

Per E-Mail: martin.michel@bfe.admin.ch

Bundesamt für Energie
Sektion Energieversorgung
Postfach
3003 Bern

Aarau, 28. Februar 2013

Strategie Stromnetze: Entwurf Detailkonzept im Rahmen der Energiestrategie 2050

Sehr geehrte Damen und Herren

Wir danken Ihnen für die Möglichkeit, uns zum vorgelegten Detailkonzept Strategie Stromnetze äussern zu können. Als direkt betroffener Branchendachverband der Elektrizitätswirtschaft hat sich der Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE) eingehend mit der Vorlage auseinandergesetzt.

Die vorliegende Stellungnahme gliedert sich in zwei Teile: Der erste Teil enthält unsere generellen Bemerkungen zur Vorlage. Der zweite Teil geht auf die für den Verband relevanten Punkte ein und ist deshalb nach Thema und nicht nach Kapitel gegliedert.

1. Generelle Bemerkungen

Der Bericht des BFE greift die wesentlichen und wichtigen Themen bezüglich der Beschleunigung des Netzausbaus, der Ermittlung des Ausbaubedarfs und der Erhöhung der Investitionssicherheit für die Netzbetreiber auf. An diversen Stellen sind jedoch weitere Massnahmen aufzunehmen und sind Konkretisierungen der Vorschläge nötig, damit die Ziele eines zeit- und bedarfsgerechten Netzaus- und Umbau erreicht werden.

Der VSE begrüsst die Absicht des BFE, die Prozesse für den notwendigen und zeitgerechten Aus- und Umbau der Stromnetze im Rahmen der Energiestrategie 2050 zu optimieren. Stromnetze sind zentraler Bestandteil einer nachhaltigen modernen Energiewelt und müssen parallel mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien entwickelt werden. Der VSE verlangt deshalb, dass die Strategie Stromnetze mit den Zielen und Massnahmen der Energiestrategie 2050 synchronisiert wird.



VSE
Jean-Michel Notz
Leiter Netzwirtschaft
Technik und Berufsbildung
Hintere Bahnhofstrasse 10
Postfach
5001 Aarau
Direktwahl 062 825 25 38
Telefon 062 825 25 25
Fax 062 825 25 26
jean-michel.notz@strom.ch
www.strom.ch

Zur Erfüllung des gesetzlichen Auftrages - der Bereitstellung eines sicheren, leistungsfähigen und effizienten Netzes - sind Verantwortung und Planungskompetenz in der Hoheit des Netzbetreibers zu belassen und die behördlichen und regulatorischen Eingriffe auf ein notwendiges Minimum zu beschränken. Für die Netzbetreiber ist die Erhöhung der Planungs- und Investitionssicherheit, nebst der Verfahrensbeschleunigung, das zentrale Anliegen.

Das Detailkonzept des BFE bezieht sich im Wesentlichen auf den Bau neuer Netzanlagen. Der Tatsache, dass die überwiegende Anzahl der Projekte Umbauten, Spannungs- oder Kapazitätserhöhungen oder den Ersatz von Anlagen bestehender Trassen betreffen, wird zu wenig Beachtung geschenkt. Solche Vorhaben, bei welchen durch geringe bauliche Veränderungen Effizienzverbesserungen (Verlustreduktion, NIS-Verringerungen etc.) erwirkt werden, können durch Verzicht auf ein Plangenehmigungsverfahren (PGV) oder zumindest durch ein vereinfachtes PGV deutlich beschleunigt werden.

Der VSE fordert deshalb, dieser Thematik im Konzept mehr Beachtung zu schenken.

Die Absicht, die erwartete Entwicklung der installierten Erzeugungsleistungen pro Technologie in Szenariorahmen festzulegen, erachten wir als hilfreich. Für eine langfristige orientierte Netzplanung sind diese Szenarien zusätzlich mit einem Solarkataster (regionale PV-Potentiale) und der Ausscheidung von potentiellen Standorten für Windkraftwerke zu ergänzen.

2. Hauptanliegen des VSE zur Strategie Stromnetze

2.1 Verfahrensbeschleunigung (Kapitel 5, 6, 7):

- Für Umbauten, Spannungs- oder Kapazitätserhöhungen oder Ersatz von Anlagen auf bestehenden Trassen sind verkürzte Verfahren im PGV mit eingeschränkten Einsprache-Möglichkeiten vorzusehen bzw. diese als Instandhaltungsmassnahmen ohne PGV zu bezeichnen.
- Das Plangenehmigungsverfahren ist wieder bei einer einzigen Behörde anzusiedeln. Bei Enteignungen von in Zusammenhang mit dem PGV stehenden Rechten soll keine Beschwerdemöglichkeit an das Bundesgericht bestehen. Es sei denn es handelt sich um Rechtsfragen von grundsätzlicher Bedeutung.
- Die Durchführung eines PGV bei der Erneuerung abgelaufener Dienstbarkeitsverträge soll nur erforderlich sein, wenn dies aufgrund von baulichen Veränderungen an der Leitung erforderlich ist. In allen anderen Erneuerungsfällen sollen die Bestimmungen des Enteignungsrechtes zur Anwendung kommen.

- Die 2-Jahresfrist für das PGV ist verbindlich festzulegen. Diese Frist gilt für das ganze Verfahren, inkl. dem dazugehörigen Enteignungsverfahren und darf insgesamt um höchstens 6 Monate verlängert werden.

Begründung:

Die in der Strategie Stromnetze aufgegriffenen Massnahmen zur Beschleunigung der Plangenehmigungsverfahren beziehen sich hauptsächlich auf neue Leitungsprojekte. Dabei geht verloren, dass sich eine Vielzahl der zu realisierenden Projekte auf Umbauten und/oder Ersatz auf bestehenden Trassen beziehen. Gerade für diese Projekte kann durch abgekürzte Verfahren und mit zusätzlich eingeschränkten Einspruchsmöglichkeiten die Realisierung beschleunigt werden.

Mit dem Wechsel der Leitbehörde vom ESTI zum BFE geht immer sehr viel Zeit verloren. Mit der Konzentration bei einer Behörde kann eine erhebliche Verfahrensbeschleunigung erreicht werden. Das ESTI ist für die Ausfällung des Entscheides wesentlich besser geeignet als das BFE, da das ESTI über das erforderliche fachtechnische und juristische Wissen verfügt. Das BFE muss das technische Wissen von Dritten einholen und verfügt bezüglich der personellen Ressourcen über einen geringen Handlungsspielraum. Es handelt sich um die Verteilung der Entscheidungsbefugnis, wie sie vor dem Erlass des Koordinationsgesetzes bzw. der damit zusammenhängenden Teilrevision des EleG bestand. Selbstverständlich soll das ESTI weiterhin Koordinations- und Plangenehmigungsbehörde bleiben, es müsste ihm aber neu auch die Entscheidungskompetenz in Enteignungssachen erteilt werden.

Die Bestimmung, dass für das Verfahren "in der Regel" zwei Jahre Zeit zur Verfügung stehen, erscheint uns nicht griffig genug. Ihre Durchsetzung wird nicht forciert und wann ein Ausnahmefall zur „In der Regel“-Regelung vorliegt, ist nicht definiert.

2.2 Mehrjahrespläne (Leitlinie 4.4; Kapitel 5.4):

- Wir unterstützen die Erstellung von Mehrjahresplänen (MJP) für NE 1-3, zur Überprüfung der für die Versorgung notwendigen Netzentwicklung.
- Die im Bericht beschriebenen Prozesse zur Erarbeitung einer Mehrjahresplanung sowie deren Überprüfung durch die EICom führen zu einer Überregulierung und belassen den Netzbetreibern wenig Spielraum. Auch tragen sie wenig zu einer Erhöhung der Investitionssicherheit der Netzbetreiber bei.
- Die beauftragte Behörde hat nur zu prüfen, ob die vorgesehene Planung die erwarteten künftigen Anforderungen hinsichtlich Lastflüsse in einer vordefinierten Qualität zu erfüllen vermag (Eignungsprüfung).

- Eine Prüfung des Bedarfs – verstanden als Effizienz des geplanten Netzausbaus – durch die Behörde, lehnen wir ab.
- Zur Beurteilung der Mehrjahrespläne konsultiert die EICom vorgängig das ESTI.
- Wird das ESTI beigezogen, so gibt sie ihre Stellungnahme innert 4 Wochen ab.
- Die für die Bedarfsermittlung der Netzinfrastruktur notwendigen Szenariorahmen müssen die regionalen Unterschiede in der Last- und Erzeugungsentwicklung (Potentiale) beinhalten.
- Die Koordination durch die nationale Netzgesellschaft bezieht sich auf die Planung des Übertragungsnetzes NE1 zusammen mit der NE3. Hierzu wurde bereits von der nationalen Netzgesellschaft die AG Regionale Koordination Netzentwicklung (RKN) etabliert, um den Netzausbau der NE1 und NE3 zu koordinieren.
- Die Verteilnetzbetreiber müssen sich auf ihre planerischen Aufgaben in ihren Netzgebieten fokussieren können und stimmen sich dafür mit den Netzbetreibern der Kantone, Gemeinden sowie mit den Netzanschlussnehmern (Endkunden und Erzeuger) ab. Mit diesem Vorgehen kann sichergestellt werden, dass der Netzausbau sich am Bedarf der Netznutzer orientiert (Bottom-Up-Methode).

Begründung:

Der Prozess der Mehrjahresplanung darf nicht dazu führen, dass der Netzbetreiber in seinem Netzaus- und umbau zusätzlich eingeschränkt wird (Unsicherheit betreffend Anrechenbarkeit der Kosten von im MJP definierten oder abweichenden Massnahmen) oder kurzfristig zu realisierende Projekte (z.B. infolge extern angestossener Leitungsverlegungen, welche nicht oder nur ungenügend in den Mehrjahresplänen abgebildet werden können) nicht oder verspätet realisiert werden können. Mehrjahrespläne wie sie bereits heute für die NE3 erstellt werden, enthalten keine detaillierten (prüfbar) Projektangaben, sondern beschreiben lediglich den grundsätzlichen Mittelbedarf für den Substanzerhalt und den auf Basis der bisherigen Infrastruktur und der erwarteten Verbrauchs- und Produktionsentwicklung grob erwarteten Ausbau der Netzinfrastruktur. Das UVEK führt richtig aus, dass eine ex-ante Prüfung durch die Regulierungsbehörde abzulehnen, resp. auf der Basis des Informationsgehalts der Mehrjahrespläne nicht möglich ist. Die aktuellen Regeln im StromVG zur Prüfung der Gesamtkosteneffizienz des Netzbetriebes durch die EICom, sind ausreichend. Eine zusätzliche Einzelprüfung von Projekten führt zu mehr Unsicherheit und zu erhöhtem administrativem Aufwand, sowohl beim Netzbetreiber als auch beim Regulator.

Bei der Beurteilung der Mehrjahrespläne konsultiert die EICom vorgängig das ESTI. Damit soll sichergestellt werden, dass die bestehende Fachkompetenz genutzt wird und nicht unterschiedliche Behörden eine unterschiedliche Praxis für gleiche Tatbestände entwickeln.

Dabei handelt es sich um eine bereits bewährte Praxis in der Telekommunikation, vergleiche dazu Art.11a Abs.2 und 3 FMG, sowie Art. 74 FDV.

Die Planungskompetenz obliegt dem Netzbetreiber. Nur er kann aus seiner Gesamtsicht eine optimierte Netzplanung erstellen. Es ist auch der Netzbetreiber, welcher gemäss StromVG die Pflicht hat ein sicheres, leistungsfähiges und effizientes Netz aufzubauen. Daher muss er unter Abwägung aller Aspekte entscheiden können und die nötigen Handlungsfreiheiten haben. Gesetzgebung und Behörden stehen in der Verantwortung, den Netzbetreibern durch Richtlinien und Vorgaben klare Leitplanken für ihre Planungstätigkeit – wie z.B. Richtlinien für Kabel- und Freileitungen oder Vorgaben bezüglich der aufzunehmenden Erzeugungskapazität je Netzregion – zu setzen. Klare Vorgaben für eine kosteneffiziente Einbindung dezentraler Erzeugung gehören ebenfalls dazu. (vgl. hierzu auch die Ausführungen unter Punkt 2.9).

Nur unter Berücksichtigung der jeweiligen Lastentwicklung, der regional unterschiedlichen Potentiale für Photovoltaikanlagen sowie der Ausscheidung potentieller Standorte für Windparks, ist eine bedarfsorientierte Netzplanung möglich. Offiziell anerkannte Szenarien hinsichtlich zukünftiger Erzeugungskapazität sowie Verbrauchssituationen, welche im Einklang mit den energiepolitischen Entwicklungen stehen, erachten wir als hilfreich. Wichtig ist, dass die Szenarien die regionalen Unterschiede in der Last- und Erzeugungsentwicklung berücksichtigen. Dies insbesondere aufgrund der regional unterschiedlichen Potentiale für Photovoltaikanlagen. Gerade in ländlichen Gebieten steht dem höheren Potential an dezentraler Erzeugung häufig auch ein grösserer Bedarf an Ausbau- und Verstärkungsmassnahmen der lokalen Netzinfrastruktur gegenüber. Auf Netzebene 3 sind neben den Annahmen für die Last- und Erzeugungsentwicklung, vor allem die regionalen Potentiale für Windparks zu berücksichtigen. Diese können massive Netzverstärkungen nach sich ziehen.

2.3 Sachplan Energienetze (SEN) (Leitlinie 4.5, 4.6, 4.7; Kapitel 5):

- Die Sachplanpflicht für NE 1 erachten wir prinzipiell als sinnvoll.
- Eine Ausdehnung auf NE 3 lehnen wir ab, da der Zusatznutzen hinsichtlich Verfahrensbeschleunigung nicht erkennbar ist bzw. die Sachplanpflicht für NE 3 voraussichtlich verfahrenshemmende Wirkung haben würde.
- Auf Antrag des Verteilnetzbetreibers sollen Projekte und Massnahmen der NE 3 in den Sachplan Energienetze aufgenommen werden können.

Begründung:

Die Einführung des SÜL alleine hat zu keiner Beschleunigung der Verfahren für Übertragungsnetzprojekte geführt. Beurteilt der Verteilnetzbetreiber die Realisierung einer

neuen Leitung der NE3 in seinem Verteilnetz als kritisch, kann die Aufnahme des Projektes im Sachplan zur Steigerung der Akzeptanz beitragen. Die selektive Aufnahme kritischer Projekte reduziert zudem den Aufwand zur Erstellung und Abstimmung des Sachplanes.

2.4 Verkabelung auf NE 3 (Leitlinie 4.8):

- Die heute bestehende Rechtsunsicherheit bezüglich der regulatorischen Anerkennung der (Mehr-) Kosten von Verkabelungen muss beseitigt werden.
- Die heutige Praxis der EICom (Mehrkosten der Verkabelung werden nur anerkannt, wenn eine Verkabelung durch ein Gerichtsurteil erzwungen wird) führt zu einer ineffizienten Verzögerung des Leitungsbaus.
- Klare Richtlinien für Kabel- und Freileitungen, welche zu Rechts- und Investitionssicherheit führen, werden begrüßt.
- In diesem Sinne unterstützen wir auch die grundsätzliche Verkabelung neuer NE3-Trassen unter der Voraussetzung der Anrechenbarkeit der Kosten.
- Die technischen und wirtschaftlichen Beurteilungs- und Bewertungskriterien sind für alle Netzbetreiber einheitlich festzulegen.
- Alle durch eine Verkabelung notwendigen Mehrkosten (z.B. Kompensationsanlagen, Anlagenanpassungen wegen veränderter Kurzschlussleistung etc.) müssen als anrechenbar anerkannt werden.

Begründung:

Aktuelle Investitionsunsicherheiten ergeben sich in erster Linie bezüglich der Wahl der Projektvariante in Form der unsicheren Anrechenbarkeit von Mehrkosten für Erdkabelleitungen und nicht aus der Frage des Bedarfs. Auch werden Plangenehmigungsverfahren heute nicht zuletzt aufgrund der Frage, ob eine Freileitung oder eine Kabelleitung gebaut werden kann erheblich verzögert. Die dadurch ausgelöste notwendige Ausarbeitung sowohl eines Kabel- als auch eines Freileitungsprojektes (oder mindestens entsprechender Machbarkeitsstudien) ist zeit- und kostenintensiv.

Mit klaren und verbindlichen Richtlinien und Kriterien, wann eine Leitung als Kabel- oder Freileitung erstellt werden soll, kann dieses erhebliche und sich verschärfende Problem gelöst werden. Einem differenzierten Mehrkostenfaktor (z.B. nach Landschaften, BLN-Gebieten, etc.) als zentrales Entscheidungskriterium "Kabel-Freileitung" stehen wir positiv gegenüber. Zur Steigerung der Planungssicherheit (und Planungseffizienz) unterstützen wir auch eine Regelung, welche eine grundsätzliche Verkabelung neuer NE3-Trassen vorsieht. Die Bewertungskriterien müssen dabei auch betriebliche Aspekte und Aspekte der Versorgungsqualität berücksichtigen. Da sich ein häufiger Wechsel zwischen Kabel und Freileitung ungünstig auf den Netzbetrieb und die Versorgungsqualität auswirkt, soll

beispielsweise bei einer Leitungsverlegung mehr als nur das betroffene Teilstück verkabelt werden können.

2.5 Spannungsebenenübergreifende Kompensation (Leitlinie 4.9):

- Einer verordneten Kompensation von Freileitungen der Höchstspannungsebene durch Verkabelungen auf tieferen Netzebenen stehen wir kritisch gegenüber.
- Verkabelungen sind wie bis anhin situativ durch die direkt involvierten Netzbetreiber zu vereinbaren.
- NE1 und NE3 Leitungen verlaufen oft auf denselben Trassen, eine einseitige Verkabelung bringt in diesen Fällen keinen Vorteil. Vielmehr werden die Nachteile beider Varianten vereinigt.

Begründung:

Das BFE schlägt als Kompensation für die Installation von Freileitungen im Übertragungsnetz vor, dass in der gleichen Region „sofern technisch machbar“ Freileitungen auf niedrigeren Spannungsebenen verkabelt werden könnten. Die durch „ex-post“-Verkabelung der Freileitungen anfallenden Zusatz- respektive Mehrkosten sollen als anrechenbare Kosten im Übertragungsnetz geltend gemacht werden können und folglich über die nationale Netzgesellschaft solidarisiert werden.

Verkabelungen, sofern technisch und wirtschaftlich sinnvoll werden bereits heute situativ durch die direkt involvierten Netzbetreiber beurteilt und realisiert. Einer verordneten Kompensation von Freileitungen der Höchstspannungsebene durch Verkabelungen auf tieferen Netzebenen stehen wir aus folgenden Gründen kritisch gegenüber:

- Die Verkabelung bestehender Leitungen zur Kompensation von Freileitungen im Übertragungsnetz führen zu Sonderabschreibungen noch funktionstüchtiger Leitungen und damit zu höheren Netzentgelten, d.h. einer Mehrbelastung der Endkunden.
- Es entsteht zusätzlicher Koordinationsaufwand – insbesondere bei unternehmensübergreifenden Kompensationen – welcher dem Ziel der Verfahrensbeschleunigung widerspricht und zu einer Mehrbelastung der Endkunden mit Netzkosten führt.
- Die Umverteilung der Kompensationskosten führt zu einem zusätzlichen regulatorischen Bewilligungsprozess (Beurteilung der Vergütung von Kosten aus Kompensationsverkabelungen durch swissgrid) sowie zu zusätzlichem administrativem Abwicklungsaufwand bei der nationalen Netzgesellschaft und somit zu einer Mehrbelastung der Endkunden.

Die Kompensation des Baus von Freileitungen über einen spannungsebenenübergreifenden Ausgleich „in der gleichen Region“ bezweckt nicht die Kompensation von Anliegern, die neu eine Freileitung auf ihrem Grundstück haben durch die Verkabelung von Leitungen, niedrigerer Spannungsebenen, die ebenfalls auf ihrem Grundstück verlaufen. Bei wem und inwieweit ein direkter Nutzen der Kompensation anfällt bleibt offen. Die von dem Ausbau des Höchstspannungsnetzes betroffenen Anwohner erhalten keinen Zusatznutzen.

2.6 Zusatzkosten und Kompensationsmassnahmen (Leitlinie 4.10):

- Die Anrechenbarkeit von Kosten für Wiederherstellungs- und Ersatzmassnahmen darf sich nicht nur auf das Übertragungsnetz beschränken, sondern muss für die Verteilnetze ebenso gelten.
- Die Einführung von zusätzlichen Entschädigungszahlungen lehnt der VSE ab.

Begründung:

Entschädigungszahlungen zur reinen Verbesserung der Akzeptanz von Leitungsprojekten setzen falsche Anreize und können zu noch mehr Ansprüchen führen. Sofern solche zusätzliche Entschädigungszahlungen trotzdem eingeführt werden sollen, sind zur Vermeidung von übermässigen Forderungen restriktive Kriterien sowie klare, allgemein gültige und verbindliche Regeln festzulegen. In diesem Fall ist auch die Regelung zur spannungsebenenübergreifenden Kompensation obsolet, da hier eine direkte Kompensation der betroffenen Anlieger umgesetzt wird.

2.7 Investitionen in „smarte“ Technologien (Leitlinie 4.11)

- Kosten, welche für den Netzbetreiber im Zusammenhang mit der Entwicklung, Erprobung oder Integration von smarten Technologien entstehen, müssen gegenüber der EICom anrechenbar sein (z.B. 1% der anrechenbaren Gesamtkosten. Jene Kosten die darüber hinausgehen, gelten in Rücksprache mit der EICom ebenfalls als anrechenbar).

Begründung:

Wie im Bericht festgehalten, kommen mit der zukünftig stochastischen und dezentralen Einspeisung wesentliche Herausforderungen auf die Netzbetreiber zu. „Smarte“ Technologien können dabei einen Beitrag liefern die Produktion besser auf den Verbrauch abzustimmen. Sie können aber keinesfalls die bestehenden Netzkosten reduzieren.

Ein „Smart Grid“ kann nur schrittweise in die bestehende Netzinfrastruktur integriert werden. Gleichwohl ist ein hoher Investitionsbedarf seitens der Netzbetreiber in neue Technologien notwendig. Kosten, welche für den Netzbetreiber im Zusammenhang mit der Entwicklung, Erprobung oder Integration von smarten Technologien entstehen, müssen gegenüber der

EICom anrechenbar sein (z.B. 1% der anrechenbaren Gesamtkosten). Jene Kosten die in diesem Zusammenhang stehen, jedoch den definierten Anteil an anrechenbaren Gesamtkosten übersteigen, gelten in Rücksprache mit der EICom als anrechenbar. "Klassischer" Netzbau ist heute noch günstiger als "smarter" Netzbau, weshalb hier entsprechende Anreize geschaffen werden müssen. Ansonsten besteht die Gefahr, dass "smarte" Lösungen aufgrund des Effizienzdrucks nicht oder verspätet realisiert würden.

2.8 Anreizregulierung (allgemein):

- Mehrkosten, welche aus behördlich angeordneten Ausbauvarianten bzw. aus Entschädigungen für Kompensationsmassnahmen resultieren, sind bei einer Einführung der Anreizregulierung von jeglichen Effizienzvergleichen auszunehmen. Nur so kann sichergestellt werden, dass Mehrkosten, welche aufgrund gesellschaftlicher Anforderungen bei der Festlegung von Effizienzvorgaben nicht zum Nachteil des Netzbetreibers werden.

Begründung:

Im heutigen Regulierungsregime kann über die Anrechenbarkeit von gesetzlich oder behördlich angeordneten Mehrkosten eine genügende Investitionssicherheit erreicht werden. Die im Rahmen der Arbeiten zur Revision des StromVG diskutierten Modelle der Anreizregulierung berücksichtigen solche Mehrkosten nicht. Fließen derartige, in der Regel als ineffizient zu bezeichnende Kosten undifferenziert in die Ermittlung der Effizienzwerte der Unternehmen mit ein, so werden die betroffenen Netzbetreiber nachträglich mit unverschuldeten Effizienzvorgaben konfrontiert, welche nicht gerechtfertigt und erreichbar sind.

2.9 Versorgungssicherheit/Effizienz (Leitlinie 4.1):

- Die uneingeschränkte Forderung nach jederzeit ausreichender Netzkapazität sowohl für die Versorgung wie auch für die Abnahme der Produktion, kann durch keinen Netzbetreiber erfüllt werden, resp. führt zu unverhältnismässigen Netzausbau- bzw. Netzverstärkungskosten.
- Im Zuge der anstehenden Energiewende sind die anfallenden Kosten (Anschluss- und Netzverstärkungskosten) von Kraftwerken und Netzen gesamthaft zu beurteilen.
- Es sind Regeln zu definieren, unter welchen Bedingungen Einschränkungen hinsichtlich der Anschlusspflicht (z.B. in Bezug auf die Abnahmepflicht) zulässig sind.

Begründung:

Eine uneingeschränkte und einseitig ausgelegte Anschluss- und Abnahmepflicht aller Produktionsanlagen setzt falsche Anreize und führt zu volkswirtschaftlichen Ineffizienzen (unverhältnismässig hohe Netzkosten pro erzeugter Energiemenge). Insbesondere ist die zeitliche Asymmetrie zwischen Netzbau und Bau von Erzeugungsanlagen in der Leitlinie anzuerkennen. Bewilligungsverfahren und Projektlaufzeiten für Erzeugungsanlagen und für den zugehörigen Netzbau sind vielfach nicht synchron. Hieraus darf dem Netzbetreiber kein Nachteil entstehen. Das Problem ist in der Erläuterung zur Leitlinie angesprochen aber nicht in der Leitlinie selbst.

2.10 Investitionssicherheit (allgemein):

- Für die Netzbetreiber ist die Erhöhung der Planungs- und Investitionssicherheit, nebst der Verfahrensbeschleunigung, das zentrale Anliegen.
- Durch die Erteilung der Plangenehmigung muss die Projektausführung d.h. die im Plangenehmigungsverfahren aufgelegte Projektvariante (z.B. spezifizierte Erdkabelleitung) als bedarfsgerecht und notwendig anerkannt werden. Eine spätere erneute Beurteilung durch die Regulierungsbehörde darf nicht erfolgen. Die im PGV gewählte Variante wird somit auch für die Regulierungsbehörde verbindlich.
- Die Prüfung einer effizienten Realisierung erfolgt nicht projektspezifisch, sondern wie bisher im Rahmen einer allfälligen allgemeinen Kostenprüfung.

Für die Prüfung und Berücksichtigung unserer Anliegen danken wir Ihnen im Voraus bestens.

Freundliche Grüsse

VSE/AES



Thomas Zwald
Mitglieder der Geschäftsleitung



Stefan Witschi
Präsident der Netznutzungskommission

