



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Eidgenössisches Departement für
Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK

Bundesamt für Energie BFE
Abteilung Energiewirtschaft

Energiestrategie 2050

Bericht des Teilprojekts Energienetze und Ausbaukosten

Schlussversion vom 06.06.2012



Inhaltsverzeichnis

1	Ausgangslage und Zielsetzung	6
2	Herausforderungen im Netzbereich	6
2.1	50-Hertz-Netz.....	6
2.2	SBB-Netz (16,7 Hertz)	7
2.3	Herausforderungen aus der Bündelung der Netze	8
2.4	Raumplanerische Herausforderungen beim Netzausbau.....	8
3	Empfehlungen für Umsetzungsmassnahmen	9
3.1	Beschleunigung Netzausbau	9
3.2	Umbau Netze Richtung Smart Grids	18
3.3	Netzverstärkungen für neue Produktionsanlagen	20
3.4	Abstimmung Netzausbau mit Europa	23
3.5	Zusätzliche Themen.....	24
3.5.1	Kostenaufteilung und Netzkostenwälzung	24
3.5.2	Rahmenbedingungen bzgl. Regulierung	25
3.5.3	Speicher.....	26
3.5.4	Bedeutung Ausbau Übertragungsnetz und Verteilnetz	27
3.5.5	Abstimmung Netzplanung und Produktion	27
3.5.6	Umgang mit Interessenskonflikten bei Infrastrukturbündelungen	27
3.5.7	Kapazitäten im Erdgas-Transportnetz	28
3.5.8	Miteinbeziehung von anderen Energieträgern (z.B. Gas)	29
A1	Literatur	30
A2	Stellungnahmen der Mitglieder des Teilprojekts Energienetze und Ausbaurkosten	31



Zusammenfassung

Die Energienetze sind als Bindeglied zwischen Produktion und Verbrauch ein zentrales Element des Energieversorgungssystems. Während Elektrizitäts- und Gasnetze sowohl eine grossräumige Übertragungsfunktion als auch eine lokale Verteilfunktion haben, sind Fern- und Nahwärmenetze lokal vor allem in urbanen Räumen mit hohen Energiedichten von Bedeutung. Die verschiedenen Energieversorgungsnetze werden in Zukunft viel integraler betrachtet werden müssen als bisher, da sie in einigen Bereichen deutlicher in Konkurrenz miteinander geraten (z.B. Wärmeversorgung via Strom/Wärmepumpen vs. Gas/WKK).

Innerhalb der Arbeiten dieses Teilprojektes stand jedoch das Stromnetz im Vordergrund, da in diesem Bereich bereits heute teilweise akute Probleme bestehen und deshalb rasch die möglichen Auswirkungen einer neuen Energiestrategie abgeschätzt werden müssen. Beim Stromnetz müssen sowohl im 50-Hertz-Bereich (Verteilnetze und Übertragungsnetz) als auch im SBB-Netz (16,7 Hertz) - insbesondere auch im Hinblick auf die Energiestrategie 2050 - grosse Herausforderungen gemeistert werden. Innerhalb der Arbeiten dieses Teilprojektes wurden folgende Hauptherausforderungen identifiziert:

Im Bereich Übertragungsnetz:

- Erheblicher Erneuerungsbedarf (Substanzerhaltung), da der Grossteil der schweizerischen Übertragungsleitungen vor mehr als 40 Jahren erstellt wurde
- Ausbaubedarf aufgrund von Engpasssituationen im heutigen Netz (vorhandene Transportleistung stösst zunehmend an Grenzen)
- Beschleunigung der Genehmigungsverfahren
- Sicherstellung der engen Anbindung an Europa

Im Bereich Verteilnetze:

- Integration von dezentralen Kraftwerken und fluktuierenden Einspeisern
- Entwicklung der Verteilnetze in Richtung intelligente Netze (Smart Grids)
- Konventioneller Ausbau der Verteilnetze

Um den langfristigen Ausbaubedarf im Übertragungs- und Verteilnetz grössenordnungsmässig abschätzen zu können, wurden im Rahmen dieses Teilprojekts zwei Studien durchgeführt.

Gemäss den Ergebnissen der Studie „Einfluss verschiedener Stromangebotsvarianten auf das Übertragungsnetz der Schweiz“ ist der Einfluss des inländischen Kraftwerkparcs bzw. Produktionsmixes auf die Belastungen im Schweizer Übertragungsnetz im Verhältnis zur Angebots- und Nachfragesituation in den europäischen Nachbarländern eher gering. Regional kann jedoch für die Einbindung neuer Kraftwerke durchaus zusätzlicher Ausbaubedarf entstehen. Ob in der Schweiz vorwiegend zentral (C&E) oder dezentral (D&E) eingespeist wird, hat also keine wesentlichen Auswirkungen auf die Belastungen im Übertragungsnetz. Die Übertragungsnetzstudie kommt zum Schluss, dass bis 2050 über das Netz 2020 (Investitionsbedarf ca. 2 Mrd. CHF) hinaus mit einem zusätzlichen Ausbaubedarf in der Grössenordnung von 300 bis 600 km bzw. 300 bis 700 Mio. CHF zu rechnen ist.

Gemäss den Ergebnissen der Studie zu den Auswirkungen eines verstärkten Ausbaus der dezentralen Erzeugung auf die Schweizer Verteilnetze ist der Investitionsbedarf in den Verteilnetzen aufgrund der Integration von dezentralen Einspeisungen höher als derjenige im Übertragungsnetz und bewegt sich grössenordnungsmässig je nach Szenario und Variante zwischen 3,9 Mrd. CHF und 12,6 Mrd. CHF. In den Verteilnetzen kann der Investitionsbedarf durch innovative Massnahmen (Smart Grid) wie z.B. eine Spannungsregelung in den unteren Netzebenen signifikant gedämpft werden.

Um die anstehenden Herausforderungen bewältigen und um den nötigen Netzausbau- und -umbau zeitgerecht und effizient realisieren zu können, werden folgende Massnahmen vorgeschlagen:

- *Strategie Energienetze:* Um die Planung der zukünftigen Netzausbauten vorantreiben zu können, muss vorab die optimale Funktionalität (Output) der Energienetze festgelegt werden. Die Analyse



soll eine integrale Betrachtung aller Energienetze (u.a. Strom, Gas, Wärme) umfassen. In einer Strategie Energienetze werden grundsätzliche Aussagen über die erforderlichen Funktionalitäten und allfällig notwendige Anpassungen der Rahmenbedingungen im Bereich der Energienetze gemacht. Dabei werden – unter Berücksichtigung der nationalen Interessen und mit internationaler Abstimmung – politische, technische und volkswirtschaftliche Kriterien berücksichtigt. Die Überprüfung der erforderlichen Funktionalitäten und die entsprechende Anpassung der Strategie erfolgt periodisch. Die Strategie Energienetze wird vom Bundesrat verabschiedet, um den Charakter der nationalen Bedeutung hervorzuheben (analog zu Bahn 2000).

- *Beschleunigung der Genehmigungsverfahren:* Die Beschleunigung der Genehmigungsverfahren bedingt Anpassungen sowohl des eigentlichen Verfahrensrechts wie auch der gesetzlichen Rahmenbedingungen für die Erstellung von Infrastrukturanlagen (z.B. Raumplanungsrecht, Umweltrecht, allgemeines Energierecht) und der verwaltungsinternen Abläufe (z.B. Ressourcenmanagement, Planung). Die Vorschläge für die Anpassungen auf Gesetzesstufe werden zusammen mit der Energiestrategie in die Vernehmlassung gegeben werden.
- *Nutzung von Smart Metering und Umbau der Netze Richtung Smart Grids:* Um die Potenziale im Bereich Smart Metering und Smart Grids vertieft zu analysieren, führt das Bundesamt für Energie seit Juni 2011 gemeinsam mit den schweizerischen Interessensvertretern ein Impact Assessment für die Schweiz durch. Das UVEK wird u.a. in Abhängigkeit der Ergebnisse aus dem Impact Assessment die notwendigen Rahmenbedingungen (u.a. StromVG, EnG) erarbeiten. Zentral sind dabei vor allem: Kosten/Nutzen und Kostentragung, Einführungshorizont und Durchdringungsgrad, minimale Funktionalität der Komponenten, Anrechenbarkeit der Kosten, zeitnahe Kundeninformation, dynamische bzw. flexible Tarife, Lastmanagement.
- *Netzverstärkungen für neue Produktionsanlagen:* Um zu verhindern, dass Produktionsanlagen aufgrund von unzureichender Netzinfrastruktur in ihrem Betrieb eingeschränkt werden und um für die Netz- und Produktionsanlagenbetreiber eine angemessene Investitionssicherheit zu gewährleisten, werden klare und handhabbare Regeln bzgl. der Netzverstärkungen und Anschlussbedingungen für Erzeugungsanlagen sowie der Kostentragung benötigt. Diesbezüglich wurden verschiedene Möglichkeiten innerhalb des Teilprojekts diskutiert.
- *Abstimmung des Netzausbaus mit Europa:* Da im eng vernetzten Strombereich die europäische Dimension für die Versorgungssicherheit entscheidend ist, muss sichergestellt werden, dass die Schweiz bei den europaweiten Netzausbauplanungen aktiv beteiligt ist. Die Mitwirkung von Swissgrid in europäischen Gremien wie z.B. der ENTSO-E ist für eine aktive Beteiligung der Schweiz beim europaweiten Netzausbau von grosser Bedeutung.

Da einige Massnahmenvorschläge noch einer detaillierteren Analyse bedürfen, wird nur ein bestimmter Teil davon bereits in die Vernehmlassungsvorlage zur Energiestrategie 2050 integriert. Die noch weiter zu vertiefenden Massnahmen sollen vor einer allfälligen Umsetzung im Rahmen der Erarbeitung der „Strategie Energienetze“ diskutiert werden.

Desweiteren werden im Bericht zusätzliche Themen wie z.B. die Kostenaufteilung und Netzkostenwälzung, Rahmenbedingungen bzgl. Regulierung, Speicherung und die Miteinbeziehung von anderen Energieträgern (z.B. Gas) diskutiert.



Mitglieder des Teilprojekts Energienetze und Ausbaurkosten:

Patrick Marty (AEE)
Lena Poschet (ARE)
Elisabeth Suter (BAFU)
Stefan Burri (FS EICom)
Stefan Muster (EnDK)
Walter Müller (GGS)
Anne Koch (Greenpeace)
Christine Haag (SBB)
Mathias Spicher (SECO)
Felix Nipkow (SES)
Heini Glauser (SGB)
Henrique Schneider (SGV)
André Bähler (SKS)
Jean-Yves Pidoux (SSV)
Daniel Lehmann Pollheimer (SSV/OKI)
Willy Bischofberger (swisscleantech)
Matthias Schmid (Swissgrid)
Urs Walser (VöV)
Stefan Witschi (VSE)
Werner Graber (VSE)
Carsten Schröder (VSE)
Peter Graf (VSG)

Florian Kienzle (BFE)
Christian Schaffner (BFE)

Dieser Bericht wurde im Rahmen der Arbeiten zur Energiestrategie 2050 erstellt.
Für den Inhalt ist allein das Bundesamt für Energie (BFE) verantwortlich.



1 Ausgangslage und Zielsetzung

Der Entscheid des Bundesrats zum schrittweisen Ausstieg aus der Kernenergie hat Einfluss auf die künftige Ausgestaltung der Stromnetze. Diese sind als länderübergreifendes Bindeglied zwischen Produktion und Verbrauch ein Schlüsselement bei der Neuausrichtung der Energiestrategie. Sowohl im Bereich Verteilnetze als auch im Bereich Übertragungsnetze müssen dabei grosse Herausforderungen gemeistert werden. Die momentanen Herausforderungen bei anderen Energieinfrastrukturen wie z.B. dem Gasnetz werden im Vergleich zu denjenigen bei den Stromnetzen als weniger dringlich eingeschätzt und stehen daher derzeit nicht im Zentrum der Betrachtungen.

Die Arbeiten innerhalb des Teilprojekts Energienetze und Ausbaukosten umfassen insbesondere die folgenden Themen:

- Beschleunigung Netzausbau: Strategie und Kosten
- Umbau Netze Richtung Smart Grids: Strategie und Kosten
- Netzverstärkungen für neue Produktionsanlagen
- Anbindung Netzausbau Europa
- Rahmenbedingungen für die Finanzierung des Netzausbau

Die Ziele des Teilprojekts Energienetze und Ausbaukosten sind:

- Identifikation der im Netzbereich bereits bestehenden und zukünftig zu erwartenden Herausforderungen
- Analyse des Einflusses verschiedener Stromangebotsvarianten auf die Netzinfrastruktur und -betrieb
- Abschätzung der Kosten für Aus- und Umbau der Netze
- Identifikation von gesetzlichem Anpassungsbedarf
- Identifikation von Massnahmen zur Beschleunigung notwendiger Ausbauten
- Formulierung von Empfehlungen im Rahmen der Erarbeitung der Vernehmlassungsvorlage für die Energiestrategie 2050

2 Herausforderungen im Netzbereich

2.1 50-Hertz-Netz

Sowohl auf Verteil- als auch auf Übertragungsnetzebene stehen im 50-Hertz-Netz bedeutende Herausforderungen bevor.

Da der Grossteil der schweizerischen Übertragungsleitungen vor mehr als 40 Jahren erstellt wurde, besteht in den kommenden Jahren ein erheblicher Erneuerungsbedarf. Zusätzlich stösst auch die Transportleistung des heutigen Übertragungsnetzes zunehmend an Grenzen, da der internationale Stromaustausch zugenommen hat und die Leitungen ursprünglich für bedeutend kleinere Strommengen ausgelegt wurden. Investitionsbedarf ergibt sich also einerseits für Erneuerungsmassnahmen bzw. Substanzerhaltung aufgrund des fortgeschrittenen Alters des Übertragungsnetzes. Andererseits müssen zusätzlich die vorherrschenden Engpasssituationen zur langfristigen Aufrechterhaltung eines sicheren Netzbetriebs durch entsprechende Ausbaumassnahmen entschärft werden. Neben der Finanzierung sind die Schaffung öffentlicher Akzeptanz für den Netzausbau sowie die Koordination des Ausbaus mit der Raumplanung und der Umweltschutzgesetzgebung grosse Herausforderungen. Auch im Bereich der Verteilnetze kommen neue technische Herausforderungen hinzu: Eine wachsende Zahl dezentraler Kraftwerke speist Strom aus erneuerbaren Energien ins Netz ein. Häufig ist deren Stromproduktion von der momentanen Verfügbarkeit natürlicher Ressourcen abhängig und damit fluktuierend (beispielsweise bei Windenergie- oder Photovoltaikanlagen), was die Steuerung des Systems Produktion-Netze-Verbrauch vor zusätzliche Herausforderungen stellt. Mittels Informations- und Kommunikationstechnologien soll die Stromversorgung (Produktion, Transport, Verteilung und



Verbrauch) deshalb in Richtung eines flexiblen und intelligenten „Smart Grids“ vorangetrieben werden. Smart Grids bergen ein grosses Potenzial im Hinblick auf die Optimierung der Nutzung und des Betriebs des Stromsystems. Dadurch soll auch in einer dezentralen Versorgungsstruktur mit fluktuierenden Einspeisungen weiterhin eine hohe Versorgungssicherheit gewährleistet sowie die Kosten und der Umwelteinfluss minimiert werden. Für den Netzausbau und die erforderlichen Investitionen in technologische Innovationen wie Smart Metering und Smart Grids sind der Regulierungsrahmen und die damit zusammenhängenden Finanzierungsbedingungen (z.B. WACC und Anrechenbarkeit der Kosten) von grosser Bedeutung. Neben der technologischen Weiterentwicklung der Verteilnetze besteht eine weitere Herausforderung darin, geeignete preisliche Anreize zu schaffen, das Verbraucherverhalten so weit wie möglich entsprechend dem jeweiligen Verschiebepotenzial der gleichzeitig verfügbaren Produktion anzupassen. Neben einer Entwicklung Richtung Smart Grids ist auch ein konventioneller Ausbau der Verteilnetze für die Integration dezentraler und erneuerbarer Erzeugung erforderlich. Folglich muss der Regulierungsrahmen einen ausreichenden Anreiz für Netzausbauinvestitionen sowohl in den Übertragungsnetzen als auch in den Verteilnetzen gewährleisten.

Um auch in Zukunft die Systemstabilität und somit eine hohe Versorgungssicherheit zu gewährleisten, kommt dem Zusammenspiel zwischen dem Übertragungsnetz und den Verteilnetzen eine grosse Bedeutung zu. Der überwiegende Teil der dezentralen und regenerativen Einspeisungen erfolgt auf den unteren Spannungsebenen, was die Verteilnetzbetreiber vor neue Herausforderungen stellt. Die Schnittstellen, der Informationsaustausch und die Verantwortlichkeiten zwischen Swissgrid und den Verteilnetzbetreibern müssen so geregelt sein, dass auch bei einer verstärkt dezentralen Energieversorgungsstruktur die Stabilität des Gesamtsystems jederzeit garantiert werden kann. Die Koordination zwischen Swissgrid und den Verteilnetzbetreibern sollte nicht nur den Netzbetrieb sondern auch die Netzplanung umfassen. Eine koordinierte Planung von Übertragungsnetz und überregionalen Verteilnetzen ermöglicht neben einem effizienten Netzausbau auch die optimale Ausnutzung des Potenzials für Infrastrukturbündelungsmassnahmen. Durch die Koordination sollen sowohl die Anforderungen von Swissgrid als auch die der Verteilnetzbetreiber beim Netzausbau berücksichtigt werden. Die netz- und markttechnische Einbettung der Schweiz in das europäische Verbundsystem bleibt wichtig, so dass die Schweiz ihre Rolle als Stromdrehscheibe mit Importen und Exporten im Zentrum von Europa weiterhin wahrnehmen kann. Zukünftig wird zudem die Anbindung der Schweiz an das europäische „Supergrid“ von zentraler Bedeutung sein.

2.2 SBB-Netz (16,7 Hertz)¹

Das heutige 132-kV-Hochspannungsnetz der SBB ist ein nationales 16,7-Hertz-Inselnetz mit derzeit zwei Netzkupplungen zur Deutschen Bahn im Norden und einer geplanten Netzkupplung zu den Österreichischen Bundesbahnen im Osten. Es handelt sich um ein Strahlennetz mit Frequenzumformern in Verbrauchsschwerpunkten. Fehlende Redundanzen können im Störfall zu Ausfällen oder Abtrennungen von ganzen Netzteilen führen.

Die wichtigsten Treiber für Investitionen ins 132-kV-Übertragungsnetz der SBB sind daher:

- Reduktion des Risikos von Grossstörungen: Beseitigung topologischer Mängel durch redundante Verbindungen (Übertragungsleitungs-Ringschlüsse).
- Angebotserweiterungen (NEAT, ZEB, Bahn2030) und Fahrplanentwicklung: Das Bahnstromversorgungsnetz darf nicht zum limitierenden Faktor für den Fahrplan werden. Massgebend für die Dimensionierung sind die Leistungsspitzen, welche mit dem Taktfahrplan stark zugenommen haben.
- Substanzerhaltung: Ersatz von Anlagen am Ende ihrer Lebensdauer. Einige 132-kV-Übertragungsleitungen der SBB sind bereits über 80-jährig und müssen dringend ersetzt wer-

¹ Die folgenden Ausführungen zum SBB-Netz basieren auf dem Zwischenbericht der Strategiegruppe Netze und Versorgungssicherheit vom 23. Juni 2011 [1].



den

Bei den Ausbauten zu berücksichtigen ist, dass im SBB-Bahnstromnetz Verkabelungen (Erdverlegungen) bereits heute negative Auswirkungen auf die Netzstabilität haben können. Grund dafür ist ein physikalisches Zusammenspiel zwischen Lokomotiven und Bahnstromnetz (sog. Resonanzeffekt), das zu Netzinstabilitäten und im schlimmsten Fall zum Stillstand von Zügen führen kann. Dabei gilt, dass das Risiko der Netzinstabilität mit der Erhöhung des Kabelanteils im SBB-Bahnstromnetz steigt. Zur Stabilisierung des Netzes aufgrund des Kabels im Lötschbergbasistunnel sind bereits seit Ende 2010 technische Lösungen in Betrieb (sog. Dämpfungsglieder). Sie lösen das Problem jedoch nur lokal, das schweizweite Problem bleibt bestehen. Die SBB sucht daher weitere technische Möglichkeiten an Anlagen und/oder an Fahrzeugen, um schweizweit Netzinstabilitäten zu vermeiden. Folgekosten und Zeitplan (v.a. bei Massnahmen an grenzüberschreitenden Fahrzeugen) sind derzeit noch nicht abschätzbar. Beim heutigen Planungsstand und den mittelfristig geplanten Lösungen ist die zulässige Verkabelung ohne einschneidende betriebliche Einschränkungen schweizweit somit stark begrenzt.

2.3 Herausforderungen aus der Bündelung der Netze

Um mit der Bündelung der Infrastrukturen einem zentralen Grundsatz der Raumplanung gerecht zu werden, planen die Eigentümer der Übertragungs- und Verteilnetze 50 Hz sowie die SBB nach Möglichkeit Leitungen als Gemeinschaftsleitungen. Aufgrund der unterschiedlichen Treiber können die Interessen oder die Prioritäten von Projekten im Übertragungsnetz 50 Hz, im Verteilnetz 50 Hz und im 16,7-Hz-Netz jedoch voneinander abweichen. In diesen Fällen gibt es noch keine geeigneten Mechanismen, wie die Bündelung der Infrastrukturen ohne hohe Risiken oder finanzielle Nachteile realisiert werden kann.

2.4 Raumplanerische Herausforderungen beim Netzausbau

Konflikte mit Siedlung und Landschaft bei der Festlegung von Leitungstrassen können nicht immer für alle zufriedenstellend gelöst werden. Oft ziehen sich die Verfahren in die Länge, weil die schwierige zu schlichtende Uneinigkeit besteht, ob eine Leitung zu verkabeln oder als Freileitung auszuführen ist. Dieser Entscheidung ist im Einzelfall schwierig, da das Übertragungsnetz eine Infrastruktur von nationalem Interesse ist und die bestimmenden Grundlagen fehlen, welche es erlauben, Aussagen über die für die ganze Gesellschaft wichtigen und tragbaren Schutz- und Nutzinteressen zu machen. Auch bei den überregionalen Verteilnetzen, deren Bedeutung mit zunehmender dezentraler Einspeisung steigt, gibt es diese Problematik.

Die umfassende Bewertung von konkreten Projekten erfordert eine geeignete Methode für die Interessenauslegung, wie sie vom BFE, BAFU und ARE mit dem Bewertungsschema Übertragungsleitungen erarbeitet wurde. Ziel ist es, durch eine angemessene Berücksichtigung von Umweltschutz und raumplanerischen, technischen und finanziellen Kriterien sowie durch eine frühzeitige Einbindung von Betroffenen zu fundierten Entscheidungen zu kommen, die auch von allen gerichtlichen Instanzen berücksichtigt werden können. Durch fundierte Entscheidungen nach transparenten Kriterien soll auch ein Beitrag zur Beschleunigung der Bewilligungsverfahren geleistet werden. Insbesondere ist ein frühzeitiger Einbezug der Kantone wichtig. Die Kantone müssen die Leitungsbauvorhaben mit ihren Planungen abstimmen und gegenüber ihren Gemeinden vertreten, sowie auch die Sicherung der bestehenden und geplanten Trassen garantieren. Zudem müssen im knappen Raum Infrastrukturen zukünftig besser gebündelt werden, was eine frühzeitige, die Sachbereiche übergreifende Zusammenarbeit bedingt (siehe auch Kapitel 3.1). Ähnlich gelagerte raumplanerische Herausforderungen stellen sich auch bei der Planung und Errichtung der Verteilnetzinfrastuktur, insbesondere der Netzebenen 3 und 5.



3 Empfehlungen für Umsetzungsmassnahmen

Die im Folgenden beschriebenen Empfehlungen für Umsetzungsmassnahmen betreffen verschiedene Aspekte im Bereich Netze. Da einige Massnahmenvorschläge noch einer detaillierteren Analyse bedürfen, wird nur ein bestimmter Teil davon bereits in die Vernehmlassungsvorlage zur Energiestrategie 2050 integriert. Teile der Massnahmen „Beschleunigung Netzausbau“ und „Umbau Netze Richtung Smart Grids“ sowie die Massnahmen „Netzverstärkungen für neue Produktionsanlagen“ und „Abstimmung Netzausbau mit Europa“ müssen vor einer allfälligen Umsetzung noch vertieft und konkretisiert werden (siehe „Strategie Energienetze“ unten).

3.1 Beschleunigung Netzausbau

Der Netzausbaubedarf im Übertragungsnetz im Zusammenhang mit der Energiestrategie 2050 wurden in der Studie „Einfluss verschiedener Stromangebotsvarianten auf das Übertragungsnetz der Schweiz“ untersucht [2]. Ziel der Studie war es, eine Analyse der Netzbelastungen, des Netzausbaubedarfs und des Reservebedarfs auf Basis der in der Aktualisierung der Energieperspektiven 2035 [3] definierten Stromangebotsvarianten durchzuführen.² Aufgrund der durch die Reaktorkatastrophe in Fukushima ausgelösten energiepolitischen Neuausrichtung des Bundesrates wurden die in [3] diskutierten potenziellen Stromangebotsvarianten zur Nachfragedeckung für die Studie eingeschränkt. Der Fokus der Studie lag auf Stromangebotsvariante 2, unterteilt in die in den Energieperspektiven eingeführten Angebotsvarianten „C&E“, „D&E“ sowie „E“ betrachtet. Als Referenzszenario wurde zusätzlich die Angebotsvariante „A“ der Stromangebotsvariante 1 mit in die Untersuchung einbezogen. Die Analyse wurde sowohl für das Nachfrageszenario „Weiter wie bisher“ (wwb) als auch für „Neue Energiepolitik“ (nEP) durchgeführt. Abbildung 1 gibt einen Überblick über alle betrachteten Varianten.

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

Abbildung 1: Übersicht über die betrachteten Stromangebotsvarianten.

Die installierten Kapazitäten pro Erzeugungstechnologie in der Schweiz, die in den verschiedenen Varianten resultieren, wurden entsprechend der Aktualisierung der Energieperspektiven 2035 übernommen. Die Annahmen zu Nachfrage- und Kraftwerksparkentwicklungen für die Nachbarländer Deutschland, Frankreich, Italien und Österreich wurden dazu konsistent, d.h. analog zu den Annahmen in der Aktualisierung der Energieperspektiven 2035, gewählt, um im relevanten Betrachtungsbereich homogene Szenarien zu gewährleisten und die damit verbundene Bandbreite der Beeinflussung des Einsatzes der Schweizer Kraftwerke konsistent nachzubilden.

Abhängig von der Nachfrageentwicklung in der Schweiz sind zur Modellierung der europäischen Kraftwerksparks und der Spitzenlast das Baseline-Szenario der EU Energy Trends [4], das 450-ppm-

² Zur Abgrenzung der Studie sei ergänzt, dass die Wechselwirkungen mit dem Verteilnetz nicht im Detail berücksichtigt wurden. Zudem beschränkt sich die Studie auf die Identifikation des Netzausbaubedarfs im Übertragungsnetz; eine Analyse des Bedarfs für Ersatzmassnahmen (oft gekoppelt mit Erweiterungen) war nicht Bestandteil der Studie.



Szenario des IEA World Energy Outlook [5] sowie die Power Choices Studie von Eurelectric [6] herangezogen worden. Veränderungen des Netzausbauzustands wurden für das europäische Übertragungsnetz mit Ausnahme der Schweiz unter Berücksichtigung des 10-Jahresnetzentwicklungsplan (TYNDP) von ENTSO-E modelliert. Für die Schweiz wurden zwei unterschiedliche Netztopologien betrachtet: die heutige Topologie des Übertragungsnetzes ohne Ausbau und eine Netztopologie, die alle Projekte des Netz 2020³ beinhaltet.

Da Berechnungen für einen langfristigen Zeithorizont wie 2035 bzw. 2050 mit erheblichen Unsicherheiten behaftet sind, handelt es sich bei den Studienergebnissen um Abschätzungen, die die Grössenordnungen der zu erwartenden Auswirkungen auf das Übertragungsnetz darstellen. Die Hauptergebnisse der Studie lauten:

- Bei den Simulationen mit der heutigen Netztopologie treten in den betrachteten Stromangebotsvarianten (C&E, D&E und E) sehr ähnliche Netzbelastungen bzw. Überlastungen auf. Der Hauptgrund dafür ist, dass das Übertragungsnetz der Schweiz in signifikantem Umfang auch durch Stromtransite (z. B. von Frankreich nach Italien) sowie durch sogenannte Loop-Flows, die sich aufgrund der vorliegenden Netzimpedanzen des vermaschten Netzes ergeben, belastet wird. Im Verhältnis dazu ist der Einfluss des inländischen Kraftwerkparks bzw. Produktionsmixes auf die Belastungen im Schweizer Übertragungsnetz eher gering, auch wenn regional für die Einbindung neuer Kraftwerke durchaus zusätzlicher Ausbaubedarf entstehen kann. Ob in der Schweiz vorwiegend zentral (C&E) oder dezentral (D&E) eingespeist wird, hat also keine wesentlichen Auswirkungen auf die Belastungen im Übertragungsnetz.
- Für die Nachfrageentwicklung „Weiter wie bisher“ resultieren höhere Netzbelastungen als für „Neue Energiepolitik“. Insbesondere ist das Ausmass der Netzbelastungen grösser 110% höher, was im Wesentlichen durch die allgemein höhere Nachfrage und die damit generell höhere Netzauslastung verursacht wird. Im Hinblick auf die Lage der hoch belasteten Leitungen zeigen sich für die Nachfrageentwicklung „Weiter wie bisher“ kaum Unterschiede zum Szenario „Neue Energiepolitik“.
- Die Realisierung der Projekte gemäss Netz 2020 behebt die meisten internen Engpässe und führt zu einer leichten Entlastung der Kuppelleitungen.
- Bis 2035 bzw. 2050 besteht über das Netz 2020 hinaus weiterer Ausbaubedarf (für „Neue Energiepolitik“ bis 2035 in der Grössenordnung von 7 zusätzlichen Projekte und bis 2050 weitere 5, für „Weiter wie bisher bis 2035 in der Grössenordnung von 12 zusätzlichen Projekte und bis 2050 weitere 3)
- Abhängig vom Betrachtungsjahr und der angenommenen Nachfrageentwicklung variiert der Netzausbau für die zusätzlichen Projekte zwischen 300 und 600 km. Davon entfallen in jeder betrachteten Variante rund 150 km auf Projekte im 220-kV-Netz und der jeweilige Rest auf das 380-kV-Netz.

In Tabelle 1 ist für die Angebotsvariante D&E die Bandbreite der Leitungskilometer⁴ und Investitionskosten, die bis 2035 bzw. 2050 über das Netz 2020 hinaus erforderlich sind, dargestellt. Für die Ver-

³ Das Netz 2020 stellt eine Weiterentwicklung des vom Bundesrat im März 2009 verabschiedeten strategischen Netzes 2015 dar. Haupttreiber für die im Netz 2020 geplanten Ausbauten waren die Behebung von strukturellen Engpässen sowie der Anschluss der geplanten Pumpspeicherkraftwerke. Bei den Kernkraftwerken wurde von den bestehenden Kraftwerken ausgegangen (keine neuen 1600-MW-Blöcke). Derzeit wird von Swissgrid eine Aktualisierung auf Basis der Angaben des Bundesrates vom Mai 2011 und weiterer Randbedingungen durchgeführt.

⁴ In Tabelle 1 sind Leitungskilometer dargestellt. Die entsprechenden Zahlenwerte sind also abhängig davon, ob der Netzausbau 1- oder 2-strängig erfolgt. Die erforderliche Anzahl an Trassenkilometern ist unabhängig davon, ob ein 1- oder 2-strängiger Ausbau erfolgt.



anschaulichung des Netzausbaubedarfs in diesem Bericht wurde die dezentrale Angebotsvariante D&E gewählt, da sie sich strukturell am stärksten von der heutigen überwiegend zentralen Versorgungsstruktur unterscheidet. Für die übrigen Angebotsvarianten liegen die Zahlen in einer ähnlichen Grössenordnung (siehe entsprechende Tabellen im Anhang von [2]).

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

Tabelle 1: Übersicht über die Bandbreite der Leitungskilometer und Investitionskosten über das Netz 2020 hinaus (Angebotsvariante D&E). Quelle [2]

Um den Ausbaubedarf in den Verteilnetzen aufgrund eines verstärkten Ausbaus dezentraler Erzeugung und die daraus resultierende Kostenwirkung zu untersuchen, wurde vom BFE 2009 eine Studie in Auftrag gegeben, die im März 2010 abgeschlossen wurde [7]. Aufgrund der Neuausrichtung der Energiepolitik wurde ein Update dieser Studie durchgeführt [8], wobei die Last- und Erzeugungsszenarien aus den aktualisierten Energieperspektiven verwendet werden. Im Rahmen der Studie wurden die Auswirkungen der geänderten Last- und Erzeugungsszenarien auf die Ergebnisse der Vorgängerstudie analysiert und zusätzlich die Kostenwirkung sog. „innovativer“ Massnahmen, die zur Dämpfung des Bedarfs für „klassischen“ Netzausbau beitragen können, abgeschätzt. Zu den betrachteten innovativen Massnahmen gehören u.a. Batteriespeicher zur Kappung von PV-Einspeisung, Einspeisemanagement zur Absenkung der Ganglinien nicht steuerbarer Einspeisungen, Lastmanagement zur Erhöhung der niederspannungsseitigen Nachfrage in der Mittagsspitze sowie erweiterte Spannungsregelkonzepte im Mittel- und Niederspannungsnetz. Mit dem Untersuchungsansatz der sog. Modellnetzanalyse wurden in einem ersten Schritt die Netzmengenveränderungen je Netzebene im Vergleich zu den heute in der gesamten Schweiz verwendeten Netzbetriebsmittel bestimmt. Als methodischer Ansatz wurde in der Studie die sog. Modellnetzanalyse verwendet. Diese Methode bildet die real sehr heterogenen Verteilnetzstrukturen zwar vereinfacht ab, ist aber zur grössenordnungsmässigen Ermittlung der Auswirkungen des Zubaus dezentraler Erzeugungsanlagen auf die Verteilnetze der gesamten Schweiz gut geeignet. Es ist zu beachten, dass die Netzauslegung gemäss Modellnetzanalyse aus methodischen Gründen (Grüne-Wiese-Ansatz) in einem für die betrachtete Versorgungsaufgabe entworfenen kostenminimalen Netz resultiert. Die in der Realität auftretenden Kosten werden tendenziell eher höher liegen.

Betrachtet wurden dabei die Netzebenen 4 bis 7. Die Bestimmung der Netzmengenveränderungen wurde jeweils für die Zeitpunkte 2035 und 2050, für die Angebotsvarianten C&E und D&E sowie für die Nachfrageszenarien „Neue Energiepolitik“ und „Weiter wie bisher“ durchgeführt. Eine wesentliche Einflussgrösse ist dabei der sog. Konzentrationsgrad, d.h. der jeweilige Flächenanteil, auf dem die dezentralen Erzeugungsanlagen verteilt sind. Abbildung 2 zeigt beispielhaft die Bandbreite der Netzmengenveränderung im Jahr 2050 für die Angebotsvariante D&E im Nachfrageszenario „Neue Energiepolitik“ ohne die Berücksichtigung innovativer Massnahmen. Für diesen Fall resultiert unter den betrachteten Fällen die grösste Zunahme der erforderlichen Netzmengen. Abbildung 2 zeigt, dass die Auswirkungen der dezentralen Einspeisung insbesondere in den Umspannebenen (Netzebenen 4 und 6) signifikant sind. Aber auch in der Netzebene 5 ergibt sich aufgrund des Zubaus unterlagerter Ortsnetzstationen sowie aufgrund neuer Anschlüsse durch den Zubau dezentraler Erzeugungsanlagen ein Ausbaubedarf von rund 30%.

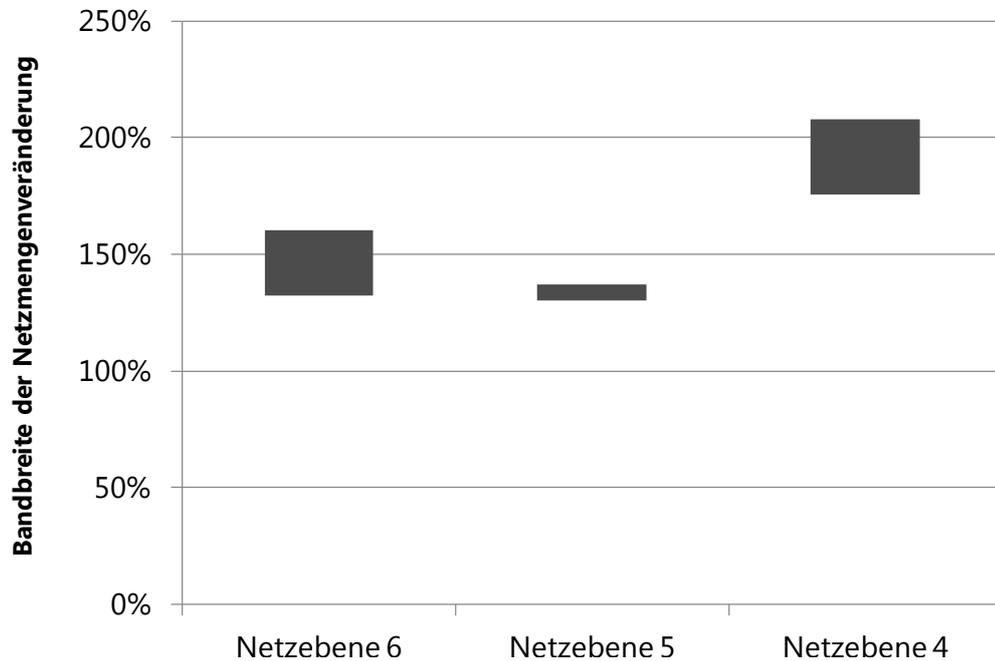


Abbildung 2: Bandbreite der Netzmengenveränderung im Jahr 2050 für die Angebotsvariante D&E im Nachfrageszenario „Neue Energiepolitik“ ohne die Berücksichtigung innovativer Massnahmen.

Damit der nötige Netzausbau- und –umbau zeitgerecht und effizient erfolgen kann, sind folgende Massnahmen bzw. Aspekte von zentraler Bedeutung:

- **Strategie Energienetze:** Um die Planung der zukünftigen Netzausbauten vorantreiben zu können, muss vorab die optimale Funktionalität (Output) des Netzes festgelegt werden. Die entsprechenden Ziele und Kriterien stehen dabei oft miteinander im Konflikt: so bedeutet eine erhöhte Netzstabilität bzw. Versorgungssicherheit möglicherweise Einschränkungen beim Handel oder zusätzliche Handelskapazitäten bedeuten höhere Kosten. Aus diesem Grund muss eine strategische Ausbauplanung - d.h. die grundsätzlichen Entscheide über die künftig notwendigen Funktionalitäten der Energienetze - vor dem Hintergrund des nationalen Gesamtinteresses festgelegt werden. Bei der Ausarbeitung einer grundlegenden Strategie für den Ausbau der Energienetze müssen politische, technische, volkswirtschaftliche und betriebswirtschaftliche Kriterien berücksichtigt werden. Dabei muss auch der Einfluss der zukünftigen Entwicklung des Marktdesigns mit einbezogen werden. Ein optimiertes Marktdesign könnte zu einem geringeren Bedarf an zusätzlichen grenzüberschreitenden Kapazitäten führen, da bestehende Kapazitäten effizienter genutzt werden. Die Strategie wird unter Berücksichtigung der nationalen Interessen und mit internationaler Abstimmung die erforderliche Funktionalität (den Output) der zukünftigen Energienetze bestimmen. Die Strategie Energienetze unterscheidet sich von den Strategischen Netzen 2015, welche im März 2009 vom Bundesrat verabschiedet wurden, dahingehend, dass in der Strategie Energienetze grundsätzliche Aussagen über die erforderlichen Funktionalitäten und Anpassungen der Rahmenbedingungen im Bereich der Energienetze gemacht werden und die Identifizierung von konkreten Ausbauprojekten nicht im Zentrum stehen wird. Anschliessend müssen die für die Umsetzung der Strategie erforderlichen Rahmenbedingungen identifiziert werden. Zu diesen gehören u.a. der Finanzierungsrahmen, Bedingungen bzgl. Versorgungssicherheit und konkrete strategisch zentrale Verbindungen. Auf Basis dieser Strategie wird Swissgrid (für Bahnstrom die SBB) die dazu notwendigen Ausbauprojekte erarbeiten und vorantreiben. Das ESTI und das BFE (für Bahnstrom das BAV) sind dann für die Bewilligungsverfahren dieser Projekte zuständig und dafür besorgt, dass diese gemäss den Rahmenbedingungen aus der Strategie optimal ablaufen.



fen können. Die ECom schlussendlich ist für die Überwachung der möglichst effizienten und kostengünstigen Umsetzung der 50-Hz-Projekte durch Swissgrid und die Verteilnetzbetreiber zuständig - wiederum unter Berücksichtigung der Rahmenbedingungen aus der Strategie. Die Strategie Energienetze wird im Auftrag des Bundesrats vom zuständigen Bundesamt gemeinsam mit Swissgrid, den Verteilnetzbetreibern, der SBB und übrigen relevanten Akteuren erarbeitet. Die Überprüfung der erforderlichen Funktionalitäten und die entsprechende Anpassung der Strategie erfolgt periodisch. Die Strategie Energienetze wird vom Bundesrat verabschiedet, um den Charakter der nationalen Bedeutung hervorzuheben (analog zu Bahn 2000).

- *Beschleunigung der Genehmigungsverfahren:* Es werden Anpassungen der Rechtsgrundlagen für Genehmigungsverfahren auf Gesetzesstufe bzw. Massnahmen zur Beschleunigung der Genehmigungsverfahren geprüft. Dies betrifft die Bereiche Verfahrensrecht, Spezialgesetzgebung, Umweltgesetzgebung sowie Raumplanung. Auch die Kompetenzverteilung (Bund, Kantone, Gemeinden) bei der Planung und bei den Verfahren für Leitungsprojekte ist zu überprüfen.
- *Investitionssicherheit:* Zur Gewährleistung der Investitionssicherheit sind Fragen zu den anrechenbaren Kosten des Netzausbaus- und -umbaus, Smartmetern, etc. vorab zu klären. Die im Rahmen der Stromversorgungs-Gesetzgebung geführten Diskussionen betreffend anrechenbarer Kapitalbasis und der Festlegung eines angemessenen Zinssatzes sind unter dem Aspekt der Energiewende weiterzuführen. Um den Netzausbau und -umbau zielgerichtet und effizient voranzutreiben, steht die Frage der Finanzierung der anstehenden Investitionen im Mittelpunkt. Ein langfristig stabiler Regulierungsrahmen sowie geeignete wirtschaftliche Investitionsanreize sind erforderlich, um konkrete Signale zum Ausbau zu setzen. Hierbei fallen insbesondere ins Gewicht:
 - Kapitalverfügbarkeit sowie ein angemessener marktkonformer und nachhaltiger Kapitalkostensatz (WACC)
 - Möglichst zeitnahe Anrechnung der Kosten des Netzausbaus

Im Zusammenhang mit den Investitionsbedingungen der Netzbetreiber ist v.a. auch die Option der Einführung einer Anreizregulierung von Bedeutung. Die grundsätzliche Mechanik der Anreizregulierung setzt Anreize zur Effizienzsteigerungen indem eine Entkoppelung der Erlöse von den Kosten des Netzbetreibers vorgenommen wird (Vorgabe eines Pfades der Erlösobergrenze). Kosteneffizienz ist v.a. bei relevanten Neuinvestitionen von volkswirtschaftlicher Bedeutung. Eine Anreizregulierung ermöglicht unternehmerische Freiheit innerhalb der Erlösobergrenze und setzt damit potenziell Innovationsanreize. Allerdings besteht ein Trade-off zwischen der kostendämpfenden Wirkung und Investitionsanreizen. Derzeit wird die Ausgestaltung der Anreizregulierung in mehreren Ländern (z.B. GB und DE) weiterentwickelt, um adäquat mit diesem Trade-off umgehen zu können. Eine Analyse der internationalen Entwicklungen in Bezug auf die Schweiz ist erforderlich. Zudem ist vor dem Start einer Anreizregulierung eine belastbare Datenbasis und somit eine ausreichende Vorlaufzeit erforderlich. Die gesetzlichen Voraussetzungen für die Schaffung einer solchen Datenbasis sind zeitig umzusetzen. Dies impliziert auch möglichst konkrete Vorgaben für ein weiter zu entwickelndes Regulatory Accounting, um eine möglichst hohe Datenqualität zu stützen.

- *Grundsätze der Verkabelung:* Ob eine Leitung als Freileitung gebaut oder als Kabel im Boden verlegt werden soll, muss auf Grundlage nachvollziehbarer und umfassender Kriterien entschieden werden. Dabei sollen technische Aspekte, Umwelthanliegen, raumplanerische Kriterien und Kosten in der Interessensabwägung angemessen berücksichtigt werden. Die Grundlage für eine entsprechende Berücksichtigung aller relevanten Kriterien wird künftig das Bewertungsschema Übertragungsleitungen liefern. Dieses Schema wird auch für Variantenvergleiche unter reinen Freileitungskorridoren resp. unter erdverlegten Varianten anwendbar sein.

Bei der Ausarbeitung von Grundsätzen für die Verkabelung soll zudem eine Gesamtsicht des Stromnetzes eingenommen werden. Da Verkabelungen auf der 110-kV-Ebene (50 Hz) und tiefer aus technischer und wirtschaftlicher Sicht besser erprobt und umsetzbar sind als auf der



220-kV- und 380-kV-Ebene bzw. für 132 kV im 16,7-Hz-Netz, könnte durch eine Gesamtsicht ein Ausgleich bei Verkabelungen zwischen Übertragungs- und Verteilnetzen geschaffen werden. Damit könnte ein Netzausbau ermöglicht werden, der neben technischen und wirtschaftlichen Kriterien auch die Umweltschonung und raumplanerische Grundsätze bestmöglich berücksichtigt.

- *Kommunikation*: Um Projekte mit Akzeptanz (im Gegensatz zu Akzeptanz für Projekte) zu schaffen, sollten Betroffene frühzeitig eingebunden werden. Zusätzlich soll mit einer entsprechenden Kommunikationsstrategie das Verständnis der Bevölkerung für die Bedeutung der Netzinfrastrukturen, deren Ausbau und den daraus resultierenden Mehrwert gefördert werden.

Vollzugsaufwand und Investitionsbedarf

Vollzugsaufwand fällt für die Erarbeitung der „Strategie Energienetze“ in der AG Energienetze und für die Umsetzung von Massnahmen zur Beschleunigung der Genehmigungsverfahren an. Da die „Strategie Energienetze“ periodisch an sich ggfs. ändernde Rahmenbedingungen angepasst werden soll, ist die AG Energienetze als ständige Plattform vorgesehen. Der gesamte Vollzugsaufwand im Zusammenhang mit der „Strategie Energienetze“ beträgt rund 0,5 Mio. CHF/a. Die Finanzierung soll über allgemeine Bundesmittel erfolgen.

Nach Angaben der Swissgrid im Rahmen der Überprüfung der Mehrjahresplanung durch die ECom beträgt der Investitionsbedarf für die Erneuerung und den Ausbau des Schweizer 50-Hz-Übertragungsnetzes in den nächsten 10 Jahren rund 3,2 Mrd. CHF (Stand Dezember 2010). Diese Angaben umfassen rund 2 Mrd. CHF für den Netzausbau im Zusammenhang mit den 52 Projekten aus dem Strategischen Netz 2020. Der restliche Investitionsbedarf in den nächsten 10 Jahren fällt für die Erneuerung bzw. Substanzerhaltung bereits bestehender Betriebsmittel an. Da der Grossteil der schweizerischen Übertragungsleitungen vor mehr als 40 Jahren erstellt wurde, besteht längerfristig gesehen zusätzlicher Investitionsbedarf für Erneuerungen. Swissgrid geht insgesamt von einem Investitionsbedarf von 4 bis 6 Mrd. CHF für den Zeithorizont 2030 aus. Darüber hinaus ist bis 2050 gemäss den Ergebnissen der Studie „Einfluss verschiedener Stromangebotsvarianten auf das Übertragungsnetz der Schweiz“ mit einem zusätzlichen Ausbaubedarf in der Grössenordnung von 300 bis 600 km bzw. 300 bis 700 Mio. CHF zu rechnen [2]. Die in der Studie ermittelten Kosten widerspiegeln, dass es sich bei dem zusätzlich identifizierten Ausbaubedarf teilweise um Spannungsumstellungen von 220 kV auf 380 kV handelt, mit denen keine Trasseänderungen bzw. neue Trassen verbunden sind. Basierend auf der bis Sommer 2012 weiter ausgearbeiteten Energiestrategie des Bundes wird Swissgrid nach der Übernahme des Übertragungsnetzes von den bisherigen Eigentümern den mittel- bis langfristigen Investitionsbedarf in das Übertragungsnetz nochmals evaluieren und im Detail berechnen. Damit sollte auch die Frage beantwortet werden, ob das Strategische Netz 2020 unter der Vorgabe des Ausstiegs aus der Kernenergie punktuell anders ausgebaut werden müsste als mit neuen Kernkraftwerken an den bisherigen Standorten.

Da der grössenordnungsmässige Einfluss des inländischen Kraftwerkparks bzw. Produktionsmixes auf die Belastungen im Schweizer Übertragungsnetz trotz allfälliger regional bedeutender Auswirkungen wie beschrieben eher gering ist, besteht der Ausbaubedarf im Übertragungsnetz grösstenteils unabhängig von der Energiestrategie 2050. Geht man für die Abschätzung der Auswirkungen des Netzausbaus im Übertragungsnetz auf die Endverbraucherpreise im Sinne einer Grobabschätzung davon aus, dass sich durch den gesamten Ausbaubedarf im Übertragungsnetz bis 2050 (2 Mrd. CHF für das Strategische Netz 2020 plus ca. weitere 600 Mio. CHF bis 2050) die jährlichen Kapitalkosten der Netzebene 1 um etwa 70 Mio. CHF erhöhen, resultiert unter der Annahme eines gleichbleibenden Endverbrauchs eine Erhöhung des durchschnittlichen Netznutzungstarifs der Netzebene 1 um etwa 0,12 Rp./kWh von 0,58 Rp./kWh im Jahr 2010 auf etwa 0,7 Rp./kWh⁵. In Bezug auf den gesamten

⁵ Dieser Berechnung liegt die Annahme zugrunde, dass die Investitionen für den Netzausbau bis zum Jahr 2050 komplett



Netznutzungstarif eines Haushalts der Kategorie H4 (Jahresverbrauch von 4500 kWh) von 10,02 Rp./kWh (Durchschnitt Schweiz 2010) ist die prozentuale Steigerung also relativ gering. Das Netzentgelt eines Industriekunden der Kategorie C5 (Jahresverbrauch von 500'000 kWh) beträgt derzeit mit 5,4 Rp./kWh (Durchschnitt Schweiz 2010) etwa die Hälfte im Vergleich zu einem Haushaltskunden. Prozentual wirkt sich eine Erhöhung des Tarifs für Netzebene 1 bei einem Industriekunden also stärker aus.

In der Studie zu den Auswirkungen eines verstärkten Ausbaus der dezentralen Erzeugung auf die Schweizer Verteilnetze [8] wurden basierend auf den im vorherigen Abschnitt beschriebenen Netz-mengenveränderungen die resultierenden Kostenwirkungen beschrieben. Grundsätzlich ist es so, dass die Zunahme der Netzkosten umso geringer ausfällt, je höher die zeitliche Korrelation des Zubaus dezentraler Erzeugungsanlagen mit der altersbedingten Erneuerung ist. Bei einem azyklischen Zubau dezentraler Erzeugungsanlagen werden unabhängig von ohnehin erforderlicher altersbedingter Erneuerung Netzverstärkungen nötig. Dies treibt die Kosten entsprechend in die Höhe. Abbildung 3 zeigt Ergebnisse aus der Studie zur relativen Netzkostenveränderung für den Fall, dass der Anteil der Netzverstärkungen bei altersbedingter Erneuerung 50% beträgt. Die Zunahme der tarifrelevanten annuitätischen Netzkosten für die Fälle ohne innovative Massnahmen (wwb C+E, ww b D+E, nEP C+E, nEP D+E) sowie für die Fälle mit Einspeisemanagement (wwb D+E, ESM90 und nEP D+E, ESM 90) beträgt bis 2035 knapp 20% und bis 2050 zwischen 20% und knapp 25%. Aus Abbildung 3 wird ersichtlich, dass eine Spannungsregelung in Ortsnetzstationen auf Netzebene 6 (wwb D+E, ONS-Regelung und nEP D+E, ONS-Regelung) eine kosteneffiziente Massnahme zur Netzintegration dezentraler Erzeugungsanlagen darstellt. Bei Anwendung dieser Massnahme kann mit einer Netzkostenzunahme bis 2035 von rund 7% und bis 2050 von knapp 10% gerechnet werden.

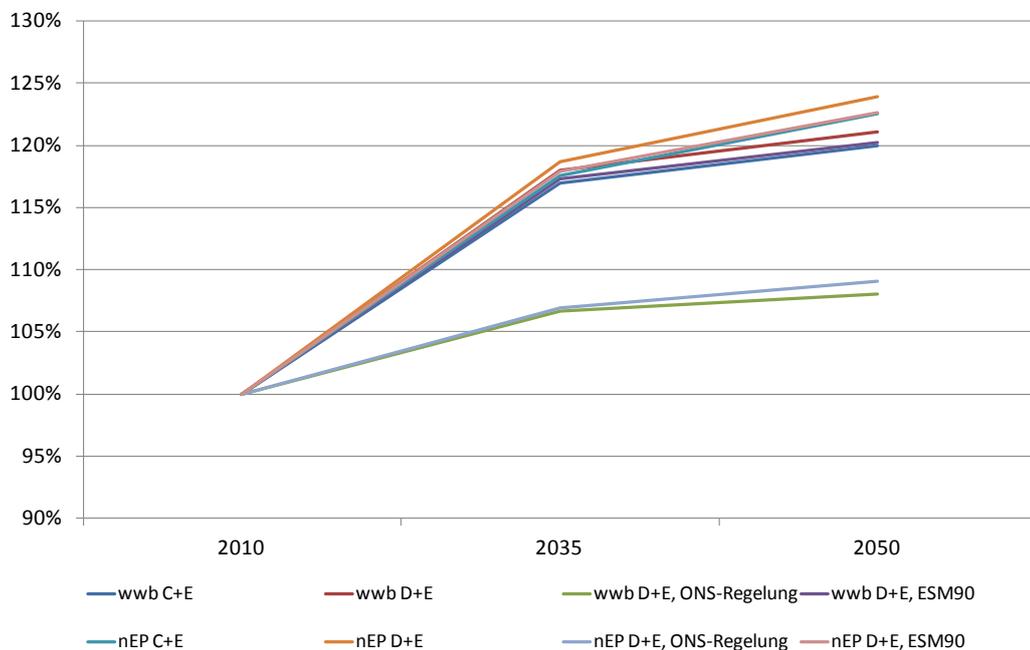


Abbildung 3: Relative Netzkostenveränderung für den Fall, dass die Netzerweiterung zu 50% im Zuge von altersbedingten Erneuerungsmassnahmen stattfinden kann.

abgeschrieben sind. Würde man von einem Restwert im Jahr 2050 ausgehen, würde die Steigerung entsprechend geringer ausfallen. Eine mit den Ausbaumassnahmen einhergehende mögliche Zunahme der Betriebskosten wurde bei der Grobabschätzung nicht berücksichtigt.



Die Steigerung des Netznutzungstarif auf Niederspannungsebene fällt deutlich höher aus als die Zunahme der Netzkosten auf Netzebene 7, weil der Grossteil der Netzkosten von Kunden auf Netzebene 7 getragen wird. Bei Verwendung innovativer Massnahmen wie der Ortsnetzstationsregelung auf Netzebene 6 beläuft sich die durchschnittliche Erhöhung des Netztarifs für den Fall, dass die Netzerweiterung nur teilweise im Zuge von Erneuerung stattfindet, auf knapp 30% bis 2050. Je nach Szenario kann die Netzkostensteigerung für Haushaltskunden bis 2050 aber bei ausschliesslicher Verwendung von klassischem Netzausbau bis zu 90% im Vergleich zu heute betragen. Bei Berücksichtigung der Verbrauchsentwicklung beträgt der prozentuale Anstieg der jährlichen Netzkosten eines Haushalts bis 2050 grössenordnungsmässig zwischen 10% und 40%.

Es kann also festgestellt werden, dass der Ausbaubedarf in den Verteilnetzen und die resultierende Kostenwirkung um einiges höher zu liegen kommt als im Übertragungsnetz. Im Gegensatz zum Ausbaubedarf im Übertragungsnetz steht der Ausbaubedarf in den Verteilnetzen in direktem Zusammenhang mit dem Ziel der Energiestrategie 2050, den Anteil dezentraler erneuerbarer Einspeisung signifikant zu erhöhen.

Die Netzebene 3 war aus methodischen Gründen weder in der Übertragungs- noch in der Verteilnetzstudie Betrachtungsgegenstand. Jedoch gewinnt die Netzebene 3 insbesondere mit zunehmender dezentraler und stochastischer Einspeisung an Bedeutung. Je nach örtlicher Konzentration und Höhe der Einspeisungen insbesondere bei in lastschwachen Gebieten entsprechend dimensionierten Netzen kann aber auch in Hochspannungsnetzen ein lokaler Netzausbau erforderlich sein. In einigen Regionen ist der Ausbau des Hochspannungsnetzes bereits heute kraftwerksgetrieben; dort führt die Einbindung von zusätzlichen Einspeisungen unmittelbar zu zusätzlichem Ausbaubedarf. In Anbetracht des begrenzten Anteils der Kosten der Hochspannungsebene (Netzebene 3) an den Gesamtnetzkosten ist von einer etwaigen Kostenzunahme im Hochspannungsnetz jedoch kein übermässiger Einfluss auf die gesamten Netzkosten zu erwarten.

Eine zusammenfassende Übersicht über die Grössenordnung der Investitionskosten bis 2050 im Übertragungsnetz und in den Verteilnetzen ist in Abbildung 4 dargestellt.

Investitionskosten in Mio. CHF				
Variante	Weiter wie bisher		Neue Energiepolitik	
	Bis 2035	Bis 2050*	Bis 2035	Bis 2050*
Übertragungsnetz**				
C+E	360...540	430...645	185...280	320...480
D+E	360...540	475...710	185...280	330...495
Verteilnetze				
C+E	5'550	8'750	6'200	11'150
D+E	6'750	10'100	7'500	12'600
D+E, ESM90	6'050	9'100	6'750	11'400
D+E, ONS-Regelung	2'300	3'850	2'450	4'500

Abbildung 4: Übersicht über die Grössenordnung der Investitionskosten bis 2050 im Übertragungsnetz und in den Verteilnetzen.

* In den Werten „Bis 2050“ sind die Kosten bis 2035 enthalten; die Werte sind also **nicht summarisch** zu betrachten.

** Die Angaben für das Übertragungsnetz beinhalten die Investitionskosten **über das Netz 2020 hinaus**. Das Netz 2020 führt zu Investitionskosten von rund 2'000 Mio. CHF.

Aus Abbildung 4 wird ersichtlich, dass der Investitionsbedarf in den Verteilnetzen grundsätzlich höher ist als im Übertragungsnetz. In den Verteilnetzen kann der Investitionsbedarf jedoch durch innovative Massnahmen (Smart Grid) wie z.B. eine Spannungsregelung in Ortsnetzstationen auf Netzebene 6 (Variante D+E, ONS-Regelung) signifikant gedämpft werden.

Die Zunahme fluktuierender Erzeugung führt in Abhängigkeit der Genauigkeit der Einspeiseprognose



zusätzlich zu einer Erhöhung des Regelreservebedarfs. Gemäss der Ergebnisse aus [2] steigt der gesamte Reservebedarf (Sekundär- und Tertiärreserve) sowohl für positive als auch negative Reserve bis 2050 gegenüber heute in etwa auf den dreifachen Wert an. Der Reservebedarf wird 2050 deutlich durch den Prognosefehler der Einspeisung aus erneuerbaren Energien dominiert, während die Auswirkungen des Nachfrageniveaus und der thermischen Kraftwerke dann eine untergeordnete Rolle einnehmen.

Im 16,7-Hz-Übertragungsnetz der SBB ist bis 2030 mit Investitionskosten von 500 Mio. CHF zu rechnen (nur Leitungsprojekte, ohne die Kosten der Schaltanlagen).

Volkswirtschaftliche Wirkung der Massnahme

Leitungsprojekte, die den Kriterien der gesamtschweizerischen Netzstrategie (z.B. Versorgungssicherheit, Wohlfahrtsgewinne, positives Kosten-Nutzen-Verhältnis, etc.) entsprechen, sollen durch diese Massnahme in einem angemessenen Zeitraum effizient umgesetzt werden.

Der Ausbau und die Modernisierung der Stromnetze führt zu weniger Engpässen im Netz. Diese können durch einen beschleunigten Bewilligungsprozess früher beseitigt werden. Davon profitieren die Stromproduzenten, indem sie durch ausreichende Netzkapazität den Verbrauchern ihren Strom sicher liefern und verkaufen können. Die Verbraucher profitieren ebenso aufgrund des beschleunigten Netzausbaus. Durch den Ausbau und die Modernisierung des Netzes mit beschleunigten Verfahren wird der Wettbewerb unter den Produzenten gesteigert, indem lokale Netzengpässe und eine daraus ggfs. resultierende Marktmacht früher beseitigt werden können.

Beschleunigte Bewilligungsverfahren mit einfacheren und schnelleren Prozessen und einer gemeinsamen Kommunikationsstrategie können auch das Vertrauen der Investoren stärken und damit ggfs. zu tieferen Renditevorstellungen führen, bspw. weil das Projekt dadurch eine höhere Realisierungswahrscheinlichkeit mit geringerem Risiko erreicht.

Da es sich bei der Modernisierung und dem Ausbau des Netzes um sehr hohe Investitionskosten handelt und da Netze den Charakter eines natürlichen Monopols haben, ist die Effizienz des Ausbaus und Betriebes des Netzes von hoher Relevanz. Die Massnahme soll hier sicherstellen, dass die Netze auf eine effiziente Art (beschleunigte Verfahren), am richtigen Ort für die erforderlichen Funktionalitäten („Strategie Energienetze“) und mit der geeigneten Technologie (bspw. Freileitung oder Kabel) ausgebaut und modernisiert werden.

Zuständigkeit, Gesetzesstufe

- Bundesrat: Einsetzung einer Arbeitsgruppe zur Erarbeitung einer „Strategie Energienetze“
- UVEK/BFE: Optimierungsmassnahmen im Bewilligungsprozess
- StromVG/StromVV: Anrechenbarkeit der Kosten des Netzausbaus- und -umbaus, Smartmetern etc. und allenfalls Anpassung des WACC.
- UVEK/BFE: Erarbeitung des Bewertungsschemas Übertragungsleitungen
- UVEK/BFE: Erarbeitung einer Kommunikationsstrategie

Stossrichtung BFE für Massnahmen im Rahmen der Energiestrategie 2050

Strategie Energienetze:

- Eine Strategie für den Ausbau der Energienetze - d.h. die grundsätzlichen Entscheide über dessen künftig notwendigen Funktionalitäten – muss vor dem Hintergrund des nationalen Gesamtinteresses nach technischen, ökologischen und wirtschaftlichen Kriterien festgelegt werden und ausreichend Flexibilität bieten, um Entwicklungen des europäischen Verbundsystems folgen zu können. Die „Strategie Energienetze“ wird vom zuständigen Bundesamt BFE erarbeitet. Dazu wurde die AG Energienetze einberufen, welche Mitglieder der involvierten Akteure, u.a. EICOM, ESTI, swisselectric, Swissgrid, VSE, ARE, BAFU, SBB und Kantone umfasst.



Beschleunigung der Genehmigungsverfahren für Übertragungs- und Verteilnetze:

- Verbesserung der Rahmenbedingungen für den Um- und Ausbau der Energienetze wie: Bessere Zusammenarbeit zwischen Bund und Kantonen, Koordination der Ausbauplanung; Überarbeitung und Weiterentwicklung des Sachplans Übertragungsleitungen, Verbesserung der Durchsetzbarkeit der Behördenverbindlichkeit des Sachplans, Koordination der Schutz- und Nutzplanung für Infrastrukturen, politische Vorgaben für die Verkabelung.
- Verbesserungen im Verfahrensablauf wie: Überprüfung Fristenregime, Einführung der Behördenpräklusion, Überprüfung der Rechtsmittelmöglichkeiten, Mitwirkung von betroffenen Akteuren im Verfahren, Prüfung neuer Verfahrensformen (z.B. reines Behördenverfahren, Sonderverfahren), Anwendung Beurteilungsschema Übertragungsleitungen.
- Organisatorische Massnahmen wie: Ressourcenplanung und –bereitstellung, Verbesserung der Ausbildung, Professionalisierung der Projektierung sowie Optimierung der Koordination zwischen Leitbehörden und Projektanten und mit den Fachämtern, Projektplanung, Kommunikation (u.a. Koordination der Kommunikation unter allen Akteuren und Schaffen von Akzeptanz für Netzausbau)

3.2 Umbau Netze Richtung Smart Grids

Die Herausforderungen an das Stromnetz werden in Abhängigkeit der Ausgestaltung der energiepolitischen Rahmenbedingungen in den nächsten Jahren ansteigen. Vor allem die Dezentralisierung der Stromversorgung und die Integration erneuerbarer Energien ändern die Anforderungen an den Systembetrieb grundlegend. Um die Kosten im Griff behalten, weiterhin eine hohe Versorgungssicherheit gewährleisten und den durch unseren Energiekonsum verursachten Umwelteinfluss minimieren zu können, wird der intelligenteren Nutzung der bestehenden Infrastruktur mithilfe von Smart Grids voraussichtlich eine wichtige Rolle zukommen. Um die Potenziale im Bereich Smart Grids vertieft zu analysieren, führt das Bundesamt für Energie seit Juni 2011 gemeinsam mit den schweizerischen Interessensvertretern ein Impact Assessment für die Schweiz durch. Das UVEK wird u.a. in Abhängigkeit der Ergebnisse aus dem Impact Assessment die notwendigen regulatorischen Rahmenbedingungen (StromVG, EnG) erarbeiten, welche die Nutzung der zusätzlichen Funktionalität von Smart Metering und die Anrechenbarkeit der Kosten regeln. Zentral sind dabei vor allem:

- Kosten/Nutzen und Kostentragung
- Einführungshorizont und Durchdringungsgrad
- Minimale Funktionalität der Komponenten
- Zeitnahe Kundeninformation
- Dynamische bzw. flexible Tarife
- Lastbegrenzung

Durch die in einem Smart Grid vorhandene bidirektionale Kommunikation kann eine direkte Interaktion zwischen Verbrauchern, anderen Netznutzern und Energieversorgern hergestellt werden. Je nach Ausgestaltung und Einsatz können das unmittelbare Feedback zum Verbrauch und die Möglichkeit der Verbrauchssteuerung beim Endkunden Anreize für einen effizienteren Umgang mit Energie schaffen. Eine Analyse von verschiedenen Studien im Rahmen des laufenden Impact Assessment ergab, dass dabei für Haushalte von Einsparungen durch Verbrauchervisualisierung zwischen 3 und 5 Prozent ausgegangen werden kann. Smart Grids ermöglichen zudem eine gezieltere Netzbewirtschaftung, was sich in einem sichereren Netz niederschlägt und zu erhöhter Kosteneffizienz beitragen kann. Vor allem bei der Integration von erneuerbaren Energien und Elektroautos ins Stromsystem kommt Smart Grids eine entscheidende Rolle zu hinsichtlich des Ausgleichs des fluktuierenden Stromangebots aus Wind- und Solarstrom und damit der Stabilisierung und Optimierung der Netze. Zusätzlich zur Steuerung von flexiblen Erzeugungsanlagen (z.B. WKK oder GuD) und von verschiebbaren Lasten (Demand Side Management) sind Speicher eine Option, diesen Ausgleich zu bewerk-



stelligen. Mit zunehmendem Anteil der dargebotsabhängigen (fluktuierenden) Erzeugung durch Wind- und Photovoltaikanlagen kommt der Speicherung eine grössere Bedeutung zu. Neben der Pumpspeicherung, die heute die einzige wirtschaftliche Speichertechnologie in grosstechnischem Massstab darstellt, werden weitere Technologien (z.B. Power-to-gas, Druckluft oder dezentrale Batterien) einen Beitrag zur Deckung des zukünftigen Anforderungsspektrums bzgl. Speicherung leisten müssen. Dabei können bestehende Geschäftsmodelle, z.B. die Lieferung von Reserveenergie durch Endverbraucher, weiterentwickelt werden und zusätzlich neue Geschäftsmodelle entstehen. Und nicht zuletzt können auf der Plattform Smart Grids innovative Energiedienstleistungen angeboten werden, was einen positiven Einfluss auf den Wettbewerb im Endkundenbereich hat. Bei der Festlegung der Rahmenbedingungen für Smart Metering und Smart Grids in der Schweiz sind Entwicklungen in Europa im Bereich Standardisierung und Datenschutz zu berücksichtigen. Die Koordination der Vertretung gesamtschweizerischer Interessen in Europa ist dabei durch die verschiedenen Akteure (u.a.. BFE, EICom, Swissgrid, VSE) sicherzustellen.

Desweiteren strebt das BFE an, im Rahmen der Erarbeitung der „Strategie Energienetze“ gemeinsam mit den schweizerischen Interessensvertretern eine „Smart Grids Roadmap“ zu entwickeln. Dabei soll analysiert werden, zu welchem Zweck und wie Smart Grids in der Schweiz funktionell ausgestaltet werden müssen, um zielgerichtet und effizient betrieben werden zu können. Anhand verschiedener Szenarien wird der Zielzustand eines Schweizer Smart Grids definiert werden. Die Szenarien werden mit den weiteren Entwicklungen in den schweizerischen und europäischen Netzen abgestimmt. Wenn der Zielzustand einmal festgelegt ist, können die notwendigen Schritte zur Umsetzung, insbesondere zur Überwindung der Hindernisse, abgeleitet werden.

Vollzugaufwand und Investitionsbedarf

Die entsprechenden regulatorischen Rahmenbedingungen müssen im StromVG bzw. StromVV festgelegt werden. Die Kosten, die für die Installation von Smart Meters und Feedback-Geräten in allen Schweizer Haushalten anfallen würden, werden von Experten auf rund 1.5 Mrd. Franken geschätzt [9]. Da die Gerätekosten von Smart Meters sehr wahrscheinlich mit der Zeit sinken werden und davon auszugehen ist, dass selbst bei einem flächendeckenden Rollout nicht 100% der Schweizer Haushalte mit Smart Meters und Feedback-Geräten ausgestattet werden, ist mit einem Investitionsbedarf von etwa 1 Mrd. Franken auszugehen. Genauere Abschätzungen, die u.a. auch die Kosten für Software und Kommunikation beinhalten, werden derzeit im Rahmen des Impact Assessment erarbeitet. Auch hinsichtlich des Nutzens von Investitionen in Smart Metering bzw. Smart Grids wird das Impact Assessment relevante Ergebnisse liefern.

Vollzugaufwand entsteht ausserdem für die Erarbeitung der „Smart Grids Roadmap“ sowie bei einem allfälligen Entscheid zur Einführung smarter Technologien durch die Netzbetreiber. Die jeweilige Entscheidung, ob ein konventioneller Netzausbau und/oder smarte Technologien (wie z.B. spannungsge-regelte MS/NS-Netzstationen oder eine Spannungsregelung im MS-Netz durch (elektronische) „Zwischentransformatoren“) eingesetzt werden, sollte dabei beim Netzbetreiber selbst liegen.

Volkswirtschaftliche Wirkung der Massnahme

Smart Grids und die damit verbundenen zusätzlichen Mess-, Kommunikations- und Steuerungsmöglichkeiten sind nicht per se ein Lösungsbeitrag zu den Herausforderungen im Energiebereich, sondern sind eine Notwendigkeit, um das Gesamtsystem Produktion-Verteilung-Verbrauch auch in einem neuen Umfeld mit einem hohen Anteil an dezentraler dargebotsabhängiger Einspeisung weiterhin kosteneffizient und vor allem sicher betreiben zu können.

Nutznieser dieser Massnahme sind die Konsumenten, welche durch Smart Grids einen Nutzen aus der erhöhten Versorgungssicherheit haben. Durch Smart Metering können ihnen zudem bessere Informationen zum Energieverbrauch und zum Strompreis bereitgestellt werden, was ihnen eine bessere zeitliche Optimierung ihres Konsums (manuell oder (teil-)automatisiert) ermöglicht. Von Smart Grids profitieren aber auch Produzenten mit fluktuierender Einspeisung, da ihre Produktion dadurch besser



im System integriert werden kann.

Verlierer einer Smart Grid Entwicklung und einer Glättung der Lastkurve könnten u.a. Betreiber von Pumpspeicherkraftwerken sein, da aufgrund der flexiblen Steuerungsmöglichkeiten in einem Smart Grid die Volatilität der Preise gedämpft werden und damit ihre Gewinnmarge abnehmen könnte.⁶ Der Wettbewerb im Endkundenbereich kann positiv beeinflusst werden, wenn durch Smart Grids innovative Energiedienstleistungen entwickelt und angeboten werden.

Zuständigkeit, Gesetzesstufe

StromVG bzw. StromVV: Festlegung der erforderlichen regulatorischen Rahmenbedingungen

Stossrichtung BFE für Massnahmen im Rahmen der Energiestrategie 2050

Im StromVG sollen hinsichtlich folgender Punkte Ergänzungen gemacht werden:

- Einführungshorizont und Durchdringungsgrad von Smart Meters
- Minimale Funktionalität von Smart Meters
- Anrechenbarkeit der mit Smart Metering und Smart Grids verbundenen Kosten
- Datenschutz

Stossrichtung BFE für Massnahmen im Rahmen der Ausarbeitung der Strategie Energienetze

Die folgenden Teilmassnahmen aus dem Bereich Smart Metering bzw. Smart Grids sollen vor einer allfälligen Umsetzung noch vertieft und konkretisiert werden. Dies soll im Rahmen der Ausarbeitung der „Strategie Energienetze“ erfolgen.

- Transparente und zeitnahe Verbrauchs- und Kosteninformationen
- Tarifgestaltung
- Regelung des Informationsaustausches
- Steuerung von unterbrechbaren Lasten
- Steuerung dezentraler Erzeugungsanlagen
- Einsatz von Speichern

3.3 Netzverstärkungen für neue Produktionsanlagen

Netzanschlüsse von Erzeugern nach Artikel 7, 7a und 7b des Energiegesetzes vom 26. Juni 1998 (EnG; SR 730.0) können ab dem Einspeisepunkt Netzverstärkungen notwendig machen, welche gemäss Artikel 22 Absatz 3 StromVV Teil der Kosten für die Systemdienstleistungen der nationalen Netzgesellschaft (Swissgrid) sind. Die nationale Netzgesellschaft vergütet den Netzbetreibern, gestützt auf eine Bewilligung der Eidgenössischen Elektrizitätskommission EICom, die Kosten für die notwendigen Netzverstärkungen (Art. 22 Abs. 4 und 5 StromVV). Um die Kosten für notwendige Netzverstärkungen vergütet zu bekommen, müssen die Netzbetreiber jeweils ein entsprechendes Gesuch an die EICom richten. Die Weisung der EICom zu Netzverstärkungen vom 26. März 2009 gibt eine Anleitung für die Einreichung von solchen Gesuchen und legt die Grundsätze dar, nach denen diese behandelt werden. Angesichts des verstärkten Ausbaus dezentraler Einspeisungen, welcher mit der neuen Energiestrategie verbunden sein wird, ist zu prüfen, wie der bürokratische Aufwand für die Vergütung von Netzverstärkungen nach Artikel 7, 7a und 7b EnG in einem verhältnismässigen Rahmen gehalten werden kann.

Zudem fehlen generell bzgl. der Anschlussbedingungen für Erzeugungsanlagen im Moment noch klare Regeln. Momentan kommt es häufig auch im Nachhinein, wenn die Erzeugungsanlage schon errichtet ist, zu Unklarheiten bezüglich der Aufteilung der Kosten des Netzanschlusses und der Netz-

⁶ Der in vielen Ländern geplante massive Ausbau fluktuierender Erzeugung spricht allerdings dafür, dass die Volatilität der Preise langfristig eher zunehmen sollte.



verstärkungen. Art. 16 Abs. 3 der Stromversorgungsverordnung (StromVV) lautet diesbezüglich wie folgt: „Entstehen in Verteilnetzen durch Anschluss oder Betrieb von Erzeugungsanlagen unverhältnismässige Mehrkosten, sind diese nicht Teil der Netzkosten, sondern sie müssen in einem angemessenen Umfang von den Erzeugern getragen werden.“ Die StromVV lässt in diesem Punkt also einen relativ grossen Spielraum offen.

Aus diesem Grund sollten klare, gerechte und einfache Regeln für die Finanzierung von Netzverstärkungen und die entsprechende Kostenverteilung beim Anschluss von erneuerbaren Energien formuliert werden. Ein solches Regelwerk soll eine rasche Umsetzung von genehmigten Projekten und deren Netzanschluss gewährleisten. Dabei sind folgende Punkte von zentraler Bedeutung:

- Die Regeln sollten eine zeitnahe Anerkennung der Kosten für Netzverstärkungen ermöglichen.
- Da es sich beim Ausbau der dezentralen erneuerbaren Energien um ein Ziel der nationalen Energiepolitik handelt, sollten die dadurch entstehenden Kosten für Netzverstärkungen so weit als möglich sozialisiert werden. Damit wird verhindert, dass einzelne Gruppen von Endkunden einen übermässigen Anteil der Kosten tragen müssen. Die Sozialisierung der Kosten ist bereits heute gemäss Artikel 22 Absatz 3 StromVV gegeben.
- Angesichts des geplanten Ausbaus der dezentralen Einspeisungen und der damit einhergehenden Vielzahl von einzelnen Massnahmen sollte überprüft werden, wie der bürokratische Aufwand für die Gesuchstellung um Vergütung von Kosten für notwendige Netzverstärkungen möglichst gering gehalten werden kann.
- Da die Kosten für Netzverstärkungen gemäss Artikel 22 Absatz 3 StromVV Teil der Kosten für Systemdienstleistungen von Swissgrid sind und nicht über die Netzentgelte des jeweiligen Verteilnetzbetreibers finanziert werden, könnte diese Regelung auch im Rahmen einer Anreizregulierung fortgeführt werden.
- Bei der Kostenaufteilung ist zwischen den Kosten des Netzanschlusses (Verbindung zum Netzanschlusspunkt und anschlussbedingte Verstärkungen in der bestehenden Netzinfrastruktur) und den Kosten der bestehenden Netzinfrastruktur zu unterscheiden. Im Falle des Netzanschlusses sind - abgesehen von Netzverstärkungen bei Netzanschlüssen von Erzeugern nach Artikel 7, 7a und 7b des Energiegesetzes - die Kosten möglichst weitgehend individuell und verursachergerecht anzulasten, um ineffiziente Netzanschlüsse zu vermeiden.
- Grundsätzlich stellt die Erhebung von Netzkostenbeiträgen bei Produzenten eine Möglichkeit dar, Standortanreize aus netzwirtschaftlicher Sicht zu setzen.
- Um die regionale und dezentrale Netzentwicklung zu stärken, müssen Anreize für einen effizienten Netzausbau gesetzt werden. Es sollte verhindert werden, dass die hierzu erforderliche Entscheidungskompetenz des Netzbetreibers über die Mechanik der Kostenanerkennung übersteuert wird. Daher sollte angestrebt werden, dass möglichst früh die Kostenträgerschaft geklärt ist und keine langwierigen Verfahren mit den Behörden geführt werden müssen. Eine Möglichkeit, die diesbezüglich in Betracht gezogen und genauer analysiert werden könnte, wäre beispielsweise die Genehmigung von eingereichten Investitionsplänen durch den Regulator und einer damit verbundenen – wenngleich unter gewissen Vorbehalten stehenden – provisorischen Kostenanerkennung. Auch die ersten vorläufigen Resultate der Studie zum Ausbaubedarf in den Verteilnetzen zeigen, dass die Kostenwirkungen der erforderlichen Ausbauten umso kleiner ausfallen, je besser sie zeitlich mit altersbedingten Erneuerungsmassnahmen koordiniert werden können. Es sollte den Netzbetreibern also durch geeignete Mechanismen ermöglicht werden, diese Koordination im Sinne einer langfristigen Effizienz des Netzausbaus durchzuführen.

Vollzugaufwand und Investitionsbedarf

Die entsprechenden Regelungen müssen im Rahmen der Ausarbeitung der Massnahmen zur Energiestrategie 2050 festgelegt werden. Der voraussichtliche Investitionsbedarf ist in den entsprechenden



Angaben in Kapitel 3.1 enthalten.

Volkswirtschaftliche Wirkung der Massnahme

Es soll durch die Massnahme verhindert werden, dass der Ausbau der erneuerbaren Energien, der eine wichtige Säule der Energiestrategie des Bundesrats darstellt, durch fehlende Netzkapazitäten verzögert wird. Nutzniesser dieser Massnahme sind die Produzenten aus erneuerbaren Energien, weil sie grössere Investitionssicherheit haben. Da der Produzent auf ausreichende Netzkapazitäten angewiesen ist, über diese aber nicht vollständig entscheiden kann, besteht zwischen Netzbetreiber und Produzent ein Hold-up-Problem, welches Investitionen verhindern kann. Durch diese Massnahme kann dieses Problem reduziert werden und die Investitionsanreize in Produktionskapazitäten erhöht werden. Durch diese Massnahme ist auch mit einem intensiveren Wettbewerb im Produktionsbereich zu rechnen, da die Netzverstärkungsproblematik entschärft wird.

Individuelle Kostenkomponenten können aus netzwirtschaftlicher Sicht geeignete Standortanreize setzen und damit zu volkswirtschaftlich sinnvollem Netzausbau beitragen.

Zuständigkeit, Gesetzesstufe

StromVG bzw. StromVV

Stossrichtung BFE für Massnahmen im Rahmen der Ausarbeitung der Strategie Energienetze

Die folgenden Teilmassnahmen aus dem Bereich Netzverstärkungen sollen vor einer allfälligen Umsetzung noch vertieft und konkretisiert werden. Dies soll im Rahmen der Ausarbeitung der „Strategie Energienetze“ erfolgen.

- Die heutige Regelung, dass gemäss Artikel 22 Absatz 3 StromVV Kosten für Netzverstärkungen Teil der Kosten für die Systemdienstleistungen der nationalen Netzgesellschaft (Swissgrid) sind und damit sozialisiert werden, wird beibehalten.
- Das Bewilligungsverfahren für die Vergütung der Kosten für Netzverstärkungen sollte so ausgestaltet sein, dass die Unsicherheit und der Zeitverzug der Kostenkompensation für die Verteilnetzbetreiber bzgl. der nachträglichen Anerkennung der Netzverstärkungsmassnahme möglichst klein sind. Innerhalb des Teilprojektes wurde diesbezüglich der Vorschlag eingebracht, dass die EICom vor der Realisierung der Netzverstärkung einen Bescheid ausstellen soll, der die Plankosten für die Netzverstärkungsmassnahme - im Grundsatz und unter allfälligen Vorbehalten - anerkennt. Sobald der EICom die tatsächlichen getätigten Ausgaben vorliegen, erfolgt nachträglich eine Überprüfung und allfällige Anpassung der überwälzbaren Kosten durch die EICom. Allerdings würde dieses zweistufige Verfahren mit Vorprüfung und nachträglicher Überprüfung gemäss Aussagen der EICom den bürokratischen Aufwand erheblich vergrössern. Zudem können die Netzbetreiber bereits heute mit ihrem Netzverstärkungsprojekt an die EICom gelangen und eine Beurteilung des Fachsekretariates verlangen. Eine rechtlich verbindliche Vorprüfung der Projekte durch die Kommission ist jedoch heute nicht möglich.
- Eine alternative Möglichkeit wäre die Erhebung von leistungsabhängigen Netzkostenbeiträgen bei den Produzenten. Dies würde generell eine gesamtwirtschaftliche Ausbauplanung auf der Basis der regionalen Gesamtentwicklung ermöglichen und ineffiziente Ausbauten aufgrund einzelner Anschlussbegehren vermeiden.
- Allenfalls sollten vereinfachte Verfahren für Kleinstanlagen vorgesehen werden.
- Wie das Bewilligungsverfahren insbesondere auch bei einer steigenden Anzahl an Gesuchen effizient und handhabbar gestaltet werden kann, muss noch weiter diskutiert werden. Nach heutiger Rechtslage obliegt es der EICom, als der nach Art. 22 Abs. 4 StromVV für die Durchführung des Bewilligungsverfahrens zuständigen Behörde, das Bewilligungsverfahren sachge-



recht auszugestalten. Sie ist diesbezüglich innerhalb der Grenzen des VwVG⁷ relativ frei und kann insbesondere – innerhalb dieser ihr durch Gesetz, aber auch durch die zu beurteilende Sache selbst, gesetzten Grenzen – Massnahmen für eine effizientere Gestaltung des Verfahrens ergreifen.

3.4 Abstimmung Netzausbau mit Europa

Da im eng vernetzten Strombereich die europäische Dimension für die Versorgungssicherheit entscheidend ist, muss sichergestellt werden, dass die Schweiz ein optimiertes Marktdesign für das grenzüberschreitende Engpassmanagement anwendet und bei den europaweiten Netzausbauplanungen aktiv beteiligt ist. Die Schweiz ist speziell im Winterhalbjahr von Importen aus dem europäischen System angewiesen.

Die Mitwirkung von Swissgrid in wichtigen Gremien wie z.B. der ENTSO-E ist für eine aktive Beteiligung der Schweiz beim europaweiten Netzausbau von grosser Bedeutung. Ausserdem sollte die grenzüberschreitende Zusammenarbeit von Swissgrid mit anderen Übertragungsnetzbetreibern fortgeführt werden.

Damit die Schweizer Pumpspeicherkraftwerke, deren Gesamtkapazität in den nächsten zehn Jahren von derzeit 1,7 GW auf etwa 6 GW ausgebaut werden soll, einen wesentlichen Beitrag zur Integration von erneuerbaren Energien in der Schweiz und im europäischen Ausland leisten können, müssen sowohl innerhalb der jeweiligen Länder als auch grenzüberschreitend ausreichende Transportkapazitäten vorhanden sein. Um die Windkraft in der Nord- und Ostsee mit den Schweizer Pumpspeicherkraftwerken zu verbinden, ist vor allem der Ausbau des Schweizer Norddaches relevant. Die Ergebnisse der Consentec-Studie „Einfluss verschiedener Stromangebotsvarianten auf das Übertragungsnetz der Schweiz“ zeigen, dass längerfristig bis 2035 bzw. 2050 auch zusätzlicher Bedarf für mehrere Ausbauprojekte an der Grenze Schweiz-Italien bestehen wird.

Angesichts des europaweiten Ausbaus der Erzeugungskapazitäten dargebotsabhängiger erneuerbarer Energien, deren Produktionsstandorte sich oft fernab der Verbrauchszentren befinden, wird dem Stromtransport über grosse Distanzen in Zukunft eine wichtige Rolle zukommen. Aus diesem Grund wird europaweit die Idee eines „Super Grid“ diskutiert. Die Frage nach der präferierten Technologie eines solchen „Super Grid“ ist noch nicht abschliessend beantwortet, wobei davon ausgegangen wird, dass Hochspannungsgleichstromübertragung (HGÜ-Technologie) zumindest teilweise Anwendung finden wird und eine effizientere Energieübertragung über grosse Entfernungen ermöglichen wird, als dies mit Wechselstromtechnik der Fall wäre. Swissgrid hält den Vorsitz der ENTSO-E Arbeitsgruppe 2050/Electricity Highways inne und wurde ebenfalls in das internationale Konsortium E-Highway2050 aufgenommen. Die Schweiz soll sich daher aktiv bei der europaweiten Netzausbauplanung beteiligen und sich für eine möglichst effiziente Anbindung an das europäische Verbundnetz einsetzen. Die in Bezug auf die Anbindung an das europäische Verbundnetz erforderlichen Funktionalitäten sowie die damit verbundenen Kosten und der Nutzen für die Schweiz sind im Rahmen der Strategie Energienetze vertieft zu analysieren.

Vollzugaufwand und Investitionsbedarf

Die Schweiz beteiligt sich aktiv bei der europaweiten Netzausbauplanung durch den Abschluss eines Energieabkommens, welches das Infrastrukturpaket der EU mit einschliesst, durch die aktive Mitarbeit in den relevanten Organisationen und Gremien (ACER, ENTSO-E und regionale Initiativen) und durch eine intensiviertere Aussenpolitik im Bereich Energieinfrastruktur. Der Koordinationsaufwand dieser Massnahmen verursacht nur in begrenztem Ausmass Kosten. Der voraussichtliche Investitionsbedarf ist in den entsprechenden Angaben zum Übertragungsnetz in Kapitel 3.1 enthalten. Sollten sich kon-

⁷ Bundesgesetz vom 20. Dezember 1968 über das Verwaltungsverfahren (Verwaltungsverfahrensgesetz, VwVG; SR 172.021)



krete Leitungsprojekte im Bereich Super Grid ergeben, würden weitere Investitionskosten anfallen.

Volkswirtschaftliche Wirkung der Massnahme

Durch eine enge Integration der Schweiz in das europäische Stromnetz und den europäischen Strommarkt wird die Stromversorgungssicherheit gewährleistet und es entstehen positive Wohlfahrts-effekte.

Durch eine verstärkte Anbindung der Schweiz an den europäischen Strommarkt dürften sowohl die Stromkonsumenten als auch die Stromproduzenten in der Schweiz profitieren. Die Schweizer (Pump-)Speicherproduzenten können so vermehrt ihren Spitzenstrom in Europa verkaufen, überschüssigen Strom in Europa aufnehmen und so als Batterie und Stromdrehscheibe in Europa eine wichtige Rolle für die Integration erneuerbarer Energien in Europa übernehmen. Die Schweizer Produzenten stehen bei verbesserten Absatzmöglichkeiten aber auch stärker im Wettbewerb mit ihren ausländischen Konkurrenten.

Durch eine stärkere Anbindung dürften auch die Konsumenten in der Schweiz profitieren, indem gerade im Winterhalbjahr, wo die Laufwasserproduktion in der Schweiz eingeschränkt ist und die Last hoch ist, die Versorgungssicherheit gestärkt wird und die Komplementarität des europäischen Kraftwerkparcs besser ausgenutzt werden kann.

Zuständigkeit, Gesetzesstufe

Energieabkommen und intensivierte Energieaussenpolitik

Stossrichtung BFE für Massnahmen im Rahmen der Ausarbeitung der Strategie Energienetze

Die folgenden Teilmassnahmen aus dem Bereich Abstimmung Netzausbau mit Europa sollen vor einer allfälligen Umsetzung noch vertieft und konkretisiert werden. Dies soll im Rahmen der Ausarbeitung der „Strategie Energienetze“ erfolgen.

- Der Abschluss des Energieabkommens mit der EU ist voranzutreiben, um eine aktive Mitarbeit der Schweizer Organisationen in den relevanten EU-Gremien zu ermöglichen.
- Die Aussenpolitik im Bereich Energieinfrastrukturen ist zu intensivieren.
- Es soll gesetzlich verankert werden, dass die nationale Netzgesellschaft den Netzausbau mit den europäischen Übertragungsnetzbetreibern und insbesondere mit denjenigen der Nachbarländer abstimmen muss. Auch wenn dies heute bereits gängige Praxis ist, soll ein solcher Absatz den diesbezüglichen Aktivitäten von Swissgrid mehr Legitimation und Gewicht geben.

3.5 Zusätzliche Themen

Im Folgenden werden Themen beschrieben, die im Laufe der Arbeiten innerhalb des Teilprojekts Energienetze und Ausbaukosten diskutiert wurden. Diese zusätzlichen Themen münden derzeit noch nicht in konkrete Vorschläge für gesetzliche Anpassungen im Zuge der Energiestrategie 2050. Sie sollen jedoch im Rahmen der Revision StromVG bzw. bei der Erarbeitung der Strategie Energienetze wieder aufgenommen und vertieft werden.

3.5.1 Kostenaufteilung und Netzkostenwälzung

Stossrichtung BFE

Bei der Kostenaufteilung ist zwischen den Kosten des Netzanschlusses (Verbindung zum Netzanschlusspunkt und anschlussbedingte Verstärkungen in der bestehenden Netzinfrastruktur) und den Kosten der bestehenden Netzinfrastruktur zu unterscheiden. Im Falle des Netzanschlusses sind - abgesehen von Netzverstärkungen bei Netzanschlüssen von Erzeugern nach Artikel 7, 7a und 7b des Energiegesetzes - die Kosten möglichst weitgehend individuell und verursachergerecht anzulasten, um ineffiziente Netzanschlüsse zu vermeiden. Individuelle Kostenkomponenten können aus netzwirt-



schaftlicher Sicht geeignete Standortreize setzen und damit zu volkswirtschaftlich sinnvollem Netzausbau beitragen.

Für den überwiegenden Teil der Netzkosten sollte das Prinzip der Kostensozialisierung (auf Stufe VNB) beibehalten werden, da letztendlich alle Verbraucher vom Vorhandensein der Netzinfrastruktur profitieren. Um eine vernünftige Balance aus solidarischer Kostenteilung und Verursachergerechtigkeit zu gewährleisten, sollten allerdings auch individuelle Kostenkomponenten (z.B. individuelle Anlastung der Anschlusskosten und/oder G-Komponente) eingesetzt werden können. Individuelle Kostenkomponenten können aus netzwirtschaftlicher Sicht geeignete Standortreize setzen und damit zu volkswirtschaftlich sinnvollem Netzausbau beitragen.

Ob in Zukunft auch Produzenten an den Netznutzungskosten beteiligt werden sollen, wurde in der AG Kraftwerkskomponente im Rahmen der Revision StromVG im Detail diskutiert. Die Geschäftsleitung des BFE hat sich allerdings noch nicht zu einer allfälligen Kraftwerkskomponente (weder für Einspeisung noch für Pumpentnahme) geäußert.

Nur über einen relativ hohen Leistungsanteil in der Kostenwälzung ist eine verursachergerechte Tarifierung möglich, da sich die Kapazität der Netzinfrastruktur nach der maximal durchzuleitenden Leistung richtet. Zusätzlich muss berücksichtigt werden, dass der Anschluss des Verteilnetzes an eine höhere Netzebene einen Nutzen bzgl. der Versorgungssicherheit generiert, indem die Kunden im Verteilnetz gegen einen Mangel oder Ausfall der dezentral erzeugten Energie „versichert“ sind. Ein Wälzungssystem, das vor allem auf der bezogenen Energiemenge (kWh) basiert, wird dieser „Versicherungsfunktion“ des Anschlusses an eine höhere Netzebene nicht gerecht. Aus diesen Gründen sollte der Schlüssel für die Wälzung der Netzkosten gemäss Art. 15 und 16 StromVV beibehalten werden. Mit zunehmender Anzahl dezentraler Produktionsanlagen wird die aktuell noch mögliche Vermeidung von Netznutzungskosten durch Selbstversorgung (Netto-Messung über einen gewissen Zeitraum) in Frage gestellt, da diese Möglichkeit zu einer systematischen Entsolidarisierung führt. Dies widerspricht der Verursachergerechtigkeit, da der Endkunde nach wie vor von der Netzdienstleistung profitiert. Letztendlich müssten die Netzkosten von einem kleiner werdenden Teil der Netznutzer getragen werden. Eine konsequente Orientierung am effektiven Endverbrauch (Brutto-Energie) ist bei Endkunden mit KEV-Anlagen zwingend nötig, da für die eingespeiste Energie die KEV-Vergütung bezogen wird. Eine Nettomessung im Sinne einer Eigenverbrauchsregelung (gleichzeitige Bilanzierung von Produktion und Verbrauch) sollte für Anlagen ausserhalb der KEV allerdings weiterhin möglich sein. Um zu gewährleisten, dass auch Verbraucher mit Eigenproduktionsanlagen ausserhalb der KEV, die die Eigenverbrauchsregelung nutzen, angemessen dafür bezahlen, dass sie das öffentliche Netz jederzeit als Backup nutzen können, könnte bspw. ein Leistungstarif auf Basis der Anschlusskapazität erhoben werden.

3.5.2 Rahmenbedingungen bzgl. Regulierung

Stossrichtung BFE

Ziel der Regulierung sollte es sein, ein ausgewogenes Verhältnis zwischen Investitions- und Effizienzreizen zu gewährleisten. Dabei ist zu beachten, dass eine Investition die Effizienz nicht a priori schmälert. Eine zeitnahe Anerkennung von Netzkosten ist für die Investitionssicherheit von zentraler Bedeutung und sollte daher angestrebt werden. Ex-ante Entscheidungen, die vorausschauenden Netzausbau ermöglichen würde, sind im derzeitigen ex-post (Cost Plus) Regulierungsregime hinsichtlich Effizienzreizen und Praktikabilität problematisch. Neue Ansätze könnten jedoch diskutiert und genauer analysiert werden. Beispielsweise könnte den Netzbetreibern die Möglichkeit eingeräumt werden, auf freiwilliger Basis eine ex-ante Genehmigung und Anerkennung der Kosten bei der EICom zu erwirken. Netzausbaupläne wären generell gemäss der vorliegenden Informationen zum Zeitpunkt des Netzausbaus zu beurteilen. Das Risiko von Kostenkürzungen, die ex-post und auf der Basis einer unterschiedlichen Informationsgrundlage verhängt werden, würden als Investitionshemmnis wirken. Die regulatorischen Rahmenbedingungen dürfen allerdings nicht dazu führen, dass die unternehmeri-



sche Verantwortung jedes Investitionsentscheids an die EICom delegiert wird. Der Vollzugsaufwand würde dadurch beträchtlich steigen.

Um die aus den Investitionsprogrammen resultierenden Kosten für die Netznutzer möglichst gering zu halten, sollte der Zeitraum zwischen den Investitionsausgaben und deren Ansatz in den Tarifen möglichst kurz gehalten werden. Eine Möglichkeit, dies zu gewährleisten, wäre beispielsweise über den Ansatz von Planwerten in den Netznutzungstarifen. Zusätzlich könnte geprüft werden, ob dem längeren Zeithorizont für Netzausbaumassnahmen im Übertragungsnetz von der Planung bis zur Umsetzung nicht dadurch Rechnung getragen werden kann, dass die Tarife auf Basis einer nivellierten Kostenbasis für einen Mittelfristzeitraum (z.B. fünf bis sieben Jahre) festgelegt werden. Hierdurch liessen sich Tarifsprünge für die Netznutzer begrenzen.

Bei einem Übergang zur Anreizregulierung wären ex-ante-Prinzipien inhärent im Regime verankert. International existieren bereits Ansätze, wie angesichts sich ändernder Anforderungen an die Energiewirtschaft zusätzlich zu Effizienzreizen auch Anreize für Innovationen in eine Anreizregulierung integriert werden können. Diese Ansätze ermöglichen es, langfristige Ziele zum Aufbau einer nachhaltigen Infrastruktur im Regulierungsrahmen zu berücksichtigen und bei einer entsprechenden Ausgestaltung die ungewollten, systeminhärenten Investitionshemmnisse zu reduzieren. Die Einführung einer Anreizregulierung wird im Rahmen der Revision StromVG diskutiert. Dabei werden auch der Aspekt der Umsetzbarkeit bei über 700 heterogenen Verteilnetzbetreibern und der dadurch resultierende Vollzugsaufwand berücksichtigt.

Eine umfassende Diskussion der regulatorischen Rahmenbedingungen im Netzbereich wird im Rahmen der Revision StromVG geführt. Dort werden Themen betreffend der anrechenbaren Kapitalbasis und der Festlegung eines angemessenen Zinssatzes unter den Gesichtspunkten der neuen Energiestrategie aufgenommen. Da ein sicherer Rechtsrahmen für die Neuausrichtung der Energiepolitik wesentlich ist, sollten zentrale Punkte auch mit in der Vernehmlassungsvorlage zur Energiestrategie 2050 geklärt werden.

3.5.3 Speicher

Stossrichtung BFE

Der Bereitstellung von Ausgleichsmassnahmen für fluktuierende erneuerbare Einspeisung kommt vor dem Hintergrund der Energiestrategie 2050 eine grosse Bedeutung zu. Neben Netzausbau und Erzeugungs- und Lastmanagement sind Energiespeicher eine Option, diesen Ausgleich zu bewerkstelligen. Im Einzelfall sollte die jeweils wirtschaftlichste Option eingesetzt werden. Die verschiedenen technischen Möglichkeiten sowie deren Wirtschaftlichkeit werden derzeit in einer Studie zu Auswirkungen eines Zubaus dezentraler Einspeisungen auf die Schweizer Stromnetze untersucht.

Pumpspeicherkraftwerke sind heute von der Bezahlung eines Netznutzungsentgeltes (Art. 14 Abs. 2 StromVG) ausgenommen, weil sie gemäss Definition im StromVG keine Endverbraucher (Art. 4 Abs. 1b StromVG) sind. Es ist zu überlegen, ob diese Regelung von Pumpspeicherkraftwerken generell auf Speichertechnologien an sich ausgeweitet werden soll (siehe Stossrichtung BFE in Kapitel 3.2).

In Bezug auf das Anwendungsspektrum der Speicherung muss unterschieden werden, ob Speicher marktbasierend eingesetzt werden (z.B. Regelenergiemarkt, Bilanzgruppenmanagement und Preisarbitrage auf dem Spotmarkt) oder im regulierten Bereich zur Optimierung der Netzführung genutzt werden (z.B. als Alternative zum Netzausbau im Verteilnetz oder zum Redispatch). Bei letzterem stellt sich die Frage, ob die heutigen Rahmenbedingungen diesbezüglich ausreichend sind. Idealerweise sollten Speicher in einem Smart Grid möglichst flexibel genutzt werden können, d.h. es sollte für Marktakteuren möglich sein, Speicher sowohl im Energiemarkt zu nutzen als auch Netzbetreibern Dienstleistungen bzw. Produkte im regulierten Bereich anzubieten, die der Netzbetreiber z.B. über eine Ausschreibung nachfragt. (siehe Stossrichtung BFE in Kapitel 3.2). Netzbetreiber als Speicherbetreiber sind hinsichtlich der Auswirkungen auf das Unbundling-Regime als problematisch zu betrachten. Der Grundgedanke der Steuerung von Angebot und Nachfrage über den Preis impliziert, dass marktba-



sierte Förderinstrumente, die auf eine Marktintegration von Speichern bei zunehmendem Ausbau von erneuerbaren Energien setzen, einem starren Subventionsrahmen vorzuziehen sind.

In der Schweiz werden bereits heute in den Bereichen Last- und Erzeugungsmanagement die Potenziale zu einem grossen Teil ausgeschöpft. Insbesondere das Lastmanagement, d.h. die Steuerung von unterbrechbaren Verbrauchseinrichtungen durch den Verteilnetzbetreiber, dient der Vermeidung von Engpässen bzw. der verbesserten Auslastung des Verteilnetzes. Somit ist bei einem verstärkten Ausbau dargebotsabhängiger Erzeugung davon auszugehen, dass Bedarf an weiteren Speichereinheiten zum sicheren Netzbetrieb bzw. zur Speicherung von erneuerbarer Energie sowohl im schweizerischen als auch im europäischen Kontext bestehen wird. Dafür sprechen u.a. auch verschiedene Pumpspeicherprojekte in der Schweiz, die bereits in Bau bzw. in Planung sind.

3.5.4 Bedeutung Ausbau Übertragungsnetz und Verteilnetz

Stossrichtung BFE

Sowohl der Ausbau des Übertragungsnetzes zur Behebung von Schweiz-internen Engpässen und zur Gewährleistung einer engen Anbindung der Schweiz an Europa (siehe Kapitel 3.4) als auch der Aus- und Umbau der Verteilnetze für eine dezentrale erneuerbare Versorgung (siehe Kapitel 3.2 und 3.3) sind von grosser Bedeutung für die Versorgungssicherheit. Beides sollte mit höchster Priorität vorangetrieben werden.

3.5.5 Abstimmung Netzplanung und Produktion

Stossrichtung BFE

Die Koordination zwischen Stromerzeugung und Netzplanung bzw. -betrieb kann vor dem Hintergrund der Entflechtung von Netz und Produktion (Unbundling) zu Konflikten führen, da Standortentscheidungen nicht mehr unternehmensintern in Abstimmung von Netz und Kraftwerk erfolgen. Ansätze, die mögliche Synergiepotenziale bei der Planung von Produktionsanlagen und Netzausbauten erschliessen, sind daher zu begrüssen und eine konkrete Ausgestaltung solcher Ansätze sollte diskutiert werden. Es müsste zunächst analysiert werden, inwiefern in Bezug auf übergeordneten Netzausbau auf höheren Netzebenen, der in der Regel nicht konkreten Produktionsstätten zugeordnet werden kann, Anreize z.B. via Konzessionen gesetzt werden können. Ausserdem müsste auch das rechtliche Umfeld für Konzessionen für alle Kantone ausgeleuchtet sowie Abgrenzungs-, Kompetenz- und Vollzugsfragen geklärt werden.

Die Planung von Produktion und Netzen sollten auch unter den Rahmenbedingungen eines liberalisierten Erzeugungsmarktes aufeinander abgestimmt sein. Der Ansatz, dass der Netzausbau generell der Produktion folgen soll, ist eher kritisch zu betrachten, da er gesamtwirtschaftlich zu Ineffizienzen führen kann. Um Ineffizienzen bei der Standortwahl möglichst zu minimieren, sollte der Produzent die direkten Anschlusskosten tragen und sich an den durch den Netzanschluss verursachten Netzverstärkungen angemessen beteiligen. Durch individuelle Kostenkomponenten können geeignete Standortanreize gesetzt werden und damit ein volkswirtschaftlich optimaler Netzausbau gewährleistet werden.

3.5.6 Umgang mit Interessenskonflikten bei Infrastrukturbündelungen

Die Bündelung von Infrastrukturen ist ein zentraler Grundsatz der Raumplanung und liegt ebenfalls den Sachplänen für Infrastrukturen zugrunde. Der Grundsatz kann jedoch u.U. zu einem massiven Kostentreiber für einen Projektanten werden. Insbesondere bei unterschiedlichen Eigentümern oder Kostenträgern (z.B. Übertragungsnetz / Verteilnetz / Bahnstromnetz, ggfs. auch Kraftwerkseigentümer bei einer dahingehenden Regelung für Kraftwerkanschlüsse) kann die Kostenteilung zur Übervorteilung einer Partei führen, da Mechanismen zur Regelung der Finanzierung fehlen. Generell überwiegt die Verhandlungsmacht des Eigentümer der bestehenden Infrastruktur.



a. Interessenskonflikte bei Bündelung mit einem bestehenden Infrastrukturkorridor
Eine Bündelung eines Leitungsprojekts mit einem *bestehenden Leitungskorridor* ist im besseren Fall durch Umnutzung der bestehenden Tragwerke möglich. Der Eigentümer der bestehenden Leitung profitiert zumindest durch den Einkauf des Projektanten in die Bausubstanz und durch die Reduktion der Anteile an den Instandsetzungskosten. Der Projektant hingegen zahlt unter Umständen Investitionskosten in vergleichbarer Höhe wie bei einem Neubau, er erhält damit aber lediglich eine ältere Bausubstanz, d.h. die Nutzungsdauer der Investition ist zum Teil massiv verkürzt. Im schlechteren Fall muss die gebündelte Leitung auf dem Leitungskorridor komplett erneuert werden. Der Projektant muss zusätzlich zu den anteiligen Investitionskosten den Eigentümer der bestehenden Leitung im Minimum schadlos halten, d.h. für die Verkürzung der Nutzungsdauer entschädigen
Eine Bündelung *mit bestehenden Verkehrsinfrastrukturen* (v.a. Autobahnen und Eisenbahnen) stellt für den Eigentümer der Verkehrsinfrastruktur eine Einschränkung dar, die je nach Projekt zu Einsparungen, negativen Stellungnahmen oder zumindest Verpflichtungen der Projektanten zur finanziellen Entschädigung der Einschränkungen führt (z.B. komplette Kostentragung, Verlegungen bei geänderten Nutzungsanforderungen).

b. Interessenskonflikte bei Bündelung mit Infrastrukturprojekten (Energie- oder Verkehrsprojekte)
Im besten Fall haben die Projekte ähnliche Prioritäten und eine ähnliche Akzeptanz. Die Bündelung kann dann für beide Projektanten vorteilhaft sein. Im schlechteren Fall haben die Projekte entweder unterschiedliche Prioritäten oder eine unterschiedliche Akzeptanz. Unterscheidet sich die Akzeptanz der Projekte, so wird das Projekt mit der höheren Akzeptanz in der zeitgerechten Realisierung behindert. Mechanismen zur Trennung der Verfahren existieren derzeit keine. Unterscheiden sich die Prioritäten, so wird entweder ein Projektant vorinvestieren und entsprechende ungenutzte Kapitalkosten tragen müssen, oder der andere Projektant muss seine Realisierung hinauszögern.

Eine detaillierte Betrachtung der Problematik der Interessenskonflikte bei Infrastrukturbündelungen kann im Rahmen der „Strategie Energienetze“ innerhalb der AG Energienetze erfolgen. Aufbauend auf der Problemanalyse sollen Möglichkeiten und Mechanismen für einen lösungsorientierten Umgang mit den beschriebenen Interessenskonflikten erarbeitet werden.

3.5.7 Kapazitäten im Erdgas-Transportnetz

Die wichtigste Einfuhrroute ist die internationale Erdgas-Leitung von den Niederlanden nach Italien. Aus dieser Leitung stammen rund drei Viertel der schweizerischen Erdgas-Bezüge. Sie durchquert die Schweiz auf einem Teilstück von rund 165 km von Wallbach östlich von Rheinfelden bis zum Griespass im Oberwallis. Die Importe von Swissgas werden über Abnahme- und Zollmessstationen entlang der Transitgas-Leitung abgewickelt. In Ruswil ist eine Kompressorenstation installiert, in der das Gas verdichtet wird. Solche Stationen sind für den Transport von Erdgas über grössere Strecken notwendig; sie werden bei Fernleitungen normalerweise im Abstand von etwa 150 km installiert. Gemäss VSG⁸ sind „auf der Transitgas-Leitung für die Stromproduktion mit Erdgas schon heute Kapazitäten in der Grössenordnung des Verbrauchs von 2 bis 3 Gaskombi-Kraftwerken“ (d.h. zirka 1 bis 1,5 GW) vorhanden. Ferner wurden für diese Leitung Ausbaupläne beschlossen, u.a. Massnahmen um Reverse Flow zu ermöglichen, womit die Gasversorgungssicherheit der Schweiz massgeblich verstärkt wird. Transportleitungen von Swissgas und den Regionalgesellschaften befördern das Erdgas von der Transitgas-Leitung in die einzelnen Regionen.

⁸ Siehe:

http://www.vsg.ch/fileadmin/customer/erdgasch/Data/Medienstelle/Medienmitteilungen/2011/Erdgas_in_der_Stromproduktion_d_190511.pdf, Seite 4.



3.5.8 Miteinbeziehung von anderen Energieträgern (z.B. Gas)

Stossrichtung BFE

Das Energiesystem mit seinen verschiedenen Energieformen muss ganzheitlich betrachtet werden, um sowohl gegenseitige Abhängigkeiten als auch Synergiepotenziale in die Analyse mit einbeziehen zu können. Unterschiedliche Energieflüsse (z.B. Strom, Gas, Öl, Wärme und Kälte) sind in diesem Zusammenhang von Bedeutung. Vor allem Gas- und Stromnetze agieren im Fall eines Zu- bzw. Ausbaus von GuD-Kraftwerken und WKK-Anlagen zunehmend miteinander. Insbesondere im Auge zu behalten sind die Auswirkungen bestimmter Rahmenbedingungen auf die verschiedenen Energienetze, wie beispielsweise der Einfluss einer Forcierung der Endversorgung von Wärme via GuD/Wärmepumpen auf die Wirtschaftlichkeit lokaler Gasnetze, etc.

Die Planungskompetenzen des Bundes bei Energieinfrastrukturen (Strom, Gas und Öl) sollen im Rahmen des Sachplans Energienetze konkretisiert und langfristig ausgerichtet werden. Die Sicherung der Korridore für bestehende und künftige Energieinfrastrukturen (Strom-, Gas- und Ölleitungen) soll mittels Sachplan und/oder Anpassung der massgeblichen Gesetze ermöglicht werden.

Zudem ist für den Umbau des Energiesystems in Richtung erneuerbare Versorgung neben dem kurzfristigen Ausgleich von Fluktuationen auch die Langzeitspeicherung eine langfristig anstehende Herausforderung. Das Power-to-gas Konzept des Fraunhofer IWES ist eine Option, diese Herausforderung zu bewältigen. Ferner ist Power-to-gas mittelfristig auch als eine alternative Option für den Energieferntransport z.B. von Windenergie aus der Nordsee in Schweiz zu evaluieren. Derzeit wird die Technologie von SolarFuel im Pilotmassstab umgesetzt. Das BFE wird die Weiterentwicklung dieser Technologie verfolgen und ggf. Studien bzw. Projekte zur Anwendung der Technologie fördern.



A1 Literatur

- [1] SG NVS (2011), Zwischenbericht der Strategieguppe Netze und Versorgungssicherheit (SG NVS) zu Händen des UVEK.
- [2] Consentec (2012a), Einfluss verschiedener Stromangebotsvarianten auf das Übertragungsnetz der Schweiz, Abschlussbericht – 24.02.2012.
- [3] Prognos AG (2011), Grundlagen für die Energiestrategie des Bundesrates; Frühjahr 2011 – Aktualisierung der Energieperspektiven 2035 (energiewirtschaftliche Modelle).
- [4] European Commission (2008), European Energy and Transport – Trends to 2030 – Update 2007.
- [5] IEA (2010), World Energy Outlook 2010.
- [6] Eurelectric (2010), Power Choices Pathways to Carbon-Neutral Electricity in Europe by 2050 – Full report.
- [7] Consentec (2010), Wirtschaftlichkeit dezentraler Einspeisungen auf die elektrischen Netze der Schweiz, Schlussbericht – 09.03.2010.
- [8] Consentec (2012b), Auswirkungen eines verstärkten Ausbaus der dezentralen Erzeugung auf die Schweizer Verteilnetze, Abschlussbericht – 29.05.2012.
- [9] Dettli et al. (2009), Smart Metering für die Schweiz – Potenziale, Erfolgsfaktoren und Massnahmen für die Steigerung der Energieeffizienz, Studie im Auftrag des BFE.



A2 Stellungnahmen der Mitglieder des Teilprojekts Energienetze und Ausbaurkosten

Die im Teilprojekt Energienetze und Ausbaurkosten vertretenen Organisation wurden per E-Mail vom 7. Mai 2012 eingeladen, eine Stellungnahme zum Bericht abzugeben, die maximal 7000 Zeichen umfassen sollte. Die Stellungnahmen wurden nach Eingang beim BFE als Anhang in den Bericht eingefügt und bilden einen integralen Teil dessen.

Es sind Stellungnahmen von folgenden Organisationen eingegangen:

- Bundesamt für Umwelt BAFU
- Fachsekretariat ECom
- Gruppe Grosser Stromkunden GGS
- Greenpeace Schweiz und Schweizerische Energie-Stiftung SES
- Schweizerische Bundesbahnen SBB
- Schweizerischer Gewerkschaftsbund SGB
- Schweizerischer Gewerbeverband SGV
- Swissgrid
- Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen VSE
- Verband der Schweizerischen Gasindustrie VSG



CH-3003 Bern, BAFU, SU

Bundesamt für Energie
3003 Bern

Referenz/Aktenzeichen: L231-0321
Ihr Zeichen:
Unser Zeichen: SU
Sachbearbeiter/in: SU
Bern, 4. Juni 2012

Energiestrategie 2050: Bericht des Teilprojekts Energienetze und Ausbaurkosten

Sehr geehrte Damen und Herren

Mit E-Mail vom 23. Mai 2012 haben Sie uns den Schlussbericht des Teilprojekts Energienetze und Ausbaurkosten der Energiestrategie 2050 zukommen lassen. Wir danken Ihnen für die Gelegenheit, in der Arbeitsgruppe Einsitz zu nehmen und zum Schlussbericht Stellung zu nehmen.

Die Ergebnisse der Berichts sind für uns nachvollziehbar; sie umfassen neben den Ergebnissen der Grundlagenstudie der consentec auch die Resultate anderer Arbeitsgruppen, die im Zusammenhang mit der Energiestrategie 2050 erarbeitet wurden (wie z. B. der Arbeitsgruppe zur Beschleunigung der Genehmigungsverfahren). Aus unserer Sicht macht es keinen Sinn, sich im vorliegenden Rahmen zu Massnahmen zu äussern, die primär in andern Arbeitsgruppen erarbeitet wurden, obwohl wir diesen zum Teil kritisch gegenüber stehen.

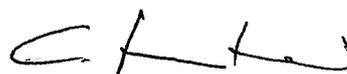
Im vorliegenden Bericht wird unter dem Titel „Grundsätze der Verkabelung“ aber auch eine bisher nie vertieft diskutierte Haltung zur Verkabelung von Verteilnetzen als Ausgleich zu oberirdischen Abschnitten des Übertragungsnetzes behandelt. Wir verschliessen uns solchen Überlegungen grundsätzlich nicht, weisen aber darauf hin, dass dieser Ausgleich nur unter Einhaltung der bestehenden Gesetze und unter Berücksichtigung der aktuellen Rechtsprechung zum Landschaftschutz erfolgen darf. Das heisst, dass der Grundsatz, dass geschützte und schützenswerte Landschaften in erster Linie von Stromleitungen frei zu halten sind, nicht aufgeweicht werden darf.

Freundliche Grüsse

Bundesamt für Umwelt BAFU



Josef Rohrer



Elisabeth Suter

Elisabeth Suter
BAFU, Sektion UVP und Raumordnung, 3003 Bern
Tel. +41 31 323 07 35, Fax +41 31 324 79 78
elisabeth.suter@bafu.admin.ch
<http://www.bafu.admin.ch>



CH-3003 Bern, EICom, tar

Bundesamt für Energie
Herr Dr. Christian Schaffner
Sektion Energieversorgung
3003 Bern

	z. K.	Federf.	Mitlnt.	Sektion
DIR				
BWO				Sachb.
KOM				
BFE	- 4. Juni 2012			Termin
OFEN				Kopie
UFE				
AEE				Akten-Nr.
AEW				
ARS				Erledigt
ELC				

Ihr Zeichen:
Unser Zeichen: but
Evidence-ID:
Sachbearbeiter/in: Stefan Burri
Bern, 1. Juni 2012

916-11-008: Stellungnahme zum "Bericht des Teilprojekts Energienetze und Ausbaurkosten"

Sehr geehrter Herr Dr. Schaffner

Besten Dank für die Gelegenheit, zum „Bericht des Teilprojekts Energienetze und Ausbaurkosten“ vom 4. Mai 2012 des Bundesamtes für Energie Stellung nehmen zu können. Bei diesem Schreiben handelt es sich um eine Stellungnahme des Fachsekretariats der Eidgenössische Elektrizitätskommission EICom. Diese Einschätzung binden die EICom nicht.

Vorab möchten wir festhalten, dass das Fachsekretariat der EICom an den Begleitgruppensitzungen des Teilprojektes „Energienetze und Ausbaurkosten“ teilgenommen hat unter dem Eindruck, dass noch andere Arbeitsgruppen im Rahmen der Revision StromVG, des „Projekts Energie“ oder im Rahmen der „AG Energienetze“ die gleichen oder ähnliche Themen bearbeiteten. Die Schlussversion des Berichts vom 04.05.2012 umfasst denn auch Themen, die nur ansatzweise reflektiert oder ev. in anderen Arbeitsgruppen diskutiert wurden oder noch werden. Insbesondere die Ausführungen zum Vollzugsaufwand, Investitionsbedarf und den volkswirtschaftlichen Auswirkungen der Massnahmen müssten vertieft werden. Die im Bericht enthaltenen Schlussfolgerungen (Stossrichtungen) können deshalb aus unserer Sicht nicht oder nur bedingt als in der Arbeitsgruppe abgestimmte Grundlage betrachtet werden.

Aus unserer Sicht müssten im Schlussbericht insbesondere folgende Punkte präzisiert werden:

1. Geschätzte Kosten für Netzausbau

Die Angaben im Bericht sind zum Teil nicht nachvollziehbar und müssten präzisiert werden. Bsp: Die im Bericht ausgewiesene Erhöhung des durchschnittlichen Netznutzungstarifs für die Netzebene 1



von 0.12 Rp./kWh berücksichtigt u.E. nur die Kosten für die Abschreibungen. Für die Kalkulation des Netznutzungstarifs relevant sind auch die Zinskosten sowie die mit dem Mengengerüst einhergehende Erhöhung der Betriebskosten. Hier wäre zudem eine allfällige Anpassung des WACC zu berücksichtigen. Die Erhöhung des NE1-Tarifs könnte somit ein Vielfaches der ausgewiesenen 0.1 Rp./kWh betragen.

2. Strategie Energienetze

Die Planungshoheit für die Netzinfrastruktur liegt gemäss Artikel 8 des Stromversorgungsgesetzes vom 23. März 2007 (StromVG; SR 734.7) bei den Netzbetreibern. Die angedachte hoheitliche strategische Netzplanung birgt erstens die Gefahr, dass die unternehmerische Verantwortung für Investitionsentscheide zwischen Bund und Netzbetreiber aufgeteilt und damit auch die Verantwortung zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit verwässert wird. Zweitens ist zu berücksichtigen, dass die Dynamik des für die Planung des Übertragungsnetzes zu berücksichtigenden Umfeldes (z.B. Einführung Market Coupling, Verfügbarkeit Importmöglichkeiten, Möglichkeiten zur Beseitigung von Engpässen mittels Redispatchmassnahmen) relativ hoch sein kann. Drittens ist fraglich, ob der Ausbauprozess durch die Beauftragung einer weiteren Amtsstelle und den damit verbundenen zusätzlichen Schnittstellen (z.B. bei Entscheidungen zur Anrechenbarkeit von Kosten für operative Massnahmen, welche die Umsetzung der Strategie betreffen) beschleunigt werden kann. Der im Energiegesetz verankerte Grundsatz, dass die Energieversorgung Sache der Energiewirtschaft ist, sollte deshalb auch bei der Netzstrategie hochgehalten werden. Aus diesem Grund ist zu hinterfragen, ob die strategische Planung durch ein Bundesamt sinnvoll ist.

Sollten der EICom im Rahmen der Überprüfung der Ausbaupläne umfassendere Kompetenzen zugewiesen werden, so wären die Angaben zum Vollzugsaufwand entsprechend zu präzisieren (alleine für die Genehmigung der Mehrjahrespläne für das Übertragungsnetz müsste das Fachsekretariat um 5-6 Stellen aufgestockt werden. Anmerkung dazu: Die Bundesnetzagentur erhöht den Personalbestand um 200 Stellen, um die neuen Aufgaben bei der Netzplanung anzugehen).

3. Umbau Netze Richtung Smart Grids

Auch wenn erste Erfahrungen von Pilotprojekten zeigen, dass nachhaltige Stromeinsparungen sowie der positive volkswirtschaftliche Gesamtnutzen kaum nachweisbar sein dürfte¹, sieht das FS EICom eine möglicherweise zunehmende Bedeutung der Modernisierung des Messwesens anhand von „Smart Metern“ und der damit zusammenhängenden Infrastruktur im Hinblick auf den Ausbau der dezentralen Energieversorgung und der Wandlung der Energienetze in „Smart Grids“. Zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit und zur Erhöhung der Netzeffizienz sind nach Ansicht des FS EICom Smart Meter nur an den neuralgischen Stellen (grosse Verbraucher, Produktionsanlagen) zur Erfassung von netzspezifischen Daten des Netzes notwendig. Die Netzbetreiber könnten daher verpflichtet werden, an netzrelevanten Stellen „Smart Meter“ zu installieren und diese Kosten über die Netzkosten zu finanzieren. Der obligatorische Einsatz von Smart Metern sollte auf die Anwendungen beschränkt sein, die für den Betrieb eines sicheren, leistungsfähigen und effizienten Netzes notwendig sind. Für die übrigen Anwendungen, die beispielsweise dem Stromsparen dienen, sollte so weit möglich eine marktbasiertere Lösung gewählt werden.

¹ Siehe Medienmitteilung „CKW verlängert ihr Pilotprojekt Smart Metering“ vom 27. April 2012 und „Einfach sichtbar – so wird Strom gespart“ von EKZ vom 10. August 2011 sowie Kapitel 3.2 Smart Grid



4. Grundsätze zur Verkabelung

Die Herausforderungen bezüglich Raumplanung, Umwelt, technische Aspekte sowie Bündelung von Leitungsvorhaben werden im Rahmen des SÜL in einer umfassende Interessenabwägung mit Hilfe des erarbeiteten Bewertungsschemas beurteilt. Dazu müssen die Rahmenbedingungen für die Berechnung der Wirtschaftlichkeit weiter konkretisiert und verfeinert werden. Ein Einbezug der EICom in den Prüfprozess des Beurteilungsschemas ist aus diesem Grund zwingend nötig².

5. Investitionssicherheit

Bereits heute gelangen Netzbetreiber mit ihrem Netzverstärkungsprojekt an die EICom und erhalten einen Vorabbescheid zur Anrechenbarkeit der Kosten durch das Fachsekretariat. Eine rechtlich verbindliche Vorprüfung der Projekte durch die Kommission ist heute jedoch nicht möglich. Der Vorschlag des BFE mit einem zweistufigen Verfahren (Vorprüfung und nachträglicher Überprüfung) sollte aus Sicht FS EICom primär für grössere Projekte, welche den Zubau von mehreren Erzeugungsanlagen über einen grösseren Zeitraum beinhalten (z.B. Windenergieausbau im Gebiet Jura), zur Anwendung gelangen³. Für kleinere Netzverstärkungsprojekte genügen die heutigen Rechtsgrundlagen, bzw. die vom Fachsekretariat gehandhabte Praxis (selbst bei einer Beschränkung auf grössere Projekte müsste das Fachsekretariat um 1-2 Stellen aufgestockt werden).

Wir hoffen, dass Sie diese Punkte im Bericht berücksichtigen können.

Mit freundlichen Grüssen

Eidgenössische Elektrizitätskommission EICom

Renato Tami
Geschäftsführer EICom

Michael Bhend
Leiter Sektion Netze und Europa

² Gilt insbesondere für die Anregungen in Kapitel 2 Herausforderungen im Netzbereich

³ Gilt insbesondere für die Anregungen in Kapitel 3.3 Netzverstärkungen für neue Produktionsanlagen

Stellungnahme

<hr/>		Gruppe Grosser Stromkunden
Anlass	Energiestrategie 2050 Schlussbericht Energienetze und Ausbaukosten	Walter Müller
Datum	4. Juni 2012	Technopark Luzern D4 Platz 4 CH-6039 Root Längenbold Tel. +41 (0)41 450 54 03 w.mueller@stromkunden.ch www.stromkunden.ch
Verfasser	W. Müller (GGGS)	

Bericht des Teilprojekts Energienetze und Ausbaukosten vom 04.05.2012

Die GGS war Mitglied der Arbeitsgruppe des Teilprojekts Energienetze und Ausbaukosten und konnte bereits Anmerkungen zu den Berichtsentwürfen einbringen. Diese wurden mehrheitlich sinngemäss berücksichtigt. Dem Projektteam gebührt Anerkennung und Dank für die offene und konstruktive Zusammenarbeit.

Die GGS äussert sich in diesem Stadium nicht mehr detailliert zu einzelnen Punkten sondern weist auf einige grundsätzliche Fragestellungen hin, die mit dem Ausbau von Energienetzen zusammen hängen.

1. Investitionsbedarf

Seit der letzten Besprechung der Arbeitsgruppe und dem Abschluss des Berichts hat der Bundesrat die Grössenordnung des Investitionsbedarfs kommuniziert, die der Umbau des Energiesystems aufgrund des Ausstiegs aus der Kernenergie kosten wird. Es wäre zu begrüssen, wenn der entsprechende Betrag transparent nach den einzelnen Komponenten aufgeschlüsselt ausgewiesen würde.

Gemäss der Mitteilung des Bundesrates vom 18. April 2012 soll der Umbau der Stromversorgung 30 Mia. CHF Kosten, ohne Anpassungen beim Netz. Die Kosten für den Ausbau des Netzes – darum geht es in diesem Bericht – können je nach Annahmen und Betrachtungsweise in die Grössenordnung von 25 – 30 Mia. CHF zu liegen kommen (NZZ am Sonntag, 29.04.2012). Sie setzen sich unter anderem zusammen aus Kosten für das Übertragungsnetz von 6.3 – 6.7 Mia. CHF (Bundesrat, 23.05.2012) und den Kosten für das Verteilnetz, deren Spannbreite mit 4.5 – 12.6 Mia. CHF (Bericht, Abb. 4, S.16) sehr gross ist. Das BFE rechnet mit Preiserhöhungen beim Netz von 3 – 9 Rappen pro kWh, womit die Netznutzungstarife 50 – 100% steigen würden. Aus der grossen Streubreite der Schätzungen wird klar, dass generell bei den Annahmen und vor allem beim Verteilnetz grosse Unsicherheiten liegen.

Unter Netzbetreibern wird oft bemängelt, dass die Rendite aus dem Netzbetrieb zu gering ausfalle und es deshalb zu wenig interessant sei, in den Ausbau der Netze zu investieren. Es wird versucht, den WACC und damit die Rendite der Netzbetreiber zu erhöhen.

Der WACC ist eine marktkonforme, vom Regulator überwachte Rendite, die es den Netzbetreibern erlaubt, einen angemessenen Gewinn zu erzielen. Damit ist die Voraussetzung gegeben, dass sie weiterhin in den Ausbau der Netze investieren können. Ein Verteilnetzbetreiber, der nicht mehr in sein Netz investiert, verliert allmählich die Basis für sein Einkommen weil die anrechenbaren Kosten schwinden. Eine Anpassung des WACC mit der Begründung, dass investiert werden muss, lehnt die GGS ab. Die Netzinvestition der letzten Jahre zeigen eine klar steigende Tendenz.

2. Rahmenbedingungen und Annahmen

Im Bericht sind für den zusätzlichen Netzausbau bis 2050 Kosten von rund 320 – 700 Mio. CHF aufgeführt. An einer weiteren Stelle werden Kosten von 1 – 1.5 Mia. CHF für die Integration von mehr Information und Einflussmöglichkeit (smart meter) veranschlagt. Nicht berücksichtigt werden die Kosten, die durch den ohnehin notwendigen Netzausbau («strategisches Netz 2020»; ca. 2 Mia. CHF) verursacht werden. Darunter fällt die Behebung von bekannten Schwachstellen im Übertragungsnetz. Der Bericht ist insofern konsequent, als dass nur diejenigen Kosten hervorgehoben werden, die durch die «neue Energiepolitik» der Energiestrategie 2050 verursacht werden, nicht aber diejenigen, die aus Gründen der normalen Werterhaltung und Erneuerung sowieso erfolgen müssen.

Beim Übertragungsnetz kann man sagen, dass die Zusatzkosten durch die neue Energiepolitik vielleicht 10 Prozent der gesamten Investitionen ausmachen, die in den nächsten 50 Jahren vorhersehbar sind. Die Schätzung bewegt sich also im Rahmen der Unsicherheit. Bemerkenswert ist der Vergleich mit dem Szenarium «weiter wie bisher», der keine wesentlichen Unterschiede zeigt. Falls der Verbrauch entgegen der Annahme weiter steigen sollte, ist mit etwas höheren Kosten im Übertragungsnetz zu rechnen. Der Übergang zwischen normaler Erneuerung und Umbau aufgrund der «neuen Energiepolitik» dürfte wegen des Technologiewandels recht fließend sein.

3. Verursachergerechte Kostentragung

Aus Sicht der GGS zu wenig klar angesprochen ist die Frage der verursachergerechten Kostentragung. Vor dem Hintergrund der verschiedenen Interessen bei der Nutzung des Übertragungs- und zunehmend auch des Verteilnetzes greift das heute praktizierte Ausspreismodell zu kurz, weil damit die inländischen Verbraucher Aktivitäten und zukünftig wohl vermehrt auch Businessmodelle subventionieren, die nicht direkt mit ihrer Versorgung zusammenhängen aber Kapazitäten im Netz beanspruchen.

- Störend an der heutigen Situation ist die Tatsache, dass die Stromtransite durch die Schweiz einen viel zu kleinen Beitrag an die Netznutzung bezahlen. Es ist nicht verursachergerecht, wenn der Netzausbau fast ausschliesslich durch inländische Verbraucher bezahlt werden muss, das Netz aber durch Transite manchmal ebenso stark wie für die Versorgung belastet wird.
- Das Gesetz schreibt des weitern vor, dass die grenzüberschreitenden Transportkapazitäten versteigert werden müssen. Die Auktionserlöse müssen für die Behebung der Engpässe im Übertragungsnetz verwendet werden.

Während bei den Endverbrauchern, die Strom im freien Markt beziehen, die Grenzkosten eingerechnet werden, ist ein Grossteil der vorhandenen Kapazität zu Gunsten der Eigentümer des Übertragungsnetzes reserviert und von der Auktionierung befreit. Dadurch stehen namhafte

Beträge für den Ausbau des Übertragungsnetzes nicht zur Verfügung bzw. die Endverbraucher müssen dafür aufkommen.

- Mit dem Ausspeisemodell für das Netznutzungsentgelt subventionieren die Endverbraucher zudem Speicherkraftwerke und Pumpspeicher. Diese müssen weder für ihren Strombezug noch für die Lieferung etwas an das Stromnetz bezahlen. In einem Umfeld verstärkter kommerzieller Ausrichtung der Produktionskapazitäten und dem gerne zitierten Ausspruch über die Schweiz als Batterie Europas, ist das Ausspeisemodell grundsätzlich zu überdenken.

Beim Verteilnetz geht man davon aus, dass die Integration der fluktuierenden Einspeisungen von Photovoltaik und Wind stellenweise einen erheblichen Netzausbau erforderlich machen. Die bestehenden Rechtsgrundlagen lassen die Wälzung dieser Kosten auf die Endverbraucher zu. Die Netzbetreiber können sich Zusatzkosten vergüten lassen, die wegen Netzverstärkungen aufgrund von Einspeisungen aus erneuerbaren Energiequellen erforderlich werden. Die bisherige Erfahrung hat gezeigt, dass eine gewisse Hürde für die Anerkennung solcher Zusatzkosten erforderlich ist. Besonders Netzbetreiber, deren Netz keine Reservekapazität aufweist, sind sonst versucht, Vergütungen für Netzverstärkungen einzufordern, die nicht unmittelbar mit dem Zubau von neuen erneuerbaren Energiequellen zusammenhängen.

4. Fazit

Die GGS vertritt den Standpunkt, dass es nicht nur Endverbraucher als Netznutzer gibt, sondern auch Netzbetreiber, Produzenten und Händler. Kostenwahrheit soll bei allen Netznutzern das Ziel sein.

Die bislang publizierten Kostenschätzungen, die aus der Sicht der GGS noch nicht widerspruchsfrei sind, zeigen keine signifikanten Unterschiede zwischen den Szenarien. Es sollte in der Regel möglich sein, Übertragungs- und Verteilnetze im Rahmen der normalen Werterhaltungs- und Erneuerungsprozesse sukzessive an die neuen Anforderungen anzupassen. Die Voraussetzungen sind mit den heute gültigen Rechtsgrundlagen bereits gegeben, dass die entsprechenden Kosten einerseits nicht überrissen und andererseits anrechenbar sind.

Stellungnahme

Von Greenpeace Schweiz und der Schweizerischen Energie-Stiftung SES zum Bericht des Teilprojekts Energienetze und Ausbaurkosten

Ohne eine Anpassung und Erneuerung des Stromnetzes werden die zukünftigen energiepolitischen Herausforderungen in der Schweiz kaum zu bewerkstelligen sein. Wir befürworten daher grundsätzlich die Erneuerung bzw. die Anpassung der Stromnetze an diese zukünftigen Herausforderungen.

Wie der Bericht richtigerweise feststellt, werden die Auswirkungen eines verstärkten Ausbaus der dezentralen Erzeugung vor allem die Schweizer Verteilnetze belasten. Den höheren Investitionsbedarf in die Verteilnetze gegenüber derjenigen in die Übertragungsnetze halten wir für realistisch.

Wir halten daher auch eine Priorisierung der Anstrengungen hinsichtlich eines zukünftigen Netzausbaus zugunsten der Verteilnetze für unbedingt erforderlich. In der Arbeit des Teilprojekts Energienetze und Ausbaurkosten ist diese notwendige Schwerpunktsetzung leider nicht erfolgt.

Wir hoffen aber, dass in der weiterführenden Erarbeitung einer „Strategie Energienetze“ mit Schwerpunkt auf die Funktionalität der Netze dieser Notwendigkeit Rechnung getragen wird und parallel zur Erarbeitung der Energiestrategie 2050 in den kommenden Monaten Konzepte für eine intelligente Nutzung der erneuerbaren Kapazitäten sowie der Bewirtschaftung der Speicherkapazitäten erarbeitet werden.

Vor dem Hintergrund des nationalen Gesamtinteresses müssen in der „Strategie Energienetze“ verschiedene möglicherweise konfliktive Ziele und Kriterien diskutiert und abgewogen werden.

Folgende Punkte im Bezug auf die zukünftige Funktionalität der Stromnetze sind uns dabei besonders wichtig:

- Ein weiterer **Ausbau von Stromnetz- und Speicherinfrastruktur** ist auf das notwendige Minimum zu beschränken. Jede zusätzliche Netz- und Speicherinfrastruktur stellt eine Ressourcenbelastung dar. Für die Netzausbauplanung soll das NOVA Prinzip gelten (Netzausbau – Optimierung vor Verstärkung vor Ausbau). Nur so können Umweltsorgen angemessen berücksichtigt werden und kann bei Bevölkerung und Betroffenen die nötige Akzeptanz geschaffen werden. Projekte, die wirtschaftlichen Interessen und nicht der Versorgungssicherheit dienen, lehnen wir ab.
- Neben den Stromnetzen müssen weitere Transportnetze (Gas, Wasser, Verkehrs- und Bahninfrastruktur) im Sinne einer kohärenten und effizienten **Infrastrukturplanung und –bündelung** in die zukünftige Energienetzstrategie einbezogen werden.
- Die **Potentiale von Last- und Erzeugungsmanagement** sind vertieft zu ermitteln, um belastbare Schlussfolgerungen für einen zukünftigen Netz- und Speicherausbau ziehen zu können. Eine transparente Vorgehensweise inklusive Offenlegung der Lastflussdaten ist hierbei wünschenswert.
- **Regionale Verteilnetze und der Umbau hin zu Smart Grids** stehen im Vordergrund. Dies insbesondere im Hinblick auf die Frage, ob nicht durch neue innovative Steuerungen auf allen Verbraucherebenen genügend Ausgleichsmöglichkeiten bestehen, die einen

weiteren Ausbau von teurer Speichertechnologie und der dazugehörigen Netzinfrastruktur minimieren können.

- Darüber hinaus ist über eine entsprechende **Importregelung bzw. Vorrang für Strom aus Erneuerbaren Energien** sicherzustellen, damit Schweizer Pumpspeicherwerke tatsächlich zur Ausregelung von fluktuierenden Erneuerbaren Energien genutzt werden. Die heutige Subventionierungspraxis (Erlass von Netznutzungsentgelten) für Pumpspeicher lehnen wir ab, da dies eine versteckte Subvention von nuklearen und fossilen Grosskraftwerken darstellt, obschon sich die Schweiz auch international zur Abschaffung solcher Subventionen einsetzt.
- Die Einbindung der Bevölkerung bzw. Betroffener kann nicht allein über eine Kommunikationsstrategie zur Verständnisförderung erfolgen. Notwendig sind **legitimierte und akzeptierte Informations- und Beteiligungsverfahren**, die schon in der Phase der Bedarfsermittlung ansetzen, Mitwirkungsmöglichkeiten bieten und ergebnisoffen gestaltet sind.



Anne Koch
Greenpeace Schweiz



Felix Nipkow
Schweizerische Energie-Stiftung SES



Heinrichstrasse 147
Postfach
8031 Zürich

Tel. 044 447 41 41
Fax 044 447 41 99

SCHWEIZERISCHE ENERGIE-STIFTUNG
FONDATION SUISSE DE L'ENERGIE



Sihlquai 67

8005 Zürich

Tel. 044 275 21 21
Fax 044 275 21 20

I-ET-EN-AMM-UL Industriestrasse 1 · 3052 Zollikofen

Bundesamt für Energie BFE
Abteilung Energiewirtschaft
3003 Bern

Zollikofen, 04. Juni 2012

Energiestrategie 2050 Teilprojekt „Energienetze und Ausbaurkosten“

Sehr geehrte Damen und Herren

Die SBB hatte Gelegenheit, in dem Teilprojekt „Energienetze und Ausbaurkosten“ der Energiestrategie 2050 des Bundes mitzuwirken. Wir bedanken uns für den Einbezug sowie für die Gelegenheit zur Stellungnahme zur Schlussversion des Berichtes vom 04.05.2012.

Aus unserer Sicht sind die wesentlichen Themen und Aspekte aus den Diskussionen der Arbeitsgruppe gut wiedergegeben.

Die SBB hat den Auftrag, die sichere und bedarfsgerechte Bahnstromversorgung (16.7 Hz) zu gewährleisten. Vor diesem Hintergrund möchten wir einige uns wesentliche Aspekte nochmals kurz hervorheben:

- Besonderheiten des Bahnstromnetzes 16.7Hz: Die Rahmenbedingungen und Treiber der Investitionen ins Bahnstromnetzes unterscheiden sich zum Teil von den Investitionen ins 50Hz-Netz. Sie sind im Bericht der Arbeitsgruppe treffend dargestellt.
- Rolle der neuen erneuerbaren Energien und der Speicher für die Bahnstromversorgung: Auch in der Energiebeschaffung der SBB spielen neue erneuerbare Energien vermehrt eine Rolle. Entsprechende Investitionen werden v.a. als 50Hz-Anlagen stattfinden. In Einklang damit ist auch die Stossrichtung der SBB, das Bahnstromnetz stärker mit dem

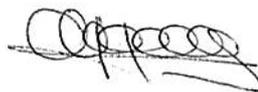
50Hz-Netz zu koppeln. Gleichzeitig lässt sich jedoch der systembedingt stark schwankende Verbrauch der Bahnen kaum steuern. Aufgrund dieser Lastschwankungen ist die SBB für die Bahnstromversorgung auf Speicherkapazität im 50Hz Netz (z.B. Pumpspeicherkraftwerke) angewiesen.

- Verfahrensbeschleunigung und –vereinfachung: Die Beschleunigung der Verfahren ist ein zentraler Erfolgsfaktor für die zeitgerechte Realisierung der dringenden Ausbau- und Ersatzmassnahmen im Bahnstromnetz.
- Bündelung der Infrastrukturen: Die Bündelung von Infrastrukturen ist raumplanerisch sinnvoll - entsprechend gestaltet auch die SBB ihre Projekte. Wie im Bericht vermerkt, sind die Grundmechanismen der Partnerschaft zwischen unterschiedlichen Infrastrukturbetreibern (insbesondere bei unterschiedlichen Interessen) nicht geregelt. Wir begrüßen die Aufnahme dieses Aspektes im Rahmen der „Strategie Energienetze“. Auch hier ist die Investitionssicherheit eine zwingende Voraussetzung. Erst wenn die Anerkennung der Kosten während der Planungsphase bereits klar ist (z.B. bei ökologischen Kompensationsmassnahmen oder bei Verkabelungen), wird ein zeitgerechter Projektfortschritt von Gemeinschaftsprojekten möglich.

Freundliche Grüsse



Dr. Thomas Staffelbach
Leiter Anlagenmanagement Energie



Dr. Christine Haag
Leiterin Anlagenmanagement
Übertragungsleitungen

Stellungnahme des SGB zum Bericht des Teilprojektes „Energienetze und Ausbaukosten“ im Rahmen der Energiestrategie 2050

Der SGB erachtet es als sehr wertvoll, frühzeitig in die Strategiefindung „Energiesstrategie 2050“ einbezogen zu werden; dafür gebührt dem BFE herzlichen Dank.

In der Begleitgruppe des Teilprojektes „Energienetze und Ausbaukosten“ war sehr vieles vorgegeben und der allergrösste Teil des Berichtes basiert auf der Arbeit zwischen dem BFE und der beauftragten Unternehmung Consentec. Dadurch beschränkte sich die Möglichkeit zur Mitgestaltung und zum Mitentwickeln auf ein sehr kleines Spektrum. Aus unserer Sicht sind einige Aussagen im Bericht zu wenig reflektiert und geben eine sehr spezifische Sicht des BFE und der Auftragnehmer wider.

Im folgenden werden die Punkte kurz formuliert, die aus Sicht des SGB zu wenig umfassend und präzise dargestellt wurden.

Erheblicher Erneuerungsbedarf (Substanzerhaltung)

Dass dem Aspekt der Substanzerhaltung eine ganz zentrale Rolle für die schweizerische Volkswirtschaft zukommt ist unbestritten. Eine systematische, kontinuierliche und regelmässige Erneuerung und Ergänzung der Energienetze ist auch ein wichtiges Element für den Technologie-, Wirtschafts- und Arbeitsplatzstandort Schweiz.

Die Aussage, dass der Grossteil der schweizerischen Übertragungsleitungen vor mehr als 40 Jahren erstellt wurden und deshalb gerade jetzt ein ausserordentlicher Erneuerungsbedarf bestehe irritiert aufgrund zweier Aspekte:

Erstens begann vor 40 Jahren erst der starke Ausbau des Höchstspannungsnetzes, insbesondere aller Netzteile auf 380 kV, in der Folge der AKW-Neubauten und dem damals beginnenden grenzüberschreitenden Stromhandel. Ein klarer und nachvollziehbarer Übersichtsplan (oder eine entsprechende Tabelle) zum Bau- resp. Erneuerungszeitpunkt der aktuellen Höchstspannungsleitungen fehlt im Bericht.

Zweitens verändert sich die inländische Produktionsstruktur durch die absehbare Stilllegung der fünf Atomkraftwerke markant. Notwendige Netzanpassungen sind erwähnt, aber Aussagen zu Netzentlastungen aufgrund stillgelegter Grossanlagen fehlen. Wo sind dadurch Anpassungen beim „Strategischen Netz 2015“ angebracht?

Ausbaubedarf aufgrund von Engpasssituationen im heutigen Netz

Trotz fundierter Szenarien wird aus unserer Sicht zu wenig deklariert, wieso welche Engpässe bestehen oder entstehen, und dass der Hauptgrund für diese Engpässe v.a. beim grenzüberschreitenden Stromhandel und -transit liegt. Aus unserer Sicht fehlen dabei Denkansätze, wie z.B. mit neuen Transitleitungen von Grenze zu Grenze (z.B. mit HGÜ-Kabeln)

und wenigen Knotenpunkten chronische Engpässe im bestehenden Netz behoben werden könnten.

Beschleunigung der Genehmigungsverfahren

Das Argument „Beschleunigung der Genehmigungsverfahren“ wird regelmässig beigezogen, wenn es um die zeitgerechte Realisierung von Netzausbauten geht. Im Rahmen der AG LVS zeigte die Detailanalyse/Gutachten Merker zu bisherigen und hängigen Verfahren, dass zwei Hauptgründe für die langwierigen Verfahren, einerseits bei den Projektanten und andererseits bei den involvierten Behörden, liegen. Die AG LVS erarbeitete entsprechende Empfehlungen, die dringend umgesetzt werden sollten. Die Forderung nach Anpassung der Rechtsgrundlagen hat daher kaum prioritären Bedarf.

Integration von dezentralen Kraftwerken und fluktuierenden Einspeisern

Die Zusatzstudie „Auswirkungen eines verstärkten Ausbaus der dezentralen Erzeugung auf die Schweizer Verteilnetze“ basiert zu stark auf spezifischen Situationen in Deutschland, bei denen im ländlichen Bereich grosse Kapazitäten an Wind- und Solaranlagen zugebaut wurden, die zu Netzproblemen führten. (Z.B. Seite 10: Grundparametrierung der Netzmodelle, Flächenverhältnis Stadt/Land: 10%/90%; Lastverhältnis Stadt/Land: 50%/50%; Aufteilung dezentrale Erzeugung Stadt/Land: 90%/10%.)

Die schweizerische Situation ist eine andere. Wir haben weder die grossen landwirtschaftlichen Gebiete in denen grosse Wind- und/oder Solarparks gebaut werden können oder geplant sind, noch bestehen entsprechende politische Anstrengungen. Dezentrale Energieerzeugung in der Schweiz sollte folgerichtig in Szenarien dargestellt werden. Wenn dezentrale Kraftwerkleistungen so plaziert und gefördert werden, dass sie den regionalen Verbraucherstrukturen entsprechen und sich komplementär ergänzen (z.B. PV und Klein-WKK) können sie zu bedeutenden Netzentlastungen führen. Das heisst, der Verteilnetzunterhalt resp. die Netzergänzungen bleiben im bisherigen Rahmen. Die Bandbreite von 3,9 bis 12,6 Mia. CHF für den „notwendigen“ Verteilnetzausbau erscheint uns als tendentiös und wenig brauchbar.

Smart Grids versus Pumpspeicher

Dass die Entwicklung Richtung Smart Grids eine wichtige Rolle spielt ist im Bericht positiv aufgenommen worden. Wir sehen in diesem Bereich ein interessantes Entwicklungsgebiet für die schweizerische Wirtschaft und die Arbeitsplätze. Die am Schluss des Kapitels aufgeworfene mögliche Konkurrenzsituation von Smart Grids zum Ausbau von Pumpspeicherkraftwerken ist leider nicht mit den finanziellen Folgen ausgearbeitet und dargestellt worden

Wir hoffen, dass die hier formulierten Punkte in Folgearbeiten geklärt werden.

4. Juni 2012, Heini Glauser, Vertreter des SGB
in der Arbeitsgruppe Energienetze und Ausbauskosten

Stellungnahme zum Bericht des Teilprojekts

Energienetze und Ausbaukosten

Der Schweizerische Gewerbeverband sgv, die Nummer 1 der Schweizer KMU-Wirtschaft, vertritt 250 Verbände und gegen 300'000 Unternehmen. Im Interesse der Schweizer KMU setzt sich die Dachorganisation sgv für optimale wirtschaftliche und politische Rahmenbedingungen sowie für ein unternehmensfreundliches Umfeld ein.

Im Grundsatz steht der grösste Dachverband der Schweizer Wirtschaft zur Ausarbeitung einer Energiestrategie, welche auf die Erhöhung der allgemeinen Energieeffizienz und auf die Diversifikation der Energieproduktion setzt. Diese Strategie kann jedoch nur gelingen, wenn sie mit marktwirtschaftlichen Mitteln Energie- und Klimapolitik verbindet.

Dabei haben zwei übergeordnete Ziele oberste Priorität: Die sichere und stetige Versorgung der Schweizer Wirtschaft mit möglichst günstigem Strom. Die Energiestrategie 2050 darf nicht dazu missbraucht werden, zusätzliche versteckte Renten einzuführen. Sie darf auch nicht die Versorgungssicherheit zu Gunsten einer wie auch immer gearteten Anbindung an Europa aufgeben. Auf Augenhöhe mit dem europäischen Partner kann man nur dann verhandeln, wenn man Erfolgspositionen hat und nicht, wenn man von ihm abhängig ist.

Unter dem doppelten Vorbehalt der Versorgungssicherheit und Kostenoptimierung nimmt der sgv im Folgenden Stellung zum oben erwähnten Bericht.

I. Allgemeine Bemerkungen

Der sgv teilt die allgemeine Einschätzung des Berichts bezüglich der Notwendigkeit von Netzanpassungen im Rahmen des Netzes 2020 und der künftigen dezentralen Einspeisung. **Die Feststellung jedoch, dass das Übertragungsnetz erneuert werden muss** („Erheblicher Erneuerungsbedarf (Substanzerhaltung), da der Grossteil der schweizerischen Übertragungsleitungen vor mehr als 40 Jahren erstellt wurde“ S. 3) **ist falsch**. Aus der Tatsache, dass etwas bereits vor einiger Zeit gebaut wurde, folgt nicht, dass es rundum erneuert werden muss. Diese Folgerung impliziert nämlich, dass in der Zwischenzeit keine Instandhaltungs- oder Erneuerungsinvestitionen getätigt wurden. Glaubt man aber der Schweizerischen Elektrizitätsstatistik 2010 (S. 46), dann sind alleine in den Jahren 2005 bis 2010 über 2 Milliarden Franken ins (allgemeine) Netz investiert worden. Der Übertragungsnetzbetreiber hat die Möglichkeit und die Pflicht, Rückstellungen für Erweiterungs- und Instandhaltungsinvestitionen zu bilden. Diese werden an die Tarife angerechnet und wurden in den letzten 40 Jahren den Stromkonsumenten verrechnet. Obige Aussage verkennt diese Zusammenhänge.

Die im Teilbericht zitierten Consentec-Studien basieren auf Daten der Schweizerischen Strombranche. Für Aussenstehende ist kaum zu überprüfen, wie repräsentativ und nachhaltig diese Daten sind und ob sie frei von Volatilitäten und Tendenzen sind. Es ist darüber hinaus unklar, wie die Reliabilität der im Bericht dargestellten Modelle (sind es gute Schätzungen?) ist.

Der grösste Dachverband der Schweizer Wirtschaft **unterstützt** insbesondere **folgende Stossrichtungen** dieses Teilberichts:

- Schaffung einer „Strategie Energienetze“, die jedoch den nationalen Interessen den Vorrang gibt und nicht missbraucht werden darf, zusätzliche Renten für bestimmte Branchen zu schaffen;
- Beschleunigung der Genehmigungsverfahren, insbesondere durch eine Prioritätszuweisungsregel (Netzverstärkung hat Vorrang vor Raumplanung, Umweltschutz und Verbandsbeschwerde);
- Nutzung von Smart Metering und Umbau der Netze Richtung Smart Grids;
- Klare und handhabbare Regeln bzgl. der Netzverstärkungen und Anschlussbedingungen für Erzeugungsanlagen sowie der Kostentragung.

Zusätzlich tritt der sgv für eine starke **marktwirtschaftliche Komponente** ein: Wenn Übertragungs- und Verteilnetze die oben erwähnten Bevorzugungen erfahren, sind ihre Betreiber daran gehalten, ihre Renditeerwartung an die dreifache Sicherheit (faktische Abnahmegarantie, strategische Bevorzugung, faktische Staatsgarantie) anzupassen. **In einem absolut geschützten Markt müssen die Betreiber die Restrisiken vollständig alleine Tragen und keinen Beitrag der Allgemeinheit erwarten.** Insofern ist gerade die im Bericht postulierte Kausalität von Kapitalkostensatz und Investition zu bestreiten. In einem Markt in dem die Transaktionskosten minim sind, ist die Motivation der Betreiber, ihre Anlagen zu erhalten, hoch, denn zwischen dem Angebot und der Abnahme des Gutes Strom bestehen keine riskanten Übertragungsmechanismen. D.h. aus Angebot folgt sofortige und komplette Abnahme. Mit einer möglichst zeitnahen Anrechnung der Kosten des Netzausbaus ist die Investitionssicherheit der Betreiber garantiert. **Auf eine bedingungslose Gewinngarantie kann kein Unternehmen Anspruch haben.** Aus diesen Stossrichtungen folgt keine allgemeine Notwendigkeit einer Anpassung des WACC.

II. Zu den Stossrichtungen des BFE

Strategie Energienetze und Beschleunigung der Genehmigungsverfahren für Übertragungs- und Verteilnetze (S. 17 und 18)

Der sgv ist grundsätzlich einverstanden, besteht jedoch auf die oben angebrachten Vorbehalte: Die Strategie Energienetze darf nicht dazu missbraucht werden, Rentengewinne zu sichern. Das Gegenteil ist der Fall; die Beschleunigung der Genehmigungsverfahren ist bereits eine Rendite.

Smart Metering und Smart Grids (S. 20)

Smart Metering und Smart Grids erhöhen die Energieeffizienz und sind deswegen zu begrüßen. Andererseits darf die Anrechenbarkeit von Investitionen nicht zu einer Kostenexplosion führen. Die Stossrichtungen des BFE sind zu offen formuliert, als dass eine Zustimmung möglich wäre. Die angesprochenen Ideen sollen deshalb vertieft geprüft werden.

Netzverstärkungen für neue Produktionsanlagen (S.22)

Die genaue Ausgestaltung der Erhebung von leistungsabhängigen Netzkostenbeiträgen bei den Produzenten sollte weiter geprüft werden.

Abstimmung Netzausbau mit Europa (S. 24)

In den Abstimmungen mit Europa muss das nationale Interesse an Versorgungssicherheit den absoluten Vorrang haben. Dies ist gesetzlich zu verankern.

Rahmenbedingungen bzgl. Regulierung (S.26)

Die theoretischen Überlegungen des Berichtes zeigen, dass die Revision des StromVG (Anreizregulierung) eine wesentliche Bedingung ist, um die hier angedachten Schritte zu implementieren.

Die weiteren Stossrichtungen stellen lediglich übergeordnete Gedankenzusammenhänge her und sollen aufgrund ihrer Abstraktion nicht weiter kommentiert werden.

Bern, 29. Mai 2012

Dossierverantwortlicher

Henrique Schneider, Ressortleiter
Telefon 031 380 14 38, E-Mail h.schneider@sgv-usam.ch

Bundesamt für Energie BFE
Herr Dr. Christian Schaffner
Leiter Sektion Energieversorgung
Mühlestrasse 4
3003 Bern

Kontaktperson Wolfgang Hechler
Mobil +41 79 543 56 57
Telefon Direkt +41 58 580 21 12
E-Mail wolfgang.hechler@swissgrid.ch
Seite 1 von 2

Datum 4. Juni 2012

**Energiestrategie 2050: Teilprojekt Energienetze und Ausbaurkosten
Stellungnahme Swissgrid zum Schlussbericht vom 4.05.2012**

Sehr geehrter Herr Dr. Schaffner

Swissgrid dankt Ihnen und den Mitgliedern des Teilprojekts für die Erarbeitung des Berichtes. Als Vertreter des Übertragungsnetzes sind wir mit den vorgeschlagenen Massnahmen grundsätzlich einverstanden.

Folgende Punkte möchten wir gerne hervorheben:

- Das Schweizer Übertragungsnetz (ÜN) weist strukturelle Schwachstellen auf, welche sich durch die geplanten Wasserkraftwerke verstärkt betriebserschwerend auswirken werden. Unabhängig der gewählten Energiestrategie müssen diese Engpässe – zur Gewährleistung eines sicheren, leistungsfähigen und effizienten Netzes – durch Erneuerungen und Ausbauten im ÜN dringend eliminiert werden.
- Swissgrid begrüsst, dass der Bund die „Strategie Energienetze“ im Rahmen der AG Energienetze festlegen will. Swissgrid erhofft sich dadurch eine erhöhte Planungssicherheit durch verbindliche Vorgaben zu den erforderlichen Funktionalitäten des ÜN sowie eine höhere Sicherheit hinsichtlich der Rahmenbedingungen für die Netzentwicklung durch Vorgabe eines verbindlichen energiepolitischen Szenariorahmens. Zusätzlich kann ein transparenter Prozess der Bedarfsermittlung mit frühzeitiger Einbindung aller Stakeholder und der Öffentlichkeit zur Erhöhung der Akzeptanz für Leitungsprojekte zur notwendigen Beschleunigung des Aus- und Umbaus des ÜN beitragen.
- Swissgrid begrüsst, dass eine erste Abschätzung betreffend Ausbaubedarf und Investitionskosten bis 2035/2050 im Bericht erstellt wurde. Swissgrid weist allerdings darauf hin, dass sie auf Basis der vorliegenden Szenarien (u.a. der BFE-Szenarien) und der bis Sommer 2012 weiter ausgearbeiteten Energiestrategie des Bundes die strategische Netzplanung 2035 bis Mitte 2013 erstellen

wird, abgestimmt mit dem Bund, den Verteilnetzbetreibern/ Kraftwerksbetreiber, den benachbarten Übertragungsnetzbetreibern und der ENTSO-E. Erst im Anschluss an diese Detailplanung können feste Aussagen zur Anzahl der geplanten Leitungskilometer und zum Investitionsbedarf getätigt werden.

Der Bericht und seine Massnahmen bilden aus Sicht von Swissgrid eine gute und tragfähige Basis, um dem wichtigen Ziel, die dringend erforderlichen Ausbauprojekte im Stromnetz unter Berücksichtigung der Schutzinteressen zeitgerecht realisieren zu können, einen Schritt näher zu kommen. Die zu erarbeitende Netzstrategie muss aus Swissgrid Sicht vor allem die Grundlagen für eine stabile, zukunftsweisenden Bewertung von Netzbau- und -ausbauprojekten umfassen, die neben dem übergeordneten Ziel der Versorgungssicherheit auch raumplanerische, volkswirtschaftliche, Personen- und Umweltinteressen mit berücksichtigt.

Swissgrid ist entschlossen, ihren Beitrag bei der Umsetzung der Massnahmen zu leisten und hofft, dass alle anderen Mitglieder im Teilprojekt Energienetze und Ausbaurkosten die Massnahmen und Empfehlungen ebenfalls unterstützen werden.

Freundliche Grüsse

swissgrid ag



Pierre-Alain Graf
CEO



Wolfgang Hechler
Mitglied der Geschäftsleitung
Leiter Asset Management & Service

Teilprojekt „Energienetze und Ausbaurkosten“

0. Generelle Bemerkungen

Der VSE bedankt sich für die konstruktive Zusammenarbeit innerhalb der BFE-Arbeitsgruppe „Energienetze und Ausbaurkosten“ und für die Möglichkeit, eine abschliessende Stellungnahme zum Schlussbericht einzureichen.

Der Bericht fasst die wesentlichen Themen und Diskussionen der Arbeitsgruppe gut zusammen. Mit den wesentlichen Stossrichtungen stimmen wir überein. Hingegen erachten wir die Abschätzungen zu den notwendigen Aus- und Umbaurkosten in den Verteilnetzen als zu optimistisch. Diese werden voraussichtlich massiv höher ausfallen. Weiter ist festzuhalten, dass der Schlussbericht zur Consentec-Studie über die Verteilnetze erst nach Abschluss dieses Berichtes zur Verfügung gestellt wurde und nicht mehr vertieft analysiert werden konnte.

Die BFE-Arbeitsgruppe hat die Hauptherausforderungen im Verteilnetz wie folgt definiert: (i) Integration von dezentralen Kraftwerken und fluktuierenden Einspeisern, (ii) Entwicklung der Verteilnetze in Richtung intelligente Netze, (iii) konventioneller Ausbau der Verteilnetze. Unsere Stellungnahme beleuchtet im Wesentlichen diese drei Punkte unter den Aspekten der finanziellen, technischen und kommerziellen Herausforderung.

1. Herausforderung Investitionsfähigkeit der Netzbetreiber

Der Aus- und Umbau des Schweizer Stromnetzes ist eine zentrale Voraussetzung für die Wende hin zu einer weitgehend regenerativen und dezentralen Erzeugung. Für den Substanzerhalt und die Neuinvestitionen werden enorme zusätzliche Mittel benötigt. Diese können mit den aktuell geltenden gesetzlich-regulatorischen Rahmenbedingungen nicht aus dem laufenden Geschäft finanziert werden. Um den Umbau schnell und zielgerichtet voranzubringen, muss zwingend die Finanzkraft und Investitionsfähigkeit der Netzbetreiber durch Anpassen der entsprechenden Regelungen in StromVG und StromVV sichergestellt werden. Die zusätzlich benötigten Mittel (Eigen- oder Fremdkapital) können nur dann beschafft werden, wenn sich auch die Investoren auf klare und stabile gesetzlich-regulatorische Rahmenbedingungen verlassen können.

Die derzeit in der StromVV beschriebene Methodik zur Berechnung des WACC ist ungenügend. Damit die Mittel beschafft werden können, ist auf eine markt- bzw. risikogerechte Verzinsung der bestehenden Anlagen sowie Neuinvestitionen zu achten.

Der VSE begrüsst die Bestrebungen des BFE zur Überprüfung der Berechnungsmethodik des WACC und unterstützt die Ergebnisse des Gutachtens von Prof. Dr. Volkart zur Ermittlung eines risikogerechten Kapitalzinssatzes.

Weiter trägt die aktuelle Anwendungspraxis der EICom (abgestützt auf die finanzbuchhalterische Rechnungslegungshistorie) weder dem Substanzerhalt noch dem Ausbau der Netzinfrastruktur ausreichend Rechnung. Es ist von zentraler Bedeutung, einen Wechsel von einer vergangenheits- hin zu einer zukunftsorientierten Netzbewertung vorzunehmen (d.h. eine fundierte, einheitliche regulatorische Netzbewertung, welche ein sachgerechtes „regulatorisches“ Restatement umfasst).

Der VSE erwartet eine rasche Anpassung des Bewertungsansatzes wie auch der Methodik für die Berechnung des risikogerechten Kapitalzinssatzes in der Verordnung.

2. Technische Herausforderungen

Die steigende Zahl dezentraler Kraftwerke, deren Produktion häufig von der momentanen Verfügbarkeit natürlicher Ressourcen abhängig und damit fluktuierend ist, (z.B. Windenergie- oder Photovoltaikanlagen) stellt die Steuerung des Systems „Produktion-Netzverbrauch“ vor zahlreiche neue Herausforderungen. Intelligente Netze (sog. Smart Grids) sind für die Energiewende unabdingbar und bilden ein Hilfsmittel, um Produktions- und Verbrauchsanpassungen zu ermöglichen. Smart Grid werden aber nicht alle im Zusammenhang mit der Energiewende entstehenden Herausforderungen lösen können. Intelligente Steuerungen (inkl. Schutztechnik) helfen, die Versorgung trotz stochastischer Einspeisung und temporär wechselnder Energieflussrichtungen sicherzustellen. Diese ersetzen aber nicht den konventionellen Netzausbau und befreien weder Kunden noch Produzenten davor, eine Steuerung ihrer Anlagen zuzulassen oder kommerzielle und technische Einschränkungen zu akzeptieren. Intelligente Netze können – wie im Bericht festgehalten – höchstens Zusatzkosten mindern, sie führen aber in keinem Fall zur Senkung bestehender Netzkosten. Eine Entwicklung hin zu einem Smart Grid wird nur „evolutiv“ stattfinden können und setzt folglich auf der bestehenden Netzinfrastruktur auf. Die Verteilnetzbetreiber stehen vor der Herausforderung, „smarte“ Technologien auszubauen, ohne die bestehenden Funktionen zu vernachlässigen. Dadurch ergibt sich eine neue Planungssituation. Die Investitionen in Leitungen und Netzanlagen haben nach wie vor langfristigen Charakter und können nicht ohne Kostenfolgen aufgrund kurzfristiger Veränderungen angepasst werden.

Um die Nicht-Gleichzeitigkeit von stochastischer Produktion und Verbrauch ausgleichen zu können, braucht es zwingend Energiespeicher. Speichereinheiten erfüllen eine wesentliche Rolle bei der Systemstabilität. Der Betrieb von Speichereinheiten sollte deshalb im Grundsatz auch dem Netzbetreiber erlaubt sein.

Der zukünftige Regulierungsrahmen muss all diesen Umständen Rechnung tragen, indem Innovationen gefördert und getätigte Investitionen auch im Rahmen künftiger Effizienzvergleiche anerkannt werden.

3. Kommerzielle Herausforderungen (Netznutzung)

Dem Vorschlag des Bundesrates vom 18.04.2012 die Förderung von PV-Anlagen (<10 kW) zukünftig ausserhalb des KEV-Systems über Net-Metering zu gestalten stehen wir kritisch gegenüber. Falsch ausgestaltet, führt dies zur Abkehr vom Grundprinzip der verursachungsgerechten resp. solidarischen Kostenumlage und es käme zu einer weiteren (über den KEV-Mechanismus hinausgehende) Umverteilung.

Nur über einen hohen Leistungsanteil in der Kostenzuteilung ist eine weitgehend verursachergerechte Tarifierung der Netznutzung möglich, da sich die Kapazität der Netzinfrastruktur hauptsächlich nach der maximal durchzuleitenden Leistung richtet. Ein Wälzungs- und Tarifsystem, welches vor allem auf der bezogenen Energiemenge (kWh) basiert und eine (privilegierte) Kundengruppe gar gänzlich davon befreit, wird der „Versicherungsfunktion“ des Anschlusses an eine höhere Netzebene nicht gerecht (Verteilnetz als Notsystem für ausfallende Eigenproduktion).

Gerade im neuen Umfeld sind Anschlusskosten dem jeweiligen Verursacher (Anschlussnehmer) individuell anzulasten. Die individuelle Anlastung von Anschlusskosten und Netzkostenbeiträgen setzt geeignete Anreize um einen volkswirtschaftlich sinnvollen Netzausbau zu ermöglichen.

Um zu verhindern, dass Produktionsanlagen aufgrund von unzureichender Netzinfrastruktur in ihrem Betrieb eingeschränkt werden und um für die Netz- und Produktionsanlagenbetreiber eine angemessene Sicherheit zu gewährleisten, werden klare und handhabbare Regeln bzgl. der Netzverstärkungen und Anschlussbedingungen für Erzeugungsanlagen benötigt. Die aktuelle Praxis der Anerkennung von Netzverstärkungskosten ist von erheblichem zeitlichem Verzug der Kostenerstattung, Anreizen zu ineffizientem Netzausbau (infolge Beurteilung nur von Einzelanlagen) und hohem administrativem Aufwand geprägt. Ein effizienter Netzausbau, insbesondere auf höheren Spannungsebenen ist nur mit einer Langfristplanung

möglich. Hierzu bietet sich das Erstellen eines schweizweiten Solar- und Windkatasters und die Genehmigung von darauf ausgerichteten Mehrjahresplänen durch den Regulierer an.

4. Zentrale Forderungen des VSE

Stabile und investitionsfördernde gesetzliche Rahmenbedingungen

- a) Adäquate, risikogerechte Verzinsung der getätigten Investitionen
- b) Solide Ermittlung der Netzwerte zur Sicherung des Substanzerhalts
- c) Zeitnahe Anerkennung der Kosten von Netzverstärkungen
- d) Verursachergerechte Kostentragung durch konsequente Ausrichtung am tatsächlichen Endverbrauch

VSE, Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen

Ein Mitglied der Geschäftsleitung

Der Präsident der Netznutzungskommission

A handwritten signature in black ink, appearing to be 'Peter Betz'.A handwritten signature in blue ink, appearing to be 'Stefan Witschi'.

Peter Betz
Leiter Technik und Berufsbildung

Stefan Witschi
Leiter Netzwirtschaft, BKW FMB Energie AG

Stellungnahme des Verbandes der Schweizerischen Gasindustrie VSG per E-Mail

Sehr geehrter Herr Schaffner

Ich danke Ihnen für die Zustellung des Berichtes zum Teilprojekt „Energienetze und Ausbaurkosten“.

Anbei die Stellungnahme:

Der VSG erachtet den Bericht als ausgewogen. Er begrüsst insbesondere, dass Überlegungen zum Zusammenspiel der Elektrizitäts- und Gasnetze im Bericht enthalten sind. Der VSG ist überzeugt, dass die Gasnetze für die Umsetzung der Energiestrategie des Bundes einen wichtigen Beitrag leisten können. Er erwartet daher, dass diese konzeptionellen Überlegungen in der Energiestrategie des Bundes einfließen.

Für die angenehme Projektführung danke ich Ihnen bestens. Ich war gerne Teil dieses Projektes.

Freundliche Grüsse

Peter Graf, Bereichsleiter
Mitglied der Geschäftsleitung

Sankt Galler Stadtwerke
Energie / Marketing
Vadianstrasse 6
9001 St.Gallen
www.sgs.ch