

Bundesamt für Energie
Bereich Netze
3003 Bern

elektronisch an: szenariorahmen@bfe.admin.ch

23. Februar 2022

Patrick Bader, Direktwahl +41 62 825 25 35, patrick.bader@strom.ch

Stellungnahme zum Szenariorahmen 2030/2040 für die Stromnetzplanung

Sehr geehrte Damen und Herren

Der Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE) dankt Ihnen für die Möglichkeit, sich zum Entwurf des Szenariorahmens 2030/2040 für die Stromnetzplanung zu äussern.

Der VSE hat sich im Rahmen der Strategie Stromnetze stets für ein übergeordnetes Planungsinstrument in Form eines Szenariorahmens ausgesprochen, um für die Höchst- und Hochspannungsnetze die Planungs- und Investitionssicherheit zu verbessern. Der VSE begrüsst daher, dass nun ein Entwurf dieses energiewirtschaftlichen Szenariorahmens für die Schweiz (SZR CH) vorliegt. Er sieht jedoch Klärungs- und Optimierungsbedarf, damit dieser seinen Zweck erfüllen kann.

Szenarien (Zusammenfassung, Kapitel 2.2, Kapitel 3)

Der VSE erachtet es als sinnvoll, die Energieperspektiven 2050+ (EP2050+) als Basis für die energiewirtschaftlichen Daten heranzuziehen. Diese widerspiegeln die übergeordneten energie- und klimapolitischen Zielsetzungen der Schweiz und somit die Entwicklungsrichtung, die auch für die Stromnetzplanung relevant ist. Der VSE hat die Erarbeitung der EP2050+ durch das Bundesamt für Energie begleitet und sich mehrfach zu den Annahmen und Resultaten dieser Arbeiten geäussert. Er verzichtet daher darauf, vorliegend die Kennzahlen nochmals im Detail zu kommentieren und verweist stattdessen auf seine Mitwirkung in der Begleitgruppe und seine bereits veröffentlichten diesbezüglichen Stellungnahmen. An dieser Stelle sei jedoch nochmals auf den gemäss EP2050+ inakzeptabel hohen Importsaldo im Verlauf der 2030er Jahre hingewiesen. Dieser muss insbesondere durch einen beschleunigten Ausbau erneuerbarer Energien deutlich verringert werden. Dies wird sich ebenfalls in der Stromnetzplanung niederschlagen und muss entsprechend berücksichtigt werden können. Zudem sollten ergänzend auch Planungsgrundlagen im SZR abgebildet werden, die seit der Publikation der Energieperspektiven 2050+ erarbeitet wurden, wie z.B. die Projektliste runder Tisch Wasserkraft. Das bis auf Weiteres fehlende Stromabkommen dürfte vorderhand die realistische Entwicklung darstellen. Daher erscheint es notwendig, in allen drei Szenarien die Auswirkungen des fehlenden Stromabkommens darzulegen, da das Netz mit dieser Ausgangslage umgehen können muss.

Der VSE begrüsst, dass durch die Präsentation von mehreren Szenarien ein Entwicklungskorridor aufgespannt wird. Er begrüsst ebenfalls die Definition eines Leitszenarios, unterstreicht jedoch die in Kapitel 2.1

festgehaltene Möglichkeit für die Netzbetreiber, auf die spezifischen Gegebenheiten in ihrem Netzgebiet eingehen zu können.

Der VSE begrüsst weiter, dass sich der SZR auf die Netzebenen 1 und 3 ausrichtet. Er weist jedoch darauf hin, dass die Begriffe «Entlastungsszenario» bzw. «Belastungsszenario» irreführend sind. Welches der Szenarien für die Netzplanung anspruchsvoller ist, wird sich in der Durchführung der Netzplanung erweisen. Im Weiteren sei darauf hingewiesen, dass eine Netzplanung für beide Flussrichtungen aufwendiger ist als nur für eine Richtung. Dies ist bei der Erläuterung der Szenarien im SZR zu präzisieren resp. zu ergänzen.

Netzplanung und Szenariorahmen (Kapitel 2.1 und 2.2)

Der VSE hat bereits in seiner Stellungnahme vom 9. Februar 2021 zum «Leitfaden Regionalisierung» darauf hingewiesen, dass die Gewährleistung der Netzsicherheit einen grossen Einfluss auf die Prognose der Lastflüsse und somit auf die Netzplanung hat. Er beantragt daher nochmals, im SZR aufzunehmen, dass energie-wirtschaftliche Daten nicht allein als Basis für die Netzplanung dienen können, sondern auch andere Parameter wie die Ausfallsicherheit zwingend durch die Netzbetreiber berücksichtigt werden müssen.

Zudem ist darauf hinzuweisen, dass die nationalen Kennzahlen des SZR und netzspezifische Anforderungen nicht die einzigen Parameter sind, die der Netzbetreiber für seine Planung benötigt. Im Rahmen der Regionalisierung sind weitere, hier nicht explizit erwähnte Parameter wie raum- und energieplanerische Absichten der Kantone vonnöten. Es ist daher in Kapitel 2.1 darauf hinzuweisen, dass entsprechende Daten durch die Kantone bereitzustellen sind.

Stromerzeugung (Kapitel 4)

Bei den Produktionsdaten beantragt der VSE, nebst den Erzeugungskapazitäten (installierte Leistung) auch ergänzend die Energiemenge anzugeben. Dies würde einen besseren Vergleich mit den Verbrauchsdaten ermöglichen. Zudem bestehen von Technologie zu Technologie Unterschiede bezüglich der Volllaststunden der Anlagen, die so besser sichtbar gemacht werden können.

Im Bereich Wasserkraft (Kapitel 4.1) stützt sich der SZR auf die «Potenzialstudie Wasserkraft Schweiz» von 2019 ab. Diese Studie ist aus Sicht VSE nicht mehr aktuell. Die in dieser Studie ausgewiesenen Leistungs- und Energiepotenziale sind mittlerweile für verschiedene Projekte überholt und teilweise deutlich zu tief angesetzt, mit dem runden Tisch Wasserkraft haben sich Ende 2021 verschiedene Stakeholder zu konkreten Ausbauprojekten für die Speicherwasserkraft bekannt, so dass deren Realisierungswahrscheinlichkeit höher als in der ursprünglichen Studie angesehen werden kann. Der VSE ist daher der Ansicht, dass die Projektauswahl des runden Tisches Wasserkraft im Szenariorahmen abgebildet werden sollte.

Die normierte Gleichstrom-Spitzenleistung bei Photovoltaikanlagen ist für die Netzplanung als Kenngrösse nicht relevant. Sie muss sich stattdessen auf die maximale Leistung, die ins Netz eingespeist werden kann, abstützen. Diese fällt nach Abzug von Umwandlungsverlusten (DC zu AC) und eigenverbrauchtem Strom deutlich tiefer aus als die nominale Modulleistung. Der VSE würde es begrüessen, wenn im SZR Umrechnungsfaktoren angegeben würden, um unterschiedliche Annahmen bei den Netzbetreibern zu vermeiden und damit eine einheitliche Anwendung in den Szenarien zu gewährleisten.

Der SZR stellt in Aussicht, dass die Photovoltaik künftig vermehrt auf Winterproduktion ausgerichtet wird, was Auswirkungen auf die Volllaststunden hat. So soll sich der Anteil der Winterproduktion von 25% im Jahr 2019 auf 26% im Jahr 2030 und auf 29% im Jahr 2040 steigern. Zudem vergrössert sich gemäss SZR die durchschnittliche Grösse einer PV-Anlage von 22 kWp im Jahr 2019 auf 24 kWp im Jahr 2030 und weiter auf 26 kWp im Jahr 2040, da bestehende Dachflächen besser ausgenutzt werden. Diese Entwicklung kann einen massgebenden Einfluss auf die PV-Prognose bzw. die Regionalisierung haben. Herkömmliche Annahmen basierend auf der Eignung von Dächern für PV würden unter diesen Voraussetzungen nicht mehr zutreffen, da bei entsprechenden Anreizen beispielsweise auch Dächer mit einer Nord-Ausrichtung attraktiver würden. Es ist daher notwendig, dass der SZR auch Kennzahlen differenziert nach Dach- und Fassadenanlagen sowie ggf. nach der Ausrichtung (Himmelsrichtung) liefert.

Stromverbrauch und Flexibilität (Kapitel 5 und 6)

Die Nutzung des Flexibilitätspotenzials von Anlagen (z.B. Wärmepumpen, Elektrofahrzeuge etc.) und der Abregelung von Erzeugungsanlagen können auch für die Netzplanung auf Ebene 1 und 3 relevant werden, insbesondere in Bezug auf die Rückspeisung. Sie fällt für die Netzplanung jedoch nur ins Gewicht, wenn der Netzbetreiber darauf dauernden und garantierten Zugriff hat. Entsprechende gesetzliche Grundlagen fehlen heute. Der Bundesrat schlägt in seiner Botschaft über ein Bundesgesetz für eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien (21.047) eine Regelung für Peak Shaving und die Schaffung eines Flexibilitätsmarktes vor. Diese Möglichkeiten stehen dem Netzbetreiber jedoch bis Inkrafttreten des Gesetzes nicht zur Verfügung. Zudem bleibt der Flexibilitätsinhaber gemäss bundesrätlichem Vorschlag Herr über die Nutzung seiner Flexibilität und somit frei, ob und wem er diese anbieten möchte. Für den Netzbetreiber ergibt sich daraus, dass der Einsatz von Flexibilitäten und Peak Shaving für einen geringeren Netzausbau- oder -verstärkungsbedarf vorderhand nicht in der Netzplanung berücksichtigt werden kann. Für eine effiziente Netzauslegung und einen sicheren Netzbetrieb wäre hingegen die rasche Klärung der gesetzlichen Regelungen relevant, insbesondere die Möglichkeit zur Abregelung von PV, z.B. im Umfang von 70% der maximalen DC-Produktionsleistung.

In Tabelle 10 ist beim Sektor Verkehr wie im «Leitfaden Regionalisierung» (Leitfaden Kapitel 5, Seite 8) zu präzisieren, dass dieser die Elektromobilität nicht einschliesst.

Antrag:

Textanpassung in Tabelle 10

Sektor Verkehr (ohne Elektromobilität)

Beim Stromverbrauch sind im SZR Richtwerte zu ergänzen zu den Leistungen bzw. zur Umrechnung der Energiewerte in Leistungswerte für die verschiedenen Lastarten, insbesondere für die Elektromobilität und Wärmepumpen, z.B. mit Diagrammen zum Leistungsverhalten in Abhängigkeit der Zeit oder mit Standard-Verbrauchskurven. Dies würde eine einheitliche Anwendung der Energiewerte unterstützen, insbesondere bei noch fehlenden historischen Daten.

Weitere Vorgaben (Kapitel 8)

In Kapitel 8 werden weitere energiewirtschaftliche Rahmendaten wie Rohstoff- und CO₂-Preise aufgeführt. Diese sind für die Netzplanung nur bedingt relevant und sollten daher nicht verbindlich berücksichtigt werden müssen.

Antrag:

Textanpassung in Kapitel 8

Dieses Kapitel beinhaltet energiewirtschaftliche Rahmendaten, welche in den Simulationen der Netzbetreiber berücksichtigt werden können.

Regionalisierung (Zusammenfassung und Kapitel 9)

Die Netzbetreiber ziehen die Kantone gemäss Art. 9c Abs. 2 StromVG basierend auf dem regionalisierten SZR in ihre Netzplanung mit ein. Wie in den Bemerkungen zu Kapitel 2.1. und in der Stellungnahme des VSE zum Leitfaden dargelegt, kann es jedoch nicht Aufgabe der Netzbetreiber sein, die Koordination mit den Kantonen bzw. die Abstimmung mit den kantonalen Energieplänen vorzunehmen. Diese Differenzierung zwischen Koordinationsaufgaben auf Ebene Netzbetreiber einerseits und auf energiepolitischer Ebene andererseits wurde in der vom BFE überarbeiteten Fassung des Leitfadens aufgenommen. Dies muss auch im SZR so wiedergegeben werden.

Die Aufgaben der Netzbetreiber bei der Regionalisierung gemäss Art. 9c Absatz 2 StromVG werden ausführlich im Leitfaden dargestellt und sind in diesem Dokument damit redundant oder bei abweichenden Formulierungen sogar irreführend. Zwecks einer einheitlichen Formulierung ist daher der 3. Abschnitt in Kapitel 9 anzupassen.

Antrag:

Textanpassung in der Zusammenfassung, Abschnitt «Regionalisierung»:

... Ergänzend zum SZR CH stellt das BFE auf Amtsstufe zur Unterstützung der Netzbetreiber einen Leitfaden zu den Methoden der Regionalisierung zur Verfügung. In diesem Leitfaden werden die Kennzahlen der Grossregionen veröffentlicht und Methoden vorgeschlagen, wie die Kennzahlen aus dem SZR CH auf die Netzgebiete und danach auf die Netzknoten verteilt werden können. ...

Änderung des 3. Abschnitts in Kapitel 9:

Bei der Als Grundlage für die Regionalisierung der nationalen Kennzahlen des SZR CH durch die Netzbetreiber ist durch das BFE eine Abstimmung der regionalen Annahmen zu Entwicklung von Erzeugung und Nachfrage mit den betroffenen Kantonen vorzunehmen. Die Netzbetreiber beziehen die Kantone (gemäss Artikel 9c Absatz 2 StromVG) angemessen in ihre Netzplanung ein.

Weitere Anmerkung

Wie bereits in seiner Stellungnahme zum «Leitfaden Regionalisierung» vom 9. Februar 2021 verweist der VSE nochmals auf die Relevanz einer stichhaltigen und einheitlichen Begrifflichkeit und empfiehlt, durchgehend die Begriffe «Verbrauch» und «Erzeugung» zu verwenden.

Wir danken Ihnen für die Berücksichtigung unserer Anliegen und stehen Ihnen für ergänzende Auskünfte oder zur Diskussion gern zur Verfügung.

Freundliche Grüsse

A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'M. Frank'.

Michael Frank
Direktor

A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'Michael Paulus'.

Michael Paulus
Bereichsleiter Netze und Berufsbildung