



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Der Bundesrat

14. Juni 2013

Strategie Stromnetze; Detailkonzept im Rahmen der Energiestrategie 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. 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. 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 Übertragungsebene 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 unter Einbezug der direkt involvierten Akteure geeignete Rahmenbedingungen setzt. Ein wesentlicher Inhalt der Strategie Stromnetze sind Leitlinien, die bei der Weiterentwicklung des Schweizer Stromnetzes berücksichtigt werden müssen. Durch die 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, die überörtliche räumliche Koordination, die nationale Bedeutung der Stromnetze, die Interessenauslegung bei Projekten des Übertragungsnetzes, die Anrechenbarkeit von weiteren Kosten bei Netzprojekten, die Mitberücksichtigung neuer Technologien (Smart Grid) sowie die Mitwirkung, Information und Kommunikation. In der Anwendung der Leitlinien bestehen teilweise Unterschiede zwischen den verschiedenen Netzebenen.

Mit der Strategie Stromnetze wird zudem der Ablauf des zukünftigen Netzentwicklungsprozesses in verschiedene Teilprozesse unter Einbezug aller betroffenen Akteure gegliedert. Die Hauptprozesse sind dabei die Erstellung des energiewirtschaftlichen Szenariorahmens, die Bedarfsermittlung im Rahmen der Mehrjahresplanung (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 Stromnetze. Eine Vorab-Überprüfung des Bedarfs durch die Eidgenössische Elektrizitätskommission (EiCom) 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	7
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	10
3.1	Allgemeines.....	10
3.2	Verfassungsebene	10
3.3	Gesetzesebene	10
3.3.1	Energiegesetz.....	10
3.3.2	Stromversorgungsgesetz.....	10
3.3.3	Elektrizitätsgesetz.....	11
3.3.4	Eisenbahngesetz	11
3.3.5	Raumplanungsgesetz	11
3.3.6	Umweltschutzgesetz.....	11
3.3.7	Natur- und Heimatschutzgesetz	11
3.3.8	Weitere gesetzliche Vorschriften	11
3.4	Verordnungsebene	12
3.5	Einschätzung der bestehenden gesetzlichen Grundlagen	12
3.6	Vereinbarkeit mit den Rechtsgrundlagen in der EU	12
4	Leitlinien für den 50-Hz-Netzaus- und -umbau	14
4.1	Inländische Versorgung	14
4.2	Internationale Anbindung	15
4.3	Electricity Highways (Supergrid)	15
4.4	Koordination der Akteure bei der Bedarfsermittlung.....	16
4.5	Langfristige und überörtliche Koordination von Stromnetzen und Raum	17
4.6	Nationale Bedeutung der Stromnetze.....	18
4.7	Interessenauslegung Projekte Übertragungsnetz (Netzebene 1).....	18
4.8	Verkabelung auf der Hochspannungsebene und darunter	19



4.9	Spannungsebenenübergreifende Ausgleichsmassnahmen von Freileitungen	20
4.10	Weitere anrechenbare Kosten von Netzprojekten	21
4.11	Angewandte Forschung, Entwicklung und Demonstration im Netzbereich (inkl. Smart Grid).....	22
4.12	Mitwirkung, Information und Kommunikation.....	23
4.13	Geographische Gesamtsicht des Elektrizitätsnetzes der Schweiz.....	24
4.14	Netzoptimierung vor Netzverstärkung vor Netzausbau	24
4.15	Technische Netzplanungsgrundsätze.....	26
5	Ablauf des zukünftigen Netzentwicklungsprozesses	27
5.1	Teilschritt gesetzliche Grundlagen.....	28
5.2	Teilschritt Ausführungsbestimmungen (Szenariorahmen).....	28
5.3	Teilschritt Bedarfsermittlung (Mehrjahrespläne)	30
5.4	Teilschritt Räumliche Koordination	32
5.5	Teilschritt Bewilligung und Ausführung der Projekte	38
5.6	Teilschritt Überprüfung Kosteneffizienz	38
5.7	Bezeichnung Stromnetze von nationaler Bedeutung	38
5.8	Bahnstromnetz	38
6	Optimierung der Bewilligungsverfahren Stromnetze	39
7	Auswirkungen auf Verfahrensablauf und -dauer.....	42
8	Ökonomische Zusammenhänge	44
9	Mitwirkung und Kommunikation	45
10	Gesetzgeberischer Anpassungsbedarf für die Umsetzung der Strategie Stromnetze.....	46
10.1	Raumplanungsgesetz	46
10.2	Elektrizitätsgesetz	46
10.3	Stromversorgungsgesetz	46
10.4	Natur- und Heimatschutzgesetz.....	46
11	Personelle und finanzielle Auswirkungen.....	47



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 werden, damit diese ihre unternehmerische Verantwortung für die Netzentwicklung 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 Netzentwicklung 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

Stromnetze als Bindeglied zwischen Produktion und Verbrauch sind von zentraler Bedeutung für die Gewährleistung der Stromversorgung. Ohne einen stabilen Betrieb der Netze drohen Stromausfälle mit schwerwiegenden Auswirkungen auf die Bevölkerung und die Wirtschaft. Die Stromnetze stellen insbesondere im Rahmen der Umsetzung der Energiestrategie 2050 ein Schlüsselement dar. 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

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) die Belastung des Übertragungsnetzes. Als Grenzwert ist eine N-1 Belastung von 100% definiert, höhere Werte werden als „N-1 Verletzung“ eingestuft. Die nationale Netzgesellschaft eruiert, mittels Simulation des Ausfalls einzelner Netzelemente, automatisch (alle fünf Minuten) die N-1 Belastung im Schweizer Übertragungsnetz.



hohe Versorgungssicherheit zu gewährleisten, muss die Stromnetzinfrasturktur in der Lage sein, folgende Herausforderungen zu bewältigen:

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 Netzinfrasturktur, eine in Ausnahmefällen mögliche Abregelung oder Abschaltung erneuerbarer Energien und 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 können⁴. 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 Kraftwerk-parks nutzen zu können⁵.
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 und den jeweiligen regionalen Verteilnetzbetreibern müssen entsprechend darauf ausgerichtet sein. Die Koordination zwischen der nationalen Netzgesellschaft 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 Netzinfrasturkturprojekten, umstrittene Entscheidungskriterien und die sog. „NIMBY“-Problematik (Not In My Back Yard).

Bei den Bahnstromnetzen der Schweizerischen Bundesbahnen (SBB) stellen sich teilweise spezifische Herausforderungen. Die SBB haben 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 erneuern Wasserkraftwerke und bauen sie aus, nach Möglichkeit und Wirtschaftlichkeit ergänzt mit Pumpspeicherung und Anschluss an das 50-Hz-Netz. Entsprechend stärken die SBB die Kopplung des Bahnstromnetzes an das 50-Hz-Netz über Frequenzumrichter.⁶

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

⁴ Heute bestehen in diesem Bereich insbesondere Probleme bei nicht geschlossene 380-kV Stromnetzringen (z.B. Bassecourt-Mühleberg-Romanel und Bickigen-Chippis-Chamoson) und ungenügenden Abtransportmöglichkeiten für neue Kraftwerksleistungen (z.B. Wallis, Berner Oberland).

⁵ Engpässe an der Grenze der Schweiz werden heute auch durch physische Engpässe (Transformatoren, Leitungen) innerhalb der Schweiz verursacht.

⁶ 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 132 kV. Die Projekte sind im strategischen Netz 2015 (verabschiedet durch den Bundesrat) enthalten.



Die aktuellen Herausforderungen im Bereich der Stromnetze werden derzeit als dringlicher eingestuft im Vergleich zu anderen Energienetzinfrastrukturen. Die verschiedenen Energieversorgungsnetze sollten jedoch mittelfristig integraler betrachtet werden. Dies betrifft insbesondere das Zusammenspiel von Gas- und Stromnetzen, welches sich in Zukunft verstärken wird (Konvergenz der Netze)⁷.

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.

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 Infrastrukturstrategie⁸ des Bundesrates umfasst Ziele der wirtschaftlichen, ökologischen und sozialen Nachhaltigkeit. Dazu definiert die Infrastrukturstrategie folgende fünf Stossrichtungen:

Stossrichtung 1: Leistungsfähigkeit⁹ der nationalen Infrastrukturprojekte sicherstellen

⁷ 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. 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

⁸ 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.

⁹ 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.



- 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 nationale Strategie zum Schutz kritischer Infrastrukturen des Bundesrates¹⁰ verlangt zudem, dass die Widerstandsfähigkeit (Resilienz) der kritischen Infrastrukturen, zu denen insbesondere auch die Stromversorgung gehört, gestärkt wird. Zu diesem Zweck sollen unter anderem Massnahmen getroffen werden, mit denen schwerwiegende Ausfälle verhindert werden. Die 50-Hz-Netze, auf Übertragungs- und Verteilnetzebene¹¹, stehen gegenwärtig wie auch in Zukunft vor grossen Herausforderungen. Der erforderliche Ausbau der Stromnetze kommt insbesondere auf Übertragungsebene nur schleppend voran, so dass die Anzahl tatsächlich realisierter Projekte in den letzten Jahren hinter der Planung (siehe „Strategisches Netz 2015“¹²) hinterherhinkt. Die Gründe hierfür sind vielfältig und liegen u.a. in einer mangelnden Akzeptanz von Netzinfrastrukturprojekten in der Bevölkerung, langen Bewilligungsverfahren, unklaren bzw. umstrittenen Rahmenbedingungen (z.B. Bewertungskriterien in der Güterabwägung) und teilweise fehlenden konkreten Projekteingaben durch die Energieversorgungsunternehmen (EVU). 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 im Januar 2013 erfolgten Überführung des 50-Hz-Übertragungsnetzeigentums an die nationale Netzgesellschaft müssen die Rollen und Verantwortlichkeiten bei der Netzentwicklung zwischen der nationalen Netzgesellschaft, 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 vom 50-Hz-Übertragungsnetz, zunehmend auch die Verteilnetze vor Herausforderungen. Hier kann insbesondere ein Handlungsbedarf hinsichtlich einer netzseitigen Steuerung bzw. Abregelung der dezentralen Energiequellen bereits antizipiert werden. 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.¹³
- Es bestehen heute Unsicherheiten über die Rahmenbedingungen für die Netzentwicklung, die Aufgaben des Schweizer Stromnetzes in Europa und die daraus resultierenden zu beherr-

¹⁰ Nationale Strategie zum Schutz kritischer Infrastrukturen vom 27. Juni 2012; siehe www.infraprotection.ch

¹¹ Die Netzebenen sind wie folgt definiert:

- Übertragungsnetz: Netzebene 1 (NE 1) oder Höchstspannungsebene: 220 kV und höher;
- Verteilnetze: Netzebene 3 (NE 3) oder Hochspannungsebene: > 36 kV bis < 220 kV; Netzebene 5 (NE 5) oder Mittelspannungsebene: > 1 kV bis 36 kV; Netzebene 7 (NE 7) oder Niederspannungsebene: 1 kV und tiefer.
- Netzebenen 2, 4 und 6 (NE 2, 4 und 6) bezeichnen die Transformierungsebenen.

¹² Liste der Leitungsbauvorhaben der Elektrizitätsversorgungsunternehmen (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

¹³ Vgl. Ziffer 2 des Postulates Grossen Jürg (12.3312) „Energiewende. Investitionssicherheit für Stromversorger“ vom 16.03.2012.



schenden 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 des Stromversorgungsgesetzes (StromVG, Gewährleistung eines sicheren, leistungsfähigen und effizienten Netzes) lassen einen grossen Interpretationsspielraum zu.
- Über die Pflicht der Erstellung der Mehrjahrespläne hinaus (nach Art. 8 Abs. 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 Eidgenössische Elektrizitätskommission (EiCom) 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 Netzinfrastruktur unter Berücksichtigung der rechtlich zu verankernden 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.

2.2 Zielsetzungen der Strategie Stromnetze

Mit der Strategie Stromnetze werden die Stossrichtungen konkretisiert, die insbesondere für den Bereich der Stromnetze durch den Infrastrukturbericht des Bundes vorgegeben wurden. Grundlegendes Ziel der Strategie Stromnetze ist die bedarfs- und zeitgerechte 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, welche rechtlich zu verankern sind)
- 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
- 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
- Zeitgerechte Netzentwicklung durch Vereinfachung und Beschleunigung der Bewilligungsverfahren.



3 Bestehende rechtliche Grundlagen im Bereich 50-Hz-Stromnetze

3.1 Allgemeines

Die Erstellung neuer sowie der Um- und Ausbau, der Betrieb und der Unterhalt von bestehenden Anlagen der Energieversorgung unterstehen den Bestimmungen aus verschiedenen Rechtsgebieten. Massgebend sind neben der eigentlichen Gesetzgebung über die Energieversorgung im Wesentlichen auch die Vorschriften über die Raumplanung, über den Schutz der Umwelt oder den Natur- und Heimatschutz.

3.2 Verfassungsebene

Artikel 89 der Bundesverfassung (BV, SR 101) bildet die verfassungsmässige Grundlage für die schweizerische Energiepolitik und damit für die Festlegung von allgemeinen Grundsätzen im Zusammenhang mit der Energieversorgung. Bund und Kantone sind gemäss dieser Bestimmung aufgefordert, sich im Rahmen ihrer Zuständigkeiten für eine ausreichende, breit gefächerte, sichere, wirtschaftliche und umweltverträgliche Energieversorgung sowie für einen sparsamen und rationellen Energieverbrauch einzusetzen. Die Regelungen für den Elektrizitätsbereich stützen sich in erster Linie auf Artikel 91 Absatz 1 BV, wonach der Bund Vorschriften über den Transport und die Lieferung elektrischer Energie erlässt. Grundlage für die Vorschriften in der Raumplanung ist Artikel 75 BV, der die Kantone verpflichtet, auf der Grundlage von bundesrechtlichen Rahmenbedingungen für eine zweckmässige und haushälterische Nutzung des Bodens und die geordnete Besiedelung des Landes zu sorgen. Artikel 78 BV schliesslich bildet die Grundlage für den rechtlichen Rahmen auf dem Gebiet des Natur- und Heimatschutzes, der, wie die Raumplanung, in die Zuständigkeit der Kantone fällt, wobei der Bund verpflichtet ist, bei der Erfüllung seiner Aufgaben auf die Anliegen des Natur- und Heimatschutzes Rücksicht zu nehmen.

3.3 Gesetzesebene

3.3.1 Energiegesetz

Artikel 4 des Energiegesetzes (EnG, SR 730.0) verpflichtet Bund und Kantone mit geeigneten staatlichen Rahmenbedingungen dafür zu sorgen, dass die Energiewirtschaft ihre Aufgabe - die Energieversorgung - im Gesamtinteresse optimal erfüllen kann. Die Energiewirtschaft hat dabei für die ausreichende Verfügbarkeit, ein breit gefächertes Angebot sowie technisch sichere und leistungsfähige Versorgungssysteme zu sorgen (Art. 5 Abs. 1 EnG: sichere Energieversorgung). Daneben hat die Energiewirtschaft auch darauf zu achten, dass die in den Bereichen Wirtschaftlichkeit (Art. 5 Abs. 2 EnG: wirtschaftliche Energieversorgung) und Umweltverträglichkeit (Art. 5 Abs. 3 EnG) rechtlich verankerten Rahmenbedingungen erfüllt werden.

3.3.2 Stromversorgungsgesetz

Nach Artikel 8 des Stromversorgungsgesetzes (StromVG, SR 734.7) haben die Netzbetreiber ihre Tätigkeiten zu koordinieren. Sie sind verantwortlich für die Gewährleistung eines sicheren, leistungsfähigen und effizienten Netzes (Abs. 1). Nach Artikel 8 Absatz 2 StromVG erstellen die Netzbetreiber zu diesem Zweck Mehrjahrespläne, die als Grundlage für den notwendigen Aus- und Umbau der Netze dienen.



3.3.3 Elektrizitätsgesetz

Das Elektrizitätsgesetz (EleG, SR 734.0) ist die Grundlage einerseits für die sicherheitstechnischen Anforderungen an elektrische Anlagen und andererseits für die Bewilligungsverfahren für solche Anlagen. Daneben enthält das EleG Strafbestimmungen, Bestimmungen über die Kontrolle von elektrischen Anlagen, die Haftpflicht der Betreiber und die Enteignung im Zusammenhang mit der Erstellung und Änderung von elektrischen Anlagen.

3.3.4 Eisenbahngesetz

Dem Eisenbahngesetz (EBG, SR 742.101) unterstellt sind die elektrischen Anlagen und Leitungen, die vollständig oder überwiegend dem Eisenbahnbetrieb dienen. Für Übertragungsleitungen der Eisenbahnen, die gemeinsam mit einer Anlage der allgemeinen Stromversorgung erstellt werden, gelten die Vorschriften des Elektrizitätsgesetzes.

3.3.5 Raumplanungsgesetz

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

3.3.6 Umweltschutzgesetz

Dem Erfordernis der Umweltverträglichkeit (Art. 5 Abs. 3 EnG) wird durch die Beachtung der Vorschriften des Umweltschutzgesetzes (USG, SR 814.01) Rechnung getragen. Dabei stehen für die elektrischen Anlagen neben den Vorschriften über die Umweltverträglichkeitsprüfung vor allem der Gesundheitsschutz (nichtionisierende Strahlung, Lärm) im Vordergrund.

3.3.7 Natur- und Heimatschutzgesetz

Das Natur- und Heimatschutzgesetz (NHG, SR 451) regelt den Natur- und Landschaftsschutz und enthält die Grundlagen für die Erhaltung von besonders schützenswerten Objekten von nationaler Bedeutung gemäss den Inventaren des Bundes und die Rahmenbedingungen für allfällige Beeinträchtigungen solcher Objekte durch Infrastrukturanlagen.

3.3.8 Weitere gesetzliche Vorschriften

Neben diesen wichtigsten Erlassen gibt es in anderen Erlassen (v.a. im Umweltbereich, wie Waldgesetz, Gewässerschutzgesetz) weitere gesetzliche Bestimmungen, die im Zusammenhang mit dem Bau und Betrieb von elektrischen Anlagen zu beachten sind.



3.4 Verordnungsebene

Die verschiedenen gesetzlichen Rahmenbedingungen werden durch die jeweiligen Ausführungsverordnungen konkretisiert und präzisiert. Neben den Verordnungen, welche technische und sicherheitsrelevante Fragen sowie Fragen der Umweltverträglichkeit regeln (u.a. Leitungsverordnung (LeV, SR 734.31), Verordnung über den Schutz vor nichtionisierender Strahlung (NISV, SR 814.710)) sind v.a. die Verfahrensvorschriften in der Verordnung über das Plangenehmigungsverfahren für elektrische Anlagen (VPeA, SR 734.25) und (für das Sachplanverfahren¹⁴) in der Raumplanungsverordnung (RPV, SR 700.1) von Bedeutung.

3.5 Einschätzung der bestehenden gesetzlichen Grundlagen

Die verfassungsrechtlichen und gesetzlichen Grundlagen übertragen dem Bund grundsätzlich die alleinige Kompetenz für Vorgaben im Bereich der Versorgung mit elektrischer Energie. Der Bund hat dabei auf die in der Zuständigkeit der Kantone liegenden Regelungsbereiche Rücksicht zu nehmen. Das betrifft in erster Linie die Raumplanung und den Umweltschutz.

Ohne zusätzliche gesetzgeberische Massnahmen kann eine Strategie Stromnetze allerdings kaum die gewünschte Wirkung erzielen und den ihr zugedachten Beitrag im Rahmen der Neuorientierung der Energiepolitik leisten. Einerseits ist es sinnvoll, die Rahmenbedingungen auf Gesetzesstufe festzulegen und auf Verordnungsstufe soweit notwendig weiter zu konkretisieren, andererseits braucht es effiziente und rasche Verfahren für die Realisierung der erforderlichen Stromnetzinfrastuktur, wenn diese den Anforderungen der Energiewende genügen soll.

Vor diesem Hintergrund besteht ein gesetzgeberischer Handlungsbedarf im Hinblick auf die Umsetzung einer Strategie Stromnetze. In erster Linie geht es um die rechtliche Verankerung der Leitlinien (siehe Kapitel 4), sofern die heutigen Bestimmungen nicht ausreichen. Im weiteren besteht Handlungsbedarf im Hinblick auf die bedarfs- und zeitgerechte Realisierung der Stromnetzinfrastrukturen. In diesem Zusammenhang muss insbesondere die Koordination zwischen den betroffenen staatlichen Hierarchiestufen und der Dialog zwischen den Nutz- und den Schutzinteressen verbessert und beschleunigt werden.

3.6 Vereinbarkeit mit den Rechtsgrundlagen in der EU

Die Europäische Union (EU) hat mit verschiedenen Richtlinien die Weichen für den europäischen Energiebinnenmarkt gestellt. Zuletzt wurde im Jahr 2009 das so genannte Dritte Binnenmarktpaket Strom und Gas verabschiedet. Grundsätzlich liegt die Zuständigkeit für die Planung und den Bau von Energieinfrastrukturanlagen bei den einzelnen Mitgliedstaaten. Allerdings hat die EU die Kompetenz, den Auf- und Ausbau transeuropäischer Energienetze zu fördern, Leitlinien festzulegen und Vorhaben von gemeinsamem Interesse auszuweisen (siehe auch Kap. 4.2). Mit dem Vertrag von Lissabon (2009) wurde der EU zudem die Kompetenz eingeräumt, zwischenstaatliche Verbindungen (Interkonnectoren) zu fördern.

Die wichtigsten Grundsätze der nationalen Netzplanung wurden in der Richtlinie 2009/72/EG als Teil des Dritten Binnenmarktpaketes festgelegt (siehe insbesondere Art. 22 „Netzausbau und Befugnis zum Erlass von Investitionsentscheidungen“). Die Umsetzung dieser Richtlinie würde auch in der

¹⁴ Gemäss Art. 13 RPG und Art. 14 ff. RPV werden Sachpläne zur Planung und Koordination von bundeshoheitlichen Aufgaben erstellt, die sich erheblich auf Raum und Umwelt auswirken. Der Terminus *Sachplanverfahren* bezieht sich im Detailkonzept Strategie Stromnetze ausschliesslich auf Aufgaben des Bundes im Bereich Strom bzw. Energie. Der Terminus stellt im weiteren Verlauf dieses Dokumentes, im Sinne einer Verallgemeinerung, den Überbegriff für den derzeitigen Sachplan Übertragungsleitungen (SÜL) und den zukünftigen Sachplan Energienetze (SEN) dar.



Schweiz zu verschiedenen Gesetzesanpassungen auf nationaler Ebene führen. Das Konzept der Strategie Stromnetze ist aber grundsätzlich vereinbar mit dieser Richtlinie.

Mit der Verordnung Nr. 347/2013 vom 17. April 2013 hat die EU Leitlinien für die rechtzeitige Entwicklung und Interoperabilität vorrangiger transeuropäischer Energieinfrastrukturkorridore und -gebiete erlassen. Die Verordnung baut auf den Grundsätzen zur Netzplanung in der Richtlinie 2009/72/EG auf, ergänzt und erweitert sie auf den europäischen Raum. Auch mit diesem Erlass ist die Strategie Stromnetze grundsätzlich vereinbar.

Die Strategie Stromnetze verfolgt grundsätzlich die gleiche Stossrichtung wie die Rechtsgrundlagen der EU und ist gemäss den vorstehenden Ausführungen weitgehend mit den EU-Rechtsgrundlagen vereinbar.



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

Abgeleitet von den Herausforderungen im Bereich der Stromnetze, den Zielkonflikten bei der Netzentwicklung und dem aufgezeigten Bedarf für Verbesserungen der Rahmenbedingungen des Netzaus- und -umbaus sind verbindliche Vorgaben zu den erforderlichen Funktionalitäten der Stromnetze rechtlich zu verankern¹⁵. Die Leitlinien sind im Prozess der Netzentwicklung von den involvierten Akteuren zu berücksichtigen, wobei hierbei Unterschiede in der Anwendung der Leitlinien auf Übertragungsnetz- und Verteilnetzebene bestehen können (in den jeweiligen Leitlinien unten erwähnt). Die folgenden Leitlinien sollen rechtlich verankert werden:

4.1 Inländische Versorgung

Leitlinie:

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

Erläuterung:

Mit diesem Grundsatz wird einerseits die Bedeutung der ausreichenden Netzkapazitäten (Gewährleistung der N-1 Sicherheit) 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. Aus dieser Leitlinie ergibt sich für die Netzbetreiber im Grundsatz die Verpflichtung, ihre Netze so auszubauen, dass auf Dauer keine signifikanten Einschränkungen beim Betrieb von Produktionskapazitäten entstehen. Das Potenzial der inländischen Erzeugung soll nicht durch fehlende Netzkapazitäten beeinträchtigt werden, jedoch ist hierbei mit Bezug auf die anfallenden Anschluss- und Netzverstärkungskosten im Verhältnis zum Leistungs- und Energiepotential des anzuschliessenden Kraftwerkes die Verhältnismässigkeit zu wahren. Die Netzbetreiber und die Kraftwerksbetreiber haben ihre Planungen rechtzeitig zu koordinieren, damit die Netzkapazitäten bedarfs- und zeitgerecht für den Abtransport aus Kraftwerken sichergestellt werden. Die Netzbetreiber vereinbaren mit den Kraftwerksbetreibern die hierfür notwendigen Massnahmen und gegenseitigen Verpflichtungen. 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 Redispatch¹⁶ von ins Übertragungsnetz einspeisenden Kraftwerken entstehen, und – in Zukunft – die Anzahl der Einspeisemanagement¹⁷-Massnahmen bei dezentralen Erzeugungsanlagen im Verteilnetz verwendet werden. Diese Leitlinie konkretisiert Stossrichtung 1 des Infrastrukturberichts des Bundes (siehe Kapitel 2.1). Weiter wird damit auch zur Erreichung der Ziele beigetragen, die mit den Massnahmen der nationalen Strategie zum Schutz kritischer Infrastrukturen¹⁸ angestrebt werden.

¹⁵ Eine rechtliche Verankerung der Leitlinien auf Gesetzes- und/oder Verordnungsstufe ist vorgesehen, falls die heutigen Bestimmungen nicht ausreichen.

¹⁶ 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.

¹⁷ Einspeisemanagement bedeutet, dass der Netzbetreiber jederzeit die Einspeiseleistung von dezentralen Anlagen ab einer bestimmten Anlagengrösse ferngesteuert reduzieren kann.

¹⁸ Siehe Massnahme M 15 der Nationalen Strategie zum Schutz kritischer Infrastrukturen vom 27. Juni 2012, www.infraprotection.ch.



4.2 Internationale Anbindung

Leitlinie:

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

Erläuterung:

Mit dieser Leitlinie 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 Kraftwerksstruktur in Europa unterliegt einem starken Wandel (Ausstieg Kernenergie in Deutschland und Ziele der Directive on Electricity Production from Renewable Energy Sources (RES) der EU) und 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 sollen. Die grenzüberschreitende Entwicklung des 50-Hz-Übertragungsnetzes muss auf europäischer Ebene abgestimmt werden und die nationale Netzgesellschaft muss sich aktiv bei der europaweiten Netzentwicklungsplanung und der Einführung effizienter Engpassverfahren beteiligen. 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 Energieinfrastruktur¹⁹. 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 höhere Priorität 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 Schweizer Stromwirtschaft mit ihrem flexiblen Kraftwerkspark erzielt werden kann. Die Angaben zu den erwarteten quantitativen Werten des Stromaustauschs (und damit die ausreichenden Import- und Exportkapazitäten) werden im energiewirtschaftlichen Szenariorahmen vorgegeben (siehe Kapitel 5.2). Dabei ist die Entwicklung des nationalen und internationalen Marktdesigns zu berücksichtigen: U. a. 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 Schweizer Akteure (z.B. Nationale Netzgesellschaft 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 und die Teilnahme am europäischen Strombinnenmarkt erschwert sein. Daher ist die internationale Abstimmung 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

¹⁹ 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>



Highways (Supergrid²⁰) 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. die Nationale Netzgesellschaft, die EICom und das Bundesamt für Energie BFE) in Arbeitsgruppen und in Projekten auf europäischer Ebene soll erreicht werden, dass zukünftige Netzstrukturen auch auf die Bedürfnisse der Schweiz abgestimmt sind. Die nationale Netzgesellschaft ist z.B. bereits Mitglied in der ENTSO-E 2050 Electricity Highways Working Group und arbeitet seit Frühjahr 2010 in der Renewables Grid Initiative²¹ 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 der Akteure bei der Bedarfsermittlung

Leitlinie:

Die nationale Netzgesellschaft koordiniert die Planung des Übertragungsnetzes und die damit zusammenhängende Bedarfsermittlung mit der Planung der Verteilnetzbetreiber auf Netzebenen 2 und 3. Die Koordination erfolgt regional zwischen der nationalen Netzgesellschaft, den jeweils betroffenen Verteilnetzbetreibern und Kantonen, den SBB²² (insbesondere im Zusammenhang mit deren 132-kV-Übertragungsnetz) und den Produzenten.

Erläuterung:

Die gegenseitigen Abhängigkeiten zwischen den verschiedenen Netzebenen gewinnen mit einer Zunahme der dezentralen Einspeisungen in die Verteilnetze an Bedeutung. Für die Bedarfsermittlung stellen sich die beteiligten Akteure gegenseitig die für die Koordination notwendigen Informationen und Daten zur Verfügung (siehe Kapitel 5.3). Neben den Netzbetreibern und den 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. 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. Die nationale Netzgesellschaft übernimmt bei der regionalen Koordination die leitende Funktion.

²⁰ 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 „Supergrid“ diskutiert. Die Frage nach der präferierten Technologie eines solchen „Supergrid“ 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.

²¹ Die Renewables Grid Initiative (RGI) fördert die Integration vom Strom aus erneuerbaren Quellen ins europäische Netz:

<http://www.renewables-grid.eu/>

²² Falls in den jeweiligen Netzgebieten Privatbahnen im Leitungsbau tätig sind, stimmen sich die Netzbetreiber ebenfalls mit deren Netzplanung ab.



Die Planungshoheit für die Netzebenen 2 und 3 bleibt bei den Verteilnetzbetreibern. Die EICom wird von der nationalen Netzgesellschaft periodisch über den Stand der Koordination informiert. Ziel dieser Koordination ist es, dass eine schweizweit abgestimmte Netzplanung durchgeführt wird, bei der eine regelmässige Abstimmung der Netzentwicklung zwischen dem Übertragungsnetz und den Verteilnetzen unter Berücksichtigung der Produktionsentwicklung stattfindet.

Der Bund ist nicht in die Bedarfsermittlung involviert; er legt jedoch mit den rechtlich zu verankernden Leitlinien und dem energiewirtschaftlichen Szenariorahmen die Rahmenbedingungen für den anzustrebenden Netzaus- und -umbau fest. Im Detail ist dieser Einzelschritt innerhalb des Netzentwicklungsprozesses im Kapitel 5.3 beschrieben. Diese Leitlinie nimmt Teile der Stossrichtungen 2 und 3 des Infrastrukturberichts des Bundes auf (siehe Kapitel 2.1).

4.5 Langfristige und überörtliche Koordination von Stromnetzen und Raum

Leitlinie:

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

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. Dies kann nur durch eine überörtliche und gesamtheitliche Betrachtung des betroffenen Raumes geschehen. 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. Die räumliche Koordination der Planungen berücksichtigt die in Kapitel 3.2 des Sachplans Übertragungsleitungen²³ formulierten Ziele. Diese werden in geeigneter Form in den Konzeptteil des neuen Sachplans Energienetze (SEN) überführt werden (vgl. Kapitel 5.4). Das Sachplanverfahren selbst kommt nach wie vor nur bei Projekten zur Anwendung, in denen massgebliche Änderungen der Netzebene 1 geplant werden. Eine frühzeitige, die Sachbereiche und institutionellen Ebenen übergreifende Planung und Zusammenarbeit ist hierzu Voraussetzung. Die Kantone sollen (bei Netzebene 1 koordiniert mit dem Sachplanverfahren) die für die Infrastrukturnetze notwendigen Räume in ihren Richtplänen frühzeitig einplanen und ausscheiden. Die Ausscheidung konkreter Planungskorridore wird im Sachplanverfahren durchgeführt, wobei die entsprechenden Fachstellen der Kantone und des Bundes frühzeitig einbezogen werden. Das Ergebnis der Zusammenarbeit wird im neuen SEN festgehalten. Die Kantone sorgen für die Festlegung in den kantonalen Richtplänen. 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 allfällige Massnahmen ausweisen, mit denen diese gesichert werden sollen. Zudem soll ebenfalls im Zuge der geplanten 2. Teilrevision des RPG die gemeinsame Planung verankert werden, auf die 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).

²³ Sachplan Übertragungsleitungen Aufnahme der strategischen Übertragungsleitungsnetze 50 Hz der allgemeinen Stromversorgung und 16,7 Hz der Bahnstromversorgung in den Sachplan vom 23. Februar 2009:

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



4.6 Nationale Bedeutung der Stromnetze

Leitlinie:

Der Bundesrat kann elektrische Anlagen der Netzebenen 1 bis 3 und Anlagen der SBB bezeichnen, welche von nationaler Bedeutung sind und denen ein gleich- oder höherwertiges Interesse im Sinne von Art. 6 Abs. 2 NHG zukommt.

Erläuterung:

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

Damit die Frage, welche elektrische Anlagen von nationaler Bedeutung sind, auf einer konzeptionellen Basis, losgelöst von konkreten Fällen und politisch legitimiert gelöst werden kann, soll dem Bundesrat auf Gesetzesstufe die Kompetenz eingeräumt werden, auf Verordnungsstufe diejenigen elektrischen Anlagen der Netzebenen 1 bis 3 und der SBB zu bezeichnen, welche von nationaler Bedeutung sind und denen ein gleich- oder höherwertiges Interesse im Sinne von Art. 6 Abs. 2 NHG zukommt. Bei der Bezeichnung der Anlagen der Netzebenen 1 bis 3 stützt er sich auf die von der ECom geprüften Mehrjahrespläne ab.

Angesichts der Stossrichtung 3 des Infrastrukturberichts des Bundes (siehe Kapitel 2.1) muss dem Bundesrat insbesondere die Möglichkeit eingeräumt werden, in die Liste der Anlagen von nationaler Bedeutung auch Projekte aufzunehmen, welche in die Liste der Projects of Common Interest (PCI) aufgenommen wurden. Mit diesem Vorgehen wird die im konkreten Fall zuständige Entscheidungsbehörde vom weitreichenden Entscheid entlastet, ob ein konkretes Vorhaben zum Bau oder Umbau einer elektrischen Anlage, welches ein nationales Schutzobjekt beeinträchtigen könnte, ebenfalls von nationaler Bedeutung im Sinne von Art. 6 Abs. 2 NHG ist. Sie kann bei solchen Vorhaben direkt die Interessenabwägung durchzuführen, was sich schlussendlich verfahrensbeschleunigend auswirkt.

4.7 Interessenauslegung Projekte Übertragungsnetz (Netzebene 1)

Leitlinie:

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

Erläuterung:

Die Interessenauslegung dient als Grundlage für den Korridorentscheid. Sie soll im Rahmen des Variantenvergleichs im Sachplanverfahren mithilfe des Bewertungsschemas Übertragungsleitungen²⁴ in der Diskussion zum Korridor (siehe Kapitel 5.4, Abbildung 4, Phase 2) nach Vorliegen des Zwischen-

²⁴ Eine Medienmitteilung zum Bewertungsschema Übertragungsleitungen findet sich unter <http://www.bfe.admin.ch/energie/00588/00589/00644/index.html?lang=de&msg-id=48260>. Das Bewertungsschema und das Handbuch zum Schema finden sich unter http://www.bfe.admin.ch/themen/00612/04482/index.html?lang=de&dossier_id=05811 auf der Website des BFE.



ergebnisses durchgeführt werden. Diese Leitlinie beschreibt die Grundsätze des Bewertungsschemas Übertragungsleitungen, das als Instrument im Sachplanverfahren eingesetzt wird. Das Bewertungsschema Übertragungsleitungen legt Grundlagen zur Ermittlung, Beurteilung und Berücksichtigung von Interessen in den Bereichen des Raumes und der Umwelt, der Auswirkungen auf Menschen, der technischen Aspekte sowie der betriebs- und volkswirtschaftlichen Überlegungen fest. Es dient somit der Interessenauslegung und Interessenbeurteilung, welche die Basis für die anschließende Interessenabwägung bilden. 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 soll²⁵. Diese Leitlinie nimmt Teile der Stossrichtungen 2 und 4 des Infrastrukturberichts des Bundes auf (siehe Kapitel 2.1).

4.8 Verkabelung auf der Hochspannungsebene und darunter

Leitlinie:

50-Hz-Hochspannungsleitungen auf neuen Trassen und bei Ausbauten auch auf bestehenden Trassen der Netzebene 3 und den Netzebenen 5 und 7 sind sofern technisch möglich grundsätzlich als Erdkabel auszuführen, wenn die Gesamtkosten für Errichtung und Betrieb des Erdkabels die Gesamtkosten einer technisch gleichwertigen Freileitungsvariante nicht um einen bestimmten Faktor überschreiten. Die bewilligende Behörde kann auf Antrag Ausnahmen bewilligen, wenn öffentliche Interessen dies erfordern.

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 Netzebene 1 verbunden ist, signifikant beschleunigt werden²⁶. Die Leitlinie entfaltet auch auf den Netzebenen 5 und 7 ihre Wirkung, da sie dort ebenfalls eine Verkabelung für einen Netzausbau regelt. Ihr Fokus liegt allerdings auf Netzebene 3. Für die Umsetzung dieser Leitlinie müssen die Berechnungsvorschriften und Randbedingungen zur Anwendung des Mehrkostenfaktors klar und für alle Netzbetreiber einheitlich definiert werden. Grundlagen zur Festsetzung eines Mehrkostenfaktors sowie für eine einheitliche Berechnungsmethode für einen Vergleich von Kabeln und Freileitungen finden sich in der Consentec-Studie, welche im Auftrag des BFE angefertigt wurde²⁷. Die dort erarbeiteten Grundlagen zur Berechnungsmethodik umfassen Aspekte der Versorgungssicherheit sowie kabellösungsspezifische, technische Massnahmen. Die Festsetzung der Regelungen zum Mehrkostenfaktor kann auch differenziert erfolgen. Die Sinnhaftigkeit der Anwendung des Mehrkostenfaktors kann weiterhin durch Bündelungsprojekte²⁸ relativiert werden, sodass die Anwendung des Faktors in solchen Fällen zu prüfen ist. 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 Bewer-

²⁵ 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.

²⁶ Diese Leitlinie lehnt sich an die Formulierung in § 43h des deutschen Gesetzes über Massnahmen zur Beschleunigung des Netzausbaus vom 28. Juli 2011 an.

²⁷ Consentec Studie im Auftrag des BFE „Berechnungsmethode für einen Kostenvergleich zwischen Kabeln und Freileitungen sowie Wahl eines Mehrkostenfaktors“ (12. April 2013).

²⁸ Bündelungsprojekte sind Projekte, bei welchen Übertragungsleitungen verschiedener Art auf einer Trasse miteinander kombiniert werden, so z.B. eine Übertragungsleitung der Netzebene 1 mit einer Leitung einer tieferen Netzebene oder einer Leitung der SBB.



tungsschema 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 unterirdische Kabelleitung²⁹ gebaut werden soll. Diese Leitlinie nimmt Teile der Stossrichtungen 2, 3 und 4 des Infrastrukturberichts des Bundes auf (siehe Kapitel 2.1).

4.9 Spannungsebenenübergreifende Ausgleichsmassnahmen von Freileitungen

Leitlinie:

Als Ausgleich für die Erstellung von neuen Freileitungen auf der Netzebene 1 können – sofern technisch machbar – im betrachteten Teilraum Freileitungen auf niedrigeren Spannungsebenen mit der neuen Freileitung auf der Netzebene 1 zusammengelegt, verkabelt oder rückgebaut werden. Die Mehrkosten, die beim jeweiligen Verteilnetzbetreiber durch solche allfälligen Ausgleichsmassnahmen an bestehenden Freileitungen entstehen, werden von der nationalen Netzgesellschaft getragen und sind als Kosten im Übertragungsnetz anrechenbar³⁰.

Erläuterung:

Die Möglichkeit, spannungsebenenübergreifende Ausgleichsmassnahmen vorzunehmen, soll dazu führen, dass vermehrt das gesamte Stromnetz betrachtet wird. Diese Gesamtsicht drängt sich insofern auf, als die genannten Ausgleichsmassnahmen auf der Netzebene 3 und tiefer technisch besser erprobt sind. Dies trifft insbesondere auf Verkabelungen zu, die auf der Netzebene 3 einen niedrigeren Kostenfaktor im Vergleich zu Freileitungsvarianten aufweisen als auf der Netzebene 1. Verkabelungen auf der Netzebene 1 sollen damit nicht ausgeschlossen werden. Die Ausgleichsmassnahmen werden getroffen, falls sie einen Nutzen für Mensch, Umwelt oder Raum stiften. Insbesondere kann dieser im Fall von Bündelungsprojekte mit mehreren Leitungen auf einer Trasse in Frage gestellt sein. Zum Beispiel könnte die Verkabelung von lediglich einem 50-Hz-Freileitungsstrang, weil die der anderen Stränge technisch, z. B. aufgrund der Resonanzproblematik der SBB, nicht möglich ist, nicht zwangsläufig zu einer Verbesserung der räumlichen oder umwelttechnischen Gegebenheiten führen. Dieser Ausgleichsmechanismus soll einen zusätzlichen Freiheitsgrad neben der Anwendung des Bewertungsschemas (Leitlinie 4.7) oder des Mehrkostenfaktors (Leitlinie 4.8) schaffen, um einen Netzausbau zu ermöglichen, der neben technischen und wirtschaftlichen Kriterien auch die Umweltschonung und raumplanerische Grundsätze bestmöglich berücksichtigt.³¹ Durch die Kostentragung über das Projekt auf der Netzebene 1 wird verhindert, dass Endkunden in einem bestimmten Netzgebiet die Kosten der Ausgleichsmassnahmen für Projekte im Übertragungsnetz, die im Allgemeinen von gesamtschweizerischer Bedeutung sind, tragen müssen. Allenfalls ist zu prüfen, ob eine Obergrenze für die Anrechenbarkeit von Ausgleichsmassnahmen festgelegt werden soll. Die Koordination des spannungsebenenübergreifenden Ausgleichs findet zwischen der nationalen Netzgesellschaft, den betroffenen Verteilnetzbetreibern, den Kantonen und anderen Interessengruppen im Rahmen der überörtlichen Teilraumplanung im Sachplanverfahren (Phase 1; Diskussion zum Teilraum, siehe Abbildung 4) statt. Die Kantone ziehen dabei die Gemeinden in geeigneter Weise bei. Diese Leitlinie nimmt Teile der Stossrichtungen 2, 3 und 4 des Infrastrukturberichts des Bundes auf (siehe Kapitel 2.1).

²⁹ Bei 16.7-Hz-Hochspannungsleitungen besteht aufgrund der Resonanzproblematik nur eine sehr eingeschränkte Möglichkeit zur Verkabelung.

³⁰ 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.

³¹ 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.



4.10 Weitere anrechenbare Kosten von Netzprojekten

Leitlinie:

Die Kosten für Umweltmassnahmen (Wiederherstellungs- oder Ersatzmassnahmen) sowie Dienstbarkeiten im Zusammenhang mit der Realisierung von Netzprojekten gelten als Projektkosten und damit als anrechenbare Kosten im Sinne des StromVG³².

Erläuterung:

Gemäss Art. 15 Abs. 1 StromVG gelten als anrechenbare Kosten die Betriebs- und Kapitalkosten eines sicheren, leistungsfähigen und effizienten Netzes. Nicht ausdrücklich geregelt ist, in welchem Ausmass die im Zusammenhang mit zwingend notwendigen Umweltmassnahmen entstehenden, materiell aber nicht direkt dem Bauvorhaben oder dem Netzbetrieb zusammenhängenden Kosten, anrechenbar sind. Diese Kosten sollen in Zukunft als vollumfänglich anrechenbare Projektkosten hinsichtlich der Kostenprüfung durch die ECom gelten. Die folgenden Bereiche werden durch diese Leitlinie abgedeckt:

- a) *Wiederherstellungs- oder Ersatzmassnahmen gemäss Umweltschutzgesetzgebung :*
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. Die Kosten für diese umweltrechtlich begründeten Massnahmen gehören zu den anrechenbaren Projektkosten.
- b) *Kosten für benötigte Dienstbarkeiten:*
Während einige der benötigten Dienstbarkeiten freihändig (d.h. mittels Vertragsabschluss zwischen Grundeigentümer und Leitungseigentümerin) eingeräumt werden, braucht es für andere eine Enteignung. In beiden Fällen muss für die Beschränkung der Eigentumsrechte eine Entschädigung bezahlt werden. 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.

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

³² Gemäss ECom 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 Ausbaivorhaben ist ohne Begleitmassnahmen nicht realisierbar. b) Das Ausbaivorhaben 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 (Ausbaivorhaben plus Begleitmassnahmen). 4. Das Kosten-Nutzen Verhältnis der Projektvariante mit Begleitmassnahmen ist insgesamt höher als das der Projektvariante ohne Begleitmassnahmen.



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

Leitlinie:

Die 50-Hz-Netzbetreiber (Nationale Netzgesellschaft und Verteilnetzbetreiber) können Ausgaben für angewandte Forschung, Entwicklung und Demonstration (FE&D) in einer noch zu bestimmenden Höhe³³ (bspw. einem gewissen Anteil der Einnahmen durch Netznutzungsentgelte) als anrechenbare Netzkosten geltend machen. Die Netzbetreiber müssen den Nachweis erbringen, dass sich die entsprechenden Ausgaben auf anwendungsorientierte FE&D-Aktivitäten beziehen.

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. Dabei sollen die Projekte der technischen Verbesserungen der Netze, ihres Betriebs oder deren Effizienz dienen. 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 sowie gegebenenfalls in Zusammenarbeit mit den Eidgenössischen Technischen Hochschulen, 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 eine länderübergreifende Generation und einen Austausch von Know-how (u.a. in den Bereichen Supergrid und Vergabe von grenzüberschreitenden Kapazitäten) zu fördern. Die 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. Innovationen werden somit von den Netznutzern im Versorgungsgebiet des Netzbetreibers getragen, kommen diesen aber auch zugute. Die Ermöglichung von angewandter Forschung für alle Netzbetreiber berücksichtigt die grossen Unterschiede zwischen den Netzbetreiber hinsichtlich Struktur, Grösse und Organisation. Damit die Aufwendungen jedoch im volkswirtschaftlichen Sinne effizient eingesetzt und Lerneffekte genutzt werden, sind die Lösungsansätze, Vorgehensweisen und Ergebnisse der Forschungsprojekte in einer der Allgemeinheit, aber insbesondere anderen Netzbetreibern und Interessengruppen, zugänglichen Form bereit zu stellen. Dem BFE und der EICom muss jährlich Bericht erstattet werden.

Mit dieser Leitlinie sollen die Netzbetreiber in die Lage versetzt werden, neben klassischen Netzausbau- und Netzverstärkungsmassnahmen insbesondere auch Mess-, Informations-, Kommunikations-

³³ Die Empfehlung „A new regulatory framework for TSO R&D in ENTSO-E countries“ der ENTSO-E gibt einen Zielwert von 1% der Einnahmen durch Netznutzungsentgelte für die Höhe der F&E-Ausgaben von Übertragungsnetzbetreibern an. Dieser Zielwert orientiert sich an dem dritten EU Energiebinnenmarktpaket, welches angemessene Forschungsanreize für Netzbetreiber fordert (Richtlinie 2009/72/EG, Art. 37.8) und an der Strategie Europa 2020 der Europäischen Kommission (www.eubuero.de/eu2020.htm). Diese Strategie setzt zur Erhöhung der Forschungsaktivitäten in der EU einen Wert von 3% des BIP für die Forschungsaufwendungen fest.



und Steuerungstechnik sowie den Einsatz von Speichern, auch im Rahmen einer möglicherweise fortschreitenden Netzkonvergenz mit anderen Energieträgern, z. B. Gas, Öl, und Wärme, (Smart-Grid-Lösungen) dahingehend zu untersuchen, zu erproben und zu nutzen, dass in Zukunft:

- a) Erzeugungsanlagen kosteneffizient und unter Gewährleistung der Netzsicherheit in die Netze 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, Information und Kommunikation

Leitlinie:

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

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. Diese sollen ermöglichen, dass sich die Öffentlichkeit aktiv und ausreichend informiert mit dem Thema der Stromnetze auseinandersetzen kann. Die Kommunikation darf nicht einseitig ausgerichtet sein, sondern muss die Bedürfnisse aller am Verfahren beteiligten Personen einbeziehen. Die Kommunikation muss frühzeitig erfolgen und die Inhalte, sowie die technischen und energiewirtschaftlichen Zusammenhänge müssen konsistent und verständlich sein. Ziel ist, die Bevölkerung bezüglich der Bedeutung des Netzes für die zukünftige Sicherung der Stromversorgung zu sensibilisieren und zur Teilnahme an den Verfahrensprozessen z.B. bei der öffentlichen Anhörung zu den Entwürfen des energiewirtschaftlichen Szenariorahmens und im Sachplanprozess (vgl. Kapitel 5.2 und 5.4) zu motivieren. Alle Akteure im Verfahren (Fachleute, Behördenmitglieder, Kommunikationsverantwortliche) sind so zu schulen, dass sie in der Lage sind, insbesondere wissenschaftliche Sachverhalte für Laien verständlich zu kommunizieren. In diesem Zusammenhang sollen auch allfällige Auswirkungen der Stromnetze auf den Mensch und die Umwelt thematisiert werden. Um effiziente und transparente Verfahren zu ermöglichen, ist eine umfassende und verständliche Dokumentation (z. B. Handbuch) der Verfahren, insbesondere hinsichtlich der Anforderungen an die Projektanten, zu erstellen. Diese Leitlinie nimmt Teile der Stossrichtungen 2 und 3 des Infrastrukturberichts des Bundes auf (siehe Kapitel 2.1).



4.13 Geographische Gesamtsicht des Elektrizitätsnetzes der Schweiz

Leitlinie:

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

Erläuterung:

Die Verfügbarkeit der geographischen Gesamtsicht des Elektrizitätsnetzes der Schweiz stellt eine Grundlage für die Umsetzung der Strategie Stromnetze und der Energiestrategie 2050 dar. Der Austausch räumlicher Information zwischen Netzbetreibern, Behörden und der Öffentlichkeit wird standardisiert und institutionalisiert. Das BFE definiert dafür zusammen mit den Netzbetreibern die Minimalanforderung an die Dokumentation und legt diese anschliessend in Form eines Austauschdatenmodells fest. Dies ermöglicht dem BFE die Zusammenführung in eine schweizweite Gesamtsicht des Elektrizitätsnetzes, welche gemäss einer noch zu definierenden Zugangsberechtigung zur Verfügung gestellt wird. Somit steht die notwendige Gesamtsicht bei der Koordination der Bedarfsermittlung und der Planung der Stromnetze zur Verfügung. Auch beim spannungsübergreifenden Ausgleich von Freileitungen stellt die räumliche Gesamtsicht die Basis dar. Zudem trägt die Verfügbarkeit von Geodaten des Elektrizitätsnetzes zum Schutz der Infrastruktur und zur Abstimmung mit weiteren Infrastrukturmedien bei. Diese Leitlinie nimmt Teile der Stossrichtung 3 des Infrastrukturberichts des Bundes auf (siehe Kapitel 2.1).

4.14 Netzoptimierung vor Netzverstärkung vor Netzausbau

Leitlinie:

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

Erläuterung:

Das NOVA-Prinzip besagt, dass eine Netzoptimierung grundsätzlich einer Verstärkung vorzuziehen ist, die wiederum Priorität vor dem Netzausbau hat (Abbildung 1). Ein Ausbau des Stromnetzes soll erst dann stattfinden, wenn absehbar ist, dass ein sicheres und leistungsfähiges Stromnetz mit der Netzoptimierung und subsidiär der Netzverstärkung nicht gewährleistet werden kann. Ziel des NOVA-Prinzips ist es, einen möglichst haushälterischen Umgang mit Raum, Boden und finanziellen Mitteln zu fördern, und eine optimale Nutzung der bestehenden Infrastruktur sicherzustellen. Die gesetzliche Verankerung des NOVA-Prinzips präzisiert die bestehenden Vorgaben gemäss Artikel 8 StromVG.

Zur Kategorie der Netzoptimierung im Übertragungsnetz können folgende Massnahmen zählen:

- Eliminierung von Engpässen in Unterwerken
- Bau von Netz-Provisorien
- Bau von Transformatoren (mit oder ohne Längs- oder Querregelung) und von flexiblen Wechselstromübertragungssystemen (FACTS)
- Bau von Blindleistungskompensationsanlagen (i.e. Spulen, Kondensatoren, statische Blindleistungskompensatoren)
- Austausch von Transformatoren (Kurzschlussfestigkeit und Leistungsgrösse)
- Ertüchtigung von Schaltanlagen (Kurzschlussfestigkeit und Stromtragfähigkeit)
- Umstellung von 220 auf 380 kV auf dafür dimensionierten und zugelassenen Leitungen
- Temperaturabhängiger Betrieb der Leitungen, d.h. Zulassen einer erhöhten Übertragungsfähigkeit bei niedrigen Aussentemperaturen.



Unter Netzverstärkungsmassnahmen im Übertragungsnetz können fallen:

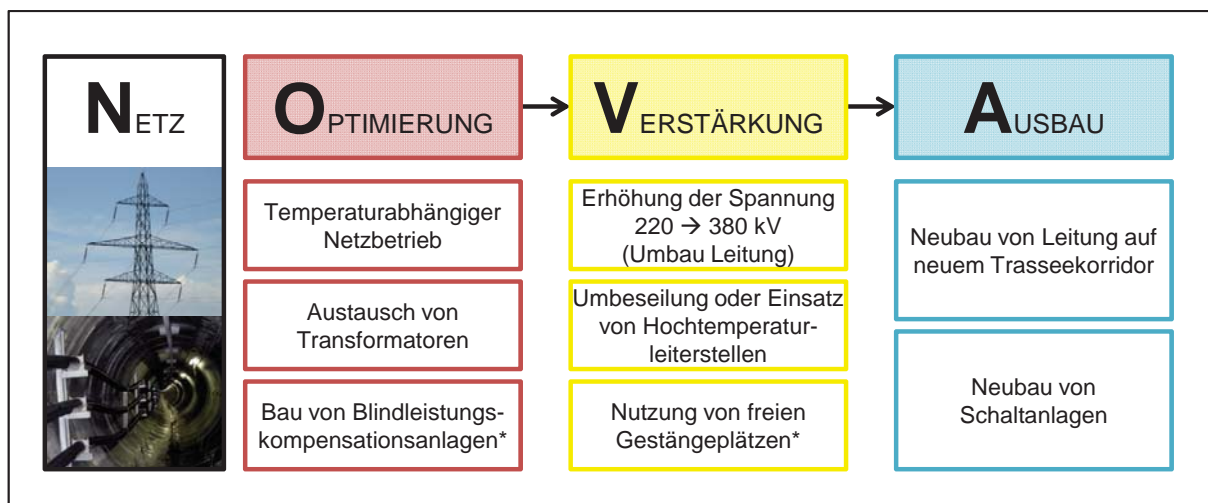
- Nutzung von freien Gestängeplätzen
- Umbeseilungen auf Leiterseile mit höherer Übertragungsfähigkeit bei eventueller Erhöhung der Bodenabstände
- Austausch von Leitungen (Kurzschlussfestigkeit und Leistungsgrösse)
- Ausbau von Schaltanlagen
- Einsatz von Hochtemperaturleiterseilen (HTLS)
- Umbau der Leitung, beispielweise eine Erhöhung der Spannung von 220 auf 380 kV.

Der Netzoptimierung und Netzverstärkung können insbesondere die umweltrelevante Schutzgesetzgebung Grenzen setzen, indem nach einer Optimierung oder Verstärkung vorgeschriebene Grenzwerte nicht mehr eingehalten werden können (insbesondere bezüglich nichtionisierende Strahlung oder Lärm). Erst wenn die Netzoptimierung und subsidiär die Netzverstärkung nicht ausreichen, fällt ein Netzausbau und damit eine oder beide der folgenden Massnahmen in Betracht:

- Neubau von Leitungen auf einer neuen Trasse
- Neubau von Schaltanlagen.

Schalthandlungen (i.e. In- oder Ausserbetriebnahme von Leitungen und Transformatoren, Änderung der Sammelschienenkonfiguration in Unterwerken, Änderung von Transformatorenstufen) und Redispatch fallen nicht unter das NOVA-Prinzip.

Die vorstehend aufgezählten Massnahmen können beim Übertragungsnetz angewandt werden. Wie das NOVA-Prinzip auch auf das Verteilnetz angewandt werden kann, muss noch vertieft geprüft werden. Es ist jedoch bereits absehbar, dass nicht alle Massnahmen wie u.a. Hochtemperaturleiterseile auch auf das Verteilnetz angewandt werden können. Diese Leitlinie nimmt Teile der Stossrichtungen 1, 3 und 4 des Infrastrukturberichts des Bundes auf (siehe Kapitel 2.1).



* Weitere Massnahmen, die zu diesen Kategorien zählen, werden im Text aufgelistet.

Abbildung 1: Das NOVA-Prinzip (Netzoptimierung vor –verstärkung, vor –ausbau) umgesetzt mit Beispielen im Übertragungsnetz.



4.15 Technische Netzplanungsgrundsätze

Leitlinie:

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

Erläuterung:

Neben den Leitlinien und dem energiewirtschaftlichen Szenariorahmen müssen bei der Netzplanung technische Grundsätze berücksichtigt werden. Diese Planungsgrundsätze beschreiben die Rahmenbedingungen, den Untersuchungsgegenstand, die Untersuchungsmethodik, die netztechnischen Beurteilungskriterien und Massnahmen für die Netzplanung. Im Rahmen der Grundsatzanalysen der Netzausbauplanung ist eine Auswahl von relevanten Netznutzungsfällen erforderlich, damit das Netz zur Gewährleistung der Netzsicherheit ausreichend bemessen und den Anforderungen nach einem sicheren und effizienten Netzbetrieb Rechnung getragen wird.

Netzplanungsgrundsätze decken u.a. folgende Bereiche ab:

- Netzsicherheitsrelevante Betrachtungen (Einfachausfall, Nichtverfügbarkeit mehrerer Betriebsmittel)
- Lastfälle (Starklasten, Schwachlasten)
- Spannungshaltung
- Leistungsflussberechnungen (unter Berücksichtigung thermischer Belastungs-, Spannungsgrenzen und Schutzgrenzwerte)
- Kurzschlussstromberechnungen
- Angaben zur Stabilität (transiente und statische Stabilität)
- Betrachtungen zur Versorgungszuverlässigkeit (z. B. Bewertung N-1 sicherer Netzkonzepte).

Weiter berücksichtigen die Netzplanungsgrundsätze die massgeblichen technischen Vorgaben gemäss ENTSO-E, die Schutzkonzepte und das dynamische Verhalten der an das Netz angeschlossenen Anlagen sowie der Einfluss der Netzdynamik.

Die transparente Anwendung von technischen Netzplanungsgrundsätzen vereinfacht die nachfolgende Überprüfung der Mehrjahrespläne durch die EICom. Auf Stufe Übertragungsnetz ist die Erstellung und Veröffentlichung von Planungsgrundsätzen zwingend erforderlich. Zur Effizienzsteigerung beim Netzausbau kann die EICom bei Bedarf einheitliche Netzplanungsgrundsätze festlegen. Diese Leitlinie nimmt Teile der Stossrichtungen 1 und 3 des Infrastrukturberichts des Bundes auf (siehe Kapitel 2.1).



5 Ablauf des zukünftigen Netzentwicklungsprozesses

Eine Übersicht über die Teilschritte, Abläufe und involvierten Institutionen bei der zukünftigen Netzentwicklung 50 Hz ist in Abbildung 2 dargestellt. Entlang der Zeitachse von oben nach unten wird der Netzentwicklungsprozess 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 abschliessende 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. Der Netzentwicklungsprozess für das SBB-Übertragungsnetz (132 kV, 16,7 Hz) folgt den Regeln der Eisenbahngesetzgebung. Einzelne Verfahrensschritte können dabei für das 16,7 Hz-Netz identisch sein.

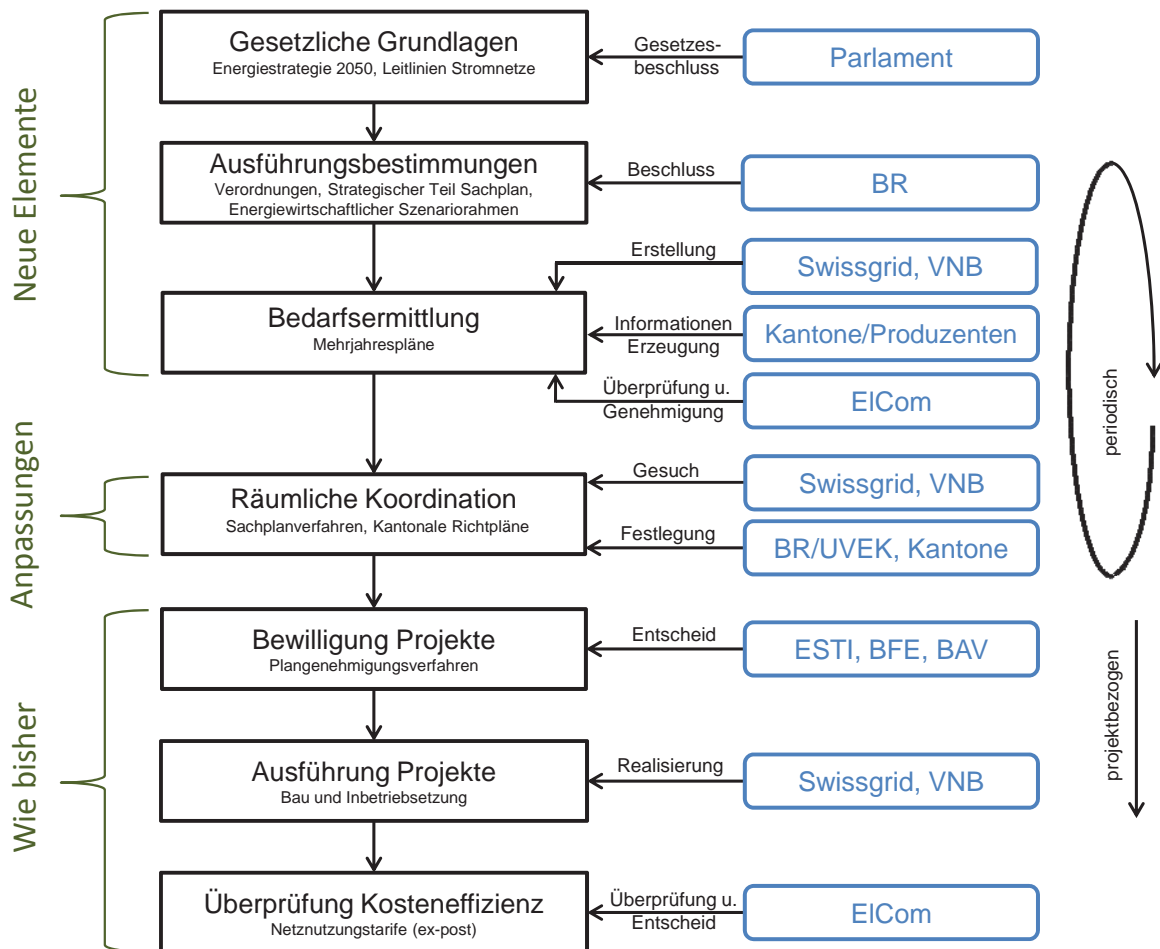


Abbildung 2: Übersicht über die Abläufe und involvierten Institutionen im Netzentwicklungsprozess 50 Hz und Gemeinschaftsleitungen 50 Hz/16,7 Hz. (BR: Bundesrat, BAV: Bundesamt für Verkehr, VNB: Verteilnetzbetreiber).



5.1 Teilschritt gesetzliche Grundlagen

Abgeleitet von den Herausforderungen im Bereich der Stromnetze und dem Bedarf für Verbesserungen der Rahmenbedingungen werden die Leitlinien rechtlich verankert (siehe erster Schritt in Abbildung 2 und gesetzlicher Anpassungsbedarf in Kapitel 10). Diese Leitlinien beschreiben 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, ECom, ESTI, BFE) im Netzentwicklungsprozess festgehalten. Die rechtlichen Rahmenbedingungen für die Umsetzung der Strategie Stromnetze müssen geschaffen oder, soweit bereits vorhanden, angepasst werden.

5.2 Teilschritt Ausführungsbestimmungen (Szenariorahmen)

In einer zweiten Phase (siehe Abbildung 2) werden die rechtlich verankerten Leitlinien und Zuständigkeiten konkretisiert und die daraus resultierenden Vorgaben durch Vorschriften auf Verordnungsebene bzw. im neuen Sachplan Energienetze (SEN, vgl. Kapitel 5.4) festgelegt.

Als Rahmenbedingung im Sinne einer Vorgabe von energiewirtschaftlichen Eckdaten für die Netzplanung ist ein Szenariorahmen erforderlich, der angemessene energiewirtschaftliche Annahmen über die zukünftigen energiewirtschaftlichen Entwicklungen widerspiegeln soll. Die Festlegung des Szenariorahmens ist die Basis für die anschliessende Bedarfsermittlung im Rahmen der Planung der Netzbetreiber. Der Szenariorahmen ist behördenverbindlich, die darin enthaltenen Grundlagen müssen daher u.a. von der ECom bei ihren Entscheidungen berücksichtigt werden.

Die Anforderungen an einen energiewirtschaftlichen Szenariorahmen wurden von der dena (Deutsche Energie-Agentur GmbH) in einer im Auftrag vom BFE durchgeführten Studie³⁴ analysiert. In der Studie wurden unter Mitwirkung einer breit abgestützten Begleitgruppe Empfehlungen für die Anforderungen an den energiewirtschaftlichen Szenariorahmen sowie die Ausgestaltung der notwendigen Prozesse und Verantwortlichkeiten erarbeitet und konkretisiert.

Die zeitliche Perspektive des Szenariorahmens soll sich an der zeitlichen Ausprägung der Netzplanung orientieren. Daher müssen die zu entwickelnden Szenarien und damit der Szenariorahmen mindestens 10 Jahre in die Zukunft reichen. Um eine Einordnung in längerfristige Entwicklungen zu ermöglichen, sollte zumindest ein Szenario 20 Jahre in die Zukunft blicken.

Bezüglich der Anzahl der Szenarien muss bei der Ausgestaltung des schweizerischen Szenariorahmens eine Vielzahl unterschiedlicher Einflussfaktoren berücksichtigt werden. Die Herausforderung besteht darin, die wesentlichen Treiber der energiewirtschaftlichen Entwicklung zu identifizieren und Szenarien, die auch konsistent mit der Europäischen Entwicklung sind, zu verdichten. Um die Komplexität und den Aufwand sowohl bei der Szenarioerstellung als auch bei der anschliessenden Netzmodellierung zu beschränken, sind drei nationale Szenarien für den Szenariorahmen der Schweiz vorgesehen, welche mit drei europäischen Szenarien kombiniert werden sollen. Aus Gründen der Vergleichbarkeit soll sich die Erarbeitung des Szenariorahmens an den Informationen der ENTSO-E orientieren. Für jede Erstellung des Szenariorahmens muss erneut geprüft werden, welche Szenariokombination die aktuelle Entwicklung geeignet darstellt. Die Szenarien müssen sich ausreichend unterscheiden, um die Spannweite möglicher Entwicklungen aufzuzeigen. Die Abbildung eines mittleren Szenarios, das den wahrscheinlichsten Entwicklungspfad beschreibt, kann als Leitszenario aufzeigen, wohin sich die energiewirtschaftlichen Kenngrössen ausgehend vom heutigen Status-quo und den aktuellen energiepolitischen Zielsetzungen wahrscheinlich entwickeln. Die Szenarien können sich

³⁴ Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) Studie im Auftrag des BFE „Anforderungen an einen energiewirtschaftlichen Szenariorahmen für die Netzplanung in der Schweiz“ (28. März 2013).



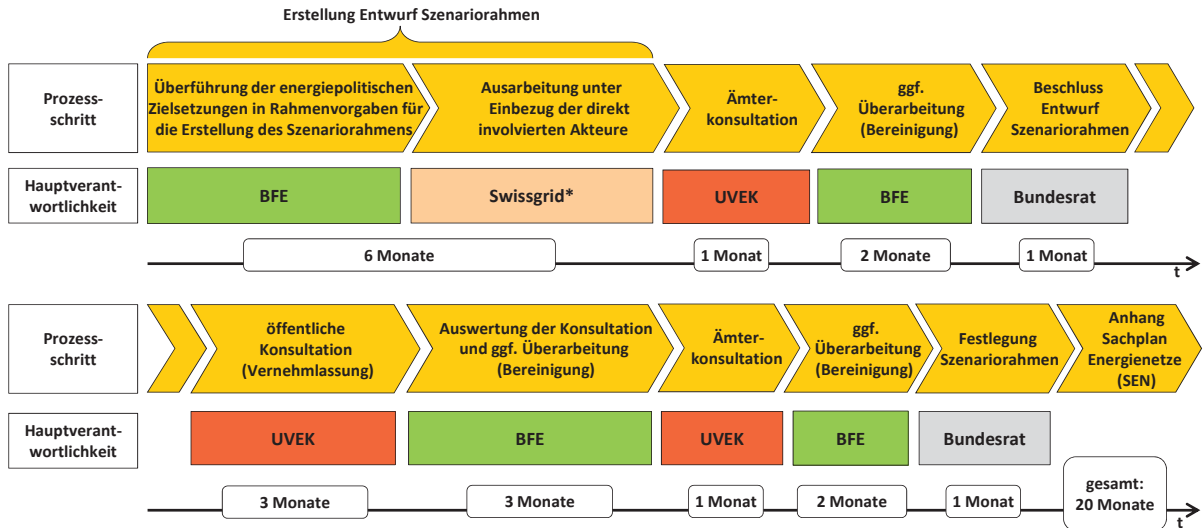
insbesondere durch unterschiedliche Ausbaupfade bei den erneuerbaren Energien auf nationaler wie auch auf europäischer Ebene unterscheiden wobei Ausbaupläne von Grosskraftwerke sowie die Klima- und umweltpolitische Zielsetzungen der verschiedenen Länder zu berücksichtigen sind.

Im Szenariorahmen sind die wichtigsten Parameter aufzunehmen, die die Lastflüsse und die spätere Netzmodellierung entscheidend beeinflussen. Als Mindestanforderung ist daher die zeitliche Entwicklung insbesondere der folgenden Parameter zu erfassen: Installierte Leistung aller Kraftwerke, Stromverbrauch (Jahresstromverbrauch und Jahreshöchstlast), CO₂- und Brennstoffpreisentwicklung und Kapazitäten der Grenzkuppelstellen. Neben diesen Faktoren gibt es eine Vielzahl weiterer Parameter³⁵, Annahmen und Vorgaben, die für die unterschiedlichen Modelle vorgegeben werden müssen und die Ergebnisse direkt beeinflussen.

Das BFE entwickelt einen Entwurf dieser Szenarien auf Basis der Energiestrategie des Bundesrates sowie von Annahmen zu energiewirtschaftlichen Entwicklungen, insbesondere den Energieperspektiven 2050 (siehe Abbildung 3). Es stellt sicher, dass der energiepolitische Rahmen bzw. die energiepolitischen Ziele im Szenariorahmen berücksichtigt werden, indem es diese in Vorgaben für die Erstellung des Szenariorahmens überführt. Die detaillierte Ausarbeitung der Szenarien und des Szenariorahmens erfolgt anschliessend durch die nationale Netzgesellschaft unter Einbezug der direkt involvierten Akteure. Schliesslich beschliesst der Bundesrat nach vorgängiger Ämterkonsultation und ggf. Bereinigung durch das BFE den Entwurf des Szenariorahmens. Danach führt das Eidgenössische Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation (UVEK) eine Vernehmlassung der Szenariientwürfe durch. Ziel dieser öffentlichen Konsultation ist eine transparente Beteiligung aller Akteure und der Öffentlichkeit in einem frühen Stadium des gesamten Netzentwicklungsprozesses. Damit soll die Akzeptanz für den erforderlichen Netzausbau gestärkt werden. Unter Berücksichtigung der Ergebnisse der öffentlichen Konsultation wird der Szenariorahmen gegebenenfalls 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 dem SEN vorgelagerten Bedarfsermittlung dokumentieren zu können.

Um neue, für die Netzentwicklung relevante Entwicklungen berücksichtigen zu können, wird der Szenariorahmen periodisch alle 4 Jahre überprüft, bei Bedarf angepasst, in eine öffentliche Konsultation gegeben und neu festgelegt. Sofern sich die energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen zwischenzeitlich signifikant ändern, kann der Bundesrat auf Antrag des UVEK eine vorgezogene Überprüfung und allenfalls Anpassung anordnen. In der Übergangsphase bis zur erstmaligen Bestimmung des Szenariorahmens sollen sich die Netzbetreiber direkt an den Szenarien und Varianten aus den Energieperspektiven orientieren.

³⁵ Technische Lebensdauer, Wirkungsgrad und CO₂-Ausstoss von Kraftwerken, Netzverluste, Einsatz neuer Technologien wie z.B Power to Gas, Erdkabel, Wechselkurs, Zinssätze, Brennstoffgrenzübergangpreise, Strommarktdesign, Vorgaben zur Lastdeckung und zur Abnahme erneuerbare Energien, gesetzliche Vorschriften und Auflagen.



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

Abbildung 3: Prozess der Erarbeitung, Konsultation und Verabschiedung des energiewirtschaftlichen Szenariorahmens. Quelle: In Anlehnung an Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) „Anforderungen an einen energiewirtschaftlichen Szenariorahmen für die Netzplanung in der Schweiz“, 28. März 2013.

5.3 Teilschritt Bedarfsermittlung (Mehrjahrespläne)

Die Verantwortung für die Netzentwicklung und die Bedarfsermittlung liegt bei den Netzbetreibern. Die Mehrjahrespläne werden als Planungsinstrument für die Netzbetreiber etabliert³⁶. Mit der Umsetzung der Strategie Stromnetze ist keine Verlagerung der Planungskompetenz vorgesehen.

Die Mehrjahrespläne enthalten die Bezeichnung der Projekte, eine Kurzbeschreibung der Projekte und der entsprechenden Betriebsmittel, den jeweiligen Investitionstyp (z.B. Erneuerung, Ausbau, Neubau) die aktuelle Projektphase, den aktuellen Verfahrensstatus und das Datum der geplanten Inbetriebsetzung sowie die geschätzten Projektkosten (Investitionen). Zudem umfasst die Kurzbeschreibung eine Projektbegründung, d.h. den Nachweis der technischen Notwendigkeit und des wirtschaftlichen Nutzens mit Bezug auf den festgelegten energiewirtschaftlichen Szenariorahmen. Die Mehrjahrespläne zeigen 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). Die Netzbetreiber sind weiterhin dazu angehalten, die Vorgabe bzgl. der Effizienz gemäss Artikel 8 StromVG bei der Erstellung der Mehrjahrespläne zu berücksichtigen. Im Sinne eines effizienten Ablaufs bei der Erstellung und Überprüfung der Mehrjahrespläne soll durch die EICom gegebenenfalls 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)³⁷. Neben

³⁶ Die Verwendung der Mehrjahrespläne als Planungsinstrument ist analog den Bestimmungen der EU-Binnenmarkttrichtlinie (2009/72/EG) ausgestaltet, in der die Übertragungsnetzbetreiber dazu verpflichtet werden, der Regulierungsbehörde jährlich nach Konsultation aller einschlägigen Interessenvertreter einen zehnjährigen Netzentwicklungsplan vorzulegen.

³⁷ Bei Verteilnetzbetreibern, die zusätzlich zu Betriebsmitteln auf den NE 2 oder 3 auch Betriebsmittel auf tieferen Netzebenen besitzen, bezieht sich die Pflicht zur Erstellung von Mehrjahresplänen ausschliesslich auf die NE 2 und 3.



der nationalen Netzgesellschaft sind davon rund 65 Verteilnetzbetreiber betroffen. Aufgrund des hohen Vermaschungsgrades des schweizerischen Stromnetzes kann es auf der Netzebene 3 (teilweise mehrere Ausspeisungen aus dem übergeordneten Netz) zu Überlastungen und Parallelfüssen kommen, weshalb ein Einbezug der Netzebene 3 (NE 3) in die erweiterte Mehrjahresplanung sinnvoll ist. Mit dieser Regelung wird zudem gewährleistet, dass die im Vergleich zu tieferen Spannungsebenen wirtschaftlich relevanteren Einzelprojekte auf den NE 1, 2 und 3 systematisch mit dem Instrument der Mehrjahrespläne behandelt werden. Investitionen auf den NE 4 bis 7 sind zwar in Bezug auf einzelne Projekte wirtschaftlich weniger relevant. Jedoch verursachen die NE 4 bis 7 den überwiegenden Teil der gesamten Netzkosten³⁸. Der Regulierungsrahmen muss also insbesondere auf diesen Netzebenen Anreize für eine langfristig effiziente Netzentwicklung setzen und dabei gleichzeitig im Zusammenhang mit dem Umbau der Netze Richtung Smart Grids innovationsfördernde Elemente enthalten. Eine Berücksichtigung der NE 4 bis 7 mit dem Instrument der Mehrjahrespläne wäre aufgrund der grossen Netzmengen aber mit einem immensen administrativen Aufwand verbunden.

Die ECom überprüft die von den Netzbetreibern mit den Eingangsdaten aus dem Szenariorahmen erstellten Mehrjahrespläne anhand der Vorgaben auf Gesetzes- und Verordnungsebene, verlangt allfällige Anpassungen und genehmigt diese. Mit der Genehmigung der Mehrjahrespläne bestätigt die ECom vor der Realisierung der Projekte ganz oder teilweise, dass für die in den Mehrjahresplänen enthaltenen Projekte der NE 1 bis 3 ein grundsätzlicher Bedarf besteht. Dieser effektive Bedarf wird anhand noch zu definierender Kriterien bezüglich Wirksamkeit, Bedarfsgerechtigkeit und Erforderlichkeit auf Basis der Resultate der Netzplanung gemäss Vorgaben (insbesondere Leitlinien und Szenariorahmen) überprüft.

Die ECom kann nach der Realisierung der ursprünglich genehmigten Projekte die angefallenen Kosten nicht mehr grundsätzlich in Frage stellen, sie kann jedoch nach wie vor Investitionskosten teilweise als nicht anrechenbar bewerten. Das grundsätzliche Risiko für die Netzbetreiber, dass die ECom bei einer allfälligen Effizienzprüfung im Rahmen der derzeit geltenden Vorschriften der Stromversorgungsverordnung (StromVV) eine Tarifsenkung mit der Begründung veranlasst, dass sie den Bedarf eines oder mehrerer Projekte als nicht gegeben erachtet, entfällt durch diese Vorab-Bedarfsprüfung der Mehrjahrespläne. Auf diese Weise können die entsprechenden Investitionshemmnisse abgebaut werden. Bei den Netzbetreibern verbleibt bei einem solchen Vorgehen das Investitionsrisiko bezüglich der Beurteilung der Effizienz der Projektrealisierung im Rahmen der derzeit geltenden Vorschriften der StromVV (siehe Kapitel 5.6). Dieses Risiko ist aber vertretbar bzw. sogar erwünscht, da den Netzbetreibern, die in einem regulierten Monopolbereich operieren, angemessene Effizianzanreize gesetzt werden müssen. Das Instrument der Mehrjahresplanung soll das Risiko für Fehlinvestitionen reduzieren und somit zu einer langfristig kosteneffizienten Netzentwicklung beitragen.

Die nationale Netzgesellschaft ist verpflichtet, den Mehrjahresplan für das Übertragungsnetz jährlich nachzuführen und an die ECom zu übermitteln. Für die Mehrjahrespläne der rund 65 Verteilnetzbetreiber mit Betriebsmitteln auf den NE 2 und 3 hat die Überprüfung und Genehmigung durch die ECom grundsätzlich alle 3 Jahre zu erfolgen. Dieser Rhythmus bedeutet, dass durchschnittlich jedes Jahr die Mehrjahrespläne von gut 20 Verteilnetzbetreibern überprüft werden müssen. Die ECom legt die jeweiligen Eingabefristen für jeden Verteilnetzbetreiber fest. Nur in Ausnahmefällen (z.B. bei signifikanten Änderungen in der Mehrjahresplanung) sollen die Verteilnetzbetreiber bei der ECom eine vorgezogene projektbezogene Prüfung vor dem eigentlichen Eingabetermin beantragen können.

³⁸ 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.



Die Mehrjahrespläne werden grundsätzlich für einen Zeithorizont von 10 Jahren³⁹ 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. mit hoher Priorität, zu realisieren sind. Die nationale Netzgesellschaft 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 der nationalen Netzgesellschaft 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 EICom geprüft wurden. Um gegenüber der Öffentlichkeit Transparenz in Bezug auf den Netzausbau zu gewährleisten, sind die Netzbetreiber verpflichtet, die Mehrjahrespläne nach der Genehmigung durch die EICom zu veröffentlichen und die wichtigen Aus- bzw. Neubauprojekte des 220-kV/380-kV-Netzes werden periodisch im Konzeptteil des SEN verankert.

5.4 Teilschritt Räumliche Koordination

Gestützt auf die entsprechend der Leitlinien verabschiedeten Rahmenbestimmungen für die Weiterentwicklung des Schweizer Stromnetzes (siehe Kapitel 4) und des vom Bundesrat verabschiedeten Szenariorahmens (siehe Kapitel 5.2), ermitteln die Netzbetreiber den Bedarf (Mehrfjahrespläne, siehe Kapitel 5.3). Diese Mehrjahrespläne bilden die Ausgangslage für räumliche Koordination des Netzausbaus mit den anderen räumlichen Interessen. Die räumliche Koordination erfolgt in einem nächsten Schritt und verfahrensmässig im Rahmen eines Sachplanverfahrens (siehe Abb. 4).

Der Sachplan Übertragungsleitungen (SÜL⁴⁰) soll in Zukunft langfristiger und überörtlich (Betrachtung in Teilräumen) ausgerichtet werden und dabei zu einem Sachplan Energienetze (SEN) ausgeweitet werden. Der Fokus liegt zu Beginn auf dem 50-Hz-Übertragungsnetze der allgemeinen Stromversorgung. Der SEN soll aber zu einem späteren Zeitpunkt auf alle leitungsgebundenen Energien (Strom, Gas, Öl) Anwendung finden. Er wird – gleich wie andere Sachpläne – in einen Konzeptteil und einen Teil mit den konkreten Objektblättern unterteilt sein. Im Konzeptteil werden Planungsgrundsätze, Grundsätze zum Verfahrensablauf sowie die Einbettung der Planungen in die vorgelagerten konzeptuellen Arbeiten (Szenariorahmen und Mehrjahrespläne) festgehalten. Wie in Leitlinie 4.5 angesprochen werden die in Kapitel 3.2 des aktuell gültigen SÜL formulierten Ziele in geeigneter Form in den Konzeptteil des SEN übernommen werden.

Eine Sachplanpflicht besteht für Leitungen mit einer Nennspannung von 220 kV und höher (50 Hz) sowie 132-kV-Leitungen der SBB (16,7 Hz). Im Rahmen der laufenden Revision der VPeA ist es vorgesehen, die Leitungen der SBB aus der Sachplanpflicht gemäss EleG zu entlassen und dem Sachplan Infrastruktur Schiene (SIS) zu unterstellen (siehe Kapitel 5.8). Durchgeführt wird ein Sachplanverfahren für Vorhaben, welche im Konzeptteil des SEN aufgelistet sind. Es handelt sich um die wichti-

³⁹ Artikel 22 der EU-Richtlinie 2009/72/EG zum Elektrizitätsbinnenmarkt legt ebenfalls einen Zeithorizont von 10 Jahren für die Netzentwicklungspläne der Übertragungsnetzbetreiber fest.

⁴⁰ Sachplan Übertragungsleitungen Aufnahme der strategischen Übertragungsleitungsnetze 50 Hz der allgemeinen Stromversorgung und 16,7 Hz der Bahnstromversorgung in den Sachplan vom 23. Februar 2009:

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



gen Aus- bzw. Neubauprojekte des 220-kV/380-kV-Netzes. Bei kurzen Neubaustrecken, kleinen Anpassungen der Linienführung oder Ausbauprojekten für das 220-kV/380-kV-Netz, welche mit geringen Auswirkungen auf die Umwelt verbunden sind, kann von einem Sachplanverfahren abgesehen werden, wenn das Projekt die Situation verbessert und für Nutzungskonflikte voraussichtlich im Rahmen des Plangenehmigungsverfahrens (PGV) eine Lösung gefunden werden kann. Diesen „Sachplan-Check“ führt die Kerngruppe durch (BFE in Rücksprache mit den zuständigen Fachstellen des Bundes, den betroffenen Kantonen und einer nationalen Umweltorganisation). Über Änderungen am Leitungsnetz der tieferen Spannungsebenen, ohne gemeinsame Projektierung mit Änderungen am 220-kV/380-kV-Netz, wird, wie bisher, ohne vorgängiges Sachplanverfahren direkt im PGV entschieden⁴¹.

Im künftigen SEN-Verfahren wird die Netzplanung der Betreiber frühzeitig mit den kantonalen Planungen in einer überörtlichen Teilraumplanung koordiniert und zeitlich abgestimmt. Das Ziel des SEN-Verfahrens ist es, die Netzinfrastruktur bestmöglich im Raum zu integrieren und dabei eine qualifizierte Interessenabwägung durchzuführen. Die Kantone werden bereits vor der formellen Einleitung des Verfahrens in die Planungsprozesse der Betreiber einbezogen, damit sie einerseits ihre eigenen Planungen in den Planungsprozess der Betreiber einbringen und sich andererseits mit den Leitungsbauvorhaben der Projektanten abstimmen können. Mit dieser sachbereichsübergreifenden Zusammenarbeit kann erreicht werden, dass im knappen Raum Infrastrukturen zukünftig besser gebündelt werden. Die frühzeitige Zusammenarbeit zwischen den Projektanten und den Kantonen im SEN-Verfahren erlaubt es den betroffenen Kantonen zudem rechtzeitig festzustellen, welcher Anpassungsbedarf für die kantonale Planung besteht und ob diese bereits parallel zum Sachplanverfahren angepasst werden soll. Den Kantonen kommt ausserdem bei der raumplanerischen Sicherung der Planungskorridore eine wichtige Rolle zu, indem sie ausserhalb bestehender Bauzonen den Planungskorridor bei Einzonungsbegehren der Gemeinden zu wahren haben. Werden durch ein Vorhaben bestehende Bauzonen tangiert, ist der Planungskorridor bei Änderungen der Bau- und Nutzungsordnung entsprechend zu berücksichtigen und in strategischen Fällen ist auch die aktive Anpassung kommunaler, grundeigentümergebundener Nutzungsplanungen zu prüfen.

In verfahrensmässiger Hinsicht soll mit diesem neu strukturierten Planungsprozess Rechts-, Planungs- und Investitionssicherheit geschaffen werden. Am Ende der einzelnen Verfahrensabschnitte steht jeweils ein Entscheid, der den jeweiligen Verfahrensschritt abschliesst. Dieser Entscheid bildet jeweils die Grundlage für die weitere Vertiefung und Detaillierung eines Projektes. Optionen oder Varianten, die in diesem Entscheid nicht enthalten sind, fallen für die weitere Bearbeitung eines Projektes weg und werden nicht mehr in die Diskussionen einbezogen.

⁴¹ Der in diesem Abschnitt beschriebene Sachverhalt ist nicht neu und entspricht dem heutigen Stand des Sachplanverfahrens sowie der VPeA.

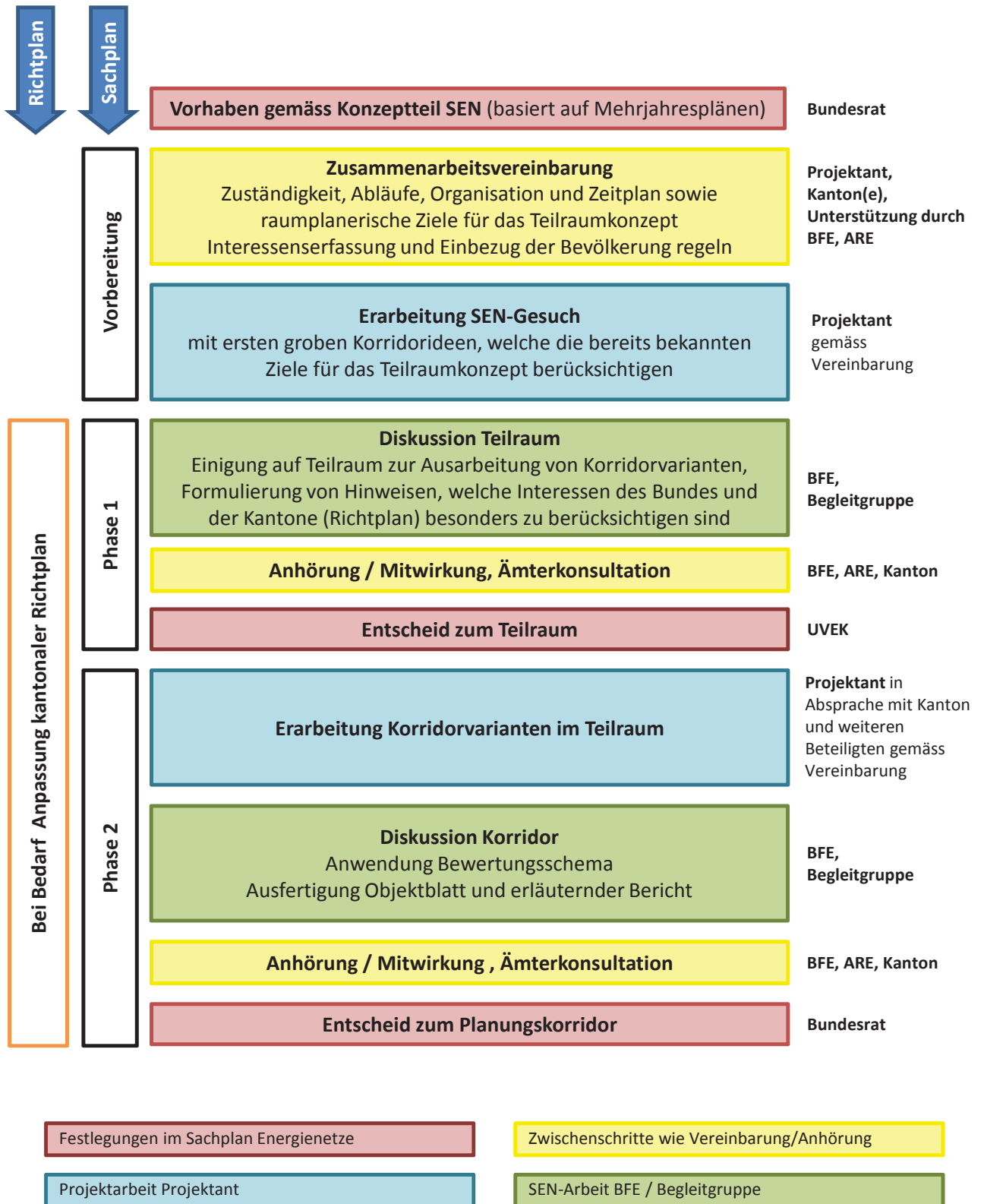


Abbildung 4: Übersicht der Abläufe und involvierten Institutionen bei der räumlichen Koordination.



Im zeitlichen Ablauf des Sachplanverfahrens gibt es drei Meilensteine (rote Felder in Abbildung 4):

1. *Festlegung der wichtigen Aus- bzw. Neubauvorhaben des 220-kV/380-kV-Netzes im Konzeptteil des Sachplans:*
Die einzelnen Vorhaben werden auf Basis der Bedarfsermittlung in der Mehrjahresplanung in den Konzeptteil aufgenommen. Damit werden die Spannungsebene, die Kapazität sowie die Anfangs- und Endpunkte der einzelnen Leitungsprojekte bestimmt. Entscheidbehörde ist der Bundesrat.
2. *Entscheid zum Teilraum:*
Die Begleitgruppe (Bund, betroffene Kantone, Projektant und interessierte Umweltorganisationen) sucht einen Teilraum, in welchem der Projektant anschliessend mögliche Korridorvarianten für ein Einzelvorhaben zu erarbeiten und zu definieren hat. Die wichtigen Interessenskonflikte und die zu beachtenden Rahmenbedingungen für die Ausarbeitung von Korridorvarianten werden im Entscheid zum Teilraum festgehalten. Der Entscheid über die Festsetzung eines Teilraumes liegt beim Bundesrat, allenfalls beim UVEK.
3. *Entscheid zum Planungskorridor:*
Der Projektant erarbeitet zuhanden der Leitbehörde und der Begleitgruppe die möglichen Korridorvarianten im festgesetzten Teilraum. Die Beurteilung der vorgelegten Varianten erfolgt durch die Begleitgruppe mit Hilfe des Bewertungsschemas Übertragungsleitungen. Der/Die Kanton(e), die betroffenen Gemeinden und die Interessengruppen werden vor dem Entscheid zum Planungskorridor noch einmal begrüsst. Im Entscheid zum Planungskorridor wird der für die Detailplanung zur Verfügung stehende Korridor bestimmt und der Entscheid betreffend die anzuwendende Übertragungstechnologie (Kabel oder Freileitung) gefällt. Zudem werden, falls nötig, Anweisungen für die weitere Planung erteilt.

Das neue überörtlich und langfristig ausgerichtete Sachplanverfahren wird entlang dieser drei Meilensteine in zwei Phasen durchgeführt. Dem formellen Sachplanverfahren geht eine Vorbereitung voraus, welche als wichtiges Element ebenfalls in Abbildung 4 dargestellt ist.

Vorbereitung: Zusammenarbeitsvereinbarung und Erarbeitung SEN-Gesuch

- Der Bundesrat hat mit der Aufnahme der wichtigen Aus- bzw. Neubauvorhaben des 220-kV/380-kV-Netzes in den Konzeptteil des Sachplans die Grundlage für bzw. den Auftrag zur nachfolgenden Koordination und räumlichen Konkretisierung geschaffen.
- Im Hinblick auf die Realisierung eines im Konzeptteil des Sachplans aufgenommenen Vorhabens vereinbaren Projektant und Kanton(e) gemeinsam die Ziele, Zuständigkeiten, Abläufe, die Organisation und einen Terminplan für die Erarbeitung der möglichen Korridorvarianten (Zusammenarbeitsvereinbarung als formale Grundlage für den Planungsprozess). Diese Vereinbarung regelt insbesondere die Zusammenarbeit zwischen Projektant und Kanton(en) für den Planungsprozess bis zum formellen Start des Sachplanverfahrens, den Einbezug der Gemeinden in den Planungsprozess und die raumplanerischen Rahmenbedingungen für die Bestimmung eines Teilraumes. Die Projektplanung ist kein bundesrechtlich geregelter Prozess und die Bundesbehörden sind deshalb auch nicht als Partei in dieser Zusammenarbeitsvereinbarung eingebunden. Sie unterstützen die Parteien jedoch bei der Erarbeitung der Vereinbarung, indem sie, falls gewünscht, diesen Prozess organisieren und koordinieren, logistisch und administrativ begleiten und die notwendigen Grundlagen zur Verfügung stellen.
- In materieller Hinsicht erarbeitet der Projektant anschliessend in einem ersten Schritt gemäss Vereinbarung die Grundlagen für ein Sachplangesuch. Er hält sich dabei inhaltlich an die Vorgaben des strategischen Netzes und an die in der Zusammenarbeitsvereinbarung festgehal-



tenen raumplanerischen Ziele für den Teilraum (z.B. Bündelung bestimmter Infrastrukturen, angesprochene Massnahmen für den Interessen- und Lastenausgleich, etc.) und formell an die Abläufe und Zuständigkeiten gemässe Zusammenarbeitsvereinbarung. Wenn die Unterlagen erarbeitet sind, kann der Projektant mit der formellen Eingabe des Gesuches beim BFE das Sachplanverfahren anstossen.

Bemerkungen:

Die neue eingeführte Zusammenarbeitsvereinbarung ist ein formales Element, welches die zentrale Bedeutung der Zusammenarbeit mit den Kantonen unterstreicht und gleichzeitig die Zusammenarbeit strukturiert sowie vorgehensmässig verbindlich regelt.

Phase 1: Diskussion und Entscheid Teilraum

- Das BFE eröffnet das Sachplanverfahren und bezeichnet eine Begleitgruppe für das konkrete Vorhaben. 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 Empfehlung der Begleitgruppe für einen Teilraum zur Ausarbeitung von Korridorvarianten wird durch das BFE festgehalten, in die Ämterkonsultation gegeben und den betroffenen Kantonen zur Anhörung unterbreitet. Der Entscheid kann konkrete Anweisungen an den Projektanten oder einen Kanton für die Phase 2 enthalten. Die Festsetzung des Teilraumes und die Anordnung von allfälligen Planungsanweisungen erfolgt durch das UVEK bzw. den Bundesrat.

Bemerkungen:

Ziel der Phase 1 ist eine erste räumliche Grobabstimmung, die von den Mitgliedern der Begleitgruppe und vom betroffenen Kanton getragen wird und für den Projektanten erste Anhaltspunkte bzw. Anweisungen für die Erarbeitung möglicher Korridorvarianten gibt. Der Schwerpunkt liegt auf den Aspekten der räumlichen Koordination. Durch die Mitwirkung der Fachbehörden, der betroffenen Kantone sowie des Bundes im Rahmen der Begleitgruppe ist die Berücksichtigung der übrigen öffentlichen Interessen gewährleistet. Der Teilraum soll dem Projektanten genügend Freiheiten lassen, um in Phase 2 mehrere Korridorvarianten mit verschiedenen Technologien auszuarbeiten. Zudem wird mit dieser Zwischenentscheid eine formalisierte Anweisung an den Projektanten erlassen, was er bei der Ausarbeitung von Korridorvarianten aus Sicht der öffentlichen Interessen zu beachten hat.

Phase 2: Variantendiskussion und Entscheid Planungskorridor

- Nach dem Entscheid für einen Teilraum erarbeitet der Projektant mögliche Korridorvarianten für die Realisierung des Projektes, welche die Ziele und die anzustrebende Entwicklung für diesen Teilraum berücksichtigen.
- Die vom Projektanten erarbeiteten Korridorvarianten werden in der Begleitgruppe diskutiert und mit dem Bewertungsschema Übertragungsleitungen bewertet. Dabei werden alle für den Korridorentscheid relevanten Aspekte überprüft. Dazu gehören auch die Fragestellungen, die sich aus dem StromVG ergeben. Das Ergebnis dieser Diskussionen wird zum Vorschlag für einen Planungskorridor und für die Übertragungstechnologie verarbeitet.
- 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 bzw. in bestimmten Fällen durch das UVEK abgeschlossen.



Bemerkungen:

Ziel der Phase 2 ist es, die Korridorvarianten im Teilraum zu evaluieren und in einem Verfeinerungsprozess auf einen einzigen Planungskorridor⁴² zu reduzieren, der einerseits den Zielen des Teilraumes entspricht, andererseits die Anforderungen aus der Bedarfsermittlung erfüllt und gleichzeitig die anderen massgebenden öffentlichen Interessen bestmöglich berücksichtigt. Damit verbunden ist auch der Entscheid betreffend Technologie (Freileitung, Erdverkabelung, Teilverkabelung). Die räumliche Koordination sollte dabei dem Stand einer Festsetzung entsprechen. In Ausnahmefällen können für klar ausgewiesene, kurze Abschnitte Anweisungen an die weitere Planung festgehalten und diese Abschnitte als Zwischenergebnis festgelegt werden. Der Planungskorridor ist das räumliche Resultat des Sachplanungsprozesses.

Nach der sachplanerischen Festsetzung des Korridors kann das Detailprojekt erarbeitet und anschliessend das Plangenehmigungsverfahren für das konkrete Projekt bei der zuständigen Fachbehörde gestartet werden (siehe Kapitel 5.5).

Die Strukturierung des gesamten Sachplanverfahrens in zwei Phasen mit jeweils abschliessenden Entscheiden und die klare Definition der Zuständigkeiten bei den einzelnen Schritten führt zu einem effizienteren Ablauf des Prozesses. Die Gesamtdauer für das Verfahren auf Behördenseite (ohne die Zeit für die Ausarbeitung von detaillierten Korridorvarianten durch den Projektanten 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 PGV⁴³ deutlich entlastet. Das anschliessende PGV⁴³ 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. Die daraus gewonnen Erkenntnisse dienen dazu, u.a. die Frage zu beantworten, ob eine Leitung zu verkabeln oder als Freileitung auszuführen ist⁴⁴. Aus diesem Grund ist auch die EICom in die Anwendung des Bewertungsschemas Übertragungsleitungen eingebunden. Der Projektant muss bei der Einreichung des SEN-Gesuchs sowie im Rahmen der Variantendiskussion 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. Das Ziel der Anwendung des Bewertungsschemas ist es, durch eine angemessene Berücksichtigung der Interessen der Raumplanung, Umweltschonung, Technik sowie Wirtschaftlichkeit zu derart begründeten und ausgewogenen Entscheiden zu kommen, dass diese auch von möglichen Beschwerdeführern und Gerichten im nachfolgenden Plangenehmigungsverfahren besser nachvollzogen werden können. Auch dies ist ein Beitrag zur Beschleunigung der PGV, da die Diskussion von Varianten bereits erfolgte und keine vertieften Studien mehr nachgeholt werden müssen.

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 Kabel-

⁴² Der Planungskorridor ist der für die Planung einer Leitung auf der Netzebene 1 ausgeschiedene Raum, der für die Optimierung eines Leitungsvorhaben im Rahmen des PGV zur Verfügung steht (vgl. Kapitel 3.2.3.3 SÜL⁴²). Er überschreitet demnach die Breite des eigentlichen Leitungskorridors in den meisten Streckenabschnitten deutlich.

⁴³ Das Plangenehmigungsverfahren ist ein Verfahren zur Bewilligung der eingereichten Projektpläne. 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.

⁴⁴ 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 verschiedene Korridorvarianten für Freileitungen bewertet werden.



leitung ausgeführt werden soll. In diesen Fällen ist das Vorgehen wie in der Leitlinie 4.8 beschrieben durchzuführen.

5.5 Teilschritt Bewilligung und Ausführung der Projekte

Aus den Mehrjahresplänen der Netzbetreiber und den Festsetzungen von Korridoren im SEN (vgl. Kapitel 5.4) ergeben sich Projekte, die von den Projektanten im Detail ausgearbeitet und projektiert und im Rahmen des PGV vom ESTI bzw. vom BFE bewilligt werden müssen, wie dies auch heute schon der Fall ist. Im Ablauf des PGV sind also keine grundsätzlichen Änderungen vorgesehen. Massnahmen, die die Dauer des PGV verkürzen sollen, sind in Kapitel 6 beschrieben und zum Teil bereits im Rahmen einer Revision der VPeA zur Umsetzung vorgesehen. 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.

5.6 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.

5.7 Bezeichnung Stromnetze von nationaler Bedeutung

Der Bundesrat wird diejenigen elektrischen Anlagen der Netzebenen 1 bis 3, welche im Sinne von Art. 6 Abs. 2 NHG von gleich- oder höherwertigem nationalen Interesse sind, grundsätzlich losgelöst vom und damit parallel zum Netzentwicklungsprozess gemäss Ziff. 5.3 bis 5.5. vorstehend in einem separaten Rechtssetzungsverfahren bezeichnen. Es ist jedoch sinnvoll, dass er sich dabei – soweit möglich – auf die von der EICom geprüften Mehrjahrespläne stützt.

5.8 Bahnstromnetz

Der Netzentwicklungsprozess (gemäss Kapitel 5) gilt im Wesentlichen auch für die Hochspannungsleitungen der SBB. Zu berücksichtigen ist, dass für die Eisenbahnen eigene Rechtsgrundlagen und daraus abgeleitet auch unterschiedliche Planungs- und Bewilligungsprozesse bestehen. Auch die SBB werden ihre Planung an den vorgeschlagenen Leitlinien ausrichten, soweit diese für die Anlagen der Eisenbahnen überhaupt eine Bedeutung haben. Ebenso wird die Planung des 16,7-Hz-Netzes in Mehrjahresplänen festzuhalten sein, die regelmässig überprüft und im Konzeptteil des Sachplans Verkehr, Teil Infrastruktur Schiene, (SIS) festgelegt werden.

Die 132-kV-Leitungen der SBB entsprechen von ihren raumplanerischen und umweltrechtlichen Auswirkungen eher der Netzebene 3 (110-kV-Leitungen) und es wird deshalb vorgeschlagen, sie nicht per se in den SEN aufzunehmen. Um die strategische Bedeutung abzubilden und eine frühzeitige formelle Interessensabwägungen bei Neubauten sicherstellen zu können, ist vorgesehen, Ausbauten im Netz der 132-kV-Leitungen der SBB mit wesentlichen Auswirkungen auf Raum und Umwelt nach Artikel 18 Absatz 5 EBG im Rahmen des SIS zu regeln. In Absprache zwischen dem BFE und dem Bundesamt für Verkehr (BAV) sollen Projekte für Gemeinschaftsleitungen Netzebene 1 (≥ 220 -kV) und Übertragungsleitungen SBB (132-kV) dem SEN unterstellt werden.

Die Bewilligung von Anlagen die ganz oder überwiegend der Bahnstromversorgung dienen (Erzeu-



gung, Transformierung, Übertragung, usw.) erfolgt wie bislang durch das BAV, sofern es sich nicht um eine Gemeinschaftsleitung handelt, deren überwiegender Teil auf ein 50-Hz-Werk entfällt.

Die Überprüfung der Kosteneffizienz im 16,7-Hz-Bahnstromnetz ist für die 132-kV-Übertragungsleitungen gemäss der Leistungsvereinbarung zwischen dem Bund und den SBB 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 Netzentwicklungsprozess (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 Bundesstellen die bestehenden Verfahrensabläufe untersucht und Empfehlungen für die Vereinfachung und Optimierung der Bewilligungsverfahren erarbeitet.⁴⁵ 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 (Anhang Ziff. 1) aufgenommen. 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 im bestehenden Artikel 16 Absatz 5 EleG und mit einem neuen Artikel 16a^{bis} EleG Regelfristen für die Gesamtverfahrensdauer festgelegt und die Leitbehörde wie auch die Verfahrensbeteiligten angehalten, die Verfahren beschleunigt abzuwickeln und ihren Mitwirkungsrechten und -pflichten ohne Verzug nachzukommen.

Neben diesen beiden Massnahmen wird eine Reihe von weiteren Massnahmen 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 dieser Massnahmen sind bereits in die in diesem Dokument beschriebenen Leitlinien (siehe Kapitel 4) und Abläufe (siehe Kapitel 5) eingeflossen. Es handelt sich um die regionale Infrastrukturgesamtplanung, um die Anerkennung des nationalen Interesses der Stromnetze, 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:

⁴⁵ 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 ist unter folgendem link zu finden:

http://www.bfe.admin.ch/php/modules/publikationen/stream.php?extlang=de&name=de_623156256.pdf



- Klärung und Präzisierung der gesetzlichen Regelungen betreffend das Sachplanverfahren und der Wirkungen einer sachplanrechtlichen Festlegung. Dabei geht es im Wesentlichen um die folgenden Punkte:
 - Zusammenarbeit zwischen Kantonen und Bund bei der Erarbeitung und Überarbeitung von Sachplänen
 - Mitwirkung der Gemeinden und Privaten in den Sachplanverfahren
 - Rechtswirkungen einer sachplanrechtlichen Festsetzung (Gerichte)
 - Verhältnis zwischen der Sachplanung des Bundes und der Planung der Kantone (Umsetzungspflicht, Fristen, Vorrang, Konsequenzen bei Nichtbeachtung)
 - Geltungsdauer von Sachplanentscheiden
 - Massgebender Zeitpunkt für den materiellen Inhalt einer Festsetzung
 - Präzisierung der Anforderungen an das Erheben einer Einsprache im PGV: Elektrische Anlagen, vor allem Leitungen, stellen besondere Anforderungen an die Berechtigung für die Teilnahme an den PGV. Eine zur Erhebung einer Einsprache genügende Betroffenheit (Art. 6 in Verbindung mit Art. 48 des Verwaltungsverfahrensgesetz (VwVG), SR 172.021) kann mit Ausnahme von konkret in Anspruch genommenem Grundeigentum grundsätzlich nur über indirekte Auswirkungen einer Leitung begründet werden. Die Erfahrung zeigt, dass einer Vielzahl von Einsprachen gegen Leitungsprojekte kein unmittelbares, eigenes und persönliches Interesse zu Grunde liegt, sondern ein allgemeines, übergeordnetes Interesse an Umwelt- und Landschaftschutz oder ein generelles Unbehagen gegenüber elektrischen Leitungen. Dazu kommt, dass der Nutzen einer Leitung für den Einzelnen nur in den seltensten Fällen direkt erkennbar ist. In aller Regel werden elektrische Anlagen, wenn sie nicht direkt der eigenen Energieversorgung dienen lediglich als störend, wenn nicht gar als Bedrohung empfunden. Dennoch muss die Einspracheberechtigung durch die verfahrensleitende Behörde in jedem Einzelfall abgeklärt und entschieden werden, wobei dieser Entscheid selber auch wieder der Beschwerde unterliegt. In dieser Situation wären klarere gesetzliche Rahmenbedingungen für das Einspracheverfahren für alle Beteiligten eine Entlastung: Für die Betroffenen/Interessierten wäre zu Vornherein klar, ob eine Einsprache überhaupt zulässig ist, die Leitbehörden müssten sich nicht mit offensichtlich unzulässigen oder unbegründeten Einsprachen befassen und die Gerichte würden von Beschwerden betreffend die Einsprachelegitimation entlastet. Im Endeffekt hätte dies eine beschleunigende Wirkung auf die Verfahren, ohne dass damit Mitwirkungsrechte beschränkt würden. Konkret geht es darum den Kreis der zur Einsprache Berechtigten genauer zu definieren.
- Die formalen Anforderungen an Einsprache und Beschwerde im Detail festzulegen (Begründungspflicht, keine Formulareinsprachen, Vertretung bei Unterschriftenlisten, Unterschriftspflicht, u.ä).
- Anpassung der Zuständigkeiten und Kompetenzen in den PGV: Die heutige Regelung, dass alle Plangenehmigungsgesuche für elektrische Anlagen beim ESTI eingereicht werden und erst an das BFE überweisen werden, wenn das ESTI keine einvernehmliche Lösung erzielt, hat sich weitestgehend bewährt. Grundsätzlich besteht kein Anlass, diese Zuständigkeitsregelung zu ändern. Eine alleinige Zuständigkeit des ESTI oder des BFE für alle Plangenehmigungen kommt aus verschiedenen Gründen nicht in Frage. Weil im koordinierten Verfahren zusammen mit der Plangenehmigung auch eine allfällige Enteignung verfügt wird, würde das ESTI damit, als mit Vollzugsaufgaben beauftragte privatrechtliche Organisation, auch Enteignungsbehörde. Dies würde keine Akzeptanz finden. Die alleinige Zuständigkeit des BFE für al-



le Plangenehmigungen würde bedeuten, dass die Ressourcen für die Bearbeitung der mehreren Tausend Gesuche pro Jahr beim BFE eingestellt werden müssten. Dies würde die Verwaltung unnötig aufblähen. Mit beiden Lösungen liesse sich aber kein signifikanter Zeitgewinn bei der Abwicklung der PGV erreichen. Die massgebenden Verfahren und Fristen müssen von jeder Behörde beachtet werden. Geprüft werden könnte allenfalls, ob mit der alleinigen Zuständigkeit des BFE für Projekte der NE 1 die Realisierung dieser Projekte markant beschleunigt werden könnten. Dem ESTI kann zudem der Entscheid über die Einspracheberechtigung zugewiesen werden, insbesondere, wenn die Voraussetzungen für die Einsprache klarer festgehalten werden (wie vorstehend beschrieben). Zu prüfen ist im Weiteren, ob und allenfalls in welchem Ausmass ein Verfahrenskordinator die Abwicklung der Verfahren beschleunigend unterstützen kann.

- Konkretisierung der Rahmenbedingungen für die Bewilligung von elektrischen Anlagen im Bereich des Umweltrechts: Die heutige Umweltgesetzgebung enthält in verschiedenen Bereichen unbestimmte Rechtsbegriffe, die teilweise auf Verordnungsstufe konkretisiert werden, teilweise den Vollzugsbehörden ein Ermessen zugestehen. Präzisierungen in diesem Bereich könnten verfahrensbeschleunigend wirken, wenn sie einerseits die Ermessensausübung erleichtern und andererseits eine gerichtliche Überprüfung der Ermessensausübung überflüssig wird. Zu prüfen sind in diesem Bereich insbesondere eine Klärung der unterschiedlichen Schutzwirkung von eidgenössischen, kantonalen und kommunalen Schutzgebieten, die Bedeutung des Verursacherprinzips (Art. 2 USG) für elektrische Anlagen oder der Umfang des Vorsorgeprinzips (Art. 11 USG) für elektrische Anlagen. 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 sind Gegenstand von parlamentarischen Vorstössen (z.B. 12.3069 Motion FDP-Liberale Fraktion, 12.402 Parlamentarische Initiative Eder, 12.3319 Interpellation Bischof).

Unabhängig von der Umsetzung der Strategie Stromnetze werden mit einer Anpassung der VPeA auf Stufe Verordnung bereits verschiedene Massnahmen umgesetzt:

- 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-kV/380-kV-Leitung 50 Hz geplant werden.
- Definition von flexibleren Kriterien für den Verzicht auf ein SÜL-Verfahren: Auf ein Sachplanverfahren soll verzichtet werden, wenn keine echten Alternativen für die Leitungsführung möglich sind, z.B. bei Anschlüssen von Unterwerken und Stationen, Leitungen von ein paar wenigen Kilometern Länge, Umbau von bestehenden Leitungen u.ä. Projekten.
- Abgrenzung von Instandhaltung und Änderung einer Anlage im EleG: Instandhaltungsarbeiten werden heute oft als Änderung einer Anlage taxiert und bedingen ein PGV. Es soll deshalb gesetzlich festgelegt werden, was als Instandhaltung einer Anlage gilt und keiner Plangenehmigung bedarf.
- Verkürzung der zusätzlichen Frist zur Einreichung einer Stellungnahme des BAFU von zwei Monaten auf einen Monat.
- Zulassung des sofortigen Baubeginns mit Erlass der Plangenehmigungsverfügung für kleinere elektrische Anlagen, wenn einem Projekt keine Opposition erwachsen ist.

In Bezug auf Umbauten, Spannungs- oder Kapazitätserhöhungen sowie den Ersatz von Anlagen auf



bestehenden Trassen hat das BFE eine Wegleitung "Leitfaden Spannungserhöhung"⁴⁶ herausgegeben. Mit dieser Wegleitung ist das Anliegen nach Vereinfachung und Beschleunigung derartiger Projekte bereits aufgenommen. Weitere gesetzgeberische Massnahmen in diesem Zusammenhang erübrigen sich.

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

Weitere Erkenntnisse und Vorschläge für die Optimierung der Verfahren sind im Hinblick auf die Erarbeitung einer Vernehmlassungsvorlage zur Strategie Stromnetze aufzunehmen und zu vertiefen.

7 Auswirkungen auf Verfahrensablauf und -dauer

Die Gliederung des Netzentwicklungsprozesses 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 Umsetzung der Vorschläge in Kapitel 4 (Leitlinien), Kapitel 5 (Ablauf des zukünftigen Netzentwicklungsprozesses) und Kapitel 6 (Optimierung der Bewilligungsverfahren Stromnetze) wird sich positiv auf Verfahrensablauf und -dauer auswirken.

Planung und Ausbau der Stromnetze erfolgt bis anhin auf der Grundlage der durch die einzelnen Netzbetreiber aus ihrer eigenen Optik festgelegten Bedürfnisse. Eine nationale, gesamtschweizerische Betrachtung fehlte bisher, die Erstellung der einzelnen Teilnetze wird nur ungenügend koordiniert. Das hat dazu geführt, dass die Realisierung der einzelnen Projekte mit unterschiedlichen Prioritäten und zeitlichen Horizonten vorangetrieben wurden. Mit der vorgängigen Erarbeitung und (politischen) Festlegung der übergeordneten Rahmenbedingungen für die Netzentwicklung (energiepolitische Ziele, Szenariorahmen, Mehrjahresplanung) soll neu eine effiziente und zielgerichtete Projekterarbeitung im Hinblick auf den Aus- und Umbau der Stromnetze erfolgen. In Zukunft soll auch die Projekterarbeitung durch die Projektanten vor der formellen Einleitung eines Bewilligungsverfahrens transparent und nach nachvollziehbaren und einheitlichen Kriterien abgewickelt werden. Diese Transparenz und der Miteinbezug der betroffenen Kantone und, soweit sinnvoll, auch der Bevölkerung werden massgeblich dazu führen, dass die nachfolgenden formellen Sachplan- und Plangenehmigungsverfahren effizienter und rascher durchgeführt werden können. Das gilt unabhängig davon, ob es sich um die Erstellung einer neuen oder um den Aus- oder Umbau einer bestehenden Anlage handelt. Weil die Plangenehmigungsentscheide auf nachvollziehbaren und dokumentierten Prozessen und Grundlagen beruhen, vermindert sich auch die Gefahr von Rechtsmittelverfahren bzw. von Rückweisungen durch die Gerichte zu weiteren Abklärungen. Dieser Prozess wird in Zukunft zudem verstärkt strategisch ausgerichtet sein (keine Detailprojektbetrachtungen). Damit wird eine zeitliche Entkoppelung von den anschliessenden Bewilligungsverfahren (PGV, 5. Teilschritt in Abbildung 2) erreicht. Zusammen mit den in Kapitel 6 dargestellten Verbesserungen bei den rechtlichen Grundlagen für die eigentliche Verfahrensabwicklung wird die Realisierung von Leitungsbauvorhaben über den gesamten Prozess gesehen wesentlich schneller und berechenbarer. Angestrebt wird eine Reduktion der gesamten Verfahrensdauer für umstrittene Netzprojekte.

An den Verfahrensablauf schliesst sich die Bauphase an, die für Projekte auf der Netzebene 1 rund zwei bis drei Jahren in Anspruch nimmt.

⁴⁶ Leitfaden Spannungserhöhung, Strangnachzug, Auflegen von zusätzlichen Leitungssträngen oder Auswechseln von Leitungssträngen bei bestehenden Hochspannungsleitungen vom 03. Mai 2011:

http://www.bfe.admin.ch/php/modules/publikationen/stream.php?extlang=de&name=de_890430077.pdf



Die Abbildung 5 stellt eine Einschätzung des Verfahrens nach bisheriger Praxis dem Vorgehen gegenüber, wie es nach Inkrafttreten der hier vorgeschlagenen Massnahmen abgewickelt werden soll. Dabei ist zu beachten, dass im bisherigen Verfahren in der SÜL-Phase über die Notwendigkeit einer Leitung wie auch deren allgemeine räumliche Einbettung diskutiert werden musste und zwar ohne verbindliche Planungsgrundlagen. In der Plangenehmigungsphase mussten daher z.T. noch Grundlagenarbeiten aus der Sachplanphase nachgeholt werden, z.T. Varianten neu erarbeitet oder vertieft werden. Diese zeit- und ressourcenintensiven Arbeiten werden in Zukunft wegfallen, weil sie im Ablauf nach neuer Konzeption bereits vor der formellen Einleitung des Verfahrens auf der Grundlage von belastbaren Vorentscheiden (insb. Mehrjahrespläne) im Rahmen der räumlichen Koordination abgeschlossen werden. Als Folge der besser nachvollziehbaren Projekterarbeitung und einer transparenteren Entscheidungsfindung ist ausserdem zu erwarten, dass einerseits mittelfristig auch weniger Beschwerden erhoben werden und andererseits das Risiko einer Rückweisung von Plangenehmigungsentscheiden an die Vorinstanz zur Ergänzung der Sachverhaltsabklärung abnimmt.

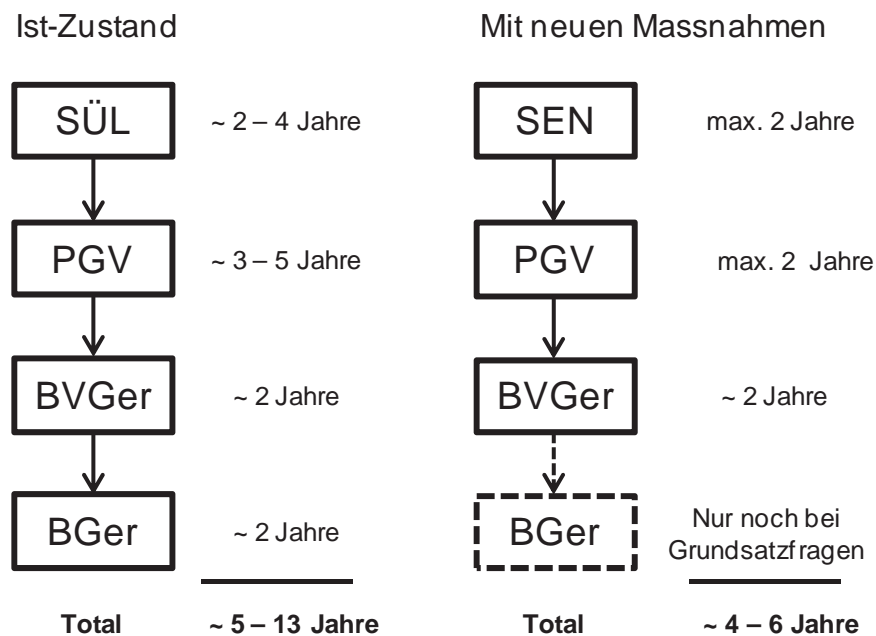


Abbildung 5: Verfahrensablauf – Vergleich des Ist-Zustands mit der Situation nach Umsetzung der vorgeschlagenen Massnahmen für umstrittene Netzprojekte.

Die in der obenstehenden Abbildung dargestellten Phasen beziehen sich auf die Teilschritte Räumliche Koordination (SÜL bzw. SEN) und Bewilligung Projekte (PGV inkl. der Gerichtsverfahren) aus Abbildung 2. In der Darstellung des Ist-Zustandes ist die Zeit für die nachträgliche Erarbeitung von Entscheidungsgrundlagen (wie Kabelstudien) in den einzelnen Verfahrensschritten enthalten. Dieser zusätzliche Aufwand sollte in Zukunft nicht mehr anfallen, weil diese Unterlagen bereits vor der formellen Einleitung der Verfahren im Rahmen einer strukturierten Projekterarbeitung und Vorbereitung der räumlichen Koordination erarbeitet werden. Diese zusätzlich anfallenden Arbeiten und die Realisierungsphase (3 Jahre) sind in Abbildung 5 nicht dargestellt.



8 Ökonomische Zusammenhänge

Die internationale netztechnische Anbindung ist aus technischer Sicht von grosser Bedeutung, da ausreichende grenzüberschreitende Kapazitäten den Stromaustausch ermöglichen und damit wesentlich zur gegenseitigen Versorgungssicherheit beitragen. Des Weiteren ist eine enge internationale Anbindung insbesondere für die Schweiz auch aus volkswirtschaftlicher Sicht relevant, da über den internationalen Stromaustausch eine hohe Wertschöpfung durch die Schweizer Stromwirtschaft erzielt werden kann.

Neben den Aspekten, die mit der Strategie Stromnetze adressiert werden (z.B. klare Rahmenbedingungen und Prozesse für die Netzentwicklung 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. Im Rahmen der Revision der StromVV wurde eine neue Berechnungsmethode des WACC ab dem Jahr 2014 erarbeitet. Durch diese neue Methode wird eine marktgerechtere Vergütung des eingesetzten Kapitals erreicht. Die notwendigen Investitionen in das Verteil- und Übertragungsnetz werden damit nachhaltiger als bisher gestützt (bessere längerfristige Planbarkeit, Glättung der Eigenkapitalrendite durch ein Schwellenwertmodell)⁴⁷.

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 nationalen Netzgesellschaft die Kosten zeitnah über Investitionsbudgets⁴⁸ sowie bei den Verteilnetzbetreibern über einen Erweiterungsfaktor⁴⁹ und eine pauschale Investitionszulage⁵⁰ 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

⁴⁷ Gemäss der geänderten StromVV vom 30. Januar 2013 legt das UVEK aufgrund der Berechnung des BFE und nach Konsultation der EICom den durchschnittlichen Kapitalkostensatz jährlich fest und veröffentlicht ihn im Internet und im Bundesblatt. Die Festlegung erfolgt jeweils bis Ende März, erstmals bis zum 31. März 2013 für das Jahr 2014. Der WACC setzt sich aus zwei Komponenten zusammen. Er besteht zum einen aus dem mit dem Gewicht (40%) des Eigenkapitals am Gesamtkapital in den WACC eingehenden Eigenkapitalkostensatz und zum anderen aus dem mit dem Gewicht des Fremdkapitals (60%) eingehenden Fremdkapitalkostensatz.

⁴⁸ 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.

⁴⁹ 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.

⁵⁰ 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).



Detail nicht vorgesehen und müsste in Bezug auf seine Anreizeffekte hinsichtlich der Kosteneffizienz weiter diskutiert werden.

Eine zunehmende Verkabelung auf den Netzebenen 3, 5 und 7, welche durch die Leitlinie 4.8 und damit durch einen noch festzulegenden Mehrkostenfaktor vorangetrieben wird, verursacht tendenziell steigende Netzkosten in den betroffenen Netzebenen. Diese Kosten werden über die Netznutzungsentgelte sozialisiert und auf die Netznutzer abgewälzt. Die Mehrkosten werden in einer Studie im Auftrag des BFE untersucht und ihre Wirkung auf die Entwicklung der Netznutzungsentgelte wird dort quantifiziert⁵¹. Der Anstieg der Netznutzungsentgelte ist abhängig von dem noch festzulegenden Mehrkostenfaktor für Verkabelungen.

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.⁵² 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 Netztarifierung. 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 Netztarifierung in Einklang zu bringen sind.

9 Mitwirkung und Kommunikation

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 unter Berücksichtigung der Vorgaben gemäss der Leitlinie Mitwirkung, Information und Kommunikation (Kapitel 4.12).

Das BFE hat einen Beirat Energienetze einberufen, welcher die vorgeschlagene Strategie aus politischer Sicht beurteilt und Empfehlungen für die Weiterentwicklung abgeben kann. Dieser Beirat setzt sich aus Vertretern der Wirtschaft, der Wissenschaft und der Politik zusammen.

Die Mitwirkung von Interessenvertretern, Verbänden und der Öffentlichkeit ist insbesondere bei der Vernehmlassung des Szenariorahmens vorgesehen. Ziel dieser Konsultation ist eine transparente Beteiligung der Öffentlichkeit in einem frühen Stadium des gesamten Netzentwicklungsprozesses, die die Akzeptanz für den erforderlichen Netzausbau stärken soll.

⁵¹ Siehe Consentec Studie im Auftrag des BFE „Berechnungsmethode für einen Kostenvergleich zwischen Kabeln und Freileitungen sowie Wahl eines Mehrkostenfaktors“ (12. April 2013), Seiten viii-xvi (Executive Summary) und S. 58 ff.

⁵² Die Thematik der Netzkostentragung wird bei Wiederaufnahme der Arbeiten zur Revision StromVG behandelt.



10 Gesetzgeberischer Anpassungsbedarf für die Umsetzung der Strategie Stromnetze

Die Umsetzung der Strategie Stromnetze beziehungsweise der vorstehenden Vorschläge für Leitlinien, den Ablauf des zukünftigen Netzentwicklungsprozesses und die Optimierung der Bewilligungsverfahren setzen Anpassungen bei bestehenden Gesetzen und Verordnungen voraus. Im Folgenden ist dieser Anpassungsbedarf nach Bundesgesetzen geordnet ausgewiesen. Weil die Ausgestaltung von Rahmenbedingungen, Verantwortlichkeiten und Abläufen im Rahmen der Strategie Stromnetze nicht abgeschlossen ist, können sich noch Änderungen beim gesetzlichen Handlungsbedarf ergeben.

10.1 Raumplanungsgesetz

Die langfristige und überörtliche Koordination von Stromnetzen mit den anderen Ansprüchen an den Raum, insbesondere mit anderen Infrastrukturen, mit der Siedlungsplanung oder mit Schutzansprüchen, die in der Leitlinie 4.5 angesprochen wird, ist Gegenstand der Netzplanung im Rahmen des Sachplans Energienetze. Daneben hat sich gezeigt, dass ein dringender Bedarf daran besteht, die Rahmenbedingungen betreffend den Ablauf von Sachplanverfahren und die Bindungswirkung von Sachplanentscheiden zu präzisieren (vgl. Ausführungen dazu in Kapitel 6). Diese Anliegen sollten daher idealerweise im Rahmen der zweiten Teilrevision des Raumplanungsgesetzes (RPG) aufgenommen werden. Wenn dies aus zeitlichen oder politischen Gründen nicht opportun erscheint, ist eine entsprechende Anpassung des RPG, allenfalls eine separate Lösung im EleG im Rahmen der Umsetzung der Strategie Stromnetze, ins Auge zu fassen.

10.2 Elektrizitätsgesetz

Das Elektrizitätsgesetz (EleG) ist der Trägererlass für die Umsetzung der Strategie Stromnetze. Neben der Umsetzung der Leitlinien 4.8 (Verkabelung auf Hochspannungsebene und darunter bei einem bestimmten Mehrkostenfaktor) und der Leitlinie 4.9 (spannungsebenenübergreifende Ausgleichsmassnahmen) sind vor allem die Massnahmen im Zusammenhang mit der Beschleunigung der Bewilligungsverfahren hier zu regeln (vgl. Ausführungen dazu in Kapitel 6). Schliesslich ist das EleG auch mit einer Bestimmung über das nationale Interesse an einer funktionierenden Infrastruktur für die Stromversorgung zu ergänzen (analog den im Rahmen der Energiestrategie vorgeschlagenen neuen Artikel 14 und Art. 16 Abs. 2 des Energiegesetzes).

10.3 Stromversorgungsgesetz

Im Stromversorgungsgesetz (StromVG) sind die Grundlagen für die Netzplanung festzuhalten. Dazu gehören Bestimmungen über die Zuständigkeiten und Abläufe für die periodische Erarbeitung des Szenariorahmens und den Mehrjahresplänen sowie die Rechts-, bzw. Bindungswirkungen der entsprechenden Festlegungen für alle am Verfahren Beteiligten (Leitlinie 4.4), Planungsgrundsätze (Leitlinie 4.1) und die Anrechenbarkeit von Kosten, die im Zusammenhang mit dem Netzausbau entstehen (Leitlinien 4.8, 4.9, 4.10, 4.11, 4.12). Dafür sind teils bestehende Artikel anzupassen (z. B. Art. 8, Art. 20 StromVG), teils werden neue Bestimmungen zu erarbeiten sein.

10.4 Natur- und Heimatschutzgesetz

Die im Zusammenhang mit der Erarbeitung der Strategie Stromnetze vorgebrachten Anliegen auf eine Anpassung des Bundesgesetzes über den Natur- und Heimatschutz (NHG) wie insbesondere die Überprüfung der Rolle und Aufgaben der ENHK wurden bzw. werden bereits im Rahmen von diversen parlamentarischen Vorstössen (z.B. 12.3069 Motion FDP-Liberale Fraktion, 12.402 Parlamentarische Initiative Eder, 12.3319 Interpellation Bischof) behandelt. Die Erfüllung dieser Anliegen und insbeson-



dere die Verbesserung/Beschleunigung des Dialogs zwischen den Nutz- und Schutzinteressen bleibt aber von grossem Interesse für die Strategie Stromnetze.

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 bedarfs- und zeitgerechtes, 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 bei Bedarf zu vertiefen.