

14.xxx

**Erläuternder Bericht
zur Strategie Stromnetze
(Vernehmlassungsvorlage)**

Inhaltsverzeichnis

1 Grundzüge der Vorlage	4
1.1 Ausgangslage	4
1.1.1 Das Schweizer Stromnetz	4
1.1.2 Rechtliche Grundlagen und Zuständigkeiten	5
1.1.3 Energiestrategie 2050 und Strategie Stromnetze	8
1.1.4 Verhältnis der Strategie Stromnetze zu intelligenten elektrischen Netzen (Smart Grids)	9
1.1.5 Internationales Umfeld	10
1.1.6 Handlungsbedarf	11
1.2 Die beantragte Neuregelung	14
1.2.1 Zielsetzungen	14
1.2.2 Leitlinien für den Um- und Ausbau der Elektrizitätsnetze	14
1.2.3 Ablauf des künftigen Netzentwicklungsprozesses	27
1.2.3.1 Szenariorahmen	28
1.2.3.2 Bedarfsermittlung (Mehrjahrespläne)	30
1.2.3.3 Nationales Interesse / Sachplan Energienetze	32
1.2.3.4 Räumliche Koordination	34
1.2.3.5 Bewilligung Projekte	36
1.2.3.6 Ausführung Projekte	36
1.2.3.7 Überprüfung Kosteneffizienz	37
1.2.4 Optimierung der Bewilligungsverfahren	37
1.3 Begründung und Bewertung der vorgeschlagenen Lösung	40
1.3.1 Begründung der Neuregelung	40
1.3.2 Geprüfte Alternativen	40
1.3.3 Erfahrungen in anderen Ländern und Schlussfolgerungen für die Schweiz	42
1.4 Rechtsvergleich mit dem EU-Recht	43
1.5 Umsetzung und Evaluation des Vollzugs	43
1.6 Erledigung parlamentarischer Vorstösse	44
2 Erläuterungen zu einzelnen Artikeln	44
2.1 Änderungen des Elektrizitätsgesetzes	44
2.2 Änderungen des Stromversorgungsgesetzes	58
3 Auswirkungen	67
3.1 Auswirkungen auf den Bund	67
3.2 Auswirkungen auf Kantone und Gemeinden	68
3.3 Auswirkungen auf die Volkswirtschaft	68
3.3.1 Netzkosten und volkswirtschaftliche Kosten	69
3.3.2 Auswirkungen auf Wachstum, Beschäftigung und Wohlfahrt	72
3.3.3 Auswirkung auf einzelne Branchen und einzelne gesellschaftliche Gruppen	73
3.4 Auswirkungen auf die Umwelt	73

4 Verhältnis zur Legislaturplanung und zu nationalen Strategien des Bundesrates	75
4.1 Verhältnis zur Legislaturplanung	75
4.2 Verhältnis zu nationalen Strategien des Bundesrates	75
4.2.1 Verhältnis zur Energiestrategie 2050	75
4.2.2 Verhältnis zur Infrastrukturstrategie	75
4.2.3 Verhältnis zur Strategie Nachhaltige Entwicklung	77
4.2.4 Verhältnis zum Raumkonzept der Schweiz	77
4.2.5 Verhältnis zum Landschaftskonzept Schweiz	79
5 Rechtliche Aspekte	80
5.1 Verfassungs- und Gesetzmässigkeit	80
5.2 Vereinbarkeit mit internationalen Verpflichtungen der Schweiz	82
5.3 Erlassform	82
5.4 Delegation von Rechtsetzungsbefugnissen	83
5.5 Datenschutz	83
Abkürzungsverzeichnis	84
Anhang: Bundesgesetz über den Um- und Ausbau der Stromnetze (Änderung des Elektrizitätsgesetzes und des Stromversorgungsgesetzes) (<i>Entwurf</i>)	

1 Grundzüge der Vorlage

1.1 Ausgangslage

1.1.1 Das Schweizer Stromnetz

Als Bindeglied zwischen Produktion und Verbrauch sind die Stromnetze von zentraler Bedeutung für die Gewährleistung der Stromversorgung. Ohne sichere und leistungsfähige Stromnetze drohen Stromausfälle mit schwerwiegenden Auswirkungen auf die Bevölkerung und die Wirtschaft. Die Herausforderungen im Bereich der Stromnetze sind bedeutend, weshalb für den Um- und Ausbau der Netze ein dringender Handlungsbedarf besteht. Die Strategie Stromnetze stellt insofern für die Umsetzung der Energiestrategie 2050 (ES 2050) ein wichtiges Element dar (vgl. Ziff. 1.1.3).

Funktionen und Anlagen des Stromnetzes

Das Stromnetz verbindet die Produzenten und die Verbraucher von elektrischer Energie und stellt über Transport, Umwandlung und Verteilung die Verbindung zwischen Kraftwerk und Endverbraucher her. Die Versorgung der Endverbraucher in der Schweiz mit Elektrizität über das Stromnetz erfolgt durch die rund 700 Netzbetreiber im Rahmen ihres Versorgungsauftrages. Dabei sind die Netzbetreiber für ein sicheres, leistungsfähiges und effizientes Stromnetz verantwortlich und gewährleisten eine hohe Versorgungsqualität für die Endverbraucher. Daneben ermöglicht das Stromnetz den Akteuren auf nationaler sowie internationaler Ebene Austausch zu betreiben und so Über- sowie Unterkapazitäten der Produktion auszugleichen.

Das Stromnetz besteht aus Leitungen, Unterwerken und Trafostationen. Der Gesamtwert der Netzanlagen in der Schweiz beträgt knapp 18 Milliarden Franken, wobei die grössten 50 Netzbetreiber wertmässig rund 75% der Anlagen besitzen¹.

Netzebenen im Stromnetz

In der Schweiz wird das Stromnetz in sieben Ebenen unterteilt. Die Unterscheidung ergibt sich grundsätzlich aus der unterschiedlichen Spannung, mit welcher Strom transportiert wird, gemessen in Volt (V) beziehungsweise Kilovolt (kV). Bei den Netzebenen² handelt es sich um eine Transportebene (Netzebene 1, Übertragungsnetz mit Höchstspannung 380/220 kV), drei Verteilnetzebenen, bestehend aus der Netzebene 3 (36-220 kV), Netzebene 5 (1-36 kV) und Netzebene 7 (kleiner 1 kV) sowie drei Transformationsebenen (Netzebenen 2, 4 und 6), auf denen der Strom umgewandelt wird. Der Stromtransport erfolgt national sowie grenzüberschreitend auf der Höchstspannungsebene (in einigen Fällen auch auf der Netzebene 3), um Transportverluste zu verringern. Für die überregionale, regionale sowie lokale Verteilung wird die Spannung auf den jeweiligen Transformationsebenen mittels Unterwerken reduziert. Während Haushalte und kleinere Gewerbebetriebe erst auf der Netzebene 7 ihren Strom beziehen, werden Gewerbe und Industrie mit hohem Strombedarf direkt über die Netzebenen 3 und 5 angeschlossen. Das schweizerische Stromnetz zur Versorgung der Endverbraucher

¹ Tätigkeitsbericht der ECom 2013 unter: <<http://www.elcom.admin.ch>>.

² Definition von Verband Schweizer Elektrizitätsunternehmen unter: <<http://www.strom.ch>>.

in allen Landesteilen weist eine Frequenz von 50 Hertz (Hz) auf. Demgegenüber hat das Bahnstromnetz eine Frequenz von 16,7 Hz (zur Abgrenzung und Geltungsbereich siehe auch Art. 1 StromVV³).

Anforderungen an die Stromnetze

Die zukünftige Stromnetzinfrastruktur muss folgende Anforderungen erfüllen:

- Eliminierung der bereits heute bestehenden Engpässe, welche unabhängig von der ES 2050 bestehen, durch die Sicherstellung des ausreichenden und sicheren Abtransports der inländischen Produktion zu den Verbrauchszentren durch das Schweizer Übertragungsnetz und die Gewährleistung der vollen Partizipation des Schweizer Kraftwerksparks am internationalen Stromaustausch (zur ES 2050 siehe Ziff. 1.1.3).
- Ausreichende Dimensionierung des Verteilnetzes, um den Anforderungen aus unregelmässig anfallender Stromproduktion aus erneuerbaren Energien durch die Umsetzung der ES 2050 gerecht zu werden.
- Weiterentwicklung der Netze hinsichtlich einer zunehmenden Intelligenz (Smart Grids), welche ein optimiertes Zusammenspiel von Verbrauchs- und Produktionsteuerungen ermöglicht.
- Verbesserung der netztechnischen Anbindung an das Ausland, um durch Importe und Exporte die fluktuierenden Einspeisungen aus erneuerbaren Energien weiträumig zu kompensieren und die Komplementarität der jeweiligen Kraftwerksparks nutzen zu können.

Diese Anforderungen erfordern einen Aus- und Umbau der Stromnetze in der Schweiz. Insbesondere auf der Ebene der Übertragungsnetze kommt der Ausbau des Stromnetzes jedoch nur schleppend voran. Gründe dafür sind unter anderem das teilweise fehlende Verständnis bezüglich der zentralen Funktion der Stromnetze für eine sichere Stromversorgung, ungenügende Transparenz des Netzentwicklungsprozesses, diverse Interessenkonflikte und eine mangelnde gesellschaftliche Akzeptanz von Netzinfrastrukturprojekten.

1.1.2 Rechtliche Grundlagen und Zuständigkeiten

Schweizerische Bundesverfassung

Die Erstellung neuer sowie der Um- und Ausbau, der Betrieb und der Unterhalt von bestehenden Anlagen der Energieversorgung unterstehen den Bestimmungen aus verschiedenen Rechtsgebieten. Gemäss Artikel 89 Absatz 1 der Schweizerischen Bundesverfassung (BV)⁴ sorgen Bund und Kantone im Rahmen ihrer Zuständigkeiten für eine ausreichende, breit gefächerte, sichere, wirtschaftliche und umweltverträgliche Energieversorgung. Insbesondere soll die Versorgungssicherheit gewährleistet werden. Die Regelung des Transports und der Lieferung von Energie fällt in die alleinige Zuständigkeit des Bundes (Art. 91 BV). Der Bund hat dabei auf

³ Stromversorgungsverordnung (StromVV) vom 14.3.2007, SR 734.71.

⁴ Bundesverfassung der Schweizerischen Eidgenossenschaft (BV) vom 18.4.1999, SR 101.

die in der Zuständigkeit der Kantone liegenden Regelungsbereiche Rücksicht zu nehmen. Das betrifft in erster Linie die Raumplanung und den Umweltschutz.

Massgebend sind neben der eigentlichen Gesetzgebung über die Energieversorgung im Wesentlichen auch die Vorschriften über die Raumplanung, über den Schutz der Umwelt oder den Natur- und Heimatschutz. Grundlage für die Vorschriften in der Raumplanung ist Artikel 75 BV, der die Kantone verpflichtet, auf der Grundlage von bundesrechtlichen Rahmenbedingungen für eine zweckmässige und haushälterische Nutzung des Bodens und die geordnete Besiedelung des Landes zu sorgen. Der Umweltschutz wird in Artikel 74 BV geregelt, wonach der Bund Vorschriften über den Schutz des Menschen und seiner natürlichen Umwelt vor schädlichen oder lästigen Einwirkungen erlässt, wobei die Kosten der Vermeidung und Beseitigung von solchen Einwirkungen die Verursacher tragen. Für den Vollzug sind die Kantone zuständig, soweit nicht ein Gesetz diesen dem Bund vorbehält. Artikel 78 BV bildet die Grundlage für den rechtlichen Rahmen auf dem Gebiet des Natur- und Heimatschutzes, der, wie die Raumplanung, in die Zuständigkeit der Kantone fällt, wobei der Bund verpflichtet ist, bei der Erfüllung seiner Aufgaben auf die Anliegen des Natur- und Heimatschutzes Rücksicht zu nehmen.

Gesetze und Verordnungen

*Energiegesetz (EnG)*⁵: Artikel 4 EnG verpflichtet Bund und Kantone mit geeigneten staatlichen Rahmenbedingungen dafür zu sorgen, dass die Energiewirtschaft die Aufgabe der Energieversorgung im Gesamtinteresse optimal erfüllen kann. Die Energiewirtschaft hat dabei für die ausreichende Verfügbarkeit, ein breit gefächertes Angebot sowie technisch sichere und leistungsfähige Versorgungssysteme zu sorgen (Art. 5 Abs. 1 EnG). Daneben hat die Energiewirtschaft auch darauf zu achten, dass die in den Bereichen Wirtschaftlichkeit und Umweltverträglichkeit rechtlich verankerten Rahmenbedingungen erfüllt werden (Art. 5 Abs. 2 und 3 EnG).

*Stromversorgungsgesetz (StromVG)*⁶: Nach Artikel 8 StromVG haben die Netzbetreiber ihre Tätigkeiten zu koordinieren. Sie sind verantwortlich für die Gewährleistung eines sicheren, leistungsfähigen und effizienten Netzes (Abs. 1). Die die Netzbetreiber erstellen zu diesem Zweck Mehrjahrespläne, die als Grundlage für den notwendigen Aus- und Umbau der Netze dienen (Abs.2).

*Elektrizitätsgesetz (EleG)*⁷: Das EleG ist die Grundlage einerseits für die sicherheitstechnischen Anforderungen an elektrische Anlagen und andererseits für die Bewilligungsverfahren für solche Anlagen. Daneben enthält das EleG Strafbestimmungen, Bestimmungen über die Kontrolle von elektrischen Anlagen, die Haftpflicht der Betreiber und die Enteignung im Zusammenhang mit der Erstellung und Änderung von elektrischen Anlagen.

*Eisenbahngesetz (EBG)*⁸: Dem EBG unterstellt sind die elektrischen Anlagen und Leitungen, die vollständig oder überwiegend dem Eisenbahnbetrieb dienen. Für

5 Energiegesetz (EnG) vom 26.6.1998, SR **730.0**.

6 Bundesgesetz über die Stromversorgung (Stromversorgungsgesetz, StromVG) vom 23.3.2007, SR **734.7**.

7 Bundesgesetz betreffend die elektrischen Schwach- und Starkstromanlagen (Elektrizitätsgesetz, EleG) vom 24.6.1902, SR **734.0**.

8 Eisenbahngesetz (EBG) vom 20.12.1957, SR **742.101**.

Übertragungsleitungen der Eisenbahnen, die gemeinsam mit einer Anlage der allgemeinen Stromversorgung erstellt werden, gelten die Vorschriften des Elektrizitätsgesetzes.

*Raumplanungsgesetz (RPG)*⁹: Das RPG verpflichtet Bund, Kantone und Gemeinden zu einer haushälterischen Nutzung des Bodens, sowie zur Abstimmung ihrer raumwirksamen Tätigkeiten unter Berücksichtigung der natürlichen Gegebenheiten und der Bedürfnisse von Bevölkerung und Wirtschaft. Nach Artikel 13 RPG erarbeitet der Bund Grundlagen, um seine raumwirksamen Aufgaben erfüllen zu können. Der Bund erstellt die notwendigen Konzepte und Sachpläne und stimmt sie aufeinander und auf die Planung der Kantone ab.

*Umweltschutzgesetz (USG)*¹⁰: Dem Erfordernis der Umweltverträglichkeit (Art. 5 Abs. 3 EnG) wird durch die Beachtung der Vorschriften des USG Rechnung getragen. Dabei stehen für die elektrischen Anlagen neben den Vorschriften über die Umweltverträglichkeitsprüfung vor allem der Gesundheitsschutz (nichtionisierende Strahlung, Lärm) im Vordergrund.

*Natur- und Heimatschutzgesetz (NHG)*¹¹: Das NHG regelt den Natur- und Landschaftsschutz und enthält die Grundlagen für die Erhaltung von besonders schützenswerten Objekten von nationaler Bedeutung gemäss den Inventaren des Bundes und die Rahmenbedingungen für allfällige Beeinträchtigungen solcher Objekte durch Infrastrukturanlagen.

Weitere gesetzliche Vorschriften: Weitere gesetzliche Bestimmungen zum Beispiel im Umweltbereich, wie das Waldgesetz¹² oder das Gewässerschutzgesetz¹³ sind im Zusammenhang mit dem Bau und Betrieb von elektrischen Anlagen zu beachten.

Verordnungsebene: Die gesetzlichen Rahmenbedingungen werden durch die jeweiligen Ausführungsbestimmungen konkretisiert und präzisiert. Neben den Verordnungen, welche technische und sicherheitsrelevante Fragen sowie Fragen der Umweltverträglichkeit regeln, wie zum Beispiel die Leitungsverordnung (LeV)¹⁴ und die Verordnung über den Schutz vor nichtionisierender Strahlung (NISV)¹⁵, sind vor allem die Verfahrensvorschriften in der Verordnung über das Plangenehmigungsverfahren für elektrische Anlagen (VPeA)¹⁶ und die Raumplanungsverordnung (RPV)¹⁷ von Bedeutung.

⁹ Bundesgesetz über die Raumplanung (Raumplanungsgesetz, RPG) vom 22.6.1979, SR **700**.

¹⁰ Bundesgesetz über den Umweltschutz (Umweltschutzgesetz, USG) vom 7.10.1983, SR **814.01**.

¹¹ Bundesgesetz über den Natur- und Heimatschutz (NHG) vom 1.7.1966, SR **451**.

¹² Bundesgesetz über den Wald (Waldgesetz, WaG) vom 4.10.1991, SR **921.0**.

¹³ Bundesgesetz über den Schutz der Gewässer (Gewässerschutzgesetz, GSchG) vom 24.1.1991, SR **814.20**.

¹⁴ Verordnung über elektrische Leitung (Leitungsverordnung, LEV) vom 30.3.1994, SR **734.31**.

¹⁵ Verordnung über den Schutz vor nichtionisierender Strahlung (NISV) vom 23.12.1999, SR **814.710**.

¹⁶ Verordnung über das Plangenehmigungsverfahren für elektrische Anlagen (VPeA) vom 2.2.2000, SR **734.25**.

¹⁷ Raumplanungsverordnung (RPV) vom 28.6.2000, SR **700.1**.

Kantone: Seit 1990 haben die Kantone eigene Energiegesetzgebungen und energierechtliche Vorschriften erlassen oder angepasst.

1.1.3 Energiestrategie 2050 und Strategie Stromnetze

Energiestrategie 2050

Bundesrat und Parlament haben im Jahr 2011 den Grundsatzentscheid für einen schrittweisen Ausstieg aus der Kernenergie gefällt¹⁸. Da dieser Entscheid sowie weitere tiefgreifende Veränderungen insbesondere im internationalen Energieumfeld einen sukzessiven Umbau des Schweizer Energiesystems bedingen, hat der Bundesrat die ES 2050 erarbeitet¹⁹.

Unter anderem sollen mit der ES 2050 die Stromnetze und die Energiespeicherung um- und ausgebaut werden, damit diese dem Ausbau der neuen erneuerbaren Energien und der damit verbundenen fluktuierenden Einspeisung gerecht werden können. Zudem ist das schweizerische Netz in Zukunft auch optimal an das europäische Netz und das künftige europäische Supergrid (transeuropäisches Hochleistungsnetz) anzubinden (vgl. Ziff. 1.2.2 *Leitlinie 3: Electricity Highways / Supergrids*).

Erstes Massnahmenpaket der Energiestrategie 2050

Mit der Botschaft zum ersten Massnahmenpaket der ES 2050 legte der Bundesrat im September 2013 erste konkrete Massnahmen zur Sicherstellung der Energieversorgung vor²⁰. Im Bereich der Stromnetze sind dies Massnahmen zur Beschleunigung der Verfahren mittels Einführung von Ordnungsfristen für Sachplan- und Plangenehmigungsverfahren sowie mittels Verkürzung des Rechtsmittelverfahrens sowie die Schaffung von dementsprechenden Rechtsgrundlagen²¹. Im Weiteren die Verankerung eines Konzepts für den Ausbau der erneuerbaren Energien als Grundlage für die verbindliche Festlegung von Nutzungsgebieten in den kantonalen Richt- und Nutzungsplänen sowie die Statuierung eines nationalen Interesses für die Nutzung und den Ausbau der erneuerbaren Energien im Bereich Raumplanung. Ausserdem sollen mit einer Delegationsnorm die Voraussetzungen geschaffen werden, damit der Bundesrat, wenn nötig, Vorgaben zur Einführung von intelligenten Messsystemen (Smart Metering) bei den Endverbraucherinnen und Endverbrauchern und entsprechende technische Mindestanforderungen festlegen kann und es wird geregelt, wer die Kosten solcher intelligenten Messsysteme bei den Endverbrauchern trägt (Art. 17a und Art. 15 Abs. 1 StromVG)²².

¹⁸ Medienmitteilung vom 25.5.2011 „Bundesrat beschliesst im Rahmen der neuen Energiestrategie schrittweisen Ausstieg aus der Kernenergie“ unter: <<http://www.admin.ch/aktuell/00089/?lang=de&msg-id=39337>>.

¹⁹ Siehe dazu: <<http://www.bfe.admin.ch/themen/00526/00527/>>.

²⁰ 13.074, Botschaft des Bundesrates zum ersten Massnahmenpaket der Energiestrategie 2050 (Revision des Energierechts) und zur Volksinitiative „Für den geordneten Ausstieg aus der Atomenergie (Atomausstiegsinitiative)“ vom 4.9.2013 (BBl 2013 7561) und unter: <<http://www.bfe.admin.ch/themen/00526/00527/>>. Im Folgenden: „Botschaft zum ersten Massnahmenpaket ES 2050“.

²¹ Botschaft zum ersten Massnahmenpaket ES 2050, BBl 2013 7561, dort 7635 f.

²² Gemäss Entwurf Revision StromVG, BBl 2013 7757 dort 7796.

Verhältnis Energiestrategie 2050 zur Strategie Stromnetze

Im Mai 2012 hat der Bundesrat den Entscheid zur Stossrichtung der Strategie zum Um- und Ausbau der Stromnetze gefällt (Strategie Stromnetze). Der Bundesrat hat am 14. Juni 2013 das Detailkonzept zur Strategie Stromnetze verabschiedet²³ und das Eidgenössische Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation (UVEK) damit beauftragt, bis zum Herbst 2014 eine Vernehmlassungsvorlage gemäss Detailkonzept zu erarbeiten²⁴. Damit hat der Bundesrat seinen Willen klar zum Ausdruck gebracht, die Strategie zum Um- und Ausbau der Stromnetze gesetzlich zu verankern.

Obwohl es sich bei der Strategie Stromnetze um eine eigenständige Vorlage handelt, ist sie auch Teil der ES 2050. Die Strategie Stromnetze ist aber auch unabhängig von der ES 2050 notwendig, weil Engpässe im Netz bestehen, das Übertragungsnetz nur schleppend ausgebaut wird, diverse Vorgaben des Netzausbaus unklar sind sowie die Entscheidungsfindung „Kabel oder Freileitung“ verbessert werden muss.

1.1.4 Verhältnis der Strategie Stromnetze zu intelligenten elektrischen Netzen (Smart Grids)

Intelligente Lösungen in elektrischen Netzen werden in Zukunft vor dem Hintergrund vermehrter dezentraler Einspeisung auf den unteren Netzebenen wichtiger werden. In der vorliegenden Gesetzesvorlage werden erste Anreize für eine Weiterentwicklung der Verteilnetze hin zu intelligenten Netzen gesetzt. Netzbetreibern wird ein kleines Budget zur Verfügung gestellt, welches sie für Projekte im Bereich innovativer Massnahmen für intelligente Netze verwenden können. Unter innovativen Massnahmen werden insbesondere Projekte verstanden, die die Beobachtbarkeit oder die Steuerbarkeit der Netze erhöhen und wofür Technologien zumeist schon auf dem Markt vorhanden sind. Solche innovativen Massnahmen müssen nicht zwingend einen Alleinstellungscharakter haben und sind somit von Pilot- sowie Demonstrationsprojekten zu unterscheiden.

Die Budgets schaffen einen Anreiz für Netzbetreiber auch innovative Massnahmen zu untersuchen und Erfahrungen mit neuen Technologien und Lösungen zu sammeln. Sie ermöglichen im kleinen Rahmen erste innovative Lösungen auf Basis von Mess- und Steuerungstechnik, angepasst auf die eigenen Bedürfnisse, zu erproben. Solche Erfahrungen sind weitgehend noch nicht vorhanden. Die mangelnde Erfahrung sowie die Unsicherheit inwiefern Projekte in diesem Bereich anrechenbare Netzkosten sein können, bilden ein wesentliches Hemmnis für die Einführung innovativer Massnahmen und lassen den Entscheid zu Gunsten von konventionellen Lösungen ausfallen. Somit wird den Unternehmen ein Handlungsspielraum eingeräumt, in dem sie Innovationen vorantreiben können.

Weitere regulatorische Ansätze im Bereich intelligenter Netze, so zum Beispiel betreffend der Nutzung von Flexibilität im Verteilnetz über dezentrale Speicher oder

²³ Zur Strategie Stromnetze:

<<http://www.bfe.admin.ch/themen/00612/04481/06162/index.html?lang=de>>.

²⁴ „Strategie Stromnetze; Detailkonzept im Rahmen der Energiestrategie 2050“ des Bundesrates vom 14.6.2013. Unter:

<<http://www.bfe.admin.ch/php/modules/publikationen/stream.php?extlang=de&name=de799448366.pdf>>.

andere Massnahmen, werden im vorliegenden Rahmen nicht festgelegt. Die möglichen regulatorischen Handlungsfelder hinsichtlich intelligenten Stromversorgungsnetzen werden durch die vom BFE erarbeitete „Smart Grid Roadmap“²⁵ aufgezeigt. Sie zeigt basierend auf bekannten Herausforderungen technische Lösungsmöglichkeiten im Bereich intelligenter Netze sowie Ansätze im Bereich des Datenschutzes auf. Die Ergebnisse der „Smart Grid Roadmap“ werden in die Revision StromVG einfließen.

1.1.5 Internationales Umfeld

Erneuerbare Energien und Energieeffizienz in der EU

Im Rahmen des Klima- und Energiepakets hat die EU im Jahre 2009 die Richtlinie 2009/28/EG²⁶ zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen erlassen. Gemäss dieser Richtlinie ist es das Ziel, bis im Jahr 2020 innerhalb der EU 20% erneuerbare Energien am Bruttoendenergieverbrauch zu erreichen (8,9% im Jahr 2006). Von diesem übergeordneten Ziel werden verbindliche nationale Ziele für die einzelnen Mitgliedstaaten abgeleitet. Das Ziel der einzelnen Mitgliedstaaten wird nach deren Wirtschaftskraft berechnet. Zudem soll im Vergleich zu 1990 die Energieeffizienz bis im Jahr 2020 um 20% erhöht und die Treibhausgasemissionen um 20% reduziert werden („20-20-20-Ziele“).

Am 15. Dezember 2011 hat die Europäische Kommission die Mitteilung "Energiefahrplan 2050" angenommen (auch Roadmap 2050 genannt)²⁷. Im Kontext der erforderlichen Reduktion der Treibhausgasemissionen hat sich die EU zum Ziel gesetzt, ihre Emissionen bis 2050 im Vergleich zu 1990 um 80-95 % zu senken. Auf der Grundlage des Energiefahrplans 2050 soll zusammen mit allen Stakeholdern ein langfristiger europäischer Rahmen entwickelt werden. Am 22. Januar 2014 schlug die Europäische Kommission Energie- und Klimaziele vor, die bis 2030 erreicht werden müssen, wenn die EU ihre Zusage zum Energiefahrplan 2050 einhalten will²⁸.

Für das Ziel zur Erhöhung der Energieeffizienz um 20% ist im Oktober 2012 die Richtlinie 2012/27/EU²⁹ verabschiedet worden. Damit müssen die Staaten indikative, nationale Effizienzziele für 2020 festlegen, welche im Sommer 2014 an die EU-Kommission gemeldet werden mussten.

²⁵ Siehe dazu: <<http://www.bfe.admin.ch/smartgrids/index.html?lang=de>>.

²⁶ Richtlinie 2009/28/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23.4.2009 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen. Unter: <https://www.bmwf.gv.at/EnergieUndBergbau/Energieversorgung/Documents/de_EE%20RL_2009_28_EG.pdf>.

²⁷ Siehe dazu: <http://ec.europa.eu/energy/energy2020/roadmap/index_de.htm>.

²⁸ Energie- und Klimaziele für 2030 der europäischen Kommission unter: <http://ec.europa.eu/energy/2030_de.htm>.

²⁹ Richtlinie 2012/27/EU des Europäischen Parlaments und des Rates vom 25.10.2012 zur Energieeffizienz. Unter: <<http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2012:315:0001:0056:DE:PDF>>.

Europäischer Strommarkt und die Auswirkungen auf die Schweiz

Die Stromwirtschaft in Europa befindet sich momentan in einem grundlegenden Umbruch. Ein wichtiger Aspekt ist der starke Anstieg der installierten Leistung von Photovoltaik und Windenergie unter anderem in unseren Nachbarländern Deutschland und Italien. In den europäischen Strommärkten ist die Einspeisung erneuerbarer Energien grösser geworden und fluktuiert gleichzeitig stärker.

Speziell bei guten Witterungsverhältnissen und grosser Einspeisung von Strom aus Photovoltaikanlagen ist ein starker Rückgang der Residuallast über die Mittagszeit zu beobachten, verbunden mit einem entsprechenden Rückgang der Spitzenlastpreise. Konventionelle Kraftwerke werden dadurch aus dem Markt verdrängt. Die Veränderungen der Residuallast hat auch Auswirkungen auf den Betrieb und die Rentabilität von Pumpspeicherkraftwerken in der Schweiz, die bisher auf günstigen Stromeinkauf zum Hochpumpen in der Nacht und den Verkauf von teurem Spitzenlaststrom tagsüber ausgelegt waren. Hinzu kommen tiefe CO₂-Preise, bedingt durch ein nur eingeschränkt wirksames europäisches Emissionshandelssystem. Zusammen mit der sinkenden Weltmarktnachfrage nach Kohle (aufgrund der umfassenden Förderung von Schiefergas in den USA) verdrängen Braun- und Steinkohlekraftwerke andere konventionelle Kraftwerke (speziell Gaskraftwerke) und führen zu niedrigen Grosshandelspreisen. Mit dieser Preisentwicklung gerät auch das klassische Geschäftsmodell des Stromhandels in der Schweiz unter Druck, das heisst die Wirtschaftlichkeit der Schweizer Wasserkraft.

Zudem ist aufgrund der engen Vernetzung und Abhängigkeit sowie angesichts des EU-Ziels der Verwirklichung eines europäischen Strombinnenmarktes im Strombereich die gesamteuropäische Dimension entscheidend für die Versorgungssicherheit. Die Beteiligung der Schweiz in den relevanten Gremien der EU ist deshalb wichtig, namentlich in der europäischen Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER)³⁰ und im europäischen Netzwerk der Übertragungsnetzbetreiber für Elektrizität (ENTSO-E)³¹.

1.1.6 Handlungsbedarf

Herausforderungen

Im Rahmen der ES 2050 haben Bundesrat und Parlament im Jahr 2011 den schrittweisen Ausstieg aus der Kernenergie beschlossen. Die nach Ende ihrer sicherheitstechnischen Betriebsdauer abzuschaltenden Kernkraftwerke sollen insbesondere durch erneuerbare Energien und, falls nötig, durch Importe oder fossile Kraftwerke ersetzt werden. Ausserdem unterliegt die Kraftwerksstruktur in Europa einem starken Wandel (stark zunehmende, staatlich geförderte Stromerzeugung aus

³⁰ Agency for the Cooperation of Energy Regulators. Mehr dazu unter: <http://www.acer.europa.eu/Media/Leaflets/ACER_A5_DE.pdf>. Die Schweiz ist in dieser Behörde nicht Mitglied.

³¹ European Network of Transmission System Operators for Electricity. Mehr dazu unter: <<https://www.entsoe.eu/>>. Die Schweiz ist per Ausnahmeregelung in diesem Netzwerk dabei.

erneuerbaren Energiequellen im Elektrizitätsbinnenmarkt)³². Um eine zunehmende Menge an dezentraler Produktion und dargebotsabhängig (witterungsabhängig) produziertem Strom aus erneuerbaren Energien in das Energieversorgungssystem zu integrieren und gleichzeitig eine weiterhin hohe Versorgungssicherheit zu gewährleisten, muss die Flexibilität des Stromversorgungssystems als Ganzes erhöht werden. Dabei ist die erforderliche (N-1)-Sicherheit der Netze zu gewährleisten. Mittels der (N-1)-Sicherheitsprüfung (Simulation Ausfall einzelner Netzelemente) überwacht der Regelzonenbetreiber (nationale Netzgesellschaft, Swissgrid) die Belastung des Übertragungsnetzes. Ohne einen stabilen Betrieb der Stromnetze drohen Stromausfälle mit schwerwiegenden Auswirkungen auf die Bevölkerung und die Wirtschaft. Deshalb stellen die Stromnetze im Rahmen der Umsetzung der ES 2050 ein Schlüsselement dar.

Das schweizerische Übertragungsnetz muss den Transport der in den inländischen Produktionszentren eingespeisten Energie und der importierten Energie über längere Distanzen zu den Verbrauchszentren ausreichend und sicher gewährleisten können. Engpässe an der Grenze der Schweiz können heute unter anderem durch physische Engpässe (Transformatoren, Leitungen) innerhalb der Schweiz entstehen (nebst ungenügenden Transportmöglichkeiten der Nachbarländer). Deshalb ist es für die Schweiz unabdingbar, sowohl netz- als auch markttechnisch eng an Europa angebunden zu sein, damit die fluktuierende Einspeisung aus erneuerbaren Energien durch Importe und Exporte weiträumig kompensiert werden kann. Andererseits muss die Komplementarität der verschiedenen Kraftwerkparcs gut genutzt werden können. Da der Speicherbedarf in Zukunft voraussichtlich in allen Zeitbereichen (Kurzzeitspeicherung, mittelfristige Speicherung und Langzeitspeicherung) zunehmen wird, werden die Speicher-Kapazitäten der Schweiz im Bereich der Wasserkraft noch wichtiger. Deshalb ist es von grosser Bedeutung, dass diese auf Übertragungsnetzebene angeschlossenen Speicher über eine ausreichend dimensionierte Netzinfrastruktur eingebunden werden. Auch die internationale Anbindung ist von grosser Bedeutung, da ausreichende grenzüberschreitende Kapazitäten den Stromaustausch im ENTSO-E Netz ermöglichen und damit wesentlich zur Versorgungssicherheit beitragen.

Zusätzlich müssen die Verteilnetze ausreichend um- und ausgebaut werden. Vermehrte Erfahrung mit der Nutzung von Mess-, Informations-, Kommunikations- und Steuerungstechnik in den Verteilnetzen ist wichtig, denn durch diese Techniken können künftig mehr erneuerbare Energien in den oberen Netzebenen transportiert werden. Im Zusammenspiel tragen diese Lösungen dazu bei, eine Vielzahl an dezentralen Einspeisungen kosteneffizient und ohne negative Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit in die unterlagerten Netze und schliesslich auch in die Elektrizitätsmärkte integrieren zu können. Ausserdem sollen die erneuerbaren Energien vermehrt im Verteilnetz genutzt werden können.

In einer verstärkt dezentralen Energieversorgungsstruktur kommt dem Zusammenspiel zwischen Übertragungsnetz und den Verteilnetzen eine grössere Bedeutung zu. Die Schnittstellen, der Informationsaustausch und die Verantwortlichkeiten zwischen der nationalen Netzgesellschaft (Swissgrid) und den

³² Richtlinie 2001/77/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 27.9.2001 zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen im Elektrizitätsbinnenmarkt (RES). Unter: <<http://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32001L0077&from=EN>>.

jeweiligen regionalen Verteilnetzbetreibern müssen auf ein solch verbessertes Zusammenspiel ausgerichtet sein.

Die Erfüllung der zukünftigen Aufgaben der Stromnetze und die damit verbundenen Zielsetzungen stehen oft miteinander im Konflikt. So bedeutet eine erhöhte Netzstabilität eine mögliche Einschränkungen der Marktakteure. Zusätzliche Import- und Exportkapazitäten für den Handel und der damit einhergehende Nutzen für die Versorgungssicherheit und die Volkswirtschaft bedeuten gleichzeitig höhere Kosten für den Netzausbau. Zudem müssen beim Um- und Ausbau der Stromnetzinfrastuktur die Auswirkungen auf Mensch, Raum und Umwelt berücksichtigt werden. Aufgrund der gegenseitigen Abhängigkeiten ist nicht in jedem der genannten Bereiche die maximale Zielerreichung möglich. Die verschiedenen Zielsetzungen müssen gewichtet werden um einen bestmöglichen Ausgleich unter Berücksichtigung des Gesamtinteresses zu erreichen (Interessenabwägung).

Eine weitere Herausforderung ist, dass der Ausbau der Stromnetze bisher insbesondere auf der Ebene der Übertragungsnetze nur schleppend voran kommt. Gründe dafür sind unter anderem das teilweise fehlende Verständnis bezüglich der zentralen Funktion der Stromnetze für eine sichere Stromversorgung, ungenügende Transparenz des Netzentwicklungsprozesses, diverse Interessenkonflikte und eine mangelnde gesellschaftliche Akzeptanz von Netzinfrastukturprojekten.

Handlungsbedarf

Für die zukünftige Stromversorgung in der Schweiz bestehen im Bereich der Netze gewisse Risiken. Die bestehende hohe Belastung des Übertragungsnetzes führt bereits heute zu Produktionseinschränkungen in der Schweiz. Die Übertragungskapazitäten an den Grenzen sind ausgereizt und der Handel wird dadurch erschwert. Die stark zunehmende dezentrale Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien (v.a. in Deutschland und Italien) ist mit erheblichen Produktionsschwankungen verbunden, die unter anderem durch Schweizer Kraftwerke ausgeglichen werden können. Will die Schweiz eine zunehmende Menge an dezentraler, fluktuierender Produktion in das hiesige Stromversorgungssystem integrieren und gleichzeitig von den durch veränderte Lastflüsse aus den in den Anrainerstaaten eingespeisten erneuerbaren Energien sowie dem Stromaustausch im europäischen Binnenmarkt profitieren, so muss ihr Stromnetz dementsprechend um- und ausgebaut werden. Nur so kann die schweizerische Stromnetzinfrastuktur die heute bereits hohe Versorgungssicherheit weiterhin gewährleisten und gleichzeitig die grossen Herausforderungen der Zukunft bewältigen.

Im schweizerischen Stromnetz besteht deshalb ein erheblicher Investitionsbedarf. Insbesondere sind Erneuerungsmassnahmen aufgrund des fortgeschrittenen Alters des Übertragungsnetzes unumgänglich. Ausserdem sind ein Ausbau des Netzes zur Beseitigung von regionalen Kapazitätsengpässen und Netzerweiterungen zwecks Anschluss von neuen, grossen Produktionsanlagen angezeigt. Hierbei ist eine umsichtige Vorgehensweise mit Rücksicht auf Raum und den Landschaftsschutz geboten.

1.2 Die beantragte Neuregelung

1.2.1 Zielsetzungen

Die Umsetzung der Strategie Stromnetze soll dazu beitragen, die Rahmenbedingungen und damit die Voraussetzungen für den erforderlichen Netz Um- und Ausbau zu verbessern. Das Ziel ist es, ein bedarfsgerechtes Stromnetz zeitgerecht zur Verfügung stellen zu können. Grundsätzliche Vorgaben zum notwendigen Um- und Ausbau der Stromnetze werden gesetzlich verankert und insbesondere den Netzbetreibern ein politisch abgestützter Rahmen zur Verfügung gestellt, damit diese ihre unternehmerische Verantwortung für die Netzentwicklung bestmöglich wahrnehmen können. Die Strategie Stromnetze legt einen neuen Netzentwicklungsprozess mit einem schrittweisen und transparenten Vorgehen fest, setzt Leitlinien für den Um- und Ausbau der Netze und optimiert die Bewilligungsverfahren. Dies soll zu einer höheren Investitionssicherheit für die Netzbetreiber und zu einer grösseren Akzeptanz für Leitungsprojekte in der Gesellschaft führen.

Mit der Umsetzung der Strategie Stromnetze ist *keine* Verlagerung der Planungskompetenzen vorgesehen, sondern eine Netzplanung durch die Netzbetreiber unter klaren Rahmenbedingungen und nach klar definierten Vorgaben. Auch zukünftig wird die bisherige Arbeitsteilung zwischen Staat und Wirtschaft in der Energieversorgung (d.h. die Subsidiarität) aufrecht erhalten. Demzufolge sorgt der Staat für die geeigneten Rahmenbedingungen, während die Verantwortung für die Planung, Investitionen und den Betrieb der Netzinfrastruktur bei den Unternehmen der Energiebranche liegt.

1.2.2 Leitlinien für den Um- und Ausbau der Elektrizitätsnetze

Mit der Verabschiedung des Detailkonzepts Strategie Stromnetze im Juni 2013³³ hat der Bundesrat die Leitlinien für den Netzaus- und -umbau festgelegt. Diese sollen dazu dienen, den Herausforderungen im Bereich der Stromnetze und dem Bedarf für Verbesserungen der Rahmenbedingungen gerecht zu werden. Diese Leitlinien werden mit der Strategie Stromnetze nun festgesetzt. Sie beschreiben unter anderem die grundsätzlichen Vorgaben (Funktionalität, Auslegung, Anforderungen) für den bedarfsgerechten Ausbau der Netze und sind im Prozess der Netzentwicklung von den involvierten Akteuren zu berücksichtigen.

Die Leitlinien 2 (*Internationale Anbindung*), 3 (*Electricity Highways /Supergrids*) und 7 (*Interessenauslegung Projekte Übertragungsnetz*) sind nur für das Höchstspannungsnetz (Übertragungsnetz) relevant. Die Leitlinien 5 (*Langfristige und überörtliche Koordination von Stromnetzen und Raum*) und 6 (*Nationale Bedeutung der Stromnetze*) sind relevant für das Höchst- und Hochspannungsnetz und die Leitlinie 8 (*Mehrkostenfaktor*) für das Hochspannungsnetz und Netze mit

³³ „Strategie Stromnetze; Detailkonzept im Rahmen der Energiestrategie 2050“ des Bundesrates vom 14.6.2013. Unter: <http://www.bfe.admin.ch/php/modules/publikationen/stream.php?extlang=de&name=de799448366.pdf>.

geringer Spannung (Verteilnetz). Die übrigen Leitlinien sind für alle Netzebenen relevant.³⁴

Nachfolgend werden die 15 Leitlinien erläutert:

1. Inländische Versorgung

Die Netzbetreiber stellen mit ihrer Planung sicher, dass die schweizerischen 50-Hz-Stromnetze die Versorgung der inländischen Endverbraucher jederzeit ausreichend und sicher gewährleisten. Weiter ist der Abtransport der in der Schweiz produzierten Elektrizität bedarfs- und zeitgerecht und unter Berücksichtigung der Verhältnismässigkeit sicherzustellen.

Die Stromnetze erfüllen die wichtige Aufgabe der zuverlässigen Versorgung der inländischen Endverbraucher. Dabei fliesst die Energie vom Produktionsort bis zum Endverbraucher in der Regel über verschiedene Ebenen des Netzes, normalerweise sind dabei verschiedene Netzbetreiber involviert. Nur durch eine vorausschauende Planung, durch die Bereitstellung genügender Netzkapazitäten sowie durch den sicheren Betrieb der Netze kann garantiert werden, dass die Endverbraucher jederzeit mit der gewünschten Menge an Elektrizität versorgt werden. Für Wirtschaft und Gesellschaft ist die hohe Versorgungssicherheit äusserst wichtig. Ein Blackout hätte grosse gesamtwirtschaftliche Konsequenzen.

Durch den geplanten Zubau an erneuerbaren Energien und durch den längerfristigen Wegfall der Kernenergie gemäss ES 2050 ergeben sich veränderte Anforderungen an die Netze: In Zukunft wird vermehrt in den (dezentralen) Verteilnetzen Strom eingespiessen, welcher teilweise dort direkt verbraucht wird aber auch abtransportiert werden muss. Deshalb ist es wichtig, dass längerfristig keine signifikanten Einschränkungen im Abtransport bestehen.

Damit die Netzkapazitäten bedarfs- und zeitgerecht für den Abtransport aus Kraftwerken sichergestellt werden können, müssen die Netzbetreiber und die Kraftwerksbetreiber ihre Planungen rechtzeitig koordinieren. Die Netzbetreiber vereinbaren mit den Kraftwerksbetreibern die hierfür notwendigen Massnahmen und gegenseitigen Verpflichtungen.

Mit Artikel 8 Absatz 1 Buchstabe a StromVG wurde dem Anliegen der Sicherstellung der Versorgung inländischer Endverbraucher bereits Rechnung getragen. Die Leitlinie wird weiter im neuen 3. Abschnitt des StromVG unter dem Gliederungstitel „Netzentwicklung“ verankert (vgl. Ziff. 2.2).

2. Internationale Anbindung

Die nationale Netzgesellschaft stellt sicher, dass das schweizerische Übertragungsnetz international ausreichend vernetzt ist, um die Versorgungs- und Systemsicherheit zu gewährleisten und den grenzüberschreitenden Stromhandel zu ermöglichen.

³⁴ „Vertiefungsstudie zur Strategie Stromnetze im Hinblick auf die Erarbeitung einer Vernehmlassungsvorlage, Schlussbericht“ vom 6.2.2014, BFE Produktion unter: <http://www.bfe.admin.ch/php/modules/publikationen/stream.php?extlang=de&name=de_569021546.pdf>.

Mit dem Anschluss an das europäische Verbundsystem wird insbesondere dem saisonalen Stromaustausch mit dem Ausland (z.B. Importmöglichkeiten im Winter zur Gewährleistung der Versorgung) sowie der Integration erneuerbarer Energien in Europa und der Schweiz (z.B. Beitrag der Schweizer Pumpspeicherkraftwerke) Rechnung getragen. Im Falle von grossen Kraftwerksausfällen ist die Schweiz ausserdem, wie jedes andere europäische Land, auf die automatische Frequenzstützung durch europäische Kraftwerke angewiesen.

Durch die grenzüberschreitenden Leitungen wird die Stabilität der inländischen Netze gestützt. Desweiteren ist eine enge internationale Anbindung für die Schweiz auch aus volkswirtschaftlicher Sicht relevant, da über den internationalen Stromaustausch langfristig eine hohe Wertschöpfung durch die Schweizer Stromwirtschaft mit ihrem flexiblen Kraftwerkspark erzielt werden kann. Aktuell ist die Wirtschaftlichkeit des Stromaustausches der Schweiz mit dem Ausland aufgrund der tiefen Stromhandelspreise und der reduzierten Differenz der Spitzen- und Schwachlast-Preise unter Druck.

Die grenzüberschreitende Entwicklung des Stromnetzes muss auf europäischer Ebene abgestimmt werden. In der Ausarbeitung des Szenariorahmens hat die nationale Netzgesellschaft (Swissgrid) die internationalen Rahmenbedingungen einzubringen. Die Netzplanung und die Mehrjahrespläne der Swissgrid reflektieren denn auch die international abgestimmte Planung (vgl. Ziff. 1.2.3.1 und 1.2.3.2).

Wichtige Infrastrukturprojekte, die mindestens zwei EU-Mitgliedstaaten betreffen und wirtschaftlich, sozial und ökologisch tragfähig sind, können von der Europäischen Union als PCI eingestuft werden. Sie erhalten dadurch eine höhere Priorität bei der Umsetzung und gegebenenfalls finanzielle Unterstützung (vgl. Ziff. 1.2.3.3). Eine internationale Anbindung und Koordination ist hinsichtlich der geographischen Lage der Schweiz daher wichtig. Heute hat die nationale Netzgesellschaft im Rahmen des ENTSO-E die Möglichkeit, sich in die Bestimmung von PCI-Vorhaben einzubringen. Eine Anpassung der Aufgaben der nationalen Netzgesellschaft ist diesbezüglich nicht notwendig.

Die Leitlinie wird in Artikel 20 Absatz 2 Buchstabe d - f (neu) StromVG verankert (für Details zu den Änderungen vgl. Ziff. 2.2).

3. Electricity Highways / Supergrid

Die nationale Netzgesellschaft stellt, mit Unterstützung durch den Bund, sicher, dass die Interessen der Schweiz in die konzeptionellen Überlegungen und Planung für die paneuropäischen Electricity Highways (Supergrid) eingebracht werden, um langfristig eine möglichst effiziente Anbindung an das europäische Verbundnetz zu gewährleisten.

Das Supergrid ist ein transeuropäisches Hochleistungsstromnetz, welches einen effizienten Stromtransport über grosse Distanzen ermöglichen soll. Es sind Überlegungen im Gange, dass zukünftig ein solches sehr leistungsstarkes und den heutigen Übertragungsnetzen übergeordnetes Netz entstehen wird. Sowohl für die Ausbauplanung als auch für den Betrieb eines Supergrid ist eine koordinierte Zusammenarbeit aller involvierten Akteure unumgänglich. Für die Planung muss eine gesamt europäische Optimierung der neu zu erstellenden Transportkapazitäten

angestrebt werden, was gemeinsame Planungsgrundsätze bedingt. Die EU-Kommission hat einen entsprechenden Prozess gestartet.

Durch Mitwirkung der relevanten Schweizer Akteure wie die Nationale Netzgesellschaft (Swissgrid), die ElCom und das BFE in Arbeitsgruppen und in Projekten auf europäischer Ebene, wird sichergestellt, dass zukünftige Netzstrukturen auch auf die Bedürfnisse der Schweiz abgestimmt sind. Die diesbezüglichen Aufgaben der Swissgrid sind bereits heute genügend verankert, weshalb durch diese Leitlinie keine Änderungen an den Erlassen notwendig sind.

Das StromVG gilt nur für Netze, die mit 50-Hz Wechselstrom betrieben werden (Art. 2 Abs. 1 StromVG). Der Bundesrat kann den Geltungsbereich jedoch ausdehnen (Art. 2 Abs. 2 StromVG). Sollte in Zukunft ein Supergrid auch in der Schweiz unter der Beteiligung der Swissgrid betrieben werden, kann der Geltungsbereich des StromVG durch den Bundesrat auf ein Supergrid angepasst werden.

4. Koordination der Akteure bei der Bedarfsermittlung

Die nationale Netzgesellschaft koordiniert die Planung des Übertragungsnetzes und die damit zusammenhängende Bedarfsermittlung mit der Planung der Verteilnetzbetreiber auf Netzebenen 2 und 3. Die Koordination erfolgt regional zwischen der nationalen Netzgesellschaft, den jeweils betroffenen Verteilnetzbetreibern und Kantonen, den SBB (insbesondere im Zusammenhang mit deren 132-kV-Übertragungsnetz) und den Produzenten.

Die gegenseitigen Abhängigkeiten zwischen den verschiedenen Netzebenen gewinnen mit einer Zunahme der dezentralen Einspeisungen in die Verteilnetze an Bedeutung. Für die Bedarfsermittlung stellen sich die beteiligten Akteure gegenseitig die für die Koordination notwendigen Informationen und Daten zur Verfügung. Neben den Netzbetreibern und den SBB kommt auch den Kantonen bei der Bedarfsermittlung eine zentrale Rolle zu. Falls in den jeweiligen Netzgebieten Privatbahnen im Leitungsbau tätig sind, stimmen sich die Netzbetreiber ebenfalls mit deren Netzplanung ab.

Die Kantone stellen den Netzbetreibern allfällige zusätzliche Informationen über die voraussichtliche Entwicklung von Erzeugungskapazitäten sowie des Verbrauchs zur Verfügung. Durch die Koordination mit den Kantonen soll gewährleistet werden, dass schon frühzeitig eine Abstimmung mit deren Vorhaben und Planungen erfolgt und die kantonalen Stellen in den Prozess einbezogen werden.

Die nationale Netzgesellschaft (Swissgrid) übernimmt bei der regionalen Koordination die leitende Funktion. Die Planungshoheit für die Netzebenen 2 und 3 bleibt bei den Verteilnetzbetreibern. Ziel dieser Koordination ist es, dass eine schweizweit abgestimmte Netzplanung durchgeführt wird, bei der eine periodische Abstimmung der Netzentwicklung zwischen dem Übertragungsnetz und den Verteilnetzen unter Berücksichtigung der Produktionsentwicklung stattfindet (gemäss heutiger Praxis ca. 1 mal pro Quartal). Die Verteilnetzbetreiber koordinieren ihre Netzplanung ebenfalls mit allen betroffenen Akteuren auf ihren Netzebenen. Insbesondere sind die Kantone und, für die tieferen Netzebenen, die Gemeinden einzubeziehen.

Diese Leitlinie wird in Artikel 9e und Artikel 22 Absatz 2^{bis} (neu) StromVG verankert (vgl. Ziff. 2.2).

5. Langfristige und überörtliche Koordination von Stromnetzen und Raum

Die Netzbetreiber sorgen bei ihrer langfristigen Planung der schweizerischen Stromnetze insbesondere für Vorhaben auf den Netzebenen 1 und 3 für eine frühzeitige Berücksichtigung der zu koordinierenden Interessen und initiieren die räumlichen Koordinationsprozesse zwischen Netzbetreibern, Bund, den Kantonen, den Kraftwerksbetreibern, angrenzenden ausländischen Übertragungsnetzbetreibern und wo zweckmässig mit den SBB.

Der knappe Raum und Boden in der Schweiz soll zukünftig besser genutzt werden, was den bestehenden Vorgaben der Raumplanung³⁵ entspricht, heute jedoch nur teilweise umgesetzt wird. Dies kann nur durch eine überörtliche und gesamtheitliche Betrachtung des betroffenen Raumes geschehen. Die Planung der Stromnetze muss deshalb insbesondere auf den Netzebenen 1 und 3 überörtlich mit Siedlungsgebieten, Schutzinteressen und anderen raumwirksamen Infrastrukturnetzen (u.a. Strom, Wasser, Gas, Telekommunikation, Verkehr auf Schiene und Strasse) in Teilräumen abgestimmt werden (zu den Netzebenen vgl. Ziff. 1.2.1).

Die räumliche Koordination der Planungen berücksichtigt die im Sachplan Übertragungsleitungen³⁶ formulierten Ziele. Diese werden in geeigneter Form in den Konzeptteil des neuen Sachplans Energienetze überführt (vgl. Ziff. 1.2.3.3 und 1.2.3.4).

Das Sachplanverfahren selbst kommt nach wie vor nur bei Projekten zur Anwendung, in denen massgebliche Änderungen der Netzebene 1 geplant werden. Eine frühzeitige, die Sachbereiche und institutionellen Ebenen übergreifende Planung und Zusammenarbeit ist hierzu Voraussetzung. Die Kantone sollen (bei Netzebene 1 koordiniert mit dem Sachplanverfahren) die für die Netzinfrastrukturen notwendigen Räume in ihren Richtplänen frühzeitig einplanen und ausscheiden. Die Ausschcheidung konkreter Planungskorridore wird im Sachplanverfahren durchgeführt, wobei die entsprechenden Fachstellen der Kantone und des Bundes frühzeitig einbezogen werden. Das Ergebnis der Zusammenarbeit wird im neuen Sachplan Energienetze festgehalten. Die Kantone sorgen für die Festlegung in den kantonalen Richtplänen.

Diese Leitlinie wird in Artikel 9e (neu) StromVG verankert (vgl. Ziff. 2.2).

6. Nationale Bedeutung der Stromnetze

Der Bundesrat kann elektrische Anlagen der Netzebenen 1 bis 3 und Anlagen der SBB bezeichnen, welche von nationaler Bedeutung sind und denen ein gleich- oder höherwertiges Interesse im Sinne von Artikel 6 Absatz 2 des Natur- und Heimatschutzgesetzes (NHG) zukommt.

³⁵ RPG und RPV.

³⁶ Sachplan Übertragungsleitungen (SÜL) unter:
<http://www.bfe.admin.ch/themen/00544/00624/index.html?lang=de&dossier_id=00795>.

Eine Abweichung vom Grundsatz der ungeschmälernten Erhaltung im Sinne der Inventare von Objekten mit nationaler Bedeutung darf nach Artikel 6 des NHG nur dann in Erwägung gezogen werden, wenn den Schutzinteressen andere gleich- oder höherwertige Nutzinteressen von ebenfalls nationaler Bedeutung entgegenstehen. So muss die jeweils zuständige Entscheidbehörde bei einer möglichen Beeinträchtigung eines nationalen Schutzobjektes in jedem Einzelfall zuerst prüfen, ob einer geplanten Übertragungsleitung überhaupt ein gleich- oder höherwertiges Interesse von nationaler Bedeutung zukommt. Auf Grund der zum Teil unterschiedlichen Einschätzung der Bedeutung von einzelnen Leitungen kann die Diskussion über die nationale Bedeutung einer Leitung sehr aufwändig sein und zu Verfahrensverzögerungen führen.

Diese Leitlinie wird in Artikel 15d (neu) EleG verankert (vgl. Ziff. 2.1). Die Anlagen der Netzebene 1 gelten von Gesetzes wegen als im nationalen Interesse stehend. Den gleichen Status haben die Übertragungsleitungen der SBB. Zusätzlich kann der Bundesrat unter bestimmten Umständen Anlagen der Netzebene 3 eine nationale Bedeutung zuerkennen (zum Ablauf des Prozesses vgl. Ziffer 1.2.3.3).

7. Interessenauslegung Projekte Übertragungsnetz

Bei der Beurteilung von Korridorvarianten für Netzebene 1 erfolgt eine umfassende Interessenauslegung, welche die Auswirkungen auf Mensch, Raum und Umwelt, technische Aspekte sowie betriebs- und volkswirtschaftliche Überlegungen berücksichtigt. Die Interessenauslegung bildet die Grundlage für die Interessenabwägung, die schlussendlich für den Korridorentscheid durchgeführt werden muss.

Die Interessenauslegung bei der Beurteilung von Korridorvarianten wird im Rahmen des Variantenvergleichs im Sachplanverfahren mithilfe des Bewertungsschemas Übertragungsleitungen in der Diskussion zum Korridor nach Vorliegen des Zwischenergebnisses durchgeführt. Das Bewertungsschema Übertragungsleitungen legt die Grundlagen zur Ermittlung, Beurteilung und Berücksichtigung der zu beurteilenden Interessen fest. Es dient somit der Interessenauslegung und Interessenbeurteilung, welche die Basis für die anschliessende Interessenabwägung bilden (zum Ablauf der Prozesses siehe Ziff. 1.2.3.4). Diese Leitlinie und damit verbunden die Anwendung des Bewertungsschemas findet Artikel 15i Absatz 2 (neu) EleG ihre Verankerung (vgl. Ziff. 2.1).

Die Anwendung des Bewertungsschemas Übertragungsleitungen soll unter anderem dazu beitragen, die Frage zu beantworten, ob eine Leitung als Freileitung oder als unterirdisches Kabel ausgeführt werden soll. Bei 16.7-Hz-Stromnetze besteht aufgrund der Resonanzproblematik nur eine sehr eingeschränkte Möglichkeit zur Erdverkabelung. Dies muss in Bezug auf die Anwendbarkeit des Bewertungsschemas Übertragungsleitungen berücksichtigt werden.

8. Mehrkostenfaktor

50-Hz-Stromnetze auf neuen Trassen und bei Ausbauten auch auf bestehenden Trassen der Netzebene 3 und den Netzebenen 5 und 7 sind sofern technisch möglich grundsätzlich als Erdkabel auszuführen, wenn die Gesamtkosten für Errichtung und

Betrieb des Erdkabels die Gesamtkosten einer technisch gleichwertigen Freileitungsvariante nicht um einen bestimmten Faktor überschreiten. Die bewilligende Behörde kann auf Antrag Ausnahmen bewilligen, wenn öffentliche Interessen dies erfordern.

Verfahren für Neubau oder Erneuerung von Freileitungen stossen nach bisherigen Erfahrungen auf einen wachsendem Widerstand aus der Bevölkerung, da sie eine geringe gesellschaftliche Akzeptanz haben. Die Realisierung wichtiger Projekte, welche zu einem hohen Grad der Versorgungssicherheit beitragen, wird in Frage gestellt und kommen aufgrund zahlreicher Einsprachen nur schleppend voran. Demgegenüber ist eine Verkabelung solcher Projekte in der Bevölkerung besser akzeptiert. Zudem verbessert eine Verkabelung den Schutz von Landschaft und Raum. Erdverkabelungen sind jedoch kostenintensiver.

Ob eine Verkabelung im Sinne eines effizienten Netzes ist, wird momentan im Einzelfall entschieden. Dies führt zu Unsicherheiten und die Sicherheit hinsichtlich der Kostenanrechenbarkeit wird nicht erreicht, da diese erst ex post durch den Regulator festgelegt wird. Damit werden seitens Netzbetreibern Erdverkabelungen für den Netzausbau tendenziell weniger in Erwägung gezogen. Freileitungen und damit verbundene lange Verfahren werden bevorzugt, da sie eine höhere Investitionssicherheit bieten. Mit einer einfachen Regelung hinsichtlich der Verkabelung von Leitungen auf Netzebene 3, 5 und 7 werden Verfahren tendenziell beschleunigt, positive Auswirkungen auf Raumnutzung erreicht und die Landschaft geschont. Ein Netz, das vermehrt auf die Bedürfnisse der zukünftigen Energieversorgung ausgelegt ist, wurde auch verschiedentlich in parlamentarischen Vorstössen gefordert (z.B. Postulate 12.3312 Grossen „Energiewende. Investitionssicherheit für Stromversorger, 11.3425 BDP-Fraktion „Effizienter Energieverbrauch bei Erdverlegung anstelle von Freileitungen“, und 10.3348 UREK-N „Sicherung des schweizerischen Stromübertragungs- und Stromverteilnetzes“ sowie die Motion 10.4082 Killer, „Straffung der Verfahren für die Umsetzung der definierten Projekte für Höchstspannungsleitungen bis 2020“, welche alle mit vorliegender Vorlage zum Erledigen vorgeschlagen werden. Siehe dazu Ziff. 1.6).

In Zukunft soll also eine Erdverkabelung grundsätzlich dann erfolgen, wenn die Gesamtkosten für die Errichtung und den Betrieb der Kabelvariante die Gesamtkosten einer technisch gleichwertigen Freileitungsvariante nicht um einen bestimmten Faktor (Mehrkostenfaktor) überschreiten. Der Bundesrat legt diesen Mehrkostenfaktor fest, welcher maximal 3 beträgt. Die Regelung des Mehrkostenfaktors gemäss Art. 15c (neu) EleG soll für neue und bestehende Trassen der Netzebenen 3, 5 und 7 gelten.

Neue Leitungen der Netzebenen 3, 5 und 7 sollen somit in Zukunft grundsätzlich als Erdkabel ausgeführt werden. Desweiteren sollen ebenfalls der Ausbau und der Ersatz bestehender Leitungen in Zukunft grundsätzlich als Erdkabel ausgeführt werden. Bei bestehenden Leitungen, die lediglich erneuert, aus- oder umgebaut werden, ist davon auszugehen, dass dieses Instrument zunächst nur teilweise greift. Die benötigte Infrastruktur ist in solchen Fällen oft bereits zu weiten Teilen existent und kann mit geringen Zusatzkosten angepasst und weiterbetrieben werden. Damit werden Mehrkosten für eine Kabelvariante aufgrund der Kostensituation in solchen Fällen tendenziell über dem festgelegten Faktor liegen.

Für alle Gebiete in der Schweiz gilt grundsätzlich der gleiche Mehrkostenfaktor. Differenzierungen des Mehrkostenfaktors werden vermieden, da man fragmentierte Rahmenbedingungen beziehungsweise Rechtsunsicherheiten in Einzelfällen verhindern will, denn die Kriterien und die Objekte für eine mögliche Differenzierung sind unscharf. Ausserdem sollen Anreize zum Verkabeln in Schutzzonen sowie eine Benachteiligung von Gebieten gegenüber anderen vermieden werden. Insgesamt soll eine Vereinfachung in der Projektplanung ermöglicht werden. Trotz Überschreitung des Mehrkostenfaktors ist eine Ausnahme zugunsten einer Erdverkabelung möglich, wenn die Interessenabwägung einen offensichtlichen überwiegenden Nutzen für Raum, Mensch oder Umwelt aufzeigt (Art. 15c Absatz 3 [neu] EleG vgl. Ziff. 2.1).

Der Netzentwicklungsprozess für das SBB-Übertragungsnetz (132 kV, 16,7 Hz) folgt den Regeln der Eisenbahngesetzgebung, das heisst, für diese Netze gilt der Mehrkostenfaktor nicht.

9. Spannungsübergreifende Ersatzmassnahmen

Als Ausgleich für die Erstellung von neuen Freileitungen auf der Netzebene 1 können, sofern technisch machbar, im betrachteten Teilraum Freileitungen auf niedrigeren Spannungsebenen mit der neuen Freileitung auf der Netzebene 1 zusammengelegt, verkabelt oder rückgebaut werden. Die Mehrkosten, die beim jeweiligen Verteilnetzbetreiber durch solche allfälligen Ersatzmassnahmen an bestehenden Freileitungen entstehen, werden von der nationalen Netzgesellschaft getragen und sind als Kosten im Übertragungsnetz anrechenbar³⁷.

Im Rahmen des Netzausbaus auf Netzebene 1 gemäss Szenariorahmen, Netzplanung und der daraus resultierenden Mehrjahrespläne können Ersatzmassnahmen gemäss Umweltschutzgesetzgebung nötig werden. Diese dienen dem Schutz der Umwelt und der Landschaften. Neben derartigen Ersatzmassnahmen können weitere Massnahmen hinsichtlich des bestehenden elektrischen Netzes zu einem zeit- und bedarfsgerechten Netzausbau beitragen, wenn damit eine zusätzliche räumliche sowie umweltrelevante Entlastung im betroffenen Planungsgebiet erreicht werden kann. Zum Beispiel können bereits bestehende Leitungen tieferer Spannungsebenen mit neuen Leitungen der Höchstspannungsebene zusammengelegt, verkabelt oder gar rückgebaut werden. Dies kann auch Leitungen der SBB betreffen. Die Prüfung und Evaluation der technischen Machbarkeit und der Kosten derartiger Massnahmen muss vor dem Hintergrund der räumlichen Koordination der Netzinfrastrukturen im betroffenen Planungsgebiet durch die betroffenen Akteure erfolgen und gewährleistet damit eine Gesamtsicht auf das Planungsgebiet.

Die Kosten, die durch solche Ersatzmassnahmen entstehen, sind im Leitungsprojekt der Netzebene 1 anrechenbar. Damit ist die Rechts- und Investitionssicherheit insbesondere hinsichtlich der Massnahmen in den der Netzebene 1 nachgelagerten Netzebenen geschaffen. Diese Massnahmen müssen aber eine dem Projekt entsprechende Verhältnismässigkeit und einen direkten Bezug zum Planungsgebiet aufweisen. Die Überprüfung dieser Massnahmen auf diese Voraussetzungen wird durch die Bewilligungsbehörde gewährleistet.

³⁷ Bei 16.7-Hz- Stromnetze besteht aufgrund der Resonanzproblematik nur eine sehr eingeschränkte Möglichkeit zur Erdverkabelung.

Diese Leitlinie wurde in Artikel 15b und 15i Absatz 3 (neu) des EleG und, zusammen mit der Leitlinie 10, in Art. 15 Abs. 3 (neu) StromVG verankert (vgl. Ziff. 2.2).

10. Weitere anrechenbare Kosten von Netzprojekten

Die Kosten für Umweltmassnahmen (Ersatz- oder Wiederherstellungsmassnahmen) sowie Dienstbarkeiten im Zusammenhang mit der Realisierung von Netzprojekten gelten als Projektkosten und damit als anrechenbare Kosten im Sinne des StromVG.

Gemäss Artikel 15 Absatz 1 StromVG gelten die Betriebs- und Kapitalkosten eines sicheren, leistungsfähigen und effizienten Netzes grundsätzlich als anrechenbare Kosten.

Bis anhin war nicht ausdrücklich geregelt, in welchem Ausmass die Kosten, welche im Zusammenhang mit zwingend notwendigen Umweltmassnahmen entstehenden, materiell aber nicht direkt mit dem Bauvorhaben oder dem Netzbetrieb zusammenhängen, anrechenbar sind. Eingriffe in geschützte Landschaften, Biotope oder den Wald müssen grundsätzlich ausgeglichen werden. Dieser Ausgleich erfolgt durch Wiederherstellung oder durch geeignete Ersatz- und Wiederherstellungsmassnahmen. Das Ausmass der Beeinträchtigung eines bestimmten Schutzzieles wird durch die jeweils zuständigen Fachbehörden (inkl. eidgenössische Natur- und Heimatschutzkommission (ENHK)) bewertet. Die Kosten für diese umweltrechtlich begründeten Massnahmen gehören zu den anrechenbaren Projektkosten. Die Beschränkung von Eigentumsrechten wird durch die Einräumung von Dienstbarkeiten (freihändig oder durch Enteignung) entschädigt. Die Höhe der Entschädigung wird durch die örtlich zuständige eidgenössische Schätzungskommission festgelegt.

Diese Kosten sollen in Zukunft als anrechenbare Projektkosten hinsichtlich der Kostenprüfung durch die EICOM gelten. Die Einzelheiten werden in Artikel 15 Absatz 2 und 3 (neu) StromVG geregelt (vgl. Ziff. 2.2).

11. Forschungsfelder Netzbetreiber

Die 50-Hz-Netzbetreiber (Nationale Netzgesellschaft und Verteilnetzbetreiber) können Ausgaben für angewandte Forschung, Entwicklung und Demonstration (FE&D) in einer noch zu bestimmenden Höhe (bspw. einem gewissen Anteil der Einnahmen durch Netznutzungsentgelte) als anrechenbare Netzkosten geltend machen. Die Netzbetreiber müssen den Nachweis erbringen, dass sich die entsprechenden Ausgaben auf anwendungsorientierte FE&D-Aktivitäten beziehen.

Technologische Fortschritte können den Bedarf für einen Netzausbau reduzieren. Aufwendungen zur Erprobung solcher neuer Technologien im Netz sollen, insbesondere wenn nur ein Teil des Nutzens antizipierbar ist und Betriebserfahrung fehlen, in einem kleinerem Umfang als anrechenbare Netzkosten gelten. Damit wird ein Anreiz für Investitionen in Innovationen in Netzinfrastruktur und -betrieb geschaffen.

Der Fokus des Anreizes liegt auf vergleichsweise einfach umsetzbaren Projekten. Projekte in diesem Bereich umfassen normalerweise kaum ein

Alleinstellungsmerkmal im Sinne einer grundlagenorientierten Forschung. Es ist also nicht zwingend eine Voraussetzung, dass die Projekte vorher noch nie realisiert wurden (solche Projekte können in der Regel nicht mehr als Pilot- oder Demonstrationsprojekte gelten). Sie sind somit nicht im Sinne von Forschungs-Entwicklungs-, und Demonstrationsprojekte (FE&D-Projekte)³⁸ zu verstehen, denn diese werden anderweitig gefördert (vgl. Art. 12 EnG). Vielmehr geht es um die Integration von innovativen, jedoch zumindest im Ansatz schon verfügbaren Technologien in die Betriebskonzepte der Netzbetreiber. Damit wird jedem Netzbetreiber die Möglichkeit gegeben, Erfahrungen in seinem Gebiet mit einer seiner Struktur und seinen spezifischen geographischen, wirtschaftlichen und technischen Voraussetzungen gerechten Lösung zu sammeln.

Die Innovationen im Gebiet eines Netzbetreibers, die den Netzbetrieb effizienter, sicherer und umweltfreundlicher gestalten, kommen den in diesem Gebiet angeschlossenen Endverbrauchern zugute. Daher sollen diese Kosten als anrechenbare Netzkosten gelten. Dabei ist die Transparenz hinsichtlich der Planung, Umsetzung, den identifizierten Nutzen und den gesammelten Erfahrungen zu gewährleisten, damit Lerneffekte optimal ausgenutzt werden können und ein Wissenstransfer zwischen den Netzbetreibern ermöglicht wird. Insgesamt soll damit langfristig eine Entwicklung hin zu intelligenteren Stromnetzen (Smart Grids) angestossen werden. Der Netzausbaubedarf und damit verbundene Kosten können dadurch gedämpft und die infrastrukturellen Ressourcen besser ausgenutzt werden.

Diese Leitlinie wird in Artikel 15 Abs. 3 (neu) StromVG geregelt. (vgl. Ziff. 2.2).

12. Mitwirkung, Information und Kommunikation (MIK)

Bei der Planung der schweizerischen Stromnetze ist der Einbezug der Öffentlichkeit sowie eine umfassende Information und Kommunikation durch alle Akteure im Verfahren sicherzustellen. Die erforderlichen Prozesse und Anforderungen werden dokumentiert und transparent kommuniziert.

Die Entwicklung der Stromnetze findet in einem Spannungsfeld zwischen öffentlichen und privaten Interessen statt. Bei der Planung der Netzentwicklung und der Realisierung von Bauprojekten kommt deshalb der Mitwirkung, Information und Kommunikation (MIK) eine wichtige Rolle zu. Die Mitwirkung der breiten Öffentlichkeit und von organisierten Interessensvertretern soll über den gesamten Prozess gesehen dort erfolgen, wo diese konkret betroffen und damit legitimiert sind, sich in den Prozess einzubringen. Damit diese Mitwirkung sachgerecht erfolgen kann, müssen die Beteiligten frühzeitig die erforderlichen Informationen erhalten und sich eine Meinung bilden können.

Die Information und Mitwirkung erfolgt in den Netzentwicklungsprozess-Schritten „Szenariorahmen“, „Bedarfsermittlung“ und „Nationales Interesse / Sachplan Energienetze“, (vgl. Abbildung 1) vorwiegend auf nationaler Ebene. Im Sinne eines erweiterten öffentlichen Informationsauftrags informiert der Bund die Bevölkerung über die grundlegenden Aspekte der Netzentwicklung und des

³⁸ Z.B.: Forschung, Entwicklung und Demonstration im Bereich der Energie, Bundesamt für Energie, November 2002 Liste der Projekte 2000/2001 unter:
<<http://www.bfe.admin.ch/php/modules/enet/streamfile.php?file=000000007621.pdf&name=000000220244>>.

Netzentwicklungsprozesses sowie über die Mitwirkungsmöglichkeiten. Der Bund fördert ebenfalls den Dialog zwischen den verschiedenen Interessengruppen. Die Aufgaben des BFE werden in Artikel 9f Absatz 1 (neu) StromVG verankert.

Am Übergang vom Netzentwicklungsprozess-Schritt „Nationales Interesse / Sachplan Energienetze“ zu jenem „Räumliche Koordination“ wechseln die Mitwirkungs- und Informationsmassnahmen auf die regionale Ebene. Die Kantone übernehmen dafür die Prozessführerschaft im Rahmen ihrer raumplanerischen Aufgaben. Die MIK-Aufgaben der Kantone werden in Artikel 9f Absatz 2 (neu) StromVG festgehalten. Der Bund unterstützt dabei die Kantone und kann deren regionale MIK-Aufgaben in Leistungsvereinbarungen definieren, damit schafft er auch eine Grundlage zur Abgeltung der entsprechenden Kosten der Kantone. Das BFE kann die Kosten, welche ihm in diesem Zusammenhang entstehen, über Gebühren den Netzbetreibern anlasten (Artikel 3^{bis} Absatz 2 [neu] EleG).

Bei der Planung konkreter Projekte gemäss Netzentwicklungsprozess-Schritt „Bewilligung Projekte“ und „Ausführung Projekte“ folgt die Mitwirkung und Information grundsätzlich den heute bestehenden Regelungen des Plangenehmigungsverfahrens. Die nationale Netzgesellschaft wird zur möglichst frühzeitigen Information der Öffentlichkeit verpflichtet. Allen weiteren Projektanten wird empfohlen, die betroffene Öffentlichkeit frühzeitig zu informieren und ihr Gelegenheit zur Mitwirkung zu bieten. Die Kantone können die Projektanten bei diesen Aufgaben unterstützen, indem sie sich an der Durchführung der Mitwirkungsverfahren beteiligen und ergänzend über die Projekte informieren. Die Verrechnung der daraus entstehenden projektspezifischen Kosten, welche den Kantonen für MIK-Massnahmen im Zusammenhang mit konkreten Projekten erwachsen, ist Vertragssache zwischen den entsprechenden Kantonen und den Projektanten. Im Sinne von Artikel 15 Absatz 2 Buchstabe d (neu) StromVG können die Projektanten diese Kosten bis zu einem gewissen Grad auf die entsprechenden Projekte überwälzen (vgl. Erläuterungen zu den Artikeln im EleG unter Ziff. 2.1 und zu jenen im StromVG unter Ziff. 2.2).

In der Öffentlichkeit und bei den relevanten Akteuren sind vor allem Projekte des Übertragungsnetzes umstritten, dieselben sind für die Versorgungssicherheit von besonderer Relevanz. Deshalb wird zur Sicherstellung eines angemessenen Einbezugs der Öffentlichkeit die nationale Netzgesellschaft in Artikel 20 Absatz 2 Buchstabe g (neu) StromVG gesetzlich verpflichtet, die Öffentlichkeit frühzeitig und umfassend über ihre Projekte und deren Bedeutung für die Schweizer Stromversorgung zu informieren, sowie den Bund und die Kantone für ihre erweiterte Öffentlichkeitsarbeit mit Informationen zu versorgen (Art. 20 Abs. 2 Bst. h [neu] StromVG). Die Aufgaben von Bund, Kantonen und Netzbetreibern im Zusammenhang mit der Mitwirkung, Information und Kommunikation sowie der daraus entstehende Regelungsbedarf sind in nachfolgender Tabelle (vgl. Abbildung1) zusammengefasst.

MIK-Aufgabe	Netzentwicklungs-Prozessschritt							Finanzierung	Bedarf nach gesetzl. Verankerung	
	gesetzl. Grundlagen	Szenariorahmen	Bedarfsmittlung	Nationales Interesse / SEN	Räumliche Koordination	Bewilligung Projekte	Ausführung Projekte			Überprüfung Kosteneffizienz
Bund										
Ämterkonsultation	X	X		X	X				Allgemeine Bundesmittel (Grundauftrag BFE)	Kein Bedarf (Grundauftrag)
Vernehmlassung / Anhörung	X	X		X	X					
Medienmitteilungen	X	X	X	X	X					
Dialogplattform	X	X	X	X	X	X	X	X	Allgemeine Bundesmittel (erweiterter Grundauftrag BFE)	Kompetenznorm (StromVG Art. 9f Abs. 1, neu)
Website	X	X	X	X	X	X	X	X		
Unterstützung regionale MIK				X	X	X	X			
Weitere Informationsmassnahmen (z.B. Inserate, Online-Debatte, Themenbroschüren, Fachartikel)				X	X	X	X			
Kantone										
Ämterkonsultation kantonal				X	X				Allgemeine Mittel der Kantone (Grundauftrag im Rahmen der Raumplanung)	keiner
Vernehmlassung / Anhörung				X	X					
Medienmitteilungen				X	X	X	X			
Regionale Kommunikation (z.B. Informationsveranstaltungen, Broschüren, regionale Botschafter)				X	X				Finanzierung über Leistungsvereinbarungen Bund / Kantone zu Lasten Abgabe der Netzbetreiber.	Kompetenz- & Finanzierungsnorm (Art. 9f Abs. 2 neu StromVG i.V.m. Art. 3 ^{bis} Abs. 2 neu EleG)
						X	X		Vertragsache zw. Projektant und Kanton, Finanzierung über Projektkosten	Anrechenbare Kosten (Art. 15 Abs. 2 Bst. d neu StromVG)
Übertragungsnetzbetreiber										
verfahrensbezogene Information (Website, Infoveranstaltungen, Broschüren)					X	X	X		Anrechnung an Projektkosten, finanziert über Nutzungsentgelt	Informationsauftrag (Art. 20 Abs. 2 Bst. g neu StromVG) Anrechenbare Kosten (Art. 15 Abs. 2 Bst. d neu StromVG)
Öffentliche Mitwirkung bei Projekten						X				
Bereitstellung von Informationen und Grundlagen z.H. MIK BFE	X	X	X	X	X	X	X	X	Keine	Informationsauftrag (Art. 20 Abs. 2 Bst. h neu StromVG)
Weitere Netzbetreiber										
Projektbezogene Kommunikation						X	X		Anrechnung an Projektkosten, finanziert über Nutzungsentgelt	Anrechenbare Kosten (Art. 15 Abs. 2 Bst. d neu StromVG)
Öffentliche Mitwirkung bei Projekten						X				

Abbildung 1: Prozesse und Finanzierung der Massnahmen zu Mitwirkung, Information und Kommunikation

13. Geographische Gesamtsicht des Elektrizitätsnetzes der Schweiz

Die Netzbetreiber dokumentieren ihre elektrischen Anlagen in Form räumlicher Daten (Geodaten) und stellen diese dem BFE zur Verfügung. Das BFE führt diese Geodaten zu einer Gesamtsicht des Elektrizitätsnetzes der Schweiz zusammen und stellt sie zugangsberechtigten Personen zur Verfügung.

Die geographische Gesamtsicht des Elektrizitätsnetzes der Schweiz ist eine Grundlage für die Koordination der Bedarfsermittlung und der Planung der Stromnetze, für die spannungsübergreifenden Ausgleichsmassnahmen (vgl. Leitlinie 9; *Spannungsübergreifende Ersatzmassnahmen*) von Leitungsprojekten und somit für die Umsetzung der Strategie Stromnetze. Zudem trägt die Verfügbarkeit von Geodaten des Elektrizitätsnetzes zum Schutz der Netzinfrastruktur und zur Abstimmung mit weiteren Infrastrukturmedien bei.

Gemäss der heutigen Gesetzgebung³⁹ müssen die Betreiber von Elektrizitätsnetzen die Lage und Verlegungsart ihrer Kabelleitungen in Werkplänen⁴⁰ festhalten. Diese Werkpläne und der Übersichtsplan elektrischer Anlagen⁴¹ stellen Geobasisdaten des Bundesrechts dar. Für die Entwicklung einer Gesamtsicht des Elektrizitätsnetzes dokumentieren die Netzbetreiber ihre elektrischen Anlagen in Form räumlicher Daten (Geodaten) und stellen diese dem BFE zur Verfügung. Das BFE definiert zusammen mit den Verteilnetzbetreibern die Mindestanforderungen an die Daten in einem Datenaustauschmodell. Das BFE führt diese Geodaten zu einer Gesamtsicht des Elektrizitätsnetzes der Schweiz zusammen und stellt diese der Öffentlichkeit zur Verfügung.

Die Veröffentlichung der Informationen zu den Leitungen dient der Gefahrenabwehr und beugt Verletzungen von erdverlegten Versorgungsnetzwerken (z.B. durch Tiefbauarbeiten) vor. Da die für die innere Sicherheit kritischen Infrastrukturen der Netzebene 1 bereits in Landkarten des Bundesamtes für Landestopographie (swisstopo) veröffentlicht sind, entsteht durch die Veröffentlichung kein neues erhebliches Gefahrenpotential. Diese Leitlinie wird in Artikel 26a (neu) EleG verankert (vgl. Ziff. 2.1).

14. Netzoptimierung vor Verstärkung vor Netzausbau (NOVA)

Die Netzbetreiber berücksichtigen beim bedarfsgerechten Netzausbau das sogenannte NOVA-Prinzip (Netzoptimierung vor -verstärkung, vor -ausbau).

Die Netzplanungsgrundsätze der Netzbetreiber widerspiegeln das Gebot der Effizienz in der Planung der elektrischen Netze. So enthalten sie durch das sogenannte NOVA-Prinzip den Aspekt einer wirtschaftlichen Rang- und Reihenfolge für die Bewertung von netztechnischen Einzelmassnahmen. Nach dieser wirtschaftlichen Rang- und Reihenfolge sind Massnahmen im Bereich der Optimierung in der Regel kostengünstiger als jene im Bereich der Verstärkung und diese wiederum kostengünstiger als jene im Bereich des Ausbaus. Dieser Aspekt wird in Artikel 9d Absatz 2 (neu) StromVG verankert (vgl. Ziff. 2.2).

³⁹ Art. 62 LeV.

⁴⁰ Anhang 1 Identifikator 92 der Verordnung über Geoinformation (Geoinformationsverordnung, GeoIV) vom 21.5.2008, SR **510.620**.

⁴¹ Anhang 1 GeoIV, Identifikator 93.

Die Abgrenzung zwischen Verstärkung und Ausbau berücksichtigt zusätzlich das Kriterium eines möglichst haushälterischen Umgangs mit Raum und Boden.

15. Technische Netzplanungsgrundsätze

Technische Netzplanungsgrundsätze sind bei der Erstellung der Mehrjahrespläne durch die Netzbetreiber zu berücksichtigen und durch die Netzbetreiber zu veröffentlichen. Bei Bedarf kann die ElCom einheitliche Netzplanungsgrundsätze festlegen.

Technische Netzplanungsgrundsätze bieten neben den Vorgaben des Energiewirtschaftlichen Szenariorahmens eine zentrale Grundlage für die Netzplanung der Netzbetreiber. Die Verwendung von technischen Netzplanungsgrundsätzen in der Netzplanung garantiert, dass die Netze nach einheitlichen Standards geplant werden. Die Prüfung der Mehrjahrespläne wird massiv erleichtert, wenn die zugrundeliegenden Netzplanungsgrundsätze transparent und bekannt sind. Besonders aus diesem Grund soll eine Veröffentlichung der Planungsgrundsätze in Artikel 9d Absatz 1 (neu) StromVG verankert werden (vgl. Ziff. 1.2.3.2 und Ziff. 2.2).

1.2.3 Ablauf des künftigen Netzentwicklungsprozesses

Der zukünftige Netzentwicklungsprozess wird als Gesamtprozess dargestellt. Um die Komplexität des Gesamtprozesses zu reduzieren, wird dieser in Teilprozesse unterteilt, in welche die betroffenen Akteure jeweils mit einbezogen werden.

Ablauf Gesamtprozess (vgl. Abbildung 2)

Mit dem energiewirtschaftlichen Szenariorahmen wird den Netzbetreibern (nationale Netzgesellschaft Swissgrid, Verteilnetzbetreiber) eine politisch abgestützte Grundlage für ihre Netzplanung zur Verfügung gestellt. Basierend auf dem Szenariorahmen und entsprechend dem weiteren Bedarf erheben die Netzbetreiber den zukünftigen Bedarf an Aus- und Umbau des Stromnetzes anhand von Mehrjahresplänen. Unter Berücksichtigung der von der ElCom geprüften Mehrjahrespläne legt der Bundesrat auf dem Verordnungsweg fest, welche Ausbauprojekte von nationalem Interesse sind. Projekte von nationalem Interesse werden in den neuen Sachplan Energienetze aufgenommen.

Bei der räumlichen Koordination (Sachplanverfahren) ist vorgesehen, dass die Netzplanung der Betreiber frühzeitig mit den kantonalen Planungen in einer überörtlichen Teilraumplanung koordiniert und zeitlich abgestimmt wird. Die Bewilligung der Projekte und die Ausführung und Überprüfung der Kosteneffizienz erfolgt wie bisher.⁴²

⁴² Der Netzentwicklungsprozess für das SBB-Übertragungsnetz (132 kV, 16,7 Hz) folgt den Regeln der Eisenbahngesetzgebung. Einzelne Verfahrensschritte können dabei für das 16,7-Hz-Stromnetz identisch sein.

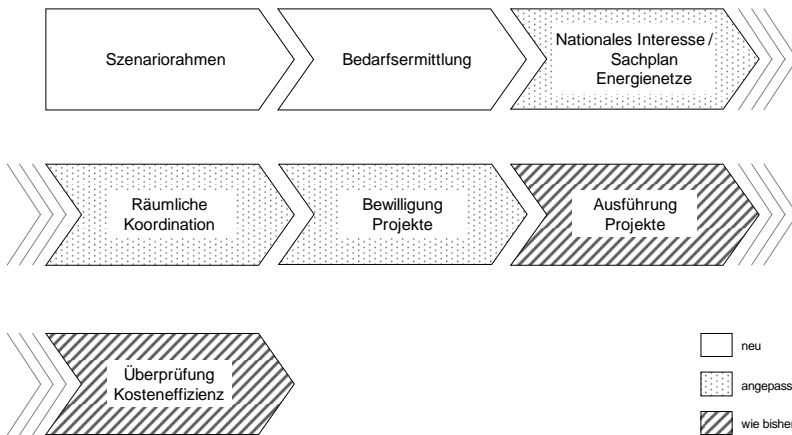


Abbildung 2: Gesamtübersicht Netzentwicklungsprozess
(vereinfachte Darstellung)

Nachfolgend werden die einzelnen Teilprozesse des Netzentwicklungsprozesses im Detail erläutert.

1.2.3.1 Szenariorahmen

Als Grundlage für eine spätere Bedarfsermittlung für die Planung der Netzbetreiber sind Vorgaben von Rahmenbedingungen im Sinne von energiewirtschaftlichen Eckdaten erforderlich. Dafür wird ein so genannter Szenariorahmen festgelegt, welcher angemessene Annahmen über die zukünftigen energiewirtschaftlichen Entwicklungen widerspiegelt. Die Neuregelung zum Szenariorahmen findet sich in Art. 9a (neu) StromVG (vgl. Ziff. 2.2).

Ablauf Prozess (vgl. Abbildung 3)

Das BFE erstellt basierend auf den energiepolitischen Zielen des Bundes, den gesamtwirtschaftlichen Rahmendaten sowie unter Berücksichtigung des internationalen Umfelds einen Szenariorahmen als Grundlage für die Netzplanung. Dabei zieht es die nationale Netzgesellschaft, die übrigen Netzbetreiber, die Kantone und weitere Betroffene angemessen mit ein. Nach einer ordentlichen Konsultation aller interessierter Kreise wird der Szenariorahmen gegebenenfalls angepasst, vom Bundesrat genehmigt und als Anhang in den Sachplan Energienetze integriert.

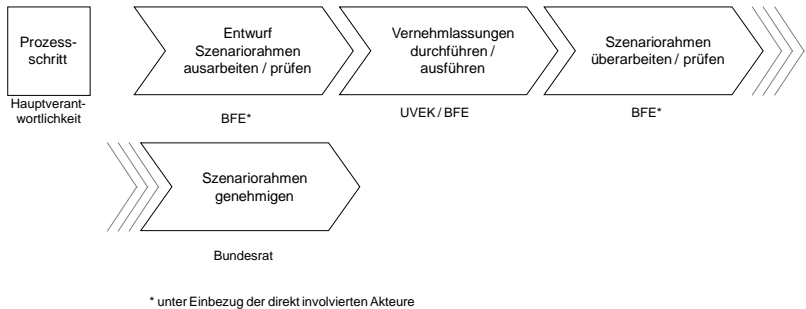


Abbildung 3: Teilprozess Szenariorahmen (vereinfachte Darstellung)

Anforderungen

Bei der Erstellung des Szenariorahmen sind mindestens drei Szenarien abzubilden, welche die Bandbreite wahrscheinlicher energiewirtschaftlicher Entwicklungen aufzeigen. Aus Gründen der Vergleichbarkeit mit der EU soll sich die Erarbeitung des Szenariorahmen an den Informationen des Verbands europäischer Übertragungsnetzbetreiber ENTSO-E orientieren⁴³.

Die Szenarien müssen sich ausreichend unterscheiden, um eine genügende Spannweite möglicher Entwicklungen aufzuzeigen. Ein mittleres Szenario kann als Leitszenario aufzeigen, wohin sich die energiewirtschaftlichen Kenngrößen ausgehend vom heutigen Status quo und den aktuellen energiepolitischen Zielsetzungen am wahrscheinlichsten entwickeln. Die Szenarien können sich insbesondere durch unterschiedliche Ausbaupfade bei den erneuerbaren Energien auf nationaler wie auch auf europäischer Ebene unterscheiden, wobei Ausbaupläne von Grosskraftwerken sowie die klima- und umweltpolitischen Zielsetzungen der verschiedenen Länder zu berücksichtigen sind. Die Szenarien sollten mindestens 10 Jahre, davon eines (gestützt auf ein Leitszenario) 20 Jahre in die Zukunft reichen.

Im Szenariorahmen sind die wichtigsten Parameter aufzunehmen, welche die Lastflüsse und die spätere Netzmodellierung entscheidend beeinflussen (Mindestens: Installierte Leistung aller Kraftwerke, Stromverbrauch [Jahresstromverbrauch und Jahreshöchstlast], CO₂- und Brennstoffpreisentwicklung und Kapazitäten der grenzüberschreitenden Übertragungsleitungen [Grenzkuppelstellen]). Daneben gibt es weitere Annahmen, Vorgaben und Parameter (Technische Lebensdauer, Wirkungsgrad und CO₂-Ausstoss von Kraftwerken, Netzverluste, Einsatz neuer Technologien wie zum Beispiel „Power to Gas“⁴⁴, Erdkabel, Wechselkurs,

⁴³ ENTSO-E 10-Year development plan 1012: https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/SDC/TYNDP/2012/TYNDP_2012_report.pdf (nur auf Englisch). Mehr dazu unter: <https://www.entsoe.eu/major-projects/ten-year-network-development-plan/tyndp-2012/Pages/default.aspx>.

⁴⁴ Umwandlung von erneuerbarem Strom in Wasserstoff bzw. Methan. Siehe dazu z.B.: <http://www.dena.de/projekte/erneuerbare/strategieplattform-power-to-gas.html>.

Zinssätze, gesetzliche Vorschriften und Auflagen), die für die unterschiedlichen Modelle vorgegeben werden müssen, welche die Ergebnisse direkt beeinflussen.⁴⁵

Zeitlicher Rahmen

Der Szenariorahmen wird alle fünf Jahre überprüft und nachgeführt. Sofern sich die energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen bis zu der nächsten Überprüfung signifikant ändern, kann der Bundesrat auf Antrag des UVEK eine vorgezogene Überprüfung und Nachführung anordnen. In diesem Fall fängt ab dem Zeitpunkt der vorgezogenen Nachführung eine neue Periode von fünf Jahren bis zur nächsten (ordentlichen) Überprüfung zu laufen.

In der Übergangphase bis zur erstmaligen Bestimmung des Szenariorahmens sollen sich die Netzbetreiber direkt an den Szenarien und Varianten aus den Energieperspektiven orientieren.

1.2.3.2 Bedarfsermittlung (Mehrjahrespläne)

Die Bedarfsermittlung wird anhand von Mehrjahresplänen vorgenommen. Das Instrument der Mehrjahresplanung soll das Risiko für Fehlinvestitionen reduzieren und somit zu einer langfristig kosteneffizienten Netzentwicklung beitragen. Die Verwendung von Mehrjahresplänen als Planungsinstrument ist analog den Bestimmungen der EU-Binnenmarkt-Richtlinie (2009/72/EG)⁴⁶ ausgestaltet, in der die Übertragungsnetzbetreiber dazu verpflichtet werden, der Regulierungsbehörde jährlich nach Konsultation aller einschlägigen Interessenvertreter einen zehnjährigen Netzentwicklungsplan vorzulegen.

Gemäss Artikel 6 StromVV besteht die Verpflichtung für alle Netzbetreiber mit Betriebsmitteln mit einer Spannung von über 36 kV, was den Netzebenen 1, 2 und 3 entspricht (zur Definition der Netzebenen siehe Ziff. 1.1.1), die Mehrjahrespläne der ElCom zur Prüfung zu unterbreiten. Neben der nationalen Netzgesellschaft (Swissgrid) sind davon rund 65 Verteilnetzbetreiber betroffen. Mit dieser Regelung wird gewährleistet, dass die im Vergleich zu tieferen Spannungsebenen wirtschaftlich relevanteren Einzelprojekte auf den Netzebenen 1, 2 und 3 systematisch mit dem Instrument der Mehrjahrespläne behandelt werden.

Bei der Prüfung der Mehrjahrespläne durch die ElCom ist zu beachten, dass diese die mögliche spätere Einführung einer Anreizregulierung nicht behindern darf. Dies impliziert vor allem, dass die Möglichkeit offen gelassen wird, bei der Vorabprüfung ein Benchmarking (statistischer Effizienzvergleich) der Verteilnetzbetreiber einzuführen. Mithin soll sich ein solches Benchmarking auf alle beeinflussbaren Kosten beziehen und die Ergebnisse Anwendung bei der Kostenanerkennung finden können. Soweit Elemente einer möglichen Anreizregulierung zur Anwendung

⁴⁵ Anforderungen gemäss Analyse in der dena Studie im Auftrag des BFE: “Anforderungen an einen energiewirtschaftlichen Szenariorahmen für die Netzplanung in der Schweiz”, 28.3.2013. Unter: <http://www.news.admin.ch/NSBSubscriber/message/attachments/31004.pdf>.

⁴⁶ Richtlinie 2009/72/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13.7.2009 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/54/EG. Unter: <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:211:0055:0093:DE:PDF>.

kommen, kann in einer Vorabprüfung durch die ElCom nur der grundsätzliche Bedarf und nicht auch die konkrete Massnahme bestätigt werden.

Die Neuregelung zu den Mehrjahresplänen findet sich in Artikel 9b (neu) StromVG (vgl. Erläuterungen unter Ziff. 2.2).

In den Nachbarländern der Schweiz existieren ähnliche Regelungen zur Erstellung von Netzentwicklungsplänen. In Österreich zum Beispiel werden die Übertragungsnetzbetreiber dazu verpflichtet, der Regulierungsbehörde (E-Control) jährlich einen zehnjährigen Netzentwicklungsplan für das Übertragungsnetz zur Genehmigung vorzulegen⁴⁷. Grundlage dieses Netzentwicklungsplans ist ein Szenariorahmen, der sich auf die aktuelle Lage und die Prognosen im Bereich von Stromangebot und Stromnachfrage stützt⁴⁸. Bei der Erarbeitung des Netzentwicklungsplans legen die Übertragungsnetzbetreiber angemessene Annahmen über die Entwicklung der Erzeugung, der Versorgung, des Stromverbrauchs und des Stromaustauschs mit anderen Ländern zugrunde⁴⁹ (zum Vergleich mit den Nachbarländern siehe auch Ziff. 1.3.3).

Ablauf Prozess (vgl. Abbildung 4)

Die Netzbetreiber erstellen für ihr Netzgebiet einen Entwurf des Mehrjahresplanes. Die ElCom prüft innert neun Monaten nach Einreichung die bei ihr eingegangenen Mehrjahrespläne anhand der Vorgaben auf Gesetzes- und Verordnungsebene und verlangt von den Netzbetreibern allfällige Anpassungen. Mit der Prüfung der Mehrjahrespläne bestätigt die ElCom vor der Realisierung der Projekte der Netzebenen 1, 2 und 3 ganz oder teilweise deren grundsätzlichen Bedarf. Die nationale Netzgesellschaft ist zudem verpflichtet, die von der ElCom geprüften Mehrjahrespläne zu veröffentlichen, um gegenüber der Öffentlichkeit Transparenz in Bezug auf die zukünftigen Netzentwicklungsmassnahmen zu gewährleisten. Es werden gesetzliche Ausnahmen von der Veröffentlichung festgelegt, damit die öffentliche Sicherheit nicht gefährdet wird und die Geschäftsgeheimnisse der Betreiber geschützt werden.

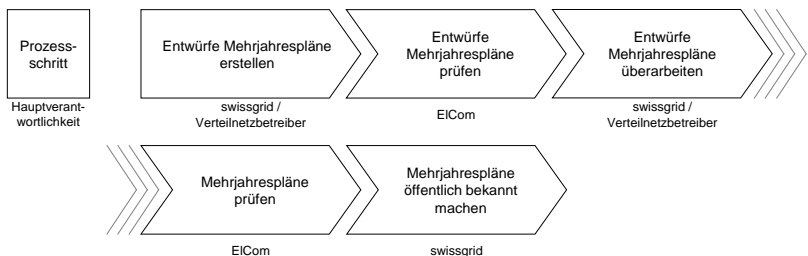


Abbildung 4: Teilprozess Bedarfsermittlung (vereinfachte Darstellung)

⁴⁷ §37 des Elektrizitätswirtschafts- und Elektrizitätsorganisationsgesetzes (EIWOG 2010) i. V. m. dem jeweiligen Landesgesetz.

⁴⁸ Gemäß §37 Abs. 4 EIWOG.

⁴⁹ Vgl. dena Studie im Auftrag des BFE: "Anforderungen an einen energiewirtschaftlichen Szenariorahmen für die Netzplanung in der Schweiz", 28.3.2013, Ziff. 3.2.2. Unter: <<http://www.news.admin.ch/NSBSubscriber/message/attachments/31004.pdf>>.

Anforderungen

Die Mehrjahrespläne enthalten die Bezeichnung der Projekte und der entsprechenden Betriebsmittel, den jeweiligen Investitionstyp (z.B. Erneuerung, Ausbau, Neubau), die aktuelle Projektphase, den aktuellen Verfahrensstatus und das Datum der geplanten Inbetriebsetzung. Zudem umfassen die Mehrjahrespläne eine (grobe) Schätzung der Projektkosten (Investitionen) und eine Projektbegründung, das heisst den Nachweis der technischen Notwendigkeit und des wirtschaftlichen Nutzens mit Bezug auf den festgelegten energiewirtschaftlichen Szenariorahmen und den weiteren Bedarf (wobei unter letzterem Erneuerungs-/Ersatzprojekte und regionale Projekte für den Anschluss von Produktionsanlagen/Endverbrauchern zu verstehen sind, welche nicht im Szenariorahmen abgebildet werden). Die Mehrjahrespläne zeigen auf, welchen Beitrag ein Projekt in Bezug auf die Kriterien leistet, die in den Leitlinien für den Um- und Ausbau der Elektrizitätsnetze enthalten sind (z.B. Gewährleistung der [N-1]-Sicherheit, Abtransport von Kraftwerksleistung, Sicherstellung der Versorgung in den regionalen Verteilnetzen, Erhöhung von grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten). Im Sinne eines effizienten Ablaufs bei der Erstellung und Überprüfung der Mehrjahrespläne soll durch die ECom gegebenenfalls ein standardisiertes Format vorgegeben werden.

Wenn die ECom den grundsätzlichen Bedarf der Projekte im Rahmen der Vorabprüfung positiv beurteilt, entfällt im Rahmen der gegenwärtigen Ex-post-Regulierung für die Netzbetreiber das Risiko, dass die ECom bei einer allfälligen Tarifprüfung eine Tarifsenkung mit einem fehlenden Bedarf begründet. Auf diese Weise können die entsprechenden Investitionshemmnisse abgebaut werden. Bei den Netzbetreibern verbleibt jedoch das Investitionsrisiko bezüglich der Beurteilung der Effizienz in der Projektrealisierung, da eine solche Bewertung der realisierten Kosten erst im Nachhinein erfolgen kann.

Zeitlicher Rahmen

Die Mehrjahrespläne werden grundsätzlich für einen Zeithorizont von zehn Jahren erstellt. Die Mehrjahrespläne sind innerhalb von neun Monaten nach Genehmigung des letzten Szenariorahmens durch den Bundesrat der ECom zur Prüfung vorzulegen, welche den Netzbetreibern innert neun Monaten das Ergebnis der Prüfung schriftlich mitteilt (Art. 22 Abs. 2bis [neu] StromVG). Die Aktualisierung der Mehrjahrespläne folgt somit dem Rhythmus der Überprüfung und Nachführung des Szenariorahmens, das heisst, in der Regel erfolgt eine Aktualisierung alle fünf Jahre. Da der Szenariorahmen die Grundlage für die Netzplanung darstellt, ist bei einer vorgezogenen, auf ausserordentlichen Umständen beruhende Überprüfung und Nachführung des Szenariorahmens auf Anordnung des Bundesrates (gemäss Art. 9a Abs. 4 [neu] StromVG) ebenfalls eine Aktualisierung der Mehrjahrespläne durch die Netzbetreiber vorzunehmen.

1.2.3.3 Nationales Interesse / Sachplan Energienetze

Die Anlagen des Übertragungsnetzes (220-kV/380-kV-Netz) sind generell von nationaler Bedeutung. Unter Berücksichtigung der von der ECom geprüften Mehrjahrespläne legt der Bundesrat zudem auf dem Verordnungsweg fest, welche Anlagen des Verteilnetzes ebenfalls von nationalem Interesse sind.

Damit wird ein Instrument übernommen, welches sich im Umweltrecht seit langem bewährt hat. Mit diesem Vorgehen wird die im konkreten Fall zuständige Entscheidbehörde vom weitreichenden Entscheid entlastet, ob ein Vorhaben zum Bau oder Umbau einer elektrischen Anlage, welches ein nationales Schutzobjekt beeinträchtigen könnte, ebenfalls von nationalem Interesse im Sinne von Artikel 6 Absatz 2 des NHG ist. Sie kann bei solchen Vorhaben direkt die Interessenabwägung durchführen und entscheiden, ob das konkrete Nutzungs- oder das konkrete Schutzinteresse überwiegt und entsprechend von der ungeschmälernten Erhaltung eines Objekts im Sinne von Art. 5 NHG abgewichen werden kann oder nicht. Die Frage ob ein Nutzinteressen grundsätzlich von nationaler Bedeutung ist, wird vom Gesetz- bzw. Verordnungsgeber abschliessend beantwortet. Dies sollte sich verfahrensbeschleunigend auswirken.

Das Nutzinteresse eines Ausbauprojektes des Übertragungsnetzes oder eines Projektes der Verteilnetzebene von nationaler Bedeutung steht damit auf der gleichen Stufe wie andere Schutzinteressen von nationalem Interesse, vor allem im Umwelt- und Kulturbereich (z.B. das Bundesinventar der Landschaften und Naturdenkmäler von nationaler Bedeutung⁵⁰, das Bundesinventar der schützenswerten Ortsbilder der Schweiz⁵¹ und das Inventar der historischen Verkehrswege der Schweiz⁵²). Ob das konkrete Schutz- oder das konkrete Nutzungsinteresse von jeweils nationaler Bedeutung überwiegt, muss jedoch in jedem Einzelfall geprüft werden. Angesichts der Stossrichtung 3 des Infrastrukturberichts des Bundes⁵³ hat der Bundesrat die Möglichkeit, in die Liste der Anlagen von nationaler Bedeutung auch Projekte des Übertragungsnetzes aufzunehmen, welche in die Liste der EU der „Projects of Common Interest“ (PCI)⁵⁴ aufgenommen wurden (vgl. Ziff.4.2.2).

Die Grundlagen zu diesen Erneuerungen werden in Artikel 15d (neu) des EleG verankert (vgl. Ziff. 2.1).

Ablauf Prozess (vgl. Abbildung 5)

Anlagen des Übertragungsnetzes sind sachplanpflichtig, das heisst, sie sind nach der Prüfung des Mehrjahresplanes durch die ElCom in der Regel zuerst als Vororientierung in den Sachplan Energienetze aufzunehmen und anschliessend im Rahmen der räumlichen Koordination zu konkretisieren (Sachplanverfahren mit Festsetzung eines konkreten Planungskorridors und Festlegung einer Übertragungstechnologie). Die Periodizität der Anpassung des Sachplans folgt dem Rhythmus der Erstellung und Überprüfung der Mehrjahrespläne, welche für einen Zeithorizont von 10 Jahren erstellt werden und welche, abhängig vom Rhythmus der

50 Bundesinventar der Landschaften und Naturdenkmäler von nationaler Bedeutung (BLN) unter: <<http://www.bafu.admin.ch/bln/index.html?lang=de>>.

51 Bundesinventar der schützenswerten Ortsbilder der Schweiz (ISOS) unter: <<http://www.bak.admin.ch/isos/03201/03752/index.html?lang=de>>.

52 Inventar der historischen Verkehrswege der Schweiz (IVS) unter: <<http://www.ivs.admin.ch/index.php?id=242>>.

53 Bericht des Bundesrates „Zukunft der nationalen Infrastrukturnetze in der Schweiz“ vom 17.09 2010 unter: <<http://www.admin.ch/ch/d/ff/2010/8665.pdf>>.

54 „Projekte von allgemeinem Interesse“. PCI-Liste unter: <http://ec.europa.eu/energy/infrastructure/pci/doc/2013_pci_projects_country.pdf>. Mehr dazu unter: <http://ec.europa.eu/energy/infrastructure/pci/pci_de.htm>.

Überprüfung und Nachführung des Szenariorahmens, in der Regel alle fünf Jahre von der ElCom überprüft werden (vgl. Ziff.1.2.3.2).

Das BFE identifiziert, gestützt auf die von der ElCom geprüften Mehrjahrespläne, die Anlagen des Verteilnetzes, welchen gemäss den in Art. 15d Abs. 3 (neu) EleG umschriebenen Fällen ebenfalls das nationale Interesse beigemessen werden kann. Das UVEK beantragt anschliessend dem Bundesrat, diese Anlagen des Verteilnetzes in einer Verordnung ausdrücklich als Anlagen von nationalem Interesse zu bezeichnen. Das Verfahren entspricht dem im Umweltrecht bereits üblichen Verfahren.

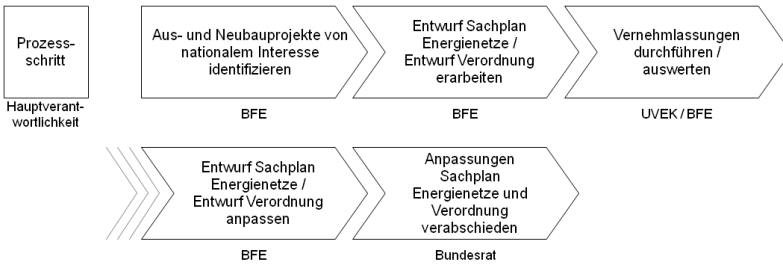


Abbildung 5: Teilprozess Nationales Interesse / Sachplan Energienetze (vereinfachte Darstellung)

1.2.3.4 Räumliche Koordination

Die räumliche Koordination eines Netzausbauprojektes mit anderen Ansprüchen an den Raum erfolgt in einem in der Regel zweistufigen Sachplanverfahren. Das Sachplanverfahren in zwei Schritten gewährleistet die grösstmögliche Planungssicherheit für die Netzbetreiber, indem Zwischenergebnisse der Planung durch einen Entscheid des Bundesrates festgelegt werden. Damit kann der gesamte Planungsprozess schrittweise fokussiert und auf die nach gemeinsamem Verständnis von Bund und Kantonen sinnvollsten Lösungsvarianten konzentriert werden. Ein Rückkommen auf aus dem Verfahren ausgeschlossenen Planungsgebiete oder Planungskorridore in einem späteren Zeitpunkt soll auf diese Weise vermieden werden.

Weil es sich aber insbesondere bei kürzeren Leitungen aufdrängt, direkt in einem einstufigen Verfahren einen Planungskorridor festzusetzen und eine Übertragungstechnologie zu bestimmen, kann der Bundesrat auf Verordnungsstufe bestimmen, wann auf die Festsetzung eines Planungsgebietes verzichtet werden kann (Art. 15h [neu] Abs. 3 EleG).

Dieser Verfahrensablauf wurde bereits auf der Grundlage der bestehenden Gesetzgebung mit einer Anpassung der VPeA auf den 1. Dezember 2013 eingeführt und wird nun unter dem neuen Gliederungstitel „IIIa Sachplanverfahren“ in den Artikeln 15e-15j (neu) EleG verankert (vgl. Erläuterungen zu diesen Artikeln unter Ziff. 2.1)

Ablauf Prozess (vgl. Abbildung 6)

1. Festlegung Planungsgebiete

In einem ersten Schritt wird unter Mitwirkung aller Interessierten, im Besonderen aber der betroffenen Kantone, ein Planungsgebiet ausgeschieden. Die frühzeitige Zusammenarbeit zwischen der Gesuchstellerin und den Kantonen im Verfahren zum Sachplan Energienetze erlaubt es den betroffenen Kantonen rechtzeitig festzustellen, welcher Anpassungsbedarf in Bezug auf den kantonalen Richtplan besteht und ob dieser bereits parallel zum Sachplanverfahren angepasst werden soll.

Die Gesuchstellerin schliesst zuerst mit den betroffenen Kantonen eine Zusammenarbeitsvereinbarung bezüglich konkrete Aus- und Neubauprojekte ab. Danach erarbeitet sie ein Gesuch und reicht dieses beim BFE ein. Darin zeigt sie für verschiedene möglichen Planungsgebiete auf, wie ein Leitungsprojekt grossräumig in den Raum gebettet werden könnte.

Die Leistungsvereinbarung zur Festlegung der entsprechenden Informations- und Kommunikationsmassnahmen gemäss Artikel 9f Absatz 2 (neu) StromVG und die Zusammenarbeitsvereinbarung gemäss Artikel 1 VPEA sind inhaltlich aufeinander abzustimmen und können jeweils aufeinander verweisen.

Nach Eröffnung des Sachplanverfahrens organisiert das BFE für die Diskussion eines Planungsgebietes eine Begleitgruppe, in welcher die betroffenen Bundesämter und Kantone, gesamtschweizerische Umweltorganisationen und die Gesuchstellerin vertreten sind. Die Begleitgruppe prüft die verschiedenen Optionen und schlägt ein bestimmtes Planungsgebiet vor.

Nach der Anhörung und Mitwirkung der Öffentlichkeit gemäss Artikel 19 RPV zum Planungsgebiet wird das gegebenenfalls angepasste Planungsgebiet vom Bundesrat festgesetzt.

2. Festlegung Planungskorridore

In einem zweiten Schritt des Verfahrens erfolgt die Bezeichnung von konkreten Planungskorridoren: Basierend auf das vom Bundesrat festgesetzte Planungsgebiet erarbeitet die Gesuchstellerin Varianten von Planungskorridoren und reicht diese beim BFE zur Stellungnahme ein. Das BFE bewertet diese zusammen mit der Begleitgruppe anhand des Bewertungsschemas Übertragungsleitungen⁵⁵.

Aufgrund der Empfehlung der Begleitgruppe erarbeitet das BFE anschliessend ein Objektblatt und einen erläuternden Bericht für die Korridorfestsetzung durch den Bundesrat. Es führt die vorgeschriebene Anhörung und Mitwirkung durch. Das Sachplanverfahren wird mit der Korridorfestsetzung durch den Bundesrat beziehungsweise in bestimmten Fällen durch das UVEK abgeschlossen.

⁵⁵ „Bewertungsschema für Übertragungsleitungen“ Bundesamt für Energie BFE, in Zusammenarbeit mit Bundesamt für Umwelt (BAFU), Bundesamt für Raumentwicklung (ARE) und Fachsekretariat der ElCom. Bewertungsschema und Handbuch unter: <http://www.bfe.admin.ch/themen/00612/04482/index.html?lang=de&dossier_id=05811>.

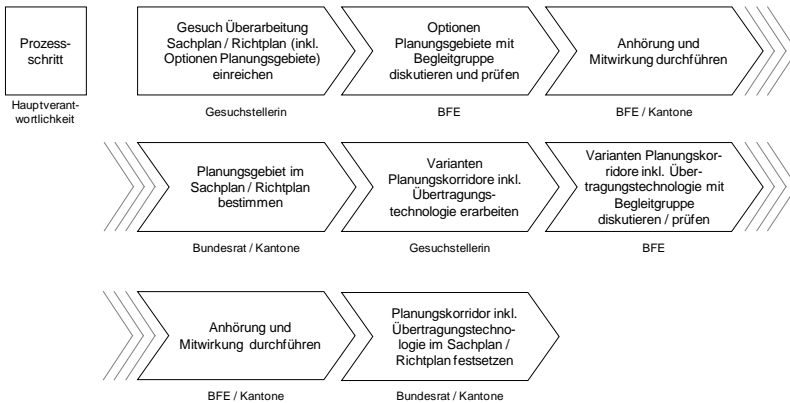


Abbildung 6: Teilprozess Räumliche Koordination
(vereinfachte Darstellung)

1.2.3.5 Bewilligung Projekte

Gestützt auf die Mehrjahrespläne und die Festsetzungen der Korridore im Sachplan Energienetze reichen die Gesuchstellerinnen Projekte beim ESTI ein. Die Projekte werden öffentlich aufgelegt und bei Bund und Kantonen in die Vernehmlassung gegeben. Das ESTI kann die Projekte dann genehmigen. Einsprachen, die sich aus der öffentlichen Auflage ergeben, versucht das ESTI einvernehmlich zu lösen. Wenn dies nicht gelingt, wird das Gesuch an das BFE weitergeleitet.

Das BFE kann Einspracheverhandlungen durchführen, wenn eine einvernehmliche Erledigung von Einsprachen zu erwarten ist. Allfällige Differenzen zwischen betroffenen Bundesstellen werden im Rahmen eines Differenzbereinigungsverfahrens gelöst.

Nach Abwägung aller Interessen fällt das BFE seinen Entscheid. Sofern erstinstanzlich beim Bundesverwaltungsgericht oder gegebenenfalls zweitinstanzlich beim Bundesgericht keine Beschwerden eingehen, wird dieser Entscheid rechtskräftig. Gemäss dem ersten Massnahmenpaket der ES 2050 soll die Beschwerdemöglichkeit an das Bundesgericht auf Fragen von grundlegender Bedeutung in Bezug auf elektrische Leitungen beschränkt werden⁵⁶.

1.2.3.6 Ausführung Projekte

Nach Erteilung der Plangenehmigung kann die Gesuchstellerin mit der Projektausführung beginnen. Die Projektrealisierung folgt in aller Regel den Standards des Schweizerischen Ingenieur- und Architektenvereins⁵⁷ bezüglich der

⁵⁶ Art. 83 Bst. w des Bundesgerichtsgesetzes vom 17. 6.2005 (BGG), SR **173.110** und Botschaft zum ersten Massnahmenpaket ES 2050, BBl 2013 7561, hier 7635, 7698.

⁵⁷ Schweizerischen Ingenieur- und Architektenverein (sia) unter: <<http://www.sia.ch/de>>.

Abwicklung von Bauprojekten. Daran soll sich auch in Zukunft nichts ändern; der Gesetzgeber greift in diesem Zusammenhang nicht regulierend ein.

Konkret wird nach der Genehmigung der Planunterlagen die Realisierung im Detail vorbereitet und anschliessend möglichst zeitgerecht umgesetzt. Nach der Realisierung werden die Anlagen vom Netzbetreiber in Betrieb genommen. Anschliessend folgt eine Fertigstellungsanzeige durch den Netzbetreiber an das ESTI, welches die Anlagen abnimmt.

1.2.3.7 Überprüfung Kosteneffizienz

Die Überprüfung der Kosteneffizienz erfolgt wie bisher gemäss den Regelungen des StromVG und der StromVV. Die ElCom hat mittels der geprüften Mehrjahrespläne bereits eine Bestätigung des grundsätzlichen Bedarfs der darin enthaltenen Projekte gegeben. Die Netzbetreiber (nationale Netzgesellschaft Swissgrid und Verteilnetzbetreiber) reichen ihre Kostenrechnungen bei der ElCom ein, welche eine Analyse der eingegangenen Kostenrechnungen macht und eine Rückmeldung abgibt. Die ElCom wählt anschliessend Netzbetreiber für eine detaillierte Kostenprüfung (nur Teillaspekte oder umfassende Prüfung) aus und führt diese durch.

1.2.4 Optimierung der Bewilligungsverfahren

Neben klaren Rahmenbedingungen und Vorgaben für den Netzaus- und -umbau sowie eindeutig definierten Abläufen und Verantwortlichkeiten im Netzentwicklungsprozess ist auch die rasche Abwicklung von Bewilligungsverfahren für den Aus- und Umbau der elektrischen Leitungen eine der Voraussetzungen für die zeitgerechte Realisierung der notwendigen Stromnetze. Der Bundesrat hat deshalb das BFE beauftragt, gleichzeitig mit der Erarbeitung der Strategie Stromnetze auch eine Verbesserung des Ablaufs von Bewilligungsverfahren zu prüfen.

Das BFE hat in der Folge im Rahmen einer Arbeitsgruppe gemeinsam mit den Projektanten und den Bewilligungsbehörden sowie mit den vom Leitungsbau betroffenen Bundesstellen die bestehenden Verfahrensabläufe untersucht und Empfehlungen für die Vereinfachung und Optimierung der Bewilligungsverfahren erarbeitet. Die „Arbeitsgruppe Rechtsfragen und Verfahren“ hat in 6 Sitzungen zwischen Mitte März und Mitte Juli 2012 insgesamt 77 Massnahmen zur Verfahrensbeschleunigung diskutiert und davon 36 zur Umsetzung beziehungsweise zur Weiterverfolgung empfohlen⁵⁸. Zusätzlich hat das BFE im Dezember 2013 mit ausgewählten verwaltungsexternen Spezialisten ein Brainstorming zur Verfahrensoptimierung durchgeführt. Die Ergebnisse dieses Prozesses sowie die Ergebnisse einer Evaluation der vorgesehenen Massnahmen zur

⁵⁸ Strategie Stromnetze, Arbeitsgruppe Rechtsfragen und Verfahren, Schlussbericht Beschleunigung der Bewilligungsverfahren vom 19.9.2012, BFE, Sektion Elektrizitäts- und Wasserrecht. Unter: <<http://www.bfe.admin.ch/php/modules/publikationen/stream.php?extlang=de&name=de623156256.pdf>>.

Verfahrensbeschleunigung, welche das BFE in Auftrag gegeben hat⁵⁹, sind in die vorliegende Vorlage eingeflossen. Auch die Vorschläge zur Optimierung der Bewilligungsverfahren, welche die nationale Netzgesellschaft (Swissgrid) vorgelegt hatte, wurden im Detail geprüft und soweit umsetzbar in die Vernehmlassungsvorlage aufgenommen⁶⁰. Dementsprechend wird die Möglichkeit vorgesehen, Projektierungszonen einzurichten und Baulinien festzulegen, sowie die Verfahrensführung verwaltungsextern in Auftrag zu geben (vgl. Ziff. 2.1, Erläuterungen zu Art. 17a [neu] EleG).

Laufende Gesetzgebungsprozesse

Verschiedene Massnahmen für die Verfahrensoptimierung befinden sich bereits mit dem ersten Massnahmenpaket ES 2050 im Gesetzgebungsprozess. Als Massnahmen mit direkter Auswirkung auf die Verfahrensdauer wurden die Beschränkung der Beschwerdemöglichkeit an das Bundesgericht auf Fragen von grundlegender Bedeutung in Bezug auf elektrische Leitungen (Art. 83 Bst. w [neu] des Bundesgerichtsgesetzes [BGG])⁶¹ und die Einführung von Ordnungsfristen (Art. 16 Abs. 5 und Art. 16a^{bis} [neu] EleG) bereits in das erste Massnahmenpaket zur ES 2050 vom 9. September 2013 aufgenommen⁶². Die entsprechenden Gesetzesänderungen sind damit eingeleitet.

Als Massnahmen mit indirekter beschleunigender Wirkung auf die Verfahren werden mit der Strategie Stromnetze die Rahmenbedingungen für den Um- und Ausbau der Stromnetze verbessert, beziehungsweise die Abwicklung der entsprechenden Bewilligungsverfahren erleichtert und damit beschleunigt. Es geht dabei um die regionale Infrastrukturgesamtplanung (vgl. Ziff. 1.2.3.4) um die Anerkennung des nationalen Interesses der Stromnetze (vgl. Ziff. 1.2.3.3), sowie um die Regelung der Anrechenbarkeit von Kosten (vgl. Ziff. 1.2.3.7). Die Mitwirkung der Eidgenössischen Natur- und Heimatschutzkommission⁶³ in den Plangenehmigungsverfahren für elektrische Anlagen wird im Rahmen der Parlamentarischen Initiative 12.402 und der Motion 12.3069 „Die Eidgenössische Natur- und Heimatschutzkommission und ihre Aufgabe als Gutachterin“ geprüft⁶⁴.

Mit der Teilrevision der VPeA wurden im Weiteren viele der vorgeschlagenen Optimierungsmassnahmen zur Verfahrensstraffung und -Verkürzung bereits auf Verordnungsstufe durch den Bundesrat in geltendes Recht überführt. Dazu gehört zum Beispiel die detaillierte Regelung des Ablaufs des Sachplanverfahrens zur Festsetzung eines Leitungskorridors für Hochspannungsleitungen einer Nennspannung von 220 kV und höher (Art. 1a - 1d VPeA), die Durchführung von Einspracheverhandlungen nur noch, wenn das BFE dies als angemessen betrachtet

⁵⁹ Dr. Michael Merker, Analyse für das BFE betreffend Hauptstossrichtungen zur Verfahrensbeschleunigung, Baden 6.3.2014 unter: <http://www.bfe.admin.ch/php/modules/publikationen/stream.php?extlang=de&name=de_301671579.pdf>.

⁶⁰ Merker, idem, Kapitel D.

⁶¹ Bundesgerichtsgesetz (BGG) vom 17.6.2005, SR **173.110**.

⁶² Botschaft zum ersten Massnahmenpaket ES 2050, BBl 2013 7561, hier 7635 und 7698, zu den Beschwerden an das Bundesgericht 7597.

⁶³ Die ENHK ist eine unabhängige ausserparlamentarische Kommission des Bundes. Unter: <<http://www.enhk.admin.ch/de/die-kommission/index.html>>.

⁶⁴ PaV 12.402 vom 29.2.2012 von Ständerat Joachim Eder und Mo 12.3069 vom 1.3.2012 der FDP-Liberalen Fraktion.

(Streichung von Art. 6a VPeA) und die Einführung von Behandlungsfristen für das BFE (Art. 8a VPeA).

Auch auf Stufe Verwaltung wurden bereits einige Anstrengungen im Hinblick auf die Optimierung der Verfahren getroffen. Neben verschiedenen organisatorischen Massnahmen ist insbesondere das Bewertungsschema Übertragungsleitungen zu erwähnen, welches einerseits eine Leitlinie für die Erarbeitung von Gesuchsunterlagen darstellt und andererseits für die Beurteilung und den Vergleich von verschiedenen Projektvarianten von zentraler Bedeutung ist. Verwaltungintern hat das BFE ebenfalls als Hilfestellung für die Projektanten eine Wegleitung „Leitfaden Spannungserhöhung“ herausgegeben⁶⁵. Mit dieser Wegleitung können die Projektanten Umbauten, Spannungs- oder Kapazitätserhöhungen von bestehenden Leitungen sowie den Ersatz von Anlagen auf bestehenden Trassen besser vorbereiten, was effizientere und schnellere Abläufe im Plangenehmigungsverfahren zur Folge hat (vgl. Ziff. 1.2.3.5).

Im Verlauf der Ausarbeitung der Vorlage wurden diverse alternative Vorschläge vertieft geprüft. Die in der Vorlage bewusst nicht weiter verfolgten Lösungsvorschläge werden unter Ziffer 1.3.2, „Geprüfte Alternativen“ dargelegt.

Auswirkungen auf Verfahrensablauf und -dauer

Die Gliederung des Netzentwicklungsprozesses in transparente Teilschritte (vgl. Ziff. 1.2.3) sowie eine klare Definition der Zuständigkeiten führen dazu, dass mit der Komplexität des Gesamtprozesses bestmöglich umgegangen werden und die erforderliche Koordination zwischen den beteiligten Akteuren effizient erfolgen kann.

So wird künftig in der Sachplan-Phase nicht mehr über den Bedarf einer Leitung diskutiert werden müssen weil diese Frage schon mit der Prüfung der Mehrjahrespläne geklärt wird. (vgl. Ziff. 1.2.3.2 und 1.2.3.4). Weil mit den neuen Regelungen auch die Vorgaben für den Sachplanentscheid verbindlich und umfassend festgelegt sind, müssen in Zukunft im Plangenehmigungsverfahren auch nicht mehr Grundlagenarbeiten wie Varianten- oder Kabelstudien nachgeholt werden, was sich verfahrensbeschleunigend auswirken wird.

Indem der Bundesrat neu bestimmten elektrischen Anlagen ein nationales Interesse gemäss Artikel 6 Absatz 2 NHG zuspricht, kann bei Ausbauprojekten direkt eine Interessenabwägung gegenüber anderen schutzwürdigen Interessen durchgeführt werden, was sich schlussendlich verfahrensbeschleunigend auswirkt (siehe Ziff. 1.2.3.3. und 1.2.2, *Leitlinie 6: Nationale Bedeutung der Stromnetze*).

Mit Art. 16g Absatz 2 (neu) EleG wird neu eine Frist von drei Monaten für die Kommissionen nach Artikel 25 NHG (hauptsächlich die ENHK) eingeführt um ihre Gutachten einzureichen. Diese Gutachten liegen heute bisweilen lange nicht vor, nicht zuletzt aufgrund mangelnder personeller Ressourcen. Auch diese Massnahme soll zu einer Beschleunigung der Verfahren beitragen.

Als Folge der besser nachvollziehbaren Projekterarbeitung und einer transparenteren Entscheidungsfindung ist ausserdem zu erwarten, dass einerseits mittelfristig auch

⁶⁵ Leitfaden Spannungserhöhung vom 3.5.2011 unter:
<http://www.bfe.admin.ch/php/modules/publikationen/stream.php?extlang=de&name=de_890430077.pdf>.

weniger Beschwerden erhoben werden und andererseits das Risiko einer Rückweisung von Plangenehmigungsentscheiden an die Vorinstanz zur Ergänzung der Sachverhaltsabklärung abnimmt.

1.3 Begründung und Bewertung der vorgeschlagenen Lösung

1.3.1 Begründung der Neuregelung

Das heutige Stromnetz muss erneuert, um- und ausgebaut werden (zum Handlungsbedarf vgl. Ziff. 1.1.6). Ein gesetzgeberischer Handlungsbedarf im Hinblick auf die Umsetzung einer Strategie Stromnetze ist deshalb dringend gegeben.

Wie eingangs im vorliegenden Bericht dargelegt, ist die Strategie Stromnetze eng mit der ES 2050 verbunden. Sie wird als separate Vorlage zum ersten Massnahmenpaket behandelt, da die Komplexität des Themas zusätzliche Vorbereitung erfordert (vgl. zur Ausgangslage Ziff. 1.1).

Mit dem Detailkonzept Strategie Stromnetze vom 14. Juni 2013 hat der Bundesrat seinen Willen bekannt gegeben, die Strategie zum Um- und Ausbau der Stromnetze gesetzlich zu verankern. Mit der vorliegenden Vorlage werden nun die rechtlichen Rahmenbedingungen für die Umsetzung der Strategie Stromnetze geschaffen oder, soweit bereits vorhanden, angepasst.

Um den Herausforderungen im Bereich der Stromnetze und dem Bedarf für Verbesserungen der Rahmenbedingungen gerecht zu werden, müssen in einem ersten Schritt die Leitlinien für den Stromnetzaus- und -umbau aus dem Detailkonzept Strategie Stromnetze rechtlich verankert werden. Diese machen unter anderem grundsätzliche Vorgaben für den bedarfsgerechten Ausbau der Netze wie Funktionalität, Auslegung und Anforderungen (vgl. Ziff. 1.2.2). Ergänzend dazu müssen die Zuständigkeiten, Rollen und Aufgaben der verschiedenen Akteure im Netzentwicklungsprozess rechtlich geregelt werden (u.a. Nationale Netzgesellschaft Swissgrid, Verteilnetzbetreiber, ElCom, ESTI, und BFE).

Die mit der vorliegenden Vorlage verbundenen Anpassungen im NHG werden im Rahmen diverser Parlamentarischen Vorstösse behandelt (z.B. Pa. Iv. 12.402 Eder und Mo 12.3069 FDP-Liberale Fraktion: „Die Eidgenössische Natur- und Heimatschutzkommission und ihre Aufgabe als Gutachterin“. Vgl. Ziff. 1.2.4 „*Laufende Gesetzgebungsprozesse*“).

1.3.2 Geprüfte Alternativen

Ziel der Strategie Stromnetze ist die Festlegung von adäquaten Rahmenbedingungen für einen bedarfs- und zeitgerechten Um- und Ausbau der Stromnetze. Anstelle der vorgeschlagenen Strategie Stromnetze ist ein gänzlicher Verzicht auf eine Neuregelung denkbar. Dies hätte zur Folge, dass die schweizerische Elektrizitätswirtschaft sich an den bestehenden Gesetzen und Abläufen orientieren müsste, sowie, falls diese umgesetzt werden, an den vorgeschlagenen Anpassungen in der Vorlage der ES 2050 und den weiteren Massnahmen aus der Anpassung gemäss der Teilrevision der VPeA.

Die einzelnen zeitlich vorgezogenen Massnahmen, welche mit dem ersten Massnahmenpaket der ES 2050 vorgelegt wurden, ermöglichen eine Verkürzung und Begrenzung der Bewilligungsverfahren (Einführung von Ordnungsfristen für Sachplan- und Plangenehmigungsverfahren, Verkürzung des Rechtsmittelverfahren) und schaffen Voraussetzungen zur Einführung von intelligenten Messsystemen. Mit dem ersten Massnahmenpaket wird auch geregelt, wer die Kosten dieser intelligenten Messsysteme trägt. Ein Grossteil des Beschleunigungspotenzials, welches in klaren Vorgaben für die Bedarfsermittlung, Kriterien und Vorgaben für die Entscheidungsfindung „Kabel oder Freileitung“, der Optimierung der Bewilligungsverfahren für Leitungsprojekte und der Verbesserung der Akzeptanz und Transparenz von Leitungsprojekten liegt, könnte durch die im Rahmen der Strategie Stromnetze vorgeschlagenen Massnahmen nicht realisiert werden. Die fehlenden übergeordneten Vorgaben (Funktionalität, Auslegung, Anforderungen) von Seiten des Bundes für den Netzausbau könnten zu ineffizienten Netzen führen, was die Stromversorgungssicherheit gefährden könnte. Durch einen Verzicht auf eine neue Regelung würden die zur Zeit intransparenten Prozesse bei der Bedarfsermittlung und bei der Netzplanung, welche zu geringer Akzeptanz von Leitungsprojekten beitragen, weiterhin bestehen.

Auch die Aufgabenverteilung und die Koordination zwischen den betroffenen Akteuren und der Dialog zwischen den Nutz- und Schutzinteressen könnten mit einem Verzicht auf die Strategie Stromnetze nicht verbessert werden. Die heute bestehenden Vorgaben in der Rauplanung durch das RPG und die RPV, welche eine bessere Nutzung der knappen Räume und Böden in der Schweiz vorsieht, werden nur teilweise umgesetzt.

Im Rahmen der Abklärungen zur Optimierung der Bewilligungsverfahren wurden diverse Alternativen vertieft geprüft, verschiedene Varianten jedoch bewusst nicht weiterverfolgt. Dazu gehören weitergehende Einschränkungen des Rechtsmittelweges, die Grundeigentümergebundenheit und Justiziabilität der Sachplanentscheide, Einschränkungen im Bereich der Mitwirkungsrechte und andere Zuständigkeiten für die Plangenehmigungsentscheide. Diese Massnahmen, wurden als nicht zielführend, nicht beschleunigend oder nicht realisierbar eingeschätzt, weshalb sie in der Vorlage nicht erscheinen. Zu den vorgeschlagenen Massnahmen zur Optimierung der Bewilligungsverfahren und deren Auswirkungen vergleiche Ziffer 1.2.4.

Ein Verzicht auf die Vorlage hätte zur Folge, dass die Voraussetzungen und Rahmenbedingungen für die Netzentwicklung und die Koordination der Netzplanung für die erforderliche Verbesserung des Um- und Ausbaus der Netze nicht geschaffen und die Transparenz des Netzentwicklungsprozesses nicht erhöht würden. Dadurch wäre in Frage gestellt, ob ein bedarfsgerechtes Stromnetz zeitgerecht zur Verfügung steht. Aus diesen Gründen stellt ein Verzicht auf die Vorlage keine gangbare Alternative dar (zum Handlungsbedarf und den Zielsetzungen siehe Ziff. 1.1.6 und Ziff. 1.2.1).

1.3.3 Erfahrungen in anderen Ländern und Schlussfolgerungen für die Schweiz

In der vom BFE in Auftrag gegebenen Studie zu den Anforderungen an einen energiewirtschaftlichen Szenariorahmen⁶⁶ wurde unter anderem die internationale Praxis bei der Netzplanung untersucht und vergleichend dargestellt. Die Analyse der internationalen Praxis bei der Netzplanung zeigt ein vergleichbares Vorgehen bei der Erstellung der Netzentwicklungspläne in den betrachteten Ländern (Deutschland, Österreich, Frankreich, Italien, Grossbritannien und in den USA die Pennsylvania - New Jersey - Maryland Interconnection). Dies ist im europäischen Raum auf die Vorgaben durch das dritte EU-Binnenmarktpaket⁶⁷ zurückzuführen.

In allen betrachteten Ländern außer den USA wird jährlich ein Netzentwicklungsplan mit einem Zeithorizont von zehn Jahren erstellt, wobei der jeweils zugrunde gelegte Szenariorahmen ebenfalls jährlich erstellt oder zumindest aktualisiert wird. Die Verantwortlichkeit für die Erstellung des Szenariorahmens und der Netzentwicklungspläne liegt in allen untersuchten Ländern bei den Übertragungsnetzbetreibern. Die Kontrolle, Prüfung und Genehmigung des Szenariorahmens und der Netzentwicklungspläne erfolgt meist durch die nationale Regulierungsbehörde. In Italien und Frankreich wird zudem das Energieministerium als Genehmigungsinstanz einbezogen.

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

Die Anzahl der im Szenariorahmen zu berücksichtigenden Szenarien, die den Netzentwicklungsplänen zugrunde liegen, variiert zwischen zwei und vier. Der Zeithorizont umfasst in der Regel zehn Jahre. Die Szenarien basieren auf den Arbeiten der ENTSO-E. Der Einbezug der Netzebenen 1 und 2 erfolgt in allen Netzentwicklungsplänen, darüber hinaus werden teilweise auch dem Übertragungsnetz unterlagerte Netze berücksichtigt.

Eine zentrale Erkenntnis aus diesen Analysen für die Schweiz ist, dass, um eine zeit- und bedarfsgerechte Netzentwicklung zu planen, zu koordinieren und in die erfolgreiche Umsetzung zu bringen, die Definition eines klar strukturierten Prozesses notwendig ist. Auf der Grundlage der Erkenntnisse aus dieser Studie wird in der vorliegenden Vorlage auf gesetzestufe ein klar definierter Prozess für die zukünftige Netzentwicklung geschaffen. Ausserdem wird dem Prozess der Netzentwicklung ein energiewirtschaftlicher Szenariorahmen gemäss den Empfehlungen aus der dena Studie zugrunde gelegt (vgl. Ziff. 1.2.3).

⁶⁶ dena Studie im Auftrag des BFE: "Anforderungen an einen energiewirtschaftlichen Szenariorahmen für die Netzplanung in der Schweiz", 28.3.2013, Ziff. 3. Unter: <<http://www.news.admin.ch/NSBSubscriber/message/attachments/31004.pdf>>.

⁶⁷ Unter: <http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/legislation/legislation_de.htm>.

1.4 Rechtsvergleich mit dem EU-Recht

Die EU hat mit verschiedenen Richtlinien und Verordnungen die Weichen für den europäischen Energiebinnenmarkt gestellt. Im Jahr 2009 wurde das so genannte Dritte Binnenmarktpaket für Strom und Gas verabschiedet. Grundsätzlich sind die einzelnen Mitgliedstaaten zuständig für die Planung und den Bau von Energieinfrastrukturanlagen. Allerdings hat die EU die Kompetenz, den Auf- und Ausbau transeuropäischer Energienetze zu fördern, Leitlinien festzulegen und Vorhaben von gemeinsamem Interesse auszuweisen (PCI-Liste). Mit dem Vertrag von Lissabon (2009)⁶⁸ wurde der EU zudem die Kompetenz eingeräumt, zwischenstaatliche Verbindungen (Interkonnektoren) zu fördern.

Die wichtigsten Grundsätze der nationalen Netzplanungen wurden in der Richtlinie 2009/72/EG⁶⁹ als Teil des dritten Binnenmarktpaketes⁷⁰ festgelegt (siehe insbesondere Artikel 22 „Netzausbau und Befugnis zum Erlass von Investitionsentscheidungen“). Mit der Verordnung Nr. 347/2013⁷¹ vom 17. April 2013 hat die EU Regeln für die rechtzeitige Entwicklung und Interoperabilität vorrangiger transeuropäischer Energieinfrastrukturkorridore und -gebiete erlassen. Die Verordnung baut auf den Grundsätzen zur Netzplanung in der Richtlinie 2009/72/EG auf, ergänzt und erweitert sie auf den europäischen Raum.

Es ist ein Ziel des Bundesrates, mit der EU möglichst rasch ein Stromabkommen abzuschliessen. Für den Strombereich wird eine Übernahme des entsprechenden EU-Rechts (3. Energiebinnenmarktpaket und dessen Regeln für Strom) angestrebt. Obwohl das EU-Recht für die Schweiz nicht unmittelbar anwendbar ist, gilt es deshalb im Hinblick auf ein Stromabkommen mit der EU zu vermeiden, dass Regelungen geschaffen werden, die mit denjenigen der EU nicht vereinbar sind. Die Strategie Strometze wurde auf ihre Vereinbarkeit mit dem EU-Recht geprüft; sie verfolgt die gleiche Stossrichtung wie die Rechtsgrundlagen der EU und ist sowohl mit der Richtlinie 2009/72/EG als auch mit der Verordnung Nr. 347/2013 vereinbar. So ist zum Beispiel die Verwendung der Mehrjahrespläne als Planungsinstrument in der Schweiz analog den Bestimmungen der EU-Binnenmarktrichtlinie 2009/72/EG ausgestaltet, in der die Übertragungsnetzbetreiber dazu verpflichtet werden, der Regulierungsbehörde jährlich nach Konsultation aller einschlägigen Interessenvertreter einen zehnjährigen Netzentwicklungsplan vorzulegen.

1.5 Umsetzung und Evaluation des Vollzugs

Entsprechend dem ersten Massnahmenpaket der ES 2050 wird das UVEK gemeinsam mit dem Departement für Wirtschaft, Bildung und Forschung (WBF) und weiteren Bundesstellen ein detailliertes Monitoring über die Umsetzung der

⁶⁸ Unter: <<http://www.europa.admin.ch/themen/00502/00742/00743/00747/>>.

⁶⁹ Richtlinie 2009/72/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13.7.2009 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/54/EG. Unter: <<http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:211:0055:0093:DE:PDF>>.

⁷⁰ Unter: <http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/legislation/legislation_de.htm>.

⁷¹ Verordnung (EU) Nr. 347/2013 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 17.4.2013. Unter: <<http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2013:115:0039:0075:DE:PDF>>.

ES 2050 aufbauen und in periodischen Abständen über den Stand der Umsetzung berichten⁷².

In diesem Rahmen werden auch Kosten und Nutzen der Massnahmen untersucht und die Entwicklung der Versorgungssicherheit sowie deren Auswirkungen auf die Umwelt beobachtet. Ausserdem werden die internationale Entwicklung und der Fortschritt der verschiedenen Technologien im Bereich der Energie- und Stromproduktion, mitunter auch der Kernenergie, sowie der Netzaus- und -umbau kontinuierlich beobachtet und der Bundesversammlung zur Kenntnis gebracht.

1.6 Erledigung parlamentarischer Vorstösse

National- und Ständerat haben verschiedene parlamentarische Vorstösse mit Massnahmen im Zusammenhang mit der Strominfrastruktur eingereicht und dem Bundesrat zur Erfüllung überwiesen. Folgende parlamentarische Vorstösse sind Rahmen der Strategie Stromnetze erfüllt:

- 2010 P 09.4041 Zustand des Stromnetzes der Schweiz (S 9.3.10, Stähelin)
- 2010 P 10.3348 Sicherung des schweizerischen Stromübertragungs- und Stromverteilnetzes (N 30.9.10, Kommission für Umwelt, Raumplanung und Energie NR)
- 2011 M 10.4082 Straffung der Verfahren für die Umsetzung der definierten Projekte für Höchstspannungsleitungen bis 2020 (N 8.6.11, Killer; S 28.9.11)
- 2011 M 11.3423 Energie-Austauschverbund Schweiz-EU (N 9.6.11, Fraktion BD; S 28.9.11)
- 2011 P 11.3425 Effizienterer Energieverbrauch bei Erdverlegung anstelle von Freileitungen (N 9.6.11, BDP-Fraktion)
- 2011 M 11.3458 Dezentrale Stromversorgung. Neue Situation bedingt neues strategisches Netz (N 9.6.11, Bäumle, S 28.9.11)
- 2012 P 12.3312 Energiewende. Investitionssicherheit für Stromversorger (N 16.3.2012, Grossen)

2 Erläuterungen zu einzelnen Artikeln

2.1 Änderungen des Elektrizitätsgesetzes

Das EleG erfährt mit der Strategie Stromnetze eine Teilrevision. Viele Bestimmungen werden nur geringfügig oder gar nicht geändert, jedenfalls nicht materiell. Änderungen, die nur redaktioneller Art sind oder nur in einer systematisch etwas veränderten Einordnung oder in einer blossen Um-Nummerierung bestehen, werden nachfolgend nur punktuell erläutert.

⁷² Botschaft zum ersten Massnahmenpaket ES 2050, BBl 2013 7561, hier 7653.

Artikel 3^{bis}

Mit der Botschaft zum ersten Massnahmenpaket der ES 2050 wird neu der Artikel 3^{bis} EleG eingeführt⁷³, gemäss dessen *Absatz 1* der Bundesrat Bestimmungen über die Erhebung von angemessenen Gebühren für Verfügungen, Kontrollen und Dienstleistungen der Bundesverwaltung und des ESTI erlassen kann.

Mit *Absatz 2* wird mit der vorliegenden Vorlage die gesetzliche Grundlage dafür eingeführt, dass der Bund Bestimmungen zur Einführung einer Gebühr für die Aufwendungen erlassen kann, welche dem BFE im Zusammenhang mit den Leistungsvereinbarungen mit den Kantonen betreffend deren Informations- und Kommunikationsaufgaben gemäss Artikel 9f Absatz 2 (neu) StromVG entstehen. Damit kann das BFE die Kosten, welche ihm durch die Leistungsvereinbarungen mit den Kantonen in diesem Bereich entstehen, den Netzbetreibern in Rechnung stellen. Die den Netzbetreibern durch diese Gebühr entstehenden Kosten gelten gemäss Artikel 15 Absatz 2 Buchstabe d (neu) StromVG als Betriebskosten und können insofern an die Netzkosten angerechnet werden (vgl. Erläuterungen zu den Artikeln im StromVG unter Ziff. 2.2).

Absätze 3, 4 und 5 sind identisch mit den Absätzen 2, 3 und 4, wie sie in der Botschaft zum ersten Massnahmenpaket der ES 2050 vorgeschlagen werden.

Artikel 15 Absatz 5

Mit dem Inkrafttreten des BGG am 17. Juni 2005 wurde das Bundesgesetz vom 16. Dezember 1943 über die Organisation der Bundesrechtspflege aufgehoben (Art. 131 BGG). Im Rahmen der vorliegenden Gesetzesrevision kann diesem Umstand durch eine geringfügige Änderung von Artikel 15 Rechnung getragen werden.

Artikel 15b - 15e

Art. 15b

In *Absatz 1* wird festgehalten, dass bei jedem Neubau einer Leitung grundsätzlich sowohl die Erstellung als Freileitung wie auch als unterirdisches Kabel in Betracht gezogen werden muss. Die beiden zur Verfügung stehenden Übertragungstechnologien sind grundsätzlich gleichwertig. Das Übertragungsnetz der SBB wird mit einer Spannung von 132 kV betrieben, weshalb diese Bestimmung für das SBB-Netz nicht anwendbar ist.

Gemäss *Absatz 2* sind Ersatzmassnahmen, welche gestützt auf die Umwelt-, Natur- und Heimatschutzgesetzgebung und die Ziele der Raumordnungspolitik für die Erstellung von neuen Leitungen angeordnet werden, im selben Planungsgebiet vorzunehmen (Umwelt-, Natur- und Heimatschutzgesetzgebung ist u.a. NHG, USG, GSchG, WaG und Jagdgesetz⁷⁴).

Falls die Ersatzmassnahmen nicht im Übertragungsnetz vorgenommen werden können, so erlaubt diese Bestimmung den Eingriff in die dem Höchstspannungsnetz

⁷³ Botschaft zum ersten Massnahmenpaket ES 2050, BBl 2013 7561, hier 7712 und 7795.

⁷⁴ Bundesgesetz über die Jagd und den Schutz wildlebender Säugetiere und Vögel (Jagdgesetz, JSG) vom 20.6.86, SR 922.0.

unterlagerten Netzebenen (z.B. wenn die Erdverkabelung auf der Ebene des Übertragungsnetzes im Einzelfall nicht möglich ist). Solche Eingriffe sind insbesondere die Bündelung des Projektes auf Höchstspannungsebene mit Leitungen der unterlagerten Netzebenen, der Rückbau solcher Leitungen oder die Erdverkabelung von Leitungen auf unterlagerten Netzebenen. Damit können im Rahmen einer Gesamtbetrachtung und umfassenden Interessenabwägung insbesondere landschaftliche und raumordnungspolitische Verbesserungen erreicht werden.

Die Massnahmen sind so umzusetzen, dass eine in weiten Teilen gleichbleibende Versorgungssicherheit gewährleistet bleibt und der sichere, leistungsfähige und effiziente Netzbetrieb durch eine rasche Realisierung des Neu- und Umbauprojektes gefördert wird. Hinsichtlich der Identifizierung und Umsetzung der Massnahmen koordinieren sich Projektant, die betroffenen Netzbetreiber der nachgelagerten Netzebenen und die weiteren betroffene Akteure. Sie prüfen derartige Massnahmen vor dem Hintergrund der technischen Machbarkeit und tragen zu einer Lösung bei. Der Projektant hat zum Beispiel darzulegen, dass die Erdverkabelung auf nachgelagerten Netzebenen, deren Kosten über dem Mehrkostenfaktor liegen, für die schnellere Realisierung des Höchstspannungsprojektes ausschlaggebend ist (zum Mehrkostenfaktor siehe Ziff. 1.2.3.2, Ziff. 1.2.2 *Leitlinie 8: Mehrkostenfaktor*, sowie untenstehende Erläuterungen zu Art. 15c [neu] EleG).

Bei Bündelungen von Infrastrukturen und bei einem Rückbau ist auf die Verhältnismässigkeit der Aufwendungen zu achten. Können mit solchen Massnahmen wesentliche Vorteile, insbesondere im Bereich Umwelt und Landschaft erreicht werden, so können im Einzelfall und nach Abwägung aller Interessen auch hohe Aufwendungen für solche Massnahmen oder gewisse Nachteile beim Betrieb einer neuen Leitung verhältnismässig sein. In solchen Fällen sind die zusätzlichen Kosten bei den Netzkosten anrechenbar.

Mit dieser Regelung soll eine gesamthafte Betrachtung der Stromnetze gefördert und gleichzeitig eine klare Grundlage dafür geschaffen werden, dass die ausserhalb des eigentlichen Projekts entstehenden Kosten gestützt auf Artikel 15 StromVG als anrechenbar gelten.

Absatz 3 verpflichtet die nach Absatz 2 betroffenen Netzbetreiber, die Ersatzmassnahmen selber vorzunehmen. Gleichzeitig wird klargestellt, dass den betroffenen Verteilnetzbetreibern durch die Ersatzmassnahmen keine zusätzlichen Kosten erwachsen dürfen und sie vom Übertragungsnetzbetreiber voll entschädigt werden. Diese Kosten sind anrechenbare Kosten gemäss Artikel 15 Absatz 3 (neu) StromVG. Dem Bundesrat wird die Kompetenz erteilt, die Einzelheiten zu regeln, welche zum Einen die zeitgerechte Durchsetzbarkeit von Ersatzkosten auf einem fremden Netz gewährleisten sollen und zum Anderen sicherstellen, dass daraus den betroffenen Netzbetreibern weder unzulässige Vor- noch Nachteile erwachsen.

Art. 15c

Gemäss *Absatz 1* müssen neue Leitungen und bestehende Leitungen der Verteilnetze bei Ersatz, Erneuerung und Ausbau in der Regel (erd-)verkabelt werden, sofern dies technisch überhaupt machbar ist und dadurch keine unverhältnismässigen Kosten entstehen.

Neubauten sind Leitungen auf neuen, noch nicht bestehenden Trassen. Als Ausbauten gelten alle Massnahmen, die durch den Anschluss neuer Verbraucher oder neuer Produktionsanlagen bedingt sind, namentlich Ausbauten durch Spannungserhöhungen auf bereits bestehenden Trassen. Erneuerungsprojekte sind Projekte, welche die bestehende Leitung im Grundsatz erhalten und ihren technischen sicheren Betrieb weiterhin gewährleisten. Erneuerungsprojekte sind nicht mit der Erhöhung der Kapazität des bestehenden Netzes verbunden. Sie erhalten lediglich die Leitung so, wie sie bisher im Netz besteht.

Die Verhältnismässigkeit der Kosten ist gegeben, wenn die Gesamtkosten für die Erstellung und den Betrieb des Erdkabels die Gesamtkosten einer technisch gleichwertigen Freileitungsvariante um einen bestimmten Faktor (Mehrkostenfaktor) nicht überschreiten. Zu den technischen und wirtschaftlichen Auswirkungen des Mehrkostenfaktors siehe *Abbildung 7*.

In *Absatz 2* wird ein maximaler Mehrkostenfaktor von 3.0 festgelegt. Er leitet sich aus Untersuchungen zu dem Kostenverhältnis von Freileitungen und Erdkabeln ab⁷⁵, beachtet allerdings weitere, kostentreibende Parameter wie zukünftige Preissteigerungen, eine tendenziell zu erwartende Verlängerung der Leitungsführung oder die vornehmliche Leitungsrealisierung nahe bestehender Infrastrukturen. Der Faktor gilt lediglich als Obergrenze, welche in Zukunft genügend Spielraum bieten wird, den in der Praxis anwendbaren Faktor festzulegen. Die Festlegung des in der Praxis tatsächlich zur Anwendung kommenden Mehrkostenfaktors wird hingegen an den Bundesrat delegiert.

Mit der Festlegung einer Obergrenze wird dem Bundesrat vorgegeben, was aus einer gesamthaften Sicht auf die volkswirtschaftlichen Kosten und in Relation zum Nutzen für Mensch, Raum und Umwelt höchstens als tragbar angesehen werden kann. Der Bundesrat hat demgegenüber den Auftrag, innerhalb des gesetzten Rahmens und angesichts der aktuellen Gegebenheiten einen angemessenen Faktor festzusetzen und diesen bei veränderten Verhältnissen anzupassen. Hierbei sind Kriterien genannt, nach denen der Mehrkostenfaktor zu bestimmen ist, wobei die Aufzählung nicht abschliessend ist. Ein wichtiges Kriterium ist dabei der Anstieg des Verkabelungsgrades. Bereits heute sind Erdverkabelungen in den Hochspannungsnetzen und auf den Netzebenen darunter vorhanden. Ein höherer Mehrkostenfaktor führt zu einer vermehrten Erdverkabelung. Damit die Wirkung eines bestimmten Mehrkostenfaktors oder seiner Änderung analysiert werden kann, ist der Anstieg des Verkabelungsgrades seit Einführung des Faktors massgebend. Als ein weiteres Kriterium wird die Auswirkung auf die Netznutzungsentgelte erwähnt. Dabei wird es sich nur um eine grobe Schätzung handeln, da eine abschliessende Betrachtung der Wirkung einer vermehrten Erdverkabelung aufgrund der Vielzahl sowie der Heterogenität der Netzbetreiber und ihres Rechnungswesens äusserst komplex ist. Untersuchungen auf Basis von Durchschnittswerten und ihre Wirkung im gesamtschweizerischen Durchschnitt geben jedoch einen genügend aussagekräftigen Indikator. Letztlich wird auch der technologische Fortschritt und damit die Kosten für eine Erdverkabelung als Kriterium zur Festlegung des Mehrkostenfaktors herangeführt. Auf Weiterentwicklungen in Bauweise und bei den

⁷⁵ consentec Studie im Auftrag des BFE: „Grundlagen für eine Berechnungsmethode zum Kostenvergleich zwischen Kabeln und Freileitungen sowie zur Festlegung eines Mehrkostenfaktors“, 12.4.2013. Unter: <<http://www.news.admin.ch/NSBSubscriber/message/attachments/31007.pdf>>.

dafür anfallenden Kosten kann damit von gesetzgeberischer Seite entsprechend reagiert werden.

Es obliegt dem Bundesrat, eine einheitliche Berechnungsmethode festzulegen die vorgibt, wie ein Kostenvergleich zweier Varianten in Hinblick auf die Errechnung eines Mehrkostenfaktors stattfinden soll. Dies gewährleistet eine konsistente und diskriminierungsfreie Anwendung des Instrumentes.

Der Netzentwicklungsprozess für das SBB-Übertragungsnetz (132 kV, 16,7 Hz) folgt den Regeln der Eisenbahngesetzgebung, das heisst, für diese Netze gilt der Mehrkostenfaktor nicht.

Gestützt auf *Absatz 3* regelt der Bundesrat in den Ausführungsbestimmungen diejenigen Fälle, in welchen auch bei Überschreiten des Mehrkostenfaktors gemäss *Absatz 2* die Verpflichtung für eine teilweise oder vollständige Erdverkabelung besteht. Dies ist dann der Fall, wenn die Interessenabwägung, welche analog Artikel 15i Absatz 4 (neu) EleG vorzunehmen ist, (Abwägung aller technischen und wirtschaftlichen Aspekte sowie der weiteren öffentlichen Interessen) einen offensichtlich überwiegenden Nutzen für Raum, Mensch oder Umwelt aufzeigt, zum Beispiel bei Projekten, die in bebauten Zonen in Bevölkerungsnähe oder in Schutzgebieten realisiert werden müssen.

Gemäss *Absatz 4* regelt der Bundesrat die Ausnahmen in welchen trotz Einhalten oder Unterschreitung des Faktors gemäss *Absatz 2* auf eine Erdverkabelung verzichtet werden kann. So kann es beispielsweise unter Abwägung aller technischen, wirtschaftlichen und öffentlichen Interessen (Interessenabwägung gemäss Art. 15i Abs. 4 [neu] EleG) mehr Sinn machen, eine Leitung des Verteilnetzes mit einer bestehenden Freileitung des Übertragungsnetzes zu bündeln, weil eine Erdverkabelung höhere Kosten verursachen und den Raum kaum entlasten würde.

Art. 15d

Absatz 1 bezeichnet in genereller Weise die Versorgung mit elektrischer Energie als von nationalem Interesse. Die ausdrückliche Regelung des Grundsatzes, welcher auf Grund von Artikel 2 und Artikel 89 der BV eigentlich schon gilt, gewährleistet bei der Beurteilung von einzelnen Projekten die Gleichbehandlung mit ebenfalls auf Gesetzesstufe ausdrücklich geregelten Schutzinteressen (z.B. Umweltschutz und Landschaftschutz).

Mit *Absatz 2* gelten die Anlagen der Netzebene 1 von Gesetzes wegen als im nationalen Interesse stehend. Den gleichen Status haben die Übertragungsleitungen der SBB. Diesen Anlagen kommt somit ein gleich- oder höherwertiges Interesse im Sinne von Artikel 6 Absatz 2 NHG zu. Hierbei ist vor allem an nationale Interessen im Umwelt- und Kulturbereich zu denken (z.B. Bundesinventar der Landschaften und Naturdenkmäler von nationaler Bedeutung (BLN)⁷⁶, Bundesinventar der

⁷⁶ Bundesinventar der Landschaften und Naturdenkmäler von nationaler Bedeutung (BLN) unter: <<http://www.bafu.admin.ch/bln/index.html?lang=de>>.

schützenswerten Ortsbilder der Schweiz⁷⁷ und Inventar der historischen Verkehrswege der Schweiz⁷⁸).

Die im konkreten Fall zuständige Behörde wird somit vom weitreichenden Entscheid entlastet, ob ein Vorhaben zum Bau oder Umbau einer elektrischen Anlage, welches ein nationales Schutzobjekt beeinträchtigen könnte, ebenfalls von nationaler Bedeutung im Sinne von Artikel 6 Absatz 2 des NHG ist. Sie kann, soweit nicht ein absoluter verfassungsmässiger Schutz besteht, wie zum Beispiel bei den Mooren und Moorlandschaften (Art. 78 Abs. 5 BV), bei solchen Vorhaben direkt die Interessenabwägung durchführen, was sich auch verfahrensbeschleunigend auswirkt.

Angesichts der Stossrichtung 3 des Infrastrukturberichts des Bundes⁷⁹ hat der Bundesrat die Möglichkeit, in die Liste der Anlagen von nationaler Bedeutung auch Projekte aufzunehmen, welche in die PCI-Liste der EU aufgenommen wurden (vgl. Ziff. 4.2.2). Gemäss *Absatz 3* kann der Bundesrat unter bestimmten Umständen auch Anlagen der Netzebene 3 eine nationale Bedeutung gemäss Artikel 6 Absatz 2 NHG zuerkennen, wenn sie entweder für die Gewährleistung der Versorgungssicherheit einzelner Landesteile und national bedeutenden Infrastrukturen notwendig ist oder Produktionsanlagen von nationalem Interesse gemäss Artikel 14 (neu) EnG anschliessen. Diese Regelung erteilt dem Bundesrat die Kompetenz, auf der Grundlage der Bedarfsermittlung beziehungsweise der Mehrjahrespläne auf dem Verordnungsweg in einer Liste festzulegen, welche Ausbauprojekte von nationalem Interesse sind. Indem sich der Bundesrat auf die von der ElCom geprüften Mehrjahrespläne stützt, ist gewährleistet, dass die nationale Bedeutung zuerkannt wird, welche in Bezug auf Bedarf, Dringlichkeit und Effizienz überprüft worden sind.

Da die Anlagen des Übertragungsnetzes sachplanpflichtig sind, sind diese nach der Prüfung des Mehrjahresplanes durch die ElCom in der Regel zuerst als Vororientierung in den Sachplan Energienetze aufzunehmen und anschliessend im Rahmen der räumlichen Koordination zu konkretisieren (Sachplanverfahren mit Festsetzung eines Planungsgebietes und anschliessend eines konkreten Planungskorridors und Festlegung einer Übertragungstechnologie). Die Periodizität der Anpassung des Sachplans folgt dem Rhythmus der Erstellung und Überprüfung der Mehrjahrespläne, welche für einen Zeithorizont von 10 Jahren erstellt werden und, abhängig vom Rhythmus der Überprüfung und Nachführung des Szenariorahmens, in der Regel alle fünf Jahre von der ElCom überprüft werden (vgl. Ziff. 2.2, Erläuterungen zu Art. 9b [neu] StromVG).

Absatz 4 stellt klar, dass das Nutzinteresse eines Ausbauprojektes gemäss Absatz 1-3 mindestens auf der gleichen Stufe wie andere nationale Interessen gemäss Artikel 6 Absatz 2 des NHG steht. In einem konkreten Einzelfall kann somit das Nutzinteresse an der Energieversorgung den betroffenen Schutzinteressen direkt gegenübergestellt und eine Interessenabwägung durchgeführt werden. Die Formulierung dieser Bestimmung entspricht dem neuen Absatz 2 von Artikel 14 EnG, der im Rahmen

⁷⁷ Bundesinventar der schützenswerten Ortsbilder der Schweiz (ISOS) unter: <<http://www.bak.admin.ch/isos/03201/03752/index.html?lang=de>>.

⁷⁸ Inventar der historischen Verkehrswege der Schweiz (IVS) unter: <<http://www.ivs.admin.ch/index.php?id=242>>.

⁷⁹ Bericht des Bundesrates „Zukunft der nationalen Infrastrukturnetze in der Schweiz“ vom 17.09.2010 unter: <<http://www.admin.ch/ch/d/ff/2010/8665.pdf>>.

des ersten Massnahmenpaketes ES 2050 vorgeschlagen wird und welcher vorsieht, dass einzelne Produktionsanlagen für erneuerbare Energien als von nationalem Interesse bezeichnet werden können⁸⁰.

IIIa. Sachplanverfahren

Der Verfahrensablauf eines Sachplanverfahrens in zwei Schritten wurde bereits auf der Grundlage der bestehenden Gesetzgebung mit einer Anpassung der VPeA auf den 1. Dezember 2013 eingeführt. Mit den hier vorliegenden Änderungsvorschlägen werden diese Regelungen neu auf Gesetzesstufe verankert. Zum Ablauf des neuen Verfahrens im Rahmen der räumlichen Koordination siehe auch Ziffer 1.2.3.4.

Art. 15e

Absatz 1 ist bereits in Artikel 16 Abs. 5 erster Satz (neu) EleG gemäss dem ersten Massnahmenpaket zur ES 2050 enthalten.⁸¹ Diese Regelung wird aus systematischen Gründen in den neuen Artikel 15e und somit unter den ebenfalls neuen Gliederungstitel „IIIa Sachplanverfahren“ verschoben und aufgrund der neuen Position leicht umformuliert. Es handelt sich um eine rein formelle Änderung ohne materielle Auswirkungen.

Gemäss *Absatz 2* soll der Bundesrat auf Gesetzesstufe ausdrücklich ermächtigt werden, generell zu regeln, in welchen Fällen auf ein Sachplanverfahren verzichtet werden kann, weil sich die Vorhaben nur unerheblich auf Raum und Umwelt auswirken. Ein Verzicht auf ein Sachplanverfahren drängt sich insbesondere dann auf, wenn eine neu zu erstellende Leitung voraussichtlich keine Schutzziele berührt und für die Erreichung eines rechtskonformen Zustandes keine Ausnahmebewilligung im Sinne der NISV notwendig sein wird beziehungsweise beim Ersatz, bei der Änderung oder beim Ausbau einer bestehenden Leitung mögliche Konflikte mit anderen Nutzungen und Schutzobjekten voraussichtlich im Plangenehmigungsverfahren gelöst werden können und zur Erreichung eines rechtskonformen Zustandes keine Ausnahmebewilligungen im Sinne der NISV notwendig sein werden.

Art. 15f

Nach *Absatz 1* entscheidet das BFE, ob ein Sachplanverfahren durchgeführt werden muss.

Gemäss *Absatz 2* hört das BFE zum Entscheid, ob ein Sachplanverfahren durchgeführt wird, die zuständigen Fachstellen von Bund und Kantonen an. Dem BFE wird jedoch die Möglichkeit eingeräumt, mit den betroffenen Behörden (oder auch nur einzelnen Fachstellen) generell zu vereinbaren, dass für einfache Fälle vor dem Entscheid keine Stellungnahme eingeholt werden muss. Diese Lösung entspricht der Regelung von Artikel 62a Absatz 4 des Regierungs- und Verwaltungsorganisationsgesetzes (RVOG)⁸² betreffend die Anhörung der Bundesbehörden im Rahmen des konzentrierten Entscheidverfahrens.

⁸⁰ Botschaft zum ersten Massnahmenpaket ES 2050, BBl 2013 7561, hier 7664 f. und 7761 f.

⁸¹ Botschaft zum ersten Massnahmenpaket ES 2050, BBl 2013 7561, hier 7713 und 7795.

⁸² Regierungs- und Verwaltungsorganisationsgesetz vom 21.3.1997 (RVOG) SR 172.010.

Absatz 3 ist bereits mit demselben Wortlaut im ersten Massnahmenpaket ES 2050 in Artikel 16 Abs. 5, zweiter und dritter Satz (neu) EleG enthalten.⁸³ Aufgrund der Einführung des neuen Gliederungstitels „IIIa Sachplanverfahren“ wird diese Regelung aus rechtssystematischen Gründen in den neuen Artikel 15f verschoben. Es handelt sich um eine rein formelle Änderung ohne materielle Auswirkungen.

Art. 15g

In *Absatz 1* wird das BFE als Leitbehörde im Sachplanverfahren bezeichnet.

Mit *Absatz 2* wird das BFE dazu verpflichtet, in jedem Sachplanverfahren eine Begleitgruppe einzusetzen. Mit der Einsetzung dieser projektspezifischen Begleitgruppe beginnt das eigentliche Sachplanverfahren. Der Bundesrat kann die Zusammensetzung der Begleitgruppe in der VPeA bestimmen.

Art. 15h

Gemäss *Absatz 1* empfiehlt die Begleitgruppe dem BFE ein Planungsgebiet zur Festsetzung. Die Begleitgruppe prüft hierzu verschiedene Optionen und empfiehlt danach ein Planungsgebiet, welches der Unternehmung genügend Freiraum lässt, um mehrere Korridorvarianten ausarbeiten zu können. Eine übereinstimmende Empfehlung von allen Mitgliedern der Begleitgruppe ist anzustreben, eine Einigung ist jedoch nicht notwendig, damit das Verfahren fortgesetzt werden kann.

Der Bundesrat setzt nach *Absatz 2* das Planungsgebiet fest (gestützt auf den Antrag des UVEK). Diese Kompetenz kann der Bundesrat in untergeordneten Fällen an das UVEK delegieren (siehe dazu Erläuterungen unten zu Art. 15j [neu] EleG).

Gemäss *Absatz 3* hat der Bundesrat die Kompetenz zu bestimmen, in welchen Fällen auf eine Festsetzung eines Planungsgebietes verzichtet werden kann.

Art. 15i

Gemäss *Absatz 1* reicht die Unternehmung dem BFE die Unterlagen zu mindestens zwei verschiedenen konkreten Korridorvarianten im Planungsgebiet gemäss Artikel 15h (neu) EleG ein. Bei der Erarbeitung der Varianten sind die betroffenen Kantone frühzeitig und zwingend mit einzubeziehen. Als verfahrensleitende Behörde kann das BFE die Anforderungen an die Unterlagen festlegen.

Die Begleitgruppe empfiehlt dem BFE *gemäss Absatz 2* einen Planungskorridor und eine Übertragungstechnologie. Die Empfehlung soll auf einer gesamtheitlichen Betrachtung beruhen. Das bedeutet, dass eine umfassende Interessenauslegung vorzunehmen ist, die Auswirkungen von einzelnen Korridorvarianten und der verschiedenen Übertragungstechnologien auf Mensch, Raum und Umwelt zu prüfen sind sowie die technischen Aspekte, die betriebs- und volkswirtschaftlichen Überlegungen zu berücksichtigen sind. Hierfür kann das vom BFE in Zusammenarbeit mit dem BAFU, dem ARE und dem Fachsekretariat der ECom erarbeitete Bewertungsschema Übertragungsleitungen beigezogen werden⁸⁴ (vgl.

⁸³ Botschaft zum ersten Massnahmenpaket ES 2050, BBl 2013 7561, hier 7713 und 7795.

⁸⁴ Bewertungsschema und Handbuch unter:
<http://www.bfe.admin.ch/themen/00612/04482/index.html?lang=de&dossier_id=05811>.

Ziff. 1.2.2, *Leitlinie 7: Interessenauslegung Projekte Übertragungsnetz*). Das BFE erarbeitet für die Korridorfestsetzung ein Objektblatt und einen erläuternden Bericht.

Der Bundesrat legt gemäss *Absatz 3* den konkreten Planungskorridor fest (gestützt auf den Antrag des UVEK) und bestimmt die anzuwendende Übertragungstechnologie. Diese Kompetenz kann der Bundesrat in untergeordneten Fällen an das UVEK delegieren (siehe dazu Erläuterungen unten zu Art. 15j [neu] EleG). Das Sachplanverfahren wird damit abgeschlossen. Gemäss Artikel 21 Absatz 4 RPV können Anpassungen geltender Sachpläne auch vom zuständigen Departement verabschiedet werden, wenn diese weder zu neuen Konflikten führt noch erhebliche Auswirkungen auf Raum und Umwelt hat.

Absatz 4 legt fest, welche Aspekte bei der Wahl der im Einzelfall anzuwendenden Übertragungstechnologie gegeneinander abgewogen werden müssen. Die Begriffe Raum, Umwelt, technische Aspekte und Wirtschaftlichkeit entsprechen dem in der Praxis entwickelten Bewertungsschema für Übertragungsleitungen. Mit der gesetzlichen Verankerung der für die Interessenauslegung massgebenden Aspekte soll die Verbindlichkeit des Entscheides über die Übertragungstechnologie und die damit eng verknüpfte Frage des gewählten Korridors verstärkt werden. Das nachfolgende Plangenehmigungsverfahren wird so von grundsätzlichen Fragen und Unsicherheiten entlastet und die Chancen, dass Plangenehmigungsentscheide einer späteren gerichtlicher Überprüfung standhalten können, werden deutlich verbessert. Insgesamt kann dadurch die Rechtssicherheit erhöht und die Dauer von Verfahren verkürzt werden.

Art. 15j

Der Bundesrat kann seine Kompetenz aus Artikel 15h Absatz 2 und Artikel 15i Absatz 3 in untergeordneten Fällen an das UVEK übertragen.

IIIb. Plangenehmigungsverfahren

Art. 16

In *Absatz 5* wird klargestellt, dass eine Plangenehmigung erst erteilt werden darf, wenn das Sachplanverfahren nach den Artikeln 15e-15j (neu) EleG abgeschlossen ist (insofern ein Sachplanverfahren überhaupt durchgeführt werden muss).

Art. 16g

Mit *Absatz 2* wird für die Kommissionen nach Artikel 25 NHG⁸⁵ neu eine Frist von drei Monaten eingeführt, innert welcher diese ihre Gutachten einzureichen haben. Diese Bestimmung entspricht dem neuen Absatz 2 von Artikel 16 EnG, der im Rahmen des ersten Massnahmenpaketes ES 2050 für die Gutachten (hauptsächlich der ENHK) im Zusammenhang mit Bewilligung nach kantonalem Recht von Anlagen für die Produktion von erneuerbaren Energien vorgeschlagen wird⁸⁶. Die Erarbeitung dieser Gutachten dauert heute bisweilen sehr lange, nicht zuletzt

⁸⁵ Art. 25 Abs. 1 NHG: „Der Bundesrat bestellt eine oder mehrere beratende Kommissionen für den Naturschutz, den Heimatschutz und die Denkmalpflege“.

⁸⁶ Botschaft zum ersten Massnahmenpaket ES 2050, BBl 2013 7561, hier 7667.

aufgrund mangelnder personeller Ressourcen. Mit der Festlegung einer Frist für die NHG-Kommissionen sollen die Verfahren verkürzt werden. Die verfahrensleitende Behörde wird die Fachbehörde erst dann zum Gutachten auffordern, wenn die Verfahrensunterlagen vollständig sind. Ist ein Augenschein nötig, so kann mit der Fristansetzung zugewartet werden, bis dieser stattgefunden hat. Der Augenschein ist innert kurzer Frist durchzuführen, denn der Beginn des Fristenlaufs für das Gutachten darf dadurch nicht unnötig aufgeschoben werden.

Art. 17a

Tätigkeiten im Rahmen eines Plangenehmigungsverfahrens, welche Verwaltungsaufgaben darstellen, können nach Artikel 178 Absatz 3 BV und Artikel 2 Absatz 4 RVOG durch Gesetz an Personen übertragen werden, die ausserhalb der Bundesverwaltung stehen. Die Regeln des Verwaltungsverfahrens sind gemäss Artikel 1 Absatz 1 VwVG anwendbar (z.B. Ausstand nach Art. 10 VwVG).

Absatz 1 überträgt dem BFE die Kompetenz, verwaltungsexterne Personen mit der Durchführung von Plangenehmigungsverfahren zu beauftragen. Diese führen das Verfahren namens und gemäss Auftrag des BFE. Der Beizug verwaltungsexterner Personen soll nur in Ausnahmefällen und vorübergehend erfolgen, wenn die personellen Ressourcen des BFE nicht ausreichen, um das Verfahren innert der Ordnungsfristen zu erledigen.

Diese Regelung ist §29 des deutschen Netzausbaubeschleunigungsgesetzes Übertragungsnetz (NABEG)⁸⁷ nachempfunden. In §29 NABEG wird zum Zweck der Verfahrensbeschleunigung vorgesehen, dass die zuständige Behörde einen Dritten (sog. „Projektmanager“) mit der Vorbereitung und Durchführung von Verfahrensschritten beauftragen kann. Als Beispiele für die Verfahrensschritte, welche dieser Projektmanager übernehmen kann, nennt §29 NABEG Verfahrensleitpläne mit Zwischenterminen, Fristenkontrollen, Koordination von Sachverständigengutachten, Entwurf Anhörungsbericht, erste Auswertung der Stellungnahmen sowie die Vorbereitung und Leitung von Erörterungsterminen.

Die im Rahmen des Verwaltungsaufwandes entstehenden und nach Gebührenverordnung angemessenen Kosten für die Beauftragung von verwaltungsexternen Personen können der Unternehmung auferlegt werden. Dabei ist das Äquivalenz- und Kostendeckungsprinzip zu berücksichtigen.

Gemäss *Absatz 2* können verwaltungsexterne Personen die Verfahren leiten, den Schriftenwechsel und allfällige Verhandlungen durchführen und zuhanden des BFE einen Entscheidentwurf erarbeiten. Den verwaltungsexternen Personen können jedoch keine Entscheidkompetenzen des BFE übertragen werden. Das BFE bleibt somit frei, die öffentlichen und privaten Interessen anders zu gewichten als dies die verwaltungsexternen Personen in ihrem Entscheidentwurf vorschlagen. Der Erlass von selbständig anfechtbaren Entscheiden (Zwischenverfügungen, welche einen nicht wiedergutzumachenden Nachteil bewirken können, Art. 46 Abs. 1 VwVG) verbleibt zwingend in der Kompetenz des BFE und kann nicht delegiert werden. Wird in einem Verfahren auf Verlangen einer Verfahrenspartei ein selbständig

⁸⁷ Netzausbaubeschleunigungsgesetz Übertragungsnetz (NABEG) vom 28.7.2011 (BGBl. I S. 1690).

anfechtbarer Entscheid erlassen oder drängt sich ein solcher Entscheid aus verfahrensökonomischen Gründen auf, so ist hierfür zwingend das BFE zuständig.

Der Bundesrat kann die notwendigen Einzelheiten für eine solche Auftragsvergabe wie die Kompetenzen der verwaltungsexternen Personen, die Kriterien für die Auswahl dieser Personen und die Auftragserteilung in den Ausführungsbestimmungen regeln.

IIIc. Projektierungszonen und Baulinien

Art. 18

Mit Artikel 18 wird neu das Instrument der Projektierungszone in das EleG aufgenommen. Die Bestimmung lehnt sich an die Regelung im EBG an (Art. 18n - 18p EBG). Bei der Einrichtung einer Projektierungszone geht es darum, den Raum für die Planung neuer Starkstromanlagen zu sichern. Sie sollen die Unternehmen in die Lage versetzen, ihre Planungsoptionen während einer befristeten Zeit offenzuhalten und gegen störende Einflüsse zu sichern, ohne dass sie deswegen Boden enteignen müssen. Projektierungszonen sollen nur die voraussichtlich erforderlichen Flächen erfassen.

In *Absatz 1* wird der Entscheid über die Festlegung von Projektierungszonen dem BFE übertragen. Das Verfahren folgt den allgemeinen Regeln des Verwaltungsverfahrens. Da Projektierungszonen das Recht Dritter über ihr Grundeigentum beeinträchtigen, muss im Gesuch für eine Projektierungszone insbesondere nachgewiesen werden, dass ein offensichtliches Bedürfnis besteht und andere Möglichkeiten zur Raumsicherung fehlen.

Nach *Absatz 2* werden die Kantone und Gemeinden sowie die betroffenen Grundeigentümer vor der Festlegung angehört, was dem allgemeinen Verwaltungsverfahren entspricht.

Gemäss *Absatz 3* sind die Verfügungen nicht nur den beteiligten Parteien zu eröffnen, sondern auch in den betroffenen Gemeinden für die interessierten Kreise zu veröffentlichen. Damit wird dem Umstand Rechnung getragen, dass Projektierungszonen die Planungsfreiheiten von Privaten, aber auch von Gemeinwesen vorübergehend einschränken können. Beschwerden haben, entgegen Artikel 55 des Verwaltungsverfahrensgesetzes (VwVG)⁸⁸ keine aufschiebende Wirkung, da sonst eine Projektierungszone unter Umständen für lange Zeit verhindert werden kann, was ihrem Zweck widersprechen würde, vorsorglich Land freizuhalten.

Art. 18a

Gemäss *Absatz 1* bleibt eine Projektierungszone fünf Jahre bestehen und kann um höchstens drei Jahre verlängert werden. Nach bundesgerichtlicher Praxis gilt ein Bauverbot für acht Jahre in der Regel nicht als enteignungsähnliche Massnahme.

⁸⁸ Bundesgesetz über das Verwaltungsverfahren (Verwaltungsverfahrensgesetz VwVG), vom 20.12.1968, SR 172.021.

Absatz 2 hält fest, dass eine bestehende Projektierungszone aufgehoben wird, wenn ihr ursprünglicher Zweck nicht mehr oder nur noch teilweise besteht. Dieses Vorgehen berücksichtigt die Interessen der betroffenen Grundeigentümer.

Nach *Absatz 3* ist die Aufhebung von Projektierungszonen wie deren Festsetzung in den betroffenen Gemeinden zu veröffentlichen.

Art. 18b

Mit Artikel 18b wird im EleG neu das Instrument der Baulinien für Starkstromanlagen eingeführt. Auch diese Neuerung lehnt sich an die Regelungen im EBG an (Art. 18q - 18t). Zu berücksichtigen sind dabei aber die Unterschiede zwischen Eisenbahnanlagen und elektrischen Anlagen. So erübrigt sich zum Beispiel die Ausrichtung auf einen voraussichtlichen Endausbau, weil elektrische Leitungen nicht wie Eisenbahnen in Etappen geplant und erstellt werden können.

Den Unternehmen soll mit der Festlegung von Baulinien die Möglichkeit eröffnet werden, die Leitungstrassen und damit auch den Betrieb, den Unterhalt und die Erneuerung von bestehenden Leitungen mittels Baulinien langfristig zu sichern. Dies ist nötig, weil die bestehenden Leitungstrassen auf Grund der Siedlungsentwicklung immer mehr unter Druck kommen. Die Erneuerung einer bestehenden Leitung ist insbesondere auf Grund der Vorschriften über die nicht-ionisierende Strahlung oft bereits heute mit grossen Schwierigkeiten verbunden, weil die zwingend notwendigen Freiräume nicht mehr zur Verfügung stehen. Leitungen können aus diesem Grund oft nicht mehr auf dem gleichen Trasse nachgerüstet und erneuert werden. Mit grossem Aufwand müssen neue Trassen und Leitungsführungen gesucht werden, was einerseits zunehmend schwieriger wird und andererseits mit grossen Kosten verbunden ist.

Baulinien schützen den für dauerhaften Bestand einer Leitung zwingend notwendigen Raum gegen die Bautätigkeit Dritter. Sie sind den besonderen Anforderungen einer konkreten Leitung und den örtlichen oder sachlichen Gegebenheiten im Einzelfall anzupassen. Deshalb legt das Gesetz keine bestimmten Ausmasse fest. Baulinien brauchen als öffentlich-rechtliche Massnahme für ihre Rechtskraft keinen Eintrag im Grundbuch. Sie sind aber im Sinne einer Information als Anmerkung im Grundbuch oder in Zukunft im Kataster der öffentlich-rechtlichen Eigentumsbeschränkungen einzutragen.

Gemäss *Absatz 1* ist die Genehmigungsbehörde für die Festlegung von Baulinien zuständig. Sie kann sie zusammen mit der Genehmigung für die Leitung, deren Schutz sie dienen, festlegen. Für bereits bestehende Leitungen können die Unternehmen aber auch nachträglich die Festlegung von Baulinien beantragen. Das Verfahren folgt auch in diesem Fall den allgemeinen Regeln des Verwaltungsverfahrens, besondere Verfahrensvorschriften sind dazu nicht notwendig.

Gemäss *Absatz 2* muss die Verfügung, mit welcher eine Baulinie festgelegt wird, in den betreffenden Gemeinden veröffentlicht werden. Damit wird dem Umstand Rechnung getragen, dass sich Baulinien als Bauverbot auswirken und für die Planung von Privaten aber auch von Gemeinwesen von Bedeutung sein können.

In *Absatz 3* wird festgehalten, dass die Baulinien an den Bestand der Leitung gebunden sind, welcher sie dienen. Es ist keine Verfügung nötig, um die Baulinien

aufzuheben, wenn sie auf diese Weise gegenstandslos werden (im Gegensatz zu den Projektierungszonen, siehe Art. 18a Abs. 3 [neu] EleG). Sie verlieren automatisch die Berechtigung, wenn die Leitung rückgebaut und nicht ersetzt wird. Die Löschung eines entsprechenden Grundbucheintrages kann daher in diesem Fall ohne besonderen Rechtsakt veranlasst werden.

Gemäss *Absatz 4* können Unternehmen Entschädigungen für dahingefallene Baulinien nach den Grundsätzen der ungerechtfertigten Bereicherung zurückverlangen. Bei der Berechnung des rückerstattungspflichtigen Betrages ist mithin die durch die Baulinie bis zum Dahinfallen bewirkte Eigentumsbeschränkung zu berücksichtigen. Rückerstattungspflichtig ist der jeweilige Eigentümer des Grundstücks, für welches die Unternehmung bei der Errichtung der Baulinie eine Entschädigung bezahlt hat und welcher durch den Wegfall der Baulinie entlastet wird.

Art. 18c

Absatz 1 stellt die Wirkungen der Projektierungszonen und Baulinien im einzelnen dar.

Nach *Absatz 2* kann das BFE nach Anhörung der Unternehmung ausnahmsweise seine Zustimmung zu weitergehenden als nur dem Unterhalt oder der Beseitigung von Gefahren und schädlichen Einwirkungen dienenden Vorkehrungen erteilen. Weil diese jedoch in Kenntnis der Wirkung der festgelegten Projektierungszone erfolgen, müssen sie später ohne Entschädigungsanspruch für den dadurch geschaffenen Mehrwert wieder rückgängig gemacht werden, wenn dies zur Erstellung einer Starkstromanlage notwendig erscheint.

Gemäss *Absatz 3* sind entsprechend Artikel 15 des Bundesgesetzes über die Enteignung (EntG)⁸⁹ vorbereitende Handlungen erlaubt.

Art. 18d

Gemäss *Absatz 1* sind Eigentumsbeschränkungen, welche durch die Festlegung von Projektierungszonen oder Baulinien entstehen und die einer Enteignung gleichkommen, voll zu entschädigen. Diese Bestimmung lehnt sich ebenfalls an die Regelung des EBG an (EBG Art. 18u).

Entschädigungspflichtig ist nach *Absatz 2* die Unternehmung als Verursacherin der Eigentumsbeschränkungen.

Absatz 3 und 4 regeln das Verfahren zur Geltendmachung strittiger Rechte und die Schadenersatzordnung.

Absatz 3 hält fest, dass Entschädigungsforderungen innert 10 Jahren nach dem Wirksamwerden der Eigentumsbeschränkung geltend zu machen sind und verweist für das Verfahren auf das EntG.

In *Absatz 4* wird festgehalten, dass nur die Frage der Berechtigung der angemeldeten Forderungen Gegenstand dieses Verfahrens ist.

⁸⁹ Bundesgesetzes über die Enteignung vom 20.6.1930 (EntG), SR 711.

Art. 26a

Die Unternehmen sind bereits heute dazu verpflichtet, Übersichtspläne elektrischer Anlagen (Art. 14 Abs. 1 VPeA) und Werkpläne elektrischer Kabelleitungen (Art. 62 Abs. 3 LeV) zu führen. Diese Pläne sind jedoch in Form und Inhalt sehr unterschiedlich und in vielen Fällen noch nicht digital in einem Geoinformationssystem geführt. Weiter müssen diese nur ganz bestimmten Personen und Behörden ausgehändigt werden, aber nicht zwingend dem BFE. Deshalb kann zur Zeit kein flächendeckender Datensatz des Stromnetzes erstellt werden.

Die Erhebung und Publikation von Geobasisdaten wird grundsätzlich im Bundesgesetz über Geoinformation (GeoIG)⁹⁰ und der Verordnung über Geoinformation (GeoIV)⁹¹ geregelt. Der Anhang 1 der GeoIV (Katalog der Geobasisdaten des Bundesrechts) muss aufgrund der hier vorgeschlagenen Änderungen angepasst werden.

Mit *Absatz 1* werden die Unternehmen verpflichtet, ihre elektrischen Anlagen in Form von räumlichen Daten (Geodaten) zu dokumentieren und diese dem BFE zur Verfügung zu stellen.

Absatz 2 beauftragt das BFE zur Zusammenführung der Geodaten der Unternehmen zu einer Gesamtsicht des Elektrizitätsnetzes der Schweiz und zu dessen Bereitstellung für die Öffentlichkeit. Damit wird sichergestellt, dass ein vollständiger Geodatenbestand des Schweizer Elektrizitätsnetzes erstellt werden kann. Eine solche geographische Gesamtsicht des Elektrizitätsnetzes der Schweiz bildet unter anderem die Grundlage für die Koordination der Bedarfsermittlung, die Planung der Stromnetze (räumliche Koordination) und für die spannungsübergreifenden Ersatzmassnahmen von Freileitungen. Ausserdem trägt sie zur Abstimmung mit weiteren Infrastrukturanlagen und zum Schutz der insbesondere erdverlegten elektrischen Leitungen bei. Damit dieser Zweck erreicht werden kann, müssen die Angaben zur Lage der elektrischen Anlagen ohne Zugangsbeschränkung veröffentlicht werden.

Gemäss *Absatz 3* hat das BFE zudem die Möglichkeit, den Umfang und die Anforderungen an die Dokumentation der elektrischen Anlagen und die Abgabe der Geodaten im Sinne eines Austauschdatenmodells zu definieren. Bei der Datenerhebung gemäss Absatz 1 steht das Ziel der räumlichen Koordination im Vordergrund (siehe Abs. 2). Das BFE wird nur diejenigen Daten einverlangen, welche zur Erreichung dieses Zwecks notwendig sind. Die Betriebsdaten der Unternehmen spielen in diesem Zusammenhang zum Beispiel eine untergeordnete Rolle. Die Grundvoraussetzung zum Zusammenzug aller Geodaten zu einer vollständigen Gesamtsicht des Schweizer Elektrizitätsnetzes ist ausserdem eine einheitliche Erstellung der Daten durch die Unternehmen (zum Datenschutz vergleiche Ziff. 5.5).

Art. 55

Die Formulierung der Strafbestimmung von *Absatz 1 Buchstabe a* entspricht nicht mehr den heutigen Anforderungen. In der Zeit der Entstehung dieser Bestimmung

⁹⁰ Bundesgesetz über Geoinformation (Geoinformationsgesetz, GeoIG) vom 5.10.2007, SR 510.62.

⁹¹ Verordnung über Geoinformation (Geoinformationsverordnung, GeoIV) vom 21.5.2008, SR 510.620.

wurden die elektrischen Anlagen in aller Regel von einer Hand geplant, erstellt und betrieben. Heute sind an der Erstellung von elektrischen Anlagen viele verschiedene Akteure beteiligt. Sogar die Umsetzung von genehmigten Bauplänen wird unter den verschiedenen Spezialisten aufgeteilt. Es ist daher nicht mehr gerechtfertigt „nur“ den Beginn der Erstellung oder Änderung einer elektrischen Anlage ohne Plangenehmigung unter Strafe zu stellen. Ausserdem kann es nicht Sinn und Zweck sein, jeden einzelnen dieser Beteiligten potentiell strafbar zu machen für ein Verhalten, respektive eine (Plangenehmigungs-) Pflicht, die grundsätzlich den Eigentümer einer Anlage trifft. Unter die Strafbestimmung soll jede Tätigkeit fallen, die ohne Plangenehmigung an oder in elektrischen Anlagen ausgeführt wird. Strafbar ist neben den tatsächlich handelnden Personen auch derjenige, welcher den Auftrag zur Ausführung von solchen Arbeiten erteilt.

Mit *Absatz 2* wird der Bussenrahmen für Fahrlässigkeit von 10'000 auf 50'000 Franken erhöht, damit das Gefälle des Bussenrahmens zwischen Vorsatz (Abs. 1) und Fahrlässigkeit nicht allzu gross ist. Das somit geschaffene Verhältnis der Busse zwischen vorsätzlicher und fahrlässiger Begehung (2:1) ist im Nebenstrafrecht weit verbreitet (z.B. in Art. 39 des Revisionsaufsichtsgesetz⁹² und Art. 52 des Fernmeldegesetzes⁹³). Dieses Verhältnis ermöglicht es auch, Fälle von bewusster oder grober Fahrlässigkeit im Verhältnis zum Vorsatz angemessen zu bestrafen.

In *Absatz 2^{bis}* wird eine Anpassung an Artikel 7 Absatz 1 des Bundesgesetzes über das Verwaltungsstrafrecht (VStrR)⁹⁴ vorgenommen. Dort kann an der Stelle der tatsächlich handelnden und strafbaren natürlichen Person die juristische Person verurteilt werden, wenn eine Busse von höchstens 5000 Franken in Betracht fällt und die Ermittlung der verantwortlichen natürlichen Person unverhältnismässige Untersuchungsmassnahmen bedingen würde. Bei einem Bussenrahmen von 100'000 Franken übersteigt die in Betracht fallende Busse heute in der Regel den Betrag von 5000 Franken, wenn es sich nicht um eine absolute Bagatelle handelt. Wenn daher die verantwortliche natürliche Person mit verhältnismässigem Aufwand nicht ermittelt werden kann, was angesichts der immer grösseren und komplexer organisierten Akteure im Elektrizitätsbereich immer wahrscheinlicher und häufiger der Fall ist, können Verstösse nicht mehr geahndet werden. Die Erhöhung des Bussenrahmens für die Verurteilung von juristischen Personen im EleG auf 20'000 Franken (in Abweichung zu 5'000 Franken im VStrR) ist deshalb angezeit.

2.2 Änderungen des Stromversorgungsgesetzes

Art. 9a Szenariorahmen

In *Absatz 1* wird festgehalten, dass das BFE den Szenariorahmen erarbeitet, welcher Annahmen über die zukünftigen energiewirtschaftlichen Rahmenentwicklungen widerspiegelt und damit die Grundlage der Netzplanung darstellt. Die Erstellung des Szenariorahmens erfolgt anhand der gesamtwirtschaftlichen Rahmendaten (z.B. Bevölkerungs-, BIP- und Branchenentwicklung), den energiepolitischen Zielen des Bundes sowie unter Berücksichtigung des internationalen Umfelds (z.B.

⁹² Bundesgesetz über die Zulassung und Beaufsichtigung der Revisorinnen und Revisoren (Revisionsaufsichtsgesetz, RAG) vom 16.12.2005, **SR 221.302**.

⁹³ Fernmeldegesetz (FMG) vom 30. April 1997, **SR 784.10**.

⁹⁴ Bundesgesetz über das Verwaltungsstrafrecht (VStrR) vom 22.3.1974, **SR 313.0**.

energiwirtschaftliche Entwicklung in den Nachbarländern, Energiepolitik der EU, Stand der ENTSO-E Netzplanung, Strommarktdesign, Weltmarktenergiepreise). Im Szenariorahmen sollen die wichtigsten Parameter aufgenommen werden, welche die Lastflüsse und die spätere Netzmodellierung entscheidend beeinflussen. Dazu gehören in aggregierter Form: Die installierte Leistung aller Kraftwerke in der Schweiz, Jahresstromverbrauch und -höchstlast in der Schweiz, CO₂- und Brennstoffpreisentwicklung sowie Kapazitäten der grenzüberschreitenden Übertragungsleitungen (Grenzkuppelstellen). Daneben gibt es weitere Annahmen, Vorgaben und Parameter, wie etwa technische Lebensdauer, Wirkungsgrad und CO₂-Ausstoss von Kraftwerken, Netzverluste, Wechselkurs und Zinssätze, welche für die spätere Modellierung der Lastflüsse vorgegeben werden müssen. Das BFE zieht bei der Erarbeitung die Kantone, die nationale Netzgesellschaft Swissgrid, die übrigen Netzbetreiber und weitere Betroffene angemessen mit ein. Diese haben dementsprechend die Pflicht, dem BFE die dafür notwendigen Auskünfte zu erteilen und Unterlagen zur Verfügung zu stellen.

Mit *Absatz 2* wird definiert, dass im Szenariorahmen mindestens drei Szenarien abzubilden sind, welche jeweils wahrscheinliche energiewirtschaftliche Entwicklungen aufzeigen und sich ausreichend voneinander unterscheiden. Randszenarien werden nicht berücksichtigt. Das Leitszenario zeigt die wahrscheinlichste Entwicklung auf. Die Szenarien decken einen Zeitraum von mindestens 10 Jahren ab. Gestützt auf das Leitszenario ist zudem mindestens ein Szenario für einen Zeitraum von weiteren 10 Jahren zu entwickeln, so dass zumindest ein Szenario 20 Jahre in die Zukunft blickt. Damit soll eine Einordnung in längerfristige Entwicklungen ermöglicht werden.

Gestützt auf *Absatz 3* obliegt dem Bundesrat die Genehmigung des Szenariorahmens mit einem (nicht anfechtbaren) Bundesratsbeschluss.

Gemäss *Absatz 4* wird der Szenariorahmen vom BFE alle fünf Jahre überprüft und nachgeführt. Mit der Zeitspanne von fünf Jahren wird einerseits dem Bedürfnis nach einer gewissen Planungssicherheit Rechnung getragen, andererseits sollen wesentliche Änderungen der Verhältnisse zeitnah in den Szenariorahmen einfließen können, damit dieser stets eine möglichst realitätsnahe Planungsgrundlage bildet. Ausserdem werden mit dem Grundsatz des fünf-Jahres-Rhythmus die bisher üblichen Planungsrythmen der Branche bezüglich der Netz-, Investitions- und Finanzierungsplanung berücksichtigt sowie eine Verbindung zum Monitoring geschaffen, wie es in der Botschaft zum Massnahmenpaket ES 2050 vorgeschlagen wird (Beurteilung der Massnahmen alle fünf Jahre gemäss Art. 61 Abs. 3 EnG)⁹⁵.

Der Bundesrat kann bei ausserordentlichen Entwicklungen eine vorgezogene Überprüfung und Nachführung des Szenariorahmens anordnen. In diesem Fall fängt ab dem Zeitpunkt der vorgezogenen Nachführung eine neue Periode von fünf Jahren bis zur nächsten (ordentlichen) Überprüfung zu laufen.

Mit *Absatz 5* und der ausdrücklichen Erwähnung der Verbindlichkeit des Szenariorahmens für Behörden wird insbesondere in Abgrenzung zu Artikel 21 Absatz 2 StromVG klargestellt, dass die EICom bei ihrer Tätigkeit und ihren Beurteilungen an den Szenariorahmen gebunden ist. Das heisst, dass der Szenariorahmen der Planung zu Grunde gelegt werden muss und nachfolgend von den Behörden nicht mehr in Frage gestellt werden kann.

⁹⁵ Botschaft zum ersten Massnahmenpaket ES 2050, BBl 2013 7561, hier 7691 und 7779.

Art. 9b Mehrjahrespläne

Gestützt auf *Absatz 1* haben die Netzbetreiber basierend auf dem Szenariorahmen und entsprechend dem weiteren Bedarf ihre Entwicklungspläne, die so genannten Mehrjahrespläne, zu erstellen. Unter dem weiteren Bedarf sind Erneuerungs- respektive Ersatzprojekte und regionale Projekte für den Anschluss von Produktionsanlagen respektive Endverbrauchern zu verstehen, welche nicht im Szenariorahmen abgebildet werden. Die Vorgaben des Szenariorahmens sind im Rahmen der Netzplanung zu berücksichtigen, aus welcher schliesslich der Mehrjahresplan resultiert. Der Szenariorahmen ist dabei als Ganzes zu berücksichtigen, das heisst, alle vorgegebenen Szenarien müssen angemessen in die Planungen einfließen, wobei der Schwerpunkt auf das Leitszenario zu legen ist (zum Prozess der Bedarfsermittlung mittels Mehrjahrespläne vgl. Ziff. 1.2.3.2).

Die Aktualisierung der Mehrjahrespläne folgt dem Rhythmus der Überprüfung und Nachführung des Szenariorahmens, das heisst, in der Regel erfolgt eine Aktualisierung alle fünf Jahre. Die Mehrjahrespläne sind innerhalb von neun Monaten nach Genehmigung des letzten Szenariorahmens durch den Bundesrat der ElCom zur Prüfung vorzulegen, welche den Netzbetreibern innert neun Monaten das Ergebnis der Prüfung schriftlich mitteilt (Art. 22 Abs. 2^{bis} [neu] StromVG). Auf diese Weise wird einerseits eine ausreichende Aktualität der Planung gewährleistet und diese an die in der Branche üblichen Planungsrhythmen angepasst. Andererseits wird aber auch der Aufwand für die Erstellung und Prüfung der Mehrjahrespläne bei den Netzbetreibern beziehungsweise der ElCom nicht unverhältnismässig erhöht.

Da der Szenariorahmen die Grundlage für die Netzplanung darstellt, ist bei einer vorgezogenen, auf ausserordentlichen Entwicklungen beruhende Überprüfung und Nachführung des Szenariorahmens auf Anordnung des Bundesrates (gemäss Art. 9a Abs. 4 [neu] StromVG) ebenfalls eine Aktualisierung der Mehrjahrespläne durch die Netzbetreiber vorzunehmen.

Absatz 2 Buchstabe a regelt in Anlehnung an die EU Richtlinie 2009/72/EG⁹⁶ den Mindestinhalt der Mehrjahrespläne. Die Beschreibung der Projekte hat deren Bezeichnung, die Art der Investition (Erneuerung, Ausbau oder Neubau), den Stand der Projekte und der Bewilligungsverfahren, den Zeitpunkt der geplanten Inbetriebsetzungen inklusive Priorisierung der Projekte sowie eine (grobe) Schätzung der Projektkosten zu enthalten. Weiter ist nachzuweisen, dass die Projekte wirksam und angemessen sind. In den Mehrjahresplan sind grundsätzlich nur Projekte aufzunehmen, welche notwendig sind, um die Vorgaben des Szenariorahmens und die gesetzlichen Anforderungen zu erfüllen. Der geforderte Nachweis orientiert sich an den von der ElCom zukünftig anzuwendenden Prüfungskriterien der Mehrjahrespläne.

Die Netzbetreiber haben weiter die Wirksamkeit der vorgesehenen Projekte und der möglichen Alternativen zu belegen. Ein Projekt ist technisch wirksam, wenn mit dem Projekt:

- das Netz (N-1)-sicher ist, ohne jedoch nicht,
- die Netzstabilität ausreichend gewährleistet ist, ohne jedoch nicht,

⁹⁶ Richtlinie 2009/72/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13.7.2009 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt, insbesondere Art. 22 (so genannter Netzentwicklungsplan) unter: <<http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:211:0055:0093:DE:PDF>>

- keine Spannungsgrenzen verletzt sind, ohne jedoch schon,
- die Netzintegration erneuerbarer Energien gewährleistet ist, ohne jedoch nicht,
- die Kurzschlussgrenzwerte eingehalten werden, ohne jedoch nicht, oder
- ungewollte Ringflüsse über das europäische Übertragungsnetz vermieden werden, ohne jedoch nicht.

Ein Projekt ist wirtschaftlich wirksam, wenn mit dem Projekt unverhältnismässiger Aufwand zur Behebung von Überlastungen (oder andere Problemsituationen) in der gleichen oder in unterlagerten Netzebenen vermieden werden kann oder das Projekt zu einer gewollten Erhöhung der (grenzüberschreitenden) Transportkapazitäten führt.

Die Netzbetreiber haben zudem darzulegen, dass die im Mehrjahresplan vorgesehenen Projekte unter Berücksichtigung möglicher alternativer Massnahmen angemessen sind. Im Rahmen der aktuellen Ex-Post-Regulierung impliziert dies, dass den Wirksamkeiten der vorgesehenen Projekte und möglicher Alternativen die zu erwartenden Kosten gegenüber zu stellen sind (Kosten-Wirksamkeits-Betrachtung), soweit die Massnahmen nicht technisch zwingend sind.

Zur Prüfung der Notwendigkeit der Projekte kann die ElCom zusätzlich einfache Kriterien festlegen wie zum Beispiel gewisse Mindestauslastungskriterien. Bei finanziell sehr bedeutsamen Projekten auf der Netzebene 1 ist auch eine Kosten-Nutzenanalyse möglich, soweit diese aufgrund der zu erwartenden nicht beeinflussbaren Rahmenbedingungen (insbesondere zwingende Massnahmen gemäss Heimat- und Umweltschutz- sowie Raumplanungsrecht) erstellt werden kann. Diese Analyse bewertet die einzelnen Wirksamkeiten monetär und ermöglicht eine ergänzende zusammenfassende Bewertung. In Bezug auf eine mögliche zukünftige Einführung einer Anreizregulierung sind die grundlegenden Ausführungen in Ziffer 1.2.3.2 zu beachten.

Die neuen Kriterien stehen in keinem Widerspruch zu den bestehenden Kriterien „sicher, leistungsfähig und effizient“ aus Artikel 8 Absatz 1 Buchstabe a StromVG. Vielmehr wird mit den neuen Kriterien „wirksam und angemessen“ präzisiert, dass die Netzbetreiber die zu erwartenden positiven Wirkungen und die (grob) geschätzten Kosten der von ihnen vorgesehenen Massnahmen und etwaiger Alternativen aufzeigen müssen und damit der Beitrag jeder einzelnen Massnahme zur Sicherstellung eines auch in Zukunft sicheren, leistungsfähigen und effizienten Netzes transparent dargelegt werden müssen.

Die Prüfung der Mehrjahrespläne durch die ElCom wird in Artikel 22 Absatz 2^{bis} (neu) StromVG geregelt.

Gemäss *Absatz 2 Buchstabe b* besteht die Pflicht, zusätzlich zum zehnjährigen Mehrjahresplan diejenigen Massnahmen auszuweisen, die in den weiteren zehn über den vorgeschriebenen Zeithorizont hinausgehenden Jahren bereits vorgesehen sind. Der längerfristige Zeithorizont soll unter Anderem eine bessere Abstimmung mit den Entwicklungen auf europäischer Ebene ermöglichen.

In *Absatz 3* wird dem Bundesrat die Kompetenz zum Erlass von Ausführungsbestimmungen übertragen, um weitere Vorgaben für die Mehrjahrespläne festzulegen. Ausserdem kann der Bundesrat für

Verteilnetzbetreiber Ausnahmen von der Pflicht zur Vorlage von Mehrjahresplänen vorsehen.

Die Betreiber der Verteilnetze von mittlerer und tiefer Spannung werden mit Artikel 8 Absatz 4 StromVG in Verbindung mit Artikel 6 StromVV von der Pflicht zur Erstellung von Mehrjahresplänen befreit.

Nach *Absatz 4* besteht unter Vorbehalt der unter Buchstabe a - c ausgeführten Ausnahmen grundsätzlich eine Pflicht zur Veröffentlichung der Mehrjahrespläne.

Art. 9c Festsetzung Einspeisepunkte

Gemäss *Absatz 1* sind die Einspeisepunkte für neue Produktionsanlagen von den Netzbetreibern auf der Basis von gesicherten Planungsdaten festzulegen. Planungsdaten sind Daten der zuständigen Behörden und der betroffenen Gewerbebetriebe zu Produktion und Verbrauch betreffend die zukünftige Entwicklung des Netzes im betroffenen Gebiet. Damit soll mithin sichergestellt werden, dass die Einspeisepunkte für neue Produktionsanlagen basierend auf einer vorausschauenden Planung des Netzbetreibers erfolgen. Um einen längerfristig effizienten Anschluss von Produktionsanlagen nach Artikel 7 EnG gewährleisten zu können, soll dem Netzbetreiber zudem diejenige Variante der Netzentwicklung vergütet werden, welche den sich aus belastbaren Planungsdaten über die zukünftige Produktion und den zukünftigen Verbrauch ergebenden Bedarf wirksam und angemessen abdeckt.

In *Absatz 2* wird festgelegt, dass in der Regel derjenige Punkt auf dem bestehenden oder zukünftigen Netz als Einspeisepunkt festzulegen ist, welcher aus technischer und wirtschaftlicher Sicht den günstigsten Anschluss ermöglicht. Diese Regelung bezweckt, dass das bestehende oder zukünftige Netz ab Einspeisepunkt von mehreren Elektrizitätserzeugern und/oder Endverbrauchern genutzt wird. Zwingende Anforderungen der Raumplanung und des Umwelt- und Landschaftsschutzes können beispielsweise dazu führen, dass von dieser Regel ausnahmsweise abgewichen werden muss.

Art. 9d Grundsätze für die Netzplanung

Mit *Absatz 1* wird die Grundlage geschaffen, dass bei der Prüfung der Mehrjahrespläne auf die jeweiligen verwendeten Netzplanungsgrundsätze der Netzbetreiber abgestützt werden kann. Bekannte Netzplanungsgrundsätze bieten ein wichtiges Element, um die den Mehrjahresplänen zugrunde liegende Netzplanung nachvollziehen zu können. Besonders aus diesem Grund ist eine Veröffentlichung der Planungsgrundsätze sinnvoll. Transparenz in den Planungsgrundsätzen kann zudem die Planung zwischen benachbarten, sowie über- und unterliegenden Netzbetreibern erleichtern.

In der konkreten Ausgestaltung der technischen Netzplanungsgrundsätze für verschiedene Netzebenen können sich in einzelnen Bereichen starke Unterschiede ergeben. Dies ist damit zu begründen, dass sich die Übertragungs- und Verteilnetze einerseits strukturell und andererseits betrieblich stark voneinander unterscheiden. Ebenso kann die konkrete Ausgestaltung von den lokalen Gegebenheiten eines Versorgungsgebietes geprägt sein. Die Planungsgrundsätze enthalten diverse Elemente:

In den *Rahmenbedingungen* werden die für den Netzausbau relevanten Treiber identifiziert. Dazu gehören zum Beispiel die vertikale Ein- und Ausspeisung in die entsprechende Netzebene und Zubau- oder Abschaltpläne von Kraftwerken.

Unter *Untersuchungsgegenstand* und *Untersuchungsmethodik* werden die relevanten Beurteilungskriterien aufgezeigt. Dazu gehören Lastflussrechnungen und Untersuchungen der Spannungsqualität ausgehend vom ungestörten Betrieb sowie unter Berücksichtigung von möglichen Netzschwächungen (Ausfall eines Netzelements). Weiter berücksichtigt werden typischerweise Berechnungen des Kurzschlussstroms sowie die Verfügbarkeit von Anlagen oder Aspekte der Versorgungsqualität. Eine Festlegung von relevanten Netznutzungsfällen ist Voraussetzung für eine transparente Beurteilung der Netzsituation. Die Netznutzungsfälle sind so zu wählen, dass alle anderen betrieblichen Fälle als Kombination damit auch abgedeckt sind. Im Übertragungsnetz können sich die auslegungsrelevanten Netznutzungsfälle zum Beispiel auszeichnen durch hohen Import, hohen Export, oder durch eine ausgeglichene Bilanz.

Unter den *Netztechnischen Beurteilungskriterien* werden die relevanten technischen Beurteilungskriterien pro Netzebene ausgewiesen. Wichtige Beurteilungskriterien sind zum Beispiel das (N-1)-Kriterium⁹⁷ thermische Belastungsgrenzen, Spannungsgrenzen, Spannungsqualität, Kurzschlussbetrachtungen (Minimal- und Maximalwerte für Kurzschlusswechselstrom), Schutzkonzepte, sowie weitere Aspekte.

Als Massnahmen für die Einhaltung der Beurteilungskriterien können netzbezogene Massnahmen im unveränderten Netz, sowie planerische Massnahmen mit Eingriff in das bestehende Netz infrage kommen. An dieser Stelle haben die Netzplanungsgrundsätze eine wirtschaftliche Rang- und Reihenfolge für die Bewertung von netztechnischen Einzelmassnahmen zu reflektieren (NOVA-Prinzip, siehe dazu Ausführungen zu Absatz 2).

Mit *Absatz 2* wird das sogenannte NOVA-Prinzip in den Netzplanungsgrundsätzen verankert (vgl. Ziff. 1.2.2, *Leitlinie 14: Netzoptimierung vor Verstärkung vor Netzausbau, NOVA*). Es beinhaltet den Aspekt einer wirtschaftlichen Rangordnung für die Bewertung von netztechnischen Einzelmassnahmen. Nach dieser Rangordnung sind Massnahmen im Bereich der Optimierung in der Regel kostengünstiger, als jene im Bereich der Verstärkung und diese wiederum kostengünstiger als jene im Bereich des Ausbaus. Die Abgrenzung zwischen Verstärkung und Ausbau berücksichtigt zusätzlich das Kriterium eines möglichst haushälterischen Umgangs mit Raum und Boden. Es wird somit geregelt, dass ein Ausbau erst vorgenommen werden darf, wenn durch eine Optimierung und Verstärkung das angestrebte Resultat nicht erreicht werden kann.

Eine mögliche Abgrenzung ist wie folgt vorgeschlagen, wobei die Aufzählung der Beispiele nicht abschliessend ist:

Optimierungen umfassen Massnahmen wie Eliminierung von Engpässen in Unterwerken, Errichtung von Netz-Provisorien, betriebliche Spannungserhöhung (z.B. von 220 auf 380 kV) Temperaturabhängiger Betrieb der Leitungen, Integration eines Systems zum Freileitungsmonitoring, Auslegung der Wechselrichter für eine netzstützende Integration dezentrale Erzeugungsanlagen, Optimierung oder

⁹⁷ Definition siehe unter Ziff. 1.1.6.

Anpassung des betrieblichen Erdkonzeptes oder Durchführung einer planerischen Trennstellenoptimierung.

Verstärkungen umfassen Massnahmen wie den Ausbau und die Erweiterung von Schaltanlagen, die Nutzung freier Gestängeplätze beziehungsweise freier Kabelrohre, bauliche Spannungserhöhung (z.B. von 220 auf 380 kV), Austausch von Leitungsseilen bei eventueller Erhöhung der Bodenabstände (Querschnittserhöhung, Umbeseilungen auf Dreier- beziehungsweise Viererbündel, Einsatz von Hochtemperaturleiterseilen [HTLS], Erhöhung der Transformatorenleistung (Austausch, zusätzliche Transformatoren), Einsatz von regelbaren Ortsnetztransformatoren und Erstellung von Blindleistungskompensationsanlagen.

Unter dem *Ausbau* wird etwa der Ausbau von Leitungen auf einer neuen Trasse, der Neubau von Transformatoren und Schaltanlagen, sowie die Erstellung von Overlay-Netzen (z.B. Hochleitungs-Gleichstrom-Übertragung) verstanden.

Das NOVA-Prinzip kann grundsätzlich auf alle Ebenen der Elektrischen Netze angewandt werden. Es ist zu beachten, dass sich die verschiedenen Massnahmen in der Rang- und Reihenfolge für die verschiedenen Netzebenen unterscheiden.

Die verschiedenen Einzelmassnahmen eines Netzprojektes müssen immer gesamthaft betrachtet werden. Die Anwendung des NOVA-Prinzips in konkreten Netzprojekten mit vielen Einzelmassnahmen muss also so geschehen, dass eine insgesamt vorausschauende und dadurch effiziente Lösung resultiert. Die das NOVA-Prinzip reflektierenden Netzplanungsgrundsätze führen also nicht zwingend immer zuerst zu einer Optimierung, welche gefolgt von einer Verstärkung einem Ausbau vorausgeht. Insbesondere kann eine umweltrelevante Schutzgesetzgebung der Netzoptimierung und Netzverstärkung Grenzen setzen, indem nach einer Optimierung oder Verstärkung vorgeschriebene Grenzwerte nicht mehr eingehalten werden können (insbesondere bezüglich nichtionisierende Strahlung oder Lärm).

Gemäss *Absatz 3* kann die ElCom mit dem Ziel der besseren Vergleichbarkeit Minimalanforderungen an die Netzplanungsgrundsätze nach *Absatz 1* und die Planungsdaten nach *Absatz 2* festlegen. Ausserdem kann die ElCom Ausnahmen von der Pflicht zur Veröffentlichung vorsehen (z.B. für sehr kleine Verteilnetzbetreiber).

Art. 9e Koordination der Planung

In *Absatz 1* werden alle Netzbetreiber ausdrücklich zur Koordination verpflichtet. Da diese Koordination besonders wichtig ist, rechtfertigt sich eine spezifischere Regelung als dies in Artikel 9 Absatz 1 StromVG schon vorliegt.

Mit *Absatz 2* wird der nationalen Netzgesellschaft Swissgrid eine umfassende Koordinationspflicht bei der Planung des Übertragungsnetzes auferlegt. Diese impliziert für die Betreiber der Verteilnetze eine Pflicht zur Mitwirkung und findet ihre Entsprechung insbesondere in der Auskunftspflicht gemäss Artikel 25 Absatz 1 StromVG. Der Begriff Planung ist umfassend zu verstehen und bezieht sich auf den ganzen Netzentwicklungsprozess. Nebst den Kantonen hat Swissgrid insbesondere auch die Betreiber von grossen Kraftwerken angemessen einzubeziehen, damit bei der Planung des Übertragungsnetzes nicht nur die Abstimmung mit den benachbarten Übertragungsnetzen, sondern auch die Abstimmung mit den raumplanerischen Aspekten und den Bedürfnissen von grossen, in das Übertragungsnetz direkt einspeisenden Kraftwerken frühzeitig erfolgt.

Mit *Absatz 3* wird die Auskunftspflicht der übrigen Netzbetreiber gegenüber der nationalen Netzgesellschaft Swissgrid verankert. Dies ist eine logische Konsequenz aus den Anpassungen in *Absatz 1*, welcher der nationalen Netzgesellschaft Swissgrid eine umfassende Koordinationspflicht bei der Planung des Übertragungsnetzes auferlegt und *Absatz 2*, welcher Swissgrid für die Koordination der Planung verantwortlich macht. Swissgrid hat jedoch keine Verfügungskompetenz und somit auch keine rechtlichen Möglichkeiten, wenn sie von Amtsstellen des Bundes Informationen verlangt und diese nicht geliefert werden. Sollte Swissgrid die für ihre Aufgaben notwendigen Informationen nicht erhalten, so hat sie die Möglichkeit, an die ElCom zu gelangen. Die ElCom kann in der Folge eine Herausgabe von Informationen an Swissgrid verfügen.

Gemäss *Absatz 4* sind die übrigen Netzbetreiber zudem selber verantwortlich für die regionale Koordination der für die Planung wichtigen Akteure. Dazu gehören insbesondere die Kantone, die Unternehmen der Elektrizitätswirtschaft und je nach Netzebene auch die Gemeinden.

Art. 9f Öffentlichkeitsarbeit

In *Absatz 1* werden die Informations- und Kommunikationsaufgaben des Bundes in Bezug auf die wichtigen Aspekte der Netzentwicklung festgehalten. Im Sinne eines öffentlichen Informationsauftrages stellt der Bund demgemäss umfassende Informationen in Zusammenhang mit der bedarfs- und zeitgerechten Netzentwicklung und zum Ablauf des Netzentwicklungsprozesses bereit, beispielsweise in Form eines Webseitenauftretens, von Broschüren, Videos oder Artikeln in Publikationen des Bundes. Ferner betreibt der Bund Plattformen für einen konstruktiven Dialog zwischen den verschiedenen Interessengruppen und orientiert über den Stand der Netzentwicklung.

In *Absatz 2* werden die entsprechenden Informations- und Kommunikationsaufgaben der Kantone festgehalten. Die Öffentlichkeitsarbeit der Kantone ist auf die kontrovers diskutierten Leistungsausbauvorhaben der Netzebenen 1 - 3 zu fokussieren. Der Bund kann die Aufgaben der Kantone im Zusammenhang mit deren regionalen Kommunikation in Leistungsvereinbarungen formalisieren und damit die Grundlage für die Abgeltung der entsprechenden Kosten der Kantone schaffen. Die Kosten für diese Leistungen werden über die Gebühren, welche der Bund nach Artikel 3^{bis} Absatz 2 (neu) EleG auf Verordnungsstufe bestimmen kann, finanziert. Kosten aus Massnahmen, die dem Grundauftrag der Kantone entsprechen (z.B. allgemeine Informationen im Zusammenhang mit der Raumplanung) oder sich auf spezifische Projekte beziehen (z.B. Stellungnahmen in Plangenehmigungsverfahren), sind nicht Gegenstand solcher Leistungsvereinbarungen. Ferner unterstützt der Bund die Kantone inhaltlich bei der Gestaltung der Information und Mitwirkung (z.B. mittels Vollzugshilfen, Informationsmaterial oder Bereitstellung von Referenten).

Art. 15 Anrechenbare Netzkosten

Die Präzisierung, wonach auch die Betriebs- und Kapitalkosten gesetzlich vorgeschriebener intelligenter Messsysteme beim Endverbraucher stets als

anrechenbare Kosten (Abs. 1) beziehungsweise Betriebskosten (Abs. 2) gelten, ist bereits im ersten Massnahmenpaket der ES 2050 enthalten⁹⁸.

In *Absatz 2* wird präzisiert, dass unter Betriebskosten auch die Kosten für benötigte Dienstbarkeiten, die Kosten im Zusammenhang mit Informationsmassnahmen der Unternehmen sowie die von den Netzbetreibern entrichteten Gebühren nach Artikel 3^{bis} Absatz 2 (neu) EleG zu verstehen sind. Die Regelung über die Dienstbarkeiten findet auch auf Gemeinwesen Anwendung. Im Sinne eines effizienten Netzentwicklungsprozesses und zur Schaffung von Akzeptanz sollen die Netzbetreiber die Öffentlichkeit und betroffene Interessengruppen möglichst frühzeitig in die Planung von Bauvorhaben einbeziehen und informieren. Für Netzbetreiber kann es sinnvoll sein, Kantone auf Vertragsbasis auch für diese projektspezifischen Kommunikations-, Informations- und Mitwirkungsaufgaben zu engagieren, die über die Aufgaben der Kantone nach Art. 9f Abs. 2 (neu) StromVG hinausgehen. Die daraus entstehenden Kosten sollen grundsätzlich an die Netzentgelte angerechnet werden können.

In *Absatz 3* wird neu ausdrücklich festgehalten, dass auch die im Zusammenhang mit der Realisierung von zwingend notwendigen Vorsorge-, Schutz-, Wiederherstellungs- und Ersatzmassnahmen gestützt auf die Umwelt-, Natur- und Heimatschutzgesetzgebung entstehenden Kosten als Kapitalkosten anrechenbar sind, auch wenn diese nicht im eigentlichen Sinne den elektrischen Anlagen dienen. Zur Umweltgesetzgebung gehört, analog zu der Regelung in Artikel 15b Absatz 3 (neu) EleG, nicht nur das NHG und das USG, sondern unter anderem auch das GSchG, das WaG und das JSG. Eingriffe in geschützte Landschaften, Biotope oder den Wald müssen grundsätzlich ausgeglichen werden (vgl. dazu Ziff. 1.2.2, *Leitlinie 10: Weitere anrechenbare Kosten von Netzprojekten*).

Weiter sollen auch die Kosten für innovative Massnahmen für intelligente Netze in beschränktem Masse anrechenbar sein. Die Netzbetreiber sollen damit die Möglichkeit, aber nicht die Verpflichtung haben, Kosten für Innovationen im Netz als Netzkosten anzurechnen. Damit sollen in Zukunft insbesondere Projekte realisiert werden können, welche kein Alleinstellungsmerkmal aufweisen, mit welchen aber wichtige Praxiserfahrungen mit Massnahmen zur Vermeidung oder Verminderung eines Netzausbaubedarfs oder zur Verbesserung der netzseitigen Integration neuer erneuerbarer Energien gesammelt werden können.

Mit *Absatz 3^{bis}* wird dem Bundesrat die Kompetenz erteilt, in den Ausführungsbestimmungen den Umfang der anrechenbaren Kosten nach den Absätzen 1 - 3 zu beschränken.

Gestützt auf Artikel 15 Absatz 4 Buchstabe a wird der Bundesrat die Berechnung der anrechenbaren Kosten regeln und dabei in Übereinstimmung mit den europäischen Rechtsgrundlagen den Umfang der anrechenbaren Kosten beschränken müssen.

Art. 20 Aufgaben der nationalen Netzgesellschaft

In *Absatz 2 Buchstabe d* wird neu eingefügt, dass die Handhabung von Engpässen effizient erfolgen muss.

⁹⁸ Botschaft zum ersten Massnahmenpaket ES 2050, BBl 2013 7561 hier 7634 f. und 7796.

Absatz 2 Buchstabe e ergänzt die Aufgaben der nationalen Netzgesellschaft (Swissgrid) ausdrücklich mit der internationalen Anbindung des schweizerischen Übertragungsnetzes. In der Ausarbeitung des Szenariorahmens hat die nationale Netzgesellschaft die internationalen Randbedingungen einzubringen (vgl. Ziff. 1.2.3.1). Die Netzplanung und die Mehrjahrespläne der Swissgrid reflektieren die international abgestimmte Planung. Heute hat die nationale Netzgesellschaft im Rahmen des ENTSO-E bereits die Möglichkeit, die Koordination der Planung des schweizerischen Übertragungsnetzes sicher zu stellen und sich in die Ausarbeitung von PCI-Vorhaben der Europäischen Union einzubringen. Eine Anpassung der Aufgaben der nationalen Netzgesellschaft ist diesbezüglich nicht notwendig (vgl. dazu Ziff. 1.2.2, *Leitlinie 2: Internationale Anbindung*).

In *Absatz 2 Buchstabe f* wird die grenzüberschreitende Zusammenarbeit ebenfalls gestrichen, da dies neu in Absatz 2 Buchstabe e geregelt wird.

Weil die Projekte der Übertragungsebene oftmals umstritten sind, diesen für eine sichere Stromversorgung in der Schweiz aber gleichzeitig eine grosse Bedeutung zukommt und eine frühzeitige und umfassende Information für die Akzeptanz von Projekten wichtig ist, wird die nationale Netzgesellschaft mit *Absatz 2 Buchstabe g* verpflichtet, die Öffentlichkeit über die Begründung und den Stand der Projekte gemäss dem von der ElCom geprüften Mehrjahresplan zu informieren und deren Bedeutung für die Stromversorgung in der Schweiz darzulegen. Die Informationen sind so bereit zu stellen, dass sie für eine breite Bevölkerung verständlich sind. Auch wenn für die Verteilnetzbetreiber keine analoge Verpflichtung eingeführt wird, wird es auch für sie in Zukunft noch vermehrt notwendig sein, insbesondere die betroffene Bevölkerung und die interessierten Kreise frühzeitig und umfassend zu informieren.

Die nationale Netzgesellschaft wird in *Absatz 2 Buchstabe h* weiter verpflichtet, dem BFE und den Kantonen die zur Erfüllung der Aufgaben gemäss Artikel 9f (neu) StromVG notwendigen Auskünfte zu erteilen und sachdienliche Unterlagen zur Verfügung zu stellen.

Art. 22 Aufgaben

Gemäss *Absatz 2^{bis}* hat die Eidgenössische Elektrizitätskommission die Pflicht, diejenigen Mehrjahrespläne, welche ihr von den Netzbetreibern gemäss Artikel 9b (neu) StromVG vorgelegt werden (vgl. Ziff. 1.2.2, *Leitlinie 4: Koordination der Akteure bei der Bedarfsermittlung*), innert neun Monaten zu prüfen.

3 Auswirkungen

3.1 Auswirkungen auf den Bund

Nach heutigem Kenntnisstand erfordert die Erarbeitung und Umsetzung der Strategie Stromnetze zusätzliche und zeitlich unbefristete personelle Ressourcen. Diese sollen schwerpunktmässig für die Ausarbeitung des Szenariorahmens, die Koordination raumplanerischer Prozesse, die Mitwirkung an der Erarbeitung des Sachplans Energienetze, die Prüfung der Mehrjahrespläne sowie für eine erweiterte Öffentlichkeitsarbeit eingesetzt werden. Die Kosten des zusätzlichen Ressourcenbedarfs können voraussichtlich zu einem wesentlichen Teil über

Gebühren respektive Abgaben gedeckt werden. Nach Abschluss der Vernehmlassung wird der Stellenbedarf näher definiert. Über den personellen Mehrbedarf hinaus ergeben sich keine zusätzlichen finanziellen Auswirkungen für den Bund.

3.2 Auswirkungen auf Kantone und Gemeinden

Mit der Umsetzung der Strategie Stromnetze ist keine Verlagerung der Planungskompetenzen vorgesehen. Insofern sind keine Auswirkungen auf die Kantone und die Gemeinden erkennbar.

Ein Ziel der Strategie Stromnetze ist es, die betroffenen Akteure, also auch die Gemeinden und Kantone, früh in den Planungsprozess und die raumplanerischen Rahmenbedingungen für die Bestimmung des Planungsgebietes einzubeziehen. Die involvierten Akteure werden durch den Bund unterstützt, so dass diese ihre Verantwortung im Kontext der gesetzten Rahmenbedingungen bestmöglich wahrnehmen können.

Die räumliche Koordination eines Netzausbauprojektes mit anderen Ansprüchen an den Raum erfolgt in zwei Schritten nach den Regeln des Sachplanverfahrens (vgl. Ziff. 1.2.3.4). Schon im ersten Schritt, bei welchem es darum geht ein Planungsgebiet festzulegen, werden alle Interessierten, insbesondere die betroffenen Kantone, mit einbezogen. Diese Zusammenarbeit und Koordination wird im zweiten Schritt, bei der Festsetzung eines Planungskorridors, fortgesetzt. Durch diese frühzeitige und enge Zusammenarbeit zwischen der Gesuchstellerin und den Kantonen im Verfahren zum Sachplan Energienetze können die Kantone rechtzeitig feststellen, welcher Anpassungsbedarf für die kantonale Planung besteht. Sie können damit allfällige Änderungen parallel zum Sachplanverfahren vornehmen. Die kantonale Planungshoheit wird durch diese Regelung nicht beeinträchtigt.

3.3 Auswirkungen auf die Volkswirtschaft

Die Strategie Stromnetze verbessert die Rahmenbedingungen für den Netzausbau in der Schweiz. Die Versorgungssicherheit in der Schweiz wird durch die erhöhte Planungs- und Investitionssicherheit verbessert. Dies betrifft insbesondere die Versorgungssicherheit im Bereich des Übertragungsnetzes, in dem sich heute Zeichen für Engpässe und ausgeschöpfte Kapazitäten durch die Zunahme von N-1-Verletzungen zeigen.⁹⁹ Die Wahrscheinlichkeit von möglichen „Black Outs“, die mit erheblichen volkswirtschaftlichen Kosten verbunden sind (vor allem aus dem Produktionsstillstand und daraus resultierenden Zulieferengpässen, sowie Versorgungsgpässen) wird vermindert. Zudem wird die gesellschaftliche Akzeptanz des Netzausbaus verbessert, da verbesserte Möglichkeiten der Erdverkabelung geschaffen werden. Die Gefahr eines etwaigen Regulierungsversagens durch einen nicht hinreichend koordinierten Netzausbau

⁹⁹ „Versorgungssicherheit und Wettbewerbsentwicklungen unter dem StromVG und der StromVV“ Bericht des BFE, Abteilung Energiewirtschaft, November 2013, Ziff. 3.2.
Unter:
<http://www.bfe.admin.ch/php/modules/publikationen/stream.php?extlang=de&name=de_6760588.pdf>.

wird verringert. Wirtschaftliche Unsicherheiten und damit verbundene volkswirtschaftliche Kosten bei den erheblichen Investitionen werden begrenzt. Die angestrebte Beschleunigung der Genehmigungsverfahren bringt Effizienzpotenziale durch geringere Verfahrensdauern. Es ist insgesamt davon auszugehen, dass die Projektierungskosten sinken werden.

Darüber hinaus wird die internationale Anbindung der Schweiz verbessert, der Transport der inländischen Produktion zum Endverbraucher sichergestellt, die heute bereits hohe Versorgungssicherheit weiterhin gewährleistet und durch die Einführung von Budgets für innovative Massnahmen für intelligente Netze Innovationsanreize gesetzt.

Die verbesserten Möglichkeiten der Erdverkabelung der Stromnetze, welche ein gesellschaftliches Anliegen aufnehmen wie auch der notwendige Einbezug der Öffentlichkeit in die Planung der Netze, sind mit entsprechenden zusätzlichen Kosten verbunden.

3.3.1 Netzkosten und volkswirtschaftliche Kosten

Netzkosten heute und Verhältnis zur Energiestrategie 2050

Wie in der Botschaft zum ersten Massnahmenpaket ES 2050 aufgezeigt, geht der Bundesrat für den Ausbau und die Erneuerung im Übertragungsnetz und den Ausbau im Verteilnetz von Kosten in der Höhe von bis zu 18 Milliarden Franken aus.¹⁰⁰ Davon sind 2,3 - 2,7 Milliarden Franken Kosten für die notwendigen Ausbauprojekte im Übertragungsnetz bis 2050 und rund 4 Milliarden Franken für die Erneuerung des Übertragungsnetzes bis 2030 einberechnet. In den 18 Milliarden Franken sind ebenfalls die Kosten für den Ausbau der Verteilnetze enthalten. Bis 2050 ist infolge der zunehmenden dezentralen Einspeisungen mit einem Ausbaubedarf im Verteilnetz zu rechnen, der je nach Szenario des Zubaus erneuerbarer Energien zwischen 3,9 und 12,6 Milliarden Franken liegt. Diese Kosten könnten durch intelligente Steuerungen (z.B. bei der Spannungshaltung, dem Einsatz von dezentralen Speichern oder der Steuerung der dezentralen Produktion) reduziert werden. Die Kosten für den Aus- und Umbau der Netze, einschliesslich einer allfälligen Einführung von Smart Metering, werden von den Netzbetreibern getragen. Diese können, soweit sie als anrechenbar gelten, via Netznutzungsentgelte (Netznutzungstarife) auf die Endverbraucherinnen und Endverbraucher überwälzt werden. Die ElCom überprüft die Netznutzungsentgelte von Amtes wegen und kann Absenkungen verfügen oder Erhöhungen untersagen. Exemplarisch kann für einen durchschnittlichen Haushalt¹⁰¹ heute von Netznutzungsentgelten in der Höhe von 10,0 Rp./kWh ausgegangen werden. Diese würden bei der Realisierung der Aus- und Umbauvorhaben im Übertragungsnetz und im Verteilnetz bis 2035 rund 1,0 Rp./kWh ansteigen.¹⁰² Die heutigen Netznutzungsentgelte enthalten die anrechenbaren Betriebs- und Kapitalkosten gemäss StromVG. Dabei ist die Erneuerung der Netze grundsätzlich in den Netznutzungsentgelten enthalten. Insgesamt ist keine staatliche Finanzierung im Netzbereich vorgesehen.

¹⁰⁰ Botschaft zum ersten Massnahmenpaket ES 2050, BBl 2013 7561, hier 7637.

¹⁰¹ Für einen durchschnittlichen Haushalt wird (je nach Datengrundlage) von einem Jahresverbrauch zwischen 4'000 - 5'500 kWh ausgegangen.

¹⁰² Botschaft zum ersten Massnahmenpaket ES 2050, BBl 2013 7561, hier 7735 (Tabelle 16).

Zusätzliche Netzkosten der Strategie Stromnetze aufgrund der Erdverkabelung

Um die gesellschaftliche Akzeptanz des notwendigen Netzausbaus in der Öffentlichkeit zu erhöhen, ist in der Strategie Stromnetze vorgesehen, dass unter Berücksichtigung eines Mehrkostenfaktors eine vermehrte Erdverkabelung der Netzebenen 3 sowie 5 und 7 erfolgt. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass die Netzebene 7 heute schon fast vollständig verkabelt ist. Bei einer weitgehenden Erdverkabelung der Netzebenen 3 und 5 (Annahme Mehrkostenfaktor 3,0¹⁰³) im Rahmen von Erneuerung oder Ersatz werden (nicht abdiskontierte) Kosten von 5,25 Milliarden Franken bis 2035 und von 10,5 Milliarden Franken bis 2050 anfallen.¹⁰⁴ Für eine exemplarische untere Grenze (Annahme Mehrkostenfaktor 1,5), welche eine weniger umfangreiche Erdverkabelung impliziert, ergeben sich Mehrkosten von 2,95 Milliarden Franken bis 2035 und 5,9 Milliarden Franken bis 2050 (siehe nachfolgende Abbildung 7). Bei der Abschätzung dieser Kosten¹⁰⁵ wurde davon ausgegangen, dass die Hälfte der durch den Mehrkostenfaktor betroffenen Leitungskilometer in der Schweiz bis 2035 verkabelt würde. Die andere Hälfte der betroffenen Leitungskilometer würde bis 2050 verkabelt. Die Gesamtmenge der durch den Mehrkostenfaktor betroffenen Leitungskilometer variiert abhängig von der Höhe des Faktors. Die Aufteilung der Kosten bis 2050 kann sich abhängig von der effektiven Umsetzung von Projekten anders gestalten, demnach könnte ein Teil der Kosten auch früher anfallen als ausgewiesen.

KOSTENBEREICH	BANDBREITE DER KOSTEN			
	UNTERER WERT IN MRD. CHF (MKF 1.5)		OBERER WERT IN MRD. CHF (MKF 3.0)	
	BIS 2035	BIS 2050	BIS 2035	BIS 2050
Kosten Strategie Stromnetze (Erdverkabelung, MKF 1.5 - 3.0)	2.95	5.9	5.25	10.5

Abbildung 7: Direkte Kosten der in der Strategie Stromnetze stipulierten Erdverkabelung (MKF = Mehrkostenfaktor)

Die zusätzlichen Netzkosten aufgrund der Erdverkabelung sind massgeblich abhängig von der späteren Festlegung der Höhe des anzuwendenden Mehrkostenfaktors durch den Bundesrat. In Art. 15c Abs. 2 (neu) EleG wird ein

¹⁰³ Ein Mehrkostenfaktor von 3,0 beinhaltet gegenüber einem Mehrkostenfaktor von 2,75 eine Sicherheitsmarge, die nur geringfügige Auswirkungen auf die Gesamtkosten hat.

¹⁰⁴ Hierbei ist zu berücksichtigen, dass durch die Erstellung von Freileitungen auf der Netzebene 1, soweit technisch machbar, zusätzliche Freileitungen auf niedrigeren Spannungsebenen verkabelt werden können. Die Kostenwirkung dieser Möglichkeit ist weitgehend in der genannten Obergrenze enthalten.

¹⁰⁵ consentec Studie im Auftrag des BFE: „Grundlagen für eine Berechnungsmethode zum Kostenvergleich zwischen Kabeln und Freileitungen sowie zur Festlegung eines Mehrkostenfaktors“, 12.4.2013. Unter: <<http://www.news.admin.ch/NSBSubscriber/message/attachments/31007.pdf>>. Die absoluten Kostenangaben sind mit starken Unsicherheiten behaftet, da sie auf Basis von Annahmen hinsichtlich sehr langfristiger Entwicklungen errechnet wurden.

maximaler Mehrkostenfaktor von 3,0 festgelegt. Bei einem exemplarischen Mehrkostenfaktor von 1,5 ergibt sich bis 2050 eine Zunahme der Netznutzungsentgelte um ca. 0,29 Rp./kWh¹⁰⁶. Bei einem Mehrkostenfaktor von 3,0 ergibt sich bis 2050 und auf Basis von Extrapolation eine Zunahme der Netznutzungsentgelte um ca. 0,55 Rp./kWh¹⁰⁷.

Zusätzliche Netzkosten der Strategie Stromnetze aufgrund von innovativen Massnahmen für intelligente Netze

Zusätzliche Kosten können durch die Erprobung von neuen Technologien für intelligente Netze entstehen, soweit diese als anrechenbare Kosten anerkannt werden. Hierdurch sollen Innovationsanreize gesetzt werden, wobei der Fokus dieser neuen Regelung auf vergleichsweise kleinen, einfach umsetzbaren Projekten liegt (vgl. Ziff. 1.2.2, *Leitlinie 11: Forschungsfelder Netzbetreiber*). Die zusätzlichen Kosten sind abhängig von der maximal möglichen, zugelassenen Höhe solcher Aufwendungen. Bei einem exemplarischen Ansatz von maximal 0,5% der Netzkosten in der Schweiz kann sich langfristig (unter Berücksichtigung der Betriebskosten des Netzes) ein maximaler Betrag von rund 20 Millionen pro Jahr ergeben; dies würde einer Zunahme der Netznutzungsentgelte für Haushalte (Netzebene 7) von rund 0,04 Rp./kWh¹⁰⁸ entsprechen. Es ist vorgesehen, dass dieses Instrument mit bestehenden Fördermassnahmen abgestimmt wird.

Weitere direkte volkswirtschaftliche Kosten der Strategie Stromnetze

Kostenrelevant sind zudem weitere Kosten, die sich aus notwendigen Umweltmassnahmen ergeben. Hierunter fallen unter anderem Ersatzmassnahmen oder Wiederherstellungskosten gemäss Umweltschutzgesetzgebung und Kosten für benötigte Dienstbarkeiten. Allerdings würden solche Kosten auch ohne die Strategie Stromnetze entstehen. Durch die Strategie Stromnetze werden vorhandene rechtliche Unsicherheiten, welche die Bewilligungsverfahren heute verzögern und zu einem schleppenden Ausbau der Netze beitragen, beseitigt.

Zusätzliche volkswirtschaftliche Nutzen- und Kosteneffekte der Strategie Stromnetze

Neben diesen zusätzlichen Kosten gehen volkswirtschaftliche Nutzeneffekte von der erhöhten Planungssicherheit aus. Die Gefahr von Fehlplanungen und den damit verbundenen volkswirtschaftlichen Kosten, welche ex post nicht mehr zu reduzieren sind (sogenannte versunkene Kosten), wird verringert, da im Vorhinein absehbare Überkapazitäten besser vermieden werden können. Auch die zu erwartenden Projektierungskosten der Projektanten dürften sinken. Zudem können durch den

¹⁰⁶ Zunahme von 0,14 Rp./kWh ab Netzebene 5 bezogen auf ca. 70 Millionen CHF pro Jahr und angenommene 50 TWh Endverbrauch ab Netzebene 5 sowie Zunahme von ca. 0,15 Rp./kWh ab Netzebene 3 bezogen auf abgeschätzte 90 Millionen CHF pro Jahr mit angenommenen 60 TWh Verbrauch. Hierbei wurden die Betriebskosten und die Verzinsung angemessen berücksichtigt.

¹⁰⁷ Zunahme von 0,15 Rp./kWh ab Netzebene 5 bezogen auf ca. 70 Millionen CHF pro Jahr sowie Zunahme von ca. 0,4 Rp./kWh ab Netzebene 3 bezogen auf abgeschätzte 240 Millionen CHF pro Jahr. Gleiche Annahmen zum Verbrauch, den Betriebskosten und der Verzinsung.

¹⁰⁸ Gerundet und bezogen auf 60TWh Verbrauch.

Netzausbau und damit verringerter Engpasssituationen die Redispatchkosten¹⁰⁹ in der Schweiz reduziert werden.

3.3.2 Auswirkungen auf Wachstum, Beschäftigung und Wohlfahrt

Obgleich einzelwirtschaftlich von Belang sind volkswirtschaftlich gesehen die Effekte, welche direkt aus der Strategie Stromnetze resultieren, auf das jährliche BIP-Wachstum und die Beschäftigung als vernachlässigbar einzustufen. Die zu erwartenden Einflüsse auf diese volkswirtschaftlichen Kenngrössen sind begrenzt. Wie oben ausgeführt ist der wesentlichste Kostentreiber im Bereich der Stromnetze der Mehrkostenfaktor für die Kosten der Erdverkabelung, bei denen die anfallenden Investitionen zugleich auch eine gewisse Beschäftigungswirkung haben. Durch die verbesserte planerische Abstimmung beim Netzausbau können, wie oben ausgeführt, etwaige volkswirtschaftliche Kosten von Fehlplanung reduziert werden. Ferner wird die Anbindung an die europäischen Nachbarländer verbessert und somit mögliche Handelsgewinne der Schweizer Energiewirtschaft abgesichert.

Die Wohlfahrtseffekte der Strategie Stromnetze sind ex ante nicht genau bezifferbar und werden deshalb qualitativ beschrieben. Grundsätzlich erhöhen Massnahmen der Strategie Stromnetze vor allem die Versorgungs- und Systemsicherheit in der Schweiz. Dies gilt insbesondere bezüglich der Übertragungsnetzebene. Aufgrund der hohen potenziellen Kosten von Stromausfällen ist dies ein wesentlicher volkswirtschaftlicher Gewinn. Die verbesserten wirtschaftlichen Möglichkeiten einer Erdverkabelung wirken sich zugleich hinsichtlich der Integration von neuen erneuerbaren Energien grundlegend positiv aus, da die gesellschaftliche Akzeptanz für den hierzu notwendigen Netzausbau merklich gesteigert wird.

Gegenzurechnen sind neben den verringerten Kosten aus Einsparungen gegen die Projekte und den damit verbundenen komplexeren Genehmigungsverfahren prinzipiell auch vermiedene externe Kosten. Eine Erdverkabelung lässt sich aber nicht über die vermiedenen externen Kosten rechtfertigen, sondern vor allem über den Nutzen im Bereich Umwelt und Landschaft und der damit verbundenen erhöhten gesellschaftlichen Akzeptanz für den Netzausbau. Ohne erhöhte gesellschaftliche Akzeptanz kann der notwendige Netzausbau nicht in der vorgesehenen Weise umgesetzt werden. Dies beinhaltet mögliche volkswirtschaftliche Folgekosten, zum Beispiel aus einer geringeren netzseitigen Versorgungssicherheit.

Auch die Handelseffekte durch die verbesserte internationale Anbindung sind wohlfahrtsmässig nicht belastbar quantifizierbar. Sie hängen vor allem von der Marktentwicklung in der Schweiz und der EU ab, das heisst, wie sich die grenzüberschreitenden Nachfrage- und Angebotspotenziale zu den verfügbaren Grenzkapazitäten verhalten. Anzumerken ist, dass die Schweiz im Aussenhandel mit Elektrizität derzeit einen Überschuss von 327 Millionen Franken macht, das heisst,

¹⁰⁹ Redispatch-Massnahmen sind präventive oder operative Massnahmen zur Engpassbeseitigung, welche auf nationaler oder internationaler Ebene angewendet werden können.

sie profitiert grundlegend vom Handel¹¹⁰. Der Handel erfolgt vorwiegend über die 75 Elektrizitätsunternehmen, wobei die ausländische Präsenz im Schweizer Markt bis dato beschränkt ist.

3.3.3 Auswirkung auf einzelne Branchen und einzelne gesellschaftliche Gruppen

Wirtschaft / Industrie

Durch die Strategie Stromnetze wird ein möglicher Ausbau von nicht benötigten Netzstrukturen verringert. Insofern findet eine mittelbare Kostenbegrenzung statt, die ex ante allerdings nicht bezifferbar ist. Dieser Effekt dürfte tendenziell für alle Branchen in vergleichbarer Weise wirksam sein. Eine Absicherung der Systemstabilität wirkt sich ebenfalls netz umfassend aus.

Auf der anderen Seite entstehen höhere Netzentgelte durch die Erdverkabelung der Netzebenen 3 und tiefer. Für die Netzebene 3 ist mit einer Kostenobergrenze von rund 215 Millionen Franken pro Jahr bei einem Mehrkostenfaktor von rund 2,75 zu rechnen. Dies entspricht einer maximalen Zunahme der Netznutzungsentgelte von 0,35 Rp./kWh¹¹¹ bis 2050 auf Netzebene 7. Für die Netzebene 5 betragen die zusätzlichen Kosten lediglich weitere rund 70 Millionen Franken bis zum Jahre 2050, was zu einer maximalen Netznutzungsentgeltzunahme auf Netzebene 7 von 0,15 Rp./kWh¹¹² führt. Von relativen Kostenerhöhungen sind insbesondere die energieintensiven Branchen betroffen. Zu diesen zählen vor allem die Produzenten von Stahl, Papier und Zement.

Haushalte

Hinsichtlich der generellen Wirkungen der Strategie Stromnetze sind die Auswirkungen bei den Haushalten prinzipiell analog zu den oben unter *Wirtschaft / Industrie* beschriebenen Effekten zu sehen. Bezüglich der spezifischen Kostenwirkung kann Folgendes festgestellt werden: Durch die Erdverkabelung kann in der langen Frist für einen durchschnittlichen Haushalt in der Schweiz eine maximale zusätzliche finanzielle Belastung von rund 20 Franken pro Jahr resultieren. Dies entspricht rund 5% der derzeitigen Netzkosten¹¹³.

3.4 Auswirkungen auf die Umwelt

Ein Ziel der Strategie Stromnetze ist es, dass neue Leitungen sowie der Ausbau und der altersbedingte Ersatz bestehender Leitungen in Zukunft grundsätzlich als

¹¹⁰ Siehe Medienmitteilung des BFE vom 10.4.2014 zum Stromverbrauch und wichtigen energiewirtschaftlichen Kenngrößen im Jahre 2013 unter: <<http://www.bfe.admin.ch/energie/00588/00589/00644/index.html?lang=de&msg-id=52616>>.

¹¹¹ Gleiche Annahmen, wie bereits vorher erwähnt. Bei einem Mehrkostenfaktor von 3,0 im Vergleich zu den angesetzten 2,75 entstehen geringfügige Mehrkosten.

¹¹² Gleiche Annahmen, wie bereits vorher erwähnt.

¹¹³ Bezogen auf einen angenommenen Verbrauch eines durchschnittlichen Haushaltes von 4'000 kWh pro Jahr und ein derzeitiges Netznutzungsentgelt von 10 Rp./kWh.

Erdkabel ausgeführt werden. Die Erdverkabelung in diesen genannten Fällen soll jedoch nur dann erfolgen, wenn die Gesamtkosten für die Errichtung und den Betrieb der Kabelvariante die Gesamtkosten einer technisch gleichwertigen Freileitungsvariante nicht um einen bestimmten Faktor (Mehrkostenfaktor) überschreiten. Die Regelung des Mehrkostenfaktors gemäss Art. 15c (neu) EleG soll für neue und bestehende Trassen der Hoch-, Mittel- und Niederspannungsebene gelten (vgl. Ziff. 1.2.2 *Leitlinie 8: Mehrkostenfaktor* und Ziff. 2.1, Erläuterungen zu Art. 15c [neu] EleG). Mit solchen Massnahmen können wesentliche Vorteile im Bereich Umwelt und Landschaft erreicht werden.

Der Netzaus- und -umbau ist für die Gewährleistung der Versorgungssicherheit notwendig. Damit Schutzgüter möglichst wenig beeinträchtigt werden, sind auf Stufe Sachplan umfassende Variantenstudien durchzuführen. Neu muss bei der Beurteilung von Korridorvarianten für die Netzebene 1 eine umfassende Interessenauslegung erfolgen, welche unter anderem die Auswirkungen auf Mensch, Raum und Umwelt, berücksichtigt (vgl. Ziff. 1.2.2, *Leitlinie 7: Interessenauslegung Projekte Übertragungsnetz*).

Ausserdem werden neu neben den Betriebs- und Kapitalkosten eines sicheren, leistungsfähigen und effizienten Netzes in Zukunft auch die Kosten für Umweltmassnahmen (Ersatz oder Wiederherstellungsmassnahmen) im Zusammenhang mit der Realisierung von Netzprojekten als Projektkosten und damit als anrechenbare Kosten im Sinne von Artikel 15 Absatz 3 (neu) StromVG gelten (vgl. Ziff. 1.2.2 *Leitlinie 10: Weitere anrechenbare Kosten von Netzprojekten* und Ziff. 2.2, Erläuterungen zu Artikel 15 Absatz 3 [neu] StromVG).

Im Rahmen des Netzausbaus auf Höchstspannungsebene können Ersatzmassnahmen gemäss Umweltschutzgesetzgebung nötig werden. Diese dienen dem Schutz der Umwelt und der Landschaften. Neben derartigen Ersatzmassnahmen können weitere Massnahmen hinsichtlich des bestehenden elektrischen Netzes zu einem zeit- und bedarfsgerechten Netzausbau beitragen, wenn damit eine zusätzliche räumliche sowie umweltrelevante Entlastung im betroffenen Planungsgebiet erreicht werden kann. Zum Beispiel können bereits bestehende Leitungen tieferer Spannungsebenen mit neuen Leitungen der Höchstspannungsebene zusammengelegt, verkabelt oder gar rückgebaut werden. Die zusätzlichen Kosten, die durch solche Ersatzmassnahmen entstehen, sind im Leitungsprojekt der Höchstspannungsebene anrechenbar (vgl. Ziff. 1.2.2, *Leitlinie 9, Spannungsübergreifende Ersatzmassnahmen* und Ziff. 2.2, Erläuterungen zu Art. 15b und 15i Abs. 4 [neu] EleG).

Neu wird das Verfahren für die Bezeichnung der Anlagen von nationaler Bedeutung aus dem Umweltrecht übernommen. Damit kann der Bundesrat festlegen, welche Netz-Ausbauprojekte von nationalem Interesse sind und die Gleichbehandlung mit diversen anderen Schutzinteressen von nationalem Interesse ist gewährleistet. Das Nutzinteresse eines Ausbauprojektes steht folglich auf der gleichen Stufe wie andere Schutzinteressen von nationalem Interesse vor allem im Umwelt- und Kulturbereich, wie zum Beispiel das BLN. In einem konkreten Realisierungsfall kann somit das Nutzinteresse an der Energieversorgung den betroffenen Schutzinteressen gegenübergestellt und gegeneinander abgewogen werden (vgl. Ziff. 1.2.3.3).

4 Verhältnis zur Legislaturplanung und zu nationalen Strategien des Bundesrates

4.1 Verhältnis zur Legislaturplanung

Die Vorlage ist weder in der Botschaft vom 25. Januar 2012¹¹⁴ zur Legislaturplanung 2011 - 2015 noch im Bundesbeschluss vom 15. Juni 2012¹¹⁵ über die Legislaturplanung 2011 - 2015 angekündigt.

Die Strategie Stromnetze ist ein Bestandteil der ES 2050, wird jedoch in einer vom ersten Massnahmenpaket zur ES 2050 separaten Vorlage behandelt (vgl. Ziff. 1.1.3 und 4.2.1). Gleichzeitig mit dem Bundesratsentscheid vom 14. Juni 2013 zum Detailkonzept Strategie Stromnetze¹¹⁶ hat der Bundesrat den Auftrag zur Erarbeitung einer Vernehmlassungsvorlage zur Strategie Stromnetze erteilt. Diesem Auftrag wird mit der vorliegenden Vernehmlassungsvorlage zur Strategie Stromnetze entsprochen.

4.2 Verhältnis zu nationalen Strategien des Bundesrates

4.2.1 Verhältnis zur Energiestrategie 2050

Für die Umsetzung der ES 2050 stellen die Stromnetze, als Bindeglied zwischen Produktion und Verbrauch, ein Schlüsselement dar (vgl. Ziff. 1.1.3). Mit der Strategie Stromnetze werden die Voraussetzungen für den erforderlichen Netzaus- und -umbau geschaffen. Zu diesem Zweck sollen verbindliche Vorgaben für die Netzentwicklung rechtlich verankert und energiewirtschaftliche Eckdaten (Szenariorahmen) bei der Netzplanung berücksichtigt werden. Die Strategie Stromnetze wird in einer separaten Vorlage behandelt, da die Komplexität des Themas zusätzliche Vorbereitungsarbeiten erfordert. Vereinzelt Massnahmen zur Verfahrensoptimierung wurden bereits mit dem ersten Massnahmenpaket der ES 2050¹¹⁷ vorgelegt (Beschleunigung der Verfahren mittels Einführung von Ordnungsfristen für Sachplan- und Plangenehmigungsverfahren sowie mittels Verkürzung des Rechtsmittelverfahrens sowie die Schaffung von dementsprechenden Rechtsgrundlagen).

4.2.2 Verhältnis zur Infrastrukturstrategie

Die Infrastrukturstrategie des Bundesrates umfasst gemäss dem Bericht des Bundesrates zur Zukunft der nationalen Infrastrukturnetze in der Schweiz¹¹⁸ Ziele der wirtschaftlichen, ökologischen und sozialen Nachhaltigkeit. Dazu werden fünf Stossrichtungen definiert: 1. Leistungsfähigkeit der nationalen Infrastrukturprojekte

¹¹⁴ BBl 2012 481.

¹¹⁵ BBl 2012 7155.

¹¹⁶ „Strategie Stromnetze; Detailkonzept im Rahmen der Energiestrategie 2050“ des Bundesrates vom 14.6.2013. Unter: <http://www.bfe.admin.ch/php/modules/publikationen/stream.php?extlang=de&name=de799448366.pdf>.

¹¹⁷ Botschaft zum ersten Massnahmenpaket ES 2050, BBl 2013 7561, hier 7635 f.

¹¹⁸ Bericht des Bundesrates „Zukunft der nationalen Infrastrukturnetze in der Schweiz“ vom 17.09.2010 unter: <http://www.admin.ch/ch/d/ff/2010/8665.pdf>.

sicherstellen, 2. Schutz von Mensch, Umwelt und Infrastrukturen gewährleisten, 3. Rahmenbedingungen für die Infrastruktursektoren optimieren, 4. Wirtschaftlichkeit der staatlichen Infrastrukturnetze steigern und 5. Finanzierung der staatlichen Infrastrukturnetze langfristig sichern.

Die nationale Strategie zum Schutz kritischer Infrastrukturen des Bundesrates¹¹⁹ verlangt zudem, dass die Widerstandsfähigkeit (Resilienz) der kritischen Infrastrukturen, zu denen insbesondere auch die Stromversorgung gehört, gestärkt wird. Zu diesem Zweck sollen unter anderem Massnahmen getroffen werden, mit denen schwerwiegende Ausfälle verhindert werden.

In der Strategie Stromnetze werden die folgenden Stossrichtungen übernommen, welche durch den Infrastrukturbericht des Bundes für den Bereich der Stromnetze vorgegeben wurden:

Mit dem Ziel, eine schweizweit abgestimmte Netzplanung und die Koordination der verschiedenen beteiligten Akteuren (z.B. nationale Netzgesellschaft, Verteilnetzbetreiber, Kantone, SBB und Produzenten) durchzuführen, werden Teile der Stossrichtungen 2 und 3 des Infrastrukturberichtes des Bundes aufgenommen (vgl. Ziff. 1.2.2, *Leitlinie 4: Koordination der Akteure bei der Bedarfsermittlung* und Ziff. 2.2, Erläuterungen zu Art. 9b und Art. 22 Abs. 2^{bis} [neu] StromVG).

Durch die Erstellung einer geographischen Gesamtsicht des Elektrizitätsnetzes (vgl. Ziff. 1.2.2, *Leitlinie 5: „Langfristige und überörtliche Koordination von Stromnetzen und Raum“* und Ziff. 2.2, Erläuterungen zu Art. 9e [neu] StromVG) und das Einführen wichtiger Hilfsmittel zur Verbesserung der räumlichen Koordination, wie zum Beispiel die Projektierungszonen und Baulinien zur Freihaltung von Räumen respektive Trassen, (vgl. Ziff. 2.1, Erläuterungen zu Art. 18 - 18d [neu] EleG), wird die Stossrichtung 2 des Infrastrukturberichtes übernommen.

Entsprechend der Stossrichtung 3 des Infrastrukturberichtes hat der Bundesrat die Möglichkeit, in die Liste der Anlagen von nationaler Bedeutung auch Projekte aufzunehmen, welche in die PCI-Liste aufgenommen wurden. (vgl. Ziff. 1.2.2 *Leitlinie 6: Nationale Bedeutung der Stromnetze* und Ziff. 2.1, Erläuterungen zu Artikel 15d [neu] EleG).

Teile der Stossrichtungen 2 und 4 des Infrastrukturberichtes werden aufgenommen, indem bei der Beurteilung von Korridorvarianten für die Netzebene 1 eine umfassende Interessenauslegung erfolgt, mit welcher die Auswirkungen auf Mensch, Raum und Umwelt, technische Aspekte sowie betriebs- und volkswirtschaftliche Überlegungen berücksichtigt werden (vgl. Ziff. 1.2.2 *Leitlinie 7: Interessenauslegung Projekte Übertragungsnetz*).

Neu sollen neben den Betriebs- und Kapitalkosten eines sicheren, leistungsfähigen und effizienten Netzes weitere Kosten gemäss Artikel 15 StromVG anrechenbar sein. Zum Beispiel sollen in Zukunft auch diejenigen Kosten anrechenbar sein, welche im Zusammenhang mit zwingend notwendigen Umweltmassnahmen entstehen. Ausserdem wird die Beschränkung von Eigentumsrechten durch die Einräumung von Dienstbarkeiten entschädigt. Damit werden Teile der Stossrichtung 2 und 5 des Infrastrukturberichtes des Bundes aufgenommen (vgl. Ziff. 1.2.2 *Leitlinie*

¹¹⁹ Nationale Strategie zum Schutz kritischer Infrastrukturen vom 27.6.2012; siehe <<http://www.bevoelkerungsschutz.admin.ch/internet/bs/de/home/themen/ski.parsysrelated.1.82246.downloadList.6453.DownloadFile.tmp/natstratski2012d.pdf>>.

10: Weitere anrechenbare Kosten von Netzprojekten und Ziff. 2.2, Erläuterungen zu Art. 15 Abs. 2 und 3 [neu] StromVG).

4.2.3 Verhältnis zur Strategie Nachhaltige Entwicklung

Die Schweiz hat die nachhaltige Entwicklung zu einem langfristigen Staatsziel erhoben. In der Bundesverfassung¹²⁰ ist die nachhaltige Entwicklung mehrfach verankert, unter anderem im einleitenden Artikel 2 zum Zweck der Eidgenossenschaft. Um den Verfassungsauftrag zu erfüllen, formuliert der Bundesrat seine Absichten seit 1997 regelmässig in der „Strategie Nachhaltige Entwicklung“¹²¹. Die Strategie bildet einen Referenzrahmen für das Verständnis von nachhaltiger Entwicklung und deren Umsetzung in den verschiedenen Politikbereichen des Bundes sowie für die Zusammenarbeit mit den Kantonen, Regionen, Städten und Gemeinden.

Die vierte Strategie Nachhaltige Entwicklung für die Jahre 2012 - 2015 umfasst fünf Leitlinien, eine politische Bilanz seit 1992, einen überarbeiteten Aktionsplan mit Massnahmen für die laufende Legislatur sowie begleitende Aktivitäten, die eine wirksame Umsetzung ermöglichen. Im Bereich Energie sieht der Aktionsplan 2012 - 2015 vor, den Verbrauch zu reduzieren und die erneuerbaren Energien zu fördern¹²². Die ES 2050 ist eine der Massnahmen dieses Aktionsplans und das erste Massnahmenpaket trägt dementsprechend zu dessen Umsetzung bei¹²³.

Die Strategie Stromnetze trägt insofern zur Strategie Nachhaltige Entwicklung bei, als erste Anreize für Netzbetreiber gesetzt werden, indem sie kleinere Budgets erhalten, die ausschliesslich für eine Integration von Innovationen im Bereich angewandter Forschung in die Netze eingesetzt werden. Dies dient langfristig einer verbesserten Integration von dezentraler und dargebotsabhängiger Erzeugung aus erneuerbaren Energien (Erzeugung aus Anlagen, die gemäss dem Primärenergieangebot witterungsabhängig produzieren müssen, insbesondere Wind- und Photovoltaikanlagen). Netzbetreiber können dadurch erste Erfahrungen mit neuen technischen Lösungen derzeitiger und zukünftiger Herausforderungen sammeln. Das bedeutet jedoch nicht, dass intelligente Netze (Smart Grids) dadurch landesweit eingeführt werden. Als inhaltliche Grundlage zu so einer Einführung erarbeitet das BFE derzeit die „Smart Grid Roadmap“, welche einen inhaltlichen Fahrplan für eine solche Einführung skizziert¹²⁴.

4.2.4 Verhältnis zum Raumkonzept der Schweiz

Das Raumkonzept Schweiz ist ein Konzept von Bund, Kantonen, Städten und Gemeinden mit dem Ziel, eine gemeinsame Vorstellung von der räumlichen

¹²⁰ SR 101.

¹²¹ Strategie Nachhaltige Entwicklung 2012 - 2015 des Bundesrates unter: <<http://www.are.admin.ch/themen/nachhaltig/00262/00528/index.html?lang=de>>.

¹²² Aktionsplan 2012 - 2015, Ziff. 2, unter: <<http://www.are.admin.ch/themen/nachhaltig/00262/00528/04599/index.html?lang=de>>.

¹²³ BBl 2013 7561 hier 7738.

¹²⁴ Siehe dazu: <<http://www.bfe.admin.ch/smartgrids/index.html?lang=de>>.

Entwicklung der Schweiz zu gewinnen.¹²⁵ Es ist juristisch unverbindlich, soll jedoch den Behörden aller Stufen als Orientierungshilfe dienen, wenn sie Siedlungen, Verkehrs- und Energieinfrastrukturen planen, Landschaften gestalten oder weitere Tätigkeiten ausüben, die den Raum beeinflussen. Die Leitidee des Raumkonzepts Schweiz ist die räumliche Vielfalt, die Solidarität der Regionen und die Wettbewerbsfähigkeit der Schweiz zu erhalten und zu stärken. Damit sind 5 Ziele verbunden: Siedlungsqualität und regionale Vielfalt fördern, natürliche Ressourcen sichern, Mobilität steuern, Wettbewerbsfähigkeit stärken und Solidarität leben. Um diese Ziele zu erreichen, setzt das Raumkonzept Schweiz auf drei Strategien, sie sich gegenseitig ergänzen:

Mit der ersten Strategie sollen Handlungsspielräume gebildet und das polyzentrische Netz von Städten und Gemeinden gestärkt werden. Die zweite Strategie will die Siedlungen und Landschaften aufwerten: Mit einer haushälterischen Nutzung des Bodens, einer qualitätsvollen Verdichtung und einer frühzeitigen Berücksichtigung der Landschaften in der Planung können die Siedlungsqualität und die regionale Vielfalt gefördert und dadurch auch die natürlichen Ressourcen und das Kulturland gesichert werden. Mit der dritten Strategie sollen Verkehr, Energie und Raumentwicklung besser aufeinander abgestimmt werden. Im Zentrum stehen dabei die bessere Koordination von Siedlung und Verkehr, die Sicherung der Energieversorgung, eine gute regionale und internationale Erreichbarkeit und ein finanziell tragbares Verkehrssystem. Für die Entwicklung von Wirtschaft und Gesellschaft ist eine sichere und effiziente Versorgung mit Energie zentral. Das Raumkonzept Schweiz sieht deshalb unter anderem vor, dass es Infrastrukturen für die Energieproduktion, Energienetze zwischen den Produktions- und den Verbrauchsorten sowie Infrastrukturen für die Energiespeicherung braucht, die für den Betrieb notwendigen ober- und unterirdischen Räume und Trassen freigehalten und Synergien soweit möglich genutzt werden müssen. Dies soll durch eine gesamträumliche Koordination in Zusammenarbeit aller Staatsebenen erreicht werden. Die Rolle des Bundes sieht das Raumkonzept Schweiz dabei insbesondere in der Koordination der Planung der in seinem Zuständigkeitsgebiet liegenden Energieinfrastrukturen mit den Interessen des Landschaftsschutzes.

Die Strategie Stromnetze nimmt wichtige Anliegen der zweiten und dritten Strategie des Raumkonzepts Schweiz auf: Grundsätzlich werden mit der Strategie Stromnetze die Rahmenbedingungen für einen zeitgerechten Um- und Ausbau der Stromnetze geschaffen, was eine grundlegende Voraussetzung für die zukünftige Sicherstellung einer effizienten Energieversorgung darstellt. Die räumliche Koordination von Netzausbauprojekten mit anderen Ansprüchen an den Raum ist ein zentrales Anliegen der Strategie Stromnetze (vgl. Ziff. 1.2.3.4). Im Rahmen der Strategie Stromnetze sollen wichtige Hilfsmittel zur Verbesserung der räumlichen Koordination eingeführt werden, wie insbesondere die Erstellung einer geographischen Gesamtsicht des Elektrizitätsnetzes (vgl. Ziff. 1.2.2, *Leitlinie 13: „Geographische Gesamtsicht des Elektrizitätsnetzes der Schweiz“* und Ziff. 2.2, Erläuterungen zu Art. 9e [neu] StromVG) die Möglichkeit der spannungsübergreifenden Ausgleichsmassnahmen (vgl. Ziff. 1.2.2, *Leitlinie 9: „Spannungsübergreifende Ersatzmassnahmen“* und Ziff. 2.1, Erläuterungen zu Art. 15b und 15i Abs. 4 [neu] EleG) oder auch die Projektierungszonen und

¹²⁵ Überarbeitete Fassung von 2012, siehe unter: <http://www.are.admin.ch/themen/raumplanung/00228/00274/index.html?lang=de>.

Baulinien zur Freihaltung von Räumen respektive Trassen (vgl. Ziff. 2.1, Erläuterungen zu Art. 18 - 18d [neu] EleG). Mit der Einführung eines Mehrkostenfaktors und der damit einhergehenden vermehrten Erdverlegung von Leitungen auf der Netzebene 3 und tiefer soll zudem auch den Interessen des Landschaftsschutzes vermehrt entsprochen werden (vgl. Ziff. 2.1, Erläuterungen zu Art. 15b und 15i Abs. 4 und 15c [neu] EleG).

4.2.5 Verhältnis zum Landschaftskonzept Schweiz

Das Landschaftskonzept Schweiz¹²⁶ wurde vom Bundesrat am 19. Dezember 1997 gutgeheissen und bildet damit eine verbindliche Grundlage für den Natur- und Landschaftsschutz bei Bundesaufgaben. Das Landschaftskonzept formuliert eine kohärente Politik und legt allgemeine Ziele fest. Die wichtigsten dieser Ziele sind; das Element Wasser in der Landschaft aufwerten, Raum schaffen für natürliche Dynamik, Lebensräume erhalten und vernetzen und Infrastrukturen räumlich konzentrieren. Ausserdem sollen intensiv genutzte Landschaften, insbesondere das Siedlungsgebiet, ökologisch aufgewertet und attraktiv gestaltet werden.

Im Bereich der Energie sieht das Landschaftskonzept insofern Handlungsbedarf, als dass die Anlagen zum Transport von Energie besser gebündelt, häufiger verkabelt und frühzeitig mit den Anliegen des Natur-, Landschafts- und Heimatschutzes koordiniert werden sollen.¹²⁷

Das Landschaftskonzept sieht explizit vor, dass ein „Konzept Übertragungsleitungen“ erarbeitet wird, nach welchem sich die Planung von Übertragungsleitungen richten, wobei auf eine möglichst gute Integration in die Landschaft zu achten ist¹²⁸. Diese Vorgabe wurde mit der Schaffung des Sachplans Übertragungsleitungen erfüllt¹²⁹. In der vorliegenden Vorlage wird diesem Anliegen im Rahmen der Neugestaltung des Verfahrens zur räumlichen Koordination Rechnung getragen; die Sicherung der Planungsgebiete für künftige Leitungsbauvorhaben erfolgt auf Bundesebene durch ihre Aufnahme in den Sachplan Übertragungsleitungen, der mittelfristig durch einen Sachplan Energienetze abgelöst werden soll (vgl. Ziff. 1.2.3.4).

Dem Landschaftskonzept wird ausserdem mit der Neuregelung in Artikel 15b und 15i Abs. 4 (neu) EleG Rechnung getragen. Demgemäss muss in Zukunft bei jedem Neubau einer Leitung grundsätzlich sowohl die Erstellung als Freileitung wie auch als unterirdisches Kabel in Betracht gezogen werden. Es wird auf gesetzestufe festgelegt, welche Aspekte beim Entscheid über die im Einzelfall anzuwendende Übertragungstechnologie gegeneinander abgewogen werden müssen, wobei für diese Beurteilung das Bewertungsschema für Übertragungsleitungen¹³⁰ herbeigezogen wird. Ausserdem wird geregelt, dass Ersatzmassnahmen, welche gestützt auf die Umweltgesetzgebung und die Ziele der Raumordnungspolitik für die Erstellung von neuen Leitungen anzuordnen sind, im selben Planungsgebiet

¹²⁶ Landschaftskonzept Schweiz vom 19.12.1997, Teil I Konzept und Teil II Bericht. Unter: <<http://www.bafu.admin.ch/landschaft/00524/01671/02393/index.html?lang=de>>.

¹²⁷ Landschaftskonzept Schweiz, Teil II Bericht, Einleitung Ziff. 2.

¹²⁸ Landschaftskonzept Schweiz, Teil II Bericht, Ziele und Massnahmen Ziff. 2.

¹²⁹ Sachplan Übertragungsleitungen (SÜL) unter:

<http://www.bfe.admin.ch/themen/00544/00624/index.html?lang=de&dossier_id=00795>.

¹³⁰ Bewertungsschema und Handbuch unter:

<http://www.bfe.admin.ch/themen/00612/04482/index.html?lang=de&dossier_id=05811>.

vorzunehmen sind. Bei Bündelungen von Infrastrukturen und bei einem Rückbau ist auf die Verhältnismässigkeit der Aufwendungen zu achten. Können mit solchen Massnahmen wesentliche Vorteile, insbesondere im Bereich Umwelt und Landschaft erreicht werden, so können im Einzelfall und nach Abwägung aller Interessen auch hohe Aufwendungen für solche Massnahmen oder gewisse Nachteile beim Betrieb einer neuen Leitung verhältnismässig sein. In solchen Fällen sind die zusätzlichen Kosten bei den Netzkosten anrechenbar (vgl. Ziff. 2.1, Erläuterungen zu Art. 15b und 15i Abs. 4 [neu] EleG).

Ausserdem müssen gemäss Artikel 15c (neu) EleG in Zukunft neue Leitungen sowie der Ausbau und der altersbedingte Ersatz bestehender Leitungen der Netzebenen 3, 5 und 7 als Erdkabel ausgeführt werden, sofern dies technisch als machbar gilt und dadurch keine unverhältnismässigen Kosten entstehen. Die Verhältnismässigkeit der Kosten ist gegeben, wenn die Gesamtkosten für die Erstellung und den Betrieb des Erdkabels die Gesamtkosten einer technisch gleichwertigen Freileitungsvariante um einen bestimmten Faktor (Mehrkostenfaktor) nicht überschreiten. Mit dieser Regelung soll unter anderem eine langfristige Schonung der Landschaft erreicht werden, indem die Bevorzugung einzelner Gebiete gegenüber anderen, respektive Anreize zum Bauen in aus Umweltperspektive besonders sensiblen Zonen, vermieden werden soll (vgl. Ziff. 1.2.2 *Leitlinie 8: Mehrkostenfaktor* und Ziff. 2.1, Erläuterungen zu Art. 15c [neu] EleG).

5 Rechtliche Aspekte

5.1 Verfassungs- und Gesetzmässigkeit

Gemäss Artikel 89 Absatz 1 BV sorgen Bund und Kantone im Rahmen ihrer Zuständigkeiten grundsätzlich für eine ausreichende, breit gefächerte, sichere, wirtschaftliche und umweltverträgliche Energieversorgung. Insbesondere soll die Versorgungssicherheit sichergestellt werden.

Die Vorlage zur Strategie Stromnetze stützt sich auf die spezifische Kompetenzregelung in Artikel 91 BV, welche dem Bund die alleinige Zuständigkeit für die Regelung des Transports und der Lieferung von elektrischer Energie überträgt. Der Bund verfügt in diesem Sachbereich über eine umfassende Gesetzgebungskompetenz, welche es ihm zum Beispiel erlaubt, Regelungen betreffend die Unternehmen der Elektrizitätswirtschaft treffen, Grundsätze und Massnahmen betreffend Versorgungssicherheit, wie Anschluss und Lieferpflichten, vorsehen und das Verhältnis zwischen Stromlieferant und Stromabnehmer (Rechte und Pflichten auf beiden Seiten) regeln¹³¹. In den beiden Sachbereichen Transport und Lieferung können alle Fragen geordnet werden, die darauf Bezug haben. Die Verfassungsmässigen Rechte sind jedoch zu wahren, was im hier vorliegenden Zusammenhang vor allem für die Eigentumsgarantie und die Wirtschaftsfreiheit gilt. Diese schliessen Beschränkungen nicht aus, binden eine solche aber an die Voraussetzungen der gesetzlichen Grundlage, des öffentlichen Interesses und der

¹³¹ René Schaffhauser in: Ehrenzeller et. al., St. Galler Kommentar zur Schweizerischen Bundesverfassung, Ziff. 3 zu Art. 91. Zum Zweck von Art 91 BV vgl. Botschaft über eine neue Bundesverfassung vom 20. November 1996, BBl 1997 I 1ff, dort 270.

Verhältnismässigkeit. Ausserdem muss bei allen Massnahmen die Rechtsgleichheit gewahrt werden¹³².

Die Vorlage umfasst keine Massnahmen, welche sich gegen den Wettbewerb richten oder die Rechtsgleichheit tangieren. Die einzige Regelung, welche einen Einfluss auf Verfassungsmässige Rechte haben könnte ist Artikel 15b Absatz 3 (neu) EleG. Dieser Artikel regelt das Vornehmen von Ersatzmassnahmen, welche gestützt auf die Umweltgesetzgebung und die Ziele der Raumordnung für die Erstellung von neuen Leitungen anzuordnen sind. Ein solches Vorgehen erlaubt den Eingriff in die dem Höchstspannungsnetz unterlagerten Netzebenen und stellt insofern einen Eingriff in die Eigentumsgarantie der Eigentümer dieser Netzebenen dar. Die Voraussetzungen für einen solchen Eingriff sind jedoch gegeben: Der Eingriff stützt sich auf eine gesetzliche Grundlage (EleG), er beruht auf dem öffentlichen Interesse des Landschaftsschutzes und der Raumordnung und die verhältnismässige Anwendung ist gewährleistet, indem im Artikel vorgegeben wird, dass eine umfassende Interessenabwägung im Rahmen einer Gesamtbetrachtung vorzunehmen ist.

Der Bund hat bei der Ausübung seiner Kompetenz gemäss Artikel 91 BV auf die in der Zuständigkeit der Kantone liegenden Regelungsbereiche Rücksicht zu nehmen. Das betrifft in erster Linie die Raumplanung und den Umweltschutz. Die raumplanerisch relevanten Regelungen in den neuen Artikel 15e - 15j und Artikel 18 - 18d EleG sind, analog zu EBG und dem Bundesgesetz über die Luftfahrt (LFG)¹³³, mit der Kompetenzordnung von Artikel 75 BV (Raumplanung) vereinbar. Aufgrund der in dieser Verfassungsbestimmung festgelegten Kompetenz zur Grundsatzgesetzgebung darf der Bund verbindliche Vorgaben machen, welche den Kantonen aufzeigen, auf welche Ziele, mit welchen Instrumenten, mittels welcher Massnahmen und gestützt auf welche Verfahren die Aufgabe der Raumplanung an die Hand genommen werden soll. Auf der Anderen Seite kann der Bund sehr wohl, nach Massgabe seiner ihm übertragenen Sachaufgaben (z.B. Verkehr oder Energie) Sachpläne festsetzen und deren Aussagen in die kantonalen Raumpläne einfließen lassen¹³⁴.

In Artikel 15d (neu) EleG der Vorlage wird neu eine Gewichtung des nationalen Interesses an der Versorgung mit elektrischer Energie und an den Anlagen der Netzebene I vorgenommen. Diese Grundsätze sind im Rahmen einer Interessenabwägung zu berücksichtigen. Damit stellen sie keinen Widerspruch zum Schutzauftrag des Bundes, der in Artikel 78 Absatz 2 BV (Natur- und Heimatschutz) festgelegt ist, dar. Denn aus dem Verfassungswortlaut geht klar hervor, dass dieser Schutzauftrag stets bezogen auf die jeweiligen Umstände und im Rahmen einer Interessenabwägung zu konkretisieren ist.

¹³² Riccardo Jagmetti, in: Schweizerisches Bundesverwaltungsrecht, Band VII Energierecht, §6, N 6111, Basel 2005.

¹³³ Bundesgesetz über die Luftfahrt (LFG) vom 21.12.1948, SR 748.0.

¹³⁴ Martin Lendi, in: Ehrenzeller et. al., St. Galler Kommentar zur Schweizerischen Bundesverfassung, Ziff. 24 zu Art. 75.

5.2 Vereinbarkeit mit internationalen Verpflichtungen der Schweiz

Die Schweiz ist im Bereich des Energierechts und des Handels mit Energieträgern an verschiedene multilaterale und bilaterale Verträge und Übereinkommen gebunden. Einen Bezug zur Strategie Stromnetze hat der 1998 in Kraft getretene Vertrag über die Energiecharta¹³⁵, welcher die Vertragsparteien unter dem Titel „Transit“ dazu verpflichtet, die erforderlichen Massnahmen zu treffen, um den Transit von Primärenergieträgern und Energieerzeugnissen zu erleichtern. Dies sollen die Vertragsparteien im Einklang mit dem Grundsatz der Transitfreiheit tun und ohne Unterscheidung hinsichtlich des Ursprungs, der Bestimmung oder des Eigentums sowie ohne unangemessene Verzögerungen und Beschränkungen und ohne Abgaben aufzuerlegen (Art. 7 Abs. 1). Ausserdem sollen die Vertragsparteien die zuständigen Stellen zu Zusammenarbeit im Bereich der Modernisierung von Energiebeförderungseinrichtungen sowie zu Entwicklung und Betrieb von solchen Einrichtungen (wenn damit das Gebiet von mehr als einer Vertragspartei versorgt wird) ermutigen. Im Weiteren soll der Verbund der Energiebeförderungseinrichtungen erleichtert werden (Art. 7 Abs. 2). Die Strategie Stromnetze ist auf die Erfüllung und Einhaltung dieser internationalen Verpflichtung ausgerichtet.

Die Schweiz verhandelt seit 2007 mit der EU über ein bilaterales Abkommen im Elektrizitätsbereich. Im Vordergrund steht dabei die Verbesserung der grenzüberschreitenden Stromflüsse und die Erhöhung der Versorgungssicherheit. Im Herbst 2010 hat der Bundesrat das diesbezügliche Schweizer Verhandlungsmandat erweitert. Dieses Mandat berücksichtigt die neuere Rechtsentwicklung in der EU (z.B. das dritte Binnenmarktpaket)¹³⁶ und zielt langfristig auf ein umfassendes Energieabkommen mit der EU ab.

Zur Zeit bestehen somit zwar keine Verpflichtungen durch ein bilaterales Abkommen mit der EU im Bereich der Stromnetze, im Hinblick auf den Abschluss eines Stromabkommens mit der EU sind Konflikte mit dem EU-Recht jedoch zu vermeiden. Die Vorlage wurde auf ihre Vereinbarkeit mit dem EU-Recht geprüft und sie steht inhaltlich einem Stromabkommen mit der EU, insoweit dies aus heutiger Sicht beurteilbar ist, nicht entgegen (vgl. Ziff. 1.4).

5.3 Erlassform

Die Vorlage beinhaltet wichtige rechtsetzende Bestimmungen, die nach Artikel 164 Absatz 1 der BV in der Form des Bundesgesetzes zu erlassen sind. Die Änderungen des Elektrizitätsgesetzes und des Stromversorgungsgesetzes erfolgen demzufolge im normalen Gesetzgebungsverfahren.

¹³⁵ Vertrag über die Energiecharta Abgeschlossen in Lissabon am 17.12.1994. In Kraft getreten für die Schweiz am 16.4.1998, SR 0.730.0.

¹³⁶ Unter: <http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/legislation/legislation_de.htm>.

5.4 Delegation von Rechtsetzungsbefugnissen

Das geänderte EleG und das geänderte StromVG enthalten, wie bereits die bestehenden Gesetze, gestützt auf Artikel 182 BV verschiedene Delegationsnormen zum Erlass von Verordnungsrecht. Die neu eingeführten Rechtsetzungsermächtigungen beschränken sich jeweils auf einen bestimmten Regelungsgegenstand und sind nach Inhalt, Zweck und Ausmass hinreichend konkretisiert. Im EleG beziehen sich die Delegationen auf den Erlass von Detail- und Verfahrensbestimmungen bei der Umsetzung von spannungsübergreifenden Ersatzmassnahmen (Art. 15b Abs. 3 [neu] EleG), die Festlegung des Mehrkostenfaktors (Art. 15c Abs. 2 [neu] EleG), das Vorsehen von weiteren Fällen, in welchen eine Verkabelung erfolgen muss (Art. 15c Abs. 3 [neu] EleG) bzw. auf eine solche ausnahmsweise verzichtet werden kann (Art. 15c Abs. 4 [neu] EleG), die Bezeichnung von elektrischen Anlagen von nationalem Interesse (Art. 15d Abs. 3 [neu] EleG), die Ausnahmen für die Sachplanpflicht (Art. 15e Abs. 2 [neu] EleG), die Einführung von Fristen für das Sachplanverfahren (Art. 15f Abs. 3 [neu] EleG) sowie auf die Festlegung der Anforderungen an die zu erhebenden Geodaten durch das BFE (Art. 26 Abs. 3 [neu] EleG). Die Delegation bezieht sich im StromVG auf die Bestimmung der anrechenbaren Betriebs- und Kapitalkosten im Einzelnen (Art. 15 Abs. 3^{bis} [neu] StromVG).

5.5 Datenschutz

Das BFE trägt bei seiner Tätigkeit den verfassungsmässig garantierten Persönlichkeitsrechten, die im Bundesgesetz über den Datenschutz (DSG)¹³⁷ konkretisiert werden, Rechnung. Gemäss Artikel 17 DSG bedarf es für die Bearbeitung besonders schützenswerter Personendaten sowie von Persönlichkeitsprofilen einer ausdrücklichen Regelung in einem Gesetz im formellen Sinn. Die Berechtigung des BFE zur Bearbeitung von Personendaten unter Einschluss von besonders schützenswerten Daten über strafrechtliche Verfolgungen und Sanktionen in den ausdrücklich genannten Bereichen sowie zu deren elektronischer Aufbewahrung wird in Artikel 64 EnG verankert.

In Artikel 26a (neu) EleG, wie in der vorliegende Vorlage vorgeschlagen, wird die Verpflichtung der Betriebsinhaber verankert, ihre Anlagen in der Form von Geodaten zu dokumentieren und diese dem BFE zur Verfügung zu stellen. Das BFE erstellt daraus eine Gesamtsicht und stellt diese wiederum der Öffentlichkeit zur Verfügung. Bei den betroffenen Daten handelt es sich nicht um besonders schützenswerte Daten im Sinne von Artikel 3 Buchstabe c DSG. Die Veröffentlichung der Ergebnisse der Untersuchungen durch das BFE muss aber in einer Weise erfolgen, dass nach der allgemeinen Lebenserfahrung keine Rückschlüsse auf die betroffenen juristischen Personen mehr möglich sind. Die Daten können für statistische Auswertungen genutzt werden, sofern die Voraussetzungen von Artikel 22 Absatz 1 DSG erfüllt sind.

¹³⁷ Bundesgesetz vom 19.6.1992 über den Datenschutz (DSG), SR 235.1.

Abkürzungsverzeichnis

ACER	Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden
ARE	Bundesamt für Raumentwicklung
BAFU	Bundesamt für Umwelt
BFE	Bundesamt für Energie
BGG	Bundesgerichtsgesetz
BLN	Bundesinventar der Landschaften und Naturdenkmäler von nationaler Bedeutung
BV	Bundesverfassung der Schweizerischen Eidgenossenschaft
CHF	Schweizer Franken
EBG	Eisenbahngesetz
ElCom	Eidgenössische Elektrizitätskommission
EleG	Elektrizitätsgesetz
EnG	Energiegesetz
ENHK	Eidgenössische Natur- und Heimatschutzkommission
EntG	Bundesgesetz über die Enteignung
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity (Europäisches Netzwerk der Übertragungsnetzbetreiber für Elektrizität)
ESTI	Eidgenössisches Starkstrominspektorat
ES 2050	Energiestrategie 2050
GeoIG	Geoinformationsgesetz
GeoIV	Geoinformationsverordnung
GSchG	Gewässerschutzgesetz
Hz	Hertz
i.V.m.	In Verbindung mit
JSG	Jagdgesetz
kV	Kilovolt
LeV	Leistungsverordnung
MKF	Mehrkostenfaktor
MRD	Milliarden
NEP	Szenario „Neue Energiepolitik“ (Gemäss Botschaft zur Energiestrategie 2050 vom 4.9.2013, 13.074)
NHG	Natur- und Heimatschutzgesetz
NISV	Verordnung über den Schutz vor nichtionisierender Strahlung
PCI	Projects of Common Interest (Projekte von allgemeinem Interesse)
POM	Szenario „Politische Massnahmen Bundesrat“ (Gemäss

	Botschaft zur Energiestrategie 2050 vom 4.9.2013, 13.074)
Rp/kWh	Rappen pro Kilowattstunden
RPG	Raumplanungsgesetz
RPV	Raumplanungsverordnung
SBV	Schweizerischer Bauernverband
StromVG	Stromversorgungsgesetz
StromVV	Stromversorgungsverordnung
USG	Umweltschutzgesetz
UVEK	Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation
V	Volt
VPeA	Verordnung über das Plangenehmigungsverfahren für elektrische Anlagen
VSE	Verband der schweizerischen Elektrizitätsunternehmen
WaG	Waldgesetz
WBF	Departement für Wirtschaft, Bildung und Forschung
WWB	Szenario „Weiter wie bisher“ (Gemäss Botschaft zur Energiestrategie 2050 vom 4.9.2013, 13.074)