



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Eidgenössisches Departement für
Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK

Bundesamt für Energie BFE

Abteilung Energiewirtschaft

19. Oktober 2012

Strategie Stromnetze; Entwurf Detailkonzept im Rahmen der Energiesstrategie 2050



Zusammenfassung

Dieses Detailkonzept zur Strategie Stromnetze beschreibt die angestrebte zukünftige Ausgestaltung von Rahmenbedingungen und Abläufen für eine bedarfs- und zeitgerechte Netzentwicklung. Wichtig ist dabei, dass mit der Umsetzung der Strategie Stromnetze keine Verlagerung der Planungskompetenz der Netze vorgesehen ist, sondern eine effiziente Netzplanung nach klar definierten Vorgaben. Die Stromnetze sind als Bindeglied zwischen Produktion und Verbrauch ein Schlüsselement bei der Umsetzung der Energiestrategie 2050 und somit von nationalem Interesse. Sowohl im Bereich des Übertragungsnetzes als auch der Verteilnetze bestehen dabei grosse Herausforderungen. Im Zusammenhang mit der Integration dezentraler erneuerbarer Energien ergibt sich insbesondere in den Verteilnetzen ein Um- und Ausbaubedarf. Zudem müssen mit der Überführung des Übertragungsnetzeigentums an die Swissgrid die Rollen und Verantwortlichkeiten bei der Netzplanung neu organisiert werden. Für die Weiterentwicklung der Netze bestehen heute in der Schweiz keine verbindlichen übergeordneten Vorgaben von Seiten des Bundes. Der erforderliche Ausbau der Stromnetze kommt insbesondere auf Übertragungsnetzebene nur schleppend voran, was u.a. auf eine mangelnde Akzeptanz von Netzinfrastrukturprojekten und unklare bzw. umstrittene Rahmenbedingungen zurückzuführen ist. Angesichts dieser Ausgangslage sind klare energiepolitische Rahmenbedingungen für den Um- und Ausbau der Stromnetze dringend erforderlich. Diese sollen mit der Umsetzung der Strategie Stromnetze geschaffen werden.

Mithilfe der Strategie Stromnetze wird eine Bedarfsermittlung unter Berücksichtigung eines politisch verankerten energiewirtschaftlichen Szenariorahmens ermöglicht, bei der der Bund geeignete Rahmenbedingungen setzt und bei Bedarf eine unterstützende Rolle bei der Koordination zwischen den beteiligten Akteuren einnimmt. Ein wesentlicher Inhalt der Strategie Stromnetze sind Leitlinien, die bei der Weiterentwicklung des Schweizer Stromnetzes berücksichtigt werden müssen. Mithilfe der Leitlinien werden grundsätzliche Vorgaben zu den erforderlichen Funktionalitäten der Stromnetze gemacht und eine bedarfsgerechte Weiterentwicklung der Stromnetzinfrastruktur gewährleistet. Die Leitlinien dieser Strategie betreffen u.a. die inländische Versorgung und Anbindung von Stromproduzenten, die Anbindung an das europäische Verbundnetz und die Einbindung in Entwicklungen auf europäischer Ebene, die überörtliche räumliche Koordination, die Interessenabwägung bei Projekten des Übertragungsnetzes, die Anrechenbarkeit von Zusatzkosten bei Netzprojekten sowie die Mitberücksichtigung neuer Technologien (Smart Grid).

Mit der Strategie Stromnetze wird zudem der Ablauf des zukünftigen Netzplanungsprozesses in verschiedene Teilprozesse unter Einbezug aller betroffenen Akteure gegliedert. Die Hauptprozesse sind dabei die Erstellung des energiewirtschaftlichen Szenariorahmens, die Bedarfsermittlung im Rahmen der Erstellung der Mehrjahrespläne (nur für Netzebenen 1 bis 3) und die räumliche Koordination. Mit dem energiewirtschaftlichen Szenariorahmen wird den Netzbetreibern eine politisch abgestützte Grundlage für ihre Netzplanung zur Verfügung gestellt. Die Netzbetreiber berücksichtigen bei der Bedarfsermittlung im Rahmen der Erstellung ihrer Mehrjahrespläne zudem die Leitlinien für den Aus- und Umbau der Stromnetz. Eine Vorab-Überprüfung des Bedarfs durch die ElCom soll zu einer höheren Investitionssicherheit für die Netzbetreiber führen. Die räumliche Koordination soll strategischer ausgerichtet werden. Der Sachplan Übertragungsleitungen (SÜL) soll dabei zu einem Sachplan Energienetze (SEN) ausgeweitet werden. Der Fokus liegt zu Beginn auf den Stromnetzen, der SEN soll aber später auf alle leitungsgebundenen Energien (auch Gas und Öl) Anwendung finden.

Das Ziel der Strategie Stromnetze ist die nachhaltige Beschleunigung der bedarfsgerechten Netzentwicklung, was durch eine erhöhte Planungssicherheit (grundsätzliche Vorgaben aus den Leitlinien), klarere Rahmenbedingungen (energiewirtschaftlicher Szenariorahmen), erhöhte Akzeptanz (transparente Bedarfsermittlung mit Einbindung aller beteiligten Akteure und der Öffentlichkeit), erhöhte Investitionssicherheit (Vorab-Bestätigung des grundsätzlichen Bedarfs), optimierte räumliche Koordination mit frühzeitigem Einbezug der Kantone sowie durch eine Optimierung der Bewilligungsverfahren erreicht werden soll.



Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung.....	5
1.1	Ziel der Strategie Stromnetze	5
1.2	Herausforderungen im Bereich der Stromnetze	5
1.3	Zielkonflikte bei der Planung der Stromnetze	6
2	Bedarf für eine Strategie Stromnetze.....	7
2.1	Handlungsbedarf Ausbau und Weiterentwicklung der Stromnetze	7
2.2	Zielsetzungen der Strategie Stromnetze	9
3	Bestehende rechtliche Grundlagen im Bereich 50-Hz-Stromnetze	9
3.1	Verfassungsebene	9
3.2	Gesetzesebene	9
3.3	Verordnungsebene	10
3.4	Einschätzung der bestehenden gesetzlichen Grundlagen	10
4	Leitlinien für den 50-Hz-Netzaus- und -umbau	11
4.1	Inländische Versorgung	11
4.2	Internationale Anbindung	11
4.3	Electricity Highways (Supergrid).....	12
4.4	Koordination bei der Bedarfsermittlung	13
4.5	Langfristige und überörtliche Koordination von Stromnetzen und Raum	14
4.6	Nationale Bedeutung der Übertragungsnetze	14
4.7	Interessenabwägung Projekte Übertragungsnetz (Netzebene 1)	15
4.8	Verkabelung auf der Hochspannungsebene (Netzebene 3)	15
4.9	Spannungsebenenübergreifende Kompensation von Freileitungen	16
4.10	Anrechenbare Zusatzkosten von Netzprojekten	16
4.11	Forschung, Entwicklung und Demonstration im Netzbereich (inkl. Smart Grid)	18
4.12	Mitwirkung und Kommunikation	19
5	Ablauf des zukünftigen Netzplanungsprozesses	20
5.1	Arbeitsgruppe Energienetze (AG Energienetze)	21
5.2	Teilschritt gesetzliche Grundlagen.....	21
5.3	Teilschritt Ausführungsbestimmungen.....	21
5.4	Teilschritt Bedarfsermittlung (Mehrjahrespläne)	22
5.5	Teilschritt Räumliche Koordination	25



5.6	Teilschritt Bewilligung und Ausführung der Projekte	29
5.7	Teilschritt Überprüfung Kosteneffizienz	30
6	Optimierung der Bewilligungsverfahren Stromnetze	30
7	Auswirkungen auf Verfahrensablauf und -dauer.....	32
8	Ökonomische Zusammenhänge	33
9	Mitwirkung, Kommunikationsmassnahmen.....	34
10	Gesetzlicher Anpassungsbedarf bei einer Umsetzung der Strategie Stromnetze	35
10.1	Bundesgesetz über die Raumplanung (RPG).....	35
10.2	Bundesgesetz betreffend die elektrischen Stark- und Schwachstromanlagen (EleG)	35
10.3	Bundesgesetz über die Stromversorgung (StromVG)	36
10.4	Bundesgesetz über den Natur- und Heimatschutz (NHG).....	37
11	Personelle und finanzielle Auswirkungen.....	37
12	Weiteres Vorgehen	38



1 Einleitung

In diesem Papier wird ein Konzept für die angestrebte zukünftige Ausgestaltung von Rahmenbedingungen, Abläufen und Rollenverteilungen für eine bedarfs- und zeitgerechte Netzentwicklung im Rahmen der Energiestrategie 2050 (Massnahme Strategie Stromnetze) beschrieben.

1.1 Ziel der Strategie Stromnetze

Die Umsetzung der Strategie Stromnetze soll dazu beitragen, die Rahmenbedingungen und damit die Voraussetzungen für den erforderlichen Netzum- und -ausbau zu verbessern, mit dem Ziel, ein bedarfsgerechtes Stromnetz zeitgerecht zur Verfügung stellen zu können. Dabei kommt der transparenten Bedarfsermittlung, d.h. der Bestimmung des Bedarfs an Netzinfrastruktur im Rahmen der Netzplanung, im Hinblick auf die Umsetzung der Energiestrategie 2050 eine grosse Bedeutung zu. Im Zusammenhang mit der Weiterentwicklung der Stromnetze sind insbesondere der Erneuerungsbedarf und der zunehmende Ausbaubedarf der Netze zur Sicherstellung des nationalen und internationalen Transports der Leistung bestehender und neuer Kraftwerke sowie der Integration dezentraler und dargebotsabhängiger Erzeugung¹ aus erneuerbaren Energien – unter Gewährleistung der erforderlichen N-1 Sicherheit² der Netze – zu berücksichtigen. Insbesondere den Netzbetreibern soll ein politisch abgestützter Rahmen zur Verfügung gestellt, damit diese ihre unternehmerische Verantwortung für die Netzplanung bestmöglich wahrnehmen können. Zu diesem Zweck sollen Leitlinien beschlossen werden, die grundsätzliche Vorgaben zum Um- und Ausbau der Stromnetze beinhalten.

Auch zukünftig wird dabei die bisherige Arbeitsteilung zwischen Staat und Wirtschaft in der Energieversorgung (d.h. die Subsidiarität) aufrecht erhalten. Demzufolge sorgt der Staat für die geeigneten Rahmenbedingungen, während die Verantwortung für die Planung, Investitionen und den Betrieb der Netzinfrastruktur bei den Unternehmen der Energiebranche liegt. In den neuen Abläufen bei der Netzplanung nimmt der Bund bei Bedarf eine unterstützende Rolle bei der Koordination zwischen den verschiedenen Akteuren auf geeigneten Prozessstufen ein (insbesondere in Bezug auf die Schnittstellen zwischen Bund und Kantonen). Das heisst, dass er die involvierten Akteure im Rahmen seiner Kompetenzen unterstützt und somit dazu beiträgt, dass diese ihre Verantwortung im Kontext der gesetzten Rahmenbedingungen bestmöglich wahrnehmen können. Dementsprechend ist mit der Umsetzung der Strategie Stromnetze keine Verlagerung der Planungskompetenzen vorgesehen, sondern eine Netzplanung durch die Netzbetreiber unter klaren Rahmenbedingungen und nach klar definierten Vorgaben.

1.2 Herausforderungen im Bereich der Stromnetze

Die Stromnetze sind als Bindeglied zwischen Produktion und Verbrauch ein Schlüsselement bei der Umsetzung der Energiestrategie 2050. Sowohl im Bereich der Verteilnetze als auch im Bereich des Übertragungsnetzes bestehen grosse Herausforderungen. Um eine zunehmende Menge an dezentraler Produktion und Produktion aus erneuerbaren Energien in das Energieversorgungssystem zu integrieren und gleichzeitig eine weiterhin hohe Versorgungssicherheit zu gewährleisten, muss die Stromnetzinfrastruktur in der Lage sein, folgende Herausforderungen zu bewältigen:

¹ Erzeugung aus Anlagen, die gemäss dem Primärenergieangebot (witterungsabhängig) produzieren müssen, insbesondere Wind- und Photovoltaikanlagen.

² Mittels der N-1 Sicherheitsprüfung (Simulation Ausfall einzelner Netzelemente) überwacht der Regelzonenbetreiber (in der Schweiz die nationale Netzgesellschaft, Swissgrid) die Belastung des Übertragungsnetzes. Als Grenzwert ist eine N-1 Belastung von 100% definiert, höhere Werte werden als „N-1 Verletzung“ eingestuft. Swissgrid eruiert, mittels Simulation des Ausfalls einzelner Netzelemente automatisch (alle fünf Minuten) die N-1 Belastung im Schweizer Übertragungsnetz.



1. Für die Integration von dargebotsabhängig (witterungsabhängig) produziertem Strom aus erneuerbaren Energien muss die Flexibilität des Stromversorgungssystems als Ganzes erhöht werden. Dazu sind neben einer ausreichend dimensionierten und intelligenten Netzinfrastruktur auch zentrale und dezentrale Speicherkapazitäten von grosser Bedeutung³.
2. Das Schweizer Übertragungsnetz muss den Transport der in den inländischen Produktionszentren eingespeisten Energie zu den Verbrauchszentren ausreichend und sicher gewährleisten können. Zudem muss die Schweiz sowohl netz- als auch markttechnisch eng an Europa angebunden sein, um durch Importe und Exporte fluktuierende Einspeisungen aus erneuerbaren Energien weiträumig kompensieren und die Komplementarität der jeweiligen Kraftwerke nutzen zu können.
3. In einer verstärkt dezentralen Energieversorgungsstruktur kommt dem Zusammenspiel zwischen Übertragungsnetz und den Verteilnetzen eine grosse Bedeutung zu. Die Schnittstellen, der Informationsaustausch und die Verantwortlichkeiten zwischen der nationalen Netzgesellschaft Swissgrid und den jeweiligen regionalen Verteilnetzbetreibern müssen entsprechend darauf ausgerichtet sein. Die Koordination zwischen Swissgrid und den Verteilnetzbetreibern muss nicht nur den Betrieb sondern auch die Planung der Netze umfassen.
4. Die Verteilnetze müssen ausreichend dimensioniert und schrittweise in Richtung intelligente Netze (Smart Grids) weiterentwickelt werden. Eine vermehrte Nutzung von Mess-, Informations-, Kommunikations- und Steuerungstechnik in den Verteilnetzen – auch Richtung Endverbraucher – ist erforderlich, um eine Vielzahl an dezentralen Einspeisungen kosteneffizient und ohne negative Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit integrieren zu können.
5. Der Ausbau der Stromnetze kommt insbesondere auf der Ebene der Übertragungsnetze nur schleppend voran. Gründe dafür sind unter anderem die mangelnde gesellschaftliche Akzeptanz von Netzinfrastrukturprojekten, umstrittene Entscheidungskriterien und die sog. „NIMBY“-Problematik (Not In My Back Yard).

Bei den Bahnstromnetzen der SBB stellen sich teilweise spezifische Herausforderungen. Die SBB hat in ihrer Energiestrategie den Ausstieg aus der Kernenergie per 2019 oder 2025 beschlossen. Der Kernenergieanteil soll durch gezielte Energiesparmassnahmen kompensiert werden, erneuerbare Energien sollen den Angebotsausbau abdecken. Bei neuen erneuerbaren Energien stehen 50-Hz-Windkraftprojekte im Fokus. Die SBB erneuert Wasserkraftwerke und baut sie aus, nach Möglichkeit und Wirtschaftlichkeit ergänzt mit Pumpspeicherung und Anschluss an das 50-Hz-Netz. Entsprechend stärkt die SBB die Kopplung des Bahnstromnetzes an das 50-Hz-Netz über Frequenzumrichter.⁴

1.3 Zielkonflikte bei der Planung der Stromnetze

Um die Planung der Netzinfrastruktur insbesondere in Bezug auf die Herausforderungen, die sich aus der Energiestrategie 2050 ergeben, effizient vorantreiben zu können, müssen vorab die erforderlichen Funktionalitäten der Netze festgelegt werden. Stromnetze erfüllen die folgenden grundsätzlichen Aufgaben:

- Aufrechterhaltung der derzeitigen netzseitigen Versorgungssicherheit und Versorgungsqualität
- Anschluss der Endverbraucher (Netzzugang)
- Gewährleistung der Aufnahme und des Abtransports der von Produzenten und Speicherbetreibern ins Netz eingespeisten Elektrizität
- Anschluss an die Netze der Nachbarländer und Ermöglichung von Import, Export und Transit von Strom

³ Der Speicherbedarf wird in Zukunft voraussichtlich in allen Zeitbereichen (Kurzzeitspeicherung, mittelfristige Speicherung und Langzeitspeicherung) zunehmen.

⁴ Desweiteren sind acht Ringschluss-Übertragungsleitungsprojekte geplant (davon 2 bereits in Realisierung). Diese stellen die für den sicheren und verlässlichen Bahnstrombetrieb notwendige Redundanz her (u.a. für die NEAT), Ersatzprojekte dienen der Substanzerhaltung und der Homogenisierung der Spannungsebene auf 132kV. Die Projekte sind im strategischen Netz 2015 (verabschiedet durch den Bundesrat) enthalten.



Die Erfüllung der oben genannten grundsätzlichen Aufgaben und die damit verbundenen Zielsetzungen stehen dabei oft miteinander im Konflikt: So bedeutet eine erhöhte Netzstabilität bzw. Sicherheit im Stromnetz möglicherweise Einschränkungen der Marktakteure; zusätzliche Import- und Exportkapazitäten für den Handel und der damit einhergehende Nutzen für die Versorgungssicherheit und die Volkswirtschaft bedeuten höhere Kosten für den Netzausbau. Im Rahmen der Versorgungssicherheit muss insbesondere auch die Frage der nuklearen Sicherheit beachtet werden. Zudem müssen bei der Weiterentwicklung der Stromnetzinfrastruktur die Auswirkungen auf Mensch, Raum und Umwelt berücksichtigt werden. Aufgrund der gegenseitigen Abhängigkeiten ist nicht in jedem Teilbereich die maximale Zielerreichung möglich. In der Folge geht es darum, die Zielsetzungen zu gewichten und einen bestmöglichen Ausgleich zwischen den teilweise divergierenden Teilzielen unter Berücksichtigung des Gesamtinteresses zu erreichen (Interessenabwägung).

2 Bedarf für eine Strategie Stromnetze

2.1 Handlungsbedarf Ausbau und Weiterentwicklung der Stromnetze

Die Infrastrukturstrategie⁵ des Bundesrates umfasst Ziele der wirtschaftlichen, ökologischen und sozialen Nachhaltigkeit. Dazu definiert die Infrastrukturstrategie folgende fünf Stossrichtungen:

- Stossrichtung 1: Leistungsfähigkeit⁶ der nationalen Infrastrukturprojekte sicherstellen
- Stossrichtung 2: Schutz von Mensch, Umwelt und Infrastrukturen gewährleisten
- Stossrichtung 3: Rahmenbedingungen für die Infrastruktursektoren optimieren
- Stossrichtung 4: Wirtschaftlichkeit der staatlichen Infrastrukturnetze steigern
- Stossrichtung 5: Finanzierung der staatlichen Infrastrukturnetze langfristig sichern

Diese Stossrichtungen gilt es, insbesondere für die Stromnetze, umzusetzen. Die 50-Hz-Netze, auf Übertragungs- und Verteilnetzebene, stehen gegenwärtig wie auch in Zukunft vor grossen Herausforderungen. Der erforderliche Ausbau der Stromnetze kommt insbesondere auf Übertragungsnetzebene nur schleppend voran, so dass die Anzahl tatsächlich realisierter Projekte in den letzten Jahren hinter der Planung (siehe „Strategisches Netz 2015“⁷) hinterherhinkt. Die Gründe hierfür sind vielfältig und liegen u.a. in einer mangelnden Akzeptanz von Netzinfrasturkturprojekten in der Bevölkerung, langen Bewilligungsverfahren, unklaren bzw. umstrittenen Rahmenbedingungen (z.B. Bewertungskriterien in der Güterabwägung und Kompensationszahlungen) und teilweise fehlenden konkreten Projekteingaben durch die Energieversorgungsunternehmen (EVU) – dies nicht zuletzt auch aufgrund der aktuellen Unsicherheiten im Zusammenhang mit dem Eigentumsübergang des 50-Hz-Übertragungsnetzes an Swissgrid per 01.01.2013. Durch die Trennung von Netz und Stromproduktion im Zuge der Entflechtung der Elektrizitätsbranche und mit Swissgrid als unabhängiger nationaler Netzgesellschaft für das 50-Hz-Übertragungsnetz ergibt sich zudem eine grundsätzlich neue Ausgangslage. Mit der Überführung des 50-Hz-Übertragungsnetzeigentums an die Swissgrid müssen die Rollen und Verantwort-

⁵ Bericht des Bundesrates „Zukunft der nationale Infrastrukturnetze in der Schweiz“ (17.09.2010).

<http://www.uvek.admin.ch/themen/verkehr/00653/01743/index.html>; dieses Dokument wird im Folgenden als Infrastrukturbericht des Bundes referenziert.

⁶ Leistungsfähigkeit umfasst gemäss des Infrastrukturberichtes des Bundes (vgl. Seite 79 und 80) die Aspekte Substanz erhalten, Kapazitäten optimal auslasten, neue Technologien nutzen und systemgefährdete Kapazitätsengpässe beseitigen.

⁷ Liste der Leitungsbauvorhaben der EW (220/380 kV) und der SBB (132 kV) zur Realisierung der strategischen Netze bis 2015 gemäss dem Sachplan Übertragungsleitungen (12.04.2001) Anpassung 2008:

http://www.bfe.admin.ch/php/modules/publikationen/stream.php?extlang=de&name=de_473856684.pdf



lichkeiten bei der Netzplanung zwischen Swissgrid, Verteilnetzbetreibern und Stromproduzenten neu organisiert werden.

Die zunehmende Integration von dargebotsabhängigen, dezentralen, erneuerbaren Energiequellen sowie neue Konzepte zur Verbrauchsmessung und -flexibilisierung als auch zur Aktivierung der unteren Netzebenen stellen, abgesehen von den 50-Hz-Übertragungsnetzen, zunehmend auch die Verteilnetze vor Herausforderungen. Für den Um- und Ausbau der Stromnetze sind insbesondere in diesem neuen Umfeld und vor dem Hintergrund des Infrastrukturberichtes klare energiepolitische Rahmenbedingungen erforderlich.

Aus folgenden weiteren Gründen besteht aktuell Handlungsbedarf für eine Strategie Stromnetze:

- Es bestehen heute in der Schweiz keine verbindlichen übergeordneten Vorgaben (Funktionalität, Auslegung, Anforderungen) von Seiten des Bundes für den Ausbau der Netze.⁸
- Es bestehen heute Unsicherheiten über die Rahmenbedingungen für die Netzentwicklung, die Aufgaben des Schweizer Stromnetzes in Europa und die daraus resultierenden zu beherrschenden zukünftigen Lastflüsse.
- Es besteht kein transparenter Prozess für die Bedarfsermittlung der Netze unter Berücksichtigung der künftigen Anforderungen (u.a. Ausbau der dezentralen Stromproduktion, Importanteil und Transite).
- Die bestehenden gesetzlichen Bestimmungen zu den Aufgaben der Netzbetreiber nach Artikel 8 Absatz 1 StromVG (Gewährleistung eines sicheren, leistungsfähigen und effizienten Netzes) lassen einen grossen Interpretationsspielraum zu.
- Über die Pflicht der Erstellung der Mehrjahrespläne hinaus (nach Artikel 8 Absatz 2 StromVG) existieren derzeit keine Vorgaben auf Gesetzes- oder Verordnungsebene zur Verwendung der Mehrjahrespläne im Netzplanungsprozess bzw. zu deren Bedeutung für die involvierten Akteure.
- Die aktuelle Ex-post-Überprüfung der anrechenbaren Netzkosten durch die Aufsichtsbehörde ElCom führt zu einer Beeinträchtigung der Investitionssicherheit.
- Zur Beseitigung von Engpässen, zur optimierten Kapazitätsauslastung sowie zur betrieblichen Effizienzförderung im Bereich der 50-Hz-Netze sind neue Rahmenbedingungen sowie neue Technologien zu entwickeln und umzusetzen.

Mit Bezug auf die Herausforderungen im Bereich der 50-Hz-Stromnetze auf Grund der Energiestrategie 2050, dem Zielkonflikt beim Ausbau der Netze und dem aufgezeigten Bedarf für eine „Strategie Stromnetze“ soll die Bedarfsermittlung für Netzinfrastuktura unter Berücksichtigung grundsätzlicher und gesetzlich verankerter Leitlinien und auf Basis eines breit abgestützten energiewirtschaftlichen Szenariorahmens erfolgen. Damit werden die zukünftigen Anforderungen an die Netze und die Annahmen zu energiewirtschaftlichen Entwicklungen als Rahmenbedingungen festgelegt und somit eine verbindliche Basis für die Netzplanung der 50-Hz-Netzbetreiber im Rahmen der Mehrjahrespläne (Bedarfsermittlung) geschaffen.

⁸ Vgl. Ziffer 2 des Postulates Grossen Jürg (12.3312) „Energiewende. Investitionssicherheit für Stromversorger“ vom 16.03.2012.



2.2 Zielsetzungen der Strategie Stromnetze

Mit der Strategie Stromnetze werden die Stossrichtungen, die, insbesondere für den Bereich der Stromnetze, durch den Infrastrukturbericht des Bundes vorgegeben wurden, konkretisiert. Grundlegendes Ziel der Strategie Stromnetze ist die nachhaltige Beschleunigung der bedarfsgerechten Netzentwicklung. Folgende Elemente tragen dazu bei:

- Erhöhte Planungssicherheit durch verbindliche übergeordnete Vorgaben seitens des Bundes zu den erforderlichen Funktionalitäten der Netze und zur Abwägung von Schutz- und Nutzinteressen (Leitlinien).
- Beseitigung der Unsicherheiten hinsichtlich der Rahmenbedingungen für die Netzentwicklung durch Vorgabe eines verbindlichen energiewirtschaftlichen Szenariorahmens.
- Erhöhung der Akzeptanz für Leitungsprojekte durch einen transparenten Prozess der Bedarfsermittlung mit frühzeitiger Einbindung aller Beteiligten und der Öffentlichkeit (nationales Interesse).
- Erhöhung der Investitionssicherheit durch eine Vorab-Bestätigung des grundsätzlichen Bedarfs für finanziell relevante Projekte mit wirtschaftlichen Unwägbarkeiten.
- Verbesserung der räumlichen Koordination (neuer Sachplan Energienetze SEN) und Bewilligungsverfahren (PGV) für die einzelnen Netzprojekte durch die vorgängige Bedarfsermittlung im Rahmen der Mehrjahresplanung.
- Zeitgerechte Netzentwicklung durch Vereinfachung und Beschleunigung der Bewilligungsverfahren

3 Bestehende rechtliche Grundlagen im Bereich 50-Hz-Stromnetze

3.1 Verfassungsebene

Nach Artikel 89 der Bundesverfassung (BV, SR 101) setzen sich Bund und Kantone im Rahmen ihrer Zuständigkeiten für eine ausreichende, breit gefächerte, sichere, wirtschaftliche und umweltverträgliche Energieversorgung sowie für einen sparsamen und rationellen Energieverbrauch ein. Nach Artikel 91 Absatz 1 BV erlässt der Bund Vorschriften über den Transport und die Lieferung elektrischer Energie. Absatz 2 legt fest, dass die Gesetzgebung über Rohrleitungsanlagen zur Beförderung flüssiger oder gasförmiger Brenn- oder Treibstoffe Sache des Bundes ist. Nach Artikel 75 BV legt der Bund Grundsätze der Raumplanung fest, welche den Kantonen obliegt und der zweckmässigen und haushalterischen Nutzung des Bodens und der geordneten Besiedelung des Landes dient. Artikel 78 Absatz 2 BV besagt, dass der Bund bei der Erfüllung seiner Aufgaben Rücksicht auf die Anliegen des Natur- und Heimatschutzes nimmt.

3.2 Gesetzesebene

Nach Artikel 4 des Energiegesetzes (EnG, SR 730.0) ist die Energieversorgung Sache der Energiewirtschaft. Bund und Kantone sorgen mit geeigneten staatlichen Rahmenbedingungen dafür, dass die Energiewirtschaft diese Aufgabe im Gesamtinteresse optimal erfüllen kann. Gemäss den Leitlinien in Artikel 5 EnG umfasst eine sichere Energieversorgung die ausreichende Verfügbarkeit, ein breit gefächertes Angebot sowie technisch sichere und leistungsfähige Versorgungssysteme.

Nach Artikel 8 und 20 StromVG sind die Netzbetreiber verantwortlich für die Gewährleistung eines sicheren, leistungsfähigen und effizienten Netzes. Nach Artikel 8 Absatz 2 StromVG erstellen die Netzbetreiber Mehrjahrespläne zur Gewährleistung eines sicheren, leistungsfähigen und effizienten Netzes. Für die SBB gelten eisenbahnspezifische Gesetze und Verordnungen.



Das Elektrizitätsgesetz (EleG, SR 734.0) ist die Grundlage für Bewilligungsverfahren betreffend elektrische Schwach- und Starkstromanlagen. Das EleG beschreibt insbesondere die Aufgaben des Eidgenössischen Starkstrominspektorates (ESTI) beim Bau und Umbau dieser Anlagen.

Das Bundesgesetz über die Raumplanung (RPG, SR 700) verpflichtet Bund, Kantone und Gemeinden zu einer haushälterischen Nutzung des Bodens, zur Abstimmung ihrer raumwirksamen Tätigkeiten unter Berücksichtigung der natürlichen Gegebenheiten und der Bedürfnisse von Bevölkerung und Wirtschaft. Nach Artikel 13 RPG erarbeitet der Bund Grundlagen, um seine raumwirksamen Aufgaben erfüllen zu können und erstellt die notwendigen Konzepte und Sachpläne und stimmt sie aufeinander ab.

Dem Bau von Infrastrukturen werden u.a. durch die Gesetzgebung über den Umweltschutz (USG, SR 814.01) und über den Natur- und Heimatschutz (NHG, SR 451) Grenzen gesetzt. Einen besonderen Schutzstatus geniessen dabei die Objekte von nationaler Bedeutung gemäss den Inventaren des Bundes (Art. 5 NHG).

Weiter bestehen diverse gesetzliche Bestimmungen, Verordnungen und Richtlinien, welche in den Bereichen Umwelt, Raumplanung, Heimat- und Landschaftsschutz Rahmenbedingungen für die Energieinfrastruktur vorgeben. Ferner beschränken bestehende Siedlungs- und Schutzgebiete die Möglichkeiten von Aus- und Umbau der Energieinfrastruktur.

3.3 Verordnungsebene

Gemäss der Verordnung über das Plangenehmigungsverfahren für elektrische Anlagen (VPeA, SR 734.25) können Hochspannungsleitungen mit einer Nennspannung 220 kV und höher (50 Hz) nur nach vorgängiger Festlegung in einem Sachplanverfahren bewilligt werden.

Die Raumplanungsverordnung (RPV, SR 700.1) regelt die Grundsätze bei der Planung und Abstimmung raumwirksamer Tätigkeiten und dabei insbesondere die Vorgaben zum kantonalen Richtplan sowie zu den Sachplänen und Konzepten des Bundes.

Nach Artikel 6 Absatz 1 StromVV sind Verteilnetzbetreiber für Netze mit einer Spannung von 36 kV und weniger von der Pflicht zur Erstellung von Mehrjahresplänen nach Artikel 8 Absatz 2 StromVG befreit.

Ferner bestehen diverse weitere Verordnungen, die technische Vorgaben für den sicheren und umweltverträglichen Betrieb der Energieinfrastruktur machen (u.a. Verordnung über den Schutz vor nicht-ionisierender Strahlung NISV, SR 814.710; Leitungsverordnung LeV, SR 734.31).

3.4 Einschätzung der bestehenden gesetzlichen Grundlagen

Artikel 91 Absatz 1 BV überträgt dem Bund eine umfassende, mit den kantonalen Zuständigkeiten konkurrierende Kompetenz. Das heisst, die Kantone können weiterhin Gegenstände dieses Gebietes regeln, jedoch nur soweit der Bund von seiner Kompetenz keinen Gebrauch gemacht hat. Es handelt sich um eine reine Kompetenznorm, welche dem Bundesgesetzgeber einen weiten Spielraum darüber lässt, welche Gegenstände dieser Materie er regeln will.

Mit verschiedenen Bestimmungen in StromVG und StromVV, jedoch auch in anderen Gesetzen und Verordnungen, machte der Bund von dieser Kompetenz bereits Gebrauch. Auf Artikel 91 Absatz 1 BV könnte er sich denn auch bei einem weiteren Ausbau des in Artikel 8 Absatz 2 StromVG bereits heute angelegten Systems der Netzplanung mit Mehrjahresplänen stützen. Zu beachten bleiben Schnittstellen mit anderen Erlassen des Energie- und Strombereichs sowie der Raumplanungs- und Umweltschutzgesetzgebung.



4 Leitlinien für den 50-Hz-Netzaus- und -umbau

Abgeleitet von den Herausforderungen im Bereich der Stromnetze, den Zielkonflikten bei der Netzplanung und dem aufgezeigten Bedarf für Verbesserungen der Rahmenbedingungen des Netzaus- und -umbaus sind verbindliche Vorgaben zu den erforderlichen Funktionalitäten der Stromnetze gesetzlich zu verankern, um damit einen bedarfsgerechten Um- und Ausbau der Stromnetzinfrastuktura durch die Netzbetreiber zu erreichen. Die Leitlinien sind im Prozess der Netzplanung von den involvierten Akteuren zu berücksichtigen. Die Leitlinien stellen insbesondere für die Netzbetreiber verbindliche Rahmenbedingungen dar. Diese müssen die Leitlinien bei der Erstellung ihrer Mehrjahrespläne berücksichtigen. Die folgenden Leitlinien sollen gesetzlich verankert werden:

4.1 Inländische Versorgung

Leitlinie:

Die Netzbetreiber stellen mit ihrer Planung sicher, dass das schweizerische 50-Hz-Stromnetz die Versorgung der inländischen Endverbraucher und den Abtransport der in der Schweiz produzierten Elektrizität jederzeit ausreichend und sicher gewährleistet.

Erläuterung:

Mit diesem Grundsatz wird einerseits die Bedeutung der ausreichenden Netzkapazitäten (Gewährleistung der N-1 Sicherheit auf den Netzebenen 1 und 3⁹) für die sichere Versorgung der Endverbraucher (Aufrechterhaltung der hohen Versorgungsqualität) betont. Andererseits ist im Hinblick auf die Energiestrategie 2050 der Anschluss der inländischen Erzeugungsanlagen von Bedeutung. Das Potenzial der inländischen Erzeugung soll nicht durch fehlende Netzkapazitäten beeinträchtigt werden. Aus dieser Leitlinie ergibt sich für die Netzbetreiber die Verpflichtung, ihre Netze so auszubauen, dass auf Dauer keine signifikanten Einschränkungen beim Betrieb von Produktionskapazitäten entstehen. Ausgenommen sind Situationen, in denen der Netzausbau durch Faktoren verzögert wird, die der Netzbetreiber nicht selbst zu verantworten hat (z.B. blockierte Bewilligungsverfahren). Bei der Präzisierung dieser Leitlinie können als Indikatoren für signifikante Einschränkungen bspw. die N-1 Belastung, die durchschnittliche Nichtverfügbarkeit von Elektrizität für Endverbraucher, die Kosten, die durch Redispatch¹⁰ von ins Übertragungsnetz einspeisenden Kraftwerken entstehen, und – in Zukunft – die Anzahl der Einspeisemanagement¹¹-Massnahmen bei dezentralen Erzeugungsanlagen im Verteilnetz verwendet werden. Diese Leitlinie konkretisiert Stossrichtung 1 des Infrastrukturberichts des Bundes (siehe Kapitel 2.1).

4.2 Internationale Anbindung

Leitlinie:

Die nationale Netzgesellschaft stellt sicher, dass das schweizerische Übertragungsnetz grenzüberschreitend so dimensioniert ist, dass mit ausreichenden Import- und Exportkapazitäten die Versorgungssicherheit gewährleistet wird, Ausgleichsmöglichkeiten auf europäischer Ebene für fluktuierende Einspeisungen aus erneuerbaren Energiequellen bestehen und die Schweiz über eine international konkurrenzfähige Infrastruktur für den Stromhandel verfügt. Die grenzüberschreitende Entwicklung des 50-Hz-Übertragungsnetzes muss auf europäischer Ebene abgestimmt werden und die nationale

⁹ Die Netzebenen sind wie folgt definiert: Netzebene 1: 220 kV und höher; Netzebene 3: > 36 kV bis < 220 kV; Netzebene 5: > 1 kV bis 36 kV; Netzebene 7: 1 kV und tiefer. Die Netzebenen 2, 4 und 6 bezeichnen die Transformierungsebenen.

¹⁰ Der Begriff Redispatch bezeichnet den präventiven oder kurativen Eingriff des Übertragungsnetzbetreibers in die Fahrpläne von Kraftwerken, um kurzfristig auftretende Engpässe zu vermeiden oder zu beseitigen.

¹¹ Einspeisemanagement bedeutet, dass der Netzbetreiber jederzeit die Einspeiseleistung von dezentralen Anlagen ab einer bestimmten Anlagengrösse ferngesteuert reduzieren kann.



Netzgesellschaft muss sich aktiv bei der europaweiten Netzentwicklungsplanung und der Einführung effizienter Engpassverfahren beteiligen.

Erläuterung:

Damit soll der Bedeutung des Anschlusses an das europäische Verbundsystem für die Versorgungssicherheit (z.B. Importmöglichkeiten im Winterhalbjahr) und die Integration von erneuerbaren Energien (z.B. Beitrag der Schweizer Pumpspeicherkraftwerke) Rechnung getragen werden. Die internationale Anbindung ist aus technischer Sicht von Bedeutung, da ausreichende grenzüberschreitende Kapazitäten den Stromaustausch im ENTSO-E Netz (European Network of Transmission System Operators for Electricity) ermöglichen und damit wesentlich zur gegenseitigen Versorgungssicherheit beitragen. Grenzüberschreitenden Kapazitäten und somit die Transportkorridore elektrischer Energie werden auf europäischer Ebene in Hinblick auf einen gesamteuropäischen Energiebinnenmarkt abgestimmt, so z.B. durch die Verordnung zu Leitlinien für die europäische Energieinfrastruktur¹². Infrastrukturprojekte, die mindestens zwei verschiedene EU-Mitgliedstaaten betreffen und wirtschaftlich, sozial und ökologisch tragfähig sind, können von der Europäischen Union als Projects of Common Interest (PCI) eingestuft werden und erhalten dadurch eine Priorisierung bei der Umsetzung. Eine internationale Anbindung und Koordination ist hinsichtlich der geopolitischen Lage der Schweiz daher wichtig. Desweiteren ist eine enge internationale Anbindung insbesondere für die Schweiz auch aus volkswirtschaftlicher Sicht relevant, da über den internationalen Stromaustausch eine hohe Wertschöpfung durch die flexiblen (Pump-)Speicherkraftwerke erzielt werden kann. Dabei ist die Entwicklung des nationalen und internationalen Marktdesign zu berücksichtigen. So z.B., welche Produkte am Markt gehandelt werden können und mit welcher Methode grenzüberschreitende Übertragungskapazitäten berechnet und vergeben werden. Ohne ein Stromabkommen mit der EU könnten sich für die verschiedenen Schweizer Akteure (z.B. Swissgrid und ElCom) Nachteile bei der Mitwirkung in Organisationen auf europäischer Ebene (z.B. ENTSO-E und Agency for the Cooperation of Energy Regulators ACER) ergeben. Daher ist die internationale Abstimmung, z.B. auch bei der Definition der PCI, wichtig für die langfristige Versorgungssicherheit der Schweiz. Diese Leitlinie nimmt Teile der Stossrichtung 3 des Infrastrukturberichts des Bundes auf (siehe Kapitel 2.1).

4.3 Electricity Highways (Supergrid)

Leitlinie:

Die nationale Netzgesellschaft stellt, mit Unterstützung durch den Bund, sicher, dass die Interessen der Schweiz in die konzeptionellen Überlegungen und Planung für die paneuropäischen Electricity Highways (Supergrid¹³) eingebracht werden, um langfristig eine möglichst effiziente Anbindung an das europäische Verbundnetz zu gewährleisten.

Erläuterung:

Die aktive Beteiligung an der Planung für die paneuropäischen Electricity Highways soll sicherstellen, dass auch langfristig die enge Anbindung an das europäische Verbundsystem gewährleistet bleibt. Durch Mitwirkung der relevanten Schweizer Akteure (u.a. Swissgrid, ElCom und BFE) in Arbeitsgrup-

¹² Verordnung des Europäischen Parlamentes zu Leitlinien für die transeuropäische Energieinfrastruktur und zur Aufhebung der Entscheidung Nr.1364/2006/EG (19.10.2011);

<http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2011:0658:FIN:DE:PDF>

¹³ Angesichts des europaweiten Ausbaus der Erzeugungskapazitäten dargebotsabhängiger erneuerbarer Energien, deren Produktionsstandorte sich oft fernab der Verbrauchszentren befinden, wird dem Stromtransport über grosse Distanzen in Zukunft eine wichtige Rolle zukommen. Aus diesem Grund wird europaweit die Idee eines „Super Grid“ diskutiert. Die Frage nach der präferierten Technologie eines solchen „Super Grid“ ist noch nicht abschliessend beantwortet, wobei davon ausgegangen wird, dass Hochspannungsgleichstromübertragung (HGÜ-Technologie) zumindest teilweise Anwendung finden wird und eine effizientere Energieübertragung über grosse Entfernungen ermöglichen wird, als dies mit Wechselstromtechnik der Fall wäre.



pen und in Projekten auf europäischer Ebene soll erreicht werden, dass zukünftige Netzstrukturen auch auf die Bedürfnisse der Schweiz abgestimmt sind. Swissgrid ist z.B. bereits Mitglied in der ENT-SO-E 2050 Electricity Highways Working Group und arbeitet seit Frühjahr 2010 in der Renewables Grid Initiative (<http://www.renewables-grid.eu/>) mit. Gleichstromleitungen könnten im Rahmen der Electricity Highways eine zentrale Rolle spielen. Aus diesem Grund ist im Rahmen der Revision der Stromversorgungsgesetzgebung die Ausweitung des StromVG auf Gleichstrom-Leitungen vertieft zu prüfen. Diese Leitlinie nimmt Teile der Stossrichtung 1 und der Stossrichtung 3 des Infrastrukturberichts des Bundes auf (siehe Kapitel 2.1).

4.4 Koordination bei der Bedarfsermittlung

Leitlinie:

Die nationale Netzgesellschaft koordiniert die Planung des Übertragungsnetzes und die damit zusammenhängende Bedarfsermittlung mit der Planung der Verteilnetzbetreiber auf Netzebene 2 und 3. Die Koordination erfolgt regional zwischen der nationalen Netzgesellschaft, den jeweils betroffenen Verteilnetzbetreibern, SBB¹⁴ (insbesondere im Zusammenhang mit deren 132-kV-Übertragungsnetz) und Produzenten. Die beteiligten Akteure stellen sich gegenseitig die für die Koordination notwendigen Informationen zur Verfügung. Die nationale Netzgesellschaft übernimmt bei der regionalen Koordination die leitende Rolle. Die ElCom wird von der nationalen Netzgesellschaft periodisch über den Stand der Koordination informiert. Ergänzend erfolgt auch eine regelmässige Abstimmung mit den zuständigen Fachstellen der Kantone und ggfs. Gemeinden in Bezug auf energiewirtschaftliche Entwicklungen und entsprechende kantonale Planungen (z.B. Gebietsausscheidungen für Windkraftanlagen in Richtplänen), die einen Einfluss auf die Netzplanung bzw. Bedarfsermittlung haben.

Erläuterung:

Die Bedarfsermittlung stellt einzig fest, ob auf Grund des energiewirtschaftlichen Szenariorahmens und der gesetzlich Verankerten Leitlinien Netzelemente (Leitungen, Transformatoren) neu erstellt oder umgebaut werden müssen und welche Netzknoten und -verbindungen davon betroffen sind. Die gegenseitigen Abhängigkeiten zwischen den verschiedenen Netzebenen gewinnen mit einer Zunahme der dezentralen Einspeisungen in die Verteilnetze an Bedeutung. Mit der Koordination zwischen Swissgrid, den Verteilnetzbetreibern, SBB und den Kraftwerksbetreibern wird es möglich, nach dem Eigentumsübergang der Betriebsmittel auf der Höchstspannungsebene an Swissgrid per 01.01.2013 eine schweizweit ganzheitliche Netzplanung durchzuführen. Zudem soll durch die Koordination mit den Kantonen gewährleistet werden, dass schon frühzeitig eine Abstimmung mit deren Vorhaben und Planungen erfolgt und die kantonalen Stellen in den Prozess einbezogen werden. Der Bund ist nicht in die Bedarfsermittlung involviert; er legt jedoch mit den Leitlinien und dem energiewirtschaftlichen Szenariorahmen die Rahmenbedingungen für den anzustrebenden Netzaus- und -umbau fest. Im Detail ist dieser Einzelschritt innerhalb des Netzplanungsprozesses im Kapitel 5.4 beschrieben. Diese Leitlinie nimmt Teile der Stossrichtungen 2 und der Stossrichtung 3 des Infrastrukturberichts des Bundes auf (siehe Kapitel 2.1).

¹⁴ Falls in den jeweiligen Netzgebieten Privatbahnen im Leitungsbau tätig sind, stimmen sich die Netzbetreiber ebenfalls mit deren Netzplanung ab.



4.5 Langfristige und überörtliche Koordination von Stromnetzen und Raum

Leitlinie:

Die schweizerische Planung der Stromnetze muss langfristig ausgerichtet werden. Es muss frühzeitig zwischen Bund, den Netzbetreibern, angrenzenden Übertragungsnetzbetreibern im Ausland, der SBB, den Kraftwerksbetreibern und den Kantonen koordiniert werden. Insbesondere die räumliche Koordination der Planungen mittels Sach- und Richtplänen ist dabei von grosser Bedeutung. Die Planung der Stromnetze muss insbesondere auf den Netzebenen 1 und 3 überörtlich mit Siedlungsgebieten, Schutzinteressen und anderen raumwirksamen Infrastrukturnetzen (u.a. Strom, Wasser, Gas, Telekommunikation, Verkehr auf Schiene und Strasse) in Teilräumen abgestimmt werden.

Erläuterung:

Der knappe Raum und Boden in der Schweiz soll zukünftig besser genutzt werden, was den bestehenden Vorgaben gemäss RPG/RPV entspricht, heute jedoch nur teilweise umgesetzt wird. Raum- und Infrastrukturentwicklung sind zukünftig besser aufeinander abzustimmen. Dies kann nur durch eine überörtliche und gesamtheitliche Betrachtung des zu durchquerenden Raumes geschehen. Eine frühzeitige, die Sachbereiche und institutionellen Ebenen übergreifende Planung und Zusammenarbeit sind hierzu Voraussetzung. Die Kantone sollen (bei Netzebene 1 koordiniert mit dem SÜL- bzw. dem in Kapitel 5.5 beschriebenen, neu gestalteten Sachplanverfahren) die für die Infrastrukturnetze notwendigen Räume in ihren Richtplänen frühzeitig einplanen und ausscheiden. Die konkretere Planung der Korridore wird im Sachplanverfahren durchgeführt, wobei die entsprechenden Fachstellen der Kantone und des Bundes frühzeitig einbezogen werden. Das Ergebnis der Zusammenarbeit wird im SEN festgehalten und muss von den kantonalen Richtplanungen berücksichtigt werden. Im Rahmen der 2. Teilrevision des RPG ist vorgesehen, dass die Kantone zukünftig in ihren Richtplänen die für den Energietransport vorgesehenen Trassen und Flächen bezeichnen und Massnahmen ausweisen, mit denen diese gesichert werden sollen. Zudem soll ebenfalls im Zuge der geplanten 2. Teilrevision des RPG das Instrument der gemeinsamen Planungen verankert werden, auf das bei der langfristigen und überörtlichen Koordination von Stromnetzen im Raum zurückgegriffen werden kann. Diese Leitlinie nimmt Teile der Stossrichtung 2 des Infrastrukturberichts des Bundes auf (siehe Kapitel 2.1).

4.6 Nationale Bedeutung der Übertragungsnetze

Leitlinie:

Vorhaben, die als Teil des Mehrjahresplans der nationalen Netzgesellschaft oder der Bedarfsplanung der SBB in einen Sachplan nach dem Raumplanungsgesetz aufgenommen wurden, stellen ein Interesse von nationaler Bedeutung dar.

Erläuterung:

Eine Abweichung vom Grundsatz der ungeschmälernten Erhaltung im Sinne der Inventare von Objekten mit nationaler Bedeutung kann nur dann in Erwägung gezogen werden, wenn andere gleich- oder höherwertige Interessen von ebenfalls nationaler Bedeutung entgegenstehen. So muss in jedem Einzelfall zuerst geprüft werden, ob einer geplanten Übertragungsleitung überhaupt ein Interesse von nationaler Bedeutung zukommt, was wiederum zu einer Verlängerung des Verfahrens führt. Damit nicht für jeden Einzelfall erneut geprüft werden muss, ob dem Bau einer bestimmten Übertragungsleitung überhaupt ein Interesse von nationaler Bedeutung zukommt, soll den Vorhaben im Mehrjahresplan von Swissgrid und in der Bedarfsplanung der SBB ein solches von Gesetzes wegen gesprochen werden. Dadurch kann im Verfahren direkt eine Interessenabwägung vorgenommen werden, was sich schlussendlich verfahrensbeschleunigend auswirkt. Projekte, die nach Erfüllung der entsprechenden Bedingungen in die Liste der Projects of Common Interest (PCI) aufgenommen wurden, erlangen eine strategische Bedeutung bzgl. der europäischen Marktintegration und in der EU eine Priorisierung (vgl. Kapitel 4.2). Bei der Mehrjahresplanung ist dies zu berücksichtigen. Diese Leitlinie nimmt Teile der



Stossrichtung 3 des Infrastrukturberichts des Bundes auf (siehe Kapitel 2.1).

4.7 Interessenabwägung Projekte Übertragungsnetz (Netzebene 1)

Leitlinie:

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

Erläuterung:

Die Interessenauslegung dient als Grundlage für den Korridorentscheid. Sie soll im Rahmen des Variantenvergleichs im Sachplanverfahren mithilfe des Bewertungsschemas Übertragungsleitungen nach Vorliegen des Zwischenergebnisses durchgeführt werden. Diese Leitlinie beschreibt die Grundsätze des Bewertungsschemas Übertragungsleitungen, das als Instrument im Sachplanverfahren eingesetzt wird. Das Bewertungsschema Übertragungsleitungen soll der Interessenauslegung dienen, welche die Basis für die anschliessende Interessenabwägung bildet. Die Anwendung des Bewertungsschemas Übertragungsleitungen soll u.a. dazu beitragen, die Frage zu beantworten, ob eine Leitung als Freileitung oder als unterirdisches Kabel ausgeführt werden soll¹⁵. Diese Leitlinie nimmt Teile der Stossrichtung 2 und 4 des Infrastrukturberichts des Bundes auf (siehe Kapitel 2.1).

4.8 Verkabelung auf der Hochspannungsebene (Netzebene 3)

Leitlinie:

50-Hz-Hochspannungsleitungen auf neuen Trassen der Netzebene 3 und tiefer sind sofern technisch möglich grundsätzlich als Erdkabel auszuführen, wenn die Gesamtkosten für Errichtung und Betrieb des Erdkabels die Gesamtkosten einer technisch gleichwertigen Freileitungsvariante nicht um einen bestimmten Faktor¹⁶ überschreiten. Die bewilligende Behörde kann auf Antrag Ausnahmen bewilligen, wenn öffentliche Interessen dies erfordern und dem nicht entgegenstehen.

Erläuterung:

Mit dieser Leitlinie soll ermöglicht werden, dass in Fällen, in denen ein Erdkabel relativ kostengünstig realisiert werden kann, von vornherein die Anrechenbarkeit der Kosten gesichert ist. Damit soll der Netzausbau auf der 50-Hz-Hochspannungsebene (Netzebene 3), auf der eine Verkabelung mit geringeren technischen Herausforderungen und mit geringeren Kosten als auf der Höchstspannungsebene (Netzebene 1) verbunden ist, signifikant beschleunigt werden¹⁷. Für die Umsetzung dieser Leitlinie müssen die Berechnungsvorschriften für den Mehrkostenfaktor klar und für alle Netzbetreiber einheitlich definiert werden. In Fällen, die aufgrund höherer Kosten für die Verkabelung nicht unter diese Regelung fallen und die vom ESTI nach erfolgloser Bereinigungsverhandlung ans BFE überwiesen werden, soll das Bewertungsschema Übertragungsleitungen (in entsprechend angepasster Form) angewendet werden. Damit soll auch auf der Netzebene 3 eine umfassende Interessenabwägung bei der Frage ermöglicht werden, ob eine 50-Hz-Hochspannungsleitung als Freileitung oder als unterirdi-

¹⁵ Bei 16.7-Hz-Hochspannungsleitungen besteht aufgrund der Resonanzproblematik nur eine sehr eingeschränkte Möglichkeit zur Verkabelung. Dies muss in Bezug auf die Anwendbarkeit des Bewertungsschemas Übertragungsleitungen berücksichtigt werden.

¹⁶ Zur Festlegung der Höhe des Faktors und der Methode sind weitere Abklärungen und Arbeiten erforderlich.

¹⁷ Diese Leitlinie lehnt sich an die Formulierung in § 43h des deutschen Gesetzes über Massnahmen zur Beschleunigung des Netzausbaus vom 28. Juli 2011 an.



sche Kabelleitung¹⁸ gebaut werden soll. Diese Leitlinie nimmt Teile der Stossrichtung 2, der Stossrichtung 3 sowie auch der Stossrichtung 4 des Infrastrukturberichts des Bundes auf (siehe Kapitel 2.1).

4.9 Spannungsebenenübergreifende Kompensation von Freileitungen

Leitlinie:

Als Kompensation für die Erstellung von neuen Freileitungen auf der Höchstspannungsebene (Netzebene 1) können – sofern technisch machbar – in der gleichen Region Freileitungen auf niedrigeren Spannungsebenen verkabelt werden. Die Mehrkosten, die beim jeweiligen Verteilnetzbetreiber durch allfällige Verkabelungen von bestehenden Freileitungen entstehen, werden von der nationalen Netzgesellschaft übernommen und sind als Kosten im Übertragungsnetz anrechenbar¹⁹.

Erläuterung:

Mit dem spannungsebenenübergreifenden Ausgleich bei Verkabelungen wird eine Gesamtsicht auf das Stromnetz eingenommen. Diese Gesamtsicht ist angebracht, weil Verkabelungen auf der Netzebene 3 und tiefer technisch besser erprobt sind und einen niedrigeren Kostenfaktor im Vergleich zu Freileitungsvarianten aufweisen als auf der Netzebene 1. Verkabelungen im Übertragungsnetz sollen damit nicht ausgeschlossen werden. Die Koordination dieses spannungsebenenübergreifenden Ausgleichs bei Verkabelungen findet zwischen Swissgrid, den jeweils betroffenen Verteilnetzbetreibern und Kantonen im Rahmen der überörtlichen Teilraumplanung im Sachplanverfahren statt. Die Kantone ziehen dabei die Gemeinden in geeigneter Weise bei. Dieser Ausgleichsmechanismus soll einen zusätzlichen Freiheitsgrad schaffen, um einen Netzausbau zu ermöglichen, der neben technischen und wirtschaftlichen Kriterien auch die Umweltschonung und raumplanerische Grundsätze bestmöglich berücksichtigt.²⁰ Durch die Kostentragung über das Projekt auf der Höchstspannungsebene wird verhindert, dass Endkunden in einem bestimmten Netzgebiet die Kompensationskosten für Projekte im Übertragungsnetz, die i. A. von gesamtschweizerischer Bedeutung sind, tragen müssen. Allenfalls ist zu prüfen, ob eine Obergrenze für die Anrechenbarkeit von Ausgleichsmassnahmen festgelegt werden soll. Die spannungsebenenübergreifende Kompensation ist als Teil der räumlichen Koordination im Kapitel 5.5 im Detail beschrieben. Diese Leitlinie nimmt Teile der Stossrichtung 2, der Stossrichtung 3 sowie auch der Stossrichtung 4 des Infrastrukturberichts des Bundes auf (siehe Kapitel 2.1).

4.10 Anrechenbare Zusatzkosten von Netzprojekten

Leitlinie:

Die Kosten für Wiederherstellungs- oder Ersatzmassnahmen, Dienstbarkeiten und ergänzende Entschädigungen für den Ausgleich von Nachteilen, die durch die Realisierung von Projekten im Übertragungsnetz entstehen, gelten als Projektkosten und damit als anrechenbare Kosten im Sinne des StromVG²¹.

¹⁸ Bei 16.7-Hz-Hochspannungsleitungen besteht aufgrund der Resonanzproblematik nur eine sehr eingeschränkte Möglichkeit zur Verkabelung.

¹⁹ Die anrechenbaren Kosten umfassen auch ggfs. notwendige Abschreibungen, die entstehen, weil Freileitungen auf den Netzebenen 3, 5 und 7 ausser Betrieb genommen werden, bevor sie vollständig amortisiert sind.

²⁰ Ein ähnlicher Mechanismus ist derzeit in Holland eingeführt, wo auf nationaler Ebene ein Deckel für die Gesamtanzahl der Freileitungskilometer definiert wurde. Jeder in Holland neu gebaute Freileitungskilometer muss also an anderer Stelle mit einer entsprechenden Verkabelung (auch auf einer anderen Spannungsebene) kompensiert werden.

²¹ Gemäss ElCom können die Mehrkosten von Begleitmassnahmen zu Leitungsbauprojekten als anrechenbar im Sinne von Artikel 15 Absatz 1 StromVG betrachtet werden, wenn folgende vier Kriterien kumulativ erfüllt sind, wobei nur eine Bedingung (a, b oder c) des ersten Kriteriums erfüllt sein muss, :1. a) Das Ausbauvorhaben ist ohne Begleitmassnahmen nicht realisierbar.



Erläuterung:

Zur Beschleunigung der Realisierung und Erhöhung der Akzeptanz von Netzprojekten gelten Zusatzkosten für a) Wiederherstellungs- oder Ersatzmassnahmen im Sinne von Artikel 6 Absatz 1 des Natur- und Heimatschutzgesetzes (NHG, SR 451), b) für die benötigten Dienstbarkeiten (Durchleitungs- oder Baurechte) zu Lasten der betroffenen Grundstücke und c) für noch zu definierende ergänzende Entschädigungen als vollumfänglich anrechenbare Projektkosten hinsichtlich der Kostenprüfung durch die EICom.

- a) *Wiederherstellungs- oder Ersatzmassnahmen gemäss NHG (bestehend):*
Jeder Eingriff in geschützte Landschaften, Biotope oder den Wald muss ausgeglichen werden. Dieser Ausgleich erfolgt durch Wiederherstellung oder durch geeignete Ersatzmassnahmen. Das Ausmass der Beeinträchtigung eines bestimmten Schutzzieles wird durch die jeweils zuständigen Fachbehörden (inkl. eidgenössische Natur- und Heimatschutzkommission ENHK) bewertet. Den Stellungnahmen dieser Fachstellen und Kommission kommen auch aufgrund der Gerichtspraxis erheblichen Stellenwert zu. Das heisst, dass sie letztlich über das Mass der vorzunehmenden Wiederherstellungs- oder Ersatzmassnahmen bestimmen und damit auch einen nicht unbeträchtlichen Einfluss auf die Höhe der Zusatzkosten haben.
- b) *Kosten für benötigte Dienstbarkeiten (bestehend):*
Während einige der benötigten Dienstbarkeiten freihändig (d.h. mittels Vertragsabschluss zwischen Grundeigentümer und Leitungseigentümerin) abgeschlossen werden können, braucht es für andere eine Enteignung. Beiden Arten ist gemeinsam, dass gegen den Eingriff ins Grundeigentum eine Entschädigung bezahlt wird. Bei der freihändigen Einräumung der Dienstbarkeit mittels Dienstbarkeitsvertrag einigen sich die Beteiligten auch über die Höhe der Entschädigung. Bei der Errichtung der Dienstbarkeit auf dem Enteignungswege wird die Höhe der Entschädigung durch die zuständige eidgenössische Schätzungskommission festgelegt. Diese richtet sich in der Praxis nach den Entschädigungsansätzen für elektrische Freileitungen die vom Verband der schweizerischen Elektrizitätsunternehmen (VSE) und dem schweizerischen Bauernverband (SBV) gemeinsam empfohlen werden. Mit diesen Entschädigungen gilt der Eingriff ins Grundeigentum als abgegolten.
- c) *Zusätzliche Entschädigungen (neu)*
Als weitere Massnahme zur Verbesserung der Akzeptanz der Projekte und Beschleunigung des Netzausbaus sind ergänzende allgemein verbindliche Entschädigungen auszuarbeiten, mit denen das Gemeinwesen und in besonderen, schwerwiegenden Fällen die betroffenen Landeigentümer (Kantone, Gemeinden, Private) entschädigt werden. Damit werden Wertminderungen der betroffenen Grundstücke und Liegenschaften im Umkreis von Übertragungsleitungen, die Einschränkung der Siedlungsentwicklung oder die touristische Attraktivität eines Gebietes oder einer Gemeinde entschädigt. Hierzu sind klare und allgemein verbindliche Regeln, insbesondere im Hinblick auf den Grundsatz der Gleichbehandlung erforderlich. In diesem Zusammenhang ist zu prüfen, ob die Verwendungszwecke der zusätzlichen Entschädi-

b) Das Ausbauvorhaben bringt ohne Begleitmassnahmen keinen oder nur einen geringfügigen versorgungstechnischen Zusatznutzen. c) Der sichere, leistungsfähige und effiziente Netzbetrieb wird durch eine rasche Realisierung (aufgrund Begleitmassnahmen) signifikant verbessert. 2. Die Begleitmassnahmen stehen in einem sachlichen Zusammenhang mit dem Netzbau und Netzbetrieb. 3. Der zu erwartende Zusatznutzen ist in einem vertretbaren Verhältnis zu den Gesamtkosten des Projektes (Ausbauvorhaben plus Begleitmassnahmen). 4. Das Kosten-Nutzen Verhältnis der Projektvariante mit Begleitmassnahmen ist insgesamt höher als das der Projektvariante ohne Begleitmassnahmen.



gungen eingeschränkt werden²². Es ist zu prüfen, ob für die Handhabung der zusätzlichen Entschädigungen die Einrichtung eines entsprechenden Fonds und/oder die Festlegung von Entschädigungssätzen mit allfälligen Obergrenzen²³ geeignete Massnahmen wären. Eine Anwendung von zusätzlichen Entschädigungen für Projekte auf der Netzebene 3 müsste in diesem Zusammenhang ebenfalls geprüft werden.

Diese Leitlinie nimmt Teile der Stossrichtung 5 des Infrastrukturberichts des Bundes auf (siehe Kapitel 2.1).

4.11 Forschung, Entwicklung und Demonstration im Netzbereich (inkl. Smart Grid)

Leitlinie:

Die 50-Hz-Netzbetreiber (Swissgrid und Verteilnetzbetreiber) können Ausgaben für Forschung, Entwicklung und Demonstration (FE&D) in einer noch zu bestimmenden Höhe²⁴ (bspw. einem gewissen Anteil der Einnahmen durch Netznutzungsentgelte) als anrechenbare Netzkosten geltend machen. Die Netzbetreiber müssen den Nachweis erbringen, dass sich die entsprechenden Ausgaben auf FE&D-Aktivitäten beziehen.

Erläuterung:

Mit der Energiestrategie 2050 und dem Ausbau der zu einem grossen Teil fluktuierend einspeisenden dezentralen Erzeugung kommen neue Herausforderungen auf die 50-Hz-Netzbetreiber zu. Mit der zunehmenden Komplexität des Gesamtsystems Erzeugung-Netz-Verbrauch müssen sich die 50-Hz-Netzbetreiber insbesondere im Hinblick auf Smart Grids zum Systementwickler und -integrator entwickeln. Damit diese Herausforderungen im Gesamtsystem langfristig kosteneffizient gemeistert werden können, sollen mit dieser Leitlinie im Regulierungsrahmen Anreize für Innovationen im 50-Hz-Netzbereich gesetzt werden. Die 50-Hz-Netzbetreiber sollen mit dieser Leitlinie die Möglichkeit erhalten, in ihren eigenen Netzen – mit der Kenntnis von spezifischen Daten und Gegebenheiten des jeweiligen Netzgebietes – neue Technologien, Methoden und Anwendungen zu untersuchen und zu erproben. Die entsprechenden Erkenntnisse sollen die Basis für eine zeitnahe, praktische Umsetzung der gefundenen Lösungen schaffen, um eine stetige, zielgerichtete Entwicklung hin zu intelligenten Netzen zu forcieren. Diese praxisorientierte Erprobung soll im Rahmen von angewandter Forschung und Entwicklung und ggfs. in Zusammenarbeit mit den ETHs, Universitäten bzw. Fachhochschulen, anderen Netzbetreibern und weiteren forschungsorientierten Einrichtungen der Wirtschaft, der Kantone sowie des Bundes erfolgen. Die Mitwirkung in internationalen Forschungsprojekten soll ebenfalls ermöglicht werden, um ein länderübergreifendes Generieren und Austauschen von Know-how (u.a. in den Bereichen Supergrid und Vergabe von grenzüberschreitenden Kapazitäten) zu fördern. Kosten der 50-Hz-Netzbetreiber für Aktivitäten im Rahmen ihres Technologie- und Innovationsmanagements insbesondere im Bereich Smart Grids, welche im FE&D-Bereich angesiedelt sind, sind bis zu einer noch zu definierenden Maximalhöhe als anrechenbare Netzkosten anzuerkennen.

Mit dieser Leitlinie sollen die Netzbetreiber in die Lage versetzt werden, neben klassischen Netzausbau- und Netzverstärkungsmassnahmen insbesondere auch Mess-, Informations-, Kommunikations- und Steuerungstechnik (Smart-Grid-Lösungen) dahingehend zu untersuchen, zu erproben und zu nutzen, dass in Zukunft:

²² Bspw. könnten zusätzliche Entschädigungen an Gemeinden an die Bedingung geknüpft werden, dass damit ausschliesslich Infrastrukturanlagen finanziert werden.

²³ Im deutschen Gesetz über Massnahmen zur Beschleunigung des Netzausbaus Elektrizitätsnetze (NABEG) ist für Höchstspannungsfreileitungen ab 380 kV eine Obergrenze von 40 000 Euro pro Kilometer festgelegt.

²⁴ Eine Empfehlung der ENTSO-E gibt einen Zielwert von 1% der Einnahmen durch Netznutzungsentgelte für die Höhe der F&E-Ausgaben von Übertragungsnetzbetreibern an.



- a) Erzeugungsanlagen kosteneffizient und unter Gewährleistung der Netzsicherheit integriert werden können (netzinterner Nutzen: Smart-Grid-Lösungen als Mittel zum Zweck für ein weiterhin kosteneffizientes Netz) und
- b) die 50-Hz-Netze als Basis für die Marktintegration von dezentralen Produzenten und als Plattform für innovative Angebote und Dienstleistungen in der Stromversorgung dienen können (netzexterner Nutzen: Smart Grid-Lösungen als Grundlage für Smart Markets) und
- c) Verbraucher ohne grössere Nutzeneinschränkungen sicher und effizient flexibilisiert werden können (netzinterner und netzexterner Nutzen: Smart-Grid-Lösungen als Mittel zum Zweck für ein weiterhin kosteneffizientes Netz sowie als Grundlage für Smart Markets).

Für die Implementierung von Innovationsanreizen im Regulierungsrahmen existieren auf europäischer Ebene bereits mehrere Modelle unterschiedlicher Ausprägung (z.B. in Grossbritannien, Italien, Dänemark und Finnland). Den Modellen ist gemeinsam, dass Innovationen im Netzbereich spezifisch gefördert werden, um auch langfristig angesichts der neuen Herausforderungen im Zusammenhang mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien ein kosteneffizientes Netz bereitstellen zu können, das als Basis für einen zukunftsfähigen Strommarkt dient. Diese Leitlinie nimmt Teile der Stossrichtung 1 und der Stossrichtung 4 des Infrastrukturberichts des Bundes auf (siehe Kapitel 2.1).

4.12 Mitwirkung und Kommunikation

Leitlinie:

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

Erläuterung:

Zur Verbesserung der gesellschaftlichen Akzeptanz des erforderlichen Aus- und Umbaus der Stromnetze (als zentrales Bindeglied zwischen den Produktionsanlagen und den Endverbrauchern) ist Transparenz erforderlich und kommt einer umfassenden und langfristig angelegten Information und Kommunikation eine zentrale Bedeutung zu. Sie soll die aktive und informierte Auseinandersetzung mit dem Thema der Stromnetze ermöglichen und unterstützen. Die Kommunikation darf nicht einseitig ausgerichtet sein, sondern muss die Bedürfnisse aller am Verfahren Beteiligten einbeziehen. Die Kommunikation muss frühzeitig erfolgen und die Inhalte, sowie die technischen und energiewirtschaftlichen Zusammenhänge müssen konsistent und verständlich sein. Ziel ist, die Bevölkerung zu sensibilisieren und zur Teilnahme an den partizipativen Verfahrensprozessen z.B. bei der öffentlichen Anhörung zu den Entwürfen der energiewirtschaftlichen Szenarien und dem Sachplanverfahren Energienetze (SEN) zu motivieren. Alle Akteurinnen und Akteure im Verfahren (Fachleute, Behördenmitglieder, Kommunikationsverantwortliche) sind so zu schulen, dass sie in der Lage sind, insbesondere wissenschaftliche Sachverhalte für Laien verständlich zu kommunizieren. Um effiziente Verfahren zu ermöglichen, ist eine umfassende und verständliche Dokumentation der Verfahren (insbesondere hinsichtlich der Anforderungen an die Projektanten) sicherzustellen. Diese Leitlinie nimmt Teile der Stossrichtungen 2 und 3 des Infrastrukturberichts des Bundes auf (siehe Kapitel 2.1).



5 Ablauf des zukünftigen Netzplanungsprozesses

Eine Übersicht über die Teilschritte, Abläufe und involvierten Institutionen bei der zukünftigen Netzplanung ist in Abbildung 1 dargestellt. Entlang der Zeitachse von oben nach unten wird der Netzplanungsprozess kontinuierlich konkreter. An den Erlass von gesetzlichen Grundlagen und Ausführungsbestimmungen zur Umsetzung der Leitlinien aus Kapitel 4 schliesst sich der periodische Prozess der Anpassung der Ausführungsbestimmungen (Verordnungen, Sachplan, energiewirtschaftlicher Szenariorahmen), der Bedarfsermittlung und der räumlichen Koordination an. Darauf folgen die Bewilligung und Ausführung konkreter Projekte und die schlussendliche Überprüfung der Kosteneffizienz. Neue Elemente im zukünftigen Ablauf ergeben sich in den ersten drei Teilschritten Gesetzliche Grundlagen, Ausführungsbestimmungen und Bedarfsermittlung. Weiter sind Anpassungen im Bereich der Räumlichen Koordination vorgesehen. Die Bewilligung der Projekte, die Ausführung und Überprüfung der Kosteneffizienz erfolgt wie bisher. Das schrittweise und transparente Vorgehen sowie eine klare Rollenverteilung sollen dazu beitragen, dass die vorhandene Komplexität beherrschbar bleibt und die erforderliche Koordination zwischen den beteiligten Akteuren effizient stattfinden kann.

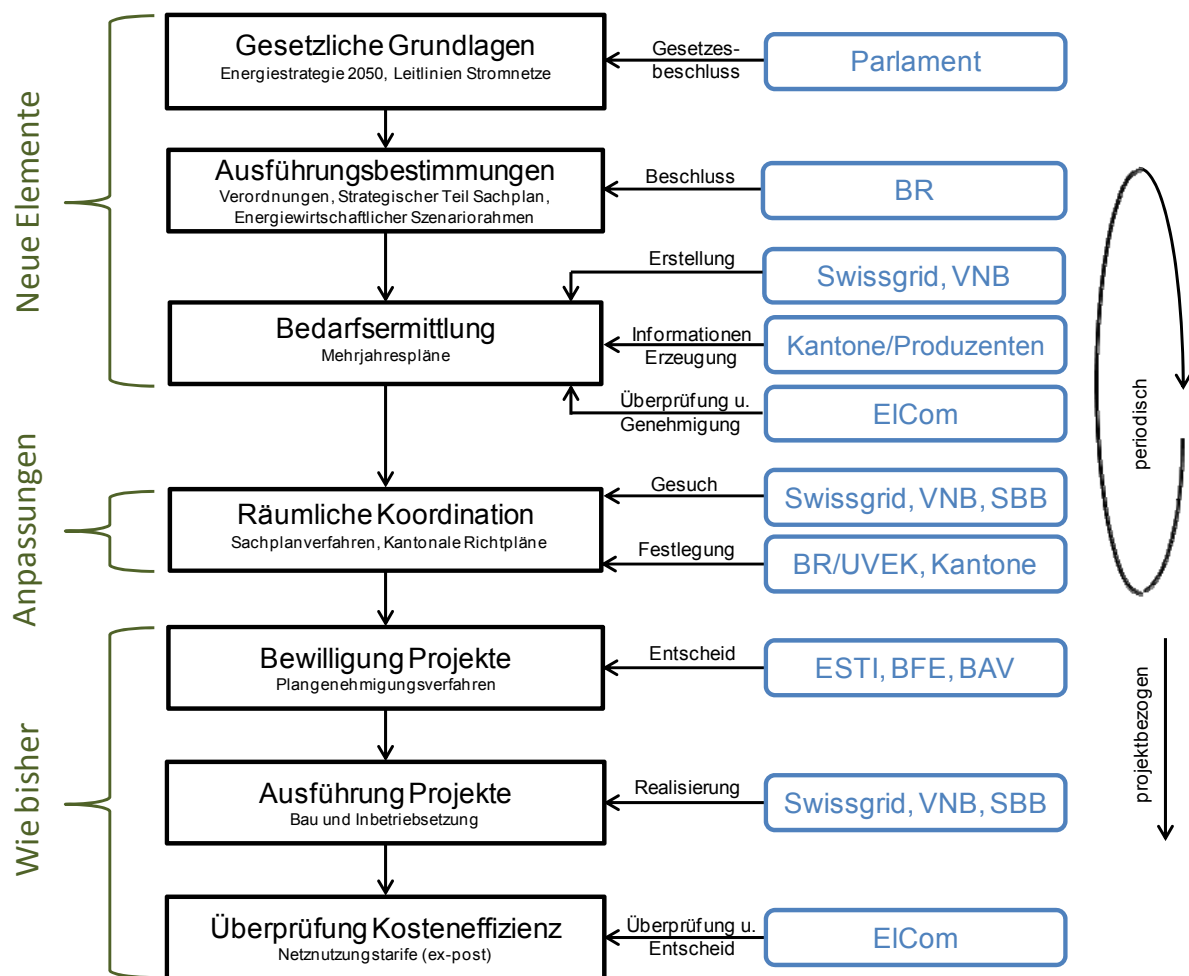


Abbildung 1: Übersicht über die Abläufe und involvierten Institutionen bei der Netzplanung und Projektrealisierung. Für Bahnnetze gelten, mit Ausnahme der räumlichen Koordination, andere Verfahren.



Für die Hochspannungsleitungen der SBB existieren eigene gesetzliche Grundlagen und Ausführungsbestimmungen. Die Bedarfsermittlung erfolgt in Abhängigkeit zur Entwicklung des Bahnangebots. Der aus dieser Planung abgeleitete Entwicklungsbedarf des 132 kV-Leitungsnetzes der SBB wird in den hier beschriebenen Prozess der räumlichen Koordination eingebunden. Die Bewilligung und Ausführung der Projekte erfolgt wie bisher unter der Federführung des BAV und der SBB.

5.1 Arbeitsgruppe Energienetze (AG Energienetze)

Die AG Energienetze ist das Koordinationsorgan für die Erarbeitung der inhaltlichen Grundlagen für die zukünftigen Netzplanungsprozesse, insbesondere auch für die netzebenenübergreifende Planung in den verschiedenen Facharbeitsgruppen (u.a. AG Rechtsfragen und Verfahren, AG Raumplanung und AG International). Sie wird vom BFE geleitet und setzt sich aus den an der Netzentwicklung direkt beteiligten Akteuren zusammen (u.a. Swissgrid, VSE, Swisselectric, SBB, Kantone, ElCom, ESTI, ARE, BFE). In der AG Energienetze und deren Facharbeitsgruppen, in denen die jeweils zuständigen Fachbehörden vertreten sind, werden die erforderlichen Funktionalitäten der Stromnetze entlang der in Kapitel 4 beschriebenen Leitlinien weiter konkretisiert sowie Vorschläge für die notwendigen Anpassungen der Rahmenbedingungen (insbesondere in Bezug auf Ausführungsbestimmungen) für den Aus- und Umbau der Stromnetze formuliert werden. Die AG Energienetze (inkl. der Facharbeitsgruppen) ist als ständige Plattform vorgesehen, welche die Konkretisierung und Umsetzung der „Strategie Stromnetze“²⁵ unterstützt und inhaltliche Grundlagen für ggfs. zukünftig erforderliche Anpassungen liefert.

5.2 Teilschritt gesetzliche Grundlagen

Abgeleitet von den Herausforderungen im Bereich der Stromnetze und dem Bedarf für Verbesserungen der Rahmenbedingungen werden wie in Kapitel 4 beschrieben vom Parlament grundsätzliche Leitlinien erlassen, die bei der Weiterentwicklung des Schweizer Stromnetzes von den Netzbetreibern berücksichtigt werden sollen (siehe erster Schritt in Abbildung 1 und gesetzlicher Anpassungsbedarf in Kapitel 10). Diese Leitlinien beinhalten u.a. die grundsätzlichen Vorgaben (Funktionalität, Auslegung, Anforderungen) für den bedarfsgerechten Ausbau der Netze. Ergänzend zu den Leitlinien werden die Zuständigkeiten, Rollen und Aufgaben (Rechte und Pflichten) der verschiedenen Akteure (u.a. Netzbetreiber, ElCom, ESTI, BFE) im nachgelagerten Netzplanungsprozess festgehalten.

5.3 Teilschritt Ausführungsbestimmungen

In einer zweiten Phase (siehe Abbildung 1) werden die gesetzlich verankerten Leitlinien und Zuständigkeiten konkretisiert und die daraus resultierenden Vorgaben durch Vorschriften auf Verordnungsebene bzw. im neuen Sachplan Energienetze (SEN) festgelegt. Die in der AG Energienetze erarbeiteten Konkretisierungen dienen dabei als Grundlage.

Als Rahmenbedingung im Sinne einer Vorgabe von energiewirtschaftlichen Eckdaten für die Netzplanung ist zudem ein Szenariorahmen erforderlich, der angemessene energiewirtschaftliche Annahmen über die wahrscheinliche Entwicklung der Nachfrage, die Produktion und den Austausch mit den

²⁵ Die momentanen Herausforderungen bei anderen Energieinfrastrukturen wie z.B. dem Gasnetz werden im Vergleich zu denjenigen bei den Stromnetzen als weniger dringlich eingeschätzt und stehen daher derzeit noch nicht im Zentrum der Betrachtungen der AG Energienetze. Die verschiedenen Energieversorgungsnetze werden in Zukunft jedoch viel integraler betrachtet werden müssen als bisher. Vor allem Gas- und Stromnetze agieren im Fall eines Zu- bzw. Ausbaus von GuD-Kraftwerken und WKK-Anlagen zunehmend miteinander. Insbesondere im Auge zu behalten sind die Auswirkungen bestimmter Szenarioentscheide auf die verschiedenen Energienetze, wie beispielsweise der Einfluss einer Forcierung der Endversorgung von Wärme via GuD/Wärmepumpen auf die Wirtschaftlichkeit lokaler Gasnetze, etc



Nachbarländern beinhaltet. Die Festlegung des Szenariorahmens ist die Voraussetzung für die Bedarfsermittlung hinsichtlich Netzinfrastruktur. Der Szenariorahmen enthält für eine gewisse Anzahl an Szenarien (bspw. drei) konkrete quantitative Angaben zur erwarteten Entwicklung der installierten Erzeugungsleistung pro Technologie (in GW), des Stromverbrauchs (in TWh) und der Jahreshöchstlast (in GW) in der Schweiz sowie zum Stromaustausch mit dem Ausland (Import, Export und Transit in TWh). Dabei sollen so weit wie möglich auch Annahmen zur räumlichen Verteilung der Erzeugungskapazitäten unter Einbezug entsprechender Informationen der Kantone integriert werden. Das Bundesamt für Energie (BFE) entwickelt einen Entwurf dieser Szenarien auf Basis der Energiestrategie des Bundesrates sowie von Annahmen zu energiewirtschaftlichen Entwicklungen (insbesondere die Energieperspektiven 2050). Dieser Entwurf wird in der AG Energienetze konkretisiert, womit sich die Akteure direkt einbringen können (siehe Kapitel 5.1). Anschliessend beschliesst das UVEK nach vorgängiger Ämterkonsultation den Entwurf des Szenariorahmens. Danach führt das BFE eine öffentliche Anhörung der Szenarienentwürfe durch. Ziel dieser Anhörung ist eine transparente Beteiligung aller beteiligten Akteure und der Öffentlichkeit in einem frühen Stadium des gesamten Netzplanungsprozesses, welche die Akzeptanz für den erforderlichen Netzausbau stärkt. Unter Berücksichtigung der Ergebnisse der öffentlichen Anhörung wird der Szenariorahmen ggfs. angepasst, nochmals in eine Ämterkonsultation gegeben und schlussendlich durch den Bundesrat festgelegt. Nach der Festlegung wird der Szenariorahmen als Anhang im SEN integriert, um die Grundlagen der vorgängigen Bedarfsermittlung im Sachplanverfahren transparent dokumentieren zu können.

Die Verteilnetzbetreiber nutzen den gesamtschweizerischen Szenariorahmen als Basis, um mithilfe ihrer Kenntnisse über regionale Entwicklungen Szenarien abzuleiten, welche die für ihr Netzgebiet spezifischen Gegebenheiten abbilden. Unter anderem sind dabei Daten aus ggfs. vorhandenen Solarkatastern zu berücksichtigen. Solarkataster geben in einer Karte das Solarpotenzial wieder und zeigen, welche Dächer resp. Standorte für Solaranlagen am geeignetsten sind. In Bezug auf potenzielle Standorte für Windenergie sind insbesondere die kantonalen Richtpläne von grosser Bedeutung. Verbindliche Gebietsausscheidungen in Richtplänen bilden nicht nur für die Projektanten der Windkraftanlagen selbst eine wichtige Grundlage, sondern ermöglichen auch eine langfristig effiziente Netzplanung.

Der Szenariorahmen stellt eine Rahmenbedingung seitens des Bundes dar, welche breit abgestützte Erwartungen über zukünftige energiewirtschaftliche Entwicklungen widerspiegeln soll. Der Grundsatz, wonach im Rahmen des Subsidiaritätsprinzips die Energieversorgung Sache der Energiewirtschaft ist, wird dabei nicht in Frage gestellt. Die Festlegung des Szenariorahmens ist die Basis für die anschließende Bedarfsermittlung im Rahmen der Planung der Netzbetreiber. Der Szenariorahmen ist behördenverbindlich, d.h. dass die darin enthaltenen Grundlagen u.a. von der ElCom bei ihren Entscheidungen berücksichtigt werden müssen. Um neue, für die Netzplanung relevante Entwicklungen berücksichtigen zu können, wird der Szenariorahmen periodisch (spätestens alle 5 Jahre) überprüft, bei Bedarf angepasst, in einer Anhörung öffentlich konsultiert und neu festgelegt. In der Übergangsphase bis zur erstmaligen Bestimmung des Szenariorahmens sollen sich die Netzbetreiber direkt an den Szenarien und Varianten aus den Energieperspektiven orientieren.

5.4 Teilschritt Bedarfsermittlung (Mehrjahrespläne)

Die Verantwortung für die Netzplanung und die Bedarfsermittlung liegt bei den Netzbetreibern. Der Bund schafft dafür adäquate Rahmenbedingungen, u.a. mit den Leitlinien und dem Szenariorahmen. Der Szenariorahmen beinhaltet die energiewirtschaftlichen Eingangsdaten für die Netzplanung und ist eine verbindliche Vorgabe für die nationale Netzgesellschaft Swissgrid und die betroffenen Verteilnetzbetreiber für die Bedarfsermittlung im Rahmen der Erstellung ihrer Mehrjahrespläne. Die Mehrjah-



respläne werden als Planungsinstrument für die Netzbetreiber etabliert²⁶. Sie treten an die Stelle der heutigen strategischen Netze (50 Hz und 16,7 Hz)²⁷. Dabei ist davon auszugehen, dass sich an der Bedarfsbeurteilung für einen Grossteil der heute als strategisch klassierten Projekten nichts ändert. Bei ihrer Erstellung müssen nebst dem Szenariorahmen die festgelegten Leitlinien (siehe Kapitel 4) für Stromnetze berücksichtigt werden. Dementsprechend ist mit der Umsetzung der Strategie Stromnetze keine Verlagerung der Planungskompetenz vorgesehen, sondern eine Erstellung der Mehrjahrespläne durch die Netzbetreiber unter Berücksichtigung des energiewirtschaftlichen Szenariorahmens und definierter Leitlinien.

Die Mehrjahrespläne enthalten die Bezeichnung der Projekte, eine Kurzbeschreibung der Projekte und der entsprechenden Betriebsmittel, den jeweiligen Investitionstyp, die aktuelle Projektphase, den aktuellen Verfahrensstatus und das Datum der geplanten Inbetriebsetzung. Zudem umfasst die Kurzbeschreibung eine Projektbegründung, d.h. den Nachweis der technischen Notwendigkeit und des wirtschaftlichen Nutzens mit Bezug auf den festgelegten energiewirtschaftlichen Szenariorahmen und zeigt auf, welchen Beitrag ein Projekt insbesondere in Bezug auf die Kriterien leistet, die in den Leitlinien aus Kapitel 4 enthalten sind (z.B. Gewährleistung der N-1 Sicherheit, Abtransport von Kraftwerksleistung, Sicherstellung der Versorgung in den regionalen Verteilnetzen, Erhöhung von grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten). Im Sinne eines effizienten Ablaufs bei der Erstellung und Überprüfung der Mehrjahrespläne soll durch die ElCom ggfs. ein standardisiertes Format vorgegeben werden.

Die Verpflichtung für die Erstellung und das Einreichen von Mehrjahresplänen besteht für alle Netzbetreiber mit Betriebsmitteln mit einer Spannung von über 36 kV (Netzebenen 1, 2 und 3)²⁸. Neben dem Übertragungsnetzbetreiber Swissgrid sind davon rund 65 Verteilnetzbetreiber betroffen. Mit dieser Regelung wird gewährleistet, dass die im Vergleich zu tieferen Spannungsebenen wirtschaftlich relevanteren Einzelprojekte auf den Netzebenen 1, 2 und 3²⁹ systematisch mit dem Instrument der Mehrjahrespläne behandelt werden. Investitionen auf den Netzebenen 4 bis 7 sind zwar in Bezug auf einzelne Projekte wirtschaftlich weniger relevant. Jedoch verursachen die Netzebenen 4 bis 7 den überwiegenden Teil der gesamten Netzkosten. Der Regulierungsrahmen muss also insbesondere auf diesen Netzebenen Anreize für eine langfristig effiziente Netzplanung setzen und dabei gleichzeitig im Zusammenhang mit dem Umbau der Netze Richtung Smart Grids innovationsfördernde Elemente enthalten. Eine Berücksichtigung der Netzebenen 4 bis 7 mit dem Instrument der Mehrjahrespläne wäre aufgrund der grossen Netzmengen aber mit einem immensen administrativen Aufwand verbunden.

Für die SBB besteht bislang auf rechtlicher Ebene einzig die Pflicht, den Eisenbahnbetrieb aufrechterhalten zu können. Aus dieser Pflicht leitet sich ab, dass auch die Versorgung mit Antriebsenergie sichergestellt werden muss. Die Bedarfsermittlung erfolgt aufgrund der Angebots- und Betriebskonzepte des schweizerischen Eisenbahnnetzes. Die SBB erstellt eigene Mehrjahrespläne, um die Versorgungssicherheit des Eisenbahnnetzes sicherzustellen. Eine explizite Prüfung und Genehmigung die-

²⁶ Die Verwendung der Mehrjahrespläne als Planungsinstrument ist analog den Bestimmungen der EU-Binnenmarktrichtlinie (2009/72/EG) ausgestaltet, in der die Übertragungsnetzbetreiber dazu verpflichtet werden, der Regulierungsbehörde jährlich nach Konsultation aller einschlägigen Interessenvertreter einen zehnjährigen Netzentwicklungsplan vorzulegen.

²⁷ Gemäss Sachplan Übertragungsleitungen (SÜL) „Aufnahme der strategischen Übertragungsleitungsnetze 50 Hz der allgemeinen Stromversorgung und 16,7 Hz der Bahnstromversorgung in den Sachplan.“ vom 23.02.2009.

²⁸ Bei Verteilnetzbetreibern, die zusätzlich zu Betriebsmitteln auf den Netzebenen 2 oder 3 auch Betriebsmittel auf tieferen Netzebenen besitzen, bezieht sich die Pflicht zur Erstellung von Mehrjahresplänen ausschliesslich auf die Netzebenen 2 und 3.

²⁹ Das Investitionsvolumen auf tieferen Netzebenen ist zwar aufgrund der grösseren Netzmengen um einiges höher. Bezogen auf das Einzelprojekt sind Investitionen in den Netzebenen 1, 2 und 3 jedoch i.A. von bedeutend grösserem Umfang und damit mit entsprechend höheren Risiken behaftet.



ser Mehrjahrespläne durch den Bund erfolgt bislang nicht. Ob in Zukunft in Analogie zum dargestellten Prozess für die 50-Hz-Netzbetreiber das BAV als Aufsichtsorgan der SBB diese Aufgabe übernehmen soll, muss noch vertieft geprüft werden. Sollte in Zukunft eine weitergehende Einbindung der SBB in die vorgeschlagenen Abläufe als angebracht erachtet werden, könnten entsprechende Anpassungen vorgenommen werden.

Bei der Erstellung der Mehrjahrespläne erfolgt eine Koordination zwischen Swissgrid und den Verteilnetzbetreibern der Netzebenen 2 und 3³⁰ und der SBB³¹ (insbesondere im Zusammenhang mit deren 132-kV-Übertragungsnetz) im Sinne einer regionalen Netzplanung unter Einbeziehung von Informationen der Produzenten, Kantone sowie ggfs. von Gemeinden zu bestehenden und geplanten Erzeugungskapazitäten. Neben den Netzbetreibern und der SBB kommt auch den Kantonen bei der Bedarfsermittlung eine zentrale Rolle zu. Die Kantone stellen den Netzbetreibern allfällige zusätzliche Informationen über die voraussichtliche Entwicklung von Erzeugungskapazitäten (bspw. aus kantonalen Energiestrategien), die bei der Entwicklung des Szenariorahmens noch nicht berücksichtigt wurden, zur Verfügung. Die Energiefachstellen der Kantone und die Netzbetreiber tauschen dazu die relevanten energiewirtschaftlichen Informationen aus. Insbesondere für eine effiziente Netzplanung bei der Anbindung von Windkraftanlagen bzw. Windparks ist eine verbindliche Gebietsausscheidung in der kantonalen Richtplanung von grosser Bedeutung. Swissgrid übernimmt bei der regionalen Koordination die leitende Funktion. Die Planungshoheit für die Netzebenen 2 und 3 bleibt bei den Verteilnetzbetreibern. Die ElCom wird von Swissgrid periodisch über den Stand der Koordination informiert. Ziel dieser Koordination ist es, dass mit dem Netzübertrag an Swissgrid eine schweizweit ganzheitliche Netzplanung durchgeführt wird, bei der eine regelmässige Abstimmung der Netzplanung zwischen dem Übertragungsnetz und den Verteilnetzen unter Berücksichtigung der Produktionsentwicklung stattfindet. Mit zunehmender dezentraler Einspeisung in die Verteilnetze gewinnt diese Koordination in Zukunft noch an Bedeutung. Durch die Verpflichtung aller Netzbetreiber auf den Netzebenen 1 bis 3 zur Erstellung von Mehrjahresplänen kann die Koordination systematisch über dieses Instrument erfolgen.

Die ElCom überprüft die von den Netzbetreibern mit den Eingangsdaten aus dem Szenariorahmen erstellten Mehrjahrespläne anhand der Leitlinien und Vorgaben auf Gesetzes- und Verordnungsebene, verlangt allfällige Anpassungen und genehmigt diese. Die Genehmigung der Mehrjahrespläne stellt somit eine Bestätigung des grundsätzlichen Bedarfs für die darin enthaltenen Projekte vor deren Realisierung seitens der ElCom dar. Die Genehmigung der ElCom bezieht sich lediglich auf den in den Mehrjahresplänen ausgewiesenen Bedarf, nicht auf die dafür anfallenden Kosten. Der Mehrjahresplan für das Übertragungsnetz wird jährlich von der Swissgrid an die ElCom aufdatiert und übermittelt und der darin ausgewiesene Bedarf von ihr überprüft und genehmigt. Für die Mehrjahrespläne der rund 65 Verteilnetzbetreiber mit Betriebsmitteln auf den Netzebenen 2 und 3 hat die Überprüfung und Genehmigung durch die ElCom grundsätzlich alle 3 Jahre zu erfolgen. Dieser Rhythmus bedeutet, dass durchschnittlich jedes Jahr die Mehrjahrespläne von gut 20 Verteilnetzbetreibern überprüft werden müssen. Die ElCom legt die jeweiligen Eingabefristen für jeden Verteilnetzbetreiber fest. Nur in Ausnahmefällen (z.B. bei signifikanten Änderungen in der Mehrjahresplanung) sollen die Verteilnetzbetreiber bei der ElCom eine vorgezogene projektbezogene Prüfung vor dem eigentlichen Eingabetermin beantragen können. Das grundsätzliche Risiko für die Netzbetreiber, dass die ElCom bei einer allfälligen Effizienzprüfung im Rahmen der derzeit geltenden Vorschriften der StromVV eine Tarifsenkung mit der Begründung veranlasst, dass sie den Bedarf eines oder mehrerer Projekte als nicht ge-

³⁰ Gemäss Art. 6 Abs. 1 Bst. a StromVV sind Verteilnetzbetreiber für Netze mit einer Spannung von 36 kV und weniger von der Pflicht zur Erstellung von Mehrjahresplänen nach Art. 8 Abs. 2 StromVG befreit. Das heisst, dass sich die Pflicht zur Erstellung von Mehrjahresplänen nur auf die nationale Netzgesellschaft Swissgrid (Netzebene 1) und die Netzebenen 2 und 3 bezieht.

³¹ Sind in den jeweiligen Netzgebieten Privatbahnen tätig, erfolgt ebenfalls eine Abstimmung mit deren Netzplanung.



geben erachtet, entfällt durch die Vorab-Bedarfsprüfung der Mehrjahrespläne. Auf diese Weise können die entsprechenden Investitionshemmnisse abgebaut werden. Bei den Netzbetreibern verbleibt bei einem solchen Vorgehen jedoch das Investitionsrisiko bezüglich der Beurteilung der Effizienz der Projektrealisierung durch die ElCom im Rahmen der derzeit geltenden Vorschriften der StromVV. Dieses Risiko ist aber vertretbar bzw. sogar erwünscht, da den Netzbetreibern, die in einem regulierten Monopolbereich operieren, angemessene Effizienzanreize gesetzt werden müssen. Das Instrument der Mehrjahresplanung soll das Risiko für Fehlinvestitionen reduzieren und somit zu einer langfristig kosteneffizienten Netzplanung beitragen.

Die Mehrjahrespläne werden grundsätzlich für einen Zeithorizont von 10 Jahren³² erstellt und im Sinne einer rollenden Planung jährlich aktualisiert. Zusätzliche Vorgaben zum Zeithorizont, bspw. von der ENTSO-E, sollen ebenfalls berücksichtigt werden. Zudem müssen die Netzbetreiber angeben, welche Netzausbaumassnahmen in einer kürzeren Frist, d.h. innerhalb von fünf Jahren, zu realisieren sind. Die nationale Netzgesellschaft Swissgrid muss in ihrem Mehrjahresplan zusätzlich die Massnahmen ausweisen, die für einen längerfristigen Zeithorizont (bspw. 20 Jahre) geplant sind. Der längerfristige Zeithorizont soll in Abstimmung mit den Entwicklungen auf europäischer Ebene gewählt werden. Aus der zeitlichen Staffelung der Projekte in den Mehrjahresplänen ergibt sich eine Priorisierung der Vorhaben. Ergeben sich im Bereich Electricity Highways (Supergrid) konkrete Projekte, sollen auch diese im Mehrjahresplan von Swissgrid aufgeführt werden.

Um für eine allfällige Anpassung der Rahmenbedingungen im Bereich Energienetze eine entsprechende Informationsgrundlage zu haben, kann das UVEK bereits Einsicht in die Mehrjahrespläne verlangen, bevor diese durch die ElCom genehmigt wurden. Um gegenüber der Öffentlichkeit Transparenz in Bezug auf den Netzausbau zu gewährleisten, werden die Mehrjahrespläne nach der Genehmigung durch die ElCom durch die Netzbetreiber veröffentlicht. Der Mehrjahresplan von der Swissgrid wird zudem – wie bisher das Strategische Netz – als Anhang in den neuen Sachplan aufgenommen. Allfällige Änderungen, die sich mit der jährlichen Erstellung des Mehrjahresplans und der Überprüfung durch die ElCom ergeben, werden jeweils im Sachplan nachgeführt. Auch der Bedarf an Um- und Ausbauprojekten im SBB-Übertragungsnetz wird in regelmässigen Abständen durch den Bundesrat im SEN im Sinne des strategischen Netzes 16,7 Hz genehmigt. Um den Unterschieden zwischen den 50-Hz-Netzen und dem Netz der SBB angemessen Rechnung zu tragen, werden im SEN spezielle Anforderungen der SBB-Übertragungsleitungen gesondert berücksichtigt.

5.5 Teilschritt Räumliche Koordination

Die räumliche Koordination beim Netzausbau (siehe Abbildung 2) beruht auf den Grundlagen, die von der Politik und den Netzbetreibern auf einer übergeordneten Ebene erarbeitet worden sind. Massgebend sind insbesondere die vom Parlament verabschiedeten Leitlinien für die Weiterentwicklung des Schweizer Stromnetzes (siehe Kapitel 4) und der vom Bundesrat festgelegt aktuelle Szenariorahmen (siehe Kapitel 5.3), auf deren Grundlage die Netzbetreiber eine Bedarfsermittlung (Mehrsjahrespläne) erarbeitet haben (siehe Kapitel 5.4). Diese Mehrjahrespläne bilden die Basis für räumliche Koordination des Netzausbaus mit den anderen räumlichen Interessen. Die räumliche Koordination erfolgt verfahrensmässig im Rahmen eines Sachplanverfahrens.

³² Artikel 22 der EU-Richtlinie 2009/72/EG zum Elektrizitätsbinnenmarkt legt ebenfalls einen Zeithorizont von 10 Jahren für die Netzentwicklungspläne der Übertragungsnetzbetreiber fest.

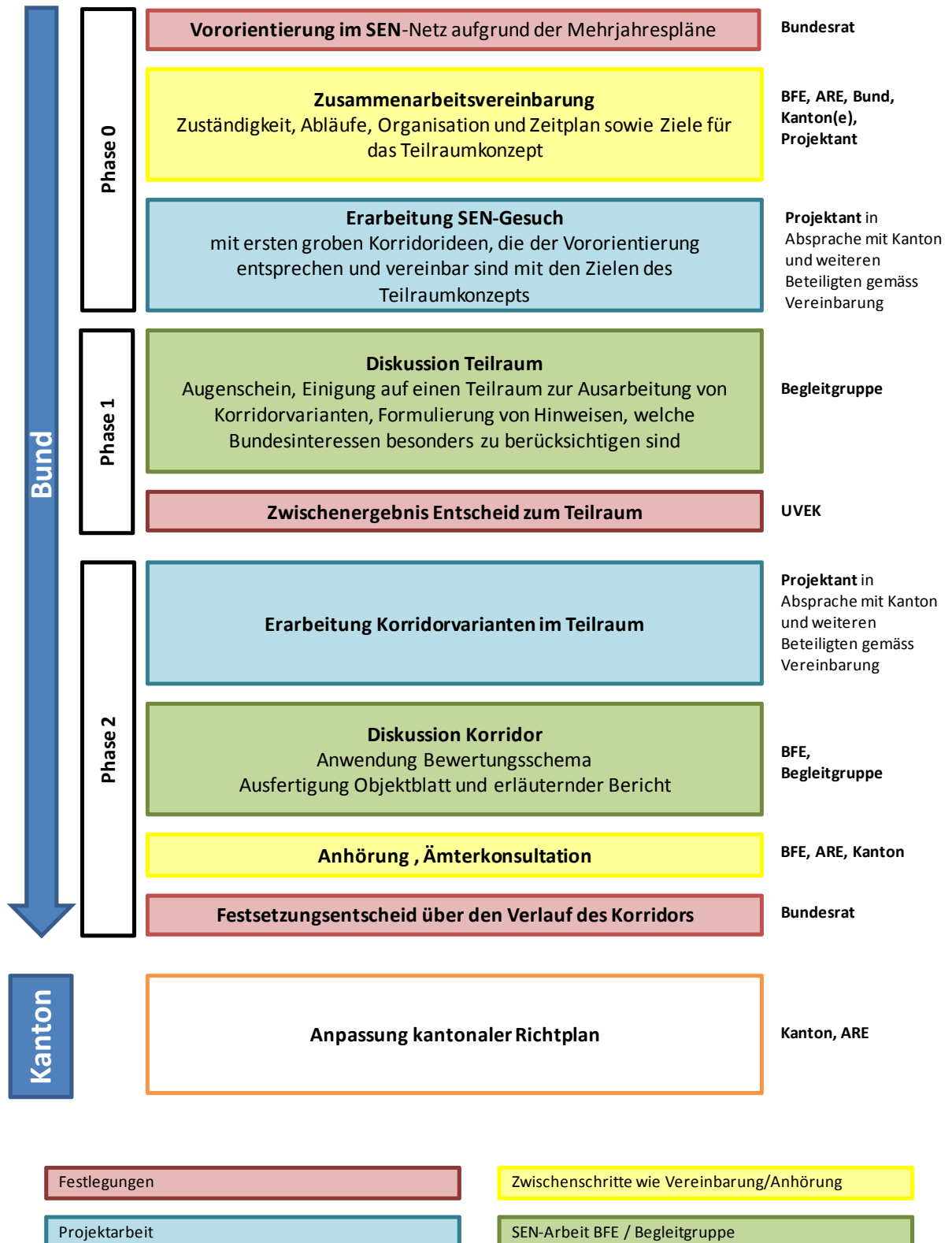


Abbildung 2: Übersicht der Abläufe und involvierten Institutionen bei der räumlichen Koordination



Im zeitlichen Ablauf des Sachplanverfahrens gibt es drei Meilensteine (Art. 5 Abs. 2 RPV):

1. *Vororientierung:*
Das Vorhaben ist auf Basis der Bedarfsermittlung in der Mehrjahresplanung aufgenommen und die Anfangs- und Endpunkte sind bekannt.
2. *Zwischenergebnis:*
Ein Teilraum, innerhalb dessen durch die Projektantin mögliche Korridorvarianten gesucht werden können, ist in Zusammenarbeit mit Bund, Kanton(e), Projektantin und Organisationen erarbeitet und definiert. Die wichtigen Interessenskonflikte und die zu beachtenden Rahmenbedingungen für die Ausarbeitung von Korridorvarianten sind bekannt.
3. *Festsetzung:*
Der Korridor ist mit den räumlichen Interessen abgestimmt. Der Kanton und die betroffenen Gemeinden konnten bei der Planung ihre Anliegen einbringen. Das Bewertungsschema Übertragungsleitungen wurde auf die von der Projektantin vorgeschlagenen Varianten angewendet. Falls nötig werden Anweisungen an die weitere Planung festgehalten.

Das neue überörtlich und langfristig ausgerichtete Sachplanverfahren wird entlang dieser drei Meilensteine in zwei Phasen durchgeführt:

Phase 1: Vororientierung bis Zwischenergebnis

- Der Bundesrat hat mit der Genehmigung der von den Netzbetreibern erstellten Mehrjahrespläne diese, bzw. die in diesen Plänen aufgeführten Leitungsbauprojekte als Vororientierung in den Sachplan aufgenommen und damit als Ausgangspunkt für deren Konkretisierung gesetzt.
- Auf der Grundlage dieser Vororientierung vereinbaren Bund, Kantone und Projektant gemeinsam die Zusammenarbeit für die Erarbeitung eines Teilraumkonzeptes, welches sich über den Planungsprozess zu den wichtigsten Leitungsbauvorhaben im genannten Raum äussert. Zwingender Inhalt einer solchen Zusammenarbeitsvereinbarung sind einerseits die Ziele, die in einem bestimmten Teilraum erreicht werden sollen und andererseits die Modalitäten der Zusammenarbeit wie Zuständigkeiten, Abläufe, Organisation und Zeitplan. Das BFE koordiniert zusammen mit dem ARE diesen Prozess.
- In einem ersten Schritt erarbeitet anschliessend die Projektantin gemäss Vereinbarung die Grundlagen für ein Sachplangesuch. Sie hält sich dabei an die Vorgaben der Vororientierung und der mit der Zusammenarbeitsvereinbarung festgelegten Zielen des Teilraumkonzeptes (Bündelung der Infrastrukturen, Interessen- und Lastenausgleich, etc.).
- Sobald diese Grundlagen vorliegen reicht die Projektantin formell beim BFE das Gesuch um die Bezeichnung eines bestimmten Teilraumes für die Weiterentwicklung eines konkreten Leitungskorridors ein.
- Das BFE eröffnet das Sachplanverfahren, indem es eine Begleitgruppe für dieses konkrete Vorhaben bezeichnet. Es organisiert und leitet die Diskussion in dieser Begleitgruppe im Hinblick auf die Bezeichnung eines Teilraumes innerhalb dessen in Phase 2 die Beurteilung von Korridorvarianten erfolgen kann.
- Die Einigung in der Begleitgruppe auf einen Teilraum zur Ausarbeitung von Korridorvarianten wird mit dem Zwischenergebnis sachplanerisch festgehalten. Über das erreichte Zwischenergebnis informiert das UVEK über das Publikationsorgan des Bundes und des betroffenen Kantons.

Ziel dieser Phase 1 ist eine erste räumliche Grobabstimmung, die von den Mitgliedern der Begleitgruppe und vom betroffenen Kanton positiv beurteilt wird und für die Projektantin erste Anweisungen für die Projektierung der möglichen Korridorvarianten gibt. Der Schwerpunkt in



dieser Phase liegt auf den Aspekten der räumlichen Koordination, die Berücksichtigung der übrigen öffentlichen Interessen ist durch die Mitwirkung der Fachbehörden sowie der betroffenen Kantone und des Bundes im Rahmen der Begleitgruppe gewährleistet. Das Zwischenergebnis besteht einerseits aus einem Teilraum, welcher der Projektantin genügend Freiheiten lässt, um in Phase 2 mehrere Korridorvarianten auszuarbeiten und andererseits enthält es konkrete Hinweise, welche kantonalen und Bundesinteressen dabei besonders zu berücksichtigen sind.

Phase 2: Zwischenergebnis bis Festsetzung

- Nach der Ausscheidung des Teilraumes im Zwischenergebnis erarbeitet die Projektantin mögliche Korridorvarianten für die Realisierung des Projektes, die den Zielen und der anzustrebenden Entwicklung wie sie in der Zusammenarbeitsvereinbarung festgehalten sind in diesem Teilraum entsprechen.
- Die von der Projektantin erarbeiteten Korridorvarianten werden in der Begleitgruppe diskutiert, gegebenenfalls werden sie nach dem Bewertungsschema Übertragungsleitungen beurteilt. Dabei werden alle für den Korridorentscheid relevanten Aspekte, inklusive der Fragestellungen, die sich aus dem StromVG ergeben, überprüft. Das Ergebnis dieser Diskussionen ist ein Vorschlag für einen Planungskorridor.
- Auf Grund der Empfehlung der Begleitgruppe erarbeitet das BFE anschliessend Objektblatt und erläuternden Bericht für die Korridorfestsetzung durch den Bundesrat und führt die vorgeschriebenen Mitwirkungs-, Anhörungs- und Konsultationsverfahren durch.
- Das Sachplanverfahren wird mit der Korridorfestsetzung durch den Bundesrat, allenfalls durch das UVEK, abgeschlossen.

Ziel der Phase 2 ist es, die Korridorvarianten im Teilraum, der mit dem Zwischenergebnis definiert ist, zu evaluieren und in einem Verfeinerungsprozess auf einen einzigen Planungskorridor zu reduzieren, der einerseits die Zielen des Teilraumes, andererseits die Anforderungen aus der Bedarfsermittlung weitestmöglich erfüllt und gleichzeitig die anderen massgebenden öffentlichen Interessen bestmöglich berücksichtigt. Nach der sachplanerischen Festsetzung des Korridors kann das Plangenehmigungsverfahren für das konkrete Projekt bei der zuständigen technischen Fachbehörde (ESTI, Eidgenössisches Rohrleitungsinspektorat (ERI), BAV) gestartet werden.

Die Strukturierung des Prozesses in zwei Phasen und die klare Definition der Zuständigkeiten bei den einzelnen Schritten wird einen effizienteren Ablauf des Sachplanverfahrens ermöglichen. Die Gesamtdauer für das Verfahren (ohne die Zeit für die Ausarbeitung von detaillierten Korridorvarianten durch die Projektantin im Anschluss an das Zwischenergebnis) soll nicht mehr als ein Jahr betragen. Zudem wird durch den frühen Einbezug der Interessen der Gemeinden über die Kantone und die abschliessende Variantendiskussion für Korridorverläufe im Sachplanverfahren das Plangenehmigungsverfahren deutlich entlastet. Das anschliessende Plangenehmigungsverfahren³³, soll dann in erster Linie gewährleisten, dass das Detailprojekt die gesetzlichen Vorgaben einhält und dass die betroffenen Grundeigentümer einbezogen werden.

Im Sachplanverfahren kommt wie oben beschrieben das Bewertungsschema Übertragungsleitungen zur Anwendung, auf Grundlage dessen u.a. die Frage beantwortet wird, ob eine Leitung zu verkabeln

³³ Das Plangenehmigungsverfahren ist ein Verfahren zur Bewilligung der eingereichten Detailpläne. Es lässt deshalb bereits von seiner Konzeption her grundsätzlich keinen Raum für Variantendiskussionen, da diese regelmässig die Überarbeitung der zur Genehmigung eingereichten Pläne erfordern würden.



oder als Freileitung auszuführen ist³⁴. Das Ziel der Anwendung des Bewertungsschemas ist es, durch eine angemessene Berücksichtigung der Interessen der Raumplanung, Umweltschonung, Technik sowie Wirtschaftlichkeit zu begründeten und ausgewogenen Entscheiden zu kommen, die nachvollzogen werden können. Die für die technische Ausgestaltung und für einen bestimmten Trassenverlauf einer Leitung ausschlaggebenden Argumente sollen auch im Rahmen von allfälligen Gerichtsverfahren Bestand haben. Auch dies ist ein Beitrag zur Beschleunigung der Plangenehmigungsverfahren, da die Diskussion von Varianten bereits erfolgte und keine vertieften Studien mehr nachgeholt werden müssen. Dabei ist der Resonanzproblematik im 16.7-Hz-Netz speziell Rechnung zu tragen. Auch die EICom ist bei der Anwendung des Bewertungsschemas Übertragungsleitungen eingebunden. Die Projektantin muss bei der Einreichung eines SEN-Gesuchs entsprechend den von der EICom vorgegebenen Parametern detaillierte Angaben zu den Kosten des projektierten Vorhabens machen. Diese Angaben fliessen anschliessend in die Gesamtbewertung und die Interessenabwägung ein.

Auch bei Projekten auf der Hochspannungsebene (Netzebene 3), für die keine Sachplanpflicht besteht, stellt sich in vielen Fällen die Frage, ob eine Leitung als Freileitung oder als unterirdische Kabelleitung ausgeführt werden soll. In Fällen, die nicht unter die Vorgaben gemäss Leitlinie „Verkabelung auf der Hochspannungsebene“ (siehe Kapitel 4.8) fallen (d.h. Kostenfaktor der Verkabelungsvariante grösser als der noch zu definierende Mehrkostenfaktor) und die vom ESTI ans BFE überwiesen werden, soll wie für Projekte im Übertragungsnetz eine Interessenabwägung vorgenommen werden. Es ist zu prüfen, ob das Bewertungsschema Übertragungsleitungen (in entsprechend angepasster Form) angewendet werden kann.

Eine Sachplanpflicht besteht derzeit für Leitungen mit einer Nennspannung von 220 kV und höher (50 Hz) sowie 132-kV-Leitungen der SBB (16,7 Hz). Der Sachplan Übertragungsleitungen (SÜL) soll in Zukunft langfristiger und überörtlich (Betrachtung von Teilräumen) ausgerichtet werden und dabei zu einem Sachplan Energienetze (SEN) ausgeweitet werden. Der Fokus liegt zu Beginn auf den Stromnetzen, der SEN soll aber später auf alle leitungsgebundenen Energien (Strom, Gas, Öl) Anwendung finden. Im neuen SEN-Verfahren soll die Netzplanung der Betreiber frühzeitig mit den kantonalen Planungen in einer überörtlichen Teilraumplanung koordiniert und zeitlich abgestimmt werden. Das Ziel des SEN-Verfahrens ist es, die Netzinfrastruktur bestmöglich im Raum zu integrieren und dabei eine qualifizierte Interessenabwägung durchzuführen. Die Kantone werden frühzeitig in das SEN-Verfahren einbezogen, damit sie entsprechend ihrer Aufgabe ihre Planungen mit den Leitungsbauvorhaben der Projektanten abstimmen und die Leitungsprojekte gegenüber ihren Gemeinden vertreten. Weiter müssen sie die raumplanerische Sicherung der bestehenden und geplanten Trassen garantieren. Zudem sind im knappen Raum Infrastrukturen zukünftig besser zu bündeln, was eine frühzeitige, die Sachbereiche übergreifende Zusammenarbeit bedingt. Der in Zusammenarbeit mit den Kantonen und den Projektanten im Rahmen eines SEN-Verfahrens erarbeitete Planungskorridor wird parallel zur bzw. nach der Festsetzung durch den Bundesrat (oder das UVEK in Fällen gemäss Art. 21 Abs. 4 RPV) von den betroffenen Kantonen in den kantonalen Richtplan aufgenommen.

5.6 Teilschritt Bewilligung und Ausführung der Projekte

Aus den Mehrjahresplänen der Netzbetreiber und den Festsetzungen von Korridoren im SEN ergeben sich Projekte, die im Rahmen des Plangenehmigungsverfahrens (PGV) von den Projektanten im Detail ausgearbeitet und projektiert sowie vom ESTI bzw. vom BFE bewilligt werden müssen, wie dies auch heute schon der Fall ist. Im Ablauf des Plangenehmigungsverfahrens sind also keine grundsätzli-

³⁴ Aufgrund der Resonanzproblematik sind im SBB-Bahnstromnetz Verkabelungen kaum mehr möglich. Dies bedeutet in Bezug auf die Anwendbarkeit des Bewertungsschemas Übertragungsleitungen, dass für Vorhaben der SBB Korridorvarianten für Freileitungen bewertet werden.



chen Änderungen vorgesehen. Massnahmen, die die Dauer des Plangenehmigungsverfahrens verkürzen sollen, sind in Kapitel 6 beschrieben. Nach Erteilung der Bewilligung kann die Projektausführung (Bau und Inbetriebsetzung) erfolgen. Es ist zu prüfen, ob für die Projektanten verbindliche Fristen für die Einreichung eines Plangenehmigungsgesuches festgelegt werden sollen.

Die Bewilligung von Anlagen die ganz oder überwiegend der Bahnstromversorgung dienen (Erzeugung, Transformierung, Übertragung, etc.) erfolgt wie bislang durch das BAV, sofern es sich nicht um eine Gemeinschaftsleitung handelt, deren überwiegender Teil auf ein 50-Hz-Werk entfällt.

5.7 Teilschritt Überprüfung Kosteneffizienz

Bei der Bedarfsermittlung findet mittels der Genehmigung der Mehrjahrespläne durch die EICom bereits eine Bestätigung des grundsätzlichen Bedarfs für die darin enthaltenen Projekte vor deren Realisierung statt. Die Überprüfung der Kosteneffizienz bei der Umsetzung der Mehrjahresplanung erfolgt wie bislang gemäss den Regelungen des StromVG und der StromVV. Durch das Risiko von Tarifsenkungen, die ex-post durch die EICom verfügt werden können, wird der Anreiz zum effizienten Ausbau gewährleistet.

Im 16,7-Hz-Bahnstromnetz ist gemäss der Leistungsvereinbarung zwischen dem Bund und der SBB die Überprüfung der Kosteneffizienz für die 132-kV-Übertragungsleitungen Aufgabe der SBB.

6 Optimierung der Bewilligungsverfahren Stromnetze

Neben klaren Rahmenbedingungen und Vorgaben für den Netzaus- und -umbau (siehe Kapitel 4) sowie klar definierten Abläufen und Verantwortlichkeiten im Netzplanungsprozess (siehe Kapitel 5) ist auch die rasche Abwicklung von Bewilligungsverfahren für den Aus- und Umbau der elektrischen Leitungen eine der Voraussetzungen für die zeitgerechte Umsetzung der Strategie Stromnetze. Der Bundesrat hat deshalb das BFE beauftragt, gleichzeitig mit der Erarbeitung der Strategie Stromnetze auch eine Verbesserung des Ablaufs von Bewilligungsverfahren zu prüfen. Das BFE hat in der Folge im Rahmen einer Arbeitsgruppe gemeinsam mit den Projektanten und den Bewilligungsbehörden sowie den von Leitungsbau betroffenen Bundestellen die bestehenden Verfahrensabläufe untersucht und Empfehlungen für die Vereinfachung und Optimierung der Bewilligungsverfahren erarbeitet.³⁵ Hierbei ist anzumerken, dass die Verfahrensdauer zu einem massgeblichen Teil auch vom Verhalten der verwaltungsexternen Beteiligten (Gesuchsteller, Kantone, Einsprecher) abhängt und insofern zu einem bestimmten Grad fremdgesteuert ist.

Als Beschleunigungsmassnahmen mit direkter Auswirkung auf die Verfahrensdauer wurden die Beschränkung der Beschwerdemöglichkeit ans Bundesgericht auf Fragen von grundlegender Bedeutung in Bezug auf elektrische Leitungen und die Einführung von Ordnungsfristen zur Umsetzung empfohlen. Diese beiden Vorschläge wurden mit Beschluss des Bundesrates vom 23. Mai 2012 in die Vorlage zur der Energiestrategie 2050 aufgenommen (Anhang Ziff. 1). Die entsprechenden Gesetzesänderungen sind damit eingeleitet. Die erste Änderung betrifft die Erweiterung des Katalogs für unzulässige Beschwerden in öffentlich-rechtlichen Angelegenheiten (zusätzlicher Buchstabe w in Artikel 83 des Bundesgerichtsgesetzes). Mit dieser Erweiterung wird der Zugang ans Bundesgericht auf Rechtsfragen von grundsätzlicher Bedeutung in Bezug auf die Plangenehmigung von elektrischen Anlagen beschränkt. Mit der zweiten Anpassung werden Artikel 16 Absatz 5 EleG und neuer Artikel 16a^{bis} EleG eingeführt, welche Regelfristen für die Gesamtverfahrensdauer festlegen und die Leitbehörde wie

³⁵ Die Arbeitsgruppe Rechtsfragen und Verfahren hat in 6 Sitzungen zwischen Mitte März und Mitte Juli 2012 insgesamt 77 Massnahmen zur Verfahrensbeschleunigung diskutiert und davon 36 zur Umsetzung bzw. zur Weiterverfolgung empfohlen. Der Schlussbericht dieser Arbeitsgruppe folgt.



auch die Verfahrensbeteiligten anhalten sollen, die Verfahren beschleunigt abzuwickeln und ihren Mitwirkungsrechten und Pflichten ohne Verzug nachzukommen.

Neben diesen beiden Massnahmen wird eine Reihe von weiteren Massnahmen (17) zur Umsetzung empfohlen, welche die Rahmenbedingungen für den Um- und Ausbau der Stromnetze verbessern, bzw. die Abwicklung der entsprechenden Bewilligungsverfahren erleichtern (und damit beschleunigen) sollen. Einige sind bereits in die in diesem Dokument beschriebenen Leitlinien (siehe Kapitel 4.6, 4.7, 4.8 und 4.10) und Abläufe (siehe Kapitel 5.5) eingeflossen. Es handelt sich um die regionale Infrastrukturgesamtplanung, um die nationale Bedeutung der Übertragungsnetze, um eine strukturierte Interessenabwägung für Projekte des Übertragungsnetzes, um Richtlinien für die Verkabelung sowie um die Regelung der Anrechenbarkeit von Kosten.

Weitere Massnahmen zur Optimierung der Bewilligungsverfahren, die zusätzlich im Zusammenhang mit der Strategie Stromnetze auf Gesetzesstufe umgesetzt oder vertieft geprüft werden sollen, sind:

- Verzicht auf Durchführung eines Sachplanverfahrens für Übertragungsleitungen der SBB: Für Leitungen der SBB, auch auf Spannungsebene 132 kV, wird kein Sachplanverfahren durchgeführt, wenn sie nicht als Gemeinschaftsleitung mit einer 220/380 kV-Leitung 50 Hz geplant werden.
- Präzisierung der Anforderungen an die Einsprachelegitimation im Plangenehmigungsverfahren: Mit der genaueren Umschreibung der Voraussetzungen für eine Einsprache können offensichtlich unzulässige Einsprachen rasch selektiert und die Verfahren dadurch entlastet werden.
- Anpassung der Zuständigkeiten und Kompetenzen in den Plangenehmigungsverfahren: Es soll geprüft werden, ob in Zukunft das ESTI oder das BFE alleine für die Erteilung von Plangenehmigungsverfügungen zuständig sein soll. Wenn die heutige Regelung nicht geändert wird, soll dem ESTI die Kompetenz zum Erlass von Nichteintretensverfügungen auf Einsprachen eingeräumt werden.
- Straffung der Verfahren in Bezug auf die Mitwirkung der Eidgenössischen Natur- und Heimatschutzkommission (ENHK): Im Interesse einer raschen und effizienten Verfahrensabwicklung sollten die Aufgaben der ENHK und deren Mitwirkung in den Bewilligungsverfahren für Infrastrukturanlagen vor dem Hintergrund der modernen Verwaltungsorganisation mit spezialisierten Fachstellen auf eidgenössischer wie auf kantonaler Ebene überprüft werden. Diese Massnahme ist im Übrigen auch Gegenstand von parlamentarischen Vorstössen (z.B. 12.3069 Mo. FDP-Liberale Fraktion, 12.402 Pa.IV. Eder, 12.3319 IP Bischof).

Unabhängig von der Umsetzung der Strategie Stromnetze können auf Verordnungsebene bereits verschiedene Massnahmen umgesetzt werden:

- Definition von flexibleren Kriterien für den Verzicht auf ein SÜL-Verfahren
- Abgrenzung von Instandhaltung und Änderung einer Anlage im EleG: Instandhaltungsarbeiten werden heute oft als Änderung einer Anlage taxiert und bedingen ein Plangenehmigungsverfahren. Es soll deshalb gesetzlich festgelegt werden, was als Instandhaltung einer Anlage gilt und keiner Plangenehmigung bedarf.
- Verkürzung der Zusatzfrist von zwei Monaten zur Einreichung einer Stellungnahme des BAFU auf einen Monat
- Zulassung des sofortigen Baubeginns mit Erlass der Plangenehmigungsverfügung für kleinere elektrische Anlagen

Auf einer untersten Umsetzungsebene wurden 16 Möglichkeiten zur Verfahrensoptimierung diskutiert, die auf Stufe Organisation und verwaltungsintern umzusetzen sind. Dafür sind das UVEK oder sogar das BFE direkt zuständig.



7 Auswirkungen auf Verfahrensablauf und -dauer

Die Gliederung des Netzplanungsprozesses in transparente Teilschritte sowie eine klare Definition der Zuständigkeiten sollen dazu führen, dass mit der Komplexität des Gesamtprozesses bestmöglich umgegangen werden und die erforderliche Koordination zwischen den beteiligten Akteuren effizient erfolgen kann. Die erwarteten Auswirkungen der Vorschläge in Kapitel 4 (Leitlinien), Kapitel 5 (Ablauf des zukünftigen Netzplanungsprozesses) und Kapitel 6 (Optimierung der Bewilligungsverfahren Stromnetze) auf Verfahrensablauf und -dauer sind in Abbildung 3 dargestellt. Die neuen Elemente in den ersten drei Teilschritten – insbesondere die Bedarfsermittlung auf Basis des energiewirtschaftlichen Szenariorahmens – sollen die nachfolgenden Verfahren entlasten und vereinfachen. Zudem soll die räumliche Koordination im neuen SEN (4. Teilschritt in Abbildung 1) verstärkt strategisch ausgerichtet (keine Detailprojektbetrachtungen) und so der Gesamtprozess optimiert werden. Der SEN soll sich auf die vorgängige Bedarfsermittlung abstützen und sich nicht mehr wie heute im SÜL gestaffelt mit einzelnen Ausbauprojekten befassen. Somit wird eine zeitliche Entkoppelung von den anschliessenden Bewilligungsverfahren (PGV, 5. Teilschritt in Abbildung 1) erreicht. Das PGV soll in den meisten Fällen für Einzelprojekte direkt gestartet werden, sofern diese im Rahmen der längerfristig und überörtlich ausgerichteten räumlichen Koordination das SEN-Verfahren bereits durchlaufen haben (Zeitgewinn bis zu einem Jahr). Zusammen mit den Massnahmen zur Verfahrensbeschleunigung (bis zu einem Jahr Zeitgewinn im PGV und zwei Jahre auf Grund der Einschränkung der Beschwerdemöglichkeit ans Bundesgericht (BGer)) wird eine Reduktion der gesamten Verfahrensdauer für umstrittene Netzprojekte von heute neun bis dreizehn Jahren auf vier bis fünf Jahre angestrebt (siehe Abbildung 3). An den Verfahrensablauf schliesst sich die Bauphase an, die für Übertragungsleitungen rund zwei bis drei Jahren in Anspruch nimmt.

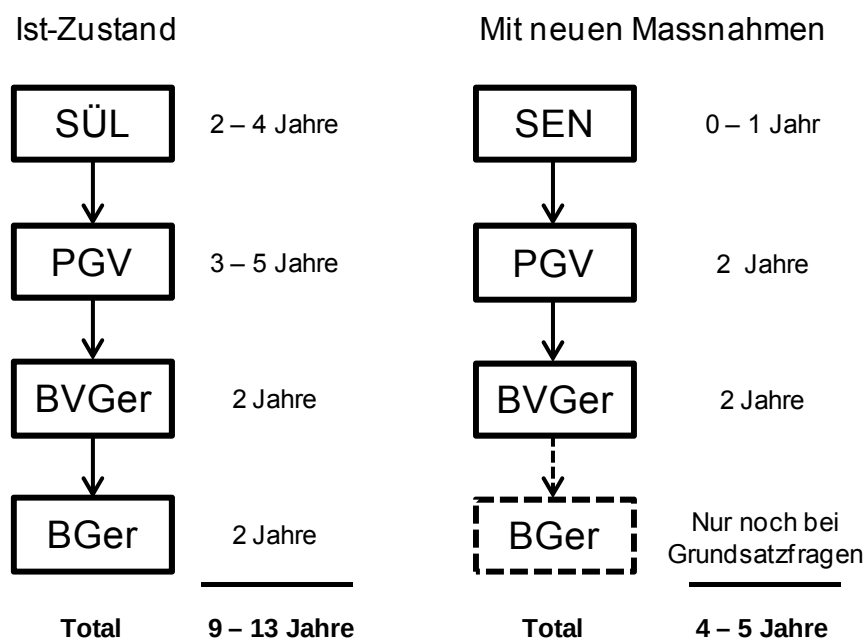


Abbildung 3: Verfahrensablauf – Vergleich des Ist-Zustands mit der Situation nach Umsetzung der vorgeschlagenen Massnahmen für umstrittene Netzprojekte. Die in dieser Abbildung dargestellten Phasen beziehen sich auf die Teilschritte Räumliche Koordination (SÜL bzw. SEN) und Bewilligung Projekte (PGV inkl. der Gerichtsverfahren) aus Abbildung 1. Die zwei- bis dreijährige Bauphase, die sich an den Verfahrensablauf anschliesst, ist in der Graphik nicht dargestellt.



8 Ökonomische Zusammenhänge

Neben den Aspekten, die mit der Strategie Stromnetze adressiert werden (z.B. klare Rahmenbedingungen und Prozesse für die Netzplanung sowie eine erhöhte Investitionssicherheit durch die Vorab-Bedarfsprüfung) sind auch die Finanzierungsbedingungen von zentraler Bedeutung. Geeignete wirtschaftliche Investitionsanreize sind erforderlich, um konkrete Anreize zum Netzaus- und- umbau zu setzen. Hierbei fällt neben der ausreichenden Kapitalverfügbarkeit ein nachhaltiger Kapitalkostensatz (WACC) ins Gewicht, der dazu geeignet ist, langfristige Kapitalbindungen zu bewirken. Die diesbezüglichen Arbeiten werden derzeit unter dem Aspekt der Energiestrategie 2050 im Rahmen der Revision StromVV weitergeführt.

Aus der Strategie Stromnetze resultieren neue Prozesse und Rahmenbedingungen. Insbesondere im Zusammenhang mit der Mehrjahresplanung der Netzbetreiber ist von Bedeutung, wie die neuen Instrumente und Abläufe in den Rahmen einer allfälligen Anreizregulierung integriert bzw. überführt werden könnten. Es wurde bislang für den Fall einer möglichen Anreizregulierung diskutiert, dass bei der Swissgrid die Kosten zeitnah über Investitionsbudgets³⁶ sowie bei den Verteilnetzbetreibern über einen Erweiterungsfaktor³⁷ und eine pauschale Investitionszulage³⁸ abgegolten werden. Damit würde der – über diese Instrumente – identifizierte Investitionsbedarf bei der Bestimmung der zulässigen Erlöse der Netzbetreiber zeitnah berücksichtigt. Im Falle der Einführung einer Anreizregulierung könnten die Mehrjahrespläne innerhalb einer ersten Regulierungsperiode bei einem Plankostenansatz grundsätzlich direkt in die Berechnung des Erweiterungsfaktors einfließen, falls die Mehrjahrespläne in dieser Periode die Investitionen bestimmen. Ein solcher Ansatz ist aber bislang im Detail nicht vorgesehen und müsste in Bezug auf seine Anzeizeffekte hinsichtlich der Kosteneffizienz weiter diskutiert werden.

Zumindest in der mittleren Frist ist dabei zu beachten, dass eine über die Vorab-Bedarfsgenehmigung unterstellte strukturelle Effizienz von Teilen der Netzebene 2 und 3 ein Benchmarking der Verteilnetzbetreiber im Rahmen einer Anreizregulierung (zur Bestimmung des X-Faktors) erschweren könnte. Hier wären geeignete Lösungen noch näher zu untersuchen, um einerseits die Umsetzbarkeit einer Anreizregulierung hinreichend zu gewährleisten, andererseits die gewünschte Investitionssicherheit zu erhalten. Grundsätzlich ist auch denkbar, dass sich die Vorab-Genehmigungen auf strukturelle Parameter beziehen, die im Benchmarking ex-ante gesetzt werden. Hierdurch wird deren strukturelle Ausprägung und damit zugleich mögliche strukturelle Ineffizienzen (bspw. überdimensionierte Leitungslänge, Umspannleistung) vorab akzeptiert (sowie das Benchmarking von der Auswahl der erklärenden Variablen her prädeterniert). Zu beachten ist hierbei, dass sich verbleibende Überdimensionierungen bei einem Benchmarking sogar effizienzsteigernd darstellen können (bspw. eine überdimensionierte Leitungslänge). Diese Punkte sind bei einer allfälligen Übertragung der hiesigen Vorgaben in den Kontext der Anreizregulierung umfassend zu bedenken und können ggfs. zu entsprechenden

³⁶ Unter Investitionsbudgets sind Vorab-Genehmigungen für wichtige Investitionsprojekte auf der Ebene der nationalen Netzgesellschaft zu sehen, die zu einer zeitnahen Erlöswirksamkeit führen. Die Erlösobergrenze wird um dieses (annualisierte) Budget erhöht.

³⁷ Der Erweiterungsfaktor soll sicherstellen, dass Kosten für Erweiterungsinvestitionen, die sich bei einer nachhaltigen Änderung der Versorgungsaufgabe (z.B. Fläche des versorgten Gebietes oder Jahreshöchstlast) des Netzbetreibers im Laufe der Regulierungsperiode ergeben, bei der Bestimmung der Erlösobergrenze berücksichtigt werden. Der Erweiterungsfaktor ist ein multiplikativer Faktor für die Erhöhung der Erlösobergrenze, der diese während der Regulierungsperiode nach relevanten strukturellen Veränderungen des Netzes anpasst. Somit findet eine Anpassung dieser Grenze, welche die Erlösmöglichkeiten des Netzbetreibers bestimmt, schon in einer Periode von bspw. 5 Jahren statt und nicht erst zeitverzögert zur nächsten Regulierungsperiode.

³⁸ Eine pauschale Investitionszulage impliziert einen pauschalen Zuschuss für neue Investitionen in dem Sinne, dass die Erlösobergrenze zusätzlich um x% des Umfangs der getätigten neuen Investitionen erhöht werden kann (bspw. 1% in Deutschland).



Anpassungen führen. Ein weiterer zu berücksichtigender Aspekt beim Übergang zu einer Anreizregulierung sind die Mehrkosten durch die in den Kapiteln 4.8 ff vorgeschlagenen Massnahmen. Während die generelle Anrechenbarkeit der Mehrkosten im bestehenden Cost-Plus-Modell ausreichend ist, muss bei einer Anreizregulierung im Zuge eines Benchmarking-Verfahrens eine gesonderte Berücksichtigung (bspw. als nicht-beinflussbare Kosten) erfolgen.

Das Ziel einer bedarfs- und zeitgerechten Netzentwicklung ist unabhängig von der Art der Kostentragung anzustreben. Innerhalb der Strategie Stromnetze sind daher keine Änderungen in Bezug auf das derzeitige Ausspeisemodell vorgesehen.³⁹ Mit einer zunehmenden dezentralen Einspeisung in den Verteilnetzen ergeben sich jedoch auch innerhalb des Ausspeisemodells Fragestellungen im Zusammenhang mit der Gestaltung der Netztarife. Die derzeitigen gesetzlichen Regelungen gewähren den Netzbetreibern im Allgemeinen zwar einen relativ grossen Spielraum bei der Netztarifizierung. Art. 18 Abs. 2 StromVV fordert jedoch, dass der Netznutzungstarif bei Spannungsebenen unter 1 kV für Endverbraucher in ganzjährig genutzten Liegenschaften ohne Leistungsmessung zu mindestens 70 Prozent ein nicht-degressiver Arbeitstarif (Rp./kWh) sein muss. Mit steigender dezentraler Einspeisung auf den unteren Netzebenen wird sich in zunehmendem Mass die Frage stellen, wie in Zukunft Anreize zur Energieeffizienz über Netztarife mit einer verursachergerechten Netztarifizierung in Einklang zu bringen sind.

9 Mitwirkung, Kommunikationsmassnahmen

Die Öffentlichkeit und die Betroffenen werden in allen Phasen möglichst frühzeitig einbezogen. Die zuständigen Bundesstellen, Kantone und Projektanten stimmen sich dabei ab. Die geeigneten Kommunikationsmassnahmen hierzu sind noch weiter zu konkretisieren.

In der AG Energienetze nehmen die direkt betroffenen Akteurinnen und Akteure Einsitz (siehe Kapitel 5.1). Das BFE hat zudem einen „Beirat Energienetze“ einberufen, welcher die vorgeschlagene Strategie aus politischer Sicht beurteilt und Empfehlungen für die Weiterentwicklung abgeben kann. Dieser Beirat setzt sich aus Vertreterinnen und Vertretern der Wirtschaft, der Wissenschaft und der Politik zusammen.

Die Mitwirkung von Interessenvertreterinnen und -vertretern, Verbänden und der Öffentlichkeit ist insbesondere bei der Anhörung des Entwurfs für den Szenariorahmen erforderlich. Ziel dieser Konsultation ist eine transparente Beteiligung der Öffentlichkeit in einem frühen Stadium des gesamten Netzplanungsprozesses, der die Akzeptanz für den erforderlichen Netzausbau stärken soll.

³⁹ Die Thematik der Netzkostentragung wird bei Wiederaufnahme der Arbeiten zur Revision StromVG (AG Kraftwerkskomponente) behandelt.



10 Gesetzlicher Anpassungsbedarf bei einer Umsetzung der Strategie Stromnetze

Die vorstehenden Vorschläge für Leitlinien und den Ablauf des zukünftigen Netzplanungsprozesses haben Auswirkungen auf bestehende Gesetze und Verordnungen, damit eine allgemein verbindliche Umsetzung der Strategie Stromnetze gewährleistet werden kann. Im Folgenden ist der voraussichtliche gesetzliche Anpassungsbedarf nach Bundesgesetzen geordnet ausgewiesen. Weil die Ausgestaltung von Rahmenbedingungen, Verantwortlichkeiten und Abläufen im Rahmen der Strategie Stromnetze noch nicht abgeschlossen ist, können sich allenfalls noch Änderungen beim gesetzlichen Anpassungsbedarf ergeben.

10.1 Bundesgesetz über die Raumplanung (RPG)

Die langfristige und überörtliche Koordination von Stromnetzen mit den anderen Ansprüchen an den Raum, insbesondere mit anderen Infrastrukturen, Siedlungsplanungen oder Schutzansprüchen, die in der Leitlinie 4.5 angesprochen wird, ist eine der wichtigsten Grundvoraussetzungen der strategischen Netzplanung im Rahmen des Sachplans Energienetze. Dieses Anliegen sollte daher idealerweise im Rahmen der zweiten Teilrevision des Bundesgesetz über die Raumplanung (RPG; SR 700) aufgenommen und erfüllt werden. Wenn das aus Zeitgründen nicht möglich ist oder eine Aufnahme in den vorliegenden Revisionsentwurf nicht geboten scheint, so ist dieses Postulat im Rahmen der Umsetzung der Strategie Stromnetze nachträglich ins Raumplanungsrecht einzufügen.

10.2 Bundesgesetz betreffend die elektrischen Stark- und Schwachstromanlagen (EleG)

Die Umsetzung der Strategie Stromnetze bedingt folgende Anpassungen im Bundesgesetz über die elektrischen Stark- und Schwachstromanlagen (EleG; SR 734.0):

- Leitlinie 4.8: Der Grundsatz der Verkabelung für neue Hochspannungsleitungen (NE 3) bei Erfüllung von noch zu bestimmenden Kriterien (z.B. Mehrkostenfaktor) ist mitsamt Ausnahmen im Gesetz festzuhalten.
- Leitlinie 4.9: Als Kompensation für den Bau von neuen Höchstspannungsleitungen (220/380 kV) ist die Verkabelung von Leitungen der Mittelspannungsebene ins EleG aufzunehmen.

Im Hinblick auf die Optimierung der Bewilligungsverfahren sind im Rahmen der Strategie Stromnetze folgende Anpassungen im EleG vertieft zu prüfen:

- Verzicht auf Durchführung eines Sachplanverfahrens für SBB: Für Leitungen der SBB, auch auf Spannungsebene 132 kV, soll kein Sachplanverfahren durchgeführt werden, wenn sie nicht als Gemeinschaftsleitung mit einer 220/380 kV-Leitung 50 Hz geplant werden.
- Präzisierung der Einsprachelegitimation im Plangenehmigungsverfahren: Mit der genaueren Umschreibung der Voraussetzungen für eine Einsprache können offensichtlich unzulässige Einsprachen vermieden werden.
- Anpassung der Zuständigkeiten und Kompetenzen in den Plangenehmigungsverfahren: Es soll geprüft werden, ob in Zukunft das ESTI oder das BFE alleine für die Erteilung von Plangenehmigungsverfügungen zuständig sein soll. Wenn die heutige Regelung nicht geändert wird, soll dem ESTI die Kompetenz zum Erlass von Nichteintretensverfügungen auf Einsprachen eingeräumt werden.
- Vorhaben, die als Teil des Mehrjahresplans der nationalen Netzgesellschaft oder der Bedarfsplanung der SBB in einen Sachplan nach dem Raumplanungsgesetz aufgenommen wurden, stellen ein Interesse von nationaler Bedeutung dar (analoge Formulierung zu Art. 15 Entwurf EnG).



10.3 Bundesgesetz über die Stromversorgung (StromVG)

Das Bundesgesetz über die Stromversorgung (StromVG; SR 734.7) soll durch die Umsetzung der vorliegenden Strategie ein neues Kapitel 2a „Netzplanung“ erhalten. Dieses soll sich am Rahmen des Sachplans Energienetze gemäss Darstellung in Kapitel 5.5 orientieren, ohne jedoch den politischen Teil des SEN gesetzlich zu regeln. Das Kapitel ist in folgende Artikel zu gliedern:

- Szenariorahmen: Die Swissgrid und die Verteilnetzbetreiber haben den gesamtschweizerischen Szenariorahmen des Bundesrates neben den kantonalen Richtplänen betreffend die Energieproduktionsstandorte als verbindliche Grundlage für ihre Bedarfsermittlung zu nutzen. Die im Szenariorahmen enthaltenen Grundlagen müssen von der ElCom berücksichtigt werden.
- Bedarfsermittlung/Mehrjahrespläne:
 - o Mehrjahrespläne: Bereits heute haben die Netzbetreiber eine Pflicht zur Erstellung von Mehrjahresplänen (Art. 8 Abs. 2 StromVG). Neu sollen sich die Mehrjahrespläne aus der Bedarfsermittlung aufgrund des Szenariorahmens ergeben. Die Mehrjahrespläne sollen als verbindliches Planungsinstrument für die Netzbetreiber eingeführt werden. In diesem Artikel bzw. in der Ausführungsverordnung ist die genaue Ausgestaltung der Rechte und Pflichten der Beteiligten, unter anderem in den Bereichen der Information und Koordination zu verankern (vgl. Kapitel 5.4).
 - o Koordination: Im Sinne der Leitlinie 4.4 sind die verschiedenen Koordinationspflichten der beteiligten Akteure zusammen mit deren Überwachung durch die ElCom gesetzlich festzuhalten.
 - o Planungsgrundsätze:
 - Entsprechend der Leitlinie 4.1 sind die Pflichten der Netzbetreiber bei ihrer Planung verbindlich festzulegen, unter anderem in Hinblick auf die Energiestrategie 2050. Der heutige Art. 8 Abs. 1 StromVG wird somit konkretisiert.
 - Zudem sind in Bezug auf die internationale Anbindung die Aufgaben der nationalen Netzgesellschaft im Sinne der Leitlinie 4.2 zu präzisieren.
 - Im Sinne der Leitlinie 5.6 kann eine Interessenabwägung vorgenommen und festgestellt werden, dass einer bestimmten Übertragungsleitung ein nationales Interesse zukommt.
- Sachplan Energienetze (Hinweis auf das weitere Verfahren): Der Szenariorahmen und die anhand der Bedarfsermittlung erstellten Mehrjahrespläne finden als Planungsgrundlagen Eingang in den Sachplan Energienetze.

Neben diesem Kapitel zur Netzplanung sind die Bestimmungen über die anrechenbaren Netzkosten anzupassen und gegebenenfalls in StromVG zu berücksichtigen. Dabei sollen folgende Kosten als anrechenbar gelten:

- die Kosten einer Verkabelung (Leitlinie 4.8);
- Abschreibungen infolge notwendiger Verkabelungen aufgrund der Kompensationspflicht (Kapitel 4.9); Weitere Zusatzkosten von Netzprojekten (Leitlinie 4.10);
- Aufwendungen für F&E-Tätigkeiten im Bereich der Smart Grids (Leitlinie 4.11).

Zudem soll in Ausführung des Art. 20 Abs. 2 Bst. e StromVG in der StromVV die Swissgrid verpflichtet werden, auf europäischer Ebene die Interessen der Schweiz betreffend Supergrid einzubringen (Leitlinie 5.3).



10.4 Bundesgesetz über den Natur- und Heimatschutz (NHG)

Bei der Bewilligung von einzelnen Infrastrukturprojekten (nicht nur bei elektrischen Anlagen) zeigt sich immer wieder, dass bei der Untersuchung und Prüfung der Schutzinteressen Doppelspurigkeiten und Redundanzen bestehen, die verfahrensverzögernd wirken. So untersucht i.d.R. im konkreten Projekt der Projektant bzw. ein von ihm beauftragtes spezialisiertes Unternehmen die Auswirkungen eines Projektes auf alle möglichen Schutzbereiche. Der entsprechende Bericht wird zunächst von den darauf spezialisierten kantonalen Fachstellen geprüft. Im Anschluss daran prüft das BAFU als zuständige Fachstelle des Bundes diesen Bericht noch einmal. Ist ein BLN betroffen, untersucht die ENHK das, was bereits der Projektant, der Kanton und das BAFU geprüft haben, ein weiteres Mal und erstellt eine (weitere) Expertise dazu. Im Interesse einer raschen und effizienten Verfahrensabwicklung sollten die Aufgaben der ENHK und deren Mitwirkung in den Bewilligungsverfahren für Infrastrukturanlagen vor dem Hintergrund der modernen Verwaltungsorganisation mit spezialisierten Fachstellen auf eidgenössischer wie auf kantonomer Ebene überprüft werden. Diese Massnahme ist im Übrigen auch Gegenstand von parlamentarischen Vorstössen (z.B. 12.3069 Mo. FDP-Liberale Fraktion, 12.402 Pa.IV. Eder, 12.3319 IP Bischof)).

11 Personelle und finanzielle Auswirkungen

Die Erarbeitung der gesetzlichen Grundlagen sowie der Ausführungsbestimmungen zur Strategie Stromnetze führen beim BFE sowie weiteren Verwaltungseinheiten zu einer personellen Mehrbelastung. Es ergeben sich keine direkten finanziellen Auswirkungen für den Bund.

Mit der Strategie Stromnetze soll ein bedarfsgerechtes, das heisst ein volkswirtschaftlich möglichst effizientes Stromnetz realisiert werden können. Die Kosten für die Planung (u.a. infolge Verzögerungen), externe Kosten (u.a. für Landschaftsschutz) sollen reduziert und Kosten für unnötige oder falsche Netze (sog. „Sunk Costs“) sollen wenn möglich vermieden werden. Diesbezügliche Betrachtungen sind im Verlauf der Konkretisierung der Strategie zu vertiefen.



12 Weiteres Vorgehen

Nach Vorliegen eines Entwurfes des Detailkonzepts zur Strategie Stromnetze ist vorgesehen, die konzeptionellen Arbeiten zur Konkretisierung und Bereinigung des Detailkonzepts wie folgt abzuschliessen:

Das UVEK wird beauftragt, dem Bundesrat bis Frühjahr 2013 ein bereinigtes Detailkonzept zum Entscheid zu unterbreiten. Vorab wird durch das BFE eine schriftliche Konsultation des Konzeptes durchgeführt.

Gegenüber dem ursprünglichen Zeitplan (Herbst 2012) stellt der oben genannte Termin für die Bereinigung des Detailkonzept eine Verzögerung dar, welche sich aufgrund der Komplexität, der Vielzahl unterschiedlicher Akteure und der Anzahl betroffener gesetzlicher Bestimmungen als erforderlich erweist.

Bei den weiterführenden Arbeiten zur Strategie Stromnetze müssen insbesondere die folgenden Themen noch vertieft werden:

- Leitlinie Internationale Anbindung (siehe Kapitel 4.2): Die Leitlinie soll hinsichtlich der Höhe der Import- und Exportkapazitäten konkretisiert werden, die im Hinblick auf die Versorgungssicherheit und auf Ausgleichsmöglichkeiten auf europäischer Ebene für fluktuierende Einspeisungen aus erneuerbaren Energiequellen erforderlich sind.
- Leitlinie Langfristige und überörtliche Koordination von Stromnetzen und Raum (siehe Kapitel 4.5): Konkretisierung der Leitlinie und der daraus resultierenden Abläufe sowie Identifikation des allfälligen gesetzlichen Anpassungsbedarfs bei der 2. RPG-Teilrevision.
- Mehrkostenfaktor Verkabelung (siehe Kapitel 4.8): Es müssen klare Berechnungsvorschriften für den Mehrkostenfaktor und Grundlagen für die Festlegung von dessen Höhe erarbeitet werden.
- Zusätzliche Entschädigungen (siehe Kapitel 4.10): Klare und allgemein verbindliche Regeln für die Auszahlung von zusätzlichen Abgeltung sind auszuarbeiten (u.a. Festlegung von Obergrenzen und Einschränkung des Verwendungszwecks).
- Forschung und Entwicklung im Netzbereich (siehe Kapitel 4.11): Das Modell, mit dem angewandte Forschungs- und Entwicklungstätigkeiten der Netzbetreiber gefördert werden, muss noch konkretisiert werden (u.a. bzgl. der maximalen Höhe der anrechenbaren Kosten und der Nachweispflicht für F&E-Ausgaben).
- Energiewirtschaftlicher Szenariorahmen (siehe Kapitel 5.3): Zum energiewirtschaftlichen Szenariorahmen wird eine Studie durchgeführt, mit der aus Netzplanungssicht erforderliche Inhalte identifiziert und Empfehlungen für das Vorgehen bei der Erstellung des Szenariorahmens erarbeitet werden.
- Erarbeitung einer „Smart Grids Roadmap“: Es soll analysiert werden, welchen Zweck Smart Grids in der Schweiz in Zukunft erfüllen sollen und welche Funktionalitäten dafür erforderlich sind. Ausgehend von der heutigen Ausgangslage sollen die notwendigen Schritte zur Erreichung des identifizierten Zielzustands ermittelt werden.