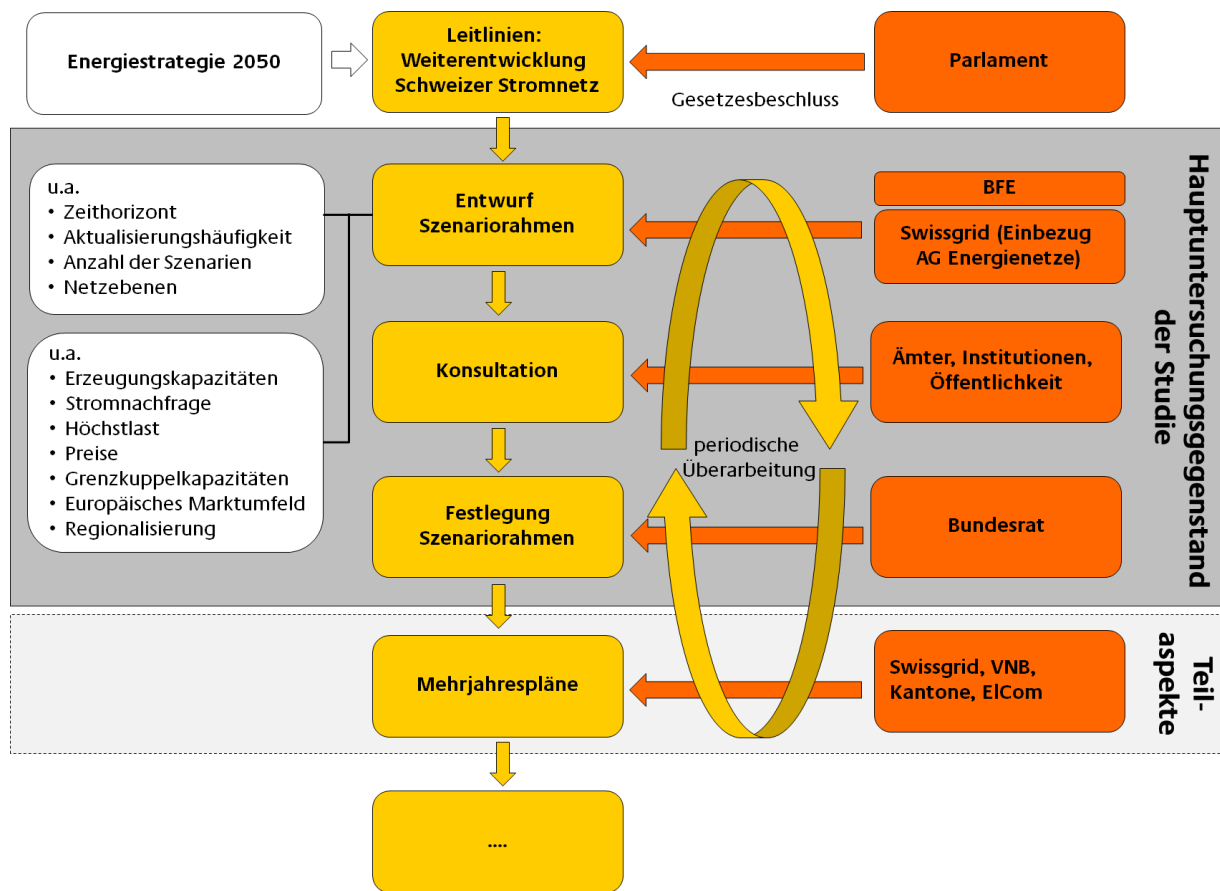
2 Hintergrund und Zielsetzung

2.1 Hintergrund der Studie

Mit der Energiestrategie 2050 werden die künftigen Herausforderungen an das Energiesystem der Schweiz beschrieben. Für den Fortbestand einer hohen Stromversorgungssicherheit – mittelfristig ohne Kernenergie – werden eine signifikante Erhöhung der Energieeffizienz und der Ausbau der Wasserkraft und der neuen erneuerbaren Energien sowie wenn nötig der fossilen Stromproduktion und Stromimporte erforderlich. Im Zuge dessen kommt dem Um- und Ausbau der Stromnetze eine zentrale Rolle zu. Durch die Umgestaltung der Energiesysteme in der Schweiz und in den benachbarten Ländern entstehen neue Herausforderungen auf allen Ebenen der Stromnetze und bei deren Zusammenspiel. Daraus resultieren ein dringender Netzaus- und Netzbaubedarf inklusive Netzmodernisierung sowie die konzeptionelle und technische Weiterentwicklung der Netzführungskonzepte.

Eine strategische Weiterentwicklung der Stromnetze erfordert eine fundierte Netzplanung. Die Schaffung eines europäischen Energiebinnenmarktes erhöht in diesem Zusammenhang die Komplexität der Planung, da sich die Entwicklungen der Erzeugungskapazitäten in den EU-Staaten auf die Kapazitäten der Grenzkuppelstellen und Transitleitungen in der Schweiz auswirken. Die Koordination der EU-weiten Netzentwicklung erfolgt im Rahmen des TYNDP der ENTSO-E, der alle zwei Jahre veröffentlicht werden muss und auf den nationalen Netzentwicklungsplänen der Übertragungsnetzbetreiber beruht (diese heißen in der Schweiz Mehrjahrespläne). Für die Schweiz als Teil des europäischen Verbundnetzes müssen somit die Anforderungen an die Netzentwicklungsplanung, die sich aus dem TYNDP ergeben, berücksichtigt werden.

Um eine zeit- und bedarfsgerechte Netzentwicklung zu planen, zu koordinieren und in die Umsetzung zu bringen, ist die Setzung klarer (energie-)politischer Vorgaben notwendig. Hierfür wird in der Schweiz u.a. gerade ein Detailkonzept Stromnetze politisch diskutiert, mit dem grundsätzliche Leitlinien für den Netzausbau vorgeschlagen werden. Es ist vorgesehen, dem Prozess der Erstellung der Mehrjahrespläne einen energiewirtschaftlichen Szenariorahmen zugrunde zu legen. Mit diesem Szenariorahmen soll die wahrscheinliche energiewirtschaftliche Zukunft der Schweiz beschrieben werden. Darauf aufbauend sollen die Mehrjahrespläne der Netzbetreiber zur zeit- und bedarfsgerechten Netzentwicklung des Stromübertragungsnetzes sowie der nachgelagerten Netzebenen entwickelt werden. Dabei sollte der gesamte Prozess von Beginn an transparent sein, um eine möglichst weitgehende gesellschaftliche Akzeptanz zu ermöglichen. Der zu erstellende energiewirtschaftliche Szenariorahmen ist dafür ein wichtiges Instrument. Außerdem soll durch ihn die Planungssicherheit und Prozessgeschwindigkeit der Netzplanung und des Netzausbaus erhöht werden. Die Einordnung der Szenarioerstellung in den Gesamtprozess der Netzplanung und den Untersuchungsgegenstand der Studie zeigt Abbildung 2.

Abbildung 2: Netzplanungsprozess (Ausschnitt) und Untersuchungsgegenstand³

2.2 Ziel und Aufbau der Studie

Ziel der Studie ist es, die notwendigen Prozesse und Anforderungen an einen energiewirtschaftlichen Szenariorahmen für die Netzplanung der Schweiz zu beschreiben und die Inhalte der Mehrjahrespläne zu definieren. Dafür werden folgende Arbeitsschritte ausgeführt und beschrieben (siehe auch Abbildung 3):

- **Kapitel 3:** Zunächst werden für ausgewählte Länder, welche bereits entsprechende Verfahren durchführen, die Prozesse der Szenariorahmenerstellung und Netzentwicklungsplanung ausgewertet, um die bestehenden Erfahrungen in den zu erarbeitenden Prozessvorschlag für die Schweiz einfließen zu lassen.
- **Kapitel 4:** Darauf aufbauend werden die wesentlichen Aspekte für die Ausgestaltung eines energiewirtschaftlichen Szenariorahmens für die Schweiz beschrieben. Hierbei werden insbesondere die Szenarienzahl, der Zeithorizont und die grundsätzliche „energiewirtschaftliche Storyline“ des zu entwickelnden Szenariorahmens diskutiert. Darüber hinaus werden die erforderlichen und relevanten Grunddaten und Eingangsgrößen, die einzubeziehenden Netzebenen sowie die Häufigkeit der Aktualisierung der Netzentwicklungsplanung inkl. des zugrunde zu legenden

³ Quelle: eigene Darstellung

Szenariorahmens beschrieben. Diese Betrachtungen erfolgen unter Berücksichtigung der energiepolitischen Zielsetzungen für die Schweiz sowie unter Reflektion der entsprechenden EU-rechtlichen Vorgaben. Die dem Übertragungsnetz unterlagerte Netzebenen gewinnen bei einem Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien zunehmend an Bedeutung. Demnach wird der Einbezug weiterer Netzebenen in den Szenariorahmen diskutiert. Der Fokus der Studie liegt jedoch auf dem Übertragungsnetz. Damit eng verbunden ist die (künftige) regionale Verteilung von Erzeugungs- und Verbrauchsschwerpunkten sowie deren Zuordnung zu Netzknoten. Hierfür werden im Rahmen der Studie verschiedene Ansätze zur Regionalisierung von Last- und Erzeugung benannt.

- **Kapitel 5:** Darauf aufbauend wird ein stringenter und nachvollziehbarer Prozessvorschlag für die Erstellung eines Szenariorahmens für die Schweiz erarbeitet. Neben der Beschreibung der einzelnen Prozessphasen und deren Zielstellungen werden insbesondere die jeweiligen Verantwortlichkeiten definiert, die zu konsultierenden Daten benannt sowie Akteure und Interessenträger identifiziert, die im Rahmen der öffentlichen Konsultation aktiv angesprochen werden sollten. Es wird klargestellt, welche Relevanz die zu erarbeitenden Inhalte des Szenariorahmens für die Netzentwicklungsplanung haben. Die einzelnen Prozessschritte werden in einen zeitlichen Ablauf eingeordnet. Optionen für die öffentliche Konsultation bzw. Vorschläge für begleitende Informationsmaßnahmen und notwendige Überarbeitungsschleifen werden erläutert und hinsichtlich ihrer Vor- und Nachteile eingeordnet.
- **Kapitel 6:** Der bisher beschriebene Szenariorahmen stellt den Ausgangspunkt für die Netzentwicklungsplanung anhand der Erstellung der Mehrjahrespläne dar. In diesem Kapitel wird dargestellt, welche Angaben in den Mehrjahresplänen enthalten sein sollen. Dabei wird zwischen obligatorischen und optionalen Angaben unterschieden und die inhaltlichen und prozessualen Rahmenbedingungen berücksichtigt.

| | |
|------------------|---|
| Kapitel 3 | <u>Internationale Praxis bei der Netzplanung:</u> Übersicht über Netzplanungsprozesse im internationalen und europäischen Umfeld |
| Kapitel 4 | <u>Inhalte des energiewirtschaftlichen Szenariorahmens:</u> Beschreibung der relevanten Eingangsgrößen und der Ausgestaltung des Szenariorahmens |
| Kapitel 5 | <u>Teilschritte bei der Erstellung des Szenariorahmens:</u> Beschreibung der Prozessphasen, Verantwortlichkeiten und Akteure sowie Einschätzung des Zeitbedarfs |
| Kapitel 6 | <u>Inhalte der Mehrjahrespläne:</u> Anforderungen an Ausprägung und Evaluierung der Netzplanung |

Abbildung 3: Aufbau der Studie⁴

⁴ Quelle: eigene Darstellung

Die Erarbeitung der Studieninhalte erfolgte unter Einbezug unterschiedlicher Experten und Rechertechniken. Dazu zählen (siehe auch Abbildung 4: Projektstruktur) u.a.:

- Ein internationaler Vergleich der Vorgehensweisen bei der Erstellung des Szenariorahmens und der Netzplanung
- die Durchführung von Interviews mit Experten der Netzplanung in Europa
- der Einbezug einer Begleitgruppe in den Studierstellungsprozess, bestehend aus Experten unterschiedlicher Institutionen
- ausführliche Diskussionen im Rahmen mehrerer Arbeitssitzungen mit der Begleitgruppe
- ein intensiver Austausch mit dem Bundesamt für Energie (BFE)
- eigene Analysen und Recherchen der dena
- Erfahrungen bei der Ausgestaltung der Netzentwicklungsprozesse in Deutschland

Um eine Orientierung für Stromnetzplanungsprozesse zu geben und wichtige Erfahrungen und Erkenntnisse für die Schweiz ableiten zu können, sollen anschließend verschiedene internationale Praktiken für die dortige Szenarioerstellung und Netzplanung vorgestellt werden.

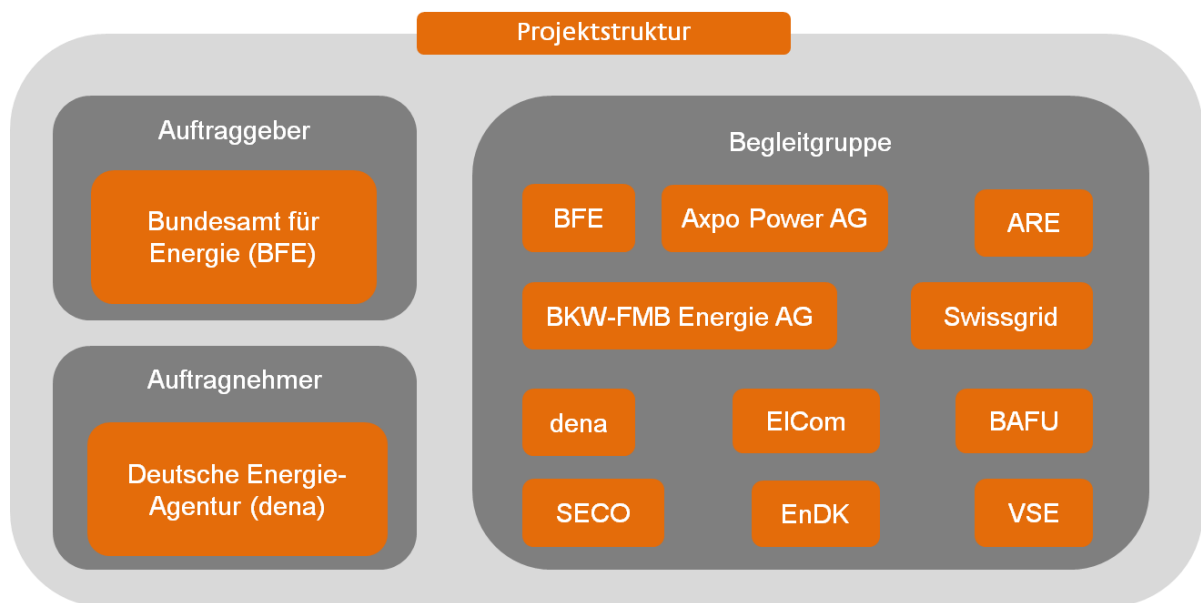


Abbildung 4: Projektstruktur⁵

⁵ Quelle: eigene Darstellung

3 Internationale Praxis bei der Netzplanung

3.1 Netzplanungsprozesse im europäischen Umfeld

Mit der **EU-Richtlinie 2009/72/EG** über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt vom 13. Juli 2009 (Bestandteil des dritten EU-Binnenmarktpakets) wurde eine Stärkung des grenzüberschreitenden Wettbewerbs im Elektrizitätssektor beschlossen und eine wichtige Grundlage zu mehr Versorgungssicherheit und Nachhaltigkeit geschaffen. Die Zunahme der fluktuierenden Einspeisung aus erneuerbaren Energien in die Stromnetze erforderte bereits zu diesem Zeitpunkt eine Synchronisation der Lastflüsse auch über die Landesgrenzen hinaus. Damit einher geht die Notwendigkeit einer Koordination der Netzentwicklungsmaßnahmen im europäischen Stromverbundnetz und die Gründung zweier Institutionen, der europäischen Regulierungsbehörde „Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER)“ und des Verbands europäischer Übertragungsnetzbetreiber ENTSO-E.

Mit der **EU-Richtlinie 2009/72/EG** sind auch neue Pflichten und Kompetenzen für die nationalen Übertragungsnetzbetreiber und nationalen Regulierungsbehörden verbunden:

- Gemäß Artikel 22 Abs. 1 der Richtlinie 2009/72/EG sind die Übertragungsnetzbetreiber dazu verpflichtet, der Regulierungsbehörde jedes Jahr nach Konsultation aller Interessenträger einen zehnjährigen Netzentwicklungsplan vorzulegen, der sich auf die derzeitige Lage und die Prognosen im Bereich von Angebot und Nachfrage stützt. Der Netzentwicklungsplan soll alle wirksamen Maßnahmen zur Gewährleistung der Angemessenheit des Netzes und der Versorgungssicherheit enthalten.
- Grundlage für den Netzentwicklungsplan sind gemäß Artikel 22 Abs. 3 der Richtlinie 2009/72/EG „angemessene Annahmen über die Entwicklung der Erzeugung, der Versorgung, des Verbrauchs und des Stromaustauschs mit anderen Ländern unter Berücksichtigung der Investitionspläne für regionale und gemeinschaftsweite Netze“ (= Szenariorahmen).
- Die Regulierungsbehörde ist zur Durchführung eines offenen und transparenten Konsultationsverfahrens zum zehnjährigen Netzentwicklungsplan mit allen tatsächlichen und potenziellen Netzbenutzern sowie zur Veröffentlichung der Ergebnisse der Konsultationen verpflichtet.
- Des Weiteren prüft die Regulierungsbehörde den Netzentwicklungsplan auf die vollständige Erfassung des Investitionsbedarfs und der Kohärenz mit dem gemeinschaftlichen Netzentwicklungsplan der ENTSO-E.

Die Umsetzung der Richtlinie 2009/72/EG in nationale Rechtssysteme erfolgt gemäß Artikel 49 der Richtlinie 2009/72/EG jeweils bis spätestens zum 03.03.2011. Wie einzelne Mitgliedstaaten der EU diesen Prozess gestalten, wird anhand von Deutschland, Österreich, Italien, Frankreich und Großbritannien im Rahmen dieser Studie analysiert.

Gemäß der **Verordnung (EG) Nr. 714/2009** vom 13. Juli 2009 über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel ist es Aufgabe des Verbands europäischer Übertragungsnetzbetreiber ENTSO-E, einen unverbindlichen zehnjährigen Netzentwicklungsplans in einem zweijährigen Rhythmus (TYNDP) zu erstellen, der alle europäischen Netzausbaumaßnahmen beinhaltet. Der TYNDP beruht auf den nationalen Netzentwicklungsplänen und beinhaltet einen Szenariorah-

men, der die wahrscheinliche Entwicklung der zukünftigen Stromerzeugung und Stromnachfrage abbilden soll. Ein offenes und transparentes Konsultationsfahren soll allen Marktteilnehmern die Möglichkeit der Mitgestaltung und Stellungnahme geben. Die europäische Regulierungsbehörde ACER überprüft und überwacht den Prozess der Erstellung des gemeinschaftlichen Netzentwicklungsplans. Nach der Veröffentlichung einer ersten Version des europäischen Netzentwicklungsplans in 2010 und dem anschließenden Konsultationsverfahren, konnte ENTSO-E am 05.07.2012 eine überarbeitete Version des TYNDP⁶ veröffentlichen.

3.2 Analyse der internationalen Praxis

Die Verfahren zur Erstellung des Szenariorahmens und der Netzentwicklungsplanung in den einzelnen EU-Staaten ergeben sich aus der Umsetzung des dritten EU-Binnenmarktpakets Strom in nationale Rechtsvorschriften, können sich jedoch in der Ausgestaltung ihrer einzelnen Prozesse und Anforderungen unterscheiden. Nachfolgend werden deshalb die Prozesse einzelner europäischer Staaten analysiert, die entsprechende Verfahren durchführen bzw. bereits umgesetzt haben. Zusätzlich wird in die Analyse ein Netzgebiet der USA einbezogen. Ziel dieser Analyse ist es, neben der grundsätzlichen Beschreibung der Verfahren zur Erstellung des Szenariorahmens und der Netzentwicklungsplanung, auf Basis erster Erfahrungen die Stärken und Schwächen verschiedener nationaler Ansätze zu identifizieren und die Erkenntnisse auf die Schweiz zu übertragen.

Die Analyse der internationalen Praxis bei der Szenarioerstellung und Netzplanung fokussiert auf folgende Länder:

- Deutschland
- Österreich
- Frankreich
- Italien
- Großbritannien
- USA (Pennsylvania-New Jersey-Maryland Interconnection - PJM).

⁶ (ENTSO-E, 2012b)

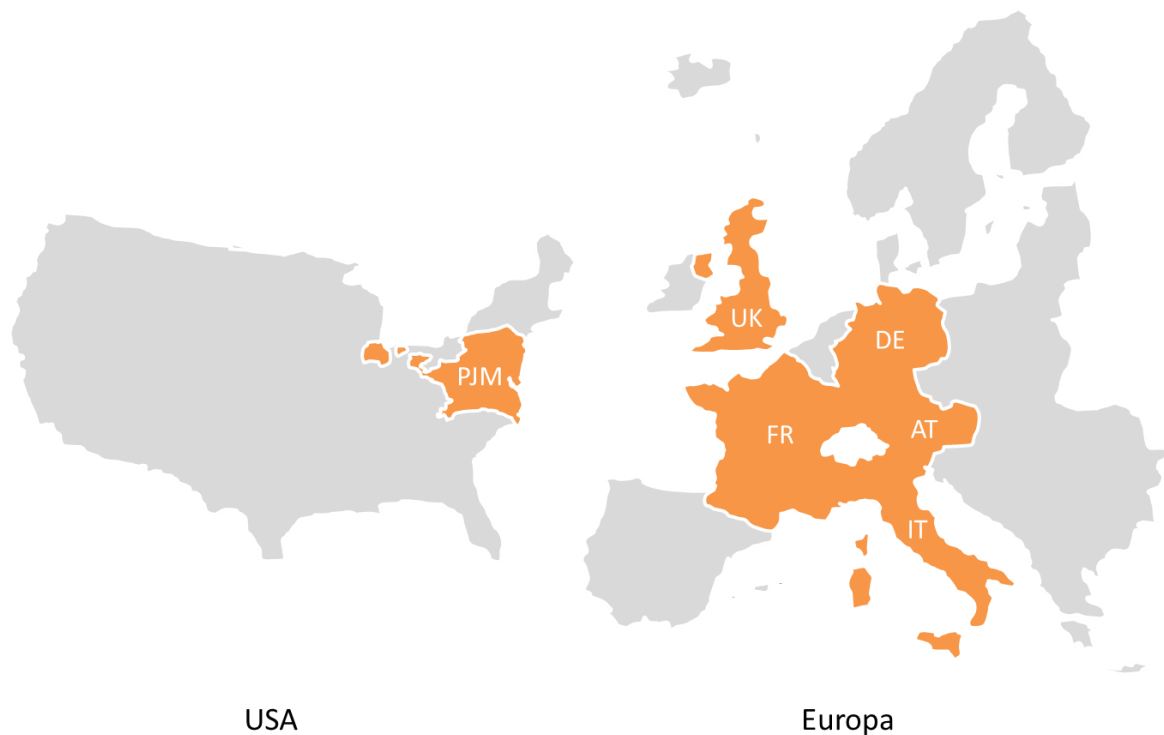


Abbildung 5: Für den internationalen Vergleich betrachtete Länder⁷

Die Analyse erfolgt strukturiert anhand folgender Parameter bzw. Aspekte:

- Rechtliche Grundlagen der Szenarioerstellung und Netzentwicklungsplanung
- Einbezogene Netzebenen
- Beschreibung der einzelnen Prozessschritte (inklusive Szenariorahmenerstellung)
- Identifizierung der involvierten und verantwortlichen bzw. koordinierenden Instanzen
- Beschreibung der gewählten Konsultationsverfahren
- Stand der Umsetzung bei der Entwicklung des zugrunde zu legenden Szenariorahmens sowie bei der nationalen Netzentwicklungsplanung
- Ergebnisse der Netzplanung
- Erkenntnisse bezüglich erforderlicher (Prozess-)Optimierung

Die Praxis bei der Erstellung der Szenariorahmen und der Netzentwicklungspläne in Deutschland und Österreich wurde vertieft analysiert. Neben den oben genannten Aspekten wurden u.a. Kontrollinstanzen und Kontrollinstrumente, Konsultationszeitpunkte und -dauer, konsultierte Interessenträ-

⁷ Quelle: eigene Darstellung

ger bzw. Konsultationsteilnehmer, die Stufigkeit und Anzahl der Überarbeitungsschleifen sowie Kommunikationsinstrumente untersucht.

3.2.1 Deutschland

Rechtliche Grundlagen und Vorgaben

Die rechtliche Grundlage für die Erstellung des Netzentwicklungsplans für die Stromübertragungsnetze in Deutschland wurde mit der Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG 2011) im August 2011 mit der Aufnahme der §§ 12 a-d geschaffen. Darin werden die Übertragungsnetzbetreiber dazu verpflichtet, jährlich zum 3. März (erstmalig zum 3. Juni 2012) der zuständigen Regulierungsbehörde einen gemeinsam entwickelten nationalen Netzentwicklungsplan zur Bestätigung vorzulegen. Darin müssen alle wirksamen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des Übertragungsnetzes enthalten sein, die in den nächsten zehn Jahren für einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb erforderlich sind.⁸

Der Netzentwicklungsplan Strom umfasst das deutsche 380/220 kV-Höchstspannungsnetz (Netzebene 1) unter Berücksichtigung der Umspannebene Höchstspannung / Hochspannung (Netzebene 2). Grundlage für den Netzentwicklungsplan ist ein von den Übertragungsnetzbetreibern gemeinsam erarbeiteter Szenariorahmen. Der Szenariorahmen umfasst mindestens drei Entwicklungspfade (Szenarien), die für die nächsten zehn Jahre die Bandbreite der wahrscheinlichen Entwicklung im Rahmen der mittel- und langfristigen energiepolitischen Ziele der Bundesregierung abdecken. Eines der Szenarien muss die wahrscheinliche Entwicklung für die nächsten 20 Jahre darstellen. Für den Szenariorahmen legen die Betreiber von Übertragungsnetzen angemessene Annahmen für die jeweiligen Szenarien zu Erzeugung, Versorgung und Verbrauch von Strom sowie dessen Austausch mit anderen Ländern zu Grunde und berücksichtigen geplante Investitionsvorhaben der europäischen Netzinfrastruktur.⁹

Prozessbeschreibung und involvierte Institutionen

Die Erstellung des nationalen Szenariorahmens und Netzentwicklungsplans Strom erfolgt in drei Phasen:¹⁰

- Phase 1: Erstellung und Genehmigung des Szenariorahmens
- Phase 2: Erstellung des Netzentwicklungsplans
- Phase 3: Konsultation und Genehmigung des Netzentwicklungsplans

⁸ § 12 b EnWG

⁹ § 12 a EnWG

¹⁰ Vgl. (50Hertz Transmission GmbH u. a., 2012a: S. 15 ff.)

Phase 1: Erstellung und Genehmigung des Szenariorahmens

Verantwortlich für die Erstellung des Szenariorahmens sind die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber

- 50Hertz Transmission GmbH,
- Amprion GmbH,
- TenneT TSO GmbH und
- TransnetBW GmbH,

die den Prozess gemeinsam durchführen. Ihre jeweiligen Netzgebiete werden in Abbildung 6 dargestellt.

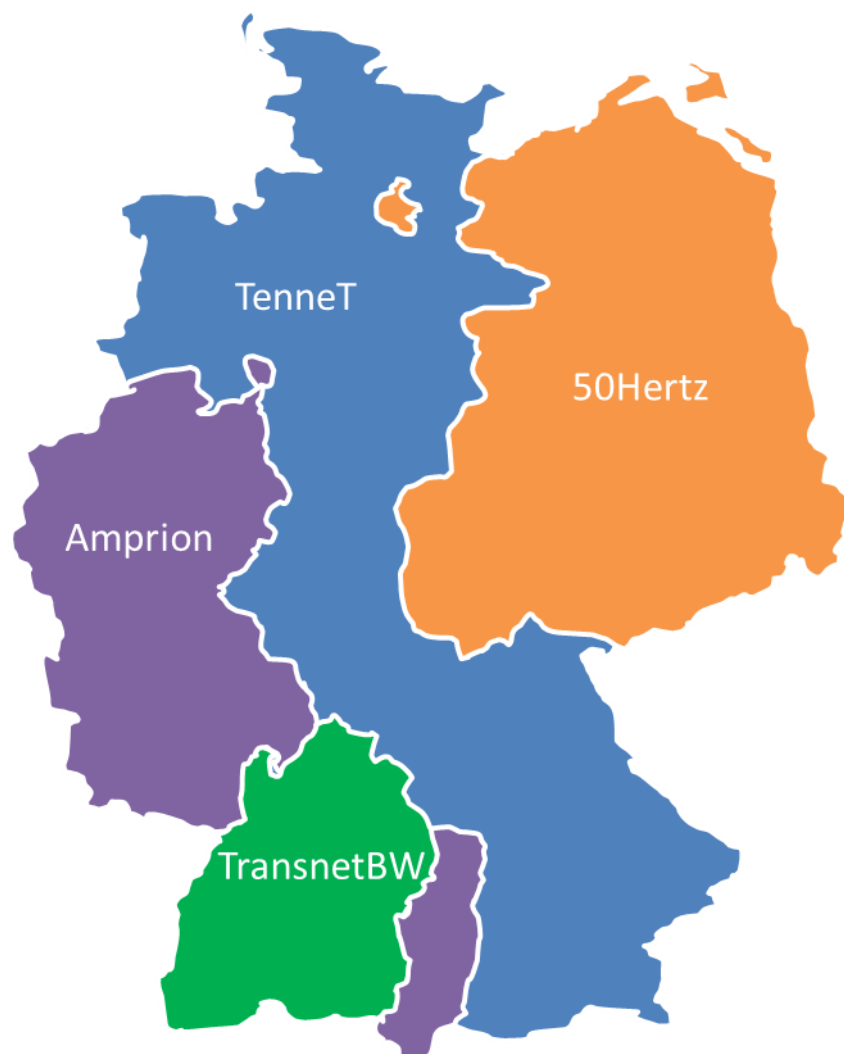


Abbildung 6: Netzgebiete der deutschen Übertragungsnetzbetreiber¹¹

¹¹ Quelle: eigene Darstellung

Anhand von drei Szenarien wird die Bandbreite wahrscheinlicher energiewirtschaftlicher Entwicklungen für die nächsten zehn Jahre abgebildet. Ein Szenario wird zudem um weitere zehn Jahre fortgeschrieben. Unter dem Begriff Szenario wird dabei die Beschreibung der Entwicklung eines konsistenten Systemgesamtzustandes von heute bis in die Zukunft verstanden.¹²

Daten- und Informationsgrundlage für den Szenariorahmen sind ausgewählte Studien unabhängiger Forschungsinstitutionen sowie des ENTSO-E. Die Auswahl der Studien erfolgt durch die Übertragungsnetzbetreiber. Die Entwicklung der erneuerbaren Energien basiert auf der Studie „Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung“, der Leitstudie 2010 des Bundesumweltministeriums sowie auf Einzelangaben für die Bundesländer. Die von den Übertragungsnetzbetreibern entwickelten Szenarien sind wie folgt charakterisiert:¹³

- **Szenario A:** Szenario A geht von einem moderaten Anstieg der Leistungsbereitstellung aus Steinkohle im konventionellen Bereich aus. Die installierte Leistung der regenerativen Energien bildet den unteren Rand des Szenariorahmens ab.
- **Szenario B (Leitszenario):** Im Vergleich zu Szenario A ist Szenario B von einem höheren Anteil an erneuerbaren Energien gekennzeichnet. Ein Anstieg der Leistungsbereitstellung aus Gaskraftwerken wird prognostiziert. Das Leitszenario wird zudem um weitere zehn Jahre fortgeschrieben. Im Rahmen einer Sensitivitätsbetrachtung wurde die Auswirkung einer Lastreduktion um 10 % untersucht.
- **Szenario C:** Der Anteil erneuerbarer Energien ist besonders hoch. Dieser ergibt sich aus den regionalen Entwicklungsprognosen und energiepolitischen Zielsetzungen der Bundesländer.

Eine Übersicht über die Szenarien und die Eingangsgrößen gibt Tabelle 2.¹⁴

¹² Vgl. (50Hertz Transmission GmbH u. a., 2012b: S. 5)

¹³ Vgl. (50Hertz Transmission GmbH u. a., 2012b: S. 6)

¹⁴ Vgl. (50Hertz Transmission GmbH u. a., 2012b: S. 7)

Tabelle 2: Szenarien im Netzentwicklungsplan 2012

| | Szenario A | Szenario B | Szenario C |
|---|--|--|--|
| Fokus | Moderater Anstieg der Erzeugung aus Steinkohle; EE bilden unteren Rand | Basisszenario mit höherem Anteil an EE als Szenario A | Bundesländerszenario mit hohem Ausbau der EE |
| Ausbau EE | moderat | hoch | ambitioniert |
| Datenbasis EE national | <ul style="list-style-type: none"> ■ Bestandslisten von Erzeugungsanlagen für erneuerbare Energien der Bundesnetzagentur ■ Zielwerte der Bundesländer ■ vorliegende Anschlussmeldungen der ÜNB ■ Entwicklung gemäß „BMU-Leitstudie 2010“ bzw. „EE-Langfristszenarien 2011“ | | |
| Datenbasis EE EU | nationale Aktionspläne für erneuerbare Energien (NREAP) | | |
| Kraftwerkpark EU | ENTSO-E Scenario Outlook & Adequacy Forecast (SO&AF) – Szenario B | | |
| | | Szenario B (+10 Jahre) ENTSO-E Scenario Outlook & Adequacy Forecast (SO&AF) – EU 2020 | |
| Kraftwerkpark Deutschland | <ul style="list-style-type: none"> ■ Bestandslisten von konventionellen Kraftwerken der Bundesnetzagentur ■ KWK-Anlagen: Kraftwerksanschlussregister des VDE-FNN ■ bei Ferngasleitungsnetzbetreibern vorliegenden Anschlussbegehren für Gaskraftwerke | | |
| Verbrauch | Entwicklungsprognose „Letztverbraucher bis 2016“ der Prognos AG | | |
| Entwicklung CO₂- und Brennstoffpreise | Studie „Energieszenarien 2011“ der Prognos AG, des energiewirtschaftlichen Instituts der Universität zu Köln (EWI) und der Gesellschaft für wirtschaftliche Strukturforchung mbH (GWS) (ebenfalls verwendet im Netzentwicklungsplan Gas) | | |

Der von den Übertragungsnetzbetreibern entwickelte Szenariorahmen wird der deutschen Regulierungsbehörde, der Bundesnetzagentur (BNetzA), zur Prüfung vorgelegt und unter Verantwortung der Regulierungsbehörde öffentlich konsultiert. Das Dokument wird auf dem Internetportal der BNetzA (www.netzausbau.de) und zusätzlich auf dem Portal der Übertragungsnetzbetreiber (www.netzentwicklungsplan.de) veröffentlicht. Das Verfahren richtet sich an Interessenvertretern aus Politik, Wirtschaft und Gesellschaft. Der Zeitraum des Konsultationsverfahrens umfasst 6 Wochen. Die Stellungnahmen werden veröffentlicht und die Ergebnisse des Konsultationsverfahrens von der Regulierungsbehörde dokumentiert.

Die Genehmigung des Szenariorahmens erfolgt abschließend durch die BNetzA unter Berücksichtigung der Konsultationsergebnisse.

Phase 2: Erstellung des Netzentwicklungsplans

In der zweiten Phase erarbeiten die Übertragungsnetzbetreiber gemeinsam auf Basis des genehmigten Szenariorahmens einen ersten Entwurf des Netzentwicklungsplans. Dieser Entwurf des Netzentwicklungsplans berücksichtigt den europäischen Netzentwicklungsplan und vorhandene Offshore-Netzpläne. Ferner sieht das deutsche Recht vor, dass der Netzentwicklungsplan insbesondere folgende Angaben enthalten muss:

- alle wirksamen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des Übertragungsnetzes, die in den nächsten zehn Jahren für einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb notwendig sind
- gesonderte Ausweisung aller Netzausbaumaßnahmen, die in den nächsten drei Jahren ab Feststellung des Netzentwicklungsplans durch die Regulierungsbehörde für einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb erforderlich sind
- einen Zeitplan für alle Netzausbaumaßnahmen
- Netzausbaumaßnahmen als Pilotprojekte für den Einsatz von Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungstrassen (HGÜ-Trassen)
- den Einsatz von Hochtemperaturleiterseilen als Pilotprojekte
- den Stand der Umsetzung des vorhergehenden Netzentwicklungsplans und im Falle von Verzögerungen die dafür maßgeblichen Gründe
- Angaben zur verwendeten Übertragungstechnologie.

Die Ausarbeitung des Entwurfs des Netzentwicklungsplans 2012 durch die Übertragungsnetzbetreiber erfolgte in vier Arbeitsgruppen.¹⁵

Gruppe 1: Kommunikation und Berichterstattung

Zum Aufgabenbereich der Arbeitsgruppe zählt der Austausch mit allen gesellschaftlichen Gruppen vor und während der Erstellung des Netzentwicklungsplans, die Organisation und Kommunikation des Konsultationsverfahrens sowie die Darstellung der Ergebnisse.

Gruppe 2: Erzeugungsszenarien

Die Entwicklung komplexer Marktmodelle und –simulationen als Basis für Netzplanung steht bei Gruppe 2 im Vordergrund. Zur Bestimmung des Transportbedarfs wird für jedes Szenario eine Marktsimulation durchgeführt, die für jede Stunde eines Jahres einen Stundenmittelwert der Einspeise- und Nachfragesituationen abbildet. Es ergeben sich somit individuelle Netznutzungsfälle für jede Stunde, auf deren Basis die Einsätze der Erzeugungseinheiten je Region berechnet werden. Die Einspeisezeitreihen aller Erzeuger zur Deckung des Verbrauchs können somit standortscharf bestimmt werden. Aus der Entfernung zwischen Erzeugungs- und Verbrauchszentren und deren Leistungsbilanzen ergibt sich der Transportbedarf.

¹⁵ Vgl. www.netzentwicklungsplan.de; Stand: 18.01.2012

Gruppe 3: Netzplanung

Die Ergebnisse der Gruppe 2 werden auf ein Netzmodell übertragen. Daraus werden notwendige Investitionsmaßnahmen abgeleitet. Die Netzbetreiber folgen dabei dem sogenannten NOVA-Prinzip (**N**etz-**O**ptimierung vor **V**erstärkung vor **A**usbau). Das bedeutet, dass zunächst versucht wird, das Netz zu optimieren und erst anschließend Netzverstärkungs- oder Netzausbaumaßnahmen durchgeführt werden.

Gruppe 4: Systemstabilität

Diese Gruppe prüft die Maßnahmenpakete und bewertet die Systemstabilität.

Gutachter, die durch die Übertragungsnetzbetreiber bestellt werden, begleiten den kompletten Erstellungsprozess und validieren den ersten Entwurf des Netzentwicklungsplans. Für den Netzentwicklungsplan 2012 und 2013 hat Prof. Dr. Armin Schnettler von der RWTH Aachen die Aufgabe des Gutachters übernommen. Die Stellungnahme wurde auf der Webseite der RWTH Aachen veröffentlicht. Im Rahmen des Gutachtens wurden u.a. folgende Aspekte geprüft:¹⁶

- Konsistenz der Eingangsdaten
- transparente und nachvollziehbare Darstellung der Annahmen, Eingangsdaten und Modelle
- Einsatz wissenschaftlicher und dem Stand der Technik entsprechender Methoden
- Berücksichtigung und Darstellung von Unsicherheiten und Einschränkungen
- zielorientierte und technologieoffene Erarbeitung von Lösungsansätzen
- Plausibilität der Resultate

Der erste Entwurf des Netzentwicklungsplans wird abschließend an die Regulierungsbehörde übermittelt. Die Übergabe des Netzentwicklungsplans muss gemäß § 12 b Abs. EnWG spätestens zum 03. März eines Jahres (erstmalig zum 03. Juni 2012) erfolgen.

Phase 3: Konsultation des Netzentwicklungsplans

Kern der dritten Phase ist eine intensive Prüfung und umfangreiche Konsultation des Entwurfs des Netzentwicklungsplans sowie daraus resultierende Überarbeitungsanforderungen an die Übertragungsnetzbetreiber.

Aufgabe der Regulierungsbehörde ist zunächst die Prüfung des ersten Entwurfs des Netzentwicklungsplans auf Übereinstimmung mit den gesetzlichen Vorgaben. Zeitgleich veröffentlichen die Übertragungsnetzbetreiber den ersten Entwurf des Netzentwicklungsplans und verantworten das Konsultationsverfahren. Über einen Zeitraum von sechs Wochen wird allen Interessensträgern die Möglichkeit gegeben, online, per E-Mail oder postalisch Stellung zum Netzentwicklungsplan zu nehmen. Konsultationsteilnehmer sind u.a. tatsächliche und potenzielle Netznutzer, Betreiber nachgelagerter Netzebenen, Träger öffentlicher Belange sowie die Energieaufsichtsbehörden der Länder.

Nach Abschluss des Verfahrens werden allen Stellungnahmen veröffentlicht und durch die Übertragungsnetzbetreiber ausgewertet. Der Netzentwicklungsplan wird auf Basis der Konsultationsergeb-

¹⁶ (Armin Schnettler, 2012: S. 2)

nisse durch die Übertragungsnetzbetreiber gemeinsam überarbeitet. Zudem fügen die Übertragungsnetzbetreiber dem Netzentwicklungsplan eine zusammenfassende Erklärung zum Konsultationsverfahren bei.¹⁷

Im Ergebnis entsteht ein zweiter Entwurf des Netzentwicklungsplans, der wiederum an die Regulierungsbehörde übermittelt und von dieser sachlich und auf Übereinstimmung mit den gesetzlichen Vorgaben überprüft wird. Die Bundesnetzagentur kann im Rahmen des Prüfverfahrens bei Bedarf die europäische Regulierungsbehörde ACER konsultieren und eine erneute Überarbeitung des Netzentwicklungsplans von den Übertragungsnetzbetreibern fordern. Parallel erfolgt die strategische Umweltprüfung durch die Regulierungsbehörde, bei der die Beeinflussung der Umwelt durch die Maßnahmen des Netzentwicklungsplans bewertet wird. Nach Abschluss der Prüfung werden der Umweltbericht und der zweite Entwurf des Netzentwicklungsplans von der Regulierungsbehörde veröffentlicht und konsultiert.¹⁸

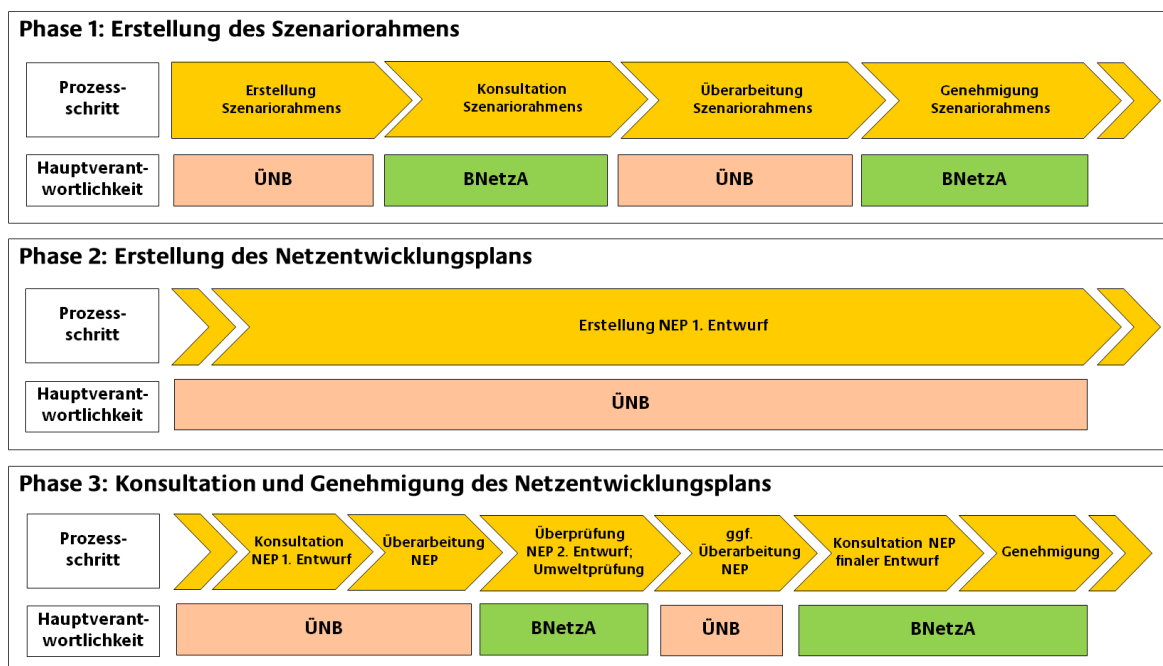
Unter Berücksichtigung der Ergebnisse aus dem dritten Konsultationsverfahren erfolgt die finale Genehmigung des Netzentwicklungsplans durch die Bundesnetzagentur.

Im Rahmen des Konsultationsprozesses führen die Übertragungsnetzbetreiber und die BNetzA zudem jeweils eigene regionale Dialogveranstaltungen (Roadshow) durch. Offene Fragen zu den Auswirkungen des Netzausbaus, dem Ausbaubedarf und den Auswirkungen vor Ort werden im Rahmen der Veranstaltungen beantwortet.

Eine Übersicht über den Prozessablauf gibt Abbildung 7.

¹⁷Vgl. (50Hertz Transmission GmbH u. a., 2012a: S. 14 ff.); Ab 2013 wird in Deutschland zudem ein Offshore-Netzentwicklungsplan erstellt. Aus diesem Grund wurde der komplexe Erstellungsprozess beider Pläne auf sieben Arbeitsgruppen aufgeteilt.

¹⁸ Vgl. (50Hertz Transmission GmbH u. a., 2012a: S. 14 ff.)

Abbildung 7: Prozessphasen der Netzentwicklung in Deutschland¹⁹

Einbezogene Netzebenen

Während das deutsche Recht die Erstellung eines Netzentwicklungsplans für die Stromübertragungsnetze zwingend vorschreibt, besteht im Hinblick auf die Erstellung von Netzentwicklungsplänen für die 110 kV-Netzebene eine „Kann-Regelung“. Die Betreiber von Hochspannungsnetzen (110 kV-Netzebene) haben die Pflicht, der zuständigen Regulierungsbehörde einen jährlichen Bericht über den Netzzustand ihres Netzes und die Auswirkungen des zu erwartenden Ausbaus von Einspeiseanlagen (d.h. Erneuerbare-Energien-Anlagen und konventionelle Erzeugungsanlagen) vorzulegen. In dem Fall, dass die zuständige Regulierungsbehörde zu der Einschätzung gelangt, dass innerhalb der nächsten zehn Jahre ein erheblicher Bedarf an Netzausbaumaßnahmen im Hochspannungsnetz zu erwarten ist, haben die jeweiligen Netzbetreiber der Regulierungsbehörde innerhalb einer von dieser zu bestimmenden Frist einen Netzentwicklungsplan vorzulegen, für den grundsätzlich die gleichen Anforderungen wie für den Netzentwicklungsplan der Stromübertragungsnetze gelten. Bisher kam diese Regelung aber nicht zur Anwendung.

Stand der Umsetzung und Ergebnisse der Netzentwicklungsplanung

Der erste Netzentwicklungsplan für 2012 wurde von der Bundesnetzagentur am 26. November 2012 genehmigt.²⁰ Die Erstellung des ersten Netzentwicklungsplans (inkl. Szenariorahmen) umfasste unter Berücksichtigung aller Prozessschritte einen Zeitraum von rund 16 Monaten. Ein Entwurf des Netzentwicklungsplans für 2013 ist bereits in Arbeit und soll am 3. März 2013 von den Übertragungsnetzbe-

¹⁹Quelle: eigene Darstellung, In Anlehnung an (50Hertz Transmission GmbH u. a., 2012a: S. 15)

²⁰Vgl. www.netzentwicklungsplan.de; Pressemeldung vom 26.11.2012

treibern zur öffentlichen Konsultation vorgelegt werden.²¹ Der entsprechende Szenariorahmen hierzu wurde am 30. November 2012 von der Bundesnetzagentur genehmigt.²²

Sämtliche Interessenvertreter hatten sowohl bzgl. des Entwurfs des Szenariorahmens als auch bzgl. des Entwurfs des Netzentwicklungsplans über einen Zeitraum von jeweils sechs Wochen die Möglichkeit, schriftlich Stellung zu nehmen. An der Erstellung des ersten Netzentwicklungsplans Strom 2012 haben im Rahmen des Konsultationsverfahrens zum 1. Entwurf über 2.100 und zum 2. Entwurf über 3.300 Interessensvertreter partizipiert.

Sowohl die Übertragungsnetzbetreiber als auch die Bundesnetzagentur haben die Erstellung des ersten Szenariorahmens und Netzentwicklungsplans mit umfangreichen Maßnahmen der Öffentlichkeitsarbeit begleitet, um ein Höchstmaß an Transparenz über Ziele, Inhalte, Prozessschritte und Ergebnisse der Netzentwicklungsplanung zu ermöglichen. Hierfür haben die Übertragungsnetzbetreiber Anfang 2012 gemeinsam eine themenspezifische Internetseite unter www.netzentwicklungsplan.de eingerichtet, die umfangreiche Informationen zum gesamten Entwicklungsprozess enthält. Auch die Bundesnetzagentur hat im Sommer 2012 ein spezielles Internetportal zum Netzausbau unter www.netzausbau.de implementiert, das über die Ziele, Inhalte, Prozessschritte und Ergebnisse der Netzentwicklungsplanung informiert und darüber hinaus weitere Informationsangebote zum Zustand und Ausbau der deutschen Stromnetze enthält. Neben der Internetkommunikation haben sowohl die Übertragungsnetzbetreiber als auch die Bundesnetzagentur in mehreren öffentlichen Veranstaltungen direkt über die Netzentwicklungsplanung der Stromübertragungsnetze in Deutschland informiert und den Dialog mit allen gesellschaftlichen Akteuren gesucht.

Die Regulierungsbehörde hat mit der Genehmigung des Netzentwicklungsplans 2012 insgesamt 51 der 74 vorgeschlagenen Netzausbaumaßnahmen bestätigt, darunter drei der vier von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagenen Höchstspannungsgleichstromübertragungskorridore. Den nicht genehmigten Projekten fehlte aus Sicht der Bundesnetzagentur eine ausreichende Darstellung der Erforderlichkeit der Maßnahmen. Die Übertragungsnetzbetreiber bleiben dazu aufgefordert, die Erforderlichkeit dieser Projekte in künftigen Netzentwicklungsplänen zu untersuchen und gegebenenfalls neu darzulegen.²³

Basierend auf dem Netzentwicklungsplan Strom 2012 wurde am 19. Dezember 2012 durch die Bundesregierung dem deutschen Gesetzgeber ein Entwurf für einen Bundesbedarfsplan vorgelegt. Die Vorlage eines Entwurfs für einen Bundesbedarfsplan muss mindestens alle drei Jahre erfolgen. Nach Erlass des Bundesbedarfsplangesetzes durch den deutschen Gesetzgeber und der Findung von Trassenkorridoren wird mit der konkreten Umsetzung der Netzausbaumaßnahmen gemäß Netzentwicklungsplan Strom 2012 bzw. Bundesbedarfsplan²⁴ ab 2014 gerechnet.

Optimierungsbedarf

Der Prozess der Erstellung des Szenariorahmens und Netzentwicklungsplans in Deutschland zielt auf eine hohe Transparenz und breite gesellschaftliche Partizipation in diesem Planungsprozess ab. Im Zuge der Erstellung und Genehmigung des ersten Szenariorahmens und Netzentwicklungsplans für

²¹ Vgl. www.netzentwicklungsplan.de; Pressemeldung vom 10.12.2012

²² Vgl. (50Hertz Transmission GmbH u. a., 2012b)

²³ Vgl. (Bundesnetzagentur, 2012)

²⁴ Der Netzentwicklungsplan Strom 2012 enthält ein sogenanntes Startnetz, das heute bereits bekannte Netzausbaumaßnahmen enthält, deren Realisierung für die im Netzentwicklungsplan Strom 2012 ausgewiesenen Maßnahmen vorausgesetzt wird.

die Stromübertragungsnetze wurden bei allen Beteiligten wichtige Erkenntnisse und Erfahrungen gewonnen, die für die weiteren Prozesse nutzbar gemacht werden sollten. Teilweise sind die gewonnenen Erkenntnisse aus ersten Prozessschritten bereits in die Umsetzung der weiteren Prozessschritte eingeflossen. Dies betrifft insbesondere die kommunikative Aufbereitung von Informationen und Unterlagen der Netzentwicklungsplanung, die seitens der Übertragungsnetzbetreiber in die öffentliche Kommunikation gestellt wurden bzw. werden. In diesem Kontext sind erhebliche Fortschritte im Hinblick auf Allgemeinverständlichkeit und Nachvollziehbarkeit der Ausführungen zwischenzeitlich erreicht worden.

Gleichzeitig ist aber auch zu beachten, dass die zeitlichen Rahmenbedingungen für die Umsetzung dieses Planungsprozesses alle Beteiligten, aber insbesondere die Übertragungsnetzbetreiber, vor erhebliche Herausforderungen gestellt haben. Darüber hinaus befindet sich die Stromerzeugungsstruktur in Deutschland vor dem Hintergrund der eingeleiteten Energiewende in einem grundlegenden Umbruch, der maßgeblichen Einfluss auf den Betrieb der Stromnetze und die Entwicklung des Strommarkts hat. Diese Situation bedingt, dass aktuell die wahrscheinliche Entwicklung der Stromversorgungsstruktur in Deutschland vielen Einflussfaktoren unterliegt, die derzeit nur sehr schwer abgeschätzt werden können.

Optimierungspotenziale liegen im Hinblick auf die zu wählenden Ansätze zur Erstellung des Szenariorahmens, der gewählten Ansätze zur Regionalisierung der zukünftigen Stromerzeugung, der Berücksichtigung geeigneter Sensitivitätsanalysen in der Netzplanung, aber auch in der Kommunikation, insbesondere gegenüber der breiten Öffentlichkeit, sowie bei der Koordination der beteiligten Interessenvertreter.

Eine zentrale Erkenntnis aus der Erstellung des ersten Netzentwicklungsplans ist zudem, dass die auf EU-rechtlichen Grundlagen beruhende Vorgabe der jährlichen Erstellung des Netzentwicklungsplans aus nationaler Sicht nicht zweckmäßig erscheint, da durch diesen Ansatz in einem erheblichen Maß Ressourcen gebunden werden und zugleich kein entscheidender Vorteil gegenüber einer Erstellung des Netzentwicklungsplans in einem zweijährigen Rhythmus gesehen wird. Hier ist zu prüfen, inwiefern auf europäischer Ebene eine Anpassung der entsprechenden Rechtsetzung erfolgen kann.

Zusammenfassung

In der nachstehenden Tabelle sind die Aspekte der Netzentwicklungsplanung in Deutschland strukturiert für jede Phase der Netzplanung zusammengefasst.

Tabelle 3: Aspekte bei der Erstellung des Szenariorahmens und der Netzentwicklungsplanung in Deutschland

| Parameter | Phase 1: Szenariorahmen | Phase 2: Netzentwicklungsplan | Phase 3: Konsultation & Genehmigung |
|----------------------|--|----------------------------------|--|
| Rechtliche Grundlage | §§ 12 a-d Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) | | |
| Netzebenen | <ul style="list-style-type: none"> ■ Höchstspannung mit 380 / 220 kV (Netzebene 1) ■ Umspannung (Netzebene 2) ■ „Kann-Regelung“ für Netzebene 3 | | |

| Parameter | Phase 1: Szenariorahmen | Phase 2: Netzentwicklungsplan | Phase 3: Konsultation & Genehmigung |
|--------------------------------------|---|---|--|
| | <ul style="list-style-type: none"> ■ Auf Verlangen der zuständigen Regulierungsbehörde auch für Betreiber von Hochspannungsnetzen | | |
| Prozess | <ul style="list-style-type: none"> ■ Erstellung durch die Übertragungsnetzbetreiber ■ Konsultation durch die Regulierungsbehörde ■ Genehmigung durch die Regulierungsbehörde | Erstellung 1. Entwurf NEP durch die Übertragungsnetzbetreiber | <ul style="list-style-type: none"> ■ Konsultation 1. Entwurf NEP durch die Übertragungsnetzbetreiber ■ Überarbeitung 1. Entwurf NEP durch die Übertragungsnetzbetreiber ■ Prüfung 2. Entwurf NEP und strategische Umweltverträglichkeitsprüfung durch die Regulierungsbehörde ■ Ggf. Überarbeitung 2. Entwurf NEP auf Verlangen der Regulierungsbehörde durch die Übertragungsnetzbetreiber ■ Konsultation finaler Entwurf NEP durch die Regulierungsbehörde ■ Genehmigung NEP durch die Regulierungsbehörde |
| Prozessverantwortung | <ul style="list-style-type: none"> ■ Übertragungsnetzbetreiber (Erstellung) ■ Regulierungsbehörde (Konsultation) | Übertragungsnetzbetreiber | <ul style="list-style-type: none"> ■ Übertragungsnetzbetreiber (Konsultation 1. Entwurf NEP und Überarbeitung) ■ Regulierungsbehörde (Konsultation finaler Entwurf NEP, Durchführung strategische Umweltverträglichkeitsprüfung und Prüfung) |
| Weitere Akteure des Prozesses | Allgemeine Öffentlichkeit (Konsultation) | Gutachter (Prof. Dr. Armin Schnettler, RWTH Aachen) | Allgemeine Öffentlichkeit (Konsultation) |
| Kontrollinstanz | Regulierungsbehörde | Regulierungsbehörde | Regulierungsbehörde |
| Art der Konsultation | Offenes Verfahren <ul style="list-style-type: none"> ■ Verantwortung, Umsetzung und Dokumentation | | Offenes Verfahren <ul style="list-style-type: none"> 1. Entwurf NEP <ul style="list-style-type: none"> ■ Verantwortung, Umset- |

| Parameter | Phase 1: Szenariorahmen | Phase 2: Netzentwicklungsplan | Phase 3: Konsultation & Genehmigung |
|--|--|----------------------------------|---|
| | <p>durch die Regulierungsbehörde</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ Online-Veröffentlichung der eingegangenen Stellungnahmen ■ Workshop zur öffentlichen Anhörung der eingegangenen Stellungnahmen | | <p>zung und Dokumentation durch die Übertragungsnetzbetreiber</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ Online-Veröffentlichung der eingegangenen Stellungnahmen ■ Veranstaltung zur öffentlichen Anhörung der eingegangenen Stellungnahmen <p>2. Entwurf NEP</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ Verantwortung, Umsetzung und Dokumentation durch die Regulierungsbehörde ■ Online-Veröffentlichung der Stellungnahmen ■ Veranstaltung zur öffentlichen Anhörung der eingegangenen Stellungnahmen |
| Konsultationszeitpunkte und -dauer | <ul style="list-style-type: none"> ■ Szenariorahmen 2012: 19.07.2011 - 29.08.2011 (6 Wochen) ■ Szenariorahmen 2013: 20.07.2011 bis 30.08.2011 (6 Wochen) | | <p>Netzentwicklungsplan 2012</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ 1. Entwurf: 30.05.2012 - 10.07.2012 (6 Wochen) ■ finaler Entwurf: Behörden: 06.09.2012 - 10.10.2012 (5 Wochen) Öffentlichkeit: 06.09.2012 - 02.11.2012 (8 Wochen) |
| Konsultationsteilnehmer | <ul style="list-style-type: none"> ■ Allgemeine Öffentlichkeit (Bürger, Institutionen, Wirtschaft etc.) ■ Netzbetreiber | | <ul style="list-style-type: none"> ■ allgemeine Öffentlichkeit ■ Netzbetreiber ■ Behörden ■ bei Bedarf ACER |
| Stufigkeit und Anzahl der Überarbeitungsschleifen | Eine Überarbeitung durch ÜNB nach Konsultation | | <p>Mögliche Überarbeitungszeitpunkte nach:</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ Konsultation 1. Entwurf NEP ■ Prüfung 2. Entwurf NEP durch Regulierungsbehörde ■ Konsultation finaler Entwurf NEP |

| Parameter | Phase 1: Szenariorahmen | Phase 2: Netzentwicklungsplan | Phase 3: Konsultation & Genehmigung |
|---|---|--|--|
| Kommunikationsinstrumente | <ul style="list-style-type: none"> ■ Internet ■ Informationsveranstaltungen ■ Workshops ■ Dialogveranstaltungen in verschiedenen Städten (Roadshow) | | |
| Stand der Umsetzung | <ul style="list-style-type: none"> ■ Genehmigung des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan Strom 2013 am 30.11.2012 | <ul style="list-style-type: none"> ■ Genehmigung des Netzentwicklungsplans Strom 2012 durch die Regulierungsbehörde am 26.11.2012 ■ Voraussichtliche Veröffentlichung des ersten Entwurfs des Netzentwicklungsplans Strom 2013 am 03.03.2013 | |
| Wesentliche Ergebnisse | <ul style="list-style-type: none"> ■ Genehmigter Szenariorahmen ■ Stellungnahmen im Konsultationsverfahren des Szenariorahmens für den netzentwicklungsplan 2012 durch die Regulierungsbehörde zwischen dem 19.07.2011 und 29.08.2011 (74 Stellungnahmen von Institutionen und Unternehmen, dazu „zahlreiche Privatpersonen“) | <ul style="list-style-type: none"> ■ Genehmigter nationaler Netzentwicklungsplan Strom 2012, bestehend aus durch die Regulierungsbehörde bestätigten Netzoptimierungs- und Netzausbaumaßnahmen ■ 51 der 74 von den ÜNB vorgeschlagenen Maßnahmen wurden im Netzentwicklungsplan 2012 durch die Bundesnetzagentur bestätigt ■ mindestens alle drei Jahre Verabschiedung eines Bundesbedarfsplans auf Basis des Netzentwicklungsplans Strom durch den deutschen Gesetzgeber ■ über 2.100 eingegangene Stellungnahmen im Konsultationsverfahren des ersten Entwurfs des Netzentwicklungsplans Strom 2012 durch die Übertragungsnetzbetreiber zwischen dem 30.05.2012 und 10.07.2012 (1.836 bzw. 87 % der Stellungnahmen stammen von Privatpersonen, 264 bzw. 13 % von Institutionen) ■ über 3.300 eingegangene Stellungnahmen im zweiten im Konsultationsverfahren | |
| Erkenntnisse bzgl. erforderlicher (Prozess-) Optimierung | <ul style="list-style-type: none"> ■ Herangezogene energie-wirtschaftliche und energiepolitische Grundlagen für die Erstellung des Szenariorahmens ■ Gewählte Ansätze zur Regionalisierung der Stromerzeugung gemäß Szenariorahmen | <ul style="list-style-type: none"> ■ Berücksichtigung von Sensitivitätsanalysen, insbesondere im Hinblick auf die Minimierung des Netzausbaubedarfs, im Entwurf des Netzentwicklungsplans der Übertragungsnetzbetreiber ■ Optimierung der öffentlichen Kommunikation, insbesondere im Hinblick auf die Verständlichkeit der Grundlagen, Inhalte und Ergebnisse der Netzentwicklungsplanung für die allgemeine Öffentlichkeit | |

3.2.2 Österreich

Rechtliche Grundlagen

In Österreich beschreibt § 37 des Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetzes (EiWOG 2010) i.V.m. dem jeweiligen Landesgesetz den gesetzlichen Rahmen zur Erstellung des Netzentwicklungs-

plans. Demnach werden die Übertragungsnetzbetreiber dazu verpflichtet, der Regulierungsbehörde (E-Control) jährlich einen zehnjährigen Netzentwicklungsplan für das Übertragungsnetz zur Genehmigung vorzulegen (erstmaliger Entwurf zum 03.09.2011). Grundlage dieses Netzentwicklungsplans ist gemäß § 37 Abs. 4 ElWOG ein Szenariorahmen, der sich auf die aktuelle Lage und die Prognosen im Bereich von Stromangebot und Stromnachfrage stützt. Bei der Erarbeitung des Netzentwicklungsplans legen die Übertragungsnetzbetreiber angemessene Annahmen über die Entwicklung der Erzeugung, der Versorgung, des Stromverbrauchs und des Stromaustauschs mit anderen Ländern zugrunde.

Der Netzentwicklungsplan umfasst das österreichische Höchstspannungsnetz mit 380 / 220 kV (Netzebene 1) und die Umspannung auf 110 kV (Netzebene 2). Darüberhinaus wird die Netzebene 3 an den Anschluss an das Übertragungsnetz in die Planung einbezogen, sofern diese bspw. das überlagerte Netz stützen können.²⁵

Prozessbeschreibung und involvierte Institutionen

Das Stromnetz in Österreich besteht aus der Regelzone der Austrian Power Grid (APG) und der Vorarlberger Übertragungsnetz GmbH (VÜN). Bis zum 31.12.2011 war die Regelzone der VÜN noch Bestandteil des deutschen Regelblocks. Mit Wirkung zum 01.01.2012 haben APG und VÜN eine Kooperation zum gemeinsamen Betrieb der Regelzonen unter Führung der APG vereinbart. Damit wurde die Regelzone der VÜN Teil des Regelblocks Österreich.

Beide Netzbetreiber sind jeweils zur Erstellung eines zehnjährigen Netzentwicklungsplans verpflichtet. Die Regelzone der VÜN umfasst jedoch lediglich das Vorarlberger Landesgebiet (ohne Kleinwalsertal) und einen Teil des benachbarten Südwestallgäus, während die Regelzone der APG das restliche Österreich umfasst. Der Netzentwicklungsplan 2012 des Übertragungsnetzbetreibers VÜN beschreibt aufgrund des kleinen Netzgebiets lediglich vier Projekte. Während es sich bei drei Projekten um Investitionsprojekte handelt, die innerhalb der nächsten drei Jahre durchzuführen sind, beschreibt das vierte Projekt eine langfristige Netzausbauplanung in der Bodenseeregion. In Zusammenarbeit mit den benachbarten deutschen Netzbetreibern Amprion und TransnetBW sowie Swissgrid und Axpo in der Schweiz wurde hierfür eine separate Studie für den langfristigen Ausbau des Höchstspannungsnetzes in Vorarlberg im Umfeld der Entwicklungen im europäischen Verbundnetz erarbeitet.²⁶

Aus diesem Grund wird im Folgenden der Prozess der Netzplanung in Österreich am Beispiel des Netzgebiets der APG beschrieben.

Phase 1: Szenariorahmen als Teil des APG-Masterplans 2020

Mit dem Masterplan 2020, der erstmals 2009 veröffentlicht wurde, kam APG der gesetzlichen Verantwortung einer vorausschauenden Planung zum zuverlässigen Betrieb des Übertragungsnetzes nach. Der APG-Masterplan beschreibt die langfristige strategische Netzausbauplanung des Übertragungsnetzbetreibers unter Berücksichtigung der energiewirtschaftlichen Entwicklungen in Europa.

Die Verpflichtung zur jährlichen Erstellung eines zehnjährigen Netzentwicklungsplans wurde erst 2010 im Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetzes (ElWOG) gefasst. Der APG-Masterplan

²⁵ E-Control, Gespräch vom 10.12.2012

²⁶ Vgl. (Vorarlberger Energienetze, 2012)

unterliegt somit nicht dieser gesetzlichen Verpflichtung, dient aber als Basis für Netzentwicklungspläne der APG. Dies gilt insbesondere für die Szenarien, die dem APG-Masterplan 2020 zugrunde liegen. Der APG-Masterplan 2020 wird deshalb im Folgenden als Szenariorahmen für die Netzplanung nach ElWOG verstanden.

In Österreich ist der Prozess der Erstellung des Netzentwicklungsplans somit vom Prozess der Szenarioanalyse (APG-Masterplan 2020) getrennt. Die Erstellung des Netzentwicklungsplans erfolgt jährlich, während der APG-Masterplan nur alle zwei bis fünf Jahre neu erstellt wird. Eine Anpassung des Masterplans innerhalb des Erstellungsturnus ist möglich.

Verantwortlich für den Erstellungsprozess des APG-Masterplans ist der Übertragungsnetzbetreiber APG. Die Ausarbeitung erfolgt in enger Zusammenarbeit mit der TU Wien und der TU Graz und wird im Rahmen der Diskussionsplattform „e-Trend“ diskutiert und abgestimmt. Ziel der im Jahr 2010 durch APG gegründeten Plattform ist die Schaffung eines Dialogs mit Experten von Umweltorganisationen, Universitäten und Vertretern aus der EE-Branche zu den zukünftigen Rahmenbedingungen für das österreichische Stromnetz.²⁷ An der Diskussionsplattform nehmen Interessenvertreter unterschiedlicher Branchen (u.a. Umweltorganisationen, Universitäten und Unternehmen der EE-Branche) teil. Eine explizite Konsultation des „APG-Masterplan 2020“ wurde nicht durchgeführt. Die Szenarien werden im Rahmen des Verfahrens zum Netzentwicklungsplan mitkonsultiert.

Der Szenarioanalyse liegen folgende Eingangsparameter zugrunde:²⁸

- Erzeugungsstruktur in Österreich (Erhebung und Analyse durch APG) basierend auf:
 - an APG gemeldete sowie im Bau befindliche und geplante Kraftwerkprojekte
 - Ausbau der erneuerbaren Energien
 - „Masterplan Wasserkraft“ - Potenzialstudie zur Wasserkraft in Österreich
- Verbrauch in der Regelzone APG (Erhebung und Analyse durch APG)
- Erzeugung und Verbrauch für das für die Regelzone APG relevante Umfeld (Analyse durch die Energy Economics Group der TU Wien – Univ.-Prof. Dr. Reinhard Haas):
 - Regelzone der TIWAG, VKW (Tirol und Vorarlberg)
 - alle Nachbarstaaten Österreichs
 - Polen
 - Frankreich

Die Analyse des internationalen energiewirtschaftlichen Umfeldes durch die TU Wien umfasst „die Entwicklung des europäischen Stromverbrauchs unter Berücksichtigung von Effizienzsteigerungen, möglichen Rückkopplungen durch Klimaschutzziele und der angestrebten Senkung des Gesamtenergieverbrauchs sowie die Entwicklung des jeweiligen nationalen Kraftwerksparks und der Erzeugungsstruktur“.²⁹ Es wurden alle Länder untersucht, die Einfluss auf den innerösterreichischen Stromfluss haben mit gesonderter Betrachtung von Deutschland.

²⁷ Vgl. (Umweltbundesamt, 2011: S. 5)

²⁸ Vgl. (Austrian Power Grid, 2012a: S. 12 ff.)

²⁹ (Austrian Power Grid, 2012a: S. 12)

Phase 1 (neu): Szenariorahmen als Teil des APG-Masterplan 2030

Der APG-Masterplan 2030 wird derzeit von APG erarbeitet und soll als Basis für den Netzentwicklungsplan 2013 im Frühjahr 2013 veröffentlicht werden. Methodik und Umfang der Szenarioanalyse werden dabei gegenüber dem Masterplan 2020 erweitert.³⁰

Der Szenarioentwicklung ging eine umfassende Analyse des internationalen Marktumfelds voraus. Die energiewirtschaftlichen Entwicklungen wurden im Rahmen der Diskussionsplattform „e-Trend Forum“ zum Thema „Stromszenario 2050“ eingehend diskutiert.

Für den APG-Masterplan 2030 wurden insgesamt drei Szenarien entwickelt. Die Szenarien „Best Estimate“ und „Green“ wurden zusammen von APG und der TU Wien erarbeitet und basieren auf den Ergebnissen des e-Trends Forums. Das Szenario „Energiewende“ wurde von der TU Graz entwickelt und stützt sich auf die energiepolitischen Beschlüsse der einzelnen EU-Länder infolge der Reaktorkatastrophe in Fukushima im März 2011.³¹

- **„Best Estimate“:** Im Vordergrund steht der Ausbau der thermischen Kraftwerke in Kontinentaleuropa. Es erfolgt ein moderater Ausbau der erneuerbaren Energien. Datenbasis für den Ausbau sind die nationalen Aktionspläne für erneuerbare Energien (NREAP). Die Entwicklung des österreichischen Kraftwerksparks beruht auf Erhebungen der APG. Basis für den Netzausbau in der EU ist der TYNDP 2010 der ENTSO-E, wobei teilweise die Realisierungsdauer der Netzprojekte verdoppelt wurde. Der Stromverbrauch in Westeuropa steigt um durchschnittlich 1,9 % p.a., in Osteuropa um 2,5 % p.a. Die Entwicklung der Brennstoff- und CO₂-Preise basieren auf dem „baseline“-Szenario der Veröffentlichung „EU Energy trend up to 2030“ der Europäischen Kommission.³²
- **„Green“:** Im Vordergrund steht ein ambitionierter Ausbau der erneuerbaren Energien entsprechend der NREAP. Der Verbrauchszuwachs liegt für Westeuropa bis 2020 bei 1,15 % p.a. (0,95 % p.a. für 2021 bis 2030) und für Osteuropa bei 1,75 % p.a. (1,55 % p.a. für 2021-2030). Die Brennstoffpreise basieren auf dem „World Energy Outlook 2010“ (Szenario „Current Policies“) der International Energy Agency (IEA), die CO₂-Preise auf dem „baseline“-Szenario“ des „EU Energy trend up to 2030“.³³
- **„Energiewende“:** Im Vordergrund stehen der Kernenergieausstieg in Deutschland und der schrittweise Rückzug der Schweiz. Die Kraftwerksentwicklung im restlichen Europa sowie der Verbrauchsanstieg bis 2025 basieren auf dem Szenario A des ENTSO-E SO&AF. Ab 2025 wurden die Stromverbrauchsanstiegsraten an den Eurelectric Europrog 2009 Report angelehnt. Die Brennstoffpreisentwicklung basiert auf dem Szenario „Current Policies“ aus dem World Energy Outlook 2010 und die Preise für CO₂-Zertifikate auf einem Szenario der Studie „Power Choices“ der Eurelectric.

Für jedes Szenario wurden zudem mindestens vier Extremfälle ausgearbeitet, welche für das Übertragungsnetz in Österreich zu kritischen Situationen führen können. Eine Übersicht über die Szenarien im APG-Masterplan 2030 gibt Tabelle 4.

³⁰ Vgl. (Reich u. a., 2012: S. 1); APG, Gespräch vom 11.01.2013

³¹ Vgl. (Reich u. a., 2012: S. 2 ff.)

³² Vgl. (Reich u. a., 2012: S. 3)

³³ Vgl. (Reich u. a., 2012: S. 4 f.)

Tabelle 4: Szenarien im APG-Masterplan 2030

| | „Best Estimate“ | „Green“ | „Energiewende“ |
|--|--|---|---|
| Fokus | Ausbau der thermischen Kraftwerke in Kontinentaleuropa | Ambitionierter Ausbau der erneuerbaren Energien | Kernenergieausstieg in Deutschland und der schrittweise Rückzug der Schweiz |
| Ausbau EE | moderat | ambitioniert | k.A. |
| Datenbasis EE | nationale Aktionspläne für erneuerbare Energien (NREAP) | | |
| Kraftwerkpark EU | Studien TU Wien und APG | | ENTSO-E Scenario Outlook & Adequacy Forecast (SO&AF) – Szenario A |
| Kraftwerkpark Österreich | Erhebung APG | | |
| Verbrauch | k.A. | k.A. | <ul style="list-style-type: none"> ■ ENTSO-E Scenario Outlook & Adequacy Forecast (SO&AF) Szenario A ■ ab 2025: Eurelectric Europrog 2009 |
| Entwicklung Brennstoffpreise | „EU Energy trend up to 2030“ der Europäischen Kommission („baseline“-Szenario) | „World Energy Outlook 2010“ der International Energy Agency (IEA) („Current Policies“-Szenario) der International Energy Agency (IEA) | |
| Entwicklung CO₂-Preise | „EU Energy trend up to 2030“ der Europäischen Kommission („baseline“-Szenario) | Studie „Power Choices“ der Eurelectric | |

Phase 2: Erstellung des Netzentwicklungsplans

Verantwortlich für die jährliche Erstellung des Netzentwicklungsplans ist der Übertragungsnetzbetreiber APG. Folgende Prozessschritte konnten identifiziert werden.

Erstellung eines Entwurfs des Netzentwicklungsplans durch den ÜNB

Auf Basis der Szenarien wird eine marktwirtschaftliche Modellierung des energiewirtschaftlichen Gesamtsystems zur Identifikation der kritischen Netzsituationen durchgeführt. Dies erfolgt in enger Zusammenarbeit mit der TU Graz. Im Ergebnis werden im Netzentwicklungsplan verschiedene Ausbaumaßnahmen zur Stabilisierung der Netze und nachhaltigen Gewährleistung der Versorgungssicherheit dargestellt. Die Einhaltung des (n-1)-Kriteriums wird dabei berücksichtigt. Es erfolgt eine Kategorisierung der Projekte in Projekte von nationalem und europäischem Interesse und Netzverbund- und Netzanschlussprojekte entsprechend der lokalen und regionalen Bedürfnisse der Marktteilnehmer.

mer. Zudem werden bereits beschlossene Projekte, die in den nächsten drei Jahren umgesetzt werden, aufgelistet.³⁴

Konsultation aller relevanten Marktteilnehmer durch den ÜNB

Der Übertragungsnetzbetreiber ist gemäß § 37 Abs. 5 ElWOG dazu verpflichtet, vor Einreichung des Antrags auf Genehmigung des Netzentwicklungsplans alle „relevante Marktteilnehmer“ zu konsultieren. Der Ausdruck „relevante Marktteilnehmer“ bietet dabei einen gewissen Auslegungsspielraum bei der Durchführung des Konsultationsverfahrens. Eine Konsultation der allgemeinen Öffentlichkeit ist demzufolge nicht verpflichtend. APG informiert vielmehr einen ausgewählten Kreis an Interessenträger (vgl. Konsultationsteilnehmer in Tabelle 5). Zudem wird der Netzentwicklungsplan auf der Homepage der APG veröffentlicht, so dass sich auch die breite Öffentlichkeit theoretisch an dem Prozess beteiligen kann. Dies war bisher jedoch nicht der Fall.

Im Rahmen des Konsultationsverfahrens der APG wurde den Interessensträgern über einen Zeitraum von etwa sechs Wochen Gelegenheit gegeben, sich schriftlich zum Entwurf des Netzentwicklungsplans zu äußern. Der Prozess startete im Juli 2011 für den Netzentwicklungsplan 2011 bzw. im Juni 2012 für den Netzentwicklungsplan 2012.

Überarbeitung des Entwurfs des Netzentwicklungsplans unter Berücksichtigung der Konsultationsergebnisse

Gegebenenfalls ist eine Überarbeitung des Netzentwicklungsplans auf Basis der Ergebnisse des Konsultationsverfahrens notwendig.

Einreichung des Entwurfs des Netzentwicklungsplans sowie der zur Genehmigung relevanten Dokumente bei der Regulierungsbehörde

Neben dem Netzentwicklungsplan werden u.a. technische Unterlagen zu den Projekten bei der Regulierungsbehörde eingereicht. Der Netzentwicklungsplan 2011 wurde am 30.08.2011 an die Regulierungsbehörde E-Control übermittelt.

Phase 3: Prüfung und Genehmigung des Netzentwicklungsplans

Verantwortlich für die Prüfung und Genehmigung des Netzentwicklungsplans ist die Regulierungsbehörde. Folgende Prozessschritte konnten identifiziert werden.

Prüfung des Entwurfs des Netzentwicklungsplans durch die Regulierungsbehörde

Voraussetzung für die Genehmigung des Netzentwicklungsplans ist gemäß § 38 ElWOG die technische Notwendigkeit, Angemessenheit und Wirtschaftlichkeit der Investitionen. Zudem prüft die Regulierungsbehörde, ob der gesamte im Zuge der Konsultationen ermittelte Investitionsbedarf erfasst und ob die Kohärenz mit dem gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplan gemäß Art. 8 Abs. 3 lit. b der Verordnung 2009/714/EG gewahrt wurde.

Konsultation des Entwurfs des Netzentwicklungsplans durch die Regulierungsbehörde

Die Regulierungsbehörde ist vor Genehmigung gemäß § 38 Abs. 2 ElWOG dazu verpflichtet, die „Interessenvertretungen der Netzbenutzer“ zu konsultieren. Eine Konsultation unter Einbezug der allge-

³⁴ Vgl. (Austrian Power Grid, 2012b: S. 12f.)

meinen Öffentlichkeit ist wiederum nicht verpflichtend. Die Regulierungsbehörde konsultiert schriftlich einen ausgewählten Kreis an Stakeholdern (vgl. Konsultationsteilnehmer Tabelle 5). Der Prozess umfasste für den Netzentwicklungsplan 2011 einen Zeitraum von vier Wochen (25.10.2011 bis 18.11.2011) und für den Netzentwicklungsplan 2012 einen Zeitraum von drei Wochen (24.09.2012 bis 15.10.2012).

Veröffentlichung der Ergebnisse der Konsultation

Die Verpflichtung der Veröffentlichung der Konsultationsergebnisse durch die Regulierungsbehörde ergibt sich aus § 38 Abs. 2 EIWOG.

Überarbeitung des Entwurfs des Netzentwicklungsplans auf Verlangen der Regulierungsbehörde

Gegebenenfalls ist eine Überarbeitung des Netzentwicklungsplans auf Basis der Ergebnisse des Konsultationsverfahrens notwendig. Die Regulierungsbehörde kann gemäß § 38 Abs. 5 EIWOG vom Übertragungsnetzbetreiber zu jedem Zeitpunkt die Änderung des nicht genehmigten Netzentwicklungsplans verlangen.

Genehmigung des Netzentwicklungsplans durch die Regulierungsbehörde

Die Genehmigung des Netzentwicklungsplans erfolgt durch Bescheid. Die Genehmigung des Netzentwicklungsplans durch die Regulierungsbehörde greift nicht einer Genehmigung durch sonstige Rechtsvorschriften, insbesondere einer Umweltverträglichkeitsprüfung, vor.³⁵

Für den gesamten Netzplanungsprozess wurden mit Ausnahme der jährlichen Erstellung keine weiteren Fristen festgesetzt. Die Erstellung erfolgt in enger Abstimmung zwischen dem Übertragungsnetzbetreiber und der Regulierungsbehörde E-Control.³⁶

Die Regulierungsbehörde überwacht und evaluiert die Durchführung des Netzentwicklungsplans gemäß § 39 EIWOG.

Stand der Umsetzung und Ergebnis der Netzplanung

In Österreich wurden bereits zwei Netzentwicklungspläne erstellt und jeweils durch die Regulierungsbehörde genehmigt. Der Netzentwicklungsplan 2011 wurde am 16. Dezember 2011 und der Netzentwicklungsplan 2012 am 29. November 2012 genehmigt.³⁷

Im Rahmen der Netzplanung 2011 wurden am 16.12.2011 insgesamt 25 Maßnahmen und im Rahmen der Netzplanung 2012 am 29.11.2012 neun weitere Projekte von der Regulierungsbehörde genehmigt. Im Ergebnis der Konsultation für den Netzentwicklungsplan 2011 sind neun Stellungnahmen (sieben bei APG und zwei bei VÜN) eingegangen und wurden entsprechend berücksichtigt.

Optimierungsbedarf

Die jährliche Erstellungspflicht des Netzentwicklungsplans stellt den Übertragungsnetzbetreiber APG in Österreich vor große Herausforderungen. Der komplexe Prozess erfordert umfangreiche Analysen sowie eine intensive Kommunikation mit den involvierten Institutionen. Eine Harmonisierung mit dem 2-Jahres-Erstellungszyklus des TYNDP der ENTSO-E, der auf den nationalen Plänen der Länder

³⁵ Vgl. (E-Control, 2011a: S. 11)

³⁶ E-Control, Gespräch vom 10.12.2012

³⁷ E-Control, Pressemeldung vom 30.11.2012; (Vorlaberger Energienetze, 2011); (Austrian Power Grid, 2011); (E-Control, 2011a); (E-Control, 2011b)

basiert, würde die enge zeitliche Taktung der einzelnen Prozessschritte auflockern und den beteiligten Institutionen Raum für zusätzliche Überarbeitungen und Überprüfungen der Netzplanung geben.

Im Vergleich zum Verfahren zur Erstellung des Szenariorahmens und der Netzentwicklungsplanung in Deutschland entzerrt der Aktualisierungssturnus des Szenariorahmens von zwei bis fünf Jahren den engen jährlichen Zeitplan.

Die Konsultation im Rahmen der Netzentwicklungsplanung beschränkt sich in Österreich auf Interessenvertreter aus der Energiewirtschaft. Hier liegen perspektivisch Optimierungspotenziale, um die Transparenz und Akzeptanz der Ausbaumaßnahmen zu erhöhen. Insgesamt bedarf es in Österreich einer Optimierung der Netzplanungsprozesse. Dies impliziert eine verbesserte Koordination zwischen den involvierten Institutionen sowie einer präziseren Definition der Planungsphasen bzw. -abläufe.³⁸ Auch wäre die Ausarbeitung eines nationalen Netzentwicklungsplans gemeinsam durch die Übertragungsnetzbetreiber APG und VÜN zu prüfen.

Zusammenfassung

In der nachstehenden Tabelle sind die Aspekte der Netzentwicklungsplanung in Deutschland strukturiert für jede Phase der Netzplanung zusammengefasst.

Tabelle 5: Aspekte bei der Erstellung des Szenariorahmens und der Netzentwicklungsplanung in Österreich

| Parameter | Phase 1 Szenariorahmen | Phase 2 Netzentwicklungsplan | Phase 3 Prüfung und Genehmigung |
|------------------------------|--|--|--|
| Rechtliche Grundlagen | <ul style="list-style-type: none"> ■ § 37 Elektrizitätswirtschafts- und –organisationsgesetz 2010 (EIWOG 2010) ■ Umsetzung Landesrecht in Vorarlberg: § 29a i.V.m. § 29 Abs. 1 lit p Vorarlberger Elektrizitätswirtschaftsgesetz (EIWiG 2011) ■ Umsetzung der EU-Richtlinie 2009/73/EG in nationales Recht im März 2011 ■ Artikel 22 der EU-Richtlinie 2009/73/EG wurde übernommen | | |
| Netzebene | <ul style="list-style-type: none"> ■ Höchstspannung mit 380 / 220 kV (Netzebene 1) ■ Umspannung auf 110 kV (Netzebene 2) ■ Der Übertragungsnetzbetreiber Austrian Power Grid plant darüber hinaus Maßnahmen der Spannungsebene 110 kV (Netzebene 3) ■ 110 kV-Netzebene mit Anschluss an das Übertragungsnetz wird im Rahmen der Ausbaumaßnahme mitanalysiert (Abstützprojekte Verteilnetze, Umspannungsprojekte) | | |
| Prozess | Die Erstellung des APG-Masterplans ist als übergeordneter und separater Prozess zu verstehen. Dazu gehören u.a.: <ul style="list-style-type: none"> ■ Definition und Sammlung der Eingangsparameter | Auf Basis der Szenarien wird eine marktwirtschaftliche Modellierung des energiewirtschaftlichen Gesamtsystems durchgeführt, um die kritischen Netzsituationen zu identifizieren. | <ul style="list-style-type: none"> ■ Prüfung des Netzentwicklungsplans durch die Regulierungsbehörde ■ Konsultation des Netzentwicklungsplans durch die Regulierungsbehörde ■ Veröffentlichung der Ergeb- |

³⁸ E-Control, Gespräch vom 10.12.2012

| Parameter | Phase 1 Szenariorahmen | Phase 2 Netzentwicklungsplan | Phase 3 Prüfung und Genehmigung |
|--------------------------------------|---|--|--|
| | <ul style="list-style-type: none"> Analyse des europäischen Umfelds Definition der Szenarien Abstimmung mit den relevanten Stakeholdern Evaluierung und Prüfung | <ul style="list-style-type: none"> Erstellung des Netzentwicklungsplans durch den ÜNB Konsultation aller relevanten Marktteilnehmer durch den ÜNB Ggf. Überarbeitung des Netzentwicklungsplans unter Berücksichtigung der Konsultationsergebnisse Einreichung des Netzentwicklungsplans sowie der zur Genehmigung relevanten Dokumente bei der Regulierungsbehörde | <ul style="list-style-type: none"> Ergebnisse der Konsultation Überarbeitung des Netzentwicklungsplans durch ÜNB auf Verlangen der Regulierungsbehörde Genehmigung des Netzentwicklungsplans durch die Regulierungsbehörde |
| Prozessverantwortung | Übertragungsnetzbetreiber APG | Übertragungsnetzbetreiber APG | Regulierungsbehörde E-Control |
| Weitere Akteure des Prozesses | <ul style="list-style-type: none"> Zusammenarbeit mit der TU Wien und der TU Graz Diskussion und Abstimmung über die Diskussionsplattform „e-Trend“ | <ul style="list-style-type: none"> Zusammenarbeit mit TU Wien und TU Graz „relevante Marktteilnehmer“ (siehe Konsultation) Enge Abstimmung zwischen APG und E-Control | <ul style="list-style-type: none"> „Interessenvertretungen der Netzbenutzer“ (siehe Konsultation) Enge Abstimmung zwischen APG und E-Control |
| Kontrollinstanzen | k. A. | § 39 EIWOG: <ul style="list-style-type: none"> Regulierungsbehörde überwacht und evaluiert den Netzentwicklungsplan Regulierungsbehörde kann Änderungen des Netzentwicklungsplan durch ÜNB verlangen | |
| Art der Konsultation | Geschlossene Konsultation durch APG im Rahmen der Diskussionsplattform „e-Trend“ | Konsultation durch APG: <ul style="list-style-type: none"> Vom Netzausbau betroffenen Institutionen werden unabhängig vom Konsultationsverfahren in Kenntnis gesetzt Konsultation unter Einbezug der allgemeinen Öffentlichkeit nicht verpflichtend Geschlossene Konsultation der „relevanten Marktteil- | Konsultation durch E-Control: <ul style="list-style-type: none"> Geschlossene Konsultation der „Interessenvertretungen der Netzbenutzer“ Öffentliche Konsultation nicht verpflichtend Dokumentation und Online-Veröffentlichung der Konsultationsergebnisse |

| Parameter | Phase 1 Szenariorahmen | Phase 2 Netzentwicklungsplan | Phase 3 Prüfung und Genehmigung |
|--------------------------------|---------------------------|--|--|
| | | <p>nehmer“ durch direktes Anschreiben</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ Theoretische Beteiligungsmöglichkeit der breiten Öffentlichkeit über Veröffentlichung des Netzentwicklungsplans auf der Homepage der APG, bisher sind jedoch keine Rückmeldungen der allgemeinen Öffentlichkeit eingegangen ■ Dokumentation und Berichtserstellung zum Konsultationsverfahren | |
| Konsultationszeitpunkte | k. A. | <ul style="list-style-type: none"> ■ Netzentwicklungsplan 2011: 01.07.2011 – 12.08.2011 (etwa 6 Wochen) ■ Netzentwicklungsplan 2012: 01.06.2012 – 13.07.2012 (etwa 6 Wochen) | <ul style="list-style-type: none"> ■ Netzentwicklungsplan 2011: 25.10.2011 – 18.11.2011 (etwa 4 Wochen) ■ Netzentwicklungsplan 2012: 24.09.2012 – 15.10.2012 (etwa 3 Wochen) |
| Konsultationsteilnehmer | k. A. | <p>eingegangene Stellungnahme (NEP 2011):</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ EVN Netz GmbH ■ Donau-Kraftwerk Jochenstein AG ■ Wiener Energie Stromnetz GmbH ■ Stromnetz Steiermark GmbH ■ Energie AG ■ Oberösterreich Netz GmbH ■ Verbund Hydro Power AG ■ TIWAG Netz AG | <p>Durch E-Control konsultiert (NEP 2011):</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ Österreichs Energie ■ Vereinigung Österreichischer Elektrizitätswerke ■ Wirtschaftskammer Österreich ■ Bundesarbeitskammer ■ Österreichischer Gewerkschaftsbund ■ Landwirtschaftskammer Österreich ■ Industriellenvereinigung ■ Verein für Konsumenteninformation ■ Erneuerbare Energie Österreich ■ Bundesverband Photovoltaic Austria ■ Austria Solar |

| Parameter | Phase 1 Szenariorahmen | Phase 2 Netzentwicklungsplan | Phase 3 Prüfung und Genehmigung |
|--|---|--|---|
| | | | <ul style="list-style-type: none"> ■ Österreichischer Biomasseverband ■ Interessensgemeinschaft Windkraft Österreich ■ Kleinwasserkraft Österreich ■ ProPellets Austria ■ ARGE Kompost & Biogas Österreich |
| Stufigkeit und Anzahl der Überarbeitungsschleifen | k. A. | Ggf. eine Überarbeitung nach Konsultation | <ul style="list-style-type: none"> ■ Ggf. Ergänzungen und Erläuterungen zum Netzentwicklungsplan durch ÜNB auf Verlangen der Regulierungsbehörde ■ Ggf. eine Überarbeitung durch ÜNB nach Konsultation |
| Kommunikationsinstrumente | <ul style="list-style-type: none"> ■ Online-Veröffentlichung ■ Diskussionsplattform | | |
| Stand der Umsetzung | <ul style="list-style-type: none"> ■ Masterplan 2030 und damit auch Szenarios für den Netzentwicklungsplan sollen im Frühjahr 2013 veröffentlicht werden | <ul style="list-style-type: none"> ■ Genehmigung der Netzentwicklungspläne 2011 durch die Regulierungsbehörde am 16.12.2011 ■ Genehmigung der Netzentwicklungspläne 2012 durch die Regulierungsbehörde am 29.11.2012 | |
| Wesentliche Ergebnisse | k. A. | <ul style="list-style-type: none"> ■ NEP 2011: 25 genehmigte Projekte ■ NEP 2012: 9 genehmigte Projekte Konsultationsverfahren für den Netzentwicklungsplan 2011: <ul style="list-style-type: none"> ■ Konsultationsverfahren der Austrian Power Grid mit sieben Rückmeldungen ■ Konsultationsverfahren der Vorarlberger Übertragungsnetz GmbH mit zwei Rückmeldungen (ohne Anmerkungen) ■ Durch die Regulierungsbehörde wurden 15 Interessensvertreter konsultiert | |
| Erkenntnisse bzgl. erforderlicher (Pro- | k. A. | <ul style="list-style-type: none"> ■ Harmonisierung mit dem 2-Jahres-Zyklus des TYNDP der ENTSO-E aufgrund des engen Zeitplans bei jährlicher Erstellung ■ Einbezug der allgemeinen Öffentlichkeit in Konsultationsverfahren unter Berücksichtigung einer zielgerichteten Prozess- | |

| Parameter | Phase 1 Szenariorahmen | Phase 2 Netzentwicklungsplan | Phase 3 Prüfung und Genehmigung |
|------------------|---------------------------|--|------------------------------------|
| zess)Optimierung | | gestaltung <ul style="list-style-type: none"> ■ Erstellung eines nationalen Netzentwicklungsplans gemeinsam durch APG und der Voralberg Übertragungsnetz GmbH ■ Koordination der am Entwicklungsprozess beteiligten Institutionen und Optimierung des Prozessablaufs | |

3.2.3 Frankreich

Rechtliche Grundlagen

Die rechtliche Grundlage zur Erstellung des Netzentwicklungsplans in Frankreich ist mit Artikel L. 321-6 du code de l'énergie gegeben. Demnach ist, wie auch in den anderen EU-Mitgliedstaaten, der Übertragungsnetzbetreiber dazu verpflichtet, jährlich einen zehnjährigen Netzentwicklungsplan zu erstellen, der auf der aktuellen Marktlage und einer Einschätzung der zukünftigen Entwicklung für Stromerzeugung und Stromnachfrage sowie Import- und Export basiert. Ein Netzentwicklungsplan wurde erstmalig 2011 erstellt.

Die französische Regulierungsbehörde Commission de régulation de l'énergie (CRE) ist zur Prüfung und öffentlichen Konsultation verpflichtet. Die Genehmigung des Netzentwicklungsplans erfolgt mindestens alle vier Jahre durch den französischen Energieminister (Ministerium für Umwelt und Energie).

Bereits seit dem Jahr 2000 ist der Übertragungsnetzbetreiber in Frankreich zur Erstellung einer Mehrjahresplanung über die Entwicklung der Stromnachfrage und des –angebots verpflichtet („bilan prévisionnel“). Die rechtliche Grundlage ist mit dem Gesetz no. 2000-108 vom 10.02.2000 gegeben, das durch die Verordnung décret no. 2006-1170 vom 20.09.2006 modifiziert wurde. Der „bilan prévisionnels“ ist Grundlage des Netzentwicklungsplans und wird im Folgenden als Szenariorahmen bezeichnet. Gemäß Artikel 1 der Verordnung 2006-1170 ist der Übertragungsnetzbetreiber verpflichtet, alle zwei Jahre einen Szenariorahmen zu erstellen. Der Zeithorizont umfasst eine 5- und eine 15-Jahres-Planung. Der Szenariorahmen unterliegt der Kontrolle durch den französischen Energieminister, muss jedoch nicht genehmigt werden. Über die gesetzlichen Anforderungen hinaus veröffentlicht der französische Übertragungsnetzbetreiber eine jährliche Aktualisierung des Szenariorahmens.

Prozessbeschreibung und involvierte Institutionen

Der französische Übertragungsnetzbetreiber RTE EDF Transport S.A (RTE) ist zur Erstellung des Szenariorahmens und des Netzentwicklungsplans verpflichtet.

Der Szenariorahmen wird jährlich aktualisiert und auf der Internetseite der RTE veröffentlicht. In der aktuellen Fassung werden in vier Szenarien die energiewirtschaftlichen Entwicklungen bis 2030 analysiert:³⁹

- „Référence“: Das Referenz-Szenario basiert auf den zentralen Annahmen.
- „Haut“: Das Szenario ist durch einen „hohen Verbrauch“ infolge einer Steigerung des Konsums und der Entwicklung der Elektromobilität gekennzeichnet.
- „MDE renforcée“: Im diesem Szenario werden Energieeffizienzmaßnahmen verstärkt berücksichtigt. Die Annahmen zur wirtschaftlichen Entwicklung entsprechen dem Referenz-Szenario.
- „Bas“: Dem Szenario liegt infolge der demographischen Entwicklung und der Annahme einer Konjunkturabschwächung ein „niedriger Stromverbrauch“ zugrunde.

Der Dialog bzw. die Konsultation sowohl des Szenariorahmens als auch des Netzentwicklungsplans erfolgen insbesondere über die durch RTE gegründete Kommission „Commission Perspective du

³⁹ Vgl. (RTE EDF Transport, 2012a) S.39 ff

Réseau (CPR)“ im Rahmen des Ausschusses „Comité des Utilisateurs du Réseau de Transport d'Electricité (CURTE)“. Am Verfahren nehmen Stakeholder unterschiedlicher Branchen und Interessengruppen teil, wie z.B. Energieversorger, EE-Anlagenbetreiber, Agenturen für Energieeffizienz, Industrieverbände, Verteilnetzbetreiber, Ministerien und Umweltverbände. Die Abstimmung des Szenariorahmens im Rahmen des CURTE kann als laufender Prozess mit eher vertraulichem und nicht-öffentlichem Charakter verstanden werden.

Basierend auf dem Szenariorahmen wird der Netzentwicklungsplan erstellt, in dem zwischen Investitionen, die in den nächsten drei Jahren erforderlich sind und Investitionen im Zeitraum von zehn Jahren unterschieden wird. Die 3-Jahres-Planung umfasst alle Netze, die von RTE betrieben werden (63 kV bis 400 kV). Die 10-Jahres-Planung beschränkt sich dagegen auf die Übertragungsnetzebene mit 400 / 225 kV und Interkonnektoren unabhängig von der Netzspannung. Ein erster Entwurf des Netzentwicklungsplans wird zunächst auf der Internetseite der RTE veröffentlicht und über einen Zeitraum von etwa einem Monat konsultiert. Wie auch beim Szenariorahmen erfolgt die Konsultation hauptsächlich über die Kommission CURTE. Das Verfahren ist jedoch für alle Interessierten offen.⁴⁰

Nach Einarbeitung der Ergebnisse aus dem Konsultationsverfahren legt der Übertragungsnetzbetreiber RTE einen zweiten Entwurf des Netzentwicklungsplans der französischen Regulierungsbehörde Commission de régulation de l'énergie (CRE) vor. Ziel der RTE ist es, den Netzentwicklungsplan eines Jahres bereits im Januar des jeweiligen Jahres der Regulierungsbehörde zu übermitteln. Der Erstellungsprozess beginnt somit Mitte des Vorjahres.⁴¹ Nach Erhalt des Netzentwicklungsplans prüft die Regulierungsbehörde das Dokument und ist zur Durchführung eines öffentlichen Konsultationsverfahrens verpflichtet. Die CRE hat hierzu einen Fragenkatalog mit 15 Fragen formuliert. Nach Abschluss des Konsultationsverfahrens werden die Ergebnisse in einem Bericht zusammengefasst und veröffentlicht.⁴² Die Regulierungsbehörde sendet abschließend eine Beurteilung des Netzentwicklungsplans an das Energieministerium. Eine zeitliche Restriktion existiert hier nicht.

Die finale Genehmigung des Netzentwicklungsplans erfolgt mindestens alle vier Jahre durch den Energieminister in Abstimmung mit der Regulierungsbehörde.

Stand der Umsetzung und Ergebnis der Netzplanung

Die Regulierungsbehörde bestätigte am 19. Juli 2012 unter Berücksichtigung der Konsultationsergebnisse, dass die im Netzentwicklungsplan 2011 geplanten Maßnahmen den Marktanforderungen entsprechen und konsistent mit dem TYNDP der ENTSO-E sind. Darüberhinaus verwies die Regulierungsbehörde auf den erheblichen Arbeitsaufwand, der mit der Erstellung des Netzentwicklungsplans einhergeht. Am Konsultationsverfahren der Regulierungsbehörde haben sich 12 Interessenvertreter bzw. Institutionen beteiligt.⁴³

Der Netzentwicklungsplan 2012 wurde am 21. 11.2012 auf der Internetseite der RTE veröffentlicht.⁴⁴ Das Konsultationsverfahren durch die Kommission „Perspective du Réseaux“ endete am 21. Dezember 2012. Anschließend wird der Netzentwicklungsplan 2012 der Regulierungsbehörde vorgelegt.⁴⁵

⁴⁰ Vgl. RTE, Pressemeldung vom 16.11.2011

⁴¹ Auskunft RTE vom 25.01.2013

⁴² Vgl. (Commission de régulation de l'énergie (CRE), 2012b)

⁴³ Vgl. (Commission de régulation de l'énergie (CRE), 2012a)

⁴⁴ Vgl. (RTE EDF Transport, 2012b)

⁴⁵ Vgl. RTE, Pressemeldung vom 30.11.2012

Somit wurde zum aktuellen Zeitpunkt noch keiner der beiden vorliegenden Netzentwicklungspläne 2011 und 2012 genehmigt. Die jährliche Erstellungspflicht und der damit verbundene Aufwand stehen im Kontrast zur Dauer der nachgelagerten Prüf- und Genehmigungsprozesse, die nicht im Einflussbereich des Übertragungsnetzbetreibers liegen und keinen gesetzlich vorgegebenen Fristigkeiten unterworfen sind.

Zusammenfassung

In der nachstehenden Tabelle sind die Aspekte der Netzentwicklungsplanung in Frankreich strukturiert zusammengefasst.

Tabelle 6: Zusammenfassung der Aspekte der Netzentwicklungsplanung Strom in Frankreich.

| Frankreich | Beschreibung |
|--|---|
| Rechtliche Grundlage | <ul style="list-style-type: none"> ■ Netzentwicklungsplan: Article L. 321-6 du code de l'énergie vom 09.05.2011 ■ Szenariorahmen: Décret no 2006-1170 vom 20.09.2006 basierend auf Loi no. 2000-108 vom 10.02.2000 zur Erstellung einer mehrjährigen Prognose über Stromnachfrage- und Angebot |
| Netzebene | <p>10-Jahres-Planung:</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ 400 kV / 225 kV-Netzebene ■ Interkonnektoren (unabhängig von der Netzspannung) <p>3-Jahres-Planung</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ Alle Netzebenen unabhängig der Spannung |
| Prozess | <ul style="list-style-type: none"> ■ Erstellung und Abstimmung des Szenariorahmens durch den Übertragungsnetzbetreiber RTE ■ Erstellung und Konsultation des Netzentwicklungsplans durch den Übertragungsnetzbetreiber RTE ■ Prüfung und öffentliche Konsultation des Netzentwicklungsplans durch die Regulierungsbehörde CRE ■ Genehmigung des Netzentwicklungsplans durch den Energieminister in Abstimmung mit der Regulierungsbehörde |
| Verantwortliche bzw. koordinierende Instanz | <ul style="list-style-type: none"> ■ Erstellung und Konsultation des Netzentwicklungsplans und Szenariorahmens durch den Übertragungsnetzbetreiber RTE EDF Transport S.A. (RTE) ■ Prüfung, Konsultation und Genehmigung des Netzentwicklungsplans durch die Regulierungsbehörde Commission de régulation de l'énergie (CRE). ■ Genehmigung des Netzentwicklungsplans durch den Energieminister |
| Konsultationsverfahren | <p>Zwei Konsultationsverfahren:</p> <p>Übertragungsnetzbetreiber (ca. vier Wochen)</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ Öffentliches Verfahren (online) ■ Konsultationsverfahren zum Netzentwicklungsplan und dem Szenariorahmen über die RTE-Kommission „Commission Perspective du Réseau“ |

| Frankreich | Beschreibung |
|----------------------------|---|
| | Regulierungsbehörde (ca. vier Wochen) <ul style="list-style-type: none"> ■ Öffentliches Verfahren ■ Veröffentlichung der Ergebnisse des Verfahrens ■ 12 Teilnehmer haben sich am Konsultationsverfahren beteiligt |
| Stand der Umsetzung | <ul style="list-style-type: none"> ■ Genehmigung des Netzentwicklungsplans 2011 steht noch aus ■ Netzentwicklungsplan 2012 (Entwurf) wurde am 21.11.2012 auf Internetseite der RTE veröffentlicht ■ Ende des Konsultationsverfahrens am 21.12.2012 |
| Optimierungsbedarf | <ul style="list-style-type: none"> ■ Transparenz (insbesondere in Bezug auf das Konsultationsverfahren der RTE und dem Umgang mit den Konsultationsergebnissen) ■ Zeitliche Koordination des Gesamtprozesses |
| Ergebnisse | <ul style="list-style-type: none"> ■ Netzentwicklungsplan 2011 vorgelegt, jedoch noch nicht genehmigt ■ Netzentwicklungsplan 2012 (Entwurf) vorgelegt, befindet sich im Konsultationsverfahren |

3.2.4 Italien

Rechtliche Grundlagen

Die Ministerialverordnung 20/04/2005 Art. 9 (Verordnung zur Regelung der Aufgaben des Übertragungsnetzbetreibers im Bereich der Übertragung und Verteilung elektrischer Energie) sowie die Verordnung 93/2011 Art. 36 (Verordnung zur Umsetzung des 3. EU-Energiebinnenmarktpakets) bilden den rechtlichen Rahmen zur Erarbeitung des Netzentwicklungsplans Strom in Italien. Demnach muss der Übertragungsnetzbetreiber jedes Jahr bis zum 31. Januar einen zehnjährigen Netzentwicklungsplan erstellen und der Regulierungsbehörde sowie dem Ministerium für wirtschaftliche Entwicklung (Ministero dello Sviluppo economico) zur Genehmigung übermitteln. Der Netzentwicklungsplan umfasst die Netzebenen 380 kV /220 kV und 150-132 kV sowie die Umspannwerke.⁴⁶ Grundlage des Netzentwicklungsplans ist ein Szenariorahmen, der die aktuelle Lage sowie die zukünftige Entwicklung von Stromangebot und Stromnachfrage und des Stromaustauschs mit anderen Ländern an den Grenzkuppelstellen abbildet.

Artikel 36 der Verordnung 93/2011 regelt im Detail die Ausgestaltung des Konsultationsverfahrens zum Netzentwicklungsplan, das durch die Regulierungsbehörde Autorita per l'Energia Elettrica e il Gas (AEEG) durchgeführt und verantwortet wird. Die Genehmigung des Netzentwicklungsplans erfolgt durch das Ministerium für wirtschaftliche Entwicklung (Ministero dello Sviluppo Economico). Zusätzlich wird gemäß Verordnung 152/2006 ein Bericht zur Umweltverträglichkeit durch das Umweltministerium (Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare) konsultiert.

⁴⁶ Terna S.p.A., Angaben vom 14.12.2012

Prozessbeschreibung und involvierte Institutionen

Der italienische Übertragungsnetzbetreiber Terna S.p.A. übermittelt jährlich zum 31. Januar der nationalen Regulierungsbehörde AEEG einen Entwurf des Netzentwicklungsplans basierend auf einem Szenariorahmen.⁴⁷ Der Szenariorahmen wird vom Übertragungsnetzbetreiber Terna erstellt und jährlich aktualisiert. Hierzu werden verschiedene Studien unabhängiger Institute analysiert.

Basis des Szenariorahmens sind aktuelle Referenzwerte über Erzeugung und Verbrauch des Übertragungsnetzbetreibers Terna, der Verteilnetzbetreiber und weiterer Stakeholder. Darauf basierend werden unter Berücksichtigung der nationalen und internationalen energiepolitischen Rahmenbedingungen und Zielsetzungen zwei Szenarien (oberes Entwicklungsszenario „di sviluppo“ und unteres Entwicklungsszenario „base“) entwickelt, die einen kurzfristigen (bis zu 5 Jahre), mittelfristigen (bis zu 10 Jahre) und langfristigen Zeithorizont (bis 2030) abdecken. Die Szenarien werden im „Comitato di Consultazione“, einem Beratungskomitee bestehend aus den Hauptinteressensvertretern, diskutiert. Es existiert somit kein expliziter Konsultations- und Genehmigungsprozess. Der Szenariorahmen durchläuft als Teil des Netzentwicklungsplans die weiteren Prozessschritte.⁴⁸

Im zweiten Schritt ist die Regulierungsbehörde für die Prüfung des Netzentwicklungsplans sowie für die Durchführung eines umfassenden öffentlichen Konsultationsverfahrens verantwortlich. Der Ablauf des Konsultationsverfahrens ist gemäß Artikel 36 der Verordnung 93/11 wie folgt definiert:

- Veröffentlichung des Netzentwicklungsplans auf der Internetseite der Regulierungsbehörde
- Ankündigung der Veröffentlichung (bspw. durch Pressemeldungen)
- Bereitstellung eines elektronischen Formulars zu schriftlichen Stellungnahmen
- Durchführung offener Workshops, dabei Präsentation des Netzentwicklungsplans und Klärung offener Fragen
- Publikation der Stellungnahmen und Veröffentlichung der Konsultationsergebnisse durch die Regulierungsbehörde

Das Konsultationsverfahren endet 60 Tage nach Veröffentlichung des Netzentwicklungsplans durch die Regulierungsbehörde AEEG und wurde in dieser Form erstmals zwischen dem 7. Mai 2012 und 6. Juli 2012 für die Erstellung des Netzentwicklungsplans 2012 durchgeführt. Im Rahmen des Konsultationsverfahrens wurden zwei öffentliche Sitzungen abgehalten, am 30. Mai 2012 zur Präsentation des Netzentwicklungsplans und am 18. Juni 2012 zur Klärung offener Fragen.

Im Anschluss an das Konsultationsverfahren übermittelt die Regulierungsbehörde AEEG die Konsultationsergebnisse sowie eine Beurteilung des Netzentwicklungsplans an das Ministerium für wirtschaftliche Entwicklung. Die Stellungnahme der Regulierungsbehörde, wie auch die Anmerkungen der Stakeholder, werden zudem veröffentlicht.

In den finalen Genehmigungsprozess des Ministeriums für wirtschaftliche Entwicklung geht auch eine Umweltverträglichkeitsprüfung ein. Das italienische Umweltministerium gibt in einem öffentli-

⁴⁷ Vgl. (Terna S.p.A., 2012)

⁴⁸ Terna S.p.A., Angaben vom 10.01.2013

chen Konsultationsverfahren allen Interessierten die Möglichkeit zur Stellungnahme.⁴⁹ Erst nach Beendigung der Umweltverträglichkeitsprüfung kann der Netzentwicklungsplan genehmigt werden.

Bezüglich der Beurteilung durch die Regulierungsbehörde sowie der Genehmigung durch das Ministerium für wirtschaftliche Entwicklung sind keine zeitlichen Beschränkungen vorgesehen.

Stand der Umsetzung und Ergebnis der Netzplanung

Der Prozess der Erstellung eines Szenariorahmens und Netzentwicklungsplans wurde in Italien erstmalig im Jahr 2011 aufgesetzt. Im Ergebnis wurde der Netzentwicklungsplan 2011 am 2. Oktober 2012 durch das das Ministerium für wirtschaftliche Entwicklung genehmigt.

Parallel zum Genehmigungsprozess des Netzentwicklungsplans 2011 erfolgt die Erstellung des Netzentwicklungsplans 2012. Das Konsultationsverfahren für den Netzentwicklungsplan 2012 endete am 6. Juli 2012. Bis dato hat die Regulierungsbehörde AEEG jedoch noch keine Empfehlung an das Ministerium für wirtschaftliche Entwicklung gesendet. Auch die Umweltverträglichkeitsprüfung ist noch nicht abgeschlossen, wodurch sich der Genehmigungsprozess verzögert. Die Genehmigung des Netzentwicklungsplans 2012 wird Ende 2013 erwartet.

Der Prozess von der Szenarioerstellung bis zur Genehmigung des Netzentwicklungsplans kann bis zu zwei Jahre dauern. Eine Beschleunigung bzw. Vereinfachung des Genehmigungsverfahrens scheint demnach notwendig.⁵⁰

Zusammenfassung

In der nachstehenden Tabelle 7 sind die Aspekte der Netzentwicklungsplanung in Italien strukturiert zusammengefasst.

Tabelle 7: Zusammenfassung der Aspekte der Netzentwicklungsplanung Strom in Italien.

| Italien | Beschreibung |
|------------------------------|--|
| Rechtliche Grundlagen | <ul style="list-style-type: none"> ■ Art. 9 der Ministerialverordnung 20/04/2005 mit Änderung vom 15. Dezember 2010 (Verordnung zur Regelung der Aufgaben des Übertragungsnetzbetreibers im Bereich der Übertragung und Verteilung elektrischer Energie) ■ Art. 36 der Verordnung 93/2011 (Verordnung zur Umsetzung des 3. EU-Energiebinnenmarktpakets) ■ Verordnung 152/2006 (Umweltverträglichkeitsprüfung) |
| Netzbereich | <ul style="list-style-type: none"> ■ Netze der Spannungsebenen 400 kV / 220 kV und 150-132 kV ■ Umspannung |
| Prozess | <ul style="list-style-type: none"> ■ Übermittlung des Entwurfs des Netzentwicklungsplans durch den Übertragungsnetzbetreiber Terna an die Regulierungsbehörde AEEG und das Ministerium für wirtschaftliche Entwicklung bis zum 31. Januar eines jeden Jahres ■ Öffentliches Konsultationsverfahren durch die Regulierungsbehörde AEEG ■ Genehmigung durch das Ministerium für wirtschaftliche Entwicklung |

⁴⁹ Verordnung 152/2006

⁵⁰ Terna S.p.A., Angaben vom 14.12.2012

| Italien | Beschreibung |
|--|---|
| Verantwortliche bzw. koordinierende Instanz | <ul style="list-style-type: none"> ■ Erstellung des Netzentwicklungsplans (inkl. Szenariorahmen) durch den Übertragungsnetzbetreiber Terna S.p.A. ■ Prüfung und Konsultation des Netzentwicklungsplans durch die Regulierungsbehörde AEEG ■ Genehmigung des Netzentwicklungsplans durch das Ministerium für wirtschaftliche Entwicklung Ministro dello Sviluppo economico |
| Konsultationsverfahren | <ul style="list-style-type: none"> ■ Öffentliches Konsultationsverfahren (60 Tage) nach Veröffentlichung des Netzentwicklungsplans durch die Regulierungsbehörde AEEG (Konsultation des Netzentwicklungsplans 2012 vom 07.05.2012 bis 06.07.2012) ■ Zwei öffentliche Sitzungen (1. Sitzung am 30.05.2012 zur Präsentation des Netzentwicklungsplans und 2. Sitzung am 18.06.2012 zur Klärung offener Fragen und weiterer Informationen) ■ Publikation der Stellungnahmen und Veröffentlichung der Konsultationsergebnisse ■ Öffentliches Konsultationsverfahren zum Umweltbericht, verantwortet durch das Umweltministerium |
| Stand der Umsetzung | Ende des Konsultationsverfahrens für den Netzentwicklungsplan 2012 am 6. Juli 2012; Statement der Regulierungsbehörde steht noch aus |
| Optimierungsbedarf | Beschleunigung bzw. Vereinfachung des Genehmigungsprozesses |
| Ergebnisse | <ul style="list-style-type: none"> ■ Genehmigung des Netzentwicklungsplans 2011 am 2. Oktober 2012 ■ Ende des Konsultationsverfahrens für den Netzentwicklungsplan 2012 am 6. Juli 2012; Statement der Regulierungsbehörde steht noch aus |

3.2.5 Großbritannien

Rechtliche Grundlagen

Basierend auf dem dritten EU-Binnenmarktpaket Strom ist der Übertragungsnetzbetreiber National Grid zur jährlichen Erstellung eines zehnjährigen Netzentwicklungsplans verpflichtet.⁵¹ Rechtliche Grundlage ist die Lizenz zum Betrieb des Übertragungsnetzes von National Grid. Darin wird der Übertragungsnetzbetreiber zur Erstellung eines langfristigen Investitionsplans, zur Konsultation der Industrie und zur Erstellung von Energieszenarien verpflichtet.

Prozessbeschreibung und involvierte Institutionen

Der britische Übertragungsnetzbetreiber National Grid plc hat im Jahr 2012 erstmals einen zehnjährigen Netzentwicklungsplan erstellt. National Grid hat zuvor regelmäßig einen siebenjährigen Netzentwicklungsplan (Seven-Year-Statement, SYS) sowie eine Stellungnahme zur Entwicklung der Offshore-Anlagen (Offshore Development Information Statement, ODIS) veröffentlicht. Diese Dokumente dienten als Basis für die Erstellung des 10-Jahres-Plans im Jahr 2012. Bei der Erstellung der Netzentwick-

⁵¹ Vgl. (National Grid, 2012b)

lungsplanung wurde das National Grid durch die Netzbetreiber Scottish Power Transmission (SPT) und Scottish Hydro Electric Transmission (SHE Transmission) unterstützt.⁵² Die Konsultation des Netzentwicklungsplans wird von National Grid durchgeführt und ist offen für alle interessierten Institutionen. Das verfahren dauert etwa drei Monate.

Der Szenariorahmen für die Netzentwicklungsplanung („UK Future Energy Scenario“) wird ebenfalls von National Grid erstellt und jährlich aktualisiert. In drei Szenarien bildet der Übertragungsnetzbetreiber mögliche Entwicklungspfade bis 2030 ab.⁵³

- „Slow Progression“: Moderater Ausbau der erneuerbaren Energien
- „Gone Green“ (Leitszenario): Erreichung der energiepolitischen Ziele
- „Accelerated Growth“: Ambitionierter Ausbau der erneuerbaren Energien

Darüber hinaus werden in einer Grobanalyse die Entwicklungen bis 2050 untersucht. Eine Konsultation des Szenariorahmens erfolgt jährlich über einen Zeitraum von etwa drei Monaten. Das Verfahren ist grundsätzlich für alle Institutionen und Interessensträger offen und wird durch Workshops begleitet.

Die Rolle der nationalen Regulierungsbehörde Ofgem (Office of the Gas and Electricity Markets) besteht in der Überprüfung, ob die Verpflichtungen des Übertragungsnetzbetreibers, die sich aus der Lizenz zum Netzbetrieb ergeben, eingehalten werden und ob die Interessensträger im Rahmen der Konsultationsverfahren ausreichend berücksichtigt wurden. Weder der Szenariorahmen noch der Netzentwicklungsplan müssen genehmigt werden.

Der Netzentwicklungsplan 2012 wurde im April 2012 zur Konsultation gestellt. Das Verfahren richtete sich primär an Vertreter der Energiewirtschaft und der Industrie. Im Juli 2012 wurden die Ergebnisse des Konsultationsverfahrens und ein aktueller Entwurf des Netzentwicklungsplans auf der Internetseite des Übertragungsnetzbetreibers veröffentlicht. Bis November 2012 erfolgte eine weitere Optimierung des Netzentwicklungsplans durch National Grid.⁵⁴

Ergebnisse

Der Netzentwicklungsplan 2012 wurde im November 2012 auf der Internetseite des Übertragungsnetzbetreibers National Grid veröffentlicht. Das Konsultationsverfahren für den Netzentwicklungsplan 2013 soll im Frühjahr 2013 starten.

Zusammenfassung

In der nachstehenden Tabelle sind die Aspekte der Netzentwicklungsplanung in Großbritannien strukturiert zusammengefasst.

⁵² Vgl. (National Grid, 2012a)

⁵³ Vgl. (National Grid, 2011)

⁵⁴ Vgl. (National Grid, 2012c)

Tabelle 8: Zusammenfassung der Aspekte der Netzentwicklungsplanung Strom in Großbritannien.

| Großbritannien | Beschreibung |
|--|--|
| Rechtliche Grundlage | Lizenz zum Netzbetrieb des Übertragungsnetzbetreibers |
| Netzbereiche | <ul style="list-style-type: none"> ■ 380 kV / 220 kV (400 / 275 kV) ■ In Schottland zählt zudem die 110 kV (132kV)-Netzebene zum Übertragungsnetz von National Grid (in England und Wales gehört die 110 kV (132kV)-Netzebene zum Verteilnetz) |
| Prozess | <ul style="list-style-type: none"> ■ Erstellung des Szenariorahmens und des Netzentwicklungsplans durch den Übertragungsnetzbetreiber ■ Konsultation des Netzentwicklungsplans durch den Übertragungsnetzbetreiber |
| Verantwortliche bzw. koordinierende Instanz | Erstellung des Netzentwicklungsplans und des Szenariorahmens durch den Übertragungsnetzbetreiber National Grid UK |
| Konsultationsverfahren | <ul style="list-style-type: none"> ■ Grundsätzlich offene Konsultation des Szenariorahmens und des Netzentwicklungsplans durch den Übertragungsnetzbetreiber ■ Primärer Fokus der Konsultationen auf Energiewirtschaft und Industrie ■ Veröffentlichung der Ergebnisse aus den Konsultationsverfahren |
| Stand der Umsetzung | Veröffentlichung des Netzentwicklungsplans 2012 im November 2012 auf der Internetseite des Übertragungsnetzbetreibers National Grid |

3.2.6 USA – Pennsylvania-New Jersey-Maryland Interconnection (PJM)

Der US-amerikanische Energiemarkt ist einer der größten Binnenenergiemärkte der Welt und zu einem großen Teil dereguliert und damit für den freien Wettbewerb offen. Größte Ausnahme ist der Strommarkt, der nur teilweise dereguliert ist und eine sehr unterschiedliche Struktur in den verschiedenen Bundesstaaten aufweist. Es gibt keinen einheitlichen Großhandelsstrommarkt, sondern einzelne größtenteils getrennte Teilmärkte, die sich meist über mehrere Bundesstaaten erstrecken und auch nicht auf deren Grenzen festgelegt sind.

Der Fortschritt der Marktöffnung verläuft zudem sehr unterschiedlich in den einzelnen Bundesstaaten. Viele Staaten im mittleren Westen und im Südosten haben sich nur teilweise an der Liberalisierung beteiligt, mehrere Bundesstaaten haben die weitere Liberalisierung des Elektrizitätsmarkts seit der Energiekrise in Kalifornien 2001 sogar ausgesetzt.

Netztechnisch existieren in den USA auf Höchstspannungsebene drei größtenteils getrennte Verbundnetze: das Eastern Interconnected System, das Western Interconnected System und das Texas Interconnected System. Diese werden größtenteils unabhängig betrieben, die Verbindungen zwischen ihnen sind sehr begrenzt. Außerdem sind einige kanadische Gebiete vollständig in die Verbundnetze integriert, Verbindungen nach Mexiko existieren ebenfalls. Die Integrität des nordameri-

kanischen Elektrizitätsnetzes wird von dem Nordamerikanischen Rat für Zuverlässigkeit des Stromnetzes (North American Electric Reliability Council, NERC) kontrolliert, der unter Aufsicht der Regulierungsbehörde FERC operiert. Die NERC hat u.a. einheitliche Sicherheitsstandards für die Verbundnetze festgelegt und überwacht die einzelnen Teilmärkte des US-amerikanischen Strommarkts. Während die von der NERC festgelegten Standards früher nur Vorschläge waren, wurde die Nichtregierungsorganisation in Folge des Energy Policy Acts 2005 deutlich aufgewertet. Seit 2006 haben die von der NERC und ihren regionalen Unterorganisationen festgelegten Standards rechtlich bindende Wirkung. Staaten, die gegen NERC-Vorgaben verstoßen, werden mit Strafzahlungen belegt. Die Netzplanung und der Netzbetrieb erfolgt auf regionaler Ebene durch die verantwortlichen System- und Netzbetreiber der einzelnen Strommärkte bzw. in den nicht liberalisierten Märkten durch die Bundesstaaten. 2012 existierten 10 sogenannte Independent System Operators (ISO) oder Regional Transmission Organizations (RTO), die ca. 2/3 der US-amerikanischen und die Hälfte der kanadischen Bevölkerung mit Strom versorgen.⁵⁵ ISOs koordinieren, kontrollieren und überwachen i.d.R. das Stromversorgungssystem innerhalb eines Bundesstaats. Aus Gründen der Effizienz (effizienterer Kraftwerksdispatch, koordinierte Netzplanung etc.) waren in der Vergangenheit immer wieder Zusammenschlüsse einzelner Teilmärkte zu beobachten, so dass sich die Verantwortungsgebiete der ISOs erweitern und oft mehrere Bundesstaaten einschließen.

Einer der größten, ältesten und innovativsten dieser Märkte ist die Pennsylvania-New Jersey-Maryland Interconnection (PJM) mit dem gleichnamigen verantwortlichen RTO. Der PJM wurde 1927 als Zusammenschluss von Versorgungsunternehmen aus New Jersey und Philadelphia gegründet und über die Jahre stetig um neue Versorgungsgebiete erweitert. So koordiniert der PJM mittlerweile den Großhandelsmarkt für Strom in 13 Staaten (Delaware, Illinois, Indiana, Kentucky, Maryland, Michigan, New Jersey, North Carolina, Ohio, Pennsylvania, Tennessee, Virginia, West Virginia und District of Columbia).

Rechtliche Grundlagen

Mit der Verabschiedung der Order No. 2000 durch die Regulierungsbehörde FERC im Jahre 1999 wurden Aufgaben und Funktionen der regionalen Übertragungsnetzbetreiber (RTO) bestimmt. Zu den Minimalanforderungen an RTOs zählt unter anderem die Planung und Erweiterung der Netzinfrastruktur.⁵⁶ Dabei müssen sowohl staatliche als auch regionale Interessen berücksichtigt werden.

Eine weitere Detailierung des Netzplanungsprozesses ist in der FERC Order No. 1000 zu finden, welche die Netzplanungs- und Kostenallokationsanforderungen aus Order No. 890 ergänzt. Order No. 1000 erfordert, dass sich alle Netzbetreiber an einem regionalen Netzplanungsprozess beteiligen. Die lokalen und regionalen Netzplanungsverfahren müssen dabei die Möglichkeit bieten, den Netzausbaubedarf in Abhängigkeit der politischen und regulatorischen Anforderungen zu identifizieren und zu bewerten. Auch sind benachbarte Versorgungsgebiete und überregionale Übertragungsnetze zu berücksichtigen.

⁵⁵ Vgl. (ISO/RTO Council (ICR), 2007), S. 1 ff.; FERC Order No. 2000 S. 101 ff.;

⁵⁶ Vgl. FERC Order No. 2000, S. 466 ff.; FERC No. 2000a, S. 69 ff.

Prozessbeschreibung und involvierte Institutionen

Die Planung der Verbesserung und Erweiterung der Übertragungskapazitäten auf regionaler Basis ist eine der primären Funktionen des PJM und wurde entsprechend im Gesellschaftsvertrag („PJM Operating Agreement“) implementiert.⁵⁷ Im Rahmen des sogenannten „Regional Transmission Expansion Plan (RTEP)“ werden verschiedene Studien durchgeführt, welche die Netzstabilität über einen 15-Jahres-Zeitraum testen und mögliche Engpässe und Netzüberlastungen identifizieren. Die Bewertung und Genehmigung des RTEP erfolgt durch den unabhängigen Verwaltungsrat der PJM.⁵⁸

Das Verfahren zur Erstellung des Szenariorahmens und der Netzentwicklungsplanung stellt einen kontinuierlichen Entwicklungsprozess dar, der bereits 1997 mit der Kodifizierung des RTEP-Protokolls im Gesellschaftsvertrag unter Zustimmung der FERC begann. Die Erstellung des RTEP erfolgt jährlich, die Umsetzung parallel. Zeithorizont der zugrunde gelegten Szenarien sind kurzfristig und jahresgenau 5 Jahre, bzw. langfristig 15 Jahre. Am Entwicklungsverfahren sind primär das „PJM Transmission Expansion Advisory Committee (TEAC)“, das „Subregional RTEP Committee“ und das „PJM Planning Committee (PC)“ beteiligt. Der Einbezug der Stakeholder erfolgt über einen regelmäßigen mündlichen und schriftlichen Informationsaustausch über TEAC, zudem sind alle Stakeholder aufgefordert, sich aktiv am Planungsprozess in den Komitees zu beteiligen.⁵⁹

Ergebnisse

Der RTEP wird jährlich auf der Internetseite von PJM veröffentlicht. Für den aktuellen Report 2011 werden aufgeteilt in 5 Bücher die einzelnen Szenarien, aktuellen Entwicklungen und Fortschritte beim Netzausbau dargelegt. Seit Beginn dieser Form der Netzplanung in 1997 wurden so neue Netzvorhaben im Gesamtwert von über 27 Mrd. CHF beschlossen und über 44 GW neue Kraftwerkskapazität ans PJM-Netz angeschlossen. Allein in 2011 wurden über 400 neue Netzbaumaßnahmen beschlossen.

Zusammenfassung

In der nachstehenden Tabelle sind die Aspekte der Netzentwicklungsplanung des PJM-Marktes strukturiert zusammengefasst.

⁵⁷ Vgl. (PJM Interconnection, 2012a: S. 459 ff.)

⁵⁸ Vgl. (PJM Interconnection, 2012b: S. 7), www.pjm.com; Stand: 03.01.2012

⁵⁹ Vgl. (PJM Interconnection, 2012b: S. 7 ff.)

Tabelle 9: Zusammenfassung der Aspekte der Netzentwicklungsplanung Strom im Marktgebiet der PJM

| USA - PJM | Beschreibung |
|--|--|
| Rechtliche Grundlage | <ul style="list-style-type: none"> ■ FERC Order No. 1000 (resultierend aus FERC Order No. 890) ■ FERC Order No. 2000 (Funktionen und Aufgaben eines RTOs) |
| Netzbereiche | <ul style="list-style-type: none"> ■ 765/500/345 kV auf Höchstspannungsebene |
| Prozess | <ul style="list-style-type: none"> ■ Planungskomitee unter Leitung PJM erstellt Szenariorahmen ■ Jährliche Durchführung ■ Untergeordnete regionale Planungskomitees für Projekte < 230 kV ■ Zeithorizont: 15 Jahre (gesetzliches Minimum: 10 Jahre) ■ Netzplanung dann durch PJM und Netzbesitzer |
| Verantwortliche bzw. koordinierende Instanz | PJM |
| Konsultationsverfahren | <ul style="list-style-type: none"> ■ Alle Stakeholder und Öffentlichkeit sind eingeladen, sich an dem Prozess zu beteiligen und Teil des Komitees zu sein. ■ Öffentliche Konsultationen |
| Stand der Umsetzung | <ul style="list-style-type: none"> ■ Veröffentlichung des aktuellen Netzentwicklungsplans im Februar jeden Jahres auf der Internetseite von PJM |
| Optimierungsbedarf | <ul style="list-style-type: none"> ■ Bottom-up statt Top-down: begrenzte landesweite Netzplanung, PJM-Planung nur in Abstimmung mit übergeordneten Instanzen ■ Viele übergeordnete und betroffene Gesellschaften (NERC mit Unterorganisationen, FERC, benachbarte Regelzonen), die in Netzplanung eingreifen können. ■ Potenzielle Probleme durch sich stark unterscheidende Teilmärkte in USA (liberalisierte Märkte wie PJM vs. Bundesstaatliche Energiehoheit) |
| Ergebnis | Stand des Ausbaus und der Netzplanung im jährlichen Report für alle Einzelprojekte enthalten |

3.3 Erkenntnisse aus der internationalen Praxis

Die Analyse der internationalen Praxis zeigt ein vergleichbares Vorgehen bei der Erstellung der Netzentwicklungspläne in den betrachteten Ländern. Dies ist im europäischen Raum auf die Vorgaben durch das 3. EU-Binnenmarktpakets Elektrizität zurückzuführen. In allen betrachteten Ländern, außer den USA, wird jährlich ein Netzentwicklungsplan mit einem Zeithorizont von zehn Jahren erstellt.

Die Verantwortlichkeit bei der Erstellung der Netzentwicklungspläne liegt bei den Übertragungsnetzbetreibern. Die Kontrolle, Prüfung und Genehmigung erfolgt meist durch die nationale Regulierungsbehörde. In Italien und Frankreich wird zudem das Energieministerium als Genehmigungsinstanz einbezogen.

Der Einbezug der Netzebenen 1 und 2 erfolgt in allen Netzentwicklungsplänen. Darüber hinaus werden teilweise auch dem Übertragungsnetz untergelagerte Netze berücksichtigt. Dies ist einerseits auf die Eigentümerstruktur der Netze zurück zu führen. Andererseits können untergelagerte Netzebenen an den Verbindungsknoten zum Übertragungsnetz in die Planung miteinbezogen werden, sofern diese bspw. das überlagerte Netz stützen können oder perspektivisch ein erheblicher Bedarf an Netzausbaumaßnahmen im Hochspannungsnetz infolge des erwarteten Ausbaus von Erzeugungsanlagen besteht.

Die Konsultationsverfahren der Netzentwicklungspläne sind in den betrachteten Ländern theoretisch für allen Interessierten offen. Im Gegensatz zu der breiten Beteiligung der Öffentlichkeit in Deutschland beschränkt sich der Teilnehmerkreis jedoch meist auf diejenigen Interessensträger, die mit den geplanten Ausbaumaßnahmen in Verbindung stehen. Sowohl die Übertragungsnetzbetreiber als auch die Regulierungsbehörden führen i.d.R. jeweils separat ein Konsultationsverfahren durch.

Die Erstellung des Szenariorahmens liegt in allen betrachteten Ländern in der Verantwortlichkeit der Übertragungsnetzbetreiber. Die Erarbeitung und Abstimmung erfolgt zunächst in einer Experten-Gruppe. Als Grundlage für die Netzplanung wird der Szenariorahmen überwiegend als Teil des Netzentwicklungsplans konsultiert. Eine direkte öffentliche Konsultation des Szenariorahmens wird lediglich in Deutschland und Großbritannien durchgeführt. Die Konsultationsverfahren werden durch Workshops und Infoveranstaltungen begleitet. Die Durchführungsdauer beträgt bis zu drei Monate.

Die Anzahl der dem Netzentwicklungsplan zugrunde gelegten Szenarien variiert zwischen zwei und vier. Der Zeithorizont umfasst i.d.R. zehn Jahre, nach Vorgabe der Erstellung eines zehnjährigen Netzentwicklungsplans.

Der Szenariorahmen basiert in allen Ländern auf Angaben der Netzbetreiber sowie auf diversen Studien, die in Zusammenarbeit mit verschiedenen Forschungsinstituten erstellt wurden. Zentrales Dokument im europäischen Kontext ist der TYNDP der ENTSO-E.

Mit Ausnahme von Österreich wird in allen Ländern der Szenariorahmen jährlich aktualisiert bzw. überprüft.

Eine Zusammenfassung der Merkmale der Szenariorahmen der untersuchten Länder gibt Tabelle 10.

Tabelle 10: Internationaler Vergleich Erstellung Szenariorahmen

| Parameter | Beschreibung |
|---|---|
| Anzahl der Szenarien | 2-4 Szenarien, i.d.R. 3 Szenarien mit einem ausgewiesenen Leitszenario |
| Zeithorizont | <ul style="list-style-type: none"> ■ Minimaler Zeithorizont: 2020 im Szenariorahmen für Österreich ■ Maximaler Zeithorizont: 2050 im Szenariorahmen für Großbritannien ■ Meist 10 Jahre (nach Vorgabe der Erstellung eines zehnjährigen NEP) |
| Häufigkeit der Aktualisierung | <ul style="list-style-type: none"> ■ Jährlich ■ Ausnahme Österreich mit 2-5 Jahreszyklus in Abhängigkeit von der Änderung energiepolitischer Rahmenbedingungen ■ Frankreich mit Verpflichtung zur Erstellung alle 2 Jahre, jedoch jährliche Aktualisierung |
| Verantwortlichkeit | ÜNB |
| Datengrundlagen | <ul style="list-style-type: none"> ■ Aktuelle Referenzwerte zu Erzeugung und Verbrauch der Netzbetreiber ■ Diverse Studien in Zusammenarbeit mit verschiedenen Forschungsinstituten |
| Explizite öffentliche Konsultation | Deutschland und Großbritannien |

4 Inhalte des energiewirtschaftlichen Szenariorahmens

In Kapitel 3.2 werden zunächst die Grundlagen der Szenariotechnik beschrieben und darauf aufbauend konkrete Empfehlungen für den Szenariorahmen der Schweiz und die wichtigsten Kenngrößen abgeleitet. Wie in Kapitel 2.2 beschrieben, basieren die Empfehlungen auf internationalen Erfahrungen weiterer Netzentwicklungspläne, Experteninterviews, Abstimmungen mit der Begleitgruppe etc. auf.

4.1 Grundlagen der Szenariotechnik

Grundlage eines jeden Netzentwicklungsplans ist ein valider und robuster Szenariorahmen. Unter dem Begriff Szenariorahmen werden Entwicklungspfade verstanden, die für einen zukünftigen Zeitraum die Bandbreite wahrscheinlicher Entwicklungen im Rahmen mittel- und langfristiger politischer Ziele abbilden. Ein Szenario beschreibt die „Entwicklung eines konsistenten Systemgesamtzustandes von heute bis in die Zukunft“⁶⁰.

In der Literatur wird der Begriff Szenario als Darstellung einer möglichen zukünftigen Situation inklusive der Entwicklungspfade, die zu dieser Situation führen, definiert. Dies impliziert, dass ein Szenario kein umfassendes Bild der Zukunft abgibt, sondern die Wahrnehmung gezielt auf einen Abschnitt der Wirklichkeit richtet. Ein Szenario stellt eine potentielle Zukunft dar. Wie bei jedem Modell stellen Szenarien eine vereinfachte Version der Wirklichkeit dar, d.h. es werden bewusst bestimmte Faktoren als relevant erachtet, während andere vernachlässigt werden. Jedes Szenario unterliegt demnach bestimmten Annahmen und Vereinfachungen.⁶¹

Szenarien können, je nach methodischer Gestaltung, unterschiedliche Funktionen erfüllen:⁶²

- Explorative Funktion bzw. Wissensfunktion
- Kommunikationsfunktion
- Zielkonkretisierungs- und Zielbildungsfunktion oder
- Entscheidungsfindungs- und Strategiebildungsfunktion

Das methodische Vorgehen zur Erstellung von Szenarien wird unter dem Begriff „Szenariotechnik“ zusammengefasst. Dabei werden unter Berücksichtigung von Unsicherheit und unterschiedlicher Einflussfaktoren mehrere in sich konsistente Szenarien geschaffen. Es wird somit nicht nur ein Zukunftsbild gezeichnet, sondern ein Spektrum an möglichen zukünftigen Entwicklungen. Abbildung 8 visualisiert die Szenarienbildung anhand des Szenariotrichters. Während die Entwicklungen in der nahen Zukunft von den Strukturen in der Gegenwart weitestgehend festgelegt sind, öffnet sich das Möglichkeitsspektrum je weiter in die Zukunft geschaut wird wie ein Trichter.⁶³ Die Dimensionalität

⁶⁰ (50Hertz Transmission GmbH u. a., 2012a: S. 5)

⁶¹ (Institut für Zukunftsstudien und Technologiebewertung (ITZ), 2008: S. 9 ff.)

⁶² (Institut für Zukunftsstudien und Technologiebewertung (ITZ), 2008: S. 15 ff.)

⁶³ (Geschka, Schwarz-Geschka, o. J.: S. 1 ff.)

des Zukunftsraums wird dabei durch die Anzahl der Einflussfaktoren bestimmt. Je weiter sich der Betrachtungszeitpunkt in der Zukunft befindet, desto größer ist Varianz der Einflussfaktoren und die Anzahl der möglichen Entwicklungen. Auf dem Rand des Trichters liegen die Randszenarien⁶⁴, die in der Regel um ein oder mehrere dazwischen liegende Szenarien ergänzt werden.

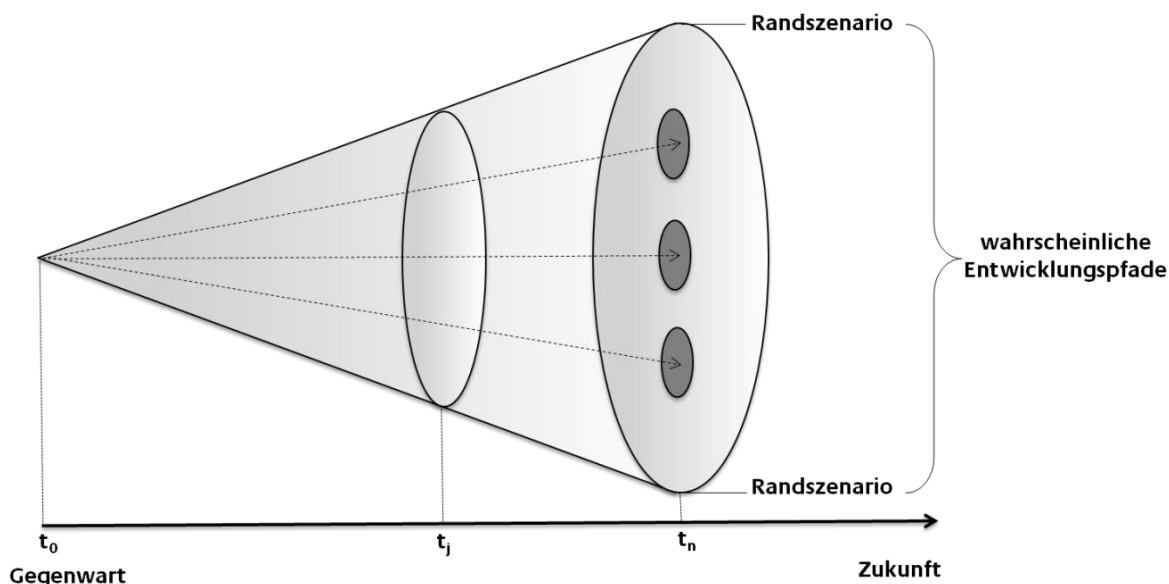


Abbildung 8: Szenariotrichter⁶⁵

Es existiert eine Vielzahl an unterschiedlichen Ansätzen und Methoden der Szenariotechnik. Die Gestaltung hängt von dem Anwendungskontext und der angestrebten Funktionserfüllung ab, aber auch von der Prägung der Szenarioentwickler und dem Stellenwert innerhalb eines Projekts. Die Verfahren zur Szenarioerstellung werden im Folgenden auf Basis von Gegensatzpaaren differenziert. Eine eindeutige Abgrenzung der Ansätze ist jedoch nicht möglich⁶⁶:

- **Explorative vs. normative Ansätze**

Bei explorativen Verfahren wird von der Gegenwart aus ein Zukunftsbild entwickelt. Die Auswirkungen möglicher Entscheidungen werden durchgespielt. Normative Ansätze gehen dagegen von einem wünschenswerten Zukunftsbild aus und arbeiten heraus, wie dieser Zustand erreicht werden kann. In der Praxis erfolgt oft eine Vermischung beider Ansätze. Über die Definition von Einflussfaktoren und Vorstellungen über zukünftige Entwicklungen haben Szenarien implizit immer einen normativen Charakter.

⁶⁴ Vgl. (50Hertz Transmission GmbH u. a., 2012a: S. 25 f.)

⁶⁵ Quelle: eigene Darstellung in Anlehnung an (Institut für Zukunftsstudien und Technologiebewertung (ITZ), 2008: S. 13)

⁶⁶ Vgl. (Institut für Zukunftsstudien und Technologiebewertung (ITZ), 2008: S. 23 ff.)

- **Quantitative vs. qualitative Ansätze**

Quantitative Verfahren greifen auf mathematische Modelle zurück und verlangen eine feste Definition einer begrenzten Anzahl an Einflussfaktoren. Qualitative Ansätze erlauben dagegen eine eher inhaltliche Betrachtung mit niedrigerem Formalisierungsgrad.

- **Referenz-Szenarien und Policy-Szenarien**

Referenz-Szenarien oder auch Leitszenarien führen heutige Entwicklungen bzw. Entscheidungen oder Maßnahmen fort und dienen als Vergleich zu den sogenannten Policy-Szenarien, die explizit neue Entscheidungen berücksichtigen.

4.1.1 Arbeitsschritte bei der Szenarioerstellung

Der grundlegende Prozess der Szenarioerstellung kann in folgende fünf Schritte gegliedert werden:⁶⁷

Tabelle 11: Arbeitsschritte der Szenarioerstellung

| | Arbeitsschritt |
|-----------|--|
| 1. | Definition und Strukturierung des Themas (hier: energiewirtschaftlicher Szenariorahmen) Das Thema wird sachlich, zeitlich und räumlich abgegrenzt. Der Untersuchungsgegenstand wird definiert und die notwendigen Kenngrößen werden ermittelt. Dies impliziert eine Analyse der Ist-Situation. |
| 2. | Identifikation der Einflussfaktoren Die Einflussfaktoren werden ermittelt und hinsichtlich ihrer Wirkung bewertet. |
| 3. | Erstellung von Deskriptoren und Projektionen Die ermittelten Einflussfaktoren (Deskriptoren) werden quantitativ oder qualitativ beschrieben. Zunächst wird der Ist-Zustand für alle Deskriptoren ermittelt. Darauf aufbauend werden für jeden Einflussfaktor Entwicklungen (Projektionen) für das Szenario-Zieljahr auf Basis bekannter Studien bzw. Prognosen oder Expertenabschätzungen aufgestellt. Dabei können die Einflussfaktoren einen oder mehrere mögliche Entwicklungspfade annehmen. Die jeweiligen Entwicklungsmöglichkeiten eines Deskriptors werden als alternative Annahme gekennzeichnet. |
| 4. | Bildung von Annahmekombinationen Auf Basis der einzelnen Projektionen der Einflussfaktoren werden konsistente Annahmen erstellt, die das Grundgerüst für die Szenarioentwicklung bilden. |
| 5. | Entwicklung der Szenarien Auf Basis des Ist-Zustands werden die Szenarien mithilfe von Annahmen, Deskriptoren und Projektionen entwickelt. |

⁶⁷ (Geschka, Schwarz-Geschka, o. J.: S. 3 ff.); Vgl. hierzu auch Reibnitz, „Szenariotechnik. Instrumente für die unternehmerische und persönliche Erfolgsplanung“, 1992.

Optional können die Szenarien um Trendbruchereignisse, die plötzlich in eine andere Richtung gelenkte Entwicklungsverläufe beschreiben, ergänzt werden. Der Szenarienbildung kann zudem eine Konsequenzanalyse folgen, auf Basis derer Vorschläge für Maßnahmen und Planungen abgeleitet werden. Im Folgenden werden die fünf Arbeitsschritte der Szenarioerstellung genauer beschrieben.

Strukturierung und Definition des Themas

Zur Abgrenzung des Untersuchungsgegenstandes ist zunächst zu klären, welchen zeitlichen und örtlichen Rahmen die Szenarien abdecken sollen und zu welchen Kenngrößen der Szenariorahmen Informationen enthalten muss, um darauf aufbauend den Netzentwicklungsbedarf erarbeiten zu können. Folgende Fragestellungen sollten dabei als Grundlage dienen:

- Welcher örtliche Rahmen soll berücksichtigt werden?
- Welcher zeitliche Rahmen soll berücksichtigt werden?
- Welche Systemebenen sollen einbezogen werden?
- Für welche Kenngrößen und in welcher Genauigkeit müssen Daten(reihen) definiert werden?

Identifikation der Einflussfaktoren

Der Schlüssel der Szenarioentwicklung ist die möglichst vollständige Identifikation von Einflussfaktoren, welche die energiewirtschaftliche Entwicklung bestimmen.⁶⁸ Es handelt sich um Variablen, Parameter, Trends und Ereignisse, die im weiteren Prozessverlauf von zentraler Bedeutung sind. Die Sammlung der Einflussgrößen kann durch umfassende empirische Erarbeitung, Befragungen oder im Rahmen von Expertenworkshops erfolgen. Im Folgenden werden beispielhaft Einflussfaktoren aufgelistet:

- **Gesetzliche Rahmenbedingungen und Ziele:** Vorgaben in Bezug auf die Erreichung klima- und umweltpolitischer Ziele sowie die Förderung regenerativer Energien haben Einfluss auf die Struktur des Kraftwerksparks.
- **Energieträger:** Der Ausbau der erneuerbaren Energien und die Entwicklung konventioneller Kraftwerke haben einen wesentlichen Einfluss auf die Stromproduktion. Das Ressourcenangebot, der CO₂-Ausstoß und die Brennstoffpreise spielen beim Einsatz der Energieträger zur Stromerzeugung eine zentrale Rolle, da sie die Wirtschaftlichkeit der Kraftwerke und daher deren Einsatz direkt beeinflussen.
- **Energiespeicher:** Speicher können die zunehmend fluktuierende Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien ausgleichen und somit zukünftig einen wertvollen Beitrag zur Systemstabilität und der Synchronisation von Angebot und Nachfrage leisten .
- **Energieeffizienz:** Die Steigerung der Energieeffizienz bei industriellen Prozessen, Wärmeversorgung und dem privaten Verbrauch führt zu einer veränderten Erzeugungsstruktur der Energieträger und zu Änderungen des Stromverbrauchs.
- **Wirtschaftliche Entwicklung und Energieverbrauch:** Die Entwicklung des Stromverbrauchs hängt insbesondere von der Entwicklung der Gesamtwirtschaft und einzelner energieintensiven

⁶⁸(50Hertz Transmission GmbH u. a., 2012b: S. 5)

Industrien ab, aber auch von speziellen Technologien (z.B. Elektromobilität) und dem Erfolg von Energieeffizienzprogrammen.

- **Technologische Innovationen:** Hierzu zählt bspw. die Weiterentwicklung von Speichertechnologien, die sich auf die Erzeugungsstruktur auswirkt.
- **Europäische Marktintegration:** Die Erzeugungsstruktur in den europäischen Ländern, der europaweite Ausbau der erneuerbare Energien sowie der grenzüberschreitende Handel von Strom beeinflusst den Kraftwerkpark der einzelnen europäischen Länder.

Erstellung von Deskriptoren und Projektionen

Die Einflussfaktoren werden quantitativ oder qualitativ beschrieben. Diese nach bestimmten Kriterien beschriebenen Einflussfaktoren werden Deskriptoren genannt. Anschließend wird für jeden einzelnen Deskriptor ein „Szenariotrichter“ erstellt. Ausgehend von einer Beschreibung der Ist-Situation erfolgt eine Analyse möglicher zukünftiger Ausprägungen (Projektion) für jeden Einflussfaktor. Die Projektionen können eindeutig sein oder mehrere alternative Ausprägungen aufweisen. Der Ausbau der erneuerbaren Energien kann bspw. die Ausprägungen moderater, zielgerichteter oder ambitionierter Ausbau aufweisen, wobei die Ausbaurate quantitativ beschrieben werden kann. Eine eindeutige Projektion ist bspw. die Berücksichtigung des Kernenergieausstiegs über alle Szenarien.

Energiewirtschaftliche Szenarien haben tendenziell einen explorativen Charakter, d.h. ausgehend von der aktuellen Situation wird ein Zukunftsbild entwickelt. Die Einflussfaktoren werden vorwiegend quantitativ beschrieben. Die Entwicklung einzelner Einflussfaktoren basieren dabei meist auf Trends, die im Rahmen weiterer Studien erarbeitet wurden.⁶⁹

Diese Ausarbeitung der Einflussfaktoren und deren Ausprägungen kann zu einer Vielzahl an Informationen führen, wodurch die Komplexität der Szenarioanalyse erhöht wird. Die für den weiteren Prozessverlauf zentralen Schlüsselfaktoren können mithilfe einer Einflussmatrix ermittelt werden. Dabei erfolgen eine Gegenüberstellung aller Faktoren und eine Bewertung des Wirkungszusammenhangs anhand einer Skala. Ziel ist die Identifikation kritischer Schlüsselfaktoren, die einen hohen Wirkungszusammenhang aufweisen und anschließend im Fokus der weiteren Analyse stehen.⁷⁰

Aus Gründen der Transparenz und Nachvollziehbarkeit empfiehlt sich eine Dokumentation der wichtigen Einflussfaktoren, einschließlich einer Beschreibung der Ausprägungen, Eintrittswahrscheinlichkeiten und Auswirkungen.

Bildung von Annahmekombinationen

Die einzelnen Ausprägungen der identifizierten bzw. ausgewählten Einflussfaktoren werden im nächsten Schritt zu konsistenten Annahmekombinationen zusammengefasst. Häufig verwendete Instrumente hierfür sind die Konsistenzanalyse und die Cross-Impact-Analyse, die als Ergebnis eine große Anzahl unterschiedlicher „Rohszenarien“ liefern. Diese Annahmebündel stellen die Grundlage für die Entwicklung der Szenarien dar.⁷¹

⁶⁹ (Institut für Zukunftsstudien und Technologiebewertung (ITZ), 2008: S. 34 f.).

⁷⁰ (Institut für Zukunftsstudien und Technologiebewertung (ITZ), 2008: S. 35 ff.)

⁷¹ (Institut für Zukunftsstudien und Technologiebewertung (ITZ), 2008: S. 47 ff.)

Entwicklung der Szenarien

Inhalt dieser Prozessphase ist die Auswahl konsistenter, aber voneinander abweichender Szenarien. Ziel ist es, die Bandbreite wahrscheinlicher Entwicklungen darzustellen. Die alleinige Betrachtung eines Szenarios hat den Charakter einer Prognose und verfehlt somit das Ziel einer Szenarioanalyse. Zur Darstellung der Bandbreite wahrscheinlicher Entwicklungen werden neben einem oder mehreren mittleren Szenarien Randszenarien definiert. Ein Szenario muss den nachfolgend aufgelisteten Anforderungen entsprechen, wobei die Kriterien Plausibilität, Konsistenz und Trennschärfe bei der Szenariowahl entscheidend sind:⁷²

- **Plausibilität:** Die Entwicklung der Szenarien muss „möglich“ sein, unabhängig von der Eintrittswahrscheinlichkeit.
- **Konsistenz:** Einzelne Aspekte innerhalb eines Szenarien dürfen sich nicht widersprechen oder gegenseitig ausschließen.
- **Trennschärfe:** Die Szenarien müssen sich hinreichend unterscheiden, um alternative Zukunftsbilder vergleichen und interpretieren zu können.
- **Verständlichkeit:** Die Verständlichkeit und Nachvollziehbarkeit wird durch einen hohen Informationsgrad unterstützt. Hier existiert ein Spannungsfeld zwischen Übersichtlichkeit und Genauigkeit.
- **Transparenz:** Die Komplexität des Entwicklungsprozesses, insbesondere in Bezug auf die gewählten Einflussfaktoren und deren Projektion, muss transparent sein und dokumentiert werden. Dies erhöht die Nachvollziehbarkeit und Legitimation.
- **Integration von Wechselwirkungen:** Wechselwirkungen zwischen den Einflussfaktoren müssen ausreichend analysiert, berücksichtigt und beschrieben werden.

4.1.2 Vom Szenariorahmen zur Netzmodellierung

Der energiewirtschaftliche Szenariorahmen stellt nur den ersten Schritt auf dem Weg zu einer Netzplanung dar und liefert Eingangsparameter für die Marktmodellierung und anschließend für die Netzmodellierung und Bedarfsbestimmung. Die im Szenariorahmen getroffenen Annahmen sind damit entscheidend für die weitere Netzplanung und erfahrungsgemäß wesentlicher Diskussionsgegenstand öffentlicher Konsultationen und Abstimmungen. Gleichzeitig müssen für den Szenariorahmen und die Netzplanung jedoch unsichere Annahmen für zukünftige Entwicklung von Parametern getroffen werden. Dieses Kapitel beschreibt den Übergang vom Szenariorahmen zur Netzmodellierung und einige Anforderungen an die benötigten Parameter. Die Thematik der Detaillierung bzw. Regionalisierung der Kenngrößen wird u.a. im Kapitel 4.4.7 Regionalisierung beschrieben.

Übergang zur Netzmodellierung

Dem Szenariorahmen liegen Annahmen über die zukünftige Entwicklung des Energiemarkts zugrunde. Er beinhaltet Annahmen zur Entwicklung von Brennstoffpreisen, regenerativer und konventioneller Erzeugung, Last, Speicherkapazitäten und weiteren wichtigen Parametern. Diese dienen als Eingangsdaten für ein Energiemarktmodell, das auf Basis der Last- und Erzeugungsdaten den Kraft-

⁷² (Institut für Zukunftsstudien und Technologiebewertung (ITZ), 2008: S. 28 ff.)

werkseinsatz berechnet. Die Last und die Erzeugung müssen für die Netzplanung regionalisiert bzw. entsprechend der betrachteten Netzebenen netzknotenscharf zugeordnet werden.

Der Lastflussbedarf wird über die Modellierung des Kraftwerkseinsatzes ermittelt. Für jeden einzelnen Netzknoten werden die Last, angeschlossene konventionelle und erneuerbare Stromerzeugungskapazitäten und Speicher inklusive deren technische Eigenschaften benötigt. Unter der Bedingung, dass die Last ständig durch die Erzeugung gedeckt werden muss, wird anhand der verschiedenen Grenzkostenkurven der Kraftwerkseinsatz simuliert. Die daraus abgeleiteten Lastflüsse zwischen den Netzknoten sind ein erster Hinweis für die benötigte Netzinfrastruktur. Für die Netzmodellierung werden neben den ermittelten Lastflüssen weitere Nebenbedingungen berücksichtigt. Dies sind neben den bestehenden Stromnetzen als Ausgangspunkt u.a. technische Anforderungen an den Netzbetrieb (z.B. Blindleistungsströme, das n-1-Prinzip), Integrationsbedingungen für erneuerbare Energien (z.B. 100 % der Windstromerzeugung muss immer integriert werden) oder Import- und Export-Beschränkungen. Je nach Netzmodell werden automatisch oder mit manueller Unterstützung Maßnahmen ermittelt, die nötig sind, um die vom Marktmodell ermittelten Stromflüsse weitgehend zu ermöglichen. Um aufwändige Netzausbaumaßnahmen zu vermeiden, kommt an dieser Stelle das NOVA-Prinzip (Netzoptimierung vor Verstärkung vor Ausbau) zur Anwendung.

Die eigentliche Herausforderung der Netzmodellierung liegt aber in der Prognoseungenauigkeit. Der Szenariorahmen bildet mehrere Szenarien und Sensitivitäten ab und zeigt somit für die Netzmodellierung eine Bandbreite an wahrscheinlichen Entwicklungen auf, aus denen ein einziges Netz abgeleitet werden muss. Siehe auch entsprechenden Absatz in Kapitel 6.4.

Endogene und exogene Parameter

Der Netzentwicklungsprozess muss auf Basis unsicherer Entwicklungen des Energiemarkts (Szenariorahmen) konkrete Netzentwicklungsmaßnahmen ableiten. Dafür muss auch die Entscheidung getroffen werden, welche Parameter endogen errechnet werden und welche Parameter exogen vorgegeben werden. Viele der Modellparameter beeinflussen sich in der Praxis gegenseitig, wodurch sich bei genauer Betrachtung die Ergebnisse der Optimierungen oft auf die Eingangsdaten auswirken.

Ein Beispiel dafür ist der hinterlegte konventionelle Kraftwerkspark. Dieser wird oft als exogene Größe verwendet, mit der Begründung, dass die Kraftwerksplanung langfristig erfolgt (bis zu 10 Jahre) und innerhalb des Planungshorizontes kaum neue, derzeit nicht geplante Kraftwerke realisierbar erscheinen. Außerdem werden bestehende Kraftwerke oft nach Ablauf ihrer geplanten Nutzungsdauer weiter betrieben oder durch neue, ähnliche Kraftwerke ähnlicher Größenordnung am gleichen Standort ersetzt. Für Netzplanungen, die ca. 10 Jahre in die Zukunft reichen, scheinen die aktuell errichteten bzw. geplanten konventionellen Kraftwerke daher als exogene Parameter geeignet. Der in dieser Annahme als exogen gegebene Kraftwerkspark stellt sich demnach unabhängig von der Markt- und Netzmodellierung ein. Dies kann dazu führen, dass in der Netzplanung von Kraftwerken ausgegangen wird, deren Erlöse aus der Marktsimulation nicht für deren wirtschaftlichen Betrieb ausreichen würden und so auch keine Investitionen in diese rechtfertigen. Das Modell würde in diesem Fall nicht das Marktgeschehen abbilden. Betroffen von dieser Problematik sind vor allem Grenzkraftwerke wie Gaskraftwerke, deren Grenzkosten hoch sind und die daher nur wenige Betriebsstunden im Jahr aufweisen. Jedoch werden diese in Situationen mit hoher Nachfrage für die Versorgungssicherheit benötigt und haben daher eine hohe Bedeutung für die Netzplanung, da ohne diese Kraftwerke ein höhe-

rer Netzausbaubedarf entstehen würde. Im deutschen Netzentwicklungsplan Strom 2012 tritt dieser Fall ein. Gaskraftwerke sind eingeplant und werden sogar zugebaut, die in der Modellierung Volllaststunden von wenigen hundert Stunden im Jahr aufweisen. In der Konsequenz ergibt sich die Frage, ob die Kraftwerksdaten als endogene Parameter behandelt oder durch Modellierung (Kraftwerksparkentwicklung) neu bestimmt werden sollten. Eine Empfehlung zur Behandlung des konventionellen Kraftwerkspark erfolgt im Kapitel 4.4.2.

Wesentliche Entscheidungsgrundlage ist dabei eine Beurteilung der Qualität der Prognosegenauigkeit, insbesondere in Bezug auf die Vorhersehbarkeit der Preis- und Marktentwicklungen. Diese hängen beim Energiemarkt neben technologischen Entwicklungen (Verbesserung der Wirtschaftlichkeit, neue Fördertechnologien wie bspw. Fracking) stark von den verschiedenen nationalen Energiepolitiken ab. Diese sind großen Unsicherheiten ausgesetzt, wie z.B. die Vorfälle in Fukushima 2011 zeigten. In der Kraftwerksplanung oder auch bei der Netzplanung spielen bei Investitionsentscheidungen Erlöse und Kosten eine Rolle, die unter Umständen Jahrzehnte in der Zukunft erfolgen. Ein Modell zu entwickeln, welches den Strommarkt nahezu perfekt abbildet, um diese Erlöse und Kosten zu ermitteln, erscheint aufgrund der unsicheren Prognosedaten nicht mehr vertretbar, da Genauigkeit suggeriert wird, für die die Datengrundlage nicht ausreicht. Ein Modell ist immer eine vereinfachende Darstellung der Wirklichkeit und kann nicht beliebig komplex sein. Im Fall einer zukünftig fehlenden Rentabilität notwendiger Kraftwerke, könnte der Staat durch eine Marktänderung die Rentabilität bestimmter Kraftwerke erhöhen, um ein hohes Niveau an Versorgungssicherheit zu erhalten (z.B. durch die Schaffung von Kapazitätsmärkten) bzw. staatliche Institutionen schaffen, die diese Kraftwerke errichten und betreiben.

4.2 Ausgestaltung des Szenariorahmens der Schweiz

Anhand der beschriebenen Szenariotechnik wird im Folgenden die Gestaltung eines Szenariorahmens als Basis für die Erstellung der Mehrjahrespläne der Schweiz erläutert.⁷³ Dabei wird am Ende jedes Abschnittes eine Umsetzungsempfehlung gegeben.

4.2.1 Räumliche Eingrenzung

Die Schaffung eines Energiebinnenmarktes ist gegebenes Ziel der Europäischen Union. Die Schweiz ist grundsätzlich den in diesem Zusammenhang verabschiedeten EU-Regelungen im Strombereich nicht unterworfen. Sie positioniert sich aber klar für einen integrierten Markt und nimmt am europäischen Verbundnetz teil. Ein bilaterales Stromabkommen zwischen der Schweiz und der EU wird derzeit erarbeitet, konkrete Ergebnisse liegen im Frühjahr 2013 noch nicht vor.

Aufgrund der zentralen Lage in Europa ist die Rolle der Schweiz als Stromtransitland von großer Bedeutung. Die Teilnahme am europäischen Verbundnetz ermöglicht einerseits die Anbindung der Schweiz - und ihrer Pumpspeicherkraftwerke (PSW) - an internationale Absatzmärkte und unterstützt andererseits die Gewährleistung der Versorgungssicherheit und die effiziente Einbindung von Kraft-

⁷³ Wie in Kapitel 1.2 beschrieben basieren die Empfehlungen u.a. auf eine Analyse internationaler Erfahrungen, Experteninterviews und Abstimmungen mit der Begleitgruppe.

werksleistungen in einem europäischen Gesamtsystem. Abbildung 9 zeigt das Verbundnetz der ENSTO-E.

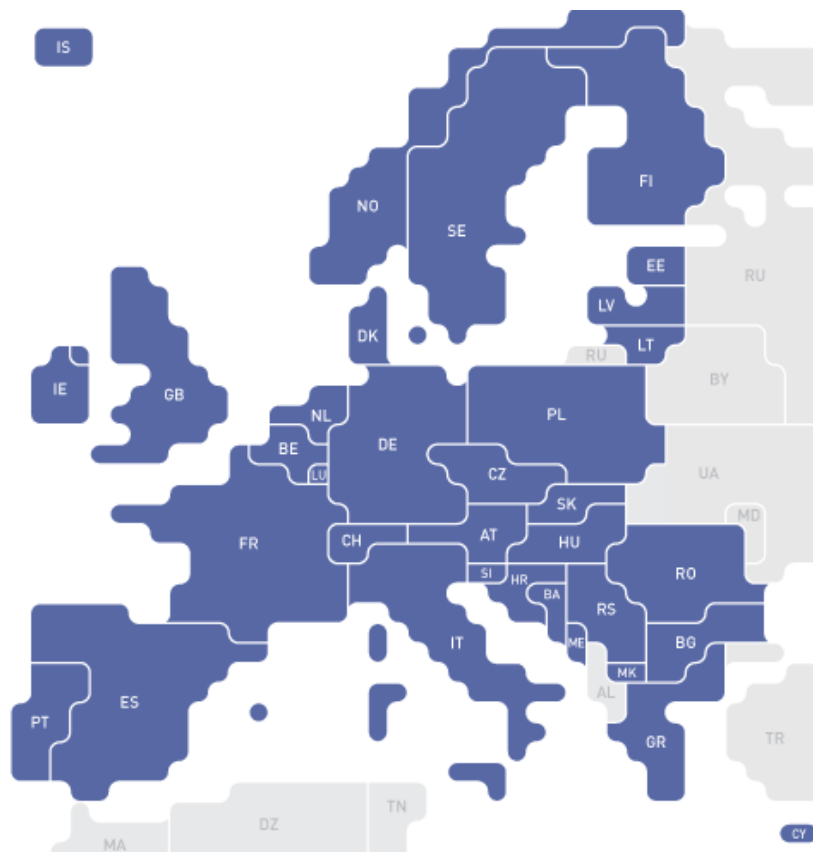


Abbildung 9: Verbundnetz der ENSTO-E⁷⁴

Die Sicherstellung der Versorgungssicherheit und der, durch die in den einzelnen Ländern unterschiedlichen Erzeugungs-, Verbrauchs- und Speicherstrukturen, induzierte Ausgleichsbedarf führen europaweit zu einem erheblichen Ausbaubedarf der Stromnetze. Dabei wird die Notwendigkeit des Netzausbaus in der Schweiz überwiegend von der Entwicklung der EU-Länder getrieben, wie bspw. eine Studie der Consentec GmbH im Auftrag des BFE belegt⁷⁵.



Empfehlung

Die Grundlage der Mehrjahrespläne muss eine Modellierung unter Einbezug des europäischen Auslands sein. Mögliche Datengrundlagen werden in Kapitel 4.3 „Studien im Überblick“ beschrieben. Die Szenarien zu den in die Marktmodellierung einzubeziehenden Ländern sollten nicht als einzelne Daten in den Schweizer Szenariorahmen aufgenommen werden. Damit würde der Szenariorahmen unübersichtlich und wesentlich aufwändiger in der Konsultation. Außerdem wäre es kritisch, einzelne Werte von in sich konsistenten Szenarien für andere Länder zu ändern. Stattdessen muss im Szenari-

⁷⁴ Quelle: ENSTO-E, www.entsoe.eu

⁷⁵ (Consentec GmbH, 2012: S. 43)

orahmen klar aufgeführt und begründet werden, dass eine Marktmodellierung des europäischen Auslands erfolgen muss und auf welche Quelle (z.B. TYNDP / SO&AF) dafür zurückgegriffen wird.

4.2.2 Zeithorizont und Aktualisierungshäufigkeit des Szenariorahmens

Der Zeithorizont des Szenariorahmens bestimmt, wie weit die der Netzentwicklungsplanung zugrunde gelegten Szenarien in die Zukunft reichen. Lange Zeithorizonte sind für ausreichende Planungssicherheit notwendig. Gleichzeitig ist zu beachten, dass die Unsicherheiten noch nicht absehbarer Entwicklungen steigen, je weiter der Blick in die Zukunft reicht. Der Zeithorizont des Szenariorahmens muss mindestens 10 Jahre betragen, um den Anforderungen des 3. EU-Energiebinnenmarktpakets und der EU-Richtlinie 2009/72/EG Art. 22 gerecht zu werden. Es empfiehlt sich aber, mit zumindest einem Szenario 20 Jahre in die Zukunft zu blicken. Die Jahre 11 bis 20 können bei der Netzplanung gröber behandelt werden. Sie dienen nicht der genauen Erfassung des zu realisierenden Netzentwicklungsbedarfs. Vielmehr geht es darum, die für die nächsten 10 Jahre zu bestimmende Netzentwicklungsmaßnahmen auch in dem Kontext der weiteren Entwicklung einordnen und beurteilen zu können.

Wie die internationale Praxis bei der Szenarioerstellung und der Netzplanung zeigt, führt ein jährlicher Aktualisierungsturnus von Szenariorahmen und Netzplanung, wie er von den Übertragungsnetzbetreibern der EU-Mitgliedsstaaten in der Richtlinie 2009/72/EG Art. 22 Abs. 1 gefordert wird, zu einer hohen Ressourcenbelastung der involvierten Akteure. Nicht nur die jährliche Szenarioerstellung, sondern auch die Netzentwicklungsplanung selbst, haben aufgrund ihrer Komplexität einen hohen Zeitbedarf. Um eine gesellschaftlich legitimierte Datengrundlage zu schaffen, muss zudem allen Interessierten ausreichend Zeit zur Konsultation eingeräumt werden. Dies führt z.B. in Deutschland dazu, dass teilweise drei verschiedene Versionen der Netzentwicklungsplanung (aktuell die Versionen 2012, 2013 und in Vorbereitung 2014) parallel diskutiert werden, mit entsprechenden Problemen bei Bearbeitung, Verständnis und Transparenz des Prozesses. Aus diesen Gründen wird in Deutschland und anderen EU-Ländern ein 2-Jahres-Rhythmus angestrebt, vergleichbar dem Prozess der europaweiten Übertragungsnetzplanung innerhalb der ENTSO-E, für den nach Verordnung (EG) Nr. 714/2009 (10) ein Zweijahresrhythmus vorgegeben wird.

Da der Szenariorahmen die Grundlage für die Netzplanung bildet, ist dessen Erstellungszyklus an den der Netzplanung zu koppeln. Allerdings muss der Szenariorahmen nicht zwingend mit jeder neuen Netzplanung neu erstellt werden. Je nach Änderungsgrad der energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen (in der Schweiz und in Europa!) kann der Szenariorahmen nach Bedarf bereits nach 2 oder spätestens nach 4 Jahren neu erstellt werden. Im zweiten Fall kann nach 2 Jahren lediglich eine Aktualisierungsprüfung mit ggf. leichten Anpassungen konkreter Werte erfolgen. Wichtig ist hierbei, die Kriterien und die verantwortliche Stelle zu definieren, die diese Entscheidung – Aktualisierungsprüfung oder Neuerstellung – trifft. Um sich die Option dieser Aktualisierungsprüfung anstelle einer automatischen Neuerstellung offen zu halten, kann bei der Erstellung des Szenariorahmens bereits ein um zwei Jahre verlängerter Zeitraum betrachtet werden. Andernfalls muss mit der Aktualisierungsprüfung eine Fortschreibung des Szenariorahmens um 2 Jahre erfolgen.

Empfehlung

Der Szenariorahmen muss zumindest 10 Jahre in die Zukunft reichen. Um eine Einordnung in längerfristige Entwicklungen zu ermöglichen, sollte zumindest ein Szenario 20 Jahre in die Zukunft blicken. Je nach Änderungsgrad der energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen (in der Schweiz und in Europa!) sollte der Szenariorahmen nach Bedarf bereits nach 2 oder spätestens nach 4 Jahren neu erstellt werden. Bei der Festlegung des Zieljahres für den Szenariorahmen ist der Zeitbedarf für die Erstellung bis zur Genehmigung des Szenariorahmens und für den maximalen Aktualisierungsturnus zu berücksichtigen. Außerdem sollte der Erstellungszeitpunkt die zeitlichen Abfolgen des TYNDP berücksichtigen. Aktuell erfolgt hier die grundlegende Überarbeitung immer zu den geraden Jahren.

4.2.3 Einzubeziehende Netzebenen

Im folgenden Unterkapitel wird das Thema Netzebenen zunächst in Bezug auf die Daten im Szenariorahmen und anschließend auf die Erarbeitung der Mehrjahrespläne bezogen diskutiert.

Szenariorahmen

Ziel einer (strategischen) Netzplanung ist es, den Raum der wahrscheinlichen, nicht der möglichen, Entwicklungen (Szenariorahmen) zu erfassen und darauf aufbauend Netzentwicklungsbedarfe zu ermitteln, die diesen Entwicklungen gerecht werden. Die Erfassung der insgesamt wahrscheinlichen Entwicklungen setzt dabei den Einbezug aller Einflussfaktoren (z.B. Nachfrage, Ausbau erneuerbarer Energien) und aller Ebenen (z.B. regionale Ebene, nationale Ebene, europäische Ebene) voraus. Der Szenariorahmen entsteht also aus seiner Funktion heraus unter Einbezug aller Netzebenen und gilt dementsprechend auch für alle Netzebenen. Allerdings wird vor allem aus Übersichtsgründen (siehe Empfehlung am Ende des Kapitels 4.4.7 Regionalisierung) empfohlen, im Szenariorahmen national aggregierte Werte aufzuführen. Diese werden erst in einem nachgelagerten Schritt entsprechend der betrachteten Netzebenen regionalisiert.⁷⁶

Empfehlung

Zur Erstellung des Szenariorahmens werden die Informationen aller Netzebenen berücksichtigt (nicht nur Top-down-, sondern auch Bottom-up-Analysen). Es gibt daher einen Szenariorahmen, der für alle Netzebenen gilt. Im Szenariorahmen werden auf nationaler Ebene aggregierte Werte konsultiert. Die netzebenenbezogene Regionalisierung erfolgt in einem späteren Schritt als Teil der Modellierungsvorbereitung.

Mehrjahrespläne

Die Netzplanung unterliegt je betrachteter Netzebene unterschiedlicher Voraussetzungen und Anforderungen. So bestehen z.B. auf der Höchstspannungsebene (Netzebene 1 und 2) sehr lange Realisierungsdauern (Planung, Genehmigung, Umsetzung) für Netzausbauvorhaben. Allerdings lassen sich aufgrund des großen Gebietsbezugs auch die zukünftigen Netzanforderungen relativ gut voraussagen, da z.B. nicht der einzelne Verbraucher oder die einzelne PV-Anlage betrachtet wird, sondern die Summe der über die unteren Netzebenen an einen Netzknoten entnommenen bzw. eingespeisten

⁷⁶ Die zur Regionalisierung nötige Methodik sollten im Szenariorahmen aufgenommen, beschrieben und konsultiert werden. Siehe ebenfalls entsprechende Empfehlung am Ende des Kapitels 4.4.7 Regionalisierung.

Leistungen. In der Schweiz wird die Höchstspannungsebene z.B. stark durch den Austausch mit dem Ausland und den Ausbau bzw. Wegfall der auf Höchstspannungsebene angeschlossenen Kraftwerke und Pumpspeicherwerke beeinflusst. Die Planung der Netzebene 1 und 2 wird auch vom Prozess des TYNDP gefordert und ist der Kernbestand der Mehrjahrespläne.⁷⁷

Abbildung 10 zeigt eine vereinfachte Darstellung der Netzebenen in der Schweiz.

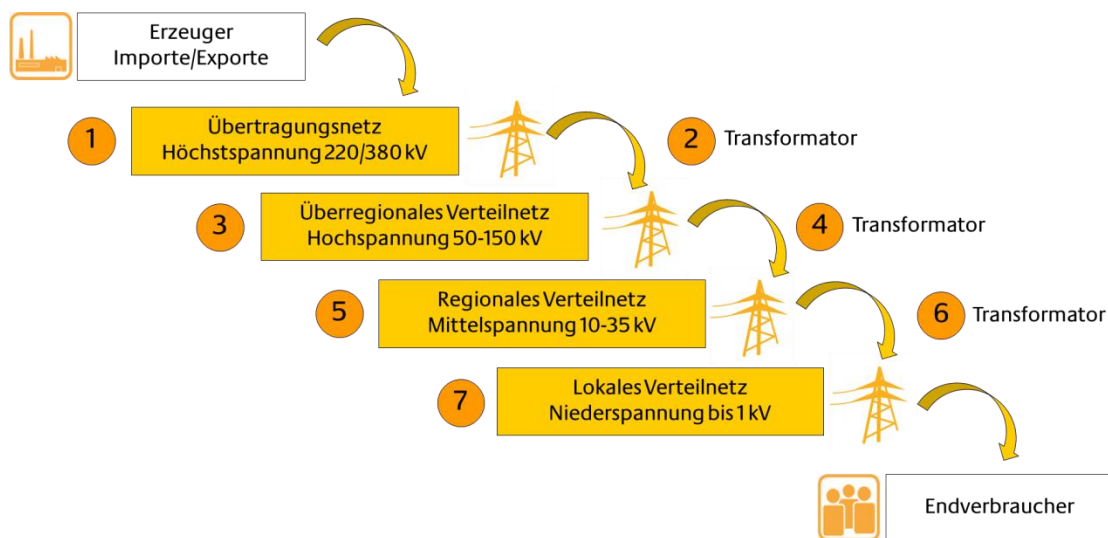


Abbildung 10: Netzebenen in der Schweiz⁷⁸

Die Hochspannungsebene (Netzebene 3) stellt das Bindeglied zwischen Höchstspannungsebene und den unteren Verteilnetzebenen (Netzebene 4-7) dar. In ihrer traditionellen Funktion verteilt sie den aus der Höchstspannungsebene entnommenen Strom innerhalb der Regionen. Kleinere Kraftwerke, z.B. dezentrale Blockheizkraftwerke, größere Windparks oder kleinere Wasserkraftwerke sind direkt an diese Netzebene angeschlossen. Allerdings übersteigt in der Schweiz die in der Netzebene 3-7 angeschlossene Erzeugung den Verbrauch nur in wenigen Ausnahmenregionen; z.B. in dünn besiedelten Regionen mit vielen Wasserkraftanlagen. Im Normalfall ist die maximale Last entscheidend für die Netzauslegung. Zusätzliche Erzeugung, z.B. durch erneuerbare Energien, vermindert damit zunächst die entnommene Last und wirkt eher netzentlastend. Der umgekehrte Fall tritt erst ein, wenn die regionale Erzeugung den regionalen Verbrauch so deutlich übersteigt, dass die vorhandenen Netzkapazitäten nicht mehr zum Abtransport der regional überschüssigen Einspeisung ausreichen.

In der internationalen Praxis (vgl. Kapitel 3) wird die Netzebene 3 teilweise in den Prozess integriert, teilweise optional einbezogen und teilweise nicht betrachtet. Swissgrid bezieht die Netzebene 3 in die Lastflussanalysen ein, um Interdependenzen zwischen Netzebenen 1 und 3 berücksichtigen zu können. Die Aufnahme der Netzebene 3 in den Netzplanungsprozess erscheint allgemein sinnvoll, wenn signifikante Rückspeisungen zu erwarten sind oder sie zumindest teilweise systematisch Aufgaben

⁷⁷ Bei der Modellierung der Netzebene 1 modelliert Swissgrid die Netzebene 3 für die Lastflussanalysen mit, um Interdependenzen zwischen den Netzebenen 1 und 3 berücksichtigen zu können.

⁷⁸ Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Basis SwissGrid

der Höchstspannungsebene übernimmt, bzw. hohe Interdependenzen mit der Netzebene 1 bestehen oder zukünftig bestehen könnten.

Gegen die Integration der kompletten Netzebene 3 in den Netzentwicklungsplan spricht der erhebliche Mehraufwand. Für die Schweiz empfiehlt sich für jedes Netzgebiet der Netzebene 3 eine Vorprüfung durchzuführen. Darin wird ermittelt, ob in den nächsten 10 Jahren ein systematischer Ausbaubedarf des jeweiligen Netzes oder Interdependenzen bestehen oder bestehen könnte (siehe obige Erläuterung). Trifft dies zu, empfiehlt sich die Aufnahme des jeweiligen Netzgebiets der Netzebene 3 in die Mehrjahrespläne, ansonsten nicht.

In den Netzebenen 4-7 ist eine langfristige (strategische) Planung kaum möglich. Die Umsetzung von Ausbaumaßnahmen wird auf diesen Netzebenen von konkreten Änderungen der Umgebung, wie z.B. die Errichtung einer neuen Fabrik oder eines Windparks getrieben. Diese Änderungen sind nicht systematisch planbar und daher nicht in einem strategischen Netzplanungsprozess abbildbar. Weiterhin ist eine komplette Modellierung der Netzebenen 4-7 aufgrund deren immenser Länge und Verzweigung kaum darstellbar. Statt der Aufnahme der Netzebenen 4-7 in die Modellierung wird empfohlen, die Verteilnetzbetreiber frühzeitig in die Netzplanung einzubinden, um deren Ausbaubedarf und die Wechselwirkungen mit den übergelagerten Netzebenen in die Netzplanung einbeziehen zu können. Dennoch gilt, wie oben dargelegt, der Szenariorahmen auch für diese Netzebenen. Kommt es also hier zu einer generellen Planung oder Prüfung einzelner Netzgebiete, gibt der Szenariorahmen wichtige Ansatzpunkte zu der bevorstehenden Ein- und Ausspeiseentwicklung. Dazu muss eine entsprechende netzebenenbezogene Regionalisierung des Szenariorahmens stattfinden (siehe Regionalisierung). Dies beinhaltet eine Prüfung, welche der im Szenariorahmen aufgeführten Parameter für die jeweilige Netzebene relevant sind (Netzausbautreiber der jeweiligen Netzebene). So haben z.B. auf Höchstspannungsebene angeschlossene Kraftwerke oder Verbraucher kaum Einfluss auf den Netzausbaubedarf der Netzebenen 4-7.



Empfehlung

Netzebene 1 und 2 sind der Kernbestand der Mehrjahrespläne. Für die einzelnen Netzgebiete der Netzebene 3 wird über eine Vorprüfung analysiert, ob (für die nächsten 10 Jahre) ein systematischer Ausbaubedarf oder starke Interdependenzen bestehen könnten. Ist dies der Fall, werden diese Netzgebiete in die Mehrjahrespläne aufgenommen, ansonsten nicht. Die Netzebenen 4-7 sind nicht expliziter Bestandteil der Mehrjahrespläne. Allerdings ist der Austausch mit diesen Netzbetreibern wichtig, um die Wechselwirkungen mit den darüber liegenden Netzebenen einbeziehen zu können.

4.2.4 Anzahl der Szenarien

Bei der Ausgestaltung des schweizerischen Szenariorahmens muss eine Vielzahl unterschiedlicher Einflussfaktoren berücksichtigt werden. Das Zusammenspiel aus der Entwicklung des europäischen Auslands, der Ausprägung der nationalen Energiepolitik und den kantonalen Zielen führt grundsätzlich zu einer großen Anzahl an Kombinationsmöglichkeiten. Die Herausforderung besteht darin, die wesentlichen Treiber der energiewirtschaftlichen Entwicklung zu identifizieren und zu konsistenten Szenarien zu verdichten. Dabei müssen sich die Szenarien einerseits ausreichend unterscheiden und alternative Entwicklungspfade aufzeigen. Andererseits muss die Komplexität beschränkt werden, um

die Handhabbarkeit und Nachvollziehbarkeit zu gewährleisten, auch in Hinblick auf eine spätere Konsultation der breiten Öffentlichkeit.



Empfehlung

Der Systematik des Szenariotrichters folgend sind mindestens zwei Szenarien notwendig, um die Spannbreite wahrscheinlicher Entwicklungen aufzuzeigen. Diese beiden (Rand-)Szenarien werden häufig um ein mittleres Szenario ergänzt. Um die Komplexität und den Aufwand sowohl bei der Szenarioerstellung als auch bei der anschließenden Netzmodellierung zu beschränken, werden drei Szenarien empfohlen, welche mit drei europäischen Szenarien kombiniert werden.⁷⁹

Dabei ist für diese Empfehlung (3 Szenarien) und die nachfolgende empfohlene Systematik zu deren Ausgestaltung folgendes Verständnis zentral: **Für jede Erstellung des Szenariorahmens muss erneut geprüft werden, welche Szenariozusammenstellung die zukünftige Entwicklungen aus aktueller Sicht geeignet darstellt.** Folgende Empfehlungen gelten damit insbesondere für den im Jahr 2013 zu erstellenden Szenariorahmen.

Datengrundlage der europäischen Szenarien. Aus Aufwands-, Konsistenz- und Akzeptanzgründen sollte für die europäischen Szenarien auf bestehende Studien bzw. Veröffentlichungen zurückgegriffen werden, die möglichst ganz Europa abdecken (je Szenario eine konsistente Datengrundlage für ganz Europa). Aus aktueller (2013) Sicht empfiehlt sich als Grundlage für die europäischen Szenarien der jeweils aktuelle Szenariorahmen SO&AF des europäischen Netzentwicklungsplans TYNDP, welcher von ENTSO-E erstellt wird.

Entscheidender Variationsparameter. In den Szenarien werden übergeordnete umwelt-, klima- und energiepolitische Ziele mit der nationalen und kantonalen wirtschaftlichen Entwicklung kombiniert. Die Variation sollte sich dabei primär anhand der Ausbauziele der erneuerbaren Energien als entscheidende Unterscheidungsgröße der einzelnen Szenarien und zentralen Treiber des Netzausbaus erfolgen.

Szenarienkombination. Es wird empfohlen, drei nationale Szenarien mit drei europäischen Szenarien entsprechender deren Ausprägungen von erneuerbaren Energien zu kombinieren. Denkbar sind auch alternative Kombinationen, wie z. B. ein ambitionierter Ausbau der erneuerbaren Energien in der Schweiz und ein nur moderater EU-weiter Ausbau. Wie bereits angemerkt, gilt es jedoch, die Komplexität zu begrenzen und möglichst extreme, aber dennoch wahrscheinliche Ausprägungen im Szenariorahmen abzubilden. Deshalb wird folgende Ausgestaltung für den Szenariorahmen der Schweiz vorgeschlagen:

- Szenario „A“ (moderater Ausbau): Sowohl auf nationaler wie auch auf europäischer Ebene erfolgt ein moderater Ausbau der erneuerbaren Energien. Tatsächliche Erzeugungslücken in der Schweiz werden durch den Zubau von Erdgaskraftwerken oder Importe gedeckt. Die Entwicklung der europäischen Länder wird auf Basis des konservativen Szenarien A des SO&AF abgebildet. Der nationale Kraftwerkspark und die Nachfrage werden ausgehend von der aktuellen Situation in die Zukunft extrapoliert (Bottom-up-Ansatz).

⁷⁹ Swissgrid kalkuliert bei der Netzplanung aktuell mit 4 Szenarien: „Stagnation“, „Anbindung Nordafrike“, „nationale Energiewende“ und „grünes Europa“.

- Szenario „B“ (Energiestrategie 2050): Das Szenario bildet das Maßnahmenpaket des schweizerischen Bundesrates im Rahmen der „Energiestrategie 2050“ ab. Der europäische Rahmen wird durch das Szenario „Best Estimate“ des SO&AF beschrieben, das auf den Einschätzungen der Übertragungsnetzbetreiber des ENTSO-E Netzverbundes basiert (Bottom-up-Ansatz).
- Szenario „C“ (Green): Das Szenario unterstellt europaweit einen ambitionierten Ausbau der erneuerbaren Energien. Klima- und umweltpolitische Zielsetzungen werden erreicht (Top-down-Ansatz). Die energiewirtschaftliche Ziele der Schweiz werden mindestens erfüllt und zielen insbesondere auf einen Ausbau der erneuerbaren Energien ab. Das nationale Szenario wird mit dem Szenario „EU 2020“⁸⁰ des SO&AF kombiniert.

Um die Auswirkungen der Variation einzelner Parameter zu untersuchen, werden bei Studien oft Sensitivitätsbetrachtungen durchgeführt. Hierfür werden nur einzelne Parameter variiert und oft auch nur ausgesuchte Zeitpunkte untersucht. Bei netztechnischen Untersuchungen ist der Aufwand von Sensitivitätsbetrachtungen sehr hoch. In den meisten Fällen müssen selbst bei Variation nur eines Parameters alle Rechenschritte erneut durchgeführt werden. Auch die Einschränkung des Untersuchungszeitraums auf wenige ausgesuchte Zeitpunkte ist oft nicht möglich. Um den Erarbeitungsaufwand und die Ergebniskomplexität nicht zu stark zu erhöhen, empfiehlt es sich daher im Allgemeinen im Szenariorahmen und den Mehrjahresplänen auf Sensitivitäten zu verzichten. Stattdessen können die Auswirkungen einzelner Entwicklungen in eigenen von den Mehrjahresplänen unabhängigen Studien untersucht werden. Die Ergebnisse dieser Studien können dann ggf. bei der Erstellung der nächsten Mehrjahrespläne einbezogen werden. Zu den Themen Robustheit und Auswahl der Ergebnisse siehe Kapitel 6.4.

Tabelle 12: Szenariorahmen der Schweiz

| Szenario | Ansatz | Bezeichnung | Nationale Entwicklung | Europäische Entwicklung |
|--------------|-----------|---------------------|---|--------------------------------------|
| Szenario „A“ | Bottom-up | moderater Ausbau EE | Vorwiegend Zubau von Erdgaskraftwerken oder Importe | Szenario A „Conservative“ des SO&AF |
| Szenario „B“ | Bottom-up | Mittlerer Ausbau EE | <ul style="list-style-type: none"> ■ Maßnahmenpaket des schweizerischen Bundesrates im Rahmen der „Energiestrategie 2050“ ■ Szenario „Politische Maßnahmen“ der Studie „Energieperspektiver für die Schweiz bis 2050“ der Prognos AG. | Szenario B „Best Estimate“ des SO&AF |
| Szenario „C“ | Top-down | Grünes Szenario | <ul style="list-style-type: none"> ■ energiewirtschaftliche Ziele der Schweiz werden mindestens erfüllt ■ Fokus Ausbau der erneuerbaren Energien | Szenario „EU 2020“ des SO&AF |

⁸⁰ Das EU 2020-Szenario ergibt sich aus den nationalen Ausbauplänen für die erneuerbaren Energien (National Renewable Energy Action Plans) unter Erreichung der energiepolitischen Ziele der EU bis 2020.

4.3 Studien im Überblick

Sowohl auf nationaler als auch auf europäischer und internationaler Ebene existiert eine Vielzahl an Untersuchungen, die zur Entwicklung der Szenarien und des Szenariorahmens herangezogen werden können. Im Allgemeinen liefern Studien nicht alle für die Szenarioerstellung bzw. die Markt- und Netzmodellierung notwendigen Parameter, wie in Kapitel 4.4.1 näher erläutert wird. Sie liefern aber zentrale Kenngrößen, die verbleibenden Werte müssen zusätzlich erarbeitet werden. Die wichtigsten Studien sollen folgend kurz dargestellt werden.

4.3.1 Ten-Year Network Development Plan

Der TYNDP umfasst drei Pakete: den gesamteuropäischen Netzentwicklungsplan (TYNDP), sechs regionale Investitionspläne, welche die spezifischen Anforderungen der jeweiligen Region berücksichtigen und den SO&AF als gesamteuropäischen Szenariorahmen. Die Schweiz, Deutschland, Frankreich, Italien, Österreich und Slowenien werden in der Region „Continental Central South“ zusammengefasst. Die energiewirtschaftliche Entwicklung der CCS-Region wird mit zwei Szenarien abgebildet:

- Szenario „EU 2020“ (Top-down-Betrachtung): Die sogenannten 20-20-20-Ziele werden erreicht. Energieeffizienzmaßnahmen führen zu einer Reduktion des jährlichen Verbrauchs in allen Ländern. Die Brennstoffpreise basieren auf dem Referenzszenario des IEA World Energy Outlook 2010. Darüberhinaus wird ein Anstieg der CO₂-Preise angenommen. Die erneuerbaren Energien werden entsprechend der nationalen Aktionspläne (NREAP) ausgebaut.
- Szenario B „Best Estimate“ (Bottom-up-Betrachtung): Das Szenario basiert auf Angaben der nationalen Netzbetreiber und ist unabhängig von der Erreichung der europäischen 20-20-20-Ziele. Es wird ein Nachfrageanstieg in der ganzen Region unterstellt. Die CO₂-Preise basieren auf dem Referenzszenario des IEA World Energy Outlook 2010 und liegen unter dem Preisniveau im EU 2020-Szenario. Darüberhinaus wurde in einer Sensitivität der Kernenergieausstieg in Deutschland berücksichtigt. Datenbasis der Szenarien sind Angaben der nationalen Übertragungsnetzbetreiber.

Die Szenarien „EU 2020“ und „Best Estimate“ finden ihre Entsprechung im SO&AF. Der gesamteuropäische Szenariorahmen umfasst zudem ein konservatives Szenario A („Conservative“), das jedoch im Rahmen der Netzentwicklungsplanung keine weitere Berücksichtigung findet.

- Szenario A „Conservative“ (Bottom-up-Betrachtung): Szenario A berücksichtigt bei der Entwicklung des europäischen Kraftwerkparks ausschließlich Projekte, die sich bereits in Bau befinden oder als sichere bzw. unumgängliche Investitionen deklariert werden können. Ziel ist es, im Vergleich zu Szenario „Best Estimate“ bereits getätigte Investitionen in den Ausbau der Erzeugungskapazitäten aufzuzeigen und im Vergleich zu Szenario „EU 2020“ den notwendigen Investitionsbedarf zur Erreichung der 20-20-20-Ziele zu analysieren. Die Stromnachfrage basiert auf Angaben der nationalen Übertragungsnetzbetreiber. Der Ausbau der erneuerbaren Energien liegt unterhalb der Ausbaurate im Szenario „Best Estimate“.

Auf Basis der Szenarien wird die Entwicklung der Erzeugungskapazitäten und der Nachfrage in allen Mitgliedsstaaten der ENTSO-E ermittelt. Der SO&AF beschreibt somit die energiewirtschaftliche Entwicklung der Nachbarstaaten der Schweiz und kann als Grundlage für eine Marktsimulation des eu-

ropäischen Verbundsystems bzw. der Modellierung der Austauschbeziehungen mit den Nachbarländern herangezogen werden.

4.3.2 Energieperspektiven der Schweiz

Wie bereits angesprochen, wurde auf Übertragungsnetzebene als wesentlicher Treiber des Netzausbau bedarfs in der Schweiz die energiewirtschaftliche Entwicklung innerhalb der EU identifiziert. Die schweizerischen Stromnetze werden aber auch durch innerschweizerische Faktoren, wie den durch den Bundesrat beschlossenen schrittweisen Kernenergieausstieg oder die Lokalisierung neuer Kraftwerke und Pumpspeicher beeinflusst. Zur Deckung der entstehenden Erzeugungslücke sind verschiedene Optionen denkbar, die in dem Szenariorahmen abgebildet werden müssen. Diese sind der Zubau von Erdgaskombikraftwerken und / oder erneuerbarer Energien oder die Deckung über den zusätzlichen Import von Strommenge aus dem europäischen System. Insbesondere in den Winterhalbjahren ist die Schweiz bereits heute auf Importe angewiesen. Eine weitere Herausforderung besteht in dem Erneuerungsbedarf der schweizerischen Übertragungsleitungen, die zum Großteil vor mehr als 40 Jahren errichtet worden sind.

Zur langfristigen Gewährleistung der Versorgungssicherheit hat der Bundesrat der Schweiz ein Maßnahmenpaket definiert, die „Energiestrategie 2050“. Im Fokus der Energiestrategie stehen die Steigerung der Energieeffizienz, der Ausbau der Wasserkraft und der erneuerbaren Energien sowie ggf. zusätzliche fossile Erzeugungskapazitäten und Importe. Wie mögliche Stromlücken geschlossen werden können, ist nicht abschließend definiert. Das BFE hat in diesem Zusammenhang bereits die Prognos AG mit einer Analyse der Entwicklung der Energienachfrage und des Elektrizitätsangebots in der Schweiz bis zum Jahr 2050 beauftragt, auf deren Grundlage ein schweizerischer Szenariorahmen weiterentwickelt werden kann.

4.3.3 Energieperspektiven für die Schweiz bis 2050 (Prognos AG 2012)

Aufbauend auf der Studie „Energieperspektiven 2035“ aus dem Jahr 2007 wurden in der aktuellen Studie der Prognos AG die sozioökonomischen Rahmenbedingungen und die technischen Voraussetzungen aktualisiert sowie neue energiepolitische Vorgaben berücksichtigt. Vor diesem Hintergrund wurden drei Szenarien erarbeitet, welche mögliche zukünftige Entwicklungspfade in der Schweiz abbilden.

Szenarien

Bei der Methodenwahl wurden sowohl explorative als auch normative Ansätze berücksichtigt. Im Szenario „Weiter wie bisher“ (WWB) werden die heute in Kraft befindlichen politischen Instrumente weitergeführt. Das Szenario ist als Referenz-Szenario definiert. Das Szenario „Politische Maßnahmen“ (POM) bildet die Weiterentwicklung von 50 Einzelmaßnahmen, die vom Bundesrat vorgeschlagen wurden, ab. Bei beiden Szenarien wird somit ausgehend von der Gegenwart ein mögliches Zukunftsbild entwickelt. Das Szenario „Neue Energiepolitik“ (NEP) stellt dagegen einen Entwicklungspfad dar, der die Erreichung eines vorgegebenen CO₂-Reduktionsziels ermöglicht.

Elektrizitätsnachfrage

Zentrale Größe für die Modellierung des Kraftwerkparcs ist in jedem Szenario die Entwicklung der Energienachfrage, die durch die Erzeugungskapazitäten gedeckt werden muss. Im Rahmen der Studie wurden sowohl die gesamte Endenergienachfrage als auch der Strombedarf analysiert. Die Modellierung der Energienachfrage erfolgt über einen Bottom-up-Ansatz. Dabei erfolgt zunächst eine Unterteilung der Nachfrage nach den Verbrauchssektoren private Haushalte, Dienstleistungen und Landwirtschaft, Industrie sowie Verkehr. Innerhalb der Nachfragesektoren wird des Weiteren nach dem Verwendungszweck (z.B. Raumwärme, Warmwasser, Kochen, Beleuchtung etc. bei privaten Haushalten), dem Energieträger und der Branche differenziert. Ausgehend von der untersten Aggregationsebene wird die Nachfrage je Verbrauchssektor weiterentwickelt.

Datengrundlage für die Weiterentwicklung der einzelnen Nachfragesektoren ist eine Vielzahl an Studien und Statistiken unterschiedlicher Behörden und Institutionen. Auch zur Identifikation der Startwerte wurden unterschiedliche Erhebungen und Brancheninformationen herangezogen.

Elektrizitätsangebot

Die Entwicklung der schweizerischen Erzeugungskapazitäten wird je Szenario in drei Angebotsvarianten unter Berücksichtigung des schrittweisen Kernenergieausstiegs analysiert. Zusätzlich wird im Rahmen eines Exkurses eine vierte Variante angeboten:

- Variante C: Die „Stromlücke“ wird nur mit zentralen Erdgas-Kombikraftwerken gedeckt. Erneuerbare Energien werden im Rahmen des heutigen Förderregimes zugebaut. Die vollständige Deckung von Arbeit und Leistung erfolgt durch inländische Erzeugung.
- Variante E: Die „Stromlücke“ wird vor allem durch den Ausbau erneuerbarer Energien geschlossen. Es erfolgt kein Ausbau fossiler Kapazitäten. Dies erfordert Importe zur Deckung der Restbedarfsmengen. Da mit dem derzeitigen Förderregime nicht genügend EE-Potenziale ausschöpfbar sind, ist eine Veränderung der politischen Rahmenbedingungen notwendig.
- Variante C&E: Die Variante C&E stellt eine Kombination aus den Angebotsvariante C und E dar. Es wird ein ambitionierter EE-Ausbaupfade verfolgt. Die Restmengen werden durch inländische Erdgas-Kombikraftwerke gedeckt.
- Variante C&D&E: Neben einen ambitionierten Ausbau der erneuerbaren Energien werden die Restmengen durch einen Mix aus Importen und dezentralen Wärme-Kraft-Kopplung (WKK)-Anlagen gedeckt. Dies erfordert eine deutliche Änderung der Rahmenbedingungen von WKK-Anlagen. Die Variante wird in einem Exkurs dargestellt.

Wie auch die Nachfrageentwicklung erfolgt die Berechnung der Erzeugungskapazitäten über ein Bottom-up-Modell mit einer stundenscharfen Simulation der Lastflüsse und Ein- und Ausspeicherungen. Der notwendige Zubau wird dabei nach Technologien und Importen untergliedert. Datengrundlage für die Abbildung des Status-quo des schweizerischen Kraftwerkparcs sind Statistiken des BFE und der Dr. Eichner+Pauli AG.

Einen Überblick über die einzelnen Szenarien und den zugrundeliegenden Annahmen gibt Tabelle 13.

Tabelle 13: Szenarien aus „Energieperspektiven für die Schweiz bis 2050“

| | „Weiter wie bisher“ (WWB) | „Neue Energiepolitik“ (NEP) | „Politische Maßnahmen“ (POM) |
|--|---|---|---|
| Fokus | Weiterführung der heute in Kraft befindlichen politischen Instrumente (Referenz-Szenario) | Zielszenario des Bundesrates | Abbildung des dem Bundesrat vorgeschlagenen Maßnahmenpaketes von 50 Einzelmaßnahmen |
| Logik | explorativ (Massnahmenszenario) | normativ (Zielszenario) | explorativ (Massnahmenszenario) |
| Ziele | - | CO ₂ -Emissionen bis 2020 um 20 % ggü. 2000 senken und bis 2050 auf 1 bis 1,5tCO ₂ /Einwohner | - |
| Endenergienachfrage (gesamt) | leicht sinkend (Fortsetzung Trend) | sinkend (Trend ausgeprägte als in POM) | sinkend (Trend ausgeprägte als in WWB) |
| Stromnachfrage | kontinuierlicher Anstieg | langfristiger Rückgang | kurzfristiger Rückgang, langfristig leichter Anstieg |
| Angebotsvarianten (Kraftwerkpark) | C - C&E | C E C&E | C E C&E |
| Energiepreise | IAE World Energy Outlook 2010, Szenario „new energy policy“ | IAE World Energy Outlook 2010, Szenario „450 ppm“ | IAE World Energy Outlook 2010, Szenario „new energy policy“ |

Weiterentwicklung der Studie

Die Studie „Energieperspektiven für die Schweiz bis 2050“ stellt einen sehr detaillierten Szenariorahmen dar, der unterschiedliche sozioökonomische und technische Entwicklungen berücksichtigt. Die Angebotsentwicklung zeigt dabei in allen Szenarien und Angebotsvarianten einen ähnlichen Trend auf. Eine stärkere Differenzierung der Szenarien an dieser Stelle könnte zu einem zusätzlichen Erkenntnisgewinn führen. Wie ein Vergleich der Ergebnisse der einzelnen Szenarien in Tabelle 14 zeigt, sind die EE-Ausbauziele in allen Szenarien identisch. Der abgebildete Szenariorahmen greift somit zu kurz.

Tabelle 14: Szenariovergleich der Energieperspektiven 2050⁸¹

| Szenario "Weiter wie bisher" - WWB | | | | | | | | | | | | | Szenario "Politische Massnahmen" - POM | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|--|---------------|----|---|--------------------|----|---|---------|---------------|---|-----------|--------------------|---|--|----|---|----|--------|---|----|------|---|----|---------|---|---|-----------|---|---|-----------|--|--|
| Nachfrageentwicklung | | | | | | | | | | | | | Nachfrageentwicklung | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 2010 | Nachfrage: 68 | | | max. Last: 10,2 GW | | | 2010 | Nachfrage: 68 | | | max. Last: 10,2 GW | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 2020 | Nachfrage: 77 | | | max. Last: 10,6 GW | | | 2020 | Nachfrage: 74 | | | max. Last: 10,1 GW | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 2030 | Nachfrage: 79 | | | max. Last: 10,9 GW | | | 2030 | Nachfrage: 72 | | | max. Last: 10,0 GW | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Angebotsvarianten | | | | | | | | | | | | | Angebotsvarianten | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | Wasser | | | Kern | | | Fossile | | | Erneuerb. | | | I/E-Saldo | | | | Wasser | | | Kern | | | Fossile | | | Erneuerb. | | | I/E-Saldo | | |
| | C | CE | E | C | CE | E | C | CE | E | C | CE | E | C | CE | E | C | CE | E | C | CE | E | C | CE | E | C | CE | E | | | | |
| 2010 | 35 | | | 25 | | | 2 | | | 1 | | | 2 | | | 35 | | | 25 | | | 2 | | | 1 | | | 2 | | | |
| 2020 | 41 | 42 | | 22 | | | 6 | 4 | | 2 | 4 | | 3 | 2 | | 41 | 42 | | 22 | | | 4 | 3 | | 2 | 4 | 2 | 1 | | | |
| 2030 | 42 | 43 | | 9 | | | 15 | 11 | | 4 | 8 | | 6 | 5 | | 42 | 43 | | 9 | | | 10 | 8 | 4 | 4 | 8 | 5 | 3 | 7 | | |
| Szenario "Neue Energiepolitik" - NEP | | | | | | | | | | | | | Szenario "Neue Energiepolitik" - NEP | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Nachfrageentwicklung | | | | | | | | | | | | | Nachfrageentwicklung | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 2010 | Nachfrage: 68 | | | max. Last: 10,2 GW | | | 2010 | Nachfrage: 68 | | | max. Last: 10,2 GW | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 2020 | Nachfrage: 74 | | | max. Last: 10,1 GW | | | 2020 | Nachfrage: 74 | | | max. Last: 10,1 GW | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 2030 | Nachfrage: 71 | | | max. Last: 9,7 GW | | | 2030 | Nachfrage: 71 | | | max. Last: 9,7 GW | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Angebotsvarianten | | | | | | | | | | | | | Angebotsvarianten | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | Wasser | | | Kern | | | Fossile | | | Erneuerb. | | | I/E-Saldo | | | | Wasser | | | Kern | | | Fossile | | | Erneuerb. | | | I/E-Saldo | | |
| | C | CE | E | C | CE | E | C | CE | E | C | CE | E | C | CE | E | C | CE | E | C | CE | E | C | CE | E | C | CE | E | | | | |
| 2010 | 35 | | | 25 | | | 2 | | | 1 | | | 2 | | | 35 | | | 25 | | | 2 | | | 1 | | | 2 | | | |
| 2020 | 41 | 42 | | 22 | | | 4 | 3 | 3 | 2 | 4 | | 2 | 1 | 1 | 41 | 42 | | 22 | | | 4 | 3 | 3 | 2 | 4 | 2 | 1 | 1 | | |
| 2030 | 42 | 43 | | 9 | | | 9 | 7 | 4 | 4 | 8 | | 4 | 2 | 5 | 42 | 43 | | 9 | | | 9 | 7 | 4 | 4 | 8 | 4 | 2 | 5 | | |
| Erläuterungen: | | | | | | | | | | | | | Erläuterungen: | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Einheiten: TWh/a (Verbrauch/Erzeugung), GW (Last) | | | | | | | | | | | | | Einheiten: TWh/a (Verbrauch/Erzeugung), GW (Last) | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| I/E-Saldo: Saldo aus Import und Export, positiver Wert entspricht Importbedarf | | | | | | | | | | | | | I/E-Saldo: Saldo aus Import und Export, positiver Wert entspricht Importbedarf | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Szenario-/Variantenvergleich: | | | | | | | | | | | | | Szenario-/Variantenvergleich: | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Unterschiede | | | | | | | | | | | | | Gemeinsamkeiten | | | | | | | | | | | | | | | | | | |

Das Szenario „Politische Massnahmen“ berücksichtigt alle vom Bundesrat vorgeschlagenen Massnahmen und kann somit als „Konsens-Szenario“ bezeichnet werden, das die energiepolitische Weiterentwicklung der Schweiz abbildet. Vor diesem Hintergrund kann das POM auch als Basisszenario dienen, das den mittleren Entwicklungspfad abbildet. Um das Basisszenario werden vor dem Hintergrund des schrittweisen Kernenergieausstiegs mögliche alternative Ausprägungen hinsichtlich der Entwicklung des schweizerischen Kraftwerkparcs und des EE-Ausbaus entwickelt.

Die Bottom-up-Modellierung und der gewählte Detaillierungsgrad der Verbrauchssektoren führen insgesamt zu einer sehr komplexen Datenstruktur. Dadurch wird die Weiterentwicklung der Nachfrage zwar sehr genau beschrieben, jedoch muss darauf geachtet werden, dass die Analyse einer zu großen Anzahl an Einflussfaktoren nicht die Handhabbarkeit und Nachvollziehbarkeit der Modelle einschränkt. Auch ist der Aufwand, der mit der Erstellung und Aktualisierung einhergeht, zu berücksichtigen. Die Komplexität wird zusätzlich durch drei Angebotsvarianten je Szenario erhöht.

Für eine netzknotenscharfe Zuordnung des Verbrauchs und der Jahreshöchstlast stellt die Ermittlung des Verbrauchs der einzelnen Sektoren eine fundierte Grundlage dar.

Import- und Exportmengen werden in der Prognos-Studie nur auf der Basis von vertraglich fixierten Bezugsrechten und Lieferverpflichtungen berücksichtigt.

⁸¹(Prognos AG, 2012), Darstellung: dena

4.3.4 Weitere Studien

Neben diesen Studien können auch weitere Studien für die Szenarioerstellung der Schweiz von Interesse sein, die in Tabelle 15 aufgelistet werden.

Tabelle 15: Studienüberblick energiewirtschaftliche Entwicklung der Schweiz

| Titel | Autor (Jahr) | Inhalt |
|---|---|---|
| Energiestrategie 2050 | BFE (2012) | Zur Umsetzung der „Energiestrategie 2050“ infolge des schrittweisen Ausstiegs aus der Kernenergie hat der Bundesrat ein umfassendes Maßnahmenpaket verabschiedet. Im Rahmen der Energiestrategie 2050 wurden durch das BFE verschiedene Studien in Auftrag gegeben, wie z.B. die Energieperspektiven 2050 oder eine Analyse der Nachfragenentwicklung durch Consentec. |
| Energieperspektiven für die Schweiz bis 2050 | Prognos AG (2012) | Die Studie wurde im Auftrag des BFE im Rahmen der „Energiestrategie 2050“ erarbeitet und stellt eine Aktualisierung der „Energieperspektiven 2035“ aus dem Jahr 2007 dar. Anhand von drei Szenarien wird die energiewirtschaftlichen Entwicklung der Schweiz bis 2050 analysiert. |
| Wege in die neue Stromzukunft | VSE (2012) | In drei Szenarien wird die energiewirtschaftlichen Entwicklung der Schweiz bis 2050 analysiert. Die Ausarbeitung erfolgte in Team aus etwa 50 Branchenvertretern. Die Studie fokussiert auf die Entwicklung der Nachfrage nach Elektrizität sowie auf den Ausbau der Stromproduktion aus erneuerbaren Energieträgern. |
| Energiezukunft Schweiz | ETH Zürich (2011) | Zentrale Leitlinie der Studie ist das Ziel der sogenannten „Ein-Tonnen-CO ₂ -Gesellschaft“. Dieses sieht spätestens im Jahr 2100 einen jährlichen pro Kopf Verbrauch von einer Tonne CO ₂ vor. Im Rahmen der Studie erfolgt eine Einschätzung der Optionen und Auswirkungen einer zielgerichteten langfristigen Energie- und Klimapolitik bis 2050 unter Verzicht auf den Ersatz heutiger Kernkraftwerke. |
| Zukunft Stromversorgung Schweiz | Akademie der Wissenschaften Schweiz (2012) | In der Studie werden mögliche mittel- und längerfristige Entwicklungen bis 2050 hin zu einem nachhaltigen Energiesystem anhand aktueller Forschungserkenntnisse dargestellt. |

Auch im europäischen und internationalen Kontext kann bei der Szenarioerstellung auf eine Vielzahl an unterschiedlichen Studien zurückgegriffen werden. Einen Überblick gibt Tabelle 16.

Tabelle 16: Studienüberblick europäischer und internationaler energiewirtschaftlichen Entwicklungen

| Titel | Autor (Jahr) | Inhalt |
|---|---------------------------------------|--|
| World Energy Outlook 2011 | IEA (2011) | Die Studie analysiert in drei Szenarien u.a. die weltweite Entwicklung der CO ₂ - und Brennstoffpreise bis 2035. Der World Energy Outlook dient vielen Ländern als Datengrundlage für Preisentwicklungen. |
| EU Energy Roadmap 2050 (Energiefahrplan 2050) | Europäische Kommission (2011) | Im Energiefahrplan 2050 untersucht die Kommission die mit dem EU-Dekarbonisierungsziel verbundenen Herausforderungen, unter Berücksichtigung der Gewährleistung der Energieversorgungssicherheit und der Wettbewerbsfähigkeit. |
| Power Choices | Eurelectric (2011) | Die Studie beschreibt in zwei alternativen Szenarien die energiewirtschaftlichen Entwicklungen in Europa bis 2050. Das Baseline-Szenario beschreibt die Fortführung der aktuellen Maßnahmen zur Erreichung des EU-Dekarbonisierungsziel, während das PowerChoices-Szenario darüberhinaus ein CO ₂ -Reduktionsziel von 75 % gegen das Niveau von 1990 unterstellt. |
| Roadmap 2050 | European Climate Foundation (2010) | Die „Roadmap 2050“ untersucht notwendige Entwicklungspfade zur Erreichung des EU-Dekarbonisierungsziel. Inhalt der Studie ist u.a. eine Untersuchung der Auswirkungen auf die Kapazitäten der Übertragungsnetze. |
| Power Perspectives 2030 | European Climate Foundation (2012) | Die Studie basiert auf der „Roadmap 2050“ und beschreibt einen alternativen Pfad zur Erreichung des EU-Dekarbonisierungsziels bis 2030. |
| Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) 2012 | ENTSO-E (2012) | Die Studie basiert auf den Netzentwicklungsplänen der Netzbetreiber und stellt eine Übersicht über die europäische Stromnetzplanung dar. |

4.4 Kenngrößen des Szenariorahmens

Für die Szenarioerstellung und für die spätere Markt- und Netzmodellierung sind viele Daten zu ermitteln und Vorgaben zu machen. Im Folgenden Kapitel werden die Parameter sowie die zusätzlichen Vorgaben der Modellierung beschrieben und diskutiert. Einleitend wird im folgenden Unterkapitel die Unterscheidung zwischen im Szenariorahmen enthaltenen und weiteren, für die Netzplanung nötigen, Daten, Annahmen und Vorgaben eingeführt und erläutert.

4.4.1 Identifikation der relevanten Kenngrößen – im Szenariorahmen enthaltene und darüber hinaus benötigte Daten, Annahmen und Vorgaben

Im Szenariorahmen sind die wichtigsten Parameter aufzunehmen, die die Lastflüsse und die spätere Netzmodellierung entscheidend beeinflussen. Als Mindestanforderung ist daher die zeitliche Entwicklung der folgenden Parameter zu erfassen:

- installierte Leistung aller Kraftwerke: konventionelle Kraftwerke, Kraft-Wärme-Kopplungskraftwerke, Pumpspeicherkraftwerke, Wasserkraftwerke, erneuerbare Energien
- Stromverbrauch: Jahresstromverbrauch und Jahreshöchstlast
- CO₂- und Brennstoffpreisentwicklung sowie Kapazitäten der Grenzkuppelstellen

Diese Parameter bilden den Kern des energiewirtschaftlichen Szenariorahmens. Zu deren Herleitung und Begründung werden normalerweise eine Vielzahl anderer Parameter wie z.B. Bevölkerungsentwicklung, Wirtschaftswachstum oder Förderkosten und Volumina von Rohstoffen untersucht. Diese Parameter sind nicht obligatorischer Teil der Parameter des Szenariorahmens, können jedoch zur Herleitung und Begründung aufgeführt werden.

Neben diesen herleitenden und begründenden Parametern gibt es aber eine Vielzahl weiterer Parameter, Annahmen und Vorgaben, die für die unterschiedlichen Modelle bzw. deren Auswertungen vorgegeben werden müssen und die die Ergebnisse damit direkt beeinflussen. Beispiele sind:

- technische Parameter: technische Lebensdauern, Mindeststillstandzeiten, Leistungsgradienten, Wirkungsgrade und CO₂-Ausstoß von Kraftwerken, Netzverluste, Möglichkeit gewisser temporärer Netzüberlastungen, Einsatz neuer Technologien, wie z.B. Power to Gas, HGÜ oder Erdkabel
- wirtschaftliche Parameter: Wechselkurse, Betriebs- und Wartungskosten von Kraftwerken, bei integrierter Kraftwerksparkmodellierung auch Investitionskosten oder Zinssätze, Spezifizierungen der Brennstoffpreisszenarien wie Grenzübergangspreise der einzelnen Länder oder Transportkostenunterschiede innerhalb der betrachteten Länder
- gesetzliche und politische Parameter sowie weitere Vorgaben und Randbedingungen: Strommarktdesign, Fördersätze, gesetzliche Vorschriften und Auflagen, Genehmigungsverfahren, Vorgaben zur Lastdeckung (häufige Modellvorgabe: Die Last muss immer gedeckt werden.) und zur Abnahme erneuerbarer Energien (Vorrangregelung etc.)



Empfehlung

Die Diskussion vieler Parameter liegt außerhalb des Rahmens einer Netzentwicklung, wie beispielsweise Diskussionen zum Strommarktdesign. Andere Parameter sind weniger zu diskutierende Größen

als technische Charakteristika und deren Entwicklung. Aus diesem Grund und, um den Umfang des Szenariorahmens konsultierbar zu halten, empfiehlt es sich, diese Werte nicht in den zu konsultierenden Szenariorahmen zu integrieren. Stattdessen müssen diese Daten von den Netzbetreibern als weitere Vorgaben für die Modellierung definiert werden und als solche in den Mehrjahresplänen transparent aufgeführt werden. Zu den Inhalten der Mehrjahrespläne siehe auch Kapitel 6.

Nachdem in den vorigen Abschnitten die wichtigsten Kenngrößen des Szenariorahmens identifiziert wurden, soll nun für diese Parameter erläutert werden, wie sie innerhalb des Szenariorahmens einzuordnen sind, welche Bedeutung sie für die Netzplanung haben und wie sie im Szenariorahmen ausgewiesen werden sollen.

Tabelle 17 fasst die Parameter zusammen, die zur Szenarioerstellung die Schweiz notwendig sind.

Tabelle 17: Relevante Kenngrößen des Szenariorahmens

| Kenngröße | Parameter | Einheit |
|--|---|---------|
| Konventionell-thermische Kraftwerke | Installierte Leistung je Erzeugungstechnologie | MW |
| (Pump-)Speicherkraftwerke | Installierte Leistung je Erzeugungstechnologie | MW |
| Kernkraftwerke | Installierte Leistung | MW |
| Erneuerbare Energien | Installierte Leistung je Erzeugungstechnologie | MW |
| Stromverbrauch | Jahrestromverbrauch | TWh |
| | Jahreshöchstlast | MW |
| Grenzkuppelstellen | Übertragungskapazität je Anrainerstaat | MW |
| Preise | CO ₂ -Preise | CHF/t |
| | Brennstoffpreise | CHF/t |
| Europäisches Marktumfeld | Beschreibung methodisches Vorgehen und Quellen der Szenariodaten (keine Aufnahme der einzelnen Daten) | |
| Regionalisierung | Beschreibung methodisches Vorgehen, d.h. Regionalisierungsmethode je Parameter aber nicht die regionalisierten Angaben selbst | |

Ein Auszug der von SwissGrid zur Netzplanung erfassten Parameter findet sich im Anhang in Tabelle 21.

4.4.2 Konventionelle Erzeugung und Pumpspeicherkraftwerke

Konventionelle Kraftwerke und Pumpspeicher sind, neben den erneuerbaren Energien, Quellen elektrischer Lastflüsse (Pumpspeicher sind zusätzlich auch Senken). Die Art des Kraftwerks beeinflusst durch seine jeweiligen technischen und wirtschaftlichen Eigenschaften, wie z.B. Anfahr- und Stillstandzeiten sowie der Grenzkostenkurve den Einsatz des Kraftwerks und darüber die konkret hervorgerufenen Lastflüsse. Neben dem grundlegenden Einfluss der Kenngrößen, gilt es nun deren Datengrundlage für die Schweiz zu beurteilen.

 Empfehlung zur Erfassung des Ist-Zustands konventioneller Kraftwerke und Pumpspeicherwerke

Kraftwerksleistung, -art und -standort zum Ist-Zustand konventioneller Erzeugungskapazitäten und Speichern sind bei Swissgrid blockscharf hinterlegt. Kraftwerke mit Netzanschluss am Höchstspannungsnetz können auf Basis dieser Kraftwerksliste direkt ihren Netzknoten zugeordnet werden. Kraftwerke mit Netzanschluss an einem unterlagerten Netz können als Netzeinspeisungen indirekt dem nächstgelegenen Knotenpunkt des Übertragungsnetzes zugeordnet werden. Der Ist-Zustand für konventionelle Erzeugung und Pumpspeicherkraftwerke kann aus dieser Datengrundlage blockscharf erfasst werden.

 Empfehlung zur Erfassung der zukünftig installierten Kapazität konventioneller Kraftwerke und Pumpspeicherwerke

Neue konventionelle Kraftwerke haben lange Realisierungszeiten (Planungs-, Genehmigungs- und Errichtungszeiten). Weiterhin werden bestehende Kraftwerke mit Hilfe von Retrofitmaßnahmen oft über ihre ursprüngliche technische Lebenszeit hinaus betrieben und neue Kraftwerke an Netzeinspeisepunkten ehemaliger Kraftwerke errichtet. Aus diesem Grund kann es bei guter Kenntnis der Kraftwerksplanungen und Genehmigungen für einen Zeitraum von bis zu 10 Jahren gerechtfertigt sein, die Entwicklung des konventionellen Kraftwerksparks auf aktuelle Kraftwerksprojekte zu beschränken. Dafür wird der Ist-Zustand des Kraftwerksparks zuzüglich der geplanten Projekte und abzüglich der erwarteten Stilllegungen herangezogen. Für Zeithorizonte über 10 Jahre müssen eigene Analysen zur Entwicklung des Kraftwerksparks erfolgen. In beiden Fällen sind politische Zielsetzungen zu berücksichtigen, da diese zu Abweichungen führen können.

 Empfehlung zur Darstellung im Szenariorahmen

Konventionelle Kraftwerke und Pumpspeicherkraftwerke sind für die Netzentwicklung wichtige Systemkomponenten, deren Datengrundlage und kurzfristige Entwicklung in guter Qualität blockscharf verfügbar sind. Mit Verweis auf die Kraftwerksdatenbank und die geplanten Kraftwerke als stichhaltige Quellen erscheint es daher sinnvoll, die Daten für konventionelle Kraftwerke und Pumpspeicherkraftwerke als national aggregierte Werte, getrennt nach Erzeugungstechnologien, anzugeben.

4.4.3 Erneuerbare Energien

Wie alle Erzeuger beeinflussen erneuerbare Energieanlagen direkt die Lastflüsse und damit potenziell den Netzbedarf. Da sie oft lastfern installiert werden, entsteht durch regional nicht verbrauchbare Einspeisung erneuerbarer Energien oft ein überregionaler Transportbedarf. Sowohl Art als auch in-

stallierte Leistung der erneuerbaren Energieanlagen müssen in den energiewirtschaftlichen Szenariorahmen aufgenommen werden.

Die Datengrundlage der erneuerbaren Energien ist für die mittelfristige Planung wesentlich ungenauer als die der konventionellen Kraftwerke und Pumpspeicher. Während für diese im mittelfristigen Zeitraum praktisch jede Anlage als bekannt angenommen werden kann, gilt dies für die regenerative Erzeugung nicht. Bestehende Anlagen können einem Anlagenregister entnommen werden. Die zukünftige Entwicklung der installierten Kapazität erneuerbarer Energien ist jedoch in Art (Technologie), Höhe und Ort ungewiss.

Für die Erstellung von Prognosedaten bieten sich unterschiedliche Möglichkeiten an. Mittels eines Top-down-Ansatzes können nationale Ausbauziele für erneuerbare Energien Ausbaukorridore vorgeben, die im Szenariorahmen verwendet werden können. Gleichfalls ist auch eine Bottom-up-Herangehensweise denkbar, z.B. basierend auf bestehenden Planungen von Netzbetreibern (auch unterer Netzebenen), eingereichten Anträgen für regenerative Anlagen, der Kantonsziele oder auch auf Basis ausgewiesener Nutzflächen. Die energiepolitischen Ziele der Kantone können den Ausbau der erneuerbaren Energien ebenfalls entscheidend steuern und auch Ausbauziele oder Potenziale enthalten, die als Grundlage für Prognosedaten im Szenariorahmen dienen können.

Diese kantonalen Ausbauziele für die erneuerbaren Energien könnten auch in ein zusätzliches Szenario z.B. im direkten Vergleich mit den nationalen Ausbauzielen in den Szenariorahmen aufgenommen werden. Um systematische Probleme zu vermeiden, muss sichergestellt werden, dass die Prognosedaten vergleich- und aggregierbar sind. Dies setzt eine methodisch abgestimmte Ausbauplanung zwischen den Kantonen und bestenfalls auch zwischen den Kantonen und der Gesamtschweiz voraus. Aspekte der Regionalisierung der erneuerbaren Energien werden beispielhaft in 4.4.7 behandelt. Abbildung 11 gibt eine Übersicht der Kantone der Schweiz. Eine detaillierte Auflistung der zugehörigen Energiefachstellen kann dem Anhang aus Tabelle 22 entnommen werden.

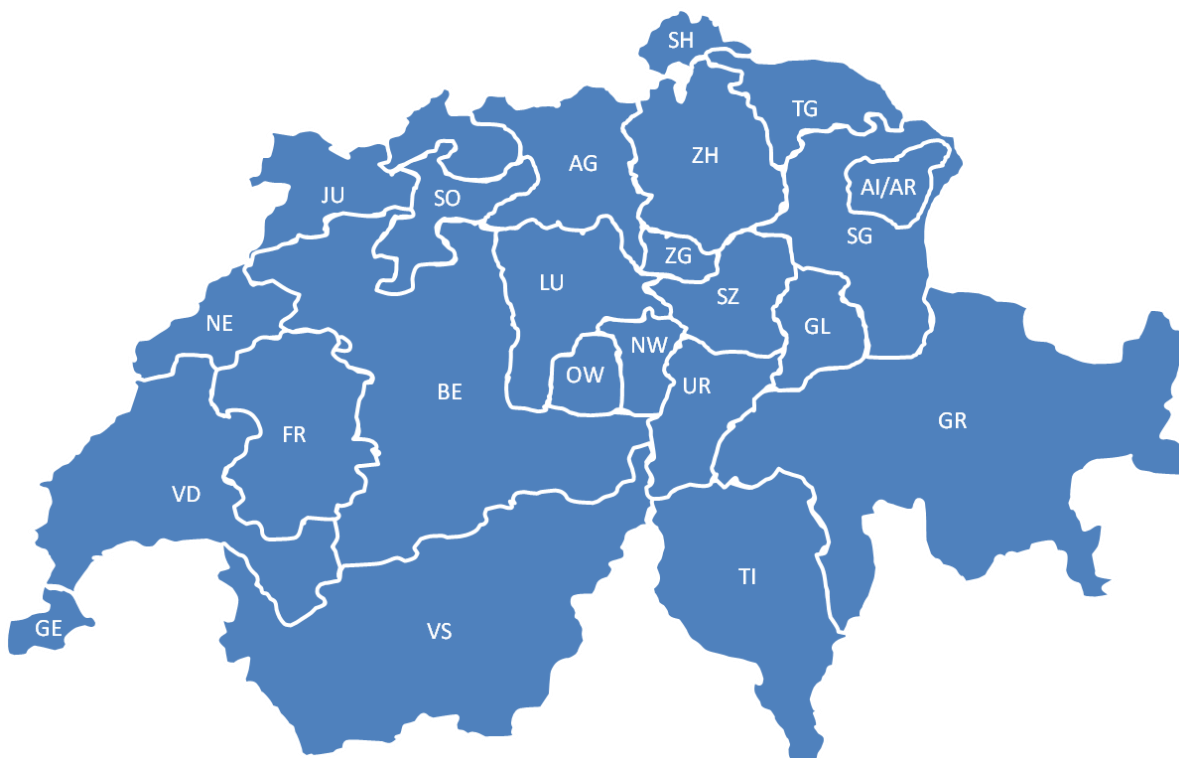


Abbildung 11: Kantone der Schweiz⁸²

► Empfehlung

Die erneuerbaren Energien sind zentrale Größe des energiewirtschaftlichen Szenariorahmens und müssen technologiescharf in diesen aufgenommen werden. Die Konsultation erfolgt zu den auf nationaler Ebene aggregierten Werten. Die Erstellung der Werte erfolgt unter Einbezug der regionalen Planungen (sowohl Top-down- als auch Bottom-up-Analysen). Zur Illustration können, wie oben beschrieben, die kantonalen Ausbauziele aufgenommen werden.

Kantonale Ausbauziele

Die Kantone der Schweiz haben viele Gestaltungsmöglichkeiten bei der kantonalen Umsetzung der Energiepolitik. So veröffentlichen viele, aber nicht alle Energiefachstellen der Kantone eigene Energiekonzepte, die u. a. die angestrebte Entwicklung der erneuerbaren Energien im Kanton beschreiben. Die Energiekonzepte basieren aber auf unterschiedlichen Methoden, die ausgewiesenen Daten reichen von groben Potenzialstudien zu ausgewiesenen Leistungen einzelner Technologien. Für eine nationale Netzplanung sind die aktuell entwickelten Konzepte aufgrund ihrer unterschiedlichen Qualität daher nur sehr schwer zu verwenden.

⁸² Quelle: eigene Darstellung, Abkürzungen der Kantone siehe Tabelle 22 im Anhang

Empfehlung

Um die kantonalen Ziele für erneuerbare Energien gut für den energiewirtschaftlichen Szenariorahmen nutzen zu können, ist eine von vornherein enge Zusammenarbeit zwischen den Kantonen in der Energiepolitik zu empfehlen. Dies beinhaltet z.B. eine Abstimmung der Methodiken zur Bestimmung der Ausbauziele und eine vergleichbare Datendarstellung (in Form, Inhalt und zeitlicher Auflösung einheitlich und getrennt nach den unterschiedlichen Erzeugungstechnologien veröffentlicht).

Die Zeit bis zur Erstellung des ersten Szenariorahmens sollte von den Kantonen zur Erstellung und Veröffentlichung abgestimmter Energiekonzepte genutzt werden.

4.4.4 Stromverbrauch

Neben der Erzeugungsleistung und den Pumpspeicherkraftwerken muss der Energiebedarf aller öffentlichen, gewerblichen und privaten Endverbraucher ermittelt werden. Die Berechnung des aktuellen Nettostrombedarfs erfolgt auf Basis der Bruttostromerzeugung, unter Berücksichtigung des Eigenverbrauchs der Kraftwerke, der Netzverluste beim Stromtransport sowie abzüglich der Exporte und zuzüglich der Importe.⁸³

Zur Bestimmung der Jahreshöchstlast (maximale Leistungsanforderung) ermittelt der Übertragungsnetzbetreiber die Austauschleistungen zu direkt angeschlossenen und untergelagerten Netzen, ergänzt durch nicht messtechnisch erfasste Netzbelastungen und Einspeisungen, wie z.B. Photovoltaik und Windenergie, die durch Angaben der untergelagerten Netzbetreiber ergänzt oder approximiert werden. Die viertelstündlich ermittelten Leistungswerte werden zu einer Belastungszeitreihe für jede Stunde eines Jahres (Leistungsprofil) zusammengefasst. Nach Abzug der Verluste und des Eigenbedarfs der Netze kann die Jahreshöchstlast als Stundenmittelwert angegeben werden.⁸⁴

Empfehlung

Der Stromverbrauch ist als die zu deckende Größe der Ausgangswert aller weiteren Berechnungen. Sowohl der Jahresstromverbrauch, als auch die Jahreshöchstlast sind daher als Parameter im Szenariorahmen aufzuführen und ihre Ermittlung (Methodik und Annahmen) genau darzulegen. Optional kann die Aufnahme einer Jahreslastkurve, z.B. in den Anhang des Szenariorahmens sinnvoll sein. In den Mehrjahresplänen muss die Jahreslastkurve als direkte Vorgabe für die Modellierung auf jeden Fall aufgeführt sein. Vgl. Erläuterungen in Kapitel 6.2.3 „Über den Szenariorahmen hinausgehende Annahmen und Randbedingungen“.

4.4.5 Grenzkuppelkapazitäten

Die Kapazitäten der Grenzkuppelstellen haben Auswirkungen auf die Höhe der Lastflüsse zwischen den europäischen Staaten (Importe und Exporte) und damit auch auf die nationalen Stromnetze. Dies trifft insbesondere für die Schweiz als Stromdrehscheibe Europas zu, wie in Kapitel 4.2.1 erläutert wurde. Anders als z.B. in Deutschland, wo vor allem der nationale Ausbau der erneuerbaren Energien die nationale Netzplanung beeinflusst, werden der Schweizer Strommarkt und die Stromflüsse wesentlich

⁸³ Vgl. (Prognos AG, 2011) S.7

⁸⁴ Vgl. (50Hertz Transmission GmbH u. a., 2012a) S. 38 ff.

stärker von Entwicklungen der angrenzenden Länder und den Grenzkuppelkapazitäten beeinflusst. Aufgrund unterschiedlicher Energiepolitiken der Länder und unterschiedlicher Stakeholderinteressen weist der Ausbau der Grenzkuppelkapazitäten ein erhebliches Konfliktpotenzial auf. Durch die verstärkten Transitströme und den größeren Austausch von Strommengen bei höheren Grenzkuppelkapazitäten erhöht sich auch die Belastung der nationalen Netze und ggf. der Netzentwicklungsbedarf in den jeweiligen Ländern. Abbildung 12 stellt die Grenzkuppelkapazitäten der Schweiz in ihren Nachbarländer im Winter 2010 / 2011 dar. Die grünen Pfeile stellen die Import-, die roten Pfeile die Exportkapazitäten dar.

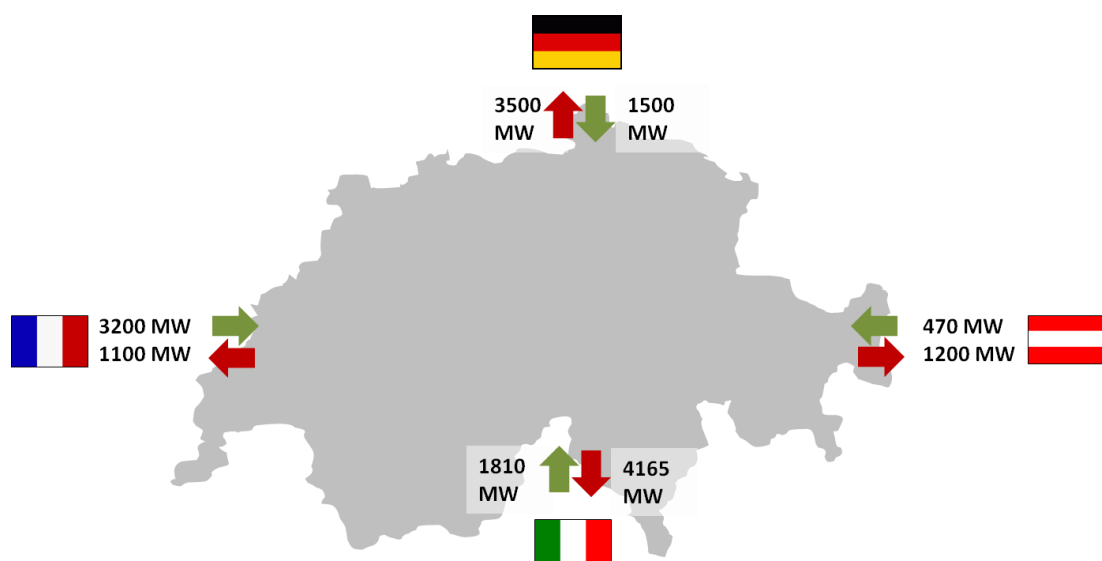


Abbildung 12: Grenzkuppelkapazitäten der Schweiz im Winter 2010/2011⁸⁵

Grenzkuppelkapazitäten sind zwar Stromleitungen, die Ergebnis grenzübergreifender Netzplanung sind, werden aber aufgrund ihrer hohen Bedeutung und längerfristigen Realisierung häufig nicht als endogener, sondern exogener Parameter behandelt. Ihre Planung und Umsetzung erfolgt mittel- bis langfristig, daher können sie für den mittleren Planungshorizont ähnlich wie konventionelle Kraftwerke behandelt werden. Angaben zu den Grenzkuppelkapazitäten der EU-Länder enthalten z.B. der TYNDP und der SO&AF der ENTSO-E. Der Austauschbedarf zwischen den Ländern ist vor allem von den Nachfragekurven sowie den Kapazitäten und jeweiligen Kosten der Stromerzeugung abhängig.

► Empfehlung

Grenzkuppelstellen sind neben dem Verbrauch und der Erzeugung eine zentrale Einflussgröße für die Netzbelastung und daher zwingend im Szenariorahmen aufzunehmen. Wie international üblich, werden die Grenzkuppelkapazitäten nicht in der Netzentwicklung modelliert, sondern extern vorgegeben. Die nationale Netzplanung kann dennoch in der Modellierung Hinweise auf sinnvolle zu errichtende Grenzkuppelkapazitäten geben. Gerade bei Planungshorizonten, die länger als zehn Jahre

⁸⁵ Quelle: eigene Darstellung, Daten: ENTSO-E

in die Zukunft reichen, sollte geprüft werden, ob die Entwicklung der Grenzkuppelkapazitäten allein auf Basis externer Quellen erfolgen kann, oder ob zusätzliche Analysen nötig werden. Im Szenariorahmen sollten die Grenzkuppelkapazitäten zu jedem Anrainerstaat „landesscharf“ ausgewiesen werden.

4.4.6 Europäisches Marktumfeld und internationale Preisentwicklungen

Die Stromflüsse in der Schweiz hängen in erheblichem Maß vom Energiemarkt Europas, bzw. den Energiemärkten der einzelnen europäischen Staaten ab. Aus diesem Grund muss die der Netzentwicklung zugrunde gelegte Marktmodellierung das europäische Ausland einbeziehen (siehe auch Kapitel 4.2.1). Dafür muss jedem betrachteten Land ein eigenes Szenario zugrunde gelegt werden. Diese Szenarien sollten einer gemeinsamen Datengrundlage entnommen werden, um Konsistenz zu gewährleisten.

Angaben zu den Erzeugungskapazitäten und dem Verbrauch der EU-Länder sowie den Kapazitäten an den Grenzkuppelstellen enthalten z.B. der TYNDP und der SO&AF der ENTSO-E. Als weitere Datengrundlage wurde bspw. in Österreich eine Analyse des internationalen energiewirtschaftlichen Marktumfeldes durch die TU Wien in die Erstellung des Szenariorahmens einbezogen.

Eine Empfehlung zur Aufnahme des europäischen Auslands in den Szenariorahmen wird unter Kapitel 4.2.1 „Räumliche Eingrenzung“ gegeben.

4.4.7 Regionalisierung

Die im Szenariorahmen teils auf nationaler Ebene aggregierten Daten müssen für eine nachfolgende Netzberechnung auf sinnvolle Weise regionalisiert werden. Das bedeutet, sie müssen in letzter Konsequenz auf die einzelnen Netzknoten der zu untersuchenden Spannungsebenen verteilt werden. Dies ist für die Lastflussberechnung bzw. die Netzmodellierung notwendig, weil dort eine netzknotenscharfe Zuordnung von Angebot und Nachfrage erfolgen muss. Dieser Prozess, das Herunterbrechen von für größere Einheiten aggregierten Daten (z.B. national) auf Teilgebiete (z.B. Kantone oder Netzknoten), wird als Regionalisierung bezeichnet. Die Grundsätze für die Regionalisierung sollen nachfolgend erläutert und verschiedene Methoden beispielhaft gezeigt werden.

Unterschiedliche Regionalisierungsmethoden

Grundlage einer Regionalisierung von Angebot und Nachfrage ist die Kenntnis aller Netzknoten und deren geographischer Position je betrachteter Spannungsebene. Für die Zuordnung der national aggregierten Kenngrößen zu den Netzknoten muss für jeden Parameter und jede Netzebene eine individuelle Erarbeitung einer geeigneten belastbaren Regionalisierungsmethodie erfolgen, die den aktuellen Rahmen (technische und (energie-)wirtschaftliche Entwicklung, örtliche Gegebenheiten, politische Ziele etc.) berücksichtigt. Zur Erarbeitung einer Regionalisierungsmethodik werden verschiedene Ansätze geeignet miteinander kombiniert.

Die unterschiedlichen Ansätze lassen sich in ihrer Grundausrichtung wie folgt klassifizieren:

- Gleichverteilung
- Skalierung des Ist-Zustandes

- Zuteilung über Verteilungsschlüsse (Bevölkerungsdichte, Freiflächen, Sonnenstunden etc.)
- Gewichtung von Skalierung oder Zuteilung über Gewichtungsfaktoren wie z.B. kantonale Ziele
- Kombination der vorgenannten Punkte (Bestand kann z.B. zum Gewichtungsfaktor werden)

Zur Illustration werden nun einige Beispiele beschrieben und nachfolgend auf weiterführende Quellen verwiesen.

Gleichverteilung

Ein sehr pauschal vereinfachender Ansatz besteht in der gleichmäßigen Verteilung der aggregierten Größe auf die einzelnen Netzknoten. Dabei wird entweder die Gesamtgröße oder, falls der Bestand regionalisiert bekannt ist, nur der Zubau als zu verteilende Größe genommen. Wenn das nationale Zubauziel für Photovoltaik z.B. 5 GW installierte Leistung beträgt und 50 Netzknoten in der betrachteten Netzebene vorhanden sind, würde jeder Netzknoten pauschal zusätzlich 100 MW angeschlossene Photovoltaikkapazität erhalten.

Skalierung anhand des Ist-Zustandes

Um die Fortschreibung bestehender Entwicklungen zu berücksichtigen, kann der Ist-Zustand skaliert werden. Geht man von einem Nachfragerückgang durch eine allgemeine Effizienzsteigerung aus, könnte man die Last je Netzknoten entsprechend skalieren. Hier wird die Sättigung als Gegenargument aufgeführt. Sind z.B. die guten Windstandorte einer Region bereits bebaut, erscheint eine Skalierung des Bestands keine gute Methode für die Regionalisierung des zukünftigen Ausbaus.

Zuteilung über Verteilungsschlüssel

Eine weitere Möglichkeit der Regionalisierung besteht in der Definition von Verteilungsschlüsseln. Dies können z.B. Windpotenzialkarten, Frei-, Dach- oder Konversionsflächen, ausgewiesene Eignungsgebiete, Bevölkerungsdichte oder Industrieleistung sein.

Gewichtung anderer Ansätze

Sowohl die Gleichverteilung, wie auch die Bestandsskalierung und die Zuteilung über Verteilungsschlüssel wie freie Flächen kann zusätzlich gewichtet werden. So kann ein nationales Ausbauziel für Windenergie anhand der einzelnen Kantonsziele prozentual auf die Kantone aufgeteilt und dort entsprechend der gewählten Methode netzknotenscharf zugeordnet werden.

Regionalisierungsmethode – Mehrstufige Kombination verschiedener Ansätze

Keiner der dargestellten Ansätze ist im Normalfall allein geeignet, einen energiewirtschaftlichen Parameter belastbar zu regionalisieren. Die komplexe Realität verlangt fast immer eine mehrstufige Kombination verschiedener Ansätze. So wird der Windausbau in Deutschland z.B. durch die Ziele der einzelnen Bundesländer, die Windeignung und das Vorhandensein geeigneter, möglichst siedlungsferner Standorte bestimmt. Bei einer Kombination verschiedener Ansätze ist neben der Begründung für Auswahl auch eine Begründung für deren Gewichtung wichtig.

Weiterführende Literaturquellen

Nachfolgend sollen einige Beispiele aus der Literatur und internationalen Netzplänen zur dort angewandten Regionalisierung gegeben werden.

Tabelle 18: Literaturbeispiele für Regionalisierungsansätze

| Quelle | Beispiel |
|--|--|
| dena-Netzstudie II ⁸⁶ | Sehr aufwendige Regionalisierungsmethode für Wind. U.a. Berücksichtigung von ausgewiesenen Eignungsflächen, Bestand, politischen Zielen und bestehenden Planungen. |
| dena-Verteilnetzstudie ⁸⁷ | Für alle erneuerbaren Energien: Mehrstufige Regionalisierungsansätze unter Berücksichtigung nationaler Ziele und Ziele auf Bundeslandebene in Kombination mit verschiedenen Verteilungsschlüsseln (freie Nutzflächen, Gebäudeflächen, Einwohnerdichte etc.). |
| Netzentwicklungsplan Strom 2012 ⁸⁸ und 2013 ⁸⁹ (Deutschland) | Auf Bundeslandebene anhand der Bundeslandziele. Danach anhand regionaler Potenzialstudien. |

⁸⁶ (dena, 2010)

⁸⁷ (dena, 2012)

⁸⁸ (50Hertz Transmission GmbH u. a., 2012a)

⁸⁹ (50Hertz Transmission GmbH u. a., 2013)

Empfehlung zur Regionalisierung

Inhalte des Szenariorahmens.

Der Szenariorahmen enthält in der Regel (internationale Praxis) auf nationaler Ebene aggregierte Parameter, die Regionalisierung der Parameter bis auf Netzknotenebene erfolgt nicht im Szenariorahmen, sondern als nachgelagerter Schritt zur Vorbereitung der Modellierungsläufe.⁹⁰

Dem empfiehlt sich allein aus Gründen des Umfangs, aber auch des Konsultationsaufwands sowie insbesondere für die Verteilnetzebene aus Aktualitätsgründen (Abhängigkeit von konkreten Projektplanungen) klar zu folgen. Da die Regionalisierung aber erhebliche Auswirkungen auf Netzplanung haben kann, sollten die später verwendeten Regionalisierungsansätze für die einzelnen Kenngrößen mit in den Szenariorahmen aufgenommen und damit auch konsultiert werden.

Optional können die Ziele und Planungen der einzelnen Kantone z.B. im Anhang des Szenariorahmens aufgenommen werden (siehe entsprechenden Absatz im Kapitel 4.4.3).

Methodik.

Die Regionalisierung ist ein wichtiger Schritt zur Bestimmung des Netzentwicklungsbedarfs. Aus diesem Grund sollte der Erarbeitung geeigneter belastbarer wirklichkeitsnaher Regionalisierungsmethoden eine hohe Aufmerksamkeit gegeben werden. Eine klare Empfehlung ist daher, zur Erarbeitung der Regionalisierungsmethoden eigene externe Untersuchungen durchzuführen. Folgende Punkte gelten generell für die Regionalisierung:

- Eine Regionalisierungsmethode muss parameterspezifisch erarbeitet werden.
- Vor der Erarbeitung der konkreten Regionalisierungsmethode sollte analysiert werden, welche Parameter die Treiber des Netzentwicklungsbedarfs der jeweiligen Netzebene sind.
- Die Regionalisierungsmethode muss aktuelle Entwicklungen einbeziehen und daher bei Neuerstellungen des Szenariorahmens auf Weiterentwicklungsbedarf überprüft werden.
- Die komplexe Realität verlangt fast immer eine mehrstufige Kombination verschiedener Ansätze. Die Wahl eines einzelnen Ansatzes (z.B. ein Verteilungsschlüssel) greift zu kurz.

⁹⁰ Aufgrund wiederholter Diskussionen zur Regionalisierungsmethodik für die einzelnen Parameter, wird aktuell in Deutschland eine Aufnahme der Regionalisierungsmethodik bereits innerhalb des Szenariorahmens diskutiert.

5 Teilschritte bei der Erstellung des Szenariorahmens

Aufbauend auf die Darstellung und Diskussion zentraler Bestandteile eines Szenariorahmens wird nachfolgend eine Empfehlung für den Prozessablauf der Szenarioerstellung gegeben. Dabei werden Erfahrungen aus der internationalen Praxis, die inhaltliche Gestaltung des Szenariorahmens sowie gesetzliche Rahmenbedingungen der Schweiz berücksichtigt. Darüber hinaus wurden im Rahmen mehrerer Workshops die wesentlichen Bausteine bei der Szenario- und Prozessgestaltung mit der Begleitgruppe, bestehend aus Experten unterschiedlicher Institutionen der Schweiz, diskutiert.⁹¹ Die Erkenntnisse aus den Diskussionen sind ebenfalls in die Gestaltung des Prozessablaufs eingeflossen.

5.1 Anforderungen an den Gesamtprozess

Der Prozess der Szenarioerstellung als Grundlage für die Netzentwicklungsplanung muss gewährleisten, dass die Erstellung transparent und nachvollziehbar erfolgt und den politischen Konsens über die wahrscheinliche energiewirtschaftliche Weiterentwicklung der Schweiz widerspiegelt. Gleichzeitig muss grundsätzlich jedem Interessensvertreter die Möglichkeit gegeben werden, Stellung zu den Inhalten des Szenariorahmens zu nehmen. Ziel ist es, einen fachlich fundierten Szenariorahmen zu entwickeln, der eine breite gesellschaftliche Akzeptanz erzielt. Dieses Ziel ergibt sich bereits aus den Anforderungen zur Durchführung einer Vernehmlassung. Weiterhin ist das Ziel der Institutionalisierung des Netzplanungsprozesses auch eine Erhöhung der Planungssicherheit und der Prozessgeschwindigkeit. Für beides ist die Akzeptanz des Erstellungsprozesses und der Ergebnisse des energiewirtschaftlichen Szenariorahmens eine wichtige Voraussetzung.

Dazu bedarf es einer verständlichen Ablaufstruktur, einer klaren Zuteilung von Verantwortlichkeiten, der Einführung von Prüfmechanismen sowie Transparenz in Bezug auf die inhaltliche Ausgestaltung des Szenariorahmens. Die Annahmen, die dem Szenariorahmen zugrunde liegen, und die Ergebnisse der Szenarioanalyse müssen dokumentiert werden und für jeden Interessierten nachvollziehbar sein. Der Szenariorahmen muss zudem verständlich formuliert und öffentlich zugänglich sein. Nur so kann im Rahmen eines Konsultationsverfahrens der allgemeinen Öffentlichkeit und den interessierten Institutionen die Möglichkeit gegeben werden, sich aktiv am Prozess zu beteiligen.

Auch müssen die gesetzlichen Regelungen der Schweiz bei der Prozessausgestaltung berücksichtigt werden. Es muss geklärt werden, wer für einzelne Prozesse verantwortlich ist, wer die Kompetenz der Beschlussfassung besitzt und welche weiteren Akteure einbezogen werden können und müssen.

Nachfolgend werden Empfehlungen zu einzelnen Teilschritten bei der Erstellung des Szenariorahmens gegeben. Andere Prozessschritte wie z.B. die Ämterkonsultation sind gesetzlich vordefiniert, diese Prozessschritte werden aus Gründen der Vollständigkeit beschrieben. Zudem erfolgt eine Abschätzung des minimalen Zeitbedarfs für jeden Teilschritt auf Basis der Erfahrungen der Teilnehmer der Begleitgruppe.

⁹¹ Teilnehmer der Begleitgruppe sind in Kapitel 2.2 gelistet

5.2 Prozessschritte Szenariorahmen

Aufbauend auf den Erkenntnissen der internationalen Praxis und den Ergebnissen der Diskussion im Rahmen der Begleitgruppe wird nachfolgender Prozess empfohlen. Die einzelnen Prozessschritte lassen sich grob in drei wesentliche Phasen einteilen.

- Zunächst wird ein Entwurf des Szenariorahmens erstellt.
- Anschließend durchläuft der Entwurf ein mehrstufiges Konsultationsverfahren, dem entsprechende Überarbeitungsschleifen folgen.
- Abschließend wird der Szenariorahmen final mit Beschluss durch den Bundesrat verabschiedet.

Für die einzelnen Teilschritte wird nachfolgend zunächst der grundsätzliche Prozessablauf beschrieben. Anschließend werden den Prozessschritten Verantwortlichkeiten und involvierte Akteure zugeordnet sowie der Zeitbedarf je Prozessschritt abgeschätzt.

5.2.1 Entwurf des Szenariorahmens

Prozessbeschreibung

Zu Beginn der Prozesskette steht die Erstellung eines Entwurfs des Szenariorahmens. Die Erarbeitung des Entwurfs wird in drei Schritten empfohlen:

1. Überführung der energiepolitischen Zielsetzungen in Rahmenvorgaben für die Erstellung des Szenariorahmens
2. Ausarbeitung eines konkreten und konsistenter Szenariorahmenentwurfs
3. Abstimmung und ggf. Konkretisierung des Szenariorahmenentwurfs

Zunächst erfolgt die Überführung der zugrunde zu legenden energiepolitischen Zielsetzungen in Rahmenvorgaben. Für den aktuellen Prozess sind die meisten Aspekte in der „Energiestrategie der Schweiz“ definiert. Bei zukünftigen Aktualisierungen oder Neuerstellungen des Szenariorahmens müssen jeweils aktuelle und passende Quellen definiert werden. Die Rahmenvorgaben könnten unter anderem folgende Punkte umfassen:

- die Ausbauziele der erneuerbaren Energien,
- die Entwicklung konventioneller Erzeugungskapazitäten,
- das Potenzial von und die Strategie zu Pumpspeicherkraftwerken,
- die Durchführung von Energie-Effizienzmaßnahmen und
- eine Einschätzung der zukünftigen Import- und Exportkapazitäten im Rahmen der europäischen Marktintegration.

Ziel ist die Verdichtung einzelner Annahmen zu einem konsistenten Rahmen, der die Bandbreite der wahrscheinlichen energiewirtschaftliche Entwicklung der Schweiz abbildet.

Basierend auf den zentralen Annahmen und der in Kapitel 4 beschriebenen Inhalte werden im nächsten Schritt in sich konsistente Szenarien entwickelt. Dazu bedarf es zunächst der Entwicklung der Ausrichtung („Storylines“) der Szenarios und darauf aufbauend der Ausarbeitung der einzelnen Szenarios.

Ergebnis des Prozessschrittes sind ausgearbeitete Szenarios, welche die Bandbreite wahrscheinlicher energiewirtschaftlicher Entwicklungspfade der Schweiz abbilden. Für die Szenarios zur energiewirtschaftlichen Entwicklung der anderen mitmodellierten Länder der ENTSO-E müssen geeignete Quellen gesucht, analysiert und anschließend die zugrunde zu legenden Szenarios ausgewählt werden (vgl. Kapitel 4.2.4).

Diese erste Prozessphase schließt mit der schriftlichen Ausarbeitung des Entwurfs eines konsistenten Szenariorahmens. Das Dokument dient als Grundlage für die anschließenden Teilschritte. Eine umfassende Dokumentation ist notwendig. Darin werden die getroffenen Annahmen beschrieben und begründet, die verwendete Datengrundlage erläutert und das methodische Vorgehen dargestellt.

Verantwortlichkeiten und Akteure

Die Überführung der energiepolitischen Zielsetzungen in Rahmenvorgaben für die Erstellung des Szenariorahmens verantwortet das Bundesamt für Energie (BFE), das dem Eidgenössischen Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation (UVEK) unterstellt ist. Das BFE ist für Fragen der Energieversorgung und –nutzung zuständig und stellt eine von privatwirtschaftlichen Interessen unabhängige Instanz dar.

Für die detaillierte Ausarbeitung und Verschriftlichung⁹² in sich geschlossener Szenarien und damit des Szenariorahmens ist der Übertragungsnetzbetreiber Swissgrid verantwortlich. Swissgrid besitzt gemäß Artikel 20 Abs. 1 StromVG die Systemverantwortung für einen leistungsfähigen Betrieb des Übertragungsnetzes als wesentliche Grundlage für die sichere Versorgung der Schweiz. Dies beinhaltet gemäß Artikel 20 Abs. 2 StromVG die Verantwortung für die Planung und Kontrolle des Übertragungsnetzes. Der Szenariorahmen als Teil des Netzentwicklungsplans kann somit der Hauptverantwortlichkeit des Übertragungsnetzbetreibers zugeordnet werden. Der Systemverantwortung folgend konnte Swissgrid bereits Erfahrung bei der Szenarioerstellung sammeln. Dieses Know-How kann in diesem Prozessschritt effizient eingesetzt werden. Die Empfehlung wird zudem durch die Analyse der internationalen Praxis bei der Netzplanung (Kapitel 2) gestützt. In allen betrachteten Ländern liegt die Erstellung des Szenariorahmens in der Verantwortung der Übertragungsnetzbetreiber.

Allerdings muss die Ausarbeitung unter Einbezug der direkt involvierten Akteure erfolgen. Dies erfolgt aus zwei Gründen: Informationseinbezug und Abstimmung. Als Übertragungsnetzbetreiber besitzt Swissgrid detaillierte Informationen über Ein- und Ausspeisungen an den einzelnen Netzknoten des Höchstspannungsnetzes und kann somit die notwendigen Angebots- und Nachfrageparameter für Szenarioerstellung zur Verfügung stellen. Zur Erstellung des Szenariorahmens müssen aber die Informationen aller netzebenen berücksichtigt werden (z. B. nicht nur Top-town-, sondern auch Bottom-up-Analysen). Insbesondere die Verteilnetzbetreiber, aber auch weitere direkt involvierte Akteure wie z.B. die Kantone, sind also direkt in die Erstellung selbst einzubeziehen. Weiterhin sollte eine Abstimmung des Szenariorahmenentwurfs im Kreis der AG Energienetze erfolgen.

Die Empfehlung zum Einbezug einer Expertengruppe in die Netzentwicklungsplanung entspricht auch den Analyseergebnissen der internationalen Praxis (Kapitel 3). Beispiele hierfür sind die Platt-

⁹² Zu den Inhalten des Szenariorahmens siehe Kapitel 4 „Inhalte des energiewirtschaftlichen Szenariorahmens“. Das Dokument hat alle Inhalte zu umfassen, die im Anschluss konsultiert werden sollen.

form „Zukunftsfähige Energienetze“ der deutschen Bundesregierung und die Diskussionsplattform „e-Trend Forum“ in Österreich.

AG Energienetze

Im Rahmen der Szenarioerstellung wird der Einbezug der direkt involvierten Akteure empfohlen, welche in der Arbeitsgruppe Energienetze (AG Energienetze) organisiert sind. Im Rahmen der AG Energienetze, die vom BFE geführt wird (Vorsitz: Direktor des BFE), werden in verschiedenen Facharbeitsgruppen die Grundlagen für die zukünftigen Netzplanungsprozesse koordiniert und diskutiert. Eine entsprechende Facharbeitsgruppe zur Begleitung und Abstimmung des Szenariorahmens kann auf der Begleitgruppe zur Erstellung dieser Studie aufbauen. Die Expertenplattform setzt sich aus Akteuren aus dem öffentlichen und privatwirtschaftlichen Bereich zusammen. Die abschließende Benennung der Akteure, die in der Arbeitsgruppe vertreten sind, obliegt dem BFE.

Bereits heute sind folgende Akteursgruppen Teil der AG Energienetze:

- Vertreter der Energiewirtschaft: Swissgrid, Swisselectric, Verband Schweizer Elektrizitätsversorger VSE
- öffentliche Behörde: das Bundesamt für Raumentwicklung ARE, Regulierungsbehörde ElCom, Eidgenössisches Starkstrominspektorat EST, Bundesamt für Energie BFEI
- Kantone bzw. die Energiefachstellenkonferenz EnDK

Zumindest zeitweise sollten auch Nichtregierungsorganisationen (wie Umweltorganisationen, Organisationen privater und gewerblicher Verbraucher etc.) in die Arbeit der AG Energienetze einbezogen werden, um eine breite Berücksichtigung gesellschaftlicher Belange zu garantieren.

Zeitbedarf

Die Erstellung des Szenariorahmens erfordert eine detaillierte Analyse der Einflussfaktoren sowohl auf nationaler als auch auf europäischer Ebene. Zudem ist die Koordination verschiedener Interessensträger notwendig. Insgesamt wird für die Ausarbeitung des vollständigen Entwurfs des Szenariorahmens ein Zeitbedarf von mindestens sechs Monaten geschätzt.

5.2.2 Konsultation des Szenariorahmens

Das schweizerische Rechtsetzungsverfahren beinhaltet zwei umfassende Konsultationsprozesse, die in den Gesamtprozess integriert werden müssen. Zum einen wird im Rahmen einer Ämterkonsultation den Verwaltungseinheiten die Möglichkeit zur Stellungnahme gegeben. Zum anderen werden in einer Vernehmlassung alle Interessierten außerhalb der Bundesverwaltung konsultiert.

Konsultationsgrundlage

Grundlage für die Konsultationsverfahren ist der durch Swissgrid, unter Einbezug der direkt involvierten Akteure, ausgearbeitete schriftliche Entwurf des Szenariorahmens. Empfohlen wird, die zentralen und im Dokument ausgewiesenen Kenngrößen zu konsultieren, um einen reibungslosen Anschluss

des Netzentwicklungsprozesses zu gewährleisten.⁹³ Folgende Inhalte sollten u.a. abgestimmt werden (vgl. auch Tabelle 12):

- Entwicklung der erneuerbaren Energien,
- Entwicklung des konventionellen Kraftwerksparks,
- die Speichergröße und Leistung der Pumpspeicherkraftwerke,
- Entwicklung der Stromnachfrage,
- die Annahmen zur CO₂- und Brennstoffpreisentwicklung
- die Kapazitäten der Grenzkuppelstellen bzw. Im- und Exportkapazitäten,
- die Annahmen zur energiewirtschaftlichen Entwicklung der ausländischen Strommärkte und
- die Methodik der Regionalisierung.

Ämterkonsultation

Die Ämterkonsultation dient der Vorbereitung eines Bundesratsentscheids und ist sowohl zur Einleitung eines Vernehmlassungsverfahrens als auch zur Festlegung des weiteren Verfahrens nach Kenntnisnahme des Vernehmlassungsberichts notwendig. Eine Ämterkonsultation wird somit zu zwei Zeitpunkten durchgeführt. Das federführende Amt lädt dabei die interessierten Verwaltungseinheiten zur Stellungnahme ein. Grundlage der Konsultation ist der Entwurf des Szenariorahmens. Je nach fachlicher Ausrichtung der zu konsultierenden Ämter wird der Szenariorahmen in diesem Prozessschritt auf Konformität in Bezug auf formelle und gesetzestechnische Aspekte sowie auf Wirtschaftlichkeit geprüft. Im Anschluss an die Verfahren wird der Entwurf jeweils auf Basis der Stellungnahmen überarbeitet, sofern sich Hinweise auf Mängel und Fehler ergeben haben. Im Rahmen der Ämterkonsultationen sind somit gegebenenfalls zwei Überarbeitungsschleifen notwendig. Ergebnis der zweiten Ämterkonsultation ist die Übergabe eines mit den betroffenen Ämtern abgestimmten und überarbeiteten Entwurfs des Szenariorahmens an den Bundesrat.⁹⁴

Verantwortlichkeiten und Akteure im Rahmen der Ämterkonsultation

Die Ämterkonsultation wird durch das UVEK durchgeführt. Die Bereinigung des Entwurfs des Szenariorahmens auf Basis der Stellungnahmen erfolgt durch das BFE.

Die Konsultation richtete sich ausschließlich an Verwaltungseinheiten (Bundesämter, Generalsekretariate, Bundeskanzlei) und stellt somit ein verwaltungsinternes Verfahren dar, das der Öffentlichkeit nicht zugänglich ist. Dies bedeutet, dass weder die Öffentlichkeit einbezogen wird noch eine Veröffentlichung der Ergebnisse bzw. des Entwurfs an dieser Stelle erfolgt.⁹⁵ Grundsätzlich gehören mindestens

- die Bundeskanzlei,
- das Bundesamt für Justiz,

⁹³ Darüberhinaus existieren Kenngrößen, wie z.B. Wechselkurse, Investitionskosten oder Zinssätze, die den Szenariorahmen direkt beeinflussen, deren Konsultation aufgrund der Komplexität der Wirkungszusammenhänge nicht empfohlen wird.

⁹⁴ Maßgebend für die Ausgestaltung der Ämterkonsultation sind insbesondere das Regierungs- und Verwaltungsorganisationsgesetz und die Regierungs- und Verwaltungsorganisationsverordnung

⁹⁵ Vgl. hierzu eine Pressemeldung des UVEK vom 15.02.2006: „Mit einer vorzeitigen Publikation nicht bereinigter Dokumente, wie das in Ämterkonsultationen der Fall ist, würde die Tendenz verstärkt, öffentlichen Druck auf die Regierung auszuüben.“

- die Finanzverwaltung,
- die Generalsekretariate aller Departemente und
- das Staatssekretariat für Wirtschaft (SECO)

zum Adressatenkreis der Konsultation des Szenariorahmens. Darüberhinaus können je nach inhaltlichem Bezug weitere Ämter konsultiert werden. Die *Bundeskanzlei* führt in diesem Zusammenhang eine interne Webseite über die Ämterkonsultation, die auch ein Verzeichnis der postalischen und elektronischen Adressen der Bundesstellen mit Hinweisen über den Einbezug in die Ämterkonsultation enthält.

Zeitbedarf der Ämterkonsultation

Um den Verwaltungseinheiten ausreichend Zeit zur Stellungnahme zu geben, ist eine Frist von mindestens drei Wochen vorzusehen. Empfohlen wird, den Konsultationsprozess über einen Zeitraum von einem Monat durchzuführen. Der Zeitaufwand für die Vorbereitung und Durchführung der Ämterkonsultation und die Überarbeitung im Anschluss wird auf etwa drei Monate geschätzt.

Vernehmlassungsverfahren

Neben der Ämterkonsultation besteht gemäß Artikel 3 Vernehmlassungsgesetz (VIG) die Notwendigkeit zur Durchführung einer öffentlichen Konsultation (Vernehmlassungsverfahren). Der Szenariorahmen dient als Grundlage für die Netzplanung und kann demzufolge als Vorhaben mit „großer politischer, finanzieller, wirtschaftlicher, ökologischer, sozialer oder kultureller Tragweite“⁹⁶ klassifiziert werden. Bei Vorhaben mit untergeordneter Tragweite ist eine Anhörung ausreichend.⁹⁷

Das VIG sieht zudem einige Freiheitsgrade bei der Ausgestaltung des Vernehmlassungsverfahrens vor. So kann bei Vorhaben mit betont technischen oder administrativen Inhalten der Teilnehmerkreis eingeschränkt werden. Das VIG befindet sich aktuell in einem Revisionsprozess. Aus heutiger Sicht ist ein umfassendes Vernehmlassungsverfahren notwendig. Ob perspektivisch auch ein eingeschränktes Verfahren ausreichend ist, hängt von der Ausgestaltung des überarbeiteten VIG ab.

Im Gegensatz zur Ämterkonsultation richtet sich das Vernehmlassungsverfahren an sämtliche Akteure außerhalb der Bundesverwaltung. Die Aufforderung zur Partizipation erfolgt einerseits direkt in Form eines schriftlichen Anschreibens. Andererseits werden die Vernehmlassungsunterlagen auf der Internetseite der Bundeskanzlei oder des BFE veröffentlicht. Neben der schriftlichen Ausarbeitung des Szenariorahmens müssen zur Eröffnung des Verfahrens deshalb zusätzlich ein Begleitschreiben an die Adressaten und eine Medienmitteilung eingereicht werden. Die Bundeskanzlei informiert zudem halbjährlich den Bundesrat, die Büros der eidgenössischen Räte, die Kantone, die politischen Parteien und die Medien über geplante Vernehmlassungen und veröffentlicht diese in Form einer elektronischen Liste.

Die Stellungnahmen im Rahmen der öffentlichen Konsultation sowie eine Zusammenfassung in Form eines Ergebnisberichts werden veröffentlicht. Der Szenariorahmen wird auf Basis der Anmerkungen überarbeitet und geht anschließend in die zweite Ämterkonsultation.

⁹⁶ Artikel 3 Abs. 2 VIG

⁹⁷ Maßgebend für die Ausgestaltung der Vernehmlassungsverfahren sind insbesondere das Vernehmlassungsgesetz (VIG) und die Verordnung über das Vernehmlassungsverfahren

Ziel des Vernehmlassungsverfahrens ist die Prüfung der sachlichen Richtigkeit, der Vollzugstauglichkeit und Akzeptanz des Szenariorahmens.

Verantwortlichkeiten und Akteure im Rahmen des Vernehmlassungsverfahrens

Das Vernehmlassungsverfahren wird gemäß Artikel 5 VIK durch den Bundesrat eröffnet. Die Koordination übernimmt die Bundeskanzlei. Die Vorbereitung und Durchführung des Vernehmlassungsverfahrens kann gemäß Artikel 6 VIK durch das Departement, in diesem Fall das UVEK, oder die Bundeskanzlei erfolgen. Das BFE ist für die Auswertung der Stellungnahmen und die Überarbeitung des Szenariorahmens, sofern notwendig, verantwortlich.

Im Gegensatz zur Ämterkonsultation kann sich jede Person und Organisation an dem Verfahren beteiligen. Zur Stellungnahme zwingend eingeladen werden gemäß Artikel 4 VIG

- die Kantone,
- die in der Bundesversammlung vertretenen politischen Parteien,
- die gesamtschweizerischen Dachverbände der Gemeinden, Städte und Berggebiete sowie
- die gesamtschweizerischen Dachverbände der Wirtschaft.

Die Bundeskanzlei führt in diesem Zusammenhang eine Liste der Adressaten. Darüber hinaus sind weitere, im Einzelfall interessierte Kreise bzw. betroffene Institutionen zu konsultieren, wie etwa

- die Energiewirtschaft,
- Hochschulen,
- Umweltschutzorganisationen,
- Verbraucherverbände und
- Wirtschaftsverbände.

Zeitbedarf des Vernehmlassungsverfahrens

Die Vernehmlassungsfrist beträgt gemäß Artikel 7 Abs. 2 VIG drei Monate. Der Zeitraum bietet allen Interessierten eine ausreichende Möglichkeit, zu dem Szenariorahmen Stellung zu nehmen. Für die Bereinigung ist ebenfalls ein Zeitaufwand von drei Monaten erforderlich.

5.2.3 Optionale Begleitmaßnahmen

Der Konsultationsprozess kann optional durch begleitende Informationsveranstaltungen und Workshops ergänzt werden. Dies bietet die Möglichkeit, Fragen und Unstimmigkeiten in einem offenen Dialog mit Fachexperten und der Öffentlichkeit zu klären. Dadurch wird die Nachvollziehbarkeit und somit auch die Transparenz und Akzeptanz des Szenariorahmens erhöht.

Die Einrichtung einer zentralen Plattform z.B. in Form einer Internetseite ist empfehlenswert. Hier können sämtliche Informationen rund um den Szenariorahmen gebündelt kommuniziert werden. Darüber hinaus kann über ein Formular die Möglichkeit einer elektronischen Stellungnahme gegeben werden. Dies vereinfacht die Beteiligung am Konsultationsverfahren und die anschließende Auswertung der Stellungnahmen.

5.2.4 Festlegung des Szenariorahmens

Neben den Ämterkonsultationen und der öffentlichen Konsultation erfolgt die politische Legitimation des Szenariorahmens durch Beschlussfassungen bzw. Festlegung durch den Bundesrat, die Bundesregierung der Schweiz.

Prozessbeschreibung und Verantwortlichkeiten

Eine Genehmigung des Szenariorahmens durch den Bundesrat muss im Gesamtablauf an zwei Stellen erfolgen. Der im Rahmen der ersten Ämterkonsultation abgestimmte Entwurf des Szenariorahmens muss zunächst vom Bundesrat beschlossen werden, um anschließend das öffentliche Vernehmlassungsverfahren eröffnen zu können. Zudem ist eine finale Genehmigung des Szenariorahmens durch eine Festlegung des Bundesrates notwendig. Die Verantwortlichkeit des Bundesrates an dieser Stelle ist in den Gesetzesgrundlagen zur Ämterkonsultation und zur Vernehmlassung verankert.

Nach der Festlegung des Bundesrates informiert die Bundeskanzlei die Medien und veröffentlicht einen Ergebnisbericht in elektronischer Form. Der vom Bundesrat festgelegte Szenariorahmen ist Grundlage für die Erstellung der Mehrjahrespläne. Er wird als Anhang im Sachplan Energienetze (SEN) integriert, womit die Grundlagen transparent dokumentiert werden.

Zeitbedarf

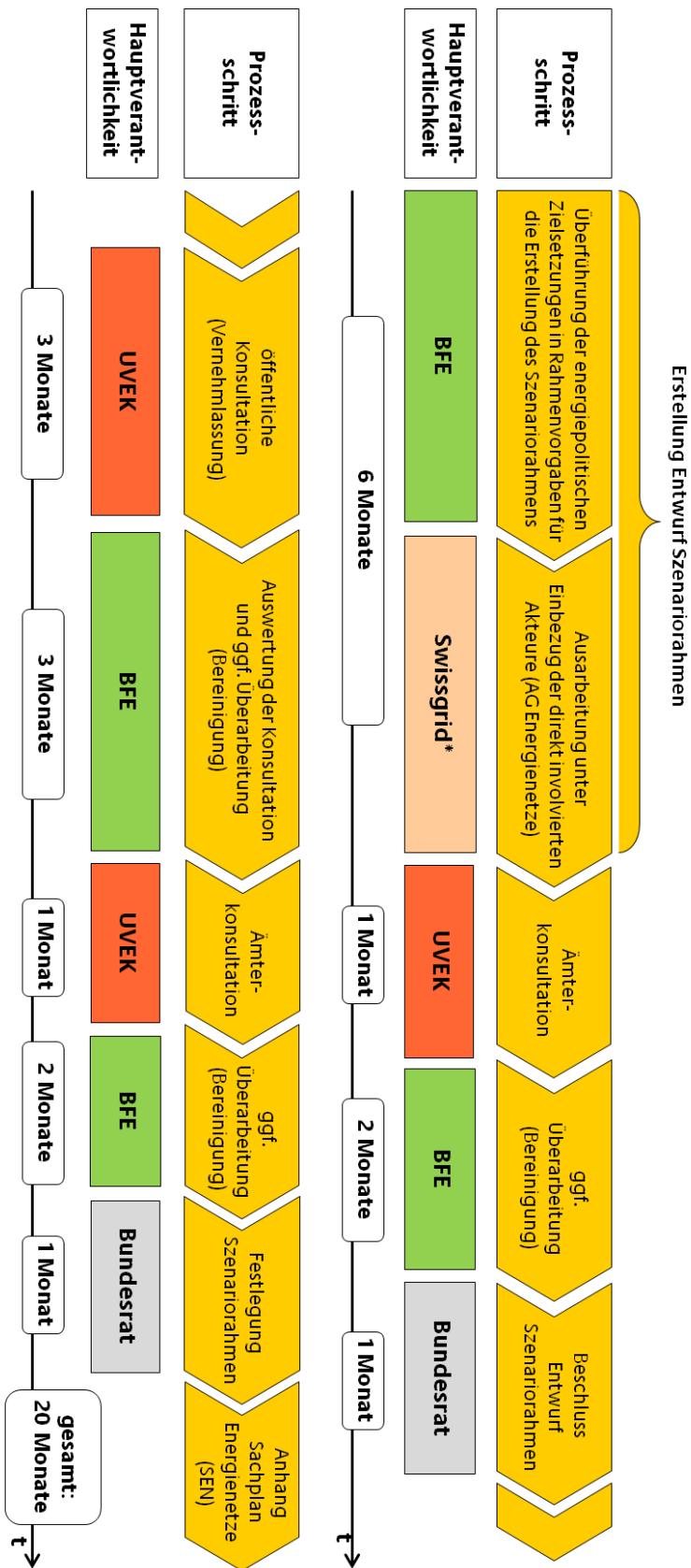
Für die Prüfung und den Beschluss des Entwurfs sowie des endgültigen Szenariorahmens durch den Bundesrat wird jeweils ein Zeitaufwand von etwa einem Monat geschätzt.

5.3 Darstellung des Gesamtprozesses der Szenarioerstellung

Die erforderlichen Prozessschritte von der Erstellung, über die Konsultations- und Überarbeitungsphasen bis hin zur Festlegung des Szenariorahmens sind in den beiden nachfolgenden Übersichten zusammengefasst. Abschließend erfolgt eine Bewertung des Prozessvorschlages.

5.3.1 Prozessablaufplan

Die detaillierte Ausarbeitung des Szenariorahmens liegt in der Hauptverantwortung des Übertragungsnetzbetreibers Swissgrid. Aufgabe des BFE ist zu Beginn die Überführung der zugrunde zu liegenden energiepolitischen Zielsetzungen in Rahmenvorgaben für die Szenarioerstellung. Die anschließenden Konsultationsprozesse werden durch das UVEK (Auswertung und Überarbeitung durch das BFE) verantwortet. Das BFE nimmt bereits zu Beginn des Erstellungsprozesses des Szenariorahmens eine steuernde Funktion ein. Die Ämterkonsultationen und das Vernehmlassungsverfahren dienen der Prüfung des Entwurfs des Szenariorahmens, der hauptverantwortlich durch den Übertragungsnetzbetreiber erstellt wurde. Das BFE begleitet den kompletten Erstellungsprozess und führt somit zur abschließenden Beschlussfassung durch den Bundesrat hin. Im gesamten Prozess wird sämtlichen Interessenvertretern die Möglichkeit zur Stellungnahme gegeben. Eine graphische Darstellung des Prozessablaufs zeigt Abbildung 13.



*Die Ausarbeitung des Szenariorahmens sollte z.B. unter Einbezug der Angaben von Verteilnetzbetreibern und Kantonen zur Last- und Einspeisentwicklung erfolgen (Einbezug von Bottom-Up-Analysen).

Abbildung 13: Prozessablaufplan Szenariorahmen

Eine Zusammenfassung der Prozessschritte gibt Tabelle 19.

Tabelle 19: Prozessschritte des Szenariorahmens

| Teilschritt | Beschreibung | Hauptverantwortlichkeit | Zeitbedarf |
|-----------------------------|---|--------------------------------|-------------------|
| 1. Entwurf | <ol style="list-style-type: none"> 1. Das BFE überführt die zugrunde zu legenden energiepolitischen Zielsetzungen in Rahmenvorgaben. 2. Der Übertragungsnetzbetreiber Swissgrid erarbeitet den Szenariorahmen unter Einbezug der direkt involvierten Akteure im Detail. 3. Mit der AG Energienetze wird der Entwurf des Szenariorahmens diskutiert und abgestimmt. | BFE Swissgrid | 6 Monate |
| 2. Ämterkonsultation | Anschließend wird eine Ämterkonsultation durch das UVEK durchgeführt. Die nicht-öffentliche Konsultation richtet sich ausschließlich an Verwaltungsstellen. | BFE | 1 Monat |
| 3. Überarbeitung | Das BFE wertet die Stellungnahmen der Ämterkonsultation aus und überarbeitet den Szenariorahmen, sofern notwendig. | BFE | 2 Monate |
| 4. Beschluss | Der Bundesrat beschließt den Entwurf des Szenariorahmens und eröffnet das Vernehmlassungsverfahren. | Bundesrat | 1 Monat |
| 5. Vernehmlassung | Die Durchführung der öffentlichen Konsultation verantwortet das UVEK. | UVEK | 3 Monate |
| 6. Überarbeitung | Das BFE wertet die Stellungnahmen des Vernehmlassungsverfahrens aus und überarbeitet den Szenariorahmen, sofern notwendig. | BFE | 3 Monate |
| 7. Ämterkonsultation | Anschließend wird durch das UVEK für den überarbeiteten Entwurf eine zweite Ämterkonsultation durchgeführt. | BFE | 1 Monat |
| 8. Überarbeitung | Das BFE wertet die Stellungnahmen der Ämterkonsultation aus und überarbeitet den Szenariorahmen, sofern notwendig. | BFE | 2 Monate |
| 9. Festlegung | Der Bundesrat beschließt den Szenariorahmen final. Danach bildet der Szenariorahmen die Grundlage für die Erstellung der Mehrjahrespläne. Er wird als Anhang im Sachplan Energienetze (SEN) integriert und ist auch Bestandteil der Mehrjahrespläne, womit die Grundlagen transparent dokumentiert werden. | Bundesrat | 1 Monat |

5.3.2 Bewertung des Gesamtprozesses

Der gesamte Prozess von der Erstellung bis zur Festlegung des Szenariorahmens folgt einer klaren Struktur und Zuteilung von Verantwortlichkeiten. Das BFE überführt als federführendes Amt die zugrunde zu legenden energiepolitischen Zielsetzungen in Rahmenvorgaben, die detaillierte Ausgestaltung des Szenariorahmens übernimmt der Übertragungsnetzbetreiber unter Einbezug der direkt involvierten Akteure. In den Prozess sind über die AG Energienetze zudem Interessenvertreter unterschiedlicher Institutionen involviert, die über entsprechendes Expertenwissen verfügen. Somit wird bereits im ersten Schritt gewährleistet, dass der Szenariorahmen einem Konsens unterschiedlicher Expertenmeinungen entspricht.

Politische Legitimation erhält der Szenariorahmen durch die verwaltungsinternen und nicht-öffentlichen Ämterkonsultationen sowie durch die Verabschiedung durch den Bundesrat. Alle involvierten Ämter haben die Möglichkeit, in zwei Verfahren den Szenariorahmen ausführlich zu prüfen und Stellung zu nehmen. Hierdurch wird sichergestellt, dass das Verfahren den gesetzlichen Bestimmungen und den politischen Zielen der Schweiz entspricht.

Gesellschaftlich legitimiert wird der Szenariorahmen durch eine öffentliche Konsultation, dem Vernehmlassungsverfahren. Zur Steigerung der Akzeptanz und der Transparenz wird in diesem Zusammenhang empfohlen, dass auf die Konsultation in den Medien ausreichend hingewiesen wird und abschließend öffentlich dargelegt wird, inwiefern die Stellungnahmen in den Szenariorahmen eingearbeitet wurden.

Die insgesamt drei Konsultationsverfahren zur Erstellung des Szenariorahmens sind im Gesamtprozess von zentraler Bedeutung. Die Ausgestaltung ist dabei grundsätzlich gesetzlich vorgeschrieben. Die Prozesse sind im schweizerischen Rechtsetzungsverfahren etabliert. Die Schweiz verfügt somit über ausreichend Verfahren und Erfahrung im Umgang mit Konsultationen. Inklusive der Auswertung der Stellungnahmen und der Überarbeitungsschleifen umfassen die Konsultationen einen Zeitraum von etwa 12 Monaten. Die Analyse der internationalen Praxis zeigt kein vergleichbares Abstimmungsbedürfnis.

Der minimale Zeitaufwand für den Gesamtprozess der Erstellung bis zur Festlegung des Szenariorahmens wird auf etwa 20 Monate geschätzt. Dieser Zeitraum gilt in jedem Fall für die erstmalige Erstellung. Anschließend können Lerneffekte sowie bereits vordefinierte und etablierte Prozesse zu einer zeitlichen Verkürzung des Ablaufplans führen. Zudem kann mit der im Rahmen der Revision des VIK angestrebten Vereinheitlichung der Vernehmlassungs- und Anhörungsverfahren perspektivisch ein beschränktes Konsultationsverfahren ausreichend sein.

6 Inhalte der Mehrjahrespläne

Der bisher beschriebene Szenariorahmen stellt den Ausgangspunkt für die Netzentwicklungsplanung anhand der Erstellung von Mehrjahresplänen dar. Nachfolgend wird dargestellt, welche Angaben in den Mehrjahresplänen enthalten sein sollen. Dabei werden zwischen obligatorischen und optionalen Angaben unterschieden und die inhaltlichen und prozessualen Rahmenbedingungen berücksichtigt.

Die Auswirkungen des Netzausbaus auf Mensch und Natur sind erheblich. Ein wichtiges Merkmal für die Netzplanung ist daher Transparenz. In diesem Zusammenhang wird von verschiedenen Seiten immer wieder gefordert, den Prozess und die in den Mehrjahresplänen angegebenen Inhalte so zu gestalten, dass die Mehrjahrespläne bzw. deren Ergebnisse überprüf- und evaluierbar sind. Die damit verbundenen Anforderungen, aber auch mögliche Einschränkungen dieser Forderung, werden in Kapitel 6.2.4 diskutiert.

6.1 Aktuelle Netzplanung der Schweiz

Die Planung des Übertragungsnetzes der Schweiz ist seit 2013 in der Verantwortung von Swissgrid. Sie erfolgt unter enger Abstimmung mit dem Bund, der Energiebranche, den Verteilnetzbetreibern und den europäischen Netzbetreibern innerhalb der ENTSO-E.

Mitte 2013 wird Swissgrid voraussichtlich die Planung bis zum Jahr 2035 unter dem Titel „Zielnetz 2035“ veröffentlichen. Der darin enthaltene Planungshorizont bis zum Jahr 2035 ist abgestimmt auf die Energiestrategie des Bundes und europäische Netzplanung der ENTSO-E. Vorherige Netzplanungsmaßnahmen sind in „Strategisches Netz 2020“ (siehe Abbildung 14) und „Strategisches Netz 2015“ zusammengefasst.

Die aktuelle Erstellung der Mehrjahrespläne erfolgt in 6 Prozessphasen. Die Planung beginnt mit der Erstellung des Szenariorahmens. Danach folgt die Durchführung der Marktsimulationen, in welchen Kraftwerkseinsatz sowie Stromimporte und -exporte bestimmt werden. Im folgenden Schritt wird der Stromübertragungsbedarf basierend auf diesen Marktsimulationen bestimmt. Unter Beachtung des NOVA-Prinzips wird daraufhin eine Netzplanung entworfen, die diesen Transportbedarf erfüllt. Anschließend werden die einzelnen ermittelten Netzmaßnahmen technisch und volkswirtschaftlich bewertet. Die als sinnvoll eingestuftten Projekte fließen dann in die finale Version des Zielnetzes 2035 ein.⁹⁸

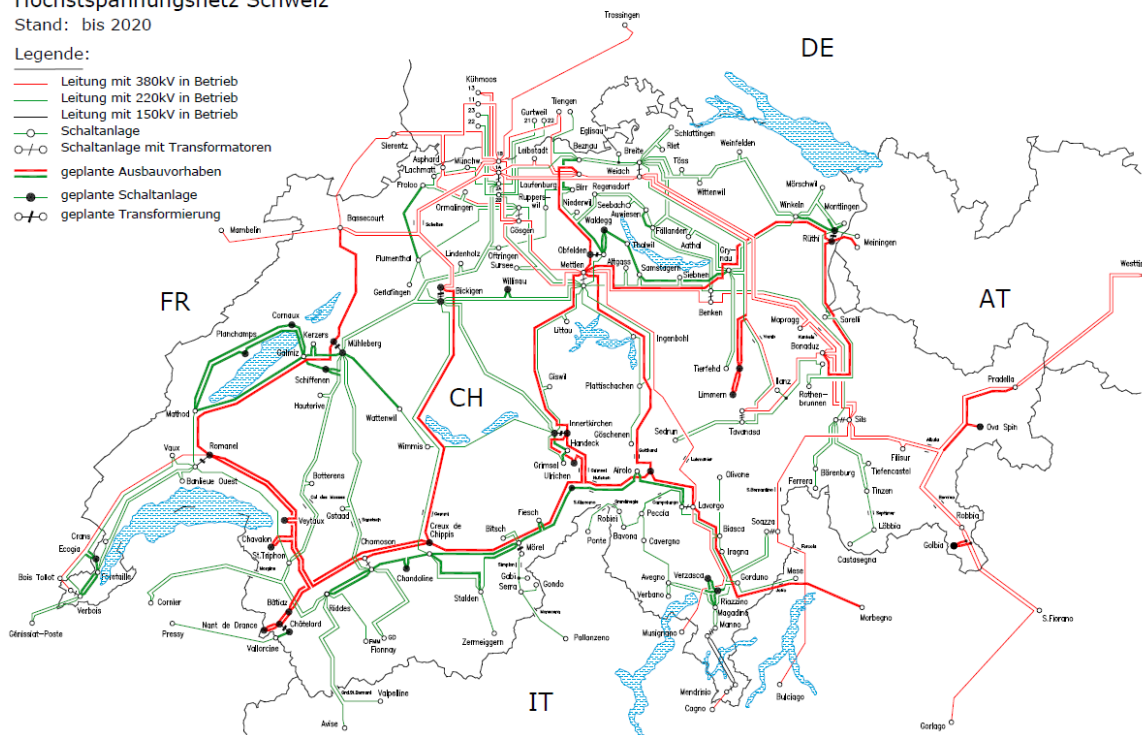
⁹⁸ <http://www.swissgrid.ch/swissgrid/de/home/grid/development.html#2020>

Höchstspannungsnetz Schweiz

Stand: bis 2020

Legende:

- Leitung mit 380kV in Betrieb
- Leitung mit 220kV in Betrieb
- Leitung mit 150kV in Betrieb
- Schaltanlage
- /○ Schaltanlage mit Transformatoren
- geplante Ausbautvorhaben
- geplante Schaltanlage
- /○● geplante Transformierung

Abbildung 14: Strategienetz 2020⁹⁹

6.2 Angaben zu Annahmen, Randbedingungen und Berechnungsmethoden

Die Netzentwicklung ist ein mehrstufiger Prozess, der komplexe Modelle verwendet, um den aktuellen und zukünftigen Energiemarkt inklusive des Stromnetzes abzubilden. In diesem Unterkapitel wird erläutert, welche Daten und Annahmen dafür nötig sind. Außerdem wird weiterer Definitionsbedarf aufgezeigt und beschrieben: Auf Basis welcher Grundlagen (Quellen, Annahmen, Erhebungen, Berechnungen) und wie (Methodik, Zyklus der Abfragung) werden die benötigten Daten erhoben?

6.2.1 Szenariorahmen

Der erste Teil der Netzentwicklungsplanung besteht in der Erstellung des energiewirtschaftlichen Szenariorahmens, der den weiteren Prozessschritten zu Grunde liegt. Die Inhalte des Szenariorahmens wurden ausführlich in Kapitel 3.2 und der Prozess der Szenarioerstellung detailliert in Kapitel 5 beschrieben.



Empfohlene Inhalte zum Szenariorahmen:

Um das Szenario einordnen und beurteilen zu können, ist es dabei wichtig, sich in den Mehrjahresplänen nicht nur auf die Darstellung der Szenarien zu beschränken. Vielmehr müssen auch die Hintergründe und der Prozess der Szenarioerstellung dargestellt werden. Wichtige im Zusammenhang mit dem Szenariorahmen darzustellende Inhalte sind, z.B.:

⁹⁹ Quelle: Swissgrid

- der Szenariorahmen selbst
- Ziel und Funktion des Szenariorahmens
- Zentrale Grundlagen des Szenariorahmens
- Prozess und Verantwortlichkeiten bei der Szenarioerstellung (inklusive den Konsultationen)
- Einordnung in den europäischen Kontext
- Optional: Exkurs zu Unsicherheiten und Grenzen

6.2.2 Modellbeschreibungen

Um die Ergebnisse der Mehrjahrespläne (Netzausbau, -verstärkungs-, -optimierungsmaßnahmen) einordnen zu können, sind nicht nur Angaben zu den zugrunde gelegten Szenarien, sondern auch zu den verwendeten Modellen nötig. Dabei ist zu beachten, dass für die Erstellung der Mehrjahrespläne mehrere Modelle benötigt werden: Je nach Verfügbarkeit der Daten, müssen auch andere Parameter errechnet werden. Beispiele sind Kraftwerkseinsatz (Marktmodellierung), zugrunde zu legender konventioneller Kraftwerkspark (Modell zur Kraftwerksparkentwicklung) und zugrunde zu legende Grenzkuppelkapazitäten oder auch die Entwicklung von Erzeugung und Nachfrage im Ausland.



Empfohlene Inhalte zu den zu verwendenden Modellen:

Für alle verwendeten Modelle sollten folgende Angaben in den Mehrjahresplänen enthalten sein:

- Bezeichnung der verwendeten Modelle je Prozessschritt
- Modellbeschreibung (Funktionsweise, benötigte Eingaben und Art der Ergebnisausgabe) aller verwendeten Modelle inklusive der Angabe zu der Herkunft des Modells (kommerziell/frei verfügbar, Zusammenarbeit mit Universität, eigenes Modell, etc.)
- Verständliche Darstellung zu den Möglichkeiten und Grenzen der verwendeten Modelle
- Optional: Hinweise zu Unterschieden bei der Verwendung anderer Modelle¹⁰⁰

Eine Diskussion der „Überprüf- und Evaluierbarkeit der Mehrjahrespläne“ erfolgt in Kapitel 6.2.4.

6.2.3 Über den Szenariorahmen hinausgehende Annahmen und Randbedingungen

Der Strommarkt und die Netzplanung werden durch eine Vielzahl an Kenngrößen beeinflusst. Einige Parameter, wie z.B. der Stromverbrauch, Brennstoffpreise oder der Erzeugungsmix sind feste Bestandteile des Szenariorahmens. Für die Markt- und Netzmodellierungen müssen aber weitere Angaben gemacht bzw. Annahmen getroffen werden, die über den Rahmen eines konsultierbaren Szenariosets hinausgehen.

¹⁰⁰ Nicht alle Modelle sind kommerziell bzw. frei verfügbar. Die meisten Modelle wurden von Netzbetreibern oder Universitäten selbst erarbeitet bzw. angepasst. Versucht eine andere Partei Ergebnisse unter Verwendung eines anderen Modells zu reproduzieren, müssen die jeweiligen Modellbesonderheiten berücksichtigt werden. Siehe hierzu auch die Diskussion „Überprüf- und Evaluierbarkeit der Mehrjahrespläne“ Kapitel 6.2.4.

► Empfohlene Inhalte zu über den Szenariorahmen hinausgehende Annahmen und Randbedingungen

Wichtig ist, dass die Mehrjahrespläne nicht nur die in dem Szenariorahmen enthaltenen Angaben umfassen, sondern auch alle darüber hinausgehenden Annahmen, Modelleinstellungen und Randbedingungen und diese so weit möglich begründen. In Kapitel 4.4.1 werden wichtige Einflussgrößen des Strommarkts und der Netzplanung beschrieben und auch auf die Unterscheidung von im Szenariorahmen enthaltenen und nicht enthaltenen Angaben eingegangen. Beispiele für weitere Annahmen und Randbedingungen sind:

- Annahmen zu Brennstoffpreisen für die Schweiz sind Teil des Szenariorahmens. Hohen Einfluss haben aber auch die Brennstoffpreise betrachteter Nachbarländer (Grenzübergangspreise). Auch die Entwicklung der Wechselkurse kann sich je nach Liefervertragsart auf die Unterschiede der Brennstoffpreise und damit auf den Kraftwerkseinsatz auswirken.
- Für Modellberechnungen müssen Werte für die Lebensdauern von Kraftwerken angesetzt werden. In der Praxis werden Kraftwerke häufig mit Retrofit-Maßnahmen länger in Betrieb gehalten.
- Netztechnische Planungsgrundlagen können vom realen Netzbetrieb abweichen. Stromnetze können bspw. kurzzeitig über ihre Nennleistung hinaus belastet werden. Für die Berechnung des Ausbaubedarfs muss definiert werden, aber welcher Höhe und Häufigkeit der Netzüberlastung ein Zubau oder eine Verstärkung zu erfolgen hat.

6.2.4 Überprüf- und Evaluierbarkeit der Mehrjahrespläne

Von verschiedenen Seiten wird immer wieder gefordert, den Prozess und die in den Mehrjahresplänen angegebenen Inhalte so zu gestalten, dass die Mehrjahrespläne bzw. deren Ergebnisse überprüf- und evaluierbar sind. Für eine Evaluierung der Mehrjahrespläne ist eine vollständige Offenlegung der Datengrundlage und der verwendeten Modelle nötig. Dabei bestehen folgende Problemstellungen:

- Eine zentrale Datengrundlage sind die Netzdaten, insbesondere Netzbetriebsmittel und Lastverlauf je Netzknoten. Über Lastprofile lässt sich eventuell auf das Verbrauchsverhalten großer angeschlossener Verbraucher schließen. Vor der Veröffentlichung der eigenen Netzdaten müsste Swissgrid bzw. der Netzbetreiber einer untergelagerten Netzebene prüfen, ob damit in die Rechte von Verbrauchern eingegriffen wird. Weiterhin hat Swissgrid nicht das Recht, die Netzdaten anderer europäischer Länder zu veröffentlichen.
- Viele Netzbetreiber haben für die Netzberechnung eigene Modelle entwickelt. Hier stellen sich zwei Fragen: Ist es rechtlich zulässig, die Herausgabe dieser Modelle zu verlangen? Und: Können diese Modelle von Dritten ohne entsprechende Einweisung verwendet werden?

Weiterhin sollte diskutiert werden, welche Institutionen in eine Überprüfung bzw. Evaluierung der Ergebnisse einbezogen werden sollen. Eine Möglichkeit wäre z.B. eine Vereinbarung zwischen Swissgrid und dem Regulator (Elcom) über die Ausgestaltung der Überprüfung von Berechnungsschritten.

6.3 Netzplanungsgrundsätze und netzausbauminimierende Maßnahmen

6.3.1 Netzplanungsgrundsätze

Die Erarbeitung konkreter Maßnahmen zur Deckung des Netzentwicklungsbedarfs basiert auf der Anwendung zugrunde zu legender Netzplanungsgrundsätze. Diese legen die technischen und wirtschaftlichen Grundsätze der Netzplanung dar. Grundsätzlich ist dabei zwischen Randbedingungen (Netzaufgaben wie Versorgungssicherheit, Aufnahme volatiler Einspeisung erneuerbarer Energien, Spannungshaltung etc.) und Beurteilungskriterien (n-1-Sicherheit, transiente und statische Stabilität etc.) zu unterscheiden.



Empfehlung zur Definition von Netzplanungsgrundsätzen

Vor der Erstellung der Mehrjahrespläne sind Netzplanungsgrundsätze zu definieren und abzustimmen. Einzubeziehende Akteure sind neben den Netzbetreibern, BFE, ElCom und evtl. eine zu definierende Expertengruppe. Die Netzplanungsgrundsätze sind so auszugestalten, dass die abgeleiteten Maßnahmen ein robustes und bedarfsgerechtes Zielnetz abbilden. Dabei ist zu beachten, dass die Netzplanungsgrundsätze dem Ziel, den Netzausbaubedarf möglichst gering zu halten, Rechnung tragen. Die Netzplanungsgrundsätze müssen die Spezifika der Netzebenen, für die sie gelten sollten (siehe auch Erläuterungen zu Unterschieden im Folgekapitel 6.3.2), Rechnung tragen. Neue technische, wirtschaftliche oder gesetzliche Rahmenbedingungen können eine Anpassung der Netzplanungsgrundsätze erforderlich machen.

Aus Transparenz und Akzeptanzgründen sind die Netzplanungsgrundsätze in den Mehrjahresplänen darzustellen und zu erläutern (siehe auch Kapitel 6.2.3 „Über den Szenariorahmen hinausgehende Annahmen und Randbedingungen“).

6.3.2 Netzausbauminimierender Maßnahmen

Wie im Vorabsatz dargestellt, ist in den Netzplanungsgrundsätzen auch die Optimierung des Netzausbaubedarfs zu berücksichtigen. Das schließt die technisch-wirtschaftliche Abwägung netzausbauminimierender Maßnahmen ein. Im Folgenden soll weder eine Aufzählung noch eine Bewertung einzelner Maßnahmen zur Reduktion des Netzausbaubedarfs erfolgen. Vielmehr soll der Rahmen der grundsätzlichen Möglichkeiten zur Reduktion des Netzausbaubedarfs dargestellt werden.

Ganz allgemein kann Netzausbaubedarf durch Veränderungen der Erzeugungs- und Verbrauchseite sowie des Transports verändert werden.¹⁰¹

Erzeugungs- und Verbrauchseite

Die Einspeiseprofile (erneuerbarer) Energieerzeuger und die Verbraucherlastkurven sind in der Modellierung normalerweise exogen vorgegebene Parameter, die auf historischen Daten und aktuellen Profilen basieren und für die Modellierung bzw. die Erstellung der Mehrjahrespläne als gegeben an-

¹⁰¹ Die Kriterien der Versorgungsqualität wie z.B. Frequenzstabilität und Sicherheit können je nach Kriterium einem oder mehreren der drei Kategorien zugeordnet werden.

gesehen werden. Da diese aber erheblichen Einfluss auf den Netzausbau haben, ist es wichtig, den Umgang mit diesen Größen zu definieren. Beispielkenngrößen sind:

- **Einspeiserestriktionen/ -management.**

An der Stromböse werden die Gebote zunächst ohne Berücksichtigung der nationalen Netzkapazitäten abgegeben, d.h. für den nationalen Strommarkt wird von einem barrierefreien Netz ausgegangen.¹⁰² Ausbau und Betrieb von konventionellen und erneuerbaren Kraftwerkskapazitäten sowie von Pumpspeicherwerken haben aber direkte Auswirkung auf die benötigte Netzkapazität. Gerade für die Einspeisung erneuerbarer Energien (Kappung der Einspeisespitzen) oder den Betrieb von Pumpspeicherwerken ist rechtssicher zu definieren, ob das Netz deren uneingeschränkten Betrieb jederzeit garantieren muss, oder ob gewisse netztechnische Einspeiserestriktionen (bei erneuerbaren Energien spricht man von der Kappung der Einspeisespitzen) möglich sind.

- **Lokalisierungsanreize (für neue Erzeugungsanlagen und Verbrauch).**

Die regionale Verteilung von Last und Erzeugung ist neben deren Höhe und zeitlichem Verlauf entscheidende Größen für die Netzplanung. Trotzdem gibt es bei der Planung von Kraftwerken keine Lokalisierungsanreize, um diese netzoptimal zu errichten. Gleiches gilt für große Verbraucher, wie Industrieanlagen, die bei einer erzeugungsnahen Errichtung Lastflüsse beschränken und daher ebenfalls den Netzausbau verringern könnten. Da dem Modell die Lage der Erzeuger vorgegeben werden muss, gibt man damit indirekt auch vor, ob und welche Art von Lokalisierungsanreizen bestehen.

NOVA-Prinzip und unterschiedliche Stromübertragungstechnologien

Das NOVA-Prinzip ist eine grundsätzliche Leitlinie bei der Netzplanung. Es besagt, dass bei Engpässen zuerst Netzoptimierungsmaßnahmen, wie Leistungsflusssteuerung, in Betracht gezogen werden. Falls diese Maßnahmen nicht ausreichen, werden Verstärkungsmaßnahmen bestehender Trassen, wie beispielsweise Umbeseilung oder Betrieb in höheren Spannungsebenen durchgeführt. Erst wenn diese Maßnahmen nicht ausreichen, werden Netzausbaumaßnahmen in Form neuer Stromtrassen vorgeesehen.

Viel diskutiert ist der Einsatz innovativer Stromübertragungstechnologien. Mit deren Einsatz soll der Netzausbaubedarf reduziert oder in Bezug auf die Verkabelung zumindest weniger sichtbar gestaltet werden. Dem Gegenüber stehen höhere Kosten und meist relativ geringe Erfahrung im Einsatz dieser Technologien, also höhere Risiken. Die Art der möglichen Technologien und deren Einsatzweite variieren stark mit der betrachteten Netzebene:

- Für den Verteilnetzbetrieb wird im Neubau mittlerweile fast ausschließlich auf Erdkabel zurückgegriffen. Die Mehrkosten sind vertretbar, es besteht ein geringer Trassenplatzbedarf und die Verlegung ist technisch erprobt. Hohes Potenzial zur Einsparung von Netzausbau haben insbesondere regelbare Ortsnetztransformatoren. Insgesamt ergibt sich auf dieser Netzebene grundsätzlich ein hohes Potenzial zur Reduktion des Netzausbaubedarfs durch den Einsatz innovativer Betriebsmittel: in Deutschland könnte sich der Ausbaubedarf durch einen konsequenten Einsatz innovativer Betriebsmittel fast halbieren.¹⁰³

¹⁰² Kommt es zu Engpässen, erfolgt in einem nächsten Schritt der Redispatch. In diesem Absatz geht es um andere Fragestellungen, weswegen auf Prinzip, Kosten und Auswirkungen des Redispatch nicht näher eingegangen wird.

¹⁰³ (dena, 2012)

- Für die Höchstspannungsebene ergibt sich eine andere Sachlage. Erdkabel sind auf der Höchstspannungsebene deutlich teurer (Faktor 3- 10) als Freileitungen und haben einen erhöhten Blindleistungsbedarf. Sie weisen im Stromnetz andere physikalische Eigenschaften, wie einen unterschiedlichen Wellenwiderstand, auf und sind für lange Strecken und Vermaschung kaum erprobt. Bei Wartung und Reparatur sind diese zwar im Vergleich zu Freileitungen nicht der Witterung ausgesetzt, was die Fehlerhäufigkeit verringert, allerdings entstehen insbesondere an den Kabelmuffen immer wieder technische Probleme, wobei dann die Reparaturzeit wesentlich höher als bei Freileitungen ist (3-5 Tage bei unverzüglichem Zugang, ansonsten in 1/3 der Fälle innerhalb einer Woche, in 75% der Fälle innerhalb eines Monats)¹⁰⁴.

6.4 Darstellung und Robustheit der Ergebnisse

Im folgenden Kapitel wird die Darstellung und Robustheit der Ergebnisse der Mehrjahrespläne diskutiert. Die Diskussion der einzubeziehenden Netzebenen erfolgt in Kapitel 4.2.3.



Empfohlene Inhalte zur Ergebnisdarstellung

Insbesondere folgende Punkte sind bei der Darstellung der Ergebnisse zu beachten:

- Aus der Darstellung des Netzentwicklungsbedarfs muss die Unterscheidung zwischen Optimierungs-, Verstärkungs- und Ausbaumaßnahmen klar hervorgehen.
- Die Maßnahmen sollten in den Mehrjahresplänen netzknotenscharf mit Angabe der Anschlusspunkte, der Maßnahmenart und Angaben zum Zeitpunkt, bis wann eine Netzentwicklungsmaßnahme benötigt wird, dargestellt werden. Die Angabe der Anschlusspunkte ergibt sich direkt aus den Lastflussberechnungen und ist entsprechend zu begründen. Der exakte Trassenverlauf kann zu diesem Zeitpunkt noch nicht genau ermittelt werden und wird erst im späteren Prozess der Netzentwicklung festgestellt.
- Insbesondere für die spätere Genehmigung der Maßnahmen ist eine maßnahmenscharfe Begründung zu empfehlen. Gibt es alternative Maßnahmen, sind diese soweit sinnvoll darzustellen und die Unterschiede zu erläutern.
- Im Ergebnis der Modellierung des Szenariorahmens werden für die drei Szenarios Übertragungsbedarfe definiert. Neben der Darstellung der abschließend empfohlenen Netzentwicklungsmaßnahmen ist auch darzustellen, mit welchem Auswahlprozess aus den drei Szenarioergebnissen Netzentwicklungsmaßnahmen herausgesucht wurden.
- Die Ergebnisse der statischen und transienten Netzstabilitätsuntersuchungen (z.B. n-1-Sicherheit, Blindleistungsverhalten etc.) sollten als solche ausgewiesen und aufgrund des hohen Komplexitätsgrades ausführlich erläutert werden. Es sollte nachvollziehbar sein, dass Netzausbaubedarf sowohl zur Realisierung der Stromflüsse (kapazitätsbedingt) als auch netzstabilitätsbedingt nötig sein kann.

¹⁰⁴ (ENTSO-E, Europacable, 2010)

Robustheit der Ergebnisse

Im Ergebnis sollen die empfohlenen Netzentwicklungsmaßnahmen ein bedarfsgerechtes und robustes Netz ermöglichen. Dabei wird häufig die Frage diskutiert, inwiefern ein Netz bzw. ein Maßnahmenpaket zur Netzentwicklung hinsichtlich der im Szenariorahmen dargestellten wahrscheinlichen Entwicklungsbandbreite robust sein kann. Neben der Art der Maßnahmenauswahl selbst spielt dafür insbesondere die regelmäßige Aktualisierung der Mehrjahrespläne eine wichtige Rolle. Für Zeitpunkte, die sich in naher Zukunft befinden, unterscheiden sich die verschiedenen Szenarios deutlich weniger, als für weiter entfernte Zeitpunkte. Hier stimmen die für die einzelnen Szenarien notwendigen Maßnahmen häufiger überein. Für weiter entfernt liegende Zeitpunkte gilt das Gegenteil. Allerdings können bei der nächsten Aktualisierung der Mehrjahrespläne für diese nun näher gerückten Zeitpunkte evtl. bereits robustere Ergebnisse definiert werden. Die regelmäßige Aktualisierung des Szenariorahmens stellt damit ein wichtiges Instrument dar, um die Ergebnisse an die realen Entwicklungen anzupassen und damit zu einer robusten Netzplanung zu kommen.

7 Tabellenverzeichnis

| | |
|---|-----|
| Tabelle 1: Inhalte eines energiewirtschaftlichen Szenariorahmens | 14 |
| Tabelle 2: Szenarien im Netzentwicklungsplan 2012 | 27 |
| Tabelle 3: Aspekte bei der Erstellung des Szenariorahmens und der Netzentwicklungsplanung in Deutschland | 33 |
| Tabelle 4: Szenarien im APG-Masterplan 2030 | 40 |
| Tabelle 5: Aspekte bei der Erstellung des Szenariorahmens und der Netzentwicklungsplanung in Österreich..... | 43 |
| Tabelle 6: Zusammenfassung der Aspekte der Netzentwicklungsplanung Strom in Frankreich. | 50 |
| Tabelle 7: Zusammenfassung der Aspekte der Netzentwicklungsplanung Strom in Italien. | 53 |
| Tabelle 8: Zusammenfassung der Aspekte der Netzentwicklungsplanung Strom in Großbritannien..... | 56 |
| Tabelle 9: Zusammenfassung der Aspekte der Netzentwicklungsplanung Strom im Marktgebiet der PJM..... | 59 |
| Tabelle 10: Internationaler Vergleich Erstellung Szenariorahmen..... | 61 |
| Tabelle 11: Arbeitsschritte der Szenarioerstellung | 64 |
| Tabelle 12: Szenariorahmen der Schweiz | 76 |
| Tabelle 13: Szenarien aus „Energieperspektiven für die Schweiz bis 2050“ | 80 |
| Tabelle 14: Szenariovergleich der Energieperspektiven 2050..... | 81 |
| Tabelle 15: Studienüberblick energiewirtschaftliche Entwicklung der Schweiz | 82 |
| Tabelle 16: Studienüberblick europäischer und internationaler energiewirtschaftlichen Entwicklungen | 83 |
| Tabelle 17: Relevante Kenngrößen des Szenariorahmens | 85 |
| Tabelle 18: Literaturbeispiele für Regionalisierungsansätze..... | 93 |
| Tabelle 19: Prozessschritte des Szenariorahmens..... | 104 |
| Tabelle 20: Fragenkatalog der dena an die projektbegleitende Expertengruppe..... | 121 |
| Tabelle 21: Auszug SwissGrid Datenerfassung zur Netzplanung | 122 |
| Tabelle 22: Energiefachstellen der Schweizer Kantone | 123 |

8 Abbildungsverzeichnis

| | |
|---|-----|
| Abbildung 1: Prozessablaufplan Szenariorahmen | 12 |
| Abbildung 2: Netzplanungsprozess (Ausschnitt) und Untersuchungsgegenstand | 18 |
| Abbildung 3: Aufbau der Studie | 19 |
| Abbildung 4: Projektstruktur | 20 |
| Abbildung 5: Für den internationalen Vergleich betrachtete Länder | 23 |
| Abbildung 6: Netzgebiete der deutschen Übertragungsnetzbetreiber | 25 |
| Abbildung 7: Prozessphasen der Netzentwicklung in Deutschland | 31 |
| Abbildung 8: Szenariotrichter | 63 |
| Abbildung 9: Verbundnetz der ENTSO-E | 70 |
| Abbildung 10: Netzebenen in der Schweiz | 73 |
| Abbildung 11: Kantone der Schweiz..... | 88 |
| Abbildung 12: Grenzkuppelkapazitäten der Schweiz im Winter 2010/2011 | 90 |
| Abbildung 13: Prozessablaufplan Szenariorahmen..... | 103 |
| Abbildung 14: Strategienetz 2020..... | 107 |

9 Abkürzungsverzeichnis

| | |
|-----------|--|
| ACER | Agency for the Cooperation of Energy Regulators (EU-Regulierungsbehörde) |
| AEEG | Autorita per l'Energia Elettrica e il Gas (Regulierungsbehörde Italien) |
| AG | Arbeitsgruppe |
| APG | Austrian Power Grid AG (ÜNB Österreich) |
| ARE | Bundesamt für Raumentwicklung |
| BAFU | Bundesamt für Umwelt (Schweiz) |
| BFE | Bundesamtes für Energie (Schweiz) |
| BNetzA | Bundesnetzagentur (Regulierungsbehörde Deutschland) |
| CRE | Commission de régulation de l'énergie (Regulierungsbehörde Frankreich) |
| CPR | Commission Perspective du Réseau |
| CURTE | Comité des Utilisateurs du Réseau de Transport d'Electricité |
| dena | Deutsche Energie-Agentur GmbH |
| E-Control | Energie-Control Austria (Regulierungsbehörde Österreich) |
| EE | erneuerbare Energien |
| ElCom | Eidgenössischen Elektrizitätskommission |
| ElWIG | Vorarlberger Elektrizitätswirtschaftsgesetz (Österreich) |
| ElWOG | Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetzes (Österreich) |
| EnDK | Konferenz Kantonale Energiedirektoren |
| ENTSO-E | European Network of Transmission System Operators for Electricity |
| EnWG | Energiewirtschaftsgesetz (Deutschland) |
| FERC | Federal Energy Regulatory Commission (Regulierungsbehörde USA) |
| HGÜ | Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungstrassen |
| IEA | International Energy Agency |
| ISO | Independent System Operators (USA) |
| ITZ | Institut für Zukunftsstudien und Technologiebewertung |
| NEP | Netzentwicklungsplan |
| NERC | North American Electric Reliability Council |
| NGO | Nichtregierungsorganisation |

| | |
|------------------|---|
| NOVA | Netz-Optimierung vor Verstärkung vor Ausbau |
| NREAP | National Renewable Energy Action Plan |
| NTC | Net Transfer Capacity |
| ODIS | Offshore Development Information Statement (National Grid UK) |
| Ofgem | Office of the Gas and Electricity Markets (Großbritannien) |
| PC | Planning Committee (PJM) |
| PJM | Pennsylvania-New Jersey-Maryland Interconnection |
| POM | Szenario „Politische Maßnahmen“ |
| RTE | RTE EDF Transport S.A. (ÜNB Frankreich) |
| RTEP | Regional Transmission Expansion Plan (PJM) |
| RTO | Regional Transmission Organizations (USA) |
| RWTH | Rheinisch-Westfälische Technische Hochschule Aachen |
| SECO | Staatssekretariat für Wirtschaft |
| SO&AF | Scenario Outlook & Adequacy Forecast (ENTSO-E) |
| SHE Transmission | Scottish Hydro Electric Transmission |
| SPT | Scottish Power Transmission |
| StromVG | Stromversorgungsgesetz |
| SYS | Seven-Year-Statement (National Grid UK) |
| TEAC | Transmission Expansion Advisory Committee (PJM) |
| TYNDP | Ten-Year Network Development Plan (ENTSO-E) |
| ÜNB | Übertragungsnetzbetreiber |
| UVEK | Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation (Schweiz) |
| VIG | Vernehmlassungsgesetz |
| VSE | Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen |
| VÜN | Vorarlberger Übertragungsnetz GmbH (ÜNB Österreich) |
| WWB | Szenario „Weiter wie bisher“ |

Energie - und Zeiteinheiten

| | |
|-----|----------------|
| a | Jahr |
| GJ | Gigajoule |
| GW | Gigawatt |
| GWh | Gigawattstunde |
| h | Stunde |
| kW | Kilowatt |
| kWh | Kilowattstunde |
| MW | Megawatt |
| MWh | Megawattstunde |
| t | Tonne |
| TW | Terawatt |
| TWh | Terawattstunde |

10 Literaturverzeichnis

50Hertz Transmission GmbH; Amprion GmbH; TenneT TSO GmbH; u. a. (2013): „Netzentwicklungsplan Strom 2013 - erster Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber“.

50Hertz Transmission GmbH; Amprion GmbH; TransnetBW GmbH; u. a. (2012a): „Netzentwicklungsplan Strom 2012 - 2. überarbeiteter Entwurf“.

50Hertz Transmission GmbH; Amprion GmbH; TransnetBW GmbH; u. a. (2012b): „Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan 2013 – Genehmigte Version“.

Armin Schnettler (2012): „Stellungnahme des externen Gutachters zum Netzentwicklungsplan 2012“.

Austrian Power Grid (2012a): „APG-Masterplan 2020“.

Austrian Power Grid (2011): „Netzentwicklungsplan 2011 Regelzone Austrian Power Grid AG (APG)“.

Austrian Power Grid (2012b): „Netzentwicklungsplan 2012 Regelzone Austrian Power Grid AG (APG) - Entwurf“.

Bundesnetzagentur (2012): „Netzausbau 2012“.

Commission de régulation de l'énergie (CRE) (2012a): „Deliberation by the Energy Regulation Commission on the 19th of July 2012 examining the ten-year network development plan drawn up by RTE and submitted in 2012“.

Commission de régulation de l'énergie (CRE) (2012b): „Public consultation of the French Energy Regulatory Commission (CRE) dated April 10th, 2012 on the ten-year development plan drawn up by RTE for the electricity transmission network in France“.

Consentec GmbH (2012): „Einfluss verschiedener Stromangebotsvarianten auf das Übertragungsnetz der Schweiz“.

dena (2010): „dena-Netzstudie II - Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 – 2020 mit Ausblick 2025.“.

dena (2012): „dena-Verteilnetzstudie - Ausbau- und Investitionsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030“.

E-Control (2011a): „Bescheid - Genehmigung des Netzentwicklungsplans 2011 der Austrian Power Grid“.

E-Control (2011b): „Bescheid - Genehmigung des Netzentwicklungsplans 2011 der Voralberger Übertragungsnetz GmbH“.

ENTSO-E (2012a): „Scenario Outlook & Adequacy Forecast 2012-2030“.

ENTSO-E (2012b): „Ten-Year Network Development Plan 2012“.

ENTSO-E; Europacable (2010): „Machbarkeit und technische Aspekte der Teilverkabelung von Höchstspannungsfreileitungen“.

Geschka, Horst; Schwarz-Geschka, Martina (o. J.): „Einführung in die Szenariotechnik“.

- Institut für Zukunftsstudien und Technologiebewertung (ITZ) (2008): „Methoden der Zukunfts- und Szenarioanalyse“.
- ISO/RTO Council (ICR) (2007): „Progress of Organized Wholesale Electricity Markets in North America“.
- National Grid (2012a): „Electricity Ten Year Statement“.
- National Grid (2012b): „Evolution of National Grid’s Electricity Transmission Network Analysis Publications: The SYS and ODIS“.
- National Grid (2011): „UK Future Energy Scenarios“.
- National Grid (2012c): „Way Forward & Stakeholder Feedback“.
- PJM Interconnection (2012a): „Operating Agreement of PJM Interconnection“.
- PJM Interconnection (2012b): „PJM Manual 14B: PJM Region Transmission Planning Process“.
- Prognos AG (2012): „Die Energieperspektiven für die Schweiz bis 2050“.
- Prognos AG (2011): „Letztverbrauch 2012 Planungsprämissen für die Berechnung der EEG-Umlage“.
- Reich, Klemens; Gutschi, Christoph; Nischler, Gernot (2012): „Szenarioanalyse für den Masterplan 2030 der Austrian Power Grid AG“.
- RTE EDF Transport (2012a): „Bilan Prévisionnel de l’équilibre offre-demande d’électricité en France“.
- RTE EDF Transport (2012b): „Schéma décennal 2012 de développement du réseau de transport d’électricité - erster Entwurf“.
- Terna S.p.A. (2012): „Piano di Sviluppo 2012 - erster Entwurf“.
- Umweltbundesamt (2011): „Stromszenario 2050 - Abschlussbericht der Diskussionsplattform e-Trend Forum“.
- Vorlaberger Energienetze (2011): „Netzentwicklungsplan 2011 zu den Investitionsvorhaben und Ausbauplanungen für das Übertragungsnetz der VKW-Netz AG“.
- Vorlaberger Energienetze (2012): „Netzentwicklungsplan 2012“.

11 Anhang

Tabelle 20: Fragenkatalog der dena an die projektbegleitende Expertengruppe

| Nr. | Frage | Erläuterung / Bemerkung |
|---|---|--|
| (Bisherige) Prozesse und Erfahrungen der Netzentwicklungsplanung | | |
| 1 | Auf Basis welcher Annahmen und mit welchen Prozessen werden bisher die Mehrjahrespläne für die Netzentwicklung erstellt? | bisheriges Verfahren, Beteiligte, Datengrundlagen |
| 2 | Was sind die zentralen Treiber der Netzentwicklung? | Zentrale energiewirtschaftliche Einflussfaktoren |
| 3 | Welche Ansätze zur Regionalisierung von Last und Erzeugung sind zu empfehlen? | Möglichkeiten der Regionalisierung |
| 4 | Welche Aspekte und ggf. Besonderheiten sind für die Netzentwicklungsplanung der verschiedenen / einzelnen Netzebenen zu berücksichtigen? | Höchst-, Hoch-, Mittel-, Niederspannung |
| 5 | „Freiheitsgrade und Flexibilität“ des Szenariorahmens: Welche Parameter des Szenariorahmens müssen zwingend vorgegeben werden? Welche Parameter sollen / müssen die Netzplaner festlegen? | |
| Internationale Erfahrungen der Netzentwicklungsplanung | | |
| 6 | Welche Verfahren und Prozesse aber auch Probleme der Szenarioerstellung und der Netzentwicklungsplanung anderer Staaten sollten ggf. in den Fokus der Studie gestellt werden? Welche Informationen erhoffen Sie sich aus dem internationalen Vergleich? | ggf. Hinweise auf besonders zu berücksichtigende Verfahren und/oder Erfahrungen Erwartungen und Einschätzungen der Teilnehmer |
| 7 | Welche Probleme der Netzentwicklungsplanung, insbesondere bzgl. des Szenariorahmens, aus Prozessen anderer Staaten sind bekannt, die vermieden werden sollten? | |
| Öffentliche Konsultation der Netzentwicklungsplanung | | |
| 8 | Welche Gruppen/Akteure sind aus Ihrer Sicht bei der Szenarioerstellung zu konsultieren? | Abfrage der zuständigen Behörden/Ansprechpartner |
| 9 | Welchen Mehrwert und welche Herausforderungen sehen die Beteiligten in Konsultationsprozessen? | Einschätzung der Experten zu Konsultationen (Erfahrungswerte) |

Tabelle 21: Auszug SwissGrid Datenerfassung zur Netzplanung

| Kenngröße | Parameter | Einheit | Ist/ Prognose | Regionalisierung | Quelle | | | |
|-------------------------------------|------------------------------------|------------------|------------------|--|---|-------------------------------|-------------------|---|
| konventionelle Erzeugung | Installierte Kapazität | MW | Ist | netzknottenscharf | Swissgrid | | | |
| | Installierte Kapazität | MW | Prognose | | | TYNDP | | |
| | O&M Kosten | CHF/MWh | | | | | | |
| | Ausfallrate | Zeit- prozent | | | | | | |
| | Wartungsrate | | | | | | | |
| | Wirkungsgrad | Prozent | | | | | | |
| | Stillstandzeit | h | | | | | | |
| | Mindestlaufzeit | h | | | | | | |
| | Rampe | MW/h | | | | | | |
| Speicherkraftwerke | Produktion | MW | Ist | netzknottenscharf | Swissgrid | | | |
| | Reservoirgröße | GWh | Prognose | Regionalisierung über Verteil- schlüssel | Ableitung auf Grundlage BFE- Elektrizitätsstatistik | | | |
| | Installierte Kapazität | MW | | | BFE- Elektrizitätsstatistik | | | |
| | Erwartete Einspeisung | GWh | | | | | | |
| | Leistungsgrenzen | MW | - | - | Swissgrid | | | |
| Pumpspeicher- kraftwerke | Produktion/Pumpe | MW | Ist | netzknottenscharf | Swissgrid | | | |
| | Installierte Turbinen- leistung | MW | Prognose | | | Betreiberanfrage Swissgrid | | |
| | Installierte Pumpleis- tung | MW | | | | | | |
| | Leistungsgrenzen | MW | | | | | kraftwerksscharf | Swissgrid |
| | Reservoirgröße | GWh | | | | | reservoirscharf | Ableitung auf Basis Betreiberanfrage |
| | Wirkungsgrad | Prozent | | | | | netzknottenscharf | TYNDP |
| EE-Erzeugung | Installierte Kapazität | MW | Ist | Regionalisierung über Verteil- schlüssel | Kostendeckende Einspeisungsvergü- tung | | | |
| | Installierte Kapazität | MW | Prognose | | BFE Energiestrategie | | | |

| | | | | | |
|---------------------------|-------------------------|--------|----------|---|----------------------|
| | Erwartete Einspeisung | GWh | | | 2050 |
| Last | vertikale Last | MW | Ist | netzknottenscharf | Swissgrid |
| | Systemlast | MW | Prognose | Regionalisierung über Verteil-schlüssel | |
| Grenzkuppelstellen | Fluss, Programm, NTC | MW | Ist | Fluss: netzknottenscharf; Programm, NTC: grenzenscharf | Swissgrid |
| | NTC | MW | Prognose | Regionalisierung über Verteil-schlüssel | |
| Preise | CO ₂ -Preise | CHF/t | Prognose | netzknottenscharf | World Energy Outlook |
| | Brennstoffkosten | CHF/GJ | | | TYNDP |

Tabelle 22: Energiefachstellen der Schweizer Kantone

| Kanton | Amt | Adresse | Tel | Fax |
|--------------------|---|---|---------------|---------------|
| Zürich (ZH) | Amt für Abfall, Wasser, Energie und Luft, AWEL, Abteilung Energie | Stampfenbachstrasse 12, Postfach, 8090 Zürich | 043/259 42 66 | 043/259 51 59 |
| Bern (BE) | Amt für Umweltkoordination und Energie | Reiterstrasse 11, 3011 Bern | 031/633 36 51 | 031/633 36 60 |
| Luzern (LU) | Umwelt und Energie Kanton Luzern, Fachleiter Energie | Libellenrain 15, Postfach 3439, 6002 Luzern | 041/228 60 60 | 041/228 64 22 |
| Uri (UR) | Amt für Energie | Klausenstrasse 2 6460 Altdorf | 041/875 26 11 | 041/875 26 10 |
| Schwyz (SZ) | Hochbauamt Kanton Schwyz, | Postfach 1252, 6431 Schwyz | 041/819 15 40 | 041/819 15 49 |

| | | | | |
|-------------------------|---|--|---------------|---------------|
| | Energiefachstelle | | | |
| Obwalden (OW) | Hoch- und Tiefbauamt, Abteilung Hochbau und Energie | Flüelistrasse 1, Postfach 1163, 6061 Sarnen | 041/666 64 24 | 041/666 71 91 |
| Nidwalden (NW) | Amt für Wald und Ener- gie, Energiefachstelle Nidwalden | Kreuzstrasse 2, 6371 Stans | 041/618 40 54 | 041/618 40 87 |
| Glarus (GL) | Departement Bau und Umwelt, Abt. Umwelt- schutz und Energie | Kirchstrasse 2 8750 Glarus | 055/646 64 00 | 055/646 64 58 |
| Zug (ZG) | Baudirektion des Kan- tons Zug, Energiefach- stelle | Verwaltungsgebäude 1 Aabachstrasse 5 6301 Zug | 041/728 53 00 | 041/728 53 09 |
| Fribourg (FR) | Service de l'énergie (SdE) | Boulevard de Pérolles 25, case postale 1350, 1701 Fri- bourg | 026/305 28 41 | 026/305 28 48 |
| Solothurn (SO) | Amt für Wirtschaft und Arbeit, Energiefachstelle | Rathausgasse 16, 4509 So- lothurn | 032/627 85 24 | 032/627 85 51 |
| Basel-Stadt (BS) | Amt für Umwelt und Energie, Energiefachstel- le | Hochbergerstrasse 158 / Postfach, 4019 Basel | 061/639 23 50 | 061/639 23 51 |
| Basel-Land (BL) | Amt für Umweltschutz und Energie, Fachstelle | Rheinstrasse 29 | 061/552 55 05 | 061/552 69 84 |

| | | | | |
|---|---|--|---------------|---------------|
| | Energie | 4410 Liestal | | |
| Schaffhausen (SH) | Baudepartement, Energiefachstelle | Frauengasse 24 8200 Schaffhausen | 052/632 76 37 | 052/624 77 24 |
| Appenzell Auser- rhoden (AR) | Amt für Umwelt, Abt. Lärm und Energie | Kasernenstrasse 17 9102 Herisau | 071/353 65 35 | 071/353 65 36 |
| Appenzell Inner- rhoden (AI) | Bau- und Umweltdepartement, Fachstelle Hochbau und Energie | Gaiserstrasse 8 9050 Appenzell | 071/788 93 43 | 071/788 93 59 |
| Sankt Gallen (SG) | Amt für Umwelt und Energie, Abteilung Energie und Luft | Lämmli-brunnenstrasse 54 9001 St.Gallen | 058/229 30 88 | 058/229 39 64 |
| Graubünden (GR) | Amt für Energie und Verkehr GR | Rohanstrasse 5 7000 Chur | 081/257 36 24 | 081/257 20 31 |
| Aargau (AG) | Departement Bau, Verkehr und Umwelt, Abteilung Energie | Entfelderstrasse 22 5001 Aarau | 062/835 28 80 | 062/835 28 89 |
| Thurgau (TG) | Departement für Inneres und Volkswirtschaft, Abteilung Energie | Verwaltungsgebäude Promenadenstrasse 8 8510 Frauenfeld | 052/724 24 26 | 052/724 22 27 |
| Ticino (TI) | Dipartimento del Territorio, Ufficio aria, clima, energie rinnovabili | Viale Carlo Salvioni 2a 6500 Bellinzona | 091/814 37 34 | 091/814 37 36 |
| Vaud (VD) | Service de l'environnement et de l'énergie (SEVEN), Divisi- | Ch. des Boveresses 155 1066 Epalinges | 021/316 95 50 | 021/316 95 51 |

| | | | | |
|-----------------------|---|---|---------------|---------------|
| | on Energie | | | |
| Valais (VS) | Service de l'énergie et des forces hydrauliques | av. du Midi 7, case postale 478, 1950 Sion | 027/606 31 00 | 027/606 30 04 |
| Neuchâtel (NE) | Service de l'énergie et de l'environnement | rue du Tombet 24 2034 Peseux | 032/889 47 33 | 032/889 60 60 |
| Genève (GE) | Office de l'environnement, Service de l'énergie (ScanE) | Rue du Puits-St-Pierre 4, case postale 3920 1211 Genève 3 | 022/327 93 60 | 022/327 93 61 |
| Jura (JU) | Service de l'énergie | 2, rue des Moulins 2800 Delémont | 032/420 53 90 | 032/420 53 91 |

