

Absatz 3 Buchstabe a ermächtigt den Bundesrat, bei Überschreitung des von ihm festgelegten Mehrkostenfaktors bis höchstens zum Zweifachen gleichwohl eine Verkabelung vorzusehen, sofern dadurch eine erhebliche Entlastung des unmittelbar betroffenen Gebiets erzielt werden kann. Die Ausnahmeregelung soll Fälle erfassen, bei denen die über den Mehrkostenfaktor hinausgehenden Zusatzkosten einer Verkabelung einen ungleich höheren, offensichtlichen Mehrwert für Raum oder Umwelt bedeuten. Dies kann z. B. der Fall sein bei Projekten, die in bebauten Zonen in Bevölkerungsnähe oder in Schutzgebieten realisiert werden müssen. So kann es sein, dass die Kosten einer Erdverlegung in Siedlungsnähe aufgrund der dortigen Gegebenheiten des Bauraumes, des Untergrundes und der Sicherheitsanforderungen den Mehrkostenfaktor überschreiten. In diesem Fall scheint es unverhältnismässig, eine Freileitung zu erstellen, welche das Lebensumfeld der Bewohnerinnen und Bewohner, das Lebensgefühl, die Aussicht, die Raumnutzung und die Attraktivität ihres Wohnortes beeinträchtigt. Eine erhebliche Entlastung durch Erdverlegungen ist auch in Gebieten des Bundesinventars der Landschaften und Naturdenkmäler von nationaler Bedeutung (BLN) und sonstigen Schutzgebieten der Umwelt zu vermuten, wo aufgrund der geologischen und räumlichen Gegebenheiten mit höheren Kosten gerechnet werden muss. So enthalten Gebiete des BLN insgesamt schützenswerte Landschaften, die i. d. R. durch eine Freileitung stark belastet würden. Hier kann mit einer Verkabelung eine grosse Entlastung herbeigeführt werden. Insgesamt ist bei der Gewährung solcher Ausnahmen jedoch darauf zu achten, dass die Kosten einer Verkabelung nicht übermässig steigen. Daher wird für diese Ausnahmefälle eine maximale Obergrenze der Mehrkosten festgelegt. Es wird angenommen, dass diese Obergrenze genügend Spielraum bietet, um die Ausnahmefälle in genügender Weise abzudecken. Es wird Sache des Bundesrats sein, unter Beachtung der vorgenannten Grundsätze in der Verordnung die konkreten Kriterien festzulegen.

Absatz 3 Buchstabe b ermächtigt den Bundesrat, auch für den Fall der Unterschreitung oder Einhaltung des Mehrkostenfaktors die Erstellung einer Freileitung vorzusehen, wenn dadurch insgesamt weniger Nachteile für Raum und Umwelt entstehen. Die Einführung des Systems des Mehrkostenfaktors erfolgt unter der Annahme, dass Verkabelungen im Vergleich zu Freileitungen weniger Auswirkungen auf Raum und Umwelt zeitigen. Es ist indes zu bedenken, dass auch Verkabelungen unter Umständen nicht gänzlich ohne derartige Auswirkungen bleiben (umfangreiche Bauarbeiten, Schneisenbildung im Wald etc.). In solchen Fällen ist es nicht gerechtfertigt, allein aufgrund der Einhaltung des Mehrkostenfaktors die schlechtere Verkabelungsvariante zu realisieren. Zu denken ist beispielsweise an Fälle, in denen durch Bündelung einer Leitung des Verteilnetzes mit einer bestehenden Freileitung des Übertragungsnetzes auf die Erstellung einer neuen Trasse (mit massiven Erdverschiebungen) verzichtet werden kann. Auch sind Fälle denkbar, in denen der Raum durch Verkabelungen geschont, die Umwelt aber im Vergleich zur Freileitung ungleich stärker belastet würden. Es wird Sache des Bundesrats sein, unter Beachtung der vorgenannten Grundsätze in der Verordnung die konkreten Kriterien festzulegen.

Der Bundesrat wird die ihm durch Absatz 3 erteilten Kompetenzen zur Regelung der Ausnahmen gesamthaft wahrnehmen und in der Verordnung sowohl für die Fälle der Überschreitung als auch für die Fälle der Unterschreitung des Mehrkostenfaktors Regeln aufstellen.

Art. 15d

Absatz 1 bezeichnet in genereller Weise die Versorgung mit elektrischer Energie als von nationalem Interesse. Die ausdrückliche Regelung des Grundsatzes, welcher aufgrund der Artikel 2 und 89 der BV⁶⁵ eigentlich schon gilt, gewährleistet bei der Beurteilung von einzelnen Projekten die Gleichbehandlung mit ebenfalls auf Gesetzesstufe ausdrücklich geregelten Schutzinteressen (z. B. Umweltschutz und Landschaftsschutz).

Mit *Absatz 2* gelten die Anlagen des Übertragungsnetzes von Gesetzes wegen als im nationalen Interesse stehend, da sie für die Versorgungssicherheit von besonderer Relevanz sind. Dazu gehören insbesondere die Leitungen, die mit einer Nennspannung von 220 kV oder höher betrieben werden. Den gleichen Status haben bereits die Übertragungsleitungen der SBB. Diesen Anlagen kommt somit ein gleich- oder höherwertiges Interesse im Sinne von Artikel 6 Absatz 2 NHG⁶⁶ zu. Hierbei ist vor allem an nationale Interessen im Umwelt- und Kulturbereich zu denken, wie z. B. BLN, Bundesinventar der schützenswerten Ortsbilder der Schweiz und Inventar der historischen Verkehrswege der Schweiz.

Angesichts der Stossrichtung 3 des Berichts des Bundesrates «Zukunft der nationalen Infrastrukturnetze in der Schweiz» vom 17. September 2010⁶⁷ (Infrastrukturbericht des Bundes) 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).

Das erste Massnahmenpaket ES 2050⁶⁸ schreibt Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien sowie Pumpspeicherkraftwerken ab einer bestimmten Grösse und Bedeutung nationales Interesse zu (Art. 14 Abs. 2 EnG⁶⁹). Um den Abtransport der Energie aus solchen Anlagen von nationalem Interesse zu gewährleisten, wird in *Absatz 3* dem Bundesrat die Befugnis zur Anhebung der betroffenen Leitungen mit einer Nennspannung ab 36 kV und unter 220 kV (Netzebene 3) auf dasselbe Schutzniveau erteilt. Diese Befugnis soll der Bundesrat ausserdem auch für die Gewährleistung der Versorgungssicherheit einzelner Landesteile oder national bedeutender Infrastrukturen erhalten. Diese Bestimmung ermächtigt den Bundesrat, auf dem Verordnungsweg eine Liste der Anlagen von nationaler Bedeutung zu führen.

Auch Anlagen, die noch nicht bestehen, können von nationalem Interesse im Sinne der Absätze 2 und 3 sein. Im Falle von Absatz 2 kommt der geplanten Anlage von Gesetzes wegen nationales Interesse zu, im Falle von Absatz 3 erfolgt die Beurteilung des nationalen Interesses auf der Grundlage der von den Netzbetreibern erstellten Netzplanung. Dadurch ist gewährleistet, dass das nationale Interesse nur Anlagen zuerkannt wird, bei welchen ein Bedarf ausgewiesen ist.

Absatz 4 wendet sich an die Genehmigungsbehörde. Er stellt klar, dass diese im konkreten Plangenehmigungsverfahren betreffend einer unter Absatz 2 oder 3 fallenden Anlage vom weitreichenden Entscheid entlastet ist, ob das Vorhaben, wel-

⁶⁵ SR 101

⁶⁶ SR 451

⁶⁷ BBl 2010 8665

⁶⁸ Botschaft zum ersten Massnahmenpaket ES 2050, BBl 2013 7561, hier 7664 f. und 7761.

⁶⁹ SR 730.0

ches ein nationales Schutzobjekt beeinträchtigen könnte, ebenfalls von nationaler Bedeutung im Sinne von Artikel 6 Absatz 2 des NHG⁷⁰ ist. Die Genehmigungsbehörde kann, soweit nicht ein absoluter verfassungsmässiger Schutz besteht, wie z. B. bei den Mooren und Moorlandschaften (Art. 78 Abs. 5 BV⁷¹), bei solchen Vorhaben direkt die Interessenabwägung durchführen, was sich auch verfahrensbeschleunigend auswirkt. Der Inhalt dieser Bestimmung korreliert mit Absatz 3 von Artikel 14 E-EnG⁷², der im Rahmen des ersten Massnahmenpaketes ES 2050 vorgeschlagen wird.⁷³

Mit der Statuierung des nationalen Interesses für bestimmte Anlagen wird ein Instrument übernommen, welches sich im Umweltrecht bewährt hat und sich verfahrensbeschleunigend auswirken sollte.

IIIa. Sachplanverfahren

Der Verfahrensablauf des Sachplanverfahrens in zwei Schritten wurde bereits auf der Grundlage der bestehenden Gesetzgebung mit einer Anpassung der VPeA⁷⁴ auf den 1. Dezember 2013 eingeführt. Mit der Vorlage werden diese Regelungen neu auf Gesetzesstufe verankert.

Art. 15e

Absatz 1 legt die Grundregel zur Sachplanpflicht fest. Diese ist zurzeit in Artikel 16 Absatz 5 enthalten und wird aus systematischen Gründen in den neuen Artikel 15e und somit unter den ebenfalls neuen Gliederungstitel «IIIa. Sachplanverfahren» verschoben. Diese Verschiebung bedingt eine materiell unbedeutende Umformulierung. Bei dieser Gelegenheit wird sodann präzisiert, dass nur Vorhaben, die Leitungen mit einer Nennspannung von 220 kV oder höher (Übertragungsnetz) betreffen, sachplanpflichtig sind. Dies entspricht unbestrittener Praxis und wurde mit der vorerwähnten Anpassung der VPeA⁷⁵ per 1. Dezember 2013 bereits festgehalten.

Absatz 2 ermächtigt den Bundesrat ausdrücklich, generell zu regeln, in welchen Fällen auch bei einem Vorhaben, das Leitungen mit einer Nennspannung von 220 kV oder höher betrifft, 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 Ausnahmegewilligung im Sinne der NISV⁷⁶ notwendig sein wird bzw. beim Ersatz, bei der Änderung oder beim Um- oder Ausbau einer bestehenden Leitung mögliche Konflikte mit anderen Nutzungen und Schutzobjekten voraussichtlich im Plangenehmigungsverfahren gelöst werden

⁷⁰ SR 451

⁷¹ SR 101

⁷² SR 730.0

⁷³ Botschaft zum ersten Massnahmenpaket ES 2050, BBl 2013 7561, hier 7664 f. und 7761 f.

⁷⁴ SR 734.25

⁷⁵ SR 734.25

⁷⁶ SR 814.710

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. Hierbei wendet es die nach Artikel 15e E-EleG vom Bundesrat festzusetzenden Kriterien, bei deren Erfüllung vom Grundsatz der Sachplanpflicht abgewichen wird, an.

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 mit einzelnen Fachstellen) generell zu vereinbaren, dass für einfache Fälle vor dem Entscheid keine Stellungnahme eingeholt werden muss. Diese Lösung entspricht der Regelung von Artikel 19 RPV⁷⁷, wonach die Kantone im Rahmen der Sachplanverfahren anzuhören sind.

Absatz 3 ist bereits mit demselben Wortlaut im ersten Massnahmenpaket ES 2050 in Artikel 16 Absatz 5, zweiter und dritter Satz EleG enthalten.⁷⁸ 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 bestimmt gemäss *Absatz 3* die Zusammensetzung der Begleitgruppe in der Verordnung. Zu denken ist insbesondere an folgende Stellen und Organisationen: ARE, BAFU, ElCom, ESTI, die betroffenen Kantone, gesamtschweizerisch tätige Umweltschutzorganisationen sowie die Gesuchstellerin.

Art. 15h

In der ersten Phase des eigentlichen Sachplanverfahrens erarbeitet die Gesuchstellerin unter Mitwirkung aller Interessierten, im Besonderen der betroffenen Kantone, mögliche Planungsgebiete. Diese zeigen auf, wie ein Leitungsprojekt grossräumig in den Raum gebettet werden könnte. Dazu schliesst die Projektantin gemäss den geltenden Bestimmungen der VPeA⁷⁹ mit den vom Netzausbauprojekt betroffenen Kantonen eine Koordinationsvereinbarung ab. Diese enthält u. a. einen Zeitplan, die Planungsziele und Zuständigkeiten sowie die Mitwirkung der Gemeinden. Dies ermöglicht es, rechtzeitig allfälligen Anpassungsbedarf des kantonalen Richtplans zu

⁷⁷ SR 700.1

⁷⁸ Botschaft zum ersten Massnahmenpaket ES 2050, BBl 2013 7561, hier 7713 und 7795.

⁷⁹ SR 734.25

identifizieren. Nach Einreichung des Gesuchs beim BFE prüft die Begleitgruppe gemäss *Absatz 1* verschiedene Varianten und empfiehlt danach ein Planungsgebiet zur Festsetzung, welches der Unternehmung genügend Freiraum lässt, um mehrere Korridorvarianten ausarbeiten zu können. Eine übereinstimmende Empfehlung von allen Mitgliedern der Begleitgruppe ist anzustreben, ist jedoch nicht notwendig, damit das Verfahren fortgesetzt werden kann.

Nach *Absatz 2* setzt der Bundesrat nach Anhörung und Mitwirkung der Öffentlichkeit das Planungsgebiet gestützt auf den Antrag des UVEK fest. Diese Kompetenz kann der Bundesrat in untergeordneten Fällen an das UVEK delegieren (siehe dazu Erläuterungen zu Art. 15k E-ElG).

Gemäss *Absatz 3* hat der Bundesrat die Kompetenz zu bestimmen, in welchen Fällen auf eine Festsetzung eines Planungsgebietes verzichtet werden kann. Auf die Festsetzung eines Planungsgebietes in einem formellen Sachplanentscheid kann dann verzichtet werden, wenn der Spielraum für mehrere Planungsgebiete als nicht ausreichend betrachtet wird.

Art. 15i

Nach Festlegung des Planungsgebiets gemäss Artikel 15h E-ElG reicht die Unternehmung gemäss *Absatz 1* dem BFE die Unterlagen zu mindestens zwei verschiedenen konkreten Korridorvarianten im Planungsgebiet 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 Raum und Umwelt zu prüfen sind sowie die technischen Aspekte, die betriebs- und volkswirtschaftlichen Überlegungen zu berücksichtigen sind. Hierfür ist in der Regel das Bewertungsschema für Übertragungsleitungen beizuziehen. Das BFE erarbeitet für die Korridorfestsetzung ein Objektblatt und einen erläuternden Bericht.

Der Bundesrat legt gemäss *Absatz 3* den konkreten Planungskorridor nach Anhörung und Mitwirkung der Öffentlichkeit gestützt auf den Antrag des UVEK fest und bestimmt die anzuwendende Übertragungstechnologie. Diese Kompetenz kann der Bundesrat in untergeordneten Fällen an das UVEK delegieren (siehe dazu Erläuterungen zu Art. 15k E-ElG). Das Sachplanverfahren wird damit abgeschlossen.

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 über die damit eng verknüpfte Frage des gewählten Korridors verstärkt werden. Das nachfolgende Plangenehmigungsverfahren wird so von grundsätzlichen Fragen und Unsi-

cherheiten entlastet und die Chancen, dass Plangenehmigungsentscheide einer späteren gerichtlichen Überprüfung standhalten, werden deutlich verbessert. Insgesamt können dadurch die Rechtssicherheit erhöht und die Dauer von Verfahren verkürzt werden.

Art. 15k

Der Bundesrat kann seine Kompetenz aus Artikel 15h Absatz 2 und Artikel 15i Absatz 3 E-EleG in untergeordneten Fällen an das UVEK übertragen. Es handelt sich um einen Anwendungsfall von Artikel 21 Absatz 4 RPV⁸⁰, gemäss dem Anpassungen geltender Sachpläne auch vom zuständigen Departement verabschiedet werden können, wenn diese weder zu neuen Konflikten führen noch erhebliche Auswirkungen auf Raum und Umwelt haben.

IIIb. Plangenehmigungsverfahren

Art. 16 Abs. 2 Bst. a, 4 zweiter Satz, 5 und 7

Bei *Absatz 2 Buchstabe a* handelt es sich um eine redaktionelle Anpassung ohne materielle Bedeutung. Weil die Kurzbezeichnung für das Eidgenössische Starkstrominspektorat (Inspektorat) bereits in Artikel 3a Absatz 1 E-EleG eingeführt wird, muss Buchstabe a nur mit der Kurzbezeichnung aufgeführt werden.

Absatz 4 beinhaltet ebenfalls eine redaktionelle Anpassung ohne materielle Bedeutung. Weil die Kurzbezeichnung für die Betreiberinnen von Stark- und Schwachstromanlagen (Unternehmungen) schon in Artikel 3a Absatz 2 E-EleG eingeführt wird, muss der zweite Satz von Absatz 4 nur mit der Kurzbezeichnung aufgeführt werden.

In *Absatz 5* wird klargestellt, dass eine Plangenehmigung erst erteilt werden darf, wenn das Sachplanverfahren – sofern ein solches überhaupt durchgeführt werden muss – nach den Artikeln 15e–15k E-EleG abgeschlossen ist.

Mit der Ergänzung von *Absatz 7* wird die formell-gesetzliche Grundlage geschaffen, um in der Verordnung Bauvorhaben von untergeordneter Bedeutung von der Plangenehmigungspflicht ausnehmen zu können. Die genehmigungsfreie Verwirklichung von Vorhaben soll möglich sein, wenn keine schutzwürdigen Interessen der Raumplanung, des Umweltschutzes, des Natur- und Heimatschutzes oder Dritter berührt sind und keine Bewilligungen oder Genehmigungen nach den Bestimmungen des übrigen Bundesrechts erforderlich sind. Die eisenbahn- und luftfahrtrechtlichen Erlasse enthalten ebenfalls Bestimmungen, welche für untergeordnete Vorhaben eine Ausnahme von der Plangenehmigungspflicht vorsehen (Art. 28 der Verordnung vom 23. November 1994⁸¹ über die Infrastruktur der Luftfahrt; Art. 1a der Verordnung vom 2. Februar 2000⁸² über das Plangenehmigungsverfahren für Eisenbahnanlagen).

⁸⁰ SR 700.1

⁸¹ SR 748.131.1

⁸² SR 742.142.1

Artikel 9a VPeA⁸³ statuiert bereits heute unter dem Titel «Instandhaltungsarbeiten an Anlagen» die genehmigungsfreie Durchführung von Vorhaben, die dazu dienen, den Betrieb einer Anlage im genehmigten Umfang sicherzustellen. Mit Formulierungen wie «1:1-Ersatz von ... » werden diese Vorhaben von den grundsätzlich genehmigungspflichtigen *Änderungen* einer Anlage abgegrenzt (vgl. Art. 16 Abs. 1 EleG). In der Praxis hat sich vermehrt herausgestellt, dass ein 1:1-Ersatz schwierig oder gar unmöglich ist, weil beispielsweise zu ersetzende Bestandteile einer elektrischen Anlage aufgrund technischer Entwicklungen nicht mehr erhältlich sind. Bei notwendigen Instandhaltungsarbeiten führt dies zu zwar unbedeutenden, aber aufgrund der geltenden Rechtslage dennoch genehmigungsbedürftigen Änderungen. Diese sollen in Zukunft von der Plangenehmigungspflicht ausgenommen werden können. Zu denken ist beispielsweise an den Ersatz von Porzellan- durch Kunststoffisolatorenketten (Optimierung durch Einsatz neuer Materialien; identische Ketten sind nicht mehr verfügbar), den Einbau von Doppel-Isolator Ketten (aus Sicherheitsgründen) oder den Einbau von verlust- und lärmoptimierten Leiterseilen (mit spezieller Oberfläche und leicht höherem Leiterquerschnitt, ohne Erhöhung der Stromstärke). Daneben können aber auch Vorhaben von der Bestimmung erfasst werden, die keine Instandhaltungsarbeiten darstellen: So wird heute vermehrt beachtlich, die in den Erdseilen von Starkstromleitungen vorhandenen und bisher ungenutzten Übertragungskapazitäten für die Durchleitung von Daten Dritter (Telekommunikationsdienste) zu verwenden. Eine derartige Zweckerweiterung einer Starkstromanlage stellt gemäss aktueller Rechtsprechung des Bundesgerichts ebenfalls eine grundsätzlich genehmigungspflichtige Änderung dar (vgl. auch Urteil des Bundesgerichts 1C_424/2011 vom 24. Febr. 2012). Indes bleiben solche Zweckerweiterungen ohne relevante Auswirkungen, welche die Durchführung eines Plangenehmigungsverfahrens rechtfertigen würden. Die vorgeschlagene Änderung von Absatz 7 ermöglicht, solche und weitere unbedeutende Änderungen von der Plangenehmigungspflicht auszunehmen. Damit sollen die Abläufe vereinfacht und der Verwaltungsaufwand für die Behörden und Netzbetreiber reduziert werden.

Art. 16a^{bis}

Artikel 16a^{bis} befindet sich zurzeit in der parlamentarischen Beratung. Er wird hier in der Fassung des Ständerats vom 23. September 2015⁸⁴ wiedergegeben. Die Bestimmung wird aufgrund des engen Sachzusammenhangs zur Vorlage aufgenommen.

Art. 16g

Mit *Absatz 2* wird für die Kommissionen für den Naturschutz, den Heimatschutz und die Denkmalpflege 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 EnG⁸⁶, der im Rahmen des ersten

⁸³ SR 734.25

⁸⁴ AB 2015 S 1036

⁸⁵ SR 451

⁸⁶ SR 730.0

Massnahmenpaketes ES 2050 für die Gutachten (hauptsächlich der ENHK) im Zusammenhang mit der Bewilligung nach kantonalem Recht von Anlagen für die Produktion von erneuerbaren Energien vorgeschlagen wird.⁸⁷ Die Erarbeitung dieser Gutachten dauert heute bisweilen sehr lange, nicht zuletzt aufgrund mangelnder personeller Ressourcen. Mit der Festlegung einer Frist für die NHG-Kommissionen soll die Verfahrensdauer verkürzt werden. Das verfahrensleitende BFE 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 2 Absatz 4 RVOG⁸⁸ durch Gesetz an Organisationen und Personen übertragen werden, die nicht der Bundesverwaltung angehören. Die Regeln des Verwaltungsverfahrens sind gemäss Artikel 1 Absatz 2 Buchstabe e des Verwaltungsverfahrensgesetzes vom 20. Dezember 1968⁸⁹ (VwVG) anwendbar (z. B. Ausstand nach Art. 10 VwVG).

Absatz 1 schafft die notwendige gesetzliche Grundlage und überträgt dem BFE die Kompetenz, im Einzelfall 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. Hierbei ist zu bedenken, dass aufgrund des teilweise hohen Alters der Netzinfrastruktur in naher Zukunft mit einem markanten Anstieg von entsprechenden Bauvorhaben zu rechnen ist (vgl. Bericht zum Strategischen Netz 2025 der Swissgrid⁹⁰).

Die Regelung ist §29 des deutschen Netzausbaubeschleunigungsgesetzes Übertragungsnetz (NABEG)⁹¹ nachempfunden. In §29 NABEG wird zum Zweck der Verfahrensbeschleunigung vorgesehen, dass die zuständige Behörde einen Dritten mit der Vorbereitung und Durchführung von Verfahrensschritten beauftragen kann. Als Beispiele für die Verfahrensschritte, welche dieser Dritte übernehmen kann, nennt §29 NABEG Verfahrensleitpläne mit Zwischenterminen, Fristenkontrollen, die Koordination von Sachverständigengutachten, den Entwurf des Anhörungsberichts, eine erste Auswertung der Stellungnahmen sowie die Vorbereitung und Leitung von Erörterungsterminen.

⁸⁷ Botschaft zum ersten Massnahmenpaket ES 2050, BBl 2013 7561, hier 7667.

⁸⁸ SR 172.010

⁸⁹ SR 172.021

⁹⁰ Der Bericht ist abrufbar unter <http://grid2025.swissgrid.ch> > Technischer Bericht.

⁹¹ Netzausbaubeschleunigungsgesetz Übertragungsnetz (NABEG) vom 28. Juli 2011 (BGBl. I S. 1690).

Die im Rahmen des Verwaltungsaufwandes entstehenden Kosten für die Beauftragung von verwaltungsexternen Personen können nach der Verordnung vom 22. November 2006⁹² über Gebühren und Aufsichtsabgaben im Energiebereich der Unternehmung auferlegt werden. Dabei ist das Äquivalenz- und Kostendeckungsprinzip zu berücksichtigen.

Gemäss *Absatz 2* können die verwaltungsexternen Personen die Verfahren leiten, den Schriftenwechsel und allfällige Verhandlungen (inklusive Einspracheverhandlungen) 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 im Entscheidentwurf vorgeschlagen wird. Die Kompetenz zum Erlass von selbstständig anfechtbaren Entscheiden (Zwischenverfügungen, welche einen nicht wiedergutzumachenden Nachteil bewirken können, Art. 46 Abs. 1 VwVG⁹³) verbleibt zwingend beim BFE und kann nicht delegiert werden. Wird in einem Verfahren auf Verlangen einer Verfahrenspartei ein selbstständig 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 EBG⁹⁴ an (Art. 18n–18p EBG). Bei der Einrichtung einer Projektierungszone geht es darum, den Raum für die Planung neuer Leitungen mit einer Nennspannung von 220 kV oder höher zu sichern. Sie soll die nationale Netzgesellschaft in die Lage versetzen, ihre Planungsoptionen während einer befristeten Zeit offenzuhalten und gegen störende Einflüsse zu sichern, ohne deswegen die Grundeigentümer enteignen zu 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.

⁹² SR 730.05

⁹³ SR 172.021

⁹⁴ SR 742.101

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 VwVG⁹⁵, keine aufschiebende Wirkung, da sonst eine Projektierungszone unter Umständen für lange Zeit verhindert werden kann, was ihrem Zweck, vorsorglich Land freizuhalten, widersprechen würde.

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.

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 EBG⁹⁶ an (Art. 18q–18t). Zu berücksichtigen sind dabei aber die Unterschiede zwischen Eisenbahnanlagen und elektrischen Anlagen. So erübrigt sich z. B. 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 aufgrund der Siedlungsentwicklung immer mehr unter Druck kommen. Die Erneuerung einer bestehenden Leitung ist insbesondere aufgrund der Vorschriften über die nichtionisierende 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 der 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 und Zeitverlust 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 Ein-

⁹⁵ SR 172.021

⁹⁶ SR 742.101

zelfall 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. Sie verlieren automatisch die Berechtigung, wenn die Leitung rückgebaut und nicht ersetzt wird. 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 E-EleG). Die Löschung einer entsprechenden Anmerkung im Grundbuch 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 rückzuerstattenden Betrags 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 Vorkehrungen erteilen, die nicht nur dem Unterhalt oder der Beseitigung von Gefahren und schädlichen Einwirkungen dienen, sondern weitergehen. Weil diese Vorkehrungen jedoch in Kenntnis der Wirkung der festgelegten Projektierungszone getroffen werden, 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 vom 20. Juni 1930⁹⁷ über die Enteignung (EntG) 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 EBG⁹⁸ an (Art. 18u EBG).

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

Die *Absätze 3 und 4* regeln das Verfahren zur Geltendmachung strittiger Rechte und die Schadenersatzordnung.

Absatz 3 hält fest, dass Entschädigungsforderungen innert zehn Jahren nach dem Wirksamwerden der Eigentumsbeschränkung geltend zu machen sind, und verweist für das Verfahren auf das EntG⁹⁹.

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

Art. 26a

Mit *Artikel 26a* wird bezweckt, dass das BFE eine geografische Gesamtsicht des Stromnetzes der Schweiz erstellen kann. Damit soll die Bereitstellung einer einheitlichen und aktuellen Datenbasis für die Umsetzung der vorliegenden Gesetzesvorlage (v. a. Koordination der Netzplanung und effiziente räumliche Koordination) und der ES 2050 (v. a. Unterstützung Gebietsausscheidungen) ermöglicht werden. Ausserdem trägt die Gesamtsicht zur Abstimmung mit weiteren Infrastrukturanlagen und zum Schutz der insbesondere erdverlegten elektrischen Leitungen bei.

Die Betriebsinhaber sind zwar bereits heute verpflichtet, Übersichtspläne ihrer elektrischen Anlagen (Art. 14 Abs. 1 VPeA¹⁰⁰) und Werkpläne ihrer elektrischen Kabelleitungen (Art. 62 Abs. 3 LeV¹⁰¹) zu führen. Diese Pläne sind jedoch in Form und Inhalt sehr heterogen und in vielen Fällen nicht digital in einem Geoinformationssystem geführt. Ausserdem müssen diese Daten nur ganz bestimmten Personen oder Behörden zu bestimmten Zwecken ausgehändigt werden (z. B. der Aufsichtsbehörde für Aufsichtstätigkeiten oder Dritten, welche im Bereich der Leitungen Grabarbeiten durchführen wollen). Dieses Manko hat dazu geführt, dass verschiedene Stellen selbstständig Daten erfasst und – untereinander teilweise widersprüchlich – publiziert haben. Diese Redundanzen und Widersprüche stehen Artikel 8 Absatz 2 des Geoinformationsgesetz vom 5. Oktober 2007¹⁰² (GeoIG) entgegen, wonach beim Erheben und Nachführen von Geobasisdaten Doppelspurigkeiten zu vermeiden sind. Nur durch einen einheitlichen Datensatz in gesicherter Qualität lässt sich dieses Ziel erreichen.

⁹⁸ SR 742.101

⁹⁹ SR 711

¹⁰⁰ SR 734.25

¹⁰¹ SR 734.31

¹⁰² SR 510.62

Die Erhebung und Publikation von Geobasisdaten wird grundsätzlich im GeoIG und der Geoinformationsverordnung vom 21. Mai 2008¹⁰³ (GeoIV) geregelt. Gemäss Artikel 8 Absatz 1 GeoIG bezeichnet die Gesetzgebung die zuständige Stelle für das Erheben, Nachführen und Verwalten der Geodaten. Wo eine solche fehlt, ist die für den Sachbereich zuständige Fachstelle des Bundes zuständig. Vorliegend wird die für den Sachbereich zuständige Fachstelle ausdrücklich als zuständige Stelle bezeichnet. Anhang 1 der GeoIV (Katalog der Geobasisdaten des Bundesrechts) muss aufgrund der hier vorgeschlagenen Änderungen angepasst werden.

Mit *Absatz 1* werden die Betriebsinhaber verpflichtet, ihre elektrischen Anlagen mit einer Nennspannung von 36 kV oder höher (Netzebenen 1–3) in Form von räumlichen Daten (Geodaten) zu dokumentieren und diese dem BFE zur Verfügung zu stellen. Das BFE wird vorgängig den Umfang sowie die Anforderungen an die Dokumentation und die Abgabe der Geodaten im Sinne eines Austauschdatenmodells definieren. Es wird nur diejenigen Daten erheben, welche zur Erreichung dieses Zwecks notwendig sind. Nicht zu erheben sind die Betriebsdaten der elektrischen Anlagen.

Absatz 2 beauftragt das BFE zur Zusammenführung der Geodaten der Betriebsinhaber zu einer Gesamtsicht der Netzebenen 1–3 des Stromnetzes der Schweiz und zu dessen Bereitstellung für die Öffentlichkeit.

Gemäss *Absatz 3* kann der Bundesrat auch die Anlagen der Netzebenen 4–7 der Dokumentationspflicht unterwerfen. Der Zugang zu Geodaten der Netzebene 4–7 ist nicht öffentlich. Der Bundesrat hat in der Verordnung zu bestimmen, wer Zugang zu diesen Daten hat. Dabei hat er insbesondere für Mitglieder von Planungsgremien des Bundes, der Kantone und Gemeinden, für Mitarbeitende von Netzbetreibern sowie für Personen, welche bereits heute beispielsweise für Bauarbeiten Einsicht in die Pläne verlangen können, einen Zugang vorzusehen.

Art. 55

Die Formulierung der Strafbestimmung von *Absatz 1 Buchstabe a* entspricht nicht mehr den heutigen Anforderungen. In der Zeit der Entstehung dieser Bestimmung 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 Fachleuten 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 potenziell strafbar zu machen für ein Verhalten respektive eine (Plangenehmigungs-) Pflicht, die grundsätzlich den Betriebsinhaber einer Anlage trifft. Unter die Strafbestimmung soll jede Tätigkeit fallen, die ohne notwendige Plangenehmigung an oder in elektrischen Anlagen ausgeführt wird.

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

¹⁰³ SR 510.620

zwischen vorsätzlicher und fahrlässiger Begehung (2:1) ist im Nebenstrafrecht weit verbreitet (z. B. in Art. 39 des Revisionsaufsichtsgesetzes vom 16. Dezember 2005¹⁰⁴ und Art. 52 des Fernmeldegesetzes vom 30. April 1997¹⁰⁵). 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 vom 22. März 1974¹⁰⁶ über das Verwaltungsstrafrecht (VStrR) 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 angemessen geahndet werden. Die Erhöhung des Bussenrahmens für die Verurteilung von juristischen Personen im EleG auf 20 000 Franken (in Abweichung zu 5000 Franken im VStrR) ist deshalb angezeigt.

Art. 64

Mit der Übergangsbestimmung wird sichergestellt, dass fortgeschrittene Freileitungsprojekte nicht rückwirkend den neuen Bestimmungen zum Mehrkostenfaktor unterworfen werden.

2.2 Änderungen des Stromversorgungsgesetzes

Art. 8 Abs. 2 und 4

Absatz 2 regelt zurzeit die Verpflichtung der Netzbetreiber zur Erstellung von Mehrjahresplänen. Diese Pflicht wird neu in Artikel 9d verankert, weshalb Absatz 2 aufzuheben ist.

Der in *Absatz 4* aktuell bestehende Verweis auf Absatz 2 von Artikel 8 ist zu streichen, da Absatz 2 aufgehoben wird.

¹⁰⁴ SR 221.302

¹⁰⁵ SR 784.10

¹⁰⁶ SR 313.0

3. Abschnitt: Netzentwicklung

Art. 9a Szenariorahmen

Die in *Absatz 1* geregelte Erarbeitung des Szenariorahmens durch das BFE erfolgt anhand der gesamtwirtschaftlichen Rahmendaten (z. B. Bevölkerungs- und Wirtschaftsprognosen) und der energiepolitischen Ziele des Bundes sowie unter Berücksichtigung des internationalen Umfelds (z. B. energiewirtschaftliche und –politische Entwicklung in den Nachbarländern und der EU, Netzplanung der ENTSO-E, Weltmarktenergiepreise). Im Szenariorahmen sollen in aggregierter Form die wichtigsten Parameter aufgenommen werden, welche die Lastflüsse und die spätere Netzmodellierung entscheidend beeinflussen. Es werden unter anderem mögliche Entwicklungen der installierten Leistung aller Kraftwerke in der Schweiz, des Jahresstromverbrauchs und -höchstlast in der Schweiz, der CO₂- und der Brennstoffpreisentwicklung skizziert.

Bei der Erstellung des Szenariorahmens werden gemäss *Absatz 2* regionale Aspekte berücksichtigt. Unter den weiteren Betroffenen, welche vom BFE zur Erarbeitung des Szenariorahmens beigezogen werden, sind insbesondere Kraftwerksbetreiber, Städte- und Gemeindeverbände, die SBB, Wirtschaft- und Umweltverbände zu verstehen.

Die drei Szenarien, welche gemäss *Absatz 3* erstellt werden, müssen sich ausreichend unterscheiden, um eine genügende Spannbreite möglicher energiewirtschaftlicher Entwicklungen aufzuzeigen. Die Szenarien können sich insbesondere durch unterschiedliche Ausbaupfade bei den erneuerbaren Energien auf nationaler wie auch auf europäischer Ebene unterscheiden. Dabei sind Ausbaupläne von Grosskraftwerken sowie die klima- und umweltpolitischen Zielsetzungen der verschiedenen Länder zu berücksichtigen. Ein mittleres Szenario muss als Leitszenario aufzeigen, wohin sich die energiewirtschaftlichen Kenngrössen ausgehend vom heutigen Status quo und den aktuellen energiepolitischen Zielsetzungen am wahrscheinlichsten entwickeln. Zumindest soll ein auf dem Leitszenario basierendes, um weitere zehn Jahre ergänztes Szenario eine Einordnung in längerfristige Entwicklungen ermöglichen.

Gestützt auf *Absatz 4* obliegt dem Bundesrat die Genehmigung des Szenariorahmens mit einem (nicht anfechtbaren) Bundesratsbeschluss.

Ein möglicher Bezugswert für die gemäss *Absatz 5* vom Bundesrat festzulegende Periodizität für die Überprüfung und Nachführung des Szenariorahmens bildet unter anderem das Monitoring, wie es in der Botschaft zum Massnahmenpaket ES 2050 vorgeschlagen wird (Beurteilung der Massnahmen alle fünf Jahre gemäss Artikel 61 Absatz 3 EnG). Um eine vereinfachte Abstimmung mit dem internationalen Umfeld, namentlich mit der Netzplanung der ENTSO-E (Erstellung Ten-Year-Network-Development-Plan alle zwei Jahre), zu ermöglichen, ist auch eine Periodizität von vier Jahren denkbar. Die Periodizität berücksichtigt die bisher üblichen Planungsrhythmen der Branche bezüglich der Netz-, Investitions- und Finanzierungsplanung. Ausserdem wird dadurch einerseits dem Bedürfnis nach einer gewissen Planungssicherheit Rechnung getragen, andererseits können so Änderungen der Verhältnisse zeitnah in den Szenariorahmen einfließen, damit dieser stets eine möglichst realitätsnahe Planungsgrundlage bildet.

Im Falle einer vom Bundesrat angeordneten vorgezogenen Überprüfung und Nachführung des Szenariorahmens beginnt ab dem Zeitpunkt der vorgezogenen Nachführung der Lauf einer neuen Periode bis zur nächsten (ordentlichen) Überprüfung.

Mit *Absatz 6* und der ausdrücklichen Erwähnung der Verbindlichkeit des Szenariorahmens für Behörden wird insbesondere im Hinblick auf Artikel 21 Absatz 2 StromVG klargestellt, dass die ECom bei ihrer Tätigkeit und ihren Beurteilungen an den Szenariorahmen gebunden ist. Das heisst, dass der Szenariorahmen der Netzplanung zu Grunde gelegt werden muss und nachfolgend von den Behörden nicht mehr in Frage gestellt werden kann.

Art. 9b Grundsätze für die Netzplanung

Mit *Absatz 1* wird die Grundlage geschaffen, dass die Netzplanung der Netzbetreiber auf transparenten Netzplanungsgrundsätze abgestützt werden kann. Bekannte Netzplanungsgrundsätze bilden ein wichtiges Element, um die Netzplanung nachvollziehen zu können. Besonders aus diesem Grund ist eine Veröffentlichung der Netzplanungsgrundsätze sinnvoll. Transparenz in den Netzplanungsgrundsätzen kann zudem die Netzplanung 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 Netzplanungsgrundsätze enthalten diverse Elemente:

- In den *Rahmenbedingungen* werden die für die Netzentwicklung relevanten Treiber identifiziert. Dazu gehören z. B. 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). Dabei sind auch weitergehende Funktionalitäten der Netze, welche in der «Smart Grid Roadmap» identifiziert werden, einzubeziehen. So können z. B. Daten aus intelligenten Messsystemen für solche Untersuchungen genutzt werden. 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 z. B. 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 z. B. das (N-1)-Kriterium, 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. Hierzu zählen auch intelligente Massnahmen im Sinne der Funktionalitäten der «Smart Grid Roadmap», die hinreichend verfügbar sind. Solche Massnahmen umfassen beispielweise eine zunehmend bessere Datengrundlage auf der Basis von intelligenten Messsystemen bei den Endverbraucherinnen und Endverbrauchern, spannungsregelnde Netzelemente oder selektive, ferngesteuerte Eingriffe in Aus- und Einspeisung. Dadurch wird eine Flexibilisierung und zielgenauere Ausrichtung der Netze erreicht, um die vorhandene Infrastruktur letztlich besser auszunutzen. 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. Es beinhaltet den Aspekt einer wirtschaftlichen Rangordnung für die Bewertung netztechnischer Einzelmassnahmen. Nach dieser Rangordnung sind Massnahmen im Bereich der Optimierung in der Regel kostengünstiger als Massnahmen im Bereich der Verstärkung und diese wiederum kostengünstiger als Massnahmen 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 während des gesamten Planungshorizontes 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 die Eliminierung von Engpässen in Unterwerken, die Errichtung von Netz-Provisorien, die betriebliche Spannungserhöhung (z. B. von 220 auf 380 kV), die Integration eines Systems zum Freileitungsmonitoring (Netzebene 1), das Festlegen von Anforderungen an Wechselrichter für eine netzstützende Integration dezentraler Erzeugungsanlagen, die Optimierung oder Anpassung des betrieblichen Erdungskonzeptes oder Durchführung einer planerischen Trennstellenoptimierung. Zu einer Optimierung zählt auch die Umsetzung intelligenter Massnahmen, indem z. B. allein über optimierte Eingangsparameter die Infrastruktur besser ausgereizt wird oder etwa – soweit über bilaterale Vereinbarungen oder regulatorische Vorgaben möglich – auf Aus- oder Einspeisung zugegriffen wird.
- *Verstärkungen* umfassen Massnahmen wie den Ausbau und die Erweiterung von Schaltanlagen, die Nutzung freier Gestängeplätze bzw. freier Kabel-

rohre, die bauliche Spannungserhöhung (z. B. von 220 auf 380 kV), der Austausch von Leitungsseilen bei eventueller Erhöhung der Bodenabstände (Querschnittserhöhung, Umbeseilung auf Dreier- bzw. Viererbündel), der Einsatz von Hochtemperaturleiterseilen, die Erhöhung der Transformatorenleistung (Austausch, zusätzliche Transformatoren), der Einsatz von regelbaren Ortsnetztransformatoren und die 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 Netzprojekts müssen immer gesamthaft betrachtet werden. Das NOVA-Prinzip muss also in konkreten Netzprojekten mit vielen Einzelmassnahmen so angewandt werden, dass eine insgesamt vorausschauende und dadurch effiziente Lösung resultiert. Die das NOVA-Prinzip reflektierenden Netzplanungsgrundsätze führen also nicht zwingend zuerst zu einer Optimierung, dann zu einer Verstärkung und schliesslich zu einem Ausbau. Insbesondere kann eine umweltrelevante Schutzgesetzgebung der Netzoptimierung oder Netzverstärkung Grenzen setzen in Form von Grenzwerten, beispielsweise bezüglich nicht-ionisierender Strahlung oder Lärm, die auf jeden Fall eingehalten werden müssen.

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. 9c Koordination der Netzplanung

In *Absatz 1* werden alle Netzbetreiber ausdrücklich zur Koordination verpflichtet. Da diese Koordination in vermaschten Stromnetzen besonders wichtig ist, rechtfertigt sich eine spezifischere Regelung, als dies Artikel 8 Absatz 1 StromVG bereits vorsieht. Dies bedingt einen Informationsaustausch zwischen den Netzbetreibern, weshalb eine Pflicht zur gegenseitigen Erteilung von Auskünften verankert wird. Dieser Informationsaustausch betrifft geplante Projekte zum Um- oder Ausbau der Stromnetze und Prognosen über Produktion und Verbrauch.

Gemäss *Absatz 2* sind die Netzbetreiber verantwortlich für den Einbezug der für die Netzplanung wichtigen Akteure. Nebst den Kantonen, für die unter anderem auch raumplanerische Aspekte relevant sind, gehören dazu insbesondere die Unternehmen der Elektrizitätswirtschaft, die Umweltverbände, die SBB und je nach Netzebene auch die Gemeinden. Die nationale Netzgesellschaft hat insbesondere auch die Betreiber von grossen Kraftwerken angemessen einzubeziehen, damit bei der Planung des Übertragungsnetzes auch die raumplanerischen Aspekte und die Bedürfnisse von grossen, in das Übertragungsnetz direkt einspeisenden Kraftwerken frühzeitig aufeinander abgestimmt werden können. Bei der Koordination der Netz-

planung ist je nach Fall die Möglichkeit einer Bündelung der Infrastrukturen, die gegebenenfalls bereits teilweise bestehen, zu berücksichtigen.

Artikel 20 Absatz 2 Buchstabe e E-StromVG verpflichtet ausserdem die nationale Netzgesellschaft zur Koordinierung der Planung des Übertragungsnetzes mit der Planung der Betreiber der Übertragungsnetze der Nachbarstaaten.

Art. 9d Mehrjahrespläne

Die Planung von Netzen mit einer Spannung von 36 kV oder mehr wird durch die Netzbetreiber der Netzebenen 1–3 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 Richtlinie 2009/72/EG ausgestaltet, in welcher die Übertragungsnetzbetreiber dazu verpflichtet werden, der Regulierungsbehörde jährlich nach Konsultation aller einschlägigen Interessenvertreter einen zehnjährigen Netzentwicklungsplan vorzulegen.

Stützt auf Absatz 1 haben die Netzbetreiber der Netzebenen 1–3 auf der Grundlage des Szenariorahmens und entsprechend dem weiteren Bedarf ihre Entwicklungspläne, die sogenannten Mehrjahrespläne, zu erstellen. Unter dem weiteren Bedarf sind Erneuerungs- respektive Ersatzprojekte und regionale Projekte für den Anschluss von Produktionsanlagen respektive von Endverbraucherinnen und Endverbrauchern zu verstehen, welche nicht im Szenariorahmen abgebildet werden. 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. Die Aktualisierung der Mehrjahrespläne folgt dem Rhythmus der Überprüfung und Nachführung des Szenariorahmens, sodass eine periodische Aktualisierung gewährleistet ist. Auf diese Weise kann eine ausreichende Aktualität der Planung unter Berücksichtigung der in der Branche üblichen Planungsrhythmen gewährleistet werden. Bei einer vorgezogenen, auf ausserordentlichen Entwicklungen beruhenden Überprüfung und Nachführung des Szenariorahmens auf Anordnung des Bundesrates gemäss Artikel 9a Absatz 5 E-StromVG ist ebenfalls eine Aktualisierung der Mehrjahrespläne durch die Netzbetreiber vorzunehmen.

Der Mehrjahresplan der nationalen Netzgesellschaft ist innerhalb von neun Monaten nach Genehmigung des letzten Szenariorahmens durch den Bundesrat der ElCom zur Prüfung vorzulegen. Dabei ist die nationale Netzgesellschaft angehalten, der ElCom sämtliche erforderlichen Informationen zur Verfügung zu stellen. Die Prüfung des Mehrjahresplans der nationalen Netzgesellschaft durch die ElCom wird in Artikel 22 Absatz 2^{bis} E-StromVG geregelt. Beurteilt die ElCom den grundsätzlichen Bedarf der Projekte im Rahmen der Prüfung positiv, so entfällt im Rahmen der gegenwärtigen Ex-Post-Regulierung für die nationale Netzgesellschaft das Risiko, dass die ElCom bei einer allfälligen Tarifprüfung eine Tarifsenkung mit einem fehlenden Bedarf begründet. So können die entsprechenden Investitionshemmnisse abgebaut werden. Bei der nationalen Netzgesellschaft verbleibt jedoch das Investitionsrisiko, denn die Effizienz bei der Realisierung des Projekts und die realisierten

Kosten lassen sich erst im Nachhinein beurteilen. Die ElCom teilt der nationalen Netzgesellschaft innert neun Monaten das Ergebnis der Prüfung schriftlich mit (Art. 22 Abs. 2^{bis} E-StromVG). Weiter kann die ElCom Anpassungen am Mehrjahresplan verlangen. Mit der Prüfung der Mehrjahrespläne durch die ElCom ist keine Verschiebung der Verantwortlichkeiten verbunden: Die Verantwortung für Gewährleistung eines sicheren, leistungsfähigen und effizienten Stromnetzes liegt nach wie vor bei den Netzbetreibern (Art. 8 Abs. 1 StromVG).

Absatz 2 Buchstabe a regelt in Anlehnung an die Richtlinie 2009/72/EG den Mindestinhalt der Mehrjahrespläne. Die Beschreibung der Projekte hat deren Bezeichnung, die Art der Investition (Optimierung, 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 es dazu führt, dass:

- das Netz (N-1)-sicher ist,
- die Netzstabilität ausreichend gewährleistet ist,
- keine Spannungsgrenzen verletzt werden,
- die Netzintegration erneuerbarer Energien gewährleistet ist,
- die Kurzschlussgrenzwerte eingehalten werden, oder
- ungewollte Ringflüsse über das europäische Übertragungsnetz vermieden werden.

Ein Projekt ist wirtschaftlich wirksam, wenn mit ihm unverhältnismässiger Aufwand zur Behebung von Überlastungen (oder andere Problemsituationen) in der gleichen oder in nachgelagerten Netzebenen vermieden werden kann oder wenn das Projekt zu der angestrebten 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 gegenüberzustellen sind (Kosten-Wirksamkeits-Betrachtung), soweit die Massnahmen nicht technisch zwingend sind.

Zur Prüfung der Notwendigkeit der Projekte kann die ElCom zusätzlich einfache Kriterien festlegen, z. B. gewisse Mindestauslastungskriterien. Bei finanziell sehr bedeutsamen Projekten ist auch eine Kosten-Nutzen-Analyse möglich, soweit diese aufgrund der zu erwartenden nicht beeinflussbaren Rahmenbedingungen (insbeson-

dere zwingende Massnahmen gemäss Heimat- und Umweltschutz- sowie Raumplanungsrecht) erstellt werden kann. Diese Analyse bewertet die einzelnen Wirklichkeiten finanziell und ermöglicht eine ergänzende zusammenfassende Bewertung.

Die neuen Kriterien «wirksam und angemessen» stehen in keinem Widerspruch zu den bestehenden Kriterien «sicher, leistungsfähig und effizient» nach Artikel 8 Absatz 1 Buchstabe a StromVG. Vielmehr wird mit den neuen Kriterien präzisiert, dass die Netzbetreiber aufzeigen müssen, welche positiven Wirkungen sie erwarten und wie hoch sie die Kosten der von ihnen vorgesehenen Massnahmen und etwaiger Alternativen schätzen; damit muss der Beitrag jeder einzelnen Massnahme zur Sicherstellung eines auch in Zukunft sicheren, leistungsfähigen und effizienten Netzes transparent dargelegt werden.

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.

Nach *Absatz 4* besteht unter Vorbehalt der unter den Buchstaben a–c ausgeführten Ausnahmen grundsätzlich eine Pflicht zur Veröffentlichung des Mehrjahresplans der nationalen Netzgesellschaft.

Art. 9e Öffentlichkeitsarbeit

In *Absatz 1* werden die Informations- und Kommunikationsaufgaben des Bundes in Bezug auf die Netzentwicklung festgehalten. Die Informationen werden über bestehende Kanäle bereitgestellt. Die Webseite www.netzentwicklung.ch wird dabei als zentrale Kommunikationsplattform weiterentwickelt und betrieben und stellt die aktuellen Informationen einheitlich und verständlich bereit. Die Informationen enthalten u. a. eine Darlegung des Netzentwicklungsprozesses, der diesbezüglichen Abläufe und Fristen sowie der Zuständigkeiten, Aufgaben und Instrumente (Szenariorahmen, Mehrjahrespläne etc.). Ausserdem enthält die Webseite Informationen zu den Mitwirkungsmöglichkeiten in den verschiedenen Verfahrensstadien.

In *Absatz 2* werden die entsprechenden Informations- und Kommunikationsaufgaben der Kantone festgehalten. Am Übergang zum Netzentwicklungsprozess-Schritt der «Räumlichen Koordination» übernehmen die Kantone die Prozessführerschaft im Rahmen ihrer raumplanerischen Aufgaben. Zu denken ist beispielsweise an Leitungsprojekte, für die ein Sachplanverfahren durchzuführen ist und bei welchen sich ein Anpassungsbedarf des kantonalen Richtplans abzeichnet. Hier kann es sinnvoll sein, den Kanton mit sachplanspezifischen Informationsaufgaben zu beauftragen, die er im Rahmen seiner Informationstätigkeiten zum Richtplan ausübt. Aber auch nicht sachplanpflichtige Vorhaben können aufgrund ihrer Bedeutung Informationsaktivitäten rechtfertigen: Gemäss Artikel 15d Absatz 3 E-EleG können Anlagen auf Netzebene 3 von nationalem Interesse sein, wenn sie beispielsweise für die Gewährleistung der Versorgungssicherheit einzelner Landesteile notwendig sind. Hier sollen die MIK-Aktivitäten auf regionaler Ebene stattfinden; die Mitwirkungs- und Infor-

mationsmassnahmen wechseln entsprechend auf die regionale Ebene. Die Öffentlichkeitsarbeit der Kantone ist auf die kontrovers diskutierten Leitungsvorhaben der Netzebenen 1–3 zu fokussieren. In der Praxis ziehen die Kantone in der Regel die Netzbetreiber für die Erfüllung dieser Aufgabe hinzu. Der Bund formalisiert die Aufgaben der Kantone im Zusammenhang mit deren regionaler Kommunikation in Leistungsvereinbarungen und schafft damit die Grundlage für die Abgeltung der entsprechenden Kosten der Kantone. Die Kosten für diese Leistungen werden über die Gebühren, welche der Bund gemäss Artikel 3a Absatz 2 E-EleG erheben 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.

Art. 15 Anrechenbare Netzkosten

Gemäss bestehendem *Absatz 1* gelten die Betriebs- und Kapitalkosten eines sicheren, leistungsfähigen und effizienten Netzes als anrechenbare Kosten. Die bereits in der Botschaft zum ersten Massnahmenpaket ES 2050 enthaltene¹⁰⁷ Regelung, wonach die Kosten gesetzlich vorgeschriebener intelligenter Messsysteme beim Endverbraucher anrechenbar sind, wird aus systematischen Gründen von Absatz 1 in den neuen Absatz 3^{bis} verschoben. Dies bedeutet keine materielle Änderung.

In *Absatz 2* wird präzisiert, dass die Kosten der für den Netzbetrieb benötigten Dienstbarkeiten und Rechte als Betriebskosten gelten.

In *Absatz 3^{bis} Buchstaben a–e* wird im Sinne einer Klarstellung für bestimmte Betriebs- und Kapitalkosten, die im Zusammenhang mit dem Netz entstehen, explizit festgelegt, dass diese anrechenbar sind. Betroffen sind beispielsweise Kosten, die entstehen bei der Erfüllung gesetzlicher Pflichten (Buchstaben c) oder bei der Durchführung von Informationsveranstaltungen im Kontext mit plangenehmigungspflichtigen Leitungsbauvorhaben (Bst. d). Die betreffenden Kosten sind anrechenbar, soweit die ihnen zugrunde liegenden Leistungen effizient erbracht wurden.

Die Regelung von *Buchstabe a* ist wie erwähnt bereits im ersten Massnahmenpaket ES 2050 enthalten; sie wird aus systematischen Gründen von Absatz 1 in den Absatz 3^{bis} verschoben.

Mit Artikel 17b E-StromVG in der Fassung des Ständerats vom 23. September 2015¹⁰⁸ werden intelligente Steuer- und Regelsysteme bei den Endverbrauchern und Produzenten, einschliesslich Regeln zur Kostentragung, geregelt. Die aus systematischen Gründen hier in *Buchstabe b* von Absatz 3^{bis} in Verbindung mit *Absatz 3^{ter}* aufgenommene Regel, wonach die Kosten intelligenter Steuer- und Regelsysteme, einschliesslich der Kosten, die dem Netzbetreiber durch den Einsatz solcher Systeme Dritter entstehen, als anrechenbar gelten, sofern und soweit dies der Bundesrat vorsieht, entspricht der vom Ständerat beschlossenen Regel über die Kostenanrechnung.

¹⁰⁷ Botschaft zum ersten Massnahmenpaket ES 2050, BBl 2013 7561 hier 7634 f. und 7796.

¹⁰⁸ AB 2015 S 1036 f.

Buchstabe c hält ausdrücklich fest, dass auch die Kosten anrechenbar sind, die im Zusammenhang mit der Realisierung von in der Umwelt-, Natur-, und Heimatschutzgesetzgebung vorgesehenen Vorsorge-, Schutz-, Wiederherstellungs- und Ersatzmassnahmen entstehen. Zur Umwelt-, Natur-, und Heimatschutzgesetzgebung gehören, analog zu der Regelung in Artikel 15b Absatz 3 E-EleG, nicht nur das NHG¹⁰⁹ und das USG¹¹⁰, sondern unter anderem auch das GSchG¹¹¹, das WaG¹¹² JSG¹¹³. Eingriffe in geschützte Landschaften, Biotop oder den Wald müssen grundsätzlich ausgeglichen werden. Diese Kosten ergeben sich im Rahmen des Vollzugs der gesetzlich festgelegten Massnahmen. Sie sind grundsätzlich bereits heute anrechenbar, soweit sie im Sinne von Absatz 1 erforderlich sind für ein sicheres, leistungsfähiges und effizientes Netz. Die Regelung von Buchstabe b stellt klar, dass die darüber hinausgehenden Kosten ebenfalls anrechenbar sind, soweit sie sich aus dem Vollzug der obgenannten gesetzlichen Pflichten ergeben.

Buchstabe d legt fest, dass die Kosten der notwendigen Massnahmen zur projektspezifischen Information der Netzbetreiber im Rahmen konkreter Leitungsvorhaben sowie die von ihnen entrichteten Gebühren nach Artikel 3a Absatz 2 E-EleG anrechenbar sind. 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. Indem die entsprechenden Kosten und Gebühren als anrechenbar bezeichnet werden, können sie an die Netznutzungsentgelte angerechnet werden. Übermässige Informationstätigkeiten mit entsprechenden Kosten werden verhindert, indem die Informationsmassnahmen explizit auf das Notwendige beschränkt werden und indem der Bundesrat gemäss *Absatz 3^{quater}* eine Kostenobergrenze festlegen wird. Hierbei kann beispielsweise eine Beschränkung der Informationskosten in Abhängigkeit von den konkreten Projektkosten (Promille-/Prozentsatz) in Betracht gezogen werden.

Weiter sollen gemäss *Buchstabe e* auch die Kosten bestimmter innovativer Massnahmen für intelligente Netze ausnahmsweise anrechenbar sein. Damit sollen in Zukunft insbesondere innovative Netzprojekte 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. Solche Erfahrungen sind bisher kaum vorhanden, weil Unsicherheit besteht, inwiefern gewisse Massnahmen effizient und ihre Kosten somit anrechenbar sind. Dies stellt ein wesentliches Hemmnis für die Einführung innovativer Massnahmen dar und lässt den Entscheid vermehrt zugunsten von konventionellen Lösungen ausfallen. Eine Anrechenbarkeit innovativer Massnahmen im kleinen Rahmen, welche auf die Bedürfnisse im eigenen Netz ausgerichtet sind, schafft einen Anreiz, die nötigen Erfahrungen zu sammeln und innovative Lösungen bis zur Effizienz weiterzuentwickeln. Als innovative Massnahmen zählen insbesondere

¹⁰⁹ SR 451
¹¹⁰ SR 814.01
¹¹¹ SR 814.20
¹¹² SR 921.0
¹¹³ SR 922.0

Massnahmen, die helfen, Funktionalitäten aus der «Smart Grid Roadmap» zu realisieren. Dies umfasst beispielsweise Massnahmen, die eine verbesserte Informationsaufnahme und -verarbeitung dank intelligenter Messsysteme bei der Endverbraucherin oder dem Endverbraucher erlauben und dadurch eine effizientere Netzplanung oder einen effizienteren Netzbetrieb ermöglichen. Des Weiteren sollen Massnahmen umgesetzt werden, die den Netzausbaubedarf durch Eingriffe in den Netzbetrieb verringern, neuartige Planungsgrundsätze (siehe Netzplanungsgrundsätze und NOVA) fördern oder einen marktgetriebenen Einsatz von Flexibilität unterstützen. Innovative Massnahmen, welche nicht netzdienlich sind und für Energiemarktbedürfnisse entwickelt werden, sind nicht anrechenbar und müssen vom Markt finanziert werden.

Der Bundesrat wird gemäss *Absatz 3^{quater}* die von den innovativen Massnahmen zu erfüllenden Funktionalitäten festlegen und die Kosten solcher Massnahmen beschränken. Es soll sichergestellt werden, dass die den Netzbetreibern für solche Massnahmen zur Verfügung stehenden Mittel die Grössenordnung von rund 0,5 Prozent der Einnahmen durch Netznutzungsentgelte bzw. einige Hunderttausend Franken, nicht überschreiten. Die Netzbetreiber sollen damit die Möglichkeit, aber nicht die Verpflichtung haben, Kosten für Innovationen im Netz als Netzkosten anzurechnen.

2a. Abschnitt: Messwesen und Steuersysteme

Art. 17a Intelligente Messsysteme beim Endverbraucher

Artikel 17a ist bereits im ersten Massnahmenpaket ES 2050¹¹⁴ enthalten. Dieses befindet sich zurzeit in der parlamentarischen Beratung. Wiedergegeben wird hier mit redaktionellen Anpassungen die Fassung des Ständerats vom 23. September 2015¹¹⁵. Die Bestimmung wird aufgrund des Verweises in Artikel 15 Absatz 3^{bis} Buchstabe a E-StromVG auf Artikel 17a in die Vorlage aufgenommen.

Art. 17b Steuer- und Regelsysteme bei Endverbrauchern und Produzenten

Artikel 17b befindet sich zurzeit in der parlamentarischen Beratung. Er wird hier mit redaktionellen Anpassungen in der Fassung des Ständerats vom 23. September 2015¹¹⁶, jedoch ohne Absatz 4, wiedergegeben; dies aufgrund des Verweises in Artikel 15 Absatz 3^{bis} Buchstabe b E-StromVG auf Artikel 17b und aufgrund des Zusammenhangs mit Artikel 15 Absatz 3^{ter} E-StromVG (vgl. Erläuterungen zu den entsprechenden Artikeln).

Art. 17c Datenschutz

Artikel 17c befindet sich zurzeit in der parlamentarischen Beratung. Er wird hier in der Fassung des Ständerats vom 23. September 2015¹¹⁷ wiedergegeben; dies aufgrund des Sachzusammenhangs zu den Artikel 17a und 17b E-StromVG.

¹¹⁴ Botschaft zum ersten Massnahmenpaket ES 2050, BBl 2013 7561, hier 7716 und 7796.

¹¹⁵ AB 2015 S 1036

¹¹⁶ AB 2015 S 1036 f.

¹¹⁷ AB 2015 S 1037

Art. 20 Aufgaben der nationalen Netzgesellschaft

Absatz 2 Buchstabe e ergänzt die Aufgaben der nationalen Netzgesellschaft ausdrücklich mit der Pflicht, die internationale Anbindung des schweizerischen Übertragungsnetzes sicherzustellen. Bei der Erstellung des Szenariorahmens unter Federführung des BFE hat die nationale Netzgesellschaft die internationalen Rahmenbedingungen einzubringen. Die Netzplanung und der Mehrjahresplan der nationalen Netzgesellschaft 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 sicherzustellen und sich in die Ausarbeitung von PCI-Vorhaben der EU einzubringen. Eine Anpassung der Aufgaben der nationalen Netzgesellschaft ist diesbezüglich nicht notwendig.

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

Projekte des Übertragungsnetzes sind oftmals umstritten. Gleichzeitig kommt diesen für eine sichere Stromversorgung aber eine grosse Bedeutung zu und ist eine frühzeitige und umfassende Information für die Akzeptanz von Projekten wichtig. Deshalb 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 darzulegen. Die Informationen sind so bereitzustellen, dass sie für eine breite Bevölkerung verständlich sind. Die nationale Netzgesellschaft wird in *Absatz 2 Buchstabe h* weiter verpflichtet, dem BFE und den Kantonen die zur Erfüllung der Aufgaben gemäss Artikel 9e E-StromVG notwendigen Auskünfte zu erteilen und sachdienliche Unterlagen zur Verfügung zu stellen.

Art. 22 Aufgaben

Gemäss *Absatz 2^{bis}* hat die ElCom die Pflicht, den Mehrjahresplan, welcher ihr von der nationalen Netzgesellschaft gemäss Artikel 9d E-StromVG vorgelegt wird, innert neun Monaten zu prüfen. Mit der Prüfung des Mehrjahresplans bestätigt die ElCom vor der Realisierung der Projekte deren grundsätzlichen Bedarf (vgl. Ausführungen zu Art. 9d E-StromVG).

3 Auswirkungen

3.1 Auswirkungen auf den Bund

Nach heutigem Kenntnisstand erfordert die Umsetzung der Vorlage folgende zusätzliche Ressourcen:

Abbildung 6

Personelle Auswirkungen auf den Bund

	Stellen ab 1.1.2019 [%]		Aufgaben
BFE	350	200	Verfahrensführung: Durchführung der Verfahren und erweiterte Wahrnehmung von Koordinations- und Unterstützungsaufgaben in den Verfahren. Aufbereitung der Inhalte für das Aufzeigen des Netzentwicklungsprozesses, der Zuständigkeiten und der Mitwirkungsmöglichkeiten.
		100	Erarbeitung des Szenariorahmens mit Einbezug der Akteure sowie periodische und ggf. vorgezogene Überprüfung und Nachführung.
		50	Geodaten bez. Schweizer Stromnetz: Vorgabe für das Datenaustauschmodell, Erhebung der Geodaten sowie Erstellung und Aktualisierung der Gesamt-sicht über die Stromnetze.
ARE	100		Räumliche Koordination: stärkere Einbindung der Kantone und Gemeinden im Rahmen des SÜL.
BAFU	100		Stellungnahmen für Behörden im Zusammenhang mit Planung, Errichtung und Veränderung von elektrischen Anlagen. Prüfung und Koordinierung des Stromnetzes mit den Schutzziele der Umweltschutzgesetzgebung.
BAK	100		Stellungnahmen für Behörden im Zusammenhang mit Planung, Errichtung und Veränderung von elektrischen Anlagen. Prüfung und Koordinierung des Stromnetzes mit den Schutzziele (Bundesinventar der schützenswerten Ortsbilder der Schweiz).
EICom	200		Überprüfung der Mehrjahrespläne des Übertragungsnetzes (Netzebene 1). Mitwirkung SÜL-Verfahren.
Total	850		

Der Ressourcenbedarf wird teilweise über Gebühren bzw. Abgaben gedeckt und soweit wie möglich verwaltungsintern kompensiert. 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 Vorlage ist keine Verlagerung der Planungskompetenzen vorgesehen. Insofern sind keine Auswirkungen auf die Kantone und die Gemeinden erkennbar.

Ein Ziel 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, sodass diese ihre Verantwortung im Kontext der gesetzlichen Rahmenbedingungen bestmöglich wahrnehmen können.

Die räumliche Koordination eines Netzausbauprojekts mit anderen Ansprüchen an den Raum erfolgt in zwei Schritten nach den Regeln des Sachplanverfahrens. Schon im ersten Schritt, in welchem ein Planungsgebiet festzulegen ist, werden alle Interessierten, insbesondere die betroffenen Kantone, miteinbezogen. 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 Sachplanverfahren 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.

Zur Verbesserung der Akzeptanz von Leitungsprojekten werden die Kantone zur Wahrnehmung von Mitwirkungs- und Informationsmassnahmen verpflichtet. Erhebliche Massnahmen der Kantone werden vom Bund über Leistungsvereinbarungen definiert und abgegolten.

3.3 Auswirkungen auf die Volkswirtschaft

Die Vorlage verbessert die Rahmenbedingungen für die Netzentwicklung in der Schweiz. Dies verbessert insbesondere die Versorgungssicherheit im Bereich des Übertragungsnetzes, in dem sich bereits heute Zeichen für Engpässe durch die Zunahme von N-1-Verletzungen zeigen.¹¹⁸ Die Wahrscheinlichkeit grösserer Stromausfälle, die mit erheblichen volkswirtschaftlichen Kosten verbunden sind (vor allem aus Versorgungsengpässen und aus dem Produktionsstillstand und daraus

¹¹⁸ «Versorgungssicherheit und Wettbewerbsentwicklungen unter dem StromVG und der StromVV», Bericht des BFE, Abteilung Energiewirtschaft, November 2013, Ziff. 3.2., abrufbar unter www.bfe.admin.ch > Dokumentation > Publikationen > Datenbank allgemeine Publikationen.

resultierenden Zulieferengpässen), wird vermindert. Zudem wird die gesellschaftliche Akzeptanz des Netzausbaus erhöht, da verbesserte Möglichkeiten der Verkabelung geschaffen werden. Die Gefahr eines etwaigen Regulierungsversagens durch einen nicht hinreichend koordinierten Netzausbau 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 werden die internationale Anbindung der Schweiz verbessert, der Transport der inländischen Produktion zum Endverbraucher sichergestellt, die heute bereits hohe Versorgungssicherheit weiterhin gewährleistet und durch die Anrechenbarkeit von Kosten für bestimmte innovative Massnahmen für intelligente Netze Innovationsanreize gesetzt.

Die Festlegung klarer Rahmenbedingungen für die Verkabelung der Stromnetze, welche ein gesellschaftliches Anliegen aufnehmen, wie auch der notwendige Einbezug der Öffentlichkeit in die Netzplanung, sind mit entsprechenden zusätzlichen Kosten verbunden.

3.3.1 Netzkosten

Im Rahmen der Erarbeitung der Gesetzesvorlage wurden umfangreiche Abklärungen bezüglich der Netzkosten gemacht, um die Effekte der einzelnen Kostentreiber aufzeigen zu können. Dabei gibt insbesondere die Consentec-Studie einen Überblick über die Kosten für die Aus- und Umbauprojekte sowie die Kosten zur Erneuerung des Verteilnetzes, welche unabhängig von dieser Vorlage aufgrund des Alters der bestehenden Netze anfallen.¹¹⁹

Infolge des Ausbaus der dezentralen Stromproduktion, die mit der Umsetzung der ES 2050 zusätzlich ansteigen würde, fallen in den Verteilnetzen Mehrkosten von rund 12,7 Milliarden Franken an. Gleichzeitig würden die durch die ES 2050 erzielten Effizienzsteigerungen einen Verbrauchsrückgang bewirken, was einen geringeren Lastzuwachs in den Verteilnetzen zur Folge hätte. Die damit einhergehende Kostenminderung im Vergleich zu der Situation ohne ES 2050 würde rund 3,4 Milliarden Franken bis 2050 betragen.¹²⁰ Weitere Kosten von rund 1,3 Milliarden ergeben sich durch die Einführung intelligenter Messsysteme bis 2050.¹²¹

¹¹⁹ Studie der Consentec GmbH im Auftrag des BFE: «Entwicklung der Netzkosten in der Schweiz vor dem Hintergrund des derzeitigen Bedarfs, der ES 2050 und der Strategie Stromnetze», 30. September 2015 (nachfolgend: Consentec-Studie), Ziff. 3.2.2. Die folgenden Zahlen beziehen sich grundsätzlich auf das Nachfrageszenario «Politische Massnahmen» (POM) und die Angebotsvariante «Fossil-zentral + Fossil-dezentral + Erneuerbar» (C+D+E). Die Beträge sind nicht abdiskontiert.

¹²⁰ Der gemäss Art. 13 Abs. 3 Bst. b StromVV zur Berechnung der Kapitalkosten zugrunde liegende Zinssatz beträgt für alle Betriebsmittel inklusive Smart Metering Systemen 4,7 % (Weighted Average Cost of Capital).

¹²¹ Consentec-Studie, Ziff. 3.2.2.

Diese Vorlage führt den Mehrkostenfaktor und die Anrechenbarkeit bestimmter innovativer Massnahmen ein. Die Gesamtmenge der zu verkabelnden Leitungskilometer und der dafür notwendigen Kosten sind massgeblich vom anzuwendenden Mehrkostenfaktor abhängig. Dieser wird vom Bundesrat festgelegt und kann gemäss Gesetz maximal 3,0 betragen. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass die Netzebene 7 heute schon fast vollständig verkabelt ist. Bei einer weitgehenden Verkabelung der Netzebenen 3 und 5 (Annahme Mehrkostenfaktor 3,0) fallen Kosten von rund 7,2 Milliarden Franken bis 2050 an.¹²² Für eine exemplarische untere Grenze (Annahme Mehrkostenfaktor 1,5), welche eine weniger umfangreiche Verkabelung impliziert, ergeben sich Mehrkosten von rund 5,0 Milliarden Franken bis 2050.¹²³ Die Mehrkosten für die Anrechenbarkeit innovativer Massnahmen sind abhängig von der maximal zugelassenen Höhe solcher Aufwendungen. Der Fokus dieser neuen Regelung liegt auf vergleichsweise kleinen, einfach umsetzbaren Projekten. Bei einem exemplarischen Ansatz von maximal 0,5 Prozent der Netzkosten in der Schweiz kann sich langfristig (unter Berücksichtigung der Betriebskosten des Netzes) ein maximaler Betrag von rund 12 Millionen pro Jahr ergeben. Dies entspricht Kosten von rund 0,4 Milliarden Franken bis 2050.¹²⁴

Insgesamt belaufen sich die Mehrkosten, welche sich durch den Ausbau der dezentralen Produktion und die vorliegende Gesetzesvorlage ergeben, auf rund 18 Milliarden Franken bis 2050. Diese Kosten variieren je nach Szenario des Zubaus erneuerbarer Energien und je nach Höhe des Mehrkostenfaktors. Sie können durch intelligente Steuerungen (z. B. bei der Einspeisung, dem Einsatz von dezentralen Speichern oder der Steuerung der dezentralen Produktion) reduziert werden.

Die Kosten für die Entwicklung der Netze werden von den Netzbetreibern getragen. Diese können die Betriebs- und Kapitalkosten, soweit sie gemäss StromVG als anrechenbar gelten, via Netznutzungsentgelte (Netznutzungstarife) auf die Endverbraucherinnen und Endverbraucher überwälzen. Insgesamt ist keine staatliche Finanzierung im Netzbereich vorgesehen. Die ElCom überprüft die Netznutzungsentgelte von Amtes wegen und kann Absenkungen verfügen oder Erhöhungen untersagen.¹²⁵

Zusätzliche volkswirtschaftliche Nutzen- und Kosteneffekte

Von der erhöhten Planungssicherheit gehen volkswirtschaftliche Nutzeneffekte 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 Vornherein absehbare Überkapazitäten besser vermieden werden können. Auch die zu erwartenden Projektierungskosten der Projektanten dürften sinken. Zudem können durch den Netzausbau und damit verringerte Engpasssituationen die Kosten präventiver oder operativer Massnahmen auf nationa-

¹²² Consentec-Studie, Ziff. 3.2.1 & Ziff. 3.2.2.

¹²³ Consentec-Studie, Ziff. 3.2.2 & Ziff. A.6.

¹²⁴ Consentec-Studie, Ziff. 3.2.2.

¹²⁵ Der gemäss Art. 13 Abs. 3 Bst. b StromVV zur Berechnung der Kapitalkosten zugrunde liegende Zinssatz beträgt für alle Betriebsmittel inklusive Smart Metering Systemen 4,7 % (Weighted Average Cost of Capital).

ler oder internationaler Ebene zur Engpassbeseitigung (sog. Redispatchkosten) reduziert werden.

3.3.2 Auswirkungen auf Wachstum, Beschäftigung und Wohlfahrt

Ogleich die Effekte, welche direkt aus der Vorlage resultieren, einzelwirtschaftlich von Belang sind, ist der zu erwartende volkswirtschaftliche Einfluss auf das jährliche BIP-Wachstum und die Beschäftigung als vernachlässigbar einzustufen. Wie oben ausgeführt ist der wesentlichste Kostentreiber die vermehrte Verkabelung durch den Mehrkostenfaktor. Die dadurch anfallenden Investitionen haben zugleich auch eine gewisse positive Beschäftigungswirkung.

Die Wohlfahrtseffekte der Vorlage sind ex ante nicht genau bezifferbar und werden deshalb qualitativ beschrieben. Grundsätzlich sichern die vorgesehenen Massnahmen vor allem die Versorgungs- und Systemsicherheit in der Schweiz langfristig. Dies gilt insbesondere für die Übertragungsnetzebene. Aufgrund der hohen potenziellen Kosten von Stromausfällen ist dies ein wesentlicher volkswirtschaftlicher Gewinn.

Der Mehrkostenfaktor als einheitliche Regelung für die Verkabelung in den Verteilnetzen verbessert die wirtschaftlichen Möglichkeiten einer Verkabelung und führt zu einer vermehrten Verkabelung. Eine Verkabelung erhöht durch die Verbesserung der Landschaftsqualität die gesellschaftliche Akzeptanz für die Netzentwicklung. Ohne erhöhte gesellschaftliche Akzeptanz kann die notwendige Netzentwicklung nicht bedarfs- und zeitgerecht umgesetzt werden. Dies hätte volkswirtschaftliche Folgekosten, z. B. eine geringere Versorgungssicherheit. Auch begünstigt die erhöhte gesellschaftliche Akzeptanz den Netzausbau, welcher für die Integration von neuen erneuerbaren Energien benötigt wird. Aufgrund der Verkabelungen ausbleibende Einsparungen verringern die Kosten der Projekte und der Genehmigungsverfahren.

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 442 Millionen Franken erzielt und somit grundlegend vom Handel profitiert.¹²⁶ Der Handel erfolgt vorwiegend über die 75 Elektrizitätsunternehmen, wobei die ausländische Präsenz im Schweizer Markt bis dato beschränkt ist.

¹²⁶ Siehe Medienmitteilung des BFE vom 16.4.2015 zum Stromverbrauch und wichtigen energiewirtschaftlichen Kenngrössen im Jahre 2014, abrufbar unter www.bfe.admin.ch > Dokumentation > Medieninformationen > Medienmitteilungen.

3.3.3 Auswirkungen auf einzelne Branchen und einzelne gesellschaftliche Gruppen

Wirtschaft/Industrie

Durch die mit der Vorlage eingeführten Massnahmen wird die Wahrscheinlichkeit eines Ausbaus 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 positiv aus.

Heute betragen die Netznutzungsentgelte für einen durchschnittlichen Gewerbekunden auf Netzebene 5, für welchen ein Jahresverbrauch von 500 000 kWh angenommen wird, 5,8 Rp./kWh. Die jährlichen Netzkosten belaufen sich auf 29 000 Franken. Durch Effizienzmassnahmen ist bis 2050 mit einem Verbrauchsrückgang auf jährlich rund 386 888 kWh zu rechnen. Die Umsetzung der ES 2050 und der vorliegenden Gesetzesvorlage würde zu einem Anstieg der Netznutzungsentgelte führen. Ein wesentlicher Teil dieses Anstiegs ist durch den Verbrauchsrückgang bedingt, da die steigenden Netzkosten auf weniger Verbrauch umgelegt werden. Die Netznutzungsentgelte dürften im Jahr 2050 in der Grössenordnung von rund 7,6 Rp./kWh liegen. Darin enthalten ist die maximal mögliche Zunahme der Netznutzungsentgelte von rund 0,6 Rp./kWh aufgrund der vermehrten Verkabelung durch den Mehrkostenfaktor bis 2050 (Mehrkostenfaktor 3,0). Insgesamt würden die jährlichen Netzkosten für einen durchschnittlichen Gewerbekunden durch die Umsetzung der ES 2050 und der Vorlage auf rund 29 254 Franken bis 2050 steigen, was im Vergleich zu heute jährlichen Mehrkosten von rund 254 Franken entspricht.¹²⁷ Von diesen relativen Kostenerhöhungen sind insbesondere die energieintensiven Branchen betroffen. Zu diesen zählen vor allem die Produzenten von Stahl, Papier und Zement. Falls Unternehmen aus stromintensiven Branchen einen geringeren Verbrauchsrückgang aufweisen als oben angenommen, könnten sie unter Umständen von höheren Netzkosten betroffen sein.

Haushalte

Die Auswirkungen der Vorlage auf die Haushalte sind prinzipiell analog zu denjenigen für die Wirtschaft und die Industrie. Exemplarisch kann bei einem durchschnittlichen Haushalt auf Netzebene 7, für den heute ein Jahresverbrauch von 4500 kWh angenommen wird, aktuell von Netznutzungsentgelten in der Höhe von 10,2 Rp./kWh und jährlichen Netzkosten von 459 Franken ausgegangen werden. Durch Effizienzmassnahmen ist bis 2050 mit einem Verbrauchsrückgang auf jährlich rund 3650 kWh zu rechnen. Die Umsetzung der ES 2050 und der Vorlage würde zu einem Anstieg der Netznutzungsentgelte führen. Ein wesentlicher Teil dieses Anstiegs ist durch den Verbrauchsrückgang bedingt, da die steigenden Netzkosten auf weniger Verbrauch umgelegt werden. Die Netznutzungsentgelte dürften im Jahr 2050 in der Grössenordnung von rund 13,2 Rp./kWh liegen. Darin enthalten ist die maximal mögliche Zunahme der Netznutzungsentgelte von rund 0,79 Rp./kWh aufgrund der vermehrten Verkabelung durch den Mehrkostenfaktor bis 2050 (Mehrkostenfaktor 3,0). Insgesamt würden die jährlichen Netzkosten für einen durch-

¹²⁷ Consentec-Studie, Ziff. 5.2.

schnittlichen Haushaltskunden durch die Umsetzung der ES 2050 und der vorliegenden Gesetzesvorlage auf rund 482 Franken im Jahre 2050 steigen, was im Vergleich zu heute jährlichen Mehrkosten von rund 23 Franken entspricht.¹²⁸

3.4 Auswirkungen auf die Umwelt

Ein Ziel der Vorlage ist es, dass Leitungen der Verteilnetze in Zukunft soweit möglich als Kabel ausgeführt werden. Die Verkabelung soll jedoch nur dann erfolgen, wenn das Verhältnis der Gesamtkosten für die Errichtung und den Betrieb der Kabelvariante zu den Gesamtkosten einer technisch gleichwertigen Freileitungsvariante nicht einen bestimmten Faktor (Mehrkostenfaktor) überschreitet. Die Regelung des Mehrkostenfaktors gemäss Artikel 15c E-EleG soll für neue und bestehende Trassen der Verteilnetze gelten (vgl. Erläuterungen zu Art. 15c E-EleG). Mit solchen Massnahmen können wesentliche Vorteile im Bereich Umwelt und Landschaft erreicht werden.

Die Optimierung und der Um- und Ausbau der Stromnetze sind für die Gewährleistung der Versorgungssicherheit notwendig. Damit Schutzgüter möglichst wenig beeinträchtigt werden, sind auf Stufe SÜL umfassende Variantenstudien durchzuführen. Neu muss bei der Beurteilung von Korridorvarianten für die Netzebene 1 eine umfassende Interessenauslegung erfolgen, welche unter anderem die Auswirkungen auf Raum und Umwelt berücksichtigt.

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^{bis} E-StromVG gelten (vgl. Erläuterungen zu Art. 15 Abs. 3^{bis} E-StromVG).

Im Rahmen des Netzausbaus auf Höchstspannungsebene können Ersatzmassnahmen gemäss Umweltschutzgesetzgebung nötig werden. Diese dienen dem Schutz der Umwelt und der Landschaft. 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 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. Erläuterungen zu Art. 15b und 15i Abs. 4 E-EleG).

Neu wird das Verfahren für die Bezeichnung der Anlagen von nationalem Interesse aus dem Umweltrecht übernommen. Damit kann der Bundesrat festlegen, welche Netzausbauprojekte von nationalem Interesse sind und die Gleichbehandlung mit diversen anderen Schutzinteressen von nationalem Interesse ist gewährleistet. Das Nutzinteresse eines Ausbauprojekts steht folglich auf der gleichen Stufe wie andere

¹²⁸ Consentec-Studie, Ziff. 5.2.

Schutzinteressen von nationaler Bedeutung, vor allem im Umwelt- und Kulturbereich, wie beispielweise im BLN vorgesehen. In einem konkreten Realisierungsfall kann somit das Nutzinteresse an der Energieversorgung den betroffenen Schutzinteressen gegenübergestellt und gegeneinander abgewogen werden.

4 Verhältnis zur Legislaturplanung und zu nationalen Strategien des Bundesrates

4.1 Verhältnis zur Legislaturplanung

Die Vorlage ist in der Botschaft vom 27. Januar 2016¹²⁹ zur Legislaturplanung 2015–2019 angekündigt.

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

4.2 Verhältnis zu nationalen Strategien des Bundesrates

4.2.1 ES 2050

Für die Umsetzung der ES 2050 stellen die Stromnetze als Bindeglied zwischen Produktion und Verbrauch ein Schlüsselement dar. Mit der Vorlage werden die Voraussetzungen für die erforderliche Weiterentwicklung der Netze geschaffen. Die Strategie Stromnetze wird in einer separaten Vorlage behandelt, da die Komplexität des Themas zusätzliche Vorbereitungsarbeiten erfordert und sie auch unabhängig von der ES 2050 notwendig ist. Vereinzelt Massnahmen zur Verfahrensoptimierung wurden bereits mit dem ersten Massnahmenpaket ES 2050¹³⁰ vorgelegt (Beschleunigung der Verfahren mittels Einführung von Ordnungsfristen für Sachplan- und Plangenehmigungsverfahren sowie mittels Verkürzung des Rechtsmittelverfahrens).

4.2.2 Infrastrukturstrategie und nationale Strategie zum Schutz kritischer Infrastrukturen

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

1. Leistungsfähigkeit der nationalen Infrastrukturprojekte sicherstellen,

¹²⁹ BBl 2016 1105, hier 1215.

¹³⁰ Botschaft zum ersten Massnahmenpaket ES 2050, BBl 2013 7561, hier 7635 f.

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.

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

- Mit dem Ziel, eine schweizweit abgestimmte Netzplanung und die Koordination der verschiedenen beteiligten Akteure (z. B. nationale Netzgesellschaft, Verteilnetzbetreiber, Kantone, SBB und Produzenten) durchzuführen, werden Teile der Stossrichtungen 2 und 3 des Infrastrukturberichts des Bundesrats aufgenommen (vgl. Erläuterungen zu Art. 9d und Art. 22 Abs. 2^{bis} E-StromVG).
- Durch die Erstellung einer geografischen Gesamtsicht des Stromnetzes (vgl. Ziff. 2.2, Erläuterungen zu Art. 26a E-EleG) und das Einführen wichtiger Hilfsmittel zur Verbesserung der räumlichen Koordination, z. B. die Projektierungszonen und Baulinien zur Freihaltung von Räumen respektive Trassen (vgl. Ziff. 2.1, Erläuterungen zu Art. 18–18d E-EleG), wird die Stossrichtung 2 des Infrastrukturberichts übernommen.
- Entsprechend der Stossrichtung 3 des Infrastrukturberichts hat der Bundesrat die Möglichkeit, in die Liste der Anlagen von nationalem Interesse auch Projekte aufzunehmen, welche in die PCI-Liste aufgenommen wurden. (vgl. Erläuterungen zu Art. 15d E-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.
- Neu sollen neben den Betriebs- und Kapitalkosten eines sicheren, leistungsfähigen und effizienten Netzes weitere Kosten gemäss Artikel 15 E-StromVG anrechenbar sein. Zum Beispiel sollen in Zukunft auch diejenigen Kosten anrechenbar sein, welche im Zusammenhang mit gesetzlich vorgesehenen Umweltmassnahmen entstehen. Damit werden Teile der Stossrichtung 2 und 5 des Infrastrukturberichts des Bundesrats aufgenommen (vgl. Erläuterungen zu Art. 15 Abs. 3^{bis} E-StromVG).

Die nationale Strategie zum Schutz kritischer Infrastrukturen¹³¹ 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. Die vorliegende Vorlage trägt dazu bei, die Wahr-

¹³¹ Nationale Strategie zum Schutz kritischer Infrastrukturen, BBl 2012 7715.

scheinlichkeit von gravierenden Stromausfällen zu reduzieren. Damit leistet sie einen wichtigen Beitrag zur Verbesserung der Resilienz der Stromversorgung.

4.2.3 Strategie Nachhaltige Entwicklung

Die Schweiz hat die nachhaltige Entwicklung zu einem langfristigen Staatsziel erhoben. In der BV¹³² 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»¹³³. Die Strategie bildet einen Referenzrahmen für das Verständnis von nachhaltiger Entwicklung und für deren Umsetzung in den verschiedenen Politikbereichen des Bundes sowie für die Zusammenarbeit mit den Kantonen, Regionen, Städten und Gemeinden.

Die Strategie Nachhaltige Entwicklung für die Jahre 2012–2015 umfasst u. a. einen Aktionsplan mit verschiedenen Massnahmen. Im Bereich Energie sieht der Aktionsplan 2012–2015 vor, den Verbrauch zu reduzieren und die erneuerbaren Energien zu fördern.¹³⁴ Die aktuelle Strategie Nachhaltige Entwicklung 2016–2019 zeigt auf, welchen Beitrag die Schweiz zur Erreichung der globalen Agenda 2030 für nachhaltige Entwicklung der Vereinten Nationen leisten wird. Sie definiert einen thematischen Zielrahmen, der aus einer langfristigen Vision und konkreten Zielen des Bundes bis 2030 besteht. Im Bereich Energie und Klima sieht der Aktionsplan 2016–2019 vor, den durchschnittlichen Energieverbrauch und den durchschnittlichen Stromverbrauch pro Person zu senken und die inländische Produktion von Elektrizität aus erneuerbaren Energien zu steigern.¹³⁵

Die ES 2050 ist eine der Massnahmen des Aktionsplans der Strategie Nachhaltige Entwicklung 2012–2015 und das erste Massnahmenpaket trägt zu dessen Umsetzung bei.¹³⁶ Die nun unterbreitete Vorlage stellt wiederum für die Umsetzung des ersten Massnahmenpakets ES 2050 ein wichtiges Element dar. Sie unterstützt die wirtschaftliche Leistungsfähigkeit der Schweiz, indem sie durch geeignete Rahmenbedingungen gewährleistet, dass das richtige Stromnetz als Rückgrat der Stromversorgung zum richtigen Zeitpunkt zur Verfügung steht. Die Verbesserung der Koordination und Planung der Stromnetze unter Anwendung des NOVA-Prinzips stellt eine nachhaltige Entwicklung der Stromnetze sicher, da das Prinzip auch einen möglichst haushälterischen Umgang mit Raum und Boden sicherstellt. Effiziente Verfahren zur räumlichen Koordination unter Abwägung der Interessen sowie Instrumente zur Raumsicherung für die erforderliche Netzinfrastruktur tragen weiter zu einer nachhaltigen Entwicklung der Schweiz bei.

¹³² SR 101

¹³³ Strategie Nachhaltige Entwicklung, abrufbar unter www.are.admin.ch > Nachhaltige Entwicklung > Politik und Strategie > Strategie Nachhaltige Entwicklung.

¹³⁴ Strategie Nachhaltige Entwicklung 2012–2015, abrufbar unter www.are.admin.ch > Aktuell > Publikationen > Nachhaltige Entwicklung

¹³⁵ Strategie Nachhaltige Entwicklung 2016–2019, abrufbar unter www.are.admin.ch > Nachhaltige Entwicklung > Politik und Strategie > Strategie Nachhaltige Entwicklung.

¹³⁶ Botschaft zum ersten Massnahmenpaket ES 2050, BBl 2013 7561 hier 7738.

4.2.4 Raumkonzept Schweiz

Das Raumkonzept Schweiz ist ein Konzept von Bund, Kantonen, Städten und Gemeinden mit dem Ziel, eine gemeinsame Vorstellung von der räumlichen Entwicklung der Schweiz zu gewinnen.¹³⁷ 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 fünf Ziele verbunden: Siedlungsqualität und regionale Vielfalt fördern, natürliche Ressourcen sichern, Mobilität steuern, Wettbewerbsfähigkeit stärken und Solidarität leben.

Die Vorlage nimmt wichtige Anliegen der Strategien des Raumkonzepts Schweiz auf: Grundsätzlich werden mit ihr die Rahmenbedingungen für eine zeitgerechte Entwicklung 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: Es sollen wichtige Hilfsmittel zur Verbesserung der räumlichen Koordination eingeführt werden, insbesondere die Erstellung einer geografischen Gesamtsicht des Stromnetzes (vgl. Ziff. 2.1, Erläuterungen zu Art. 26a E-EleG), die Möglichkeit der spannungsübergreifenden Ersatzmassnahmen (vgl. Ziff. 2.1, Erläuterungen zu Art. 15b und 15i Abs. 4 E-EleG) oder auch die Projektierungszonen und Baulinien zur Freihaltung von Räumen respektive Trassen (vgl. Ziff. 2.1, Erläuterungen zu Art. 18–18d E-EleG). Mit der Einführung eines Mehrkostenfaktors und der damit einhergehenden vermehrten Erdverlegung von Leitungen auf der Netzebene 3–7 soll zudem auch den Interessen des Landschaftsschutzes vermehrt entsprochen werden (vgl. Ziff. 2.1, Erläuterungen zu Art. 15c E-EleG).

4.2.5 Landschaftskonzept Schweiz

Das Landschaftskonzept Schweiz¹³⁸ 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 Ziele sind: Das Element Wasser in der Landschaft aufwerten, Raum schaffen für natürliche Dynamik, Lebensräume erhalten und vernetzen sowie Infrastrukturen räumlich konzentrieren. Ausserdem sollen intensiv genutzte Landschaften, insbesondere das Siedlungsgebiet, ökologisch aufgewertet und attraktiv gestaltet werden.

¹³⁷ Fassung von 2012, abrufbar unter www.are.admin.ch > Raumentwicklung & Raumplanung > Strategie und Planung > Raumkonzept Schweiz.

¹³⁸ Landschaftskonzept Schweiz vom 19. Dezember 1997, Teil I Konzept und Teil II Bericht, abrufbar unter www.bafu.admin.ch > Publikationen, Medien > Publikationen > Landschaft > Landschaftskonzept Schweiz LKS.

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.¹³⁹

Das Landschaftskonzept sieht explizit vor, dass ein «Konzept Übertragungsleitungen» erarbeitet wird, nach welchem sich die Planung von Übertragungsleitungen richtet, wobei auf eine möglichst gute Integration in die Landschaft zu achten ist.¹⁴⁰ Diese Vorgabe wurde mit der Schaffung des SÜL erfüllt. 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 SÜL.

Dem Landschaftskonzept wird ausserdem mit der Neuregelung in Artikel 15*b* und 15*i* Absatz 4 E-EleG Rechnung getragen. Demgemäss muss in Zukunft bei jedem Neubau einer Leitung mit einer Nennspannung von 220 kV oder höher (Übertragungsnetz) sowohl die Erstellung einer Freileitung als auch die Erstellung eines unterirdischen Kabels in Betracht gezogen werden. Es wird auf Gesetzesstufe festgelegt, welche Aspekte beim Entscheid über die im Einzelfall anzuwendende Übertragungstechnologie gegeneinander abgewogen werden müssen, wobei für diese Beurteilung das Bewertungsschema für Übertragungsleitungen herbeigezogen wird. Ausserdem wird geregelt, dass Ersatzmassnahmen, welche gestützt auf die Umweltschutzgesetzgebung und die Ziele der Raumordnungspolitik für die Erstellung von neuen Leitungen anzuordnen sind, soweit möglich im selben Planungsgebiet 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. 15*b* und 15*i* Abs. 4 E-EleG).

Ausserdem müssen gemäss Artikel 15*c* E-EleG in Zukunft Leitungen der Netzebenen 3–7 als Kabel ausgeführt werden, sofern dies technisch und betrieblich als machbar gilt und dadurch keine unverhältnismässigen Kosten entstehen. Die Verhältnismässigkeit der Kosten ist gegeben, wenn das Verhältnis der durch Verkabelung entstehenden Gesamtkosten (Erstellung und Betrieb) zu den Gesamtkosten einer gleichwertigen Lösung mit Freileitung einen bestimmten Faktor (Mehrkostenfaktor) nicht überschreitet. Mit dieser Regelung soll unter anderem eine langfristige Schonung der Landschaft erreicht werden (vgl. Ziff. 2.1, Erläuterungen zu Art. 15*c* E-EleG).

¹³⁹ Landschaftskonzept Schweiz, Teil II Bericht, Einleitung Ziff. 2.

¹⁴⁰ Landschaftskonzept Schweiz, Teil II Bericht, Ziele und Massnahmen Ziff. 2.

5 Rechtliche Aspekte

5.1 Verfassungsmässigkeit

Gemäss Artikel 89 Absatz 1 BV¹⁴¹ setzen sich Bund und Kantone im Rahmen ihrer Zuständigkeiten für eine ausreichende, breit gefächerte, sichere, wirtschaftliche und umweltverträgliche Energieversorgung ein. Insbesondere soll also die Versorgungssicherheit sichergestellt werden.

Die Vorlage stützt sich auf die spezifische Kompetenzregelung in Artikel 91 Absatz 1 BV, welche dem Bund die Zuständigkeit für die Regelung des Transports und der Lieferung von elektrischer Energie überträgt. Der Bund verfügt in diesen Sachbereichen über eine umfassende Gesetzgebungskompetenz, welche es ihm z. B. erlaubt, Regelungen betreffend die Unternehmen der Elektrizitätswirtschaft zu treffen, Grundsätze und Massnahmen betreffend Versorgungssicherheit, wie Anschluss und Lieferpflichten, vorzusehen und das Verhältnis zwischen Stromlieferant und Stromabnehmer (Rechte und Pflichten auf beiden Seiten) zu regeln.¹⁴² 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 vorliegenden Zusammenhang vor allem für die Eigentumsgarantie und die Wirtschaftsfreiheit gilt. Diese schliessen Einschränkungen nicht aus, binden eine solche aber an die Voraussetzungen der gesetzlichen Grundlage, des öffentlichen Interesses und der Verhältnismässigkeit. Ausserdem muss bei allen Massnahmen die Rechtsgleichheit gewahrt werden.¹⁴³

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 kann, ist Artikel 15b Absatz 2 E-EleG. Diese Bestimmung regelt das Vornehmen von Ersatzmassnahmen, welche insbesondere aufgrund der Umweltgesetzgebung und der Ziele der Raumordnung für die Erstellung von Leitungen getroffen werden müssen. Sie erlaubt das Anordnen von Massnahmen in den dem Höchstspannungsnetz nachgelagerten Netzebenen, was u. a. einen Eingriff in einen Teilgehalt der Eigentumsgarantie (Bestandesgarantie) der Eigentümer dieser Netzebenen zur Folge haben kann.¹⁴⁴ Die Voraussetzungen für solche Eingriffe sind jedoch gegeben: Sie stützen sich auf eine gesetzliche Grundlage (Art. 15b Abs. 2 E-EleG) und beruhen insbesondere auf dem öffentlichen Interesse des Landschaftsschutzes und der Raumordnung. Die Verhältnismässigkeit wird dadurch gewährleistet, dass im Anwendungsfall eine umfassende Interessenabwägung im Rahmen einer Gesamtbetrachtung vorzunehmen ist. Im Falle einer Bündelungsverpflichtung wird also das öffentliche Interesse an dieser Verpflichtung (haushälterische Nutzung des Bodens, wirtschaftliche Energieversorgung etc.) gegen das private Interesse der betroffenen Netzbetreiber am Status quo abzuwägen sein.

¹⁴¹ SR 101

¹⁴² 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 1 ff., hier 270.

¹⁴³ Riccardo Jagmetti, in: Schweizerisches Bundesverwaltungsrecht, Band VII Energierecht, § 6, N 6111, Basel 2005.

¹⁴⁴ Die Vermögenswertgarantie ist demgegenüber nicht betroffen, da Artikel 15b Absatz 3 volle Entschädigung vorschreibt.

Der Bund hat bei der Ausübung seiner Kompetenz gemäss Artikel 91 BV auf Regelungsbereiche Rücksicht zu nehmen, in denen die Kantone ebenfalls zuständig sind. Das betrifft insbesondere die Raumplanung und den Umweltschutz. Die raumplanerisch relevanten Regelungen in den neuen Artikeln 15e–15k und 18–18d E-ElEG sind, analog zum EBG¹⁴⁵ und zum Luftfahrtgesetz vom 21. Dezember 1948¹⁴⁶, 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, mit welchen Zielen, mit welchen Instrumenten, mittels welcher Massnahmen und gestützt auf welche Verfahren die Aufgaben 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 lassen.¹⁴⁷

In Artikel 15d E-ElEG wird neu eine Gewichtung des nationalen Interesses an der Versorgung mit elektrischer Energie und an den Anlagen der Netzebene 1 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.¹⁴⁸

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 Vorlage hat der 1998 in Kraft getretene Vertrag über die Energiecharta¹⁴⁹, 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

¹⁴⁵ SR 742.101

¹⁴⁶ SR 748.0

¹⁴⁷ Martin Lendi, in: Ehrenzeller et. al., St. Galler Kommentar zur Schweizerischen Bundesverfassung, Ziff. 24 zu Art. 75.

¹⁴⁸ Vgl. BBI 2013 7561, hier 7742.

¹⁴⁹ SR 0.730.0

(Art. 7 Abs. 2). Die Vorlage ist auf die Erfüllung und Einhaltung dieser internationalen Verpflichtung ausgerichtet.

Die Schweiz verhandelt seit 2007 mit der EU über ein bilaterales Abkommen im Strombereich. Im Vordergrund steht dabei die Harmonisierung der Rahmenbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromaustausch. Im Hinblick auf den Abschluss eines Stromabkommens 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 BV in der Form des Bundesgesetzes zu erlassen sind. Die Änderungen des Elektrizitätsgesetzes und des Stromversorgungsgesetzes erfolgen demzufolge im normalen Gesetzgebungsverfahren.

Die neuen Bestimmungen wurden, je nach Ziel und Zweck der Regelungen und unter Berücksichtigung der Einheit der Materie, in das StromVG oder das EleG übernommen. Da die Bestimmungen in diesen beiden Erlassen teilweise voneinander abhängig sind und die Revision beide Erlasse gleich stark betrifft, wurden die Änderungen in einem Mantelerlass mit dem Titel «Bundesgesetz über den Um- und Ausbau der Stromnetze» verankert.

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 betreffen die Delegationen den Erlass von Bestimmungen über die Erhebung von Gebühren (Art. 3a E-EleG), den Erlass von Detail- und Verfahrensbestimmungen bei der Umsetzung von spannungsübergreifenden Ersatzmassnahmen (Art. 15b Abs. 3 E-EleG), die Festlegung des Mehrkostenfaktors und einer einheitlichen Berechnungsmethode zum Kostenvergleich (Art. 15c Abs. 2 E-EleG), das Vorsehen von weiteren Fällen, in welchen eine Verkabelung erfolgen muss (Art. 15c Abs. 3 Bst. a E-EleG) bzw. in welchen auf eine solche ausnahmsweise verzichtet werden kann (Art. 15c Abs. 3 Bst. b E-EleG), die Bezeichnung von elektrischen Anlagen von nationalem Interesse (Art. 15d Abs. 3 E-EleG), die Bestimmung der Ausnahmen für die Sachplanpflicht (Art. 15e Abs. 2 E-EleG), die Einführung von Fristen für das Sachplanverfahren (Art. 15f Abs. 3 E-EleG), die Bezeichnung der in der Begleitgruppe im Sachplanverfahren vertretenen Stellen und Organisationen, die Bestimmung der Ausnahmen von der Plangenehmigungspflicht bei Bauvorhaben untergeordneter Bedeutung (Art. 16 Abs. 7 E-EleG), die Einführung von Fristen für das Plangenehmigungsverfahren

(Art. 16a^{bis} Abs. 3 E-EleG) sowie die Ausdehnung der Dokumentationspflicht in Form von Geodaten auf weitere elektrische Anlagen und die Regelung der diesbezüglichen Zugangsberechtigungen (Art. 26a Abs. 3 E-EleG). Im StromVG betreffen die Delegationen die Bestimmung der Periodizität der Überprüfung und Nachführung des Szenariorahmens (Art. 9a Abs. 5 E-StromVG), die Bestimmung der weiteren Angaben, die der Mehrjahresplan enthalten muss (Art. 9d Abs. 3 E-StromVG), die Bestimmung der anrechenbaren Kosten intelligenter Steuer- und Regelsysteme (Art. 15 Abs. 3^{ter} E-StromVG), die Bestimmung von Obergrenzen für die Kosten der Informationsmassnahmen der Netzbetreiber und für die Kosten innovativer Massnahmen für intelligente Netze (Art. 15 Abs. 3^{quater} E-StromVG) sowie die Festlegung der Funktionalitäten, die innovative Massnahmen für intelligente Netze aufweisen müssen (Art. 15 Abs. 3^{quater} E-StromVG).

5.5 **Datenschutz**

Das BFE trägt bei seiner Tätigkeit den verfassungsmässig garantierten Persönlichkeitsrechten, die im Bundesgesetz vom 19. Juni 1992¹⁵⁰ über den Datenschutz (DSG) 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 22 EnG¹⁵¹ verankert.

In Artikel 26a E-EleG wird die Verpflichtung der Betriebsinhaber verankert, ihre Anlagen in der Form von Geodaten zu dokumentieren und die Geodaten dem BFE zur Verfügung zu stellen. Das BFE erstellt daraus eine Gesamtsicht und stellt diese teilweise 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.

¹⁵⁰ SR 235.1

¹⁵¹ SR 730.0

