



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Eidgenössische Elektrizitätskommission ElCom
Fachsekretariat

Stromversorgungssicherheit der Schweiz 2020

Bericht der ElCom

Bern, Juli 2020

Inhaltsverzeichnis

Management Summary	4
1 Einleitung	6
1.1 Gesetzliche Grundlage und Auftrag	6
1.2 Definition Stromversorgungssicherheit.....	6
1.3 Methodik zur Überwachung der Stromversorgungssicherheit	7
1.4 Aufbau des Berichts	8
2 Netze	10
2.1 Systemführung	10
2.1.1 Netzbelastung (N-1) im Übertragungsnetz.....	10
2.1.2 Regelqualität.....	12
2.1.3 Frequenz- und Spannungsqualität	13
2.1.4 Nationale Redispatchmassnahmen.....	15
2.1.5 Internationale Redispatchmassnahmen	16
2.2 Netzverfügbarkeit	17
2.2.1 SAIDI Schweiz.....	17
2.2.2 SAIFI Schweiz	18
2.2.3 Internationaler Vergleich Schweiz – EU	19
2.3 Netzentwicklung	21
2.3.1 Netzengpässe im Übertragungsnetz.....	21
2.3.2 Netzausbau Übertragungsnetz.....	22
2.3.3 Investitionen in Übertragungs- und ins Verteilnetz.....	25
3 Produktion	28
3.1 Kraftwerkskapazität	28
3.1.1 Kraftwerkspark der Schweiz.....	28
3.1.2 Elektrizitätsbilanz der Schweiz im Winterhalbjahr	30
3.2 Stromimportmöglichkeit.....	32
3.2.1 Nettoaustauschprogramme der Schweiz	32
3.2.2 Produktionsleistung der Nachbarländer	33
3.2.3 Elektrizitätsbilanz der Nachbarländer im Winterhalbjahr.....	35
3.3 Ausbau der erneuerbaren Energien	36
4 Kosten und Tarife	38
4.1 Netz- und Energietarife.....	38
4.1.1 Kantonale Tarifunterschiede von Haushalten	38
4.1.2 Kantonale Tarifunterschiede von Gewerbe und Industrie	40
4.1.3 Internationaler Strompreisvergleich für Gewerbe und Industrie.....	42
4.2 Stromkostenanteil am Haushaltsbudget.....	43
5 Umfeld	45
5.1 Rechtliches Umfeld.....	45
5.1.1 Energiestrategie 2050	45
5.1.2 Strategie Stromnetze.....	47
5.1.3 Revision Stromversorgungsgesetz.....	48
5.1.4 Auswirkungen des EU-Rechts auf die Schweiz	48
5.2 Effizienter Stromeinsatz.....	50
5.2.1 Stromverbrauch pro BIP-Einheit.....	50
5.2.2 Stromverbrauch pro Kopf	52
6 Fazit	54
6.1 Beurteilung Bereich Netz.....	54
6.2 Beurteilung Bereich Produktion	56
6.3 Beurteilung Bereich Umfeld.....	57
6.4 Massnahmen nach Artikel 9 StromVG	57

7	Anhang	58
7.1	Allgemeine Abkürzungen.....	58
7.2	Physikalische Abkürzungen.....	59
7.3	Literaturverzeichnis	60

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Simulierte Netzbelastungswerte im (N-1)-Fall des Übertragungsnetzes	11
Abbildung 2:	Entwicklung der Regelqualität der Regelzone Schweiz.....	13
Abbildung 3:	Entwicklung der monatlichen Frequenzabweichung.....	14
Abbildung 4:	Eingesetzte Energiemenge für nationale Redispatchmassnahmen	16
Abbildung 5:	Eingesetzte Energiemengen für internationale Redispatchmassnahmen	17
Abbildung 6:	Entwicklung der durchschnittlichen Unterbrechungsdauer pro Endverbraucher	18
Abbildung 7:	Entwicklung der durchschnittlichen Unterbrechungshäufigkeit pro Endverbraucher.....	19
Abbildung 8:	Entwicklung der Unterbrechungsdauer der Nachbarländer und der Schweiz	20
Abbildung 9:	Entwicklung der Unterbrechungshäufigkeit der Nachbarländer und der Schweiz.....	20
Abbildung 10:	Entwicklung der simulierten (N-1)-Verletzungen pro Region und Jahr.....	21
Abbildung 11:	Projektstand der verschiedenen Netzausbauprojekte im Übertragungsnetz.....	25
Abbildung 12:	Investitionen und Abschreibungen von Sachanlagen im Übertragungsnetz	26
Abbildung 13:	Investitionen und Abschreibungen von Sachanlagen im Verteilnetz	27
Abbildung 14:	Entwicklung der Produktionskapazität des Schweizer Kraftwerkparks.....	29
Abbildung 15:	Übersicht installierter Leistung und produzierter Energie der Kraftwerke.....	30
Abbildung 16:	Elektrizitätsbilanz der Schweiz im Winterhalbjahr.....	31
Abbildung 17:	Verteilung der stündlichen Austauschprogramme der Schweiz im Winterhalbjahr	33
Abbildung 18:	Entwicklung der Kraftwerkskapazität und Last der Nachbarländer	34
Abbildung 19:	Aufsummierte Elektrizitätsbilanz der Nachbarländer im Winterhalbjahr	36
Abbildung 20:	Ausbaupfad der neuen erneuerbaren Energien.....	37
Abbildung 21:	Entwicklung des Netztarifs und Streubereichs der Kategorie H4	39
Abbildung 22:	Entwicklung des Energietarifs und Streubereichs der Kategorie H4	40
Abbildung 23:	Entwicklung der kantonalen Streuung der Netztarife der Kategorie C3	41
Abbildung 24:	Entwicklung der kantonalen Streuung der Energietarife der Kategorie C3	41
Abbildung 25:	Strompreise der Schweiz und Europa.....	43
Abbildung 26:	Entwicklung des Stromkostenanteils am Haushaltsbudget	44
Abbildung 27:	Entwicklung der installierten Leistung	46
Abbildung 28:	Entwicklung der Stromproduktion	46
Abbildung 29:	Ausbezahlte Förderbeiträge pro Kilowattstunde	47
Abbildung 30:	Entwicklung des Stromverbrauchs und des Bruttoinlandproduktes in der Schweiz	51
Abbildung 31:	Entwicklung der Stromeffizienz in der Schweiz.	52
Abbildung 32:	Entwicklung des Stromverbrauchs pro Kopf und der Einwohnerzahl der Schweiz	53

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Beobachtungsgefässe des Berichtes zur Stromversorgungssicherheit.....	9
Tabelle 2:	Entwicklung des Netzzuschlags und des gesetzlich festgelegten Maximalbetrags.....	46

Management Summary

Die Eidgenössische Elektrizitätskommission ElCom ist gemäss Artikel 22 Absätze 3 und 4 Stromversorgungsgesetz (StromVG) für die Überwachung der Versorgungssicherheit zuständig. Zeichnet sich mittel- oder langfristig eine erhebliche Gefährdung der inländischen Versorgungssicherheit ab, unterbreitet die ElCom dem Bundesrat Massnahmen nach Artikel 9 StromVG. Für die Beurteilung der Versorgungssicherheit stützt sich die ElCom u.a. auf ein umfassendes Monitoring mit Beobachtungsgrössen in den Bereichen Netze, Produktion, Kosten und Tarife sowie Umfeld ab. Der Schwerpunkt der Beurteilung liegt auf einem mittelfristigen Zeitraum (3-5 Jahre).

Gestützt auf die aktuellen Zahlen kann festgestellt werden, dass die Verfügbarkeit von Elektrizität in der Schweiz insgesamt als sehr gut bezeichnet werden kann. Gemäss international üblichem Index (SAIDI) hat ein Schweizer Endverbraucher im Durchschnitt lediglich während zwanzig Minuten pro Jahr keinen Strom. Davon sind rund zehn Minuten auf geplante Unterbrüche und zehn Minuten auf ungeplante Ausfälle zurückzuführen. Die Tarife haben sich über die Jahre relativ stabil, mit leicht fallendem Trend entwickelt: Für die Haushalte beträgt der Netztarif rund zehn Rappen pro Kilowattstunde, für die Energie rund acht Rappen pro Kilowattstunde. Der Netztarif für Industrie und Gewerbe beträgt rund acht Rappen pro Kilowattstunde und der Energietarif reduzierte sich seit 2013 auf aktuell gut sieben Rappen pro Kilowattstunde. Damit sind diese Preise aber immer noch rund 25 Prozent über dem europäischen Durchschnitt.

Im Bereich der Netze bleibt der Ausbau des Übertragungsnetzes eine Herausforderung. Auch Netzverstärkungen auf bestehenden Trassen (Bickigen-Chippis sowie Bassecourt-Mühleberg) können nur nach langwierigen Verfahren realisiert werden. Bei der Betriebsführung zeigt sich, dass der Trend zu einer höheren Belastung anhält. Die simulierte (N-1)-Netzbelastung hat in den letzten zwei Jahren sowohl im Sommerhalbjahr wie auch im Winterhalbjahr zugenommen. Der ansteigende Trend im Winterhalbjahr dürfte u.a. auf die Zunahme der ungeplanten Transitflüsse aus der Optimierung der flussbasierten Marktkopplung in der Region Central Western Europe¹ (CWE) zurückzuführen sein. Im Sommerhalbjahr dürfte die Zunahme der (N-1)-Verletzungen auf den erhöhten Anteil an stochastischer Produktion zurückzuführen sein. Die erhöhte Volatilität im Systembetrieb zeigte sich 2019 in diversen Konstellationen: Im Sommer exportierte die Schweiz sehr viel Elektrizität, sowohl nach Norden wie auch nach Italien. Im November musste nach einem Erdbeben in Südfrankreich aufgrund einer Ausfall-Kaskade die Netzanbindung der Romandie entmascht werden, so dass diese zeitweise nur noch via Frankreich versorgt werden konnte.

Mit Blick auf den hohen Vermaschungsgrad des schweizerischen Übertragungsnetzes dürfte die weitere Optimierung der flussbasierten Marktkopplung (70%-Regel) sowie die geographische Erweiterung (von CWE auf die Core-Region²) eine der grossen Herausforderungen der nächsten Jahre werden. Da auch gleichzeitig in den umliegenden Ländern der Anteil an stochastischer Produktion ansteigt, ist mit einer weiteren Zunahme der Volatilität im Systembetrieb zu rechnen. Um den anstehenden Herausforderungen gerecht zu werden, sieht die ElCom Handlungsbedarf bei der Optimierung der Kapazitätsbereitstellung und beim Einsatz von Redispatch. Dies geschieht permanent im Rahmen von operativen Massnahmen für die Erhöhung der Redispatch-Verfügbarkeit. Weiter legt die ElCom einen Schwerpunkt bei der Weiterentwicklung des internationalen Vertragswerks zur Regelung des Verbundbetriebs.

Im Bereich der Produktion sieht die ElCom den grössten Handlungsbedarf bei den Rahmenbedingungen für die inländische Winterproduktion. Mit zunehmendem Alter der Kernkraftwerke nimmt die Wahrscheinlichkeit von technisch oder wirtschaftlich bedingten unvorhergesehenen Ausserbetriebnahmen zu. Mit den bislang erzielten Zubauraten für Produktion aus erneuerbarer Energie ist es nicht möglich, innert nützlicher Zeit einen angemessenen Anteil der im Winterhalbjahr wegfallenden Winterproduktion aus Kernkraft (rund 14 TWh) zu ersetzen. Ein für alle Lebensbereiche so zentrales System wie die Stromversorgung sollte nicht über längere Zeit am Limit betrieben werden. In Anbetracht der notwendigen Vorlaufzeit beim Zubau von zusätzlicher Winterproduktion ortetet die ElCom Handlungsbedarf bei der anstehenden Revision des Energiegesetzes: Die ElCom empfiehlt ein rechtlich verbindliches Zubauziel für Erzeugungskapazitäten im Winterhalbjahr zwischen fünf und zehn Terawattstunden bis 2035

¹ Zentralwesteuropa (AT, DE, FR, LU, NL, BE)

² Core ist die Erweiterung von CWE auf Osteuropa, d.h. AT, DE, FR, LU, NL, BE, PL, CZ, HU, SK, SI, HR, RO

sowie die Implementierung von geeigneten gesetzlichen Massnahmen, um dieses Ziel zu erreichen. Weiter ist der Bundesrat gesetzlich zu verpflichten, wettbewerbliche Ausschreibungen für den Ausbau von Erzeugungskapazitäten als Reserven im Inland durchzuführen, falls sich abzeichnet, dass das gesetzlich vorgegebene Zubauziel nicht erreicht werden kann.

1 Einleitung

1.1 Gesetzliche Grundlage und Auftrag

Im Stromversorgungsgesetz (StromVG) sind die Aufgaben der Eidgenössischen Elektrizitätskommission ElCom geregelt. Gemäss Artikel 22 Absätze 3 und 4 ist die ElCom für die Überwachung der Stromversorgungssicherheit zuständig. Das heisst, die ElCom beobachtet und überwacht die Entwicklung der Elektrizitätsmärkte im Hinblick auf eine sichere und erschwingliche Versorgung in allen Landesteilen. Sie überprüft zu diesem Zweck insbesondere den Zustand, Unterhalt und Ausbau des Übertragungsnetzes sowie die regionale Ausgewogenheit der Investitionen der nationalen Netzgesellschaft (Art. 22 Abs. 3 StromVG). Zeichnet sich mittel- oder langfristig eine erhebliche Gefährdung der inländischen Versorgungssicherheit ab, unterbreitet die ElCom dem Bundesrat Vorschläge für Massnahmen nach Artikel 9 StromVG (Art. 22 Abs. 4 StromVG). Die Kompetenzen des Bundesrats umfassen dabei Massnahmen zur Steigerung der Effizienz bei der Elektrizitätsverwendung, Massnahmen zur Beschaffung von Elektrizität und Ausbau der Erzeugungskapazitäten sowie Massnahmen zur Verstärkung und zum Ausbau von Elektrizitätsnetzen (Art. 9 Abs. 1 StromVG). Im Rahmen ihrer allgemeinen Vollzugskompetenz (Art. 22 Abs. 1 StromVG) überwacht die ElCom zudem die Einhaltung der stromversorgungsrechtlichen Bestimmungen zur Versorgungssicherheit durch die verantwortlichen Akteure.

Basierend auf dem gesetzlichen Auftrag erstellte die ElCom ein Monitoring zur Beurteilung der mittel- bis langfristigen Stromversorgungssicherheit. Die aus dem Monitoring abgeleiteten Schlussfolgerungen werden in geeigneter Form mit den betroffenen Akteuren vertieft und der Öffentlichkeit in Form von Berichten zugänglich gemacht. Die ElCom ist bestrebt, ihr Monitoring zur Stromversorgungssicherheit mit anderen Ämtern und Institutionen bestmöglich abzustimmen und die Auswertungen und Analysen soweit möglich auf öffentlich zugänglichen Daten abzustützen.

1.2 Definition Stromversorgungssicherheit

In der Botschaft vom 3. Dezember 2004 zur Änderung des Elektrizitätsgesetzes und zum Stromversorgungsgesetz (BBl, 2005) wird Versorgungssicherheit folgendermassen definiert:

«Die Versorgungssicherheit ist dann gewährleistet, wenn jederzeit die gewünschte Menge an Energie mit der erforderlichen Qualität und zu angemessenen Tarifen im gesamten Stromnetz erhältlich ist.»

Trotz dieser vermeintlich klaren Definition ist der Begriff Stromversorgungssicherheit schwierig zu messen. Vorgaben wie «jederzeit», «erforderliche Qualität» oder «angemessene Tarife» werden insbesondere bei einer angespannten Versorgungssituation ganz anders interpretiert als bei einer normalen Versorgungslage.

Die zeitliche Dimension in der Stromversorgungssicherheit erstreckt sich von wenigen Millisekunden (Stromlieferung) bis einige Jahre oder gar Dekaden von Jahren (Planung, Bau und Amortisation von Kraftwerken und Transportinfrastrukturen). In Abhängigkeit davon, ob eher die kurzfristige Stromversorgungssicherheit (Zeitbereich von <1 Jahr vor der Lieferung), die mittelfristige Stromversorgungssicherheit (Zeitbereich von 1-5 Jahren vor der Lieferung) oder die langfristige Stromversorgungssicherheit (Zeitbereich von 5-10 Jahren vor der Lieferung) beurteilt wird, ist der Detaillierungsgrad des Monitorings anzupassen bzw. zu verändern. Während bei der kurzfristigen Beurteilung eher auf die Systemsicherheit (Systemführung, Netzverfügbarkeit etc.) fokussiert wird, spielt bei der Beurteilung der mittel- bis langfristigen Stromversorgungssicherheit hauptsächlich die Systemadäquanz (Transmission Adequacy und Generation Adequacy)³ eine bedeutende Rolle.

³ Generation Adequacy: Kraftwerksinvestitionen, Reserve, Import-/Exportkapazität, Demand Side Management; Transmission Adequacy: Netzentwicklung, Netzverstärkungen, Netzinvestitionen

1.3 Methodik zur Überwachung der Stromversorgungssicherheit

Die Überwachung der Stromversorgungssicherheit wurde aus dem gesetzlichen Auftrag (Art. 22 Abs. 3 und 4 StromVG) und der Definition der Stromversorgungssicherheit abgeleitet. Den Kern dieser Tätigkeit bilden die Erhebung und Analyse der Entwicklung relevanter Beobachtungsgrössen, die Analyse der zukünftigen Systemadäquanz sowie ereignisgebundene Analysen.

Der vorliegende Stromversorgungssicherheitsbericht stellt Zeitreihen von relevanten Beobachtungsgrössen (vgl. auch Kapitel 1.4) zur Beurteilung der Versorgungssicherheit dar. Mit diesem Monitoring sollen eher systematische, sich allmählich entwickelnde Veränderungen, die sukzessive zu einer Gefährdung der Versorgungssicherheit führen können, festgestellt werden. Daher spielt bei der Interpretation einer Beobachtungsgrösse die zeitliche Entwicklung eine wesentlich wichtigere Rolle als der absolute Wert der Beobachtungsgrösse. Anhand der Beobachtungsgrössen im Bereich Systemführung sowie den regelmässigen Besprechungen mit Swissgrid können vereinzelt jedoch auch Aussagen zur kurz- bis mittelfristigen Stromversorgungssicherheit gemacht werden.

Neben dieser deskriptiven Erhebung und Auswertung führt die EICom zur Beurteilung der zukünftigen Versorgungssicherheit und zur Beurteilung der Resilienz in verschiedenen Szenarien probabilistische Analysen zur Systemadäquanz durch (EICom, 2017b; EICom, 2018; EICom, 2020c). Mit dem Bericht zur Stromversorgungssicherheit 2020 wurde ein weiterer Schritt zur klaren Trennung der faktenbasierten und zukünftigen auf Annahmen basierenden Beurteilung der Stromversorgungssicherheit gemacht. Die Beobachtungsgrössen zur zukünftigen Stromversorgungssicherheit der Schweiz wurden daher in diesem Bericht gestrichen. Diese werden nun in den Systemadäquanz-Studien behandelt. Bei diesen Studien werden Kraftwerkseinsätze und Energieflüsse anhand eines Marktmodells und für jede Stunde neu bestimmt. Dies hat den Vorteil, dass die Versorgungssicherheit nicht nur anhand einer einfachen Leistungsbetrachtung erfolgt, sondern auch Engpässe in Bezug auf Netzkapazitäten und Energielimitierungen im System mitberücksichtigt werden. Auf der anderen Seite müssen für exogene Inputgrössen Annahmen getroffen werden. Diese Annahmen über den zukünftigen Zustand und Entwicklung der Stromversorgung unterliegen einer gewissen Unsicherheit. Die Feststellungen aus der regelmässigen Monitoringtätigkeit und die Erkenntnisse aus diesem deskriptiven Versorgungssicherheitsbericht ermöglichen es abzuschätzen, auf welches der angenommenen Szenarien die Schweiz zusteuert. Weiter können die getroffenen Annahmen besser beurteilt und somit die Resultate der Systemadäquanz-Analysen besser interpretiert und kommentiert werden.

Die EICom misst der Gefahr der Cyber-Angriffe in der Elektrizitätsversorgung aufgrund der zunehmenden Vernetzung und der steigenden Komplexität grosse Bedeutung zu. Aus diesem Grund hat die EICom 2019 einen Bericht zur «Cyber-Sicherheit» verfasst und die entsprechende Beobachtungsgrösse «Cyber-Sicherheit» wird in diesem Bericht nicht mehr beurteilt.

1.4 Aufbau des Berichts

Der vorliegende Bericht stellt die vier Beobachtungsbereiche «Netze», «Produktion», «Kosten und Tarife» sowie «Umfeld» dar. Diese bilden – wie bereits in den letzten Berichten zur Stromversorgungssicherheit der Schweiz – auch in dieser Version die Basis für die Beurteilung der Versorgungssicherheit. Um die Beurteilung der Beobachtungsbereiche weiter zu operationalisieren, wurde jeder Beobachtungsbereich auf die relevanten Beobachtungsdimensionen heruntergebrochen und diese wiederum in einzelne Beobachtungsgrößen unterteilt.

Im Vergleich zum letzten Bericht wurden an den Beobachtungsdimensionen und -größen vereinzelt Änderungen vorgenommen. Diese Beobachtungsgrößen sind in Tabelle 1 markiert (mit *) und sind nachfolgend kurz erläutert.

In Kapitel 2 sind die Beobachtungsgrößen des Bereichs «Netze» dargestellt. Dieser Bereich umfasst insgesamt zwölf verschiedene Beobachtungsgrößen, welche drei Beobachtungsdimensionen zugeteilt sind. Hier wurde wie in Kapitel 1.3 erwähnt die Beobachtungsgröße «Cyber-Sicherheit» gestrichen. Die zeitliche Entwicklung der Beobachtungsgrößen spielt in diesem Bereich eine bedeutendere Rolle als der absolute Wert.

Kapitel 3 zeigt die Entwicklungen der Beobachtungsgrößen im Bereich «Produktion». Dieser Bereich setzt sich aus drei Beobachtungsdimensionen und neu fünf Beobachtungsgrößen zusammen. In diesem Bereich wurde in der Dimension «Kraftwerkskapazität» die bisherige Beobachtungsgröße «Leistungsreserven» sowie in der Beobachtungsdimension «Zukünftige Kraftwerkskapazität» die Größen «Zukünftige Produktionsleistung der Schweiz» und «Zukünftige Produktionsleistung im Ausland» gelöscht. Diese werden neu im Bericht zur Systemadäquanz beurteilt. Dadurch wird eine bessere Trennung der beiden Berichte erreicht. Die Beobachtungsdimension «Zukünftige Kraftwerkskapazität» wird in «Ausbau erneuerbarer Energien» unbenannt.

Die Beobachtungsdimensionen und die Beobachtungsgrößen des Bereichs «Kosten und Tarife» sind im Kapitel 4 dargestellt. Dieser Bereich setzt sich insgesamt aus zwei Beobachtungsdimensionen und drei Beobachtungsgrößen zusammen.

Kapitel 5 gibt einen Überblick zu den wichtigsten Einflussfaktoren für die Stromversorgungssicherheit, die sich aus Vorgaben der Gesetzgebung ableiten lassen oder aufgrund von aktuellem Geschehen bzw. aktuellen Risiken von Bedeutung sind. Die Beobachtungsgrößen im Bereich «Umfeld» lassen sich nur teilweise quantitativ erfassen.

Im Kapitel 6 werden die wichtigsten Erkenntnisse aus den verschiedenen Beobachtungsgrößen zusammengetragen mit einer Beurteilung der Stromversorgungssicherheit.

Beobachtungsbereich	Beobachtungsdimension	Beobachtungsgrösse
2. Netze	2.1 Systemführung	Simulierte Netzbelastung (N-1) im ÜN
		Regelqualität
		Frequenz- und Spannungsqualität
		Nationale Redispatchmassnahmen
		Internationale Redispatchmassnahmen
	2.2 Netzverfügbarkeit	SAIDI CH
		SAIFI CH
		Internationaler Vergleich
	2.3 Netzentwicklung	Netzengpässe ÜN
Netzausbau ÜN		
Investitionen ÜN und VN		
3. Produktion	3.1 Kraftwerkskapazität *	Kraftwerkspark der Schweiz
		Elektrizitätsbilanz der Schweiz im Winterhalbjahr
	3.2 Stromimportmöglichkeit	Nettoaustauschprogramme der Schweiz
		Produktionsleistung der Nachbarländer
		Elektrizitätsbilanz der Nachbarländer im Winterhalbjahr
	3.3 Ausbau der erneuerbaren Energien *	
4. Kosten und Tarife	4.1 Netz- und Energietarife	Kantonale Tarifunterschiede von Haushalten
		Kantonale Tarifunterschiede von Gewerbe und Industrie
		Internationaler Strompreisvergleich
	4.2 Stromkostenanteil am Haushaltsbudget	
5. Umfeld	5.1 Rechtliches Umfeld	Energiestrategie 2050
		Strategie Stromnetze
		Auswirkungen EU-Recht auf die Schweiz
		Revision StromVG
	5.2 Effizienter Stromeinsatz	Stromverbrauch pro BIP-Einheit
		Stromverbrauch pro Kopf

Tabelle 1: Beobachtungsgefässe des Berichtes zur Stromversorgungssicherheit

2 Netze

Das Stromnetz wird grob in das Übertragungsnetz und das Verteilnetz unterteilt. Zum Übertragungsnetz gehören 6700 Kilometer Übertragungsleitungen, wovon 41 Verbindungen ins Ausland führen, und 21 Transformatoren sowie 146 Schaltanlagen (Swissgrid, 2020). Nach Artikel 20 StromVG liegt die Verantwortung für das Übertragungsnetz bei der nationalen Netzgesellschaft Swissgrid.

Die drei Verteilnetzebenen haben eine gesamte Leitungslänge von rund 199 000 Kilometer, wovon rund 88 Prozent verkabelt sind. Die Verteilnetzebenen, inklusive den drei Transformationsebenen, werden von rund 630 Verteilnetzbetreibern betrieben (EiCom, 2020a). Ein weiterer Bestandteil der Netzinfrastruktur bildet das 16,7-Hertz-Übertragungsnetz der SBB. Dieses besteht aus rund 70 Unterwerken und 1800 Kilometer Übertragungsleitungen (SBB, 2016). Das StromVG gilt gemäss Artikel 2 Absatz 1 grundsätzlich nur für Elektrizitätsnetze, die mit 50-Hertz-Wechselstrom betrieben werden. Das Übertragungsnetz der SBB (16,7-Hz; 132-kV) untersteht jedoch gemäss Artikel 1 Absatz 2 StromVV ebenfalls dem StromVG, soweit es bezweckt, die Voraussetzung für eine sichere Stromversorgung zu schaffen.

Der Bereich «Netze» wird anhand der Beobachtungsdimensionen «2.1 Systemführung», «2.2 Netzverfügbarkeit» und «2.3 Netzentwicklung» analysiert. Die Beobachtungsdimensionen «Systemführung» und «Netzentwicklung» sind primär für das Übertragungsnetz relevant, während die Dimension «Netzverfügbarkeit» hauptsächlich das Verteilnetz betrifft.

2.1 Systemführung

Die Beobachtungsdimension «Systemführung» wird anhand der fünf Beobachtungsgrössen «2.1.1 Netzbelastung (N-1) im Übertragungsnetz», «2.1.2 Regelqualität», «2.1.3 Frequenz- und Spannungsqualität», «2.1.4 Nationale Redispatchmassnahmen» und «2.1.5 Internationale Redispatchmassnahmen» beurteilt. Die Dimension «Systemführung» befasst sich hauptsächlich mit denjenigen Stellgrössen im Übertragungsnetz, welche zur Aufrechterhaltung der Systemstabilität von zentraler Bedeutung sind und vor allem vom operativen Netzbetrieb beeinflusst werden. Die Abbildungen in dieser Beobachtungsdimension basieren auf Daten von Swissgrid.

2.1.1 Netzbelastung (N-1) im Übertragungsnetz

Eine zentrale Grösse für den Netzbetrieb des Übertragungsnetzes ist die Einhaltung des (N-1)-Kriteriums. Dieses besagt, dass bei einem Ausfall eines beliebigen Netzelementes die Belastungswerte der verbleibenden Netzelemente nicht über 100 Prozent steigen dürfen. Bei dieser Betrachtung handelt es sich nicht um die tatsächliche Netzbelastung, sondern um eine Simulationsrechnung, bei der die hypothetische Netzbelastung bei einem Ausfall eines Netzelements berechnet wird.

Diese Simulationsrechnung ist eine der wesentlichen Grundlagen für die Systemführung, sowohl in präventiver Hinsicht als auch zur Ergreifung kurativer Massnahmen. Die Simulationen werden alle fünf Minuten wiederholt, in der Auswertung in diesem Kapitel jedoch zu 15 Minutenwerten aggregiert. Die Netzbelastungswerte des am stärksten belasteten Netzelements werden anschliessend den Kategorien 100-110 Prozent, 110-120 Prozent oder über 120 Prozent zugeordnet.

Abbildung 1 zeigt die simulierte Netzbelastung im (N-1)-Fall seit 2016. Im Gegensatz zu den Berichten Stromversorgungssicherheit 2014 und 2016 wurde die Erfassungssystematik für den Stromversorgungsbericht 2018 geändert. Daher werden die Werte vor 2016 nicht mehr abgebildet. Der maximale Belastungswert der verbleibenden Netzelemente bei einem potenziellen Ausfall fiel mehrheitlich der Kategorie 100-110 Prozent zu. Bei einer saisonalen Betrachtung lagen die simulierten Belastungswerte im (N-1)-Fall in den Sommermonaten jeweils über denjenigen der Wintermonate. Dieser Anstieg ist einerseits auf die Ausserbetriebnahme von Netzelementen zur Durchführung von Instandhaltungsarbeiten zurückzuführen, andererseits reduzieren die wärmeren Temperaturen im Sommer die Leistungsfähigkeit des Stromnetzes.

In den beiden Winterhalbjahren 2015/16 und 2016/17 war die Versorgungssituation zeitweise angespannt. Dies führte dazu, dass insbesondere im Januar 2016 wie auch im Februar 2017 mehr Energie importiert wurde und dadurch die Grundbelastung des Stromnetzes auf einem hohen Niveau lag. Die simulierte Netzbelastung ist in den letzten zwei Jahren insgesamt tendenziell angestiegen. Auch in einer saisonalen Betrachtung haben sowohl die Werte im Sommerhalbjahr, aber auch jene im Winterhalbjahr zugenommen. Das Niveau der (N-1)-Verletzungen hängt primär von der Qualität ab, wie gut die TSO die Lastflüsse prognostizieren können. Der ansteigende Trend im Winterhalbjahr dürfte u.a. auf die Zunahme der ungeplanten Transitflüsse aus der Optimierung der flussbasierten Marktkopplung in der Region Central Western Europe⁴ (CWE) zurückzuführen sein. Insbesondere in off-peak-Zeiten wurden in den Jahren 2018 und 2019 die Kapazitäten auf Kosten der Schweizer Netzsicherheit erhöht. Im Sommerhalbjahr dürfte die Zunahme der (N-1)-Verletzungen auf den erhöhten Anteil an stochastischer Produktion zurückzuführen sein. Die hochflexible Wasserkraft wurde im Sommer schon in der Vergangenheit sowohl nach Norden wie auch in Richtung Italien exportiert. Die Volatilität der Produktion insgesamt in Europa nimmt jedoch tendenziell zu, was die Prognose der Netzbelastung erschwert, was sich dann auch in den (N-1)-Verletzungen widerspiegelt.

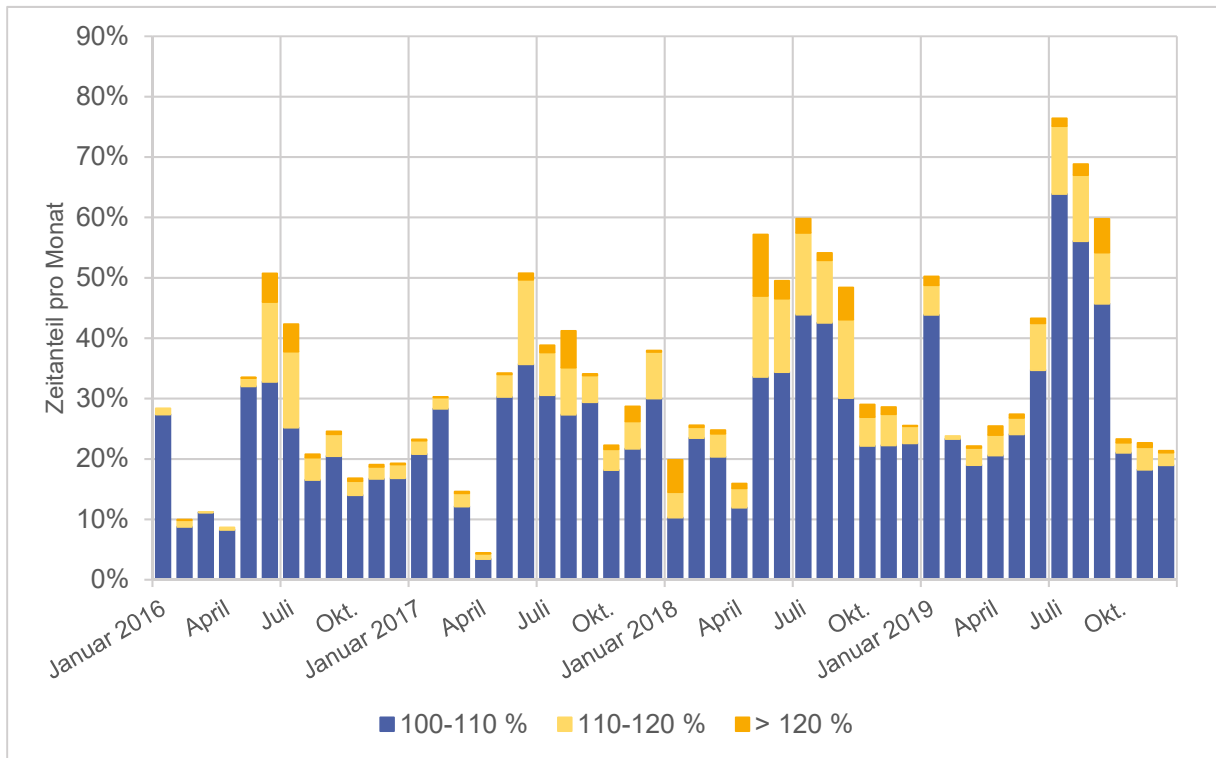


Abbildung 1: Simulierte Netzbelastungswerte im (N-1)-Fall des Übertragungsnetzes (Quelle: Swissgrid) (Daten vor 2016 werden aufgrund geänderter Erhebungssystematik nicht mehr abgebildet.)

⁴ Zentralwesteuropa (AT, DE, FR, LU, NL, BE)

Exkurs 1: Kritische Netzsituation Mai 2019

Am 20. Mai 2019 wurden einzelne Netzelemente auf der 220-Kilovoltbene überlastet oder drohten überlastet zu werden. Die Analyse von Swissgrid ergab, dass diese kritische Netzsituation durch mehrere Einflussfaktoren zustande kam. Durch die spezifischen Marktbedingungen wurde in der Schweiz sehr viel Strom produziert. Diese hohe Produktion führte auch zu hohen Exporten, insbesondere nach Deutschland. Weiter wurde nach Italien exportiert und zugleich aus Frankreich importiert. Eine solche Lastflusssituation ist potentiell problematisch für das Schweizer Übertragungsnetz, wenn die Produktion aus den Alpen über das 220-Kilovoltnetz innerhalb der Schweiz zu den Kuppeltransformatoren zur 380-Kilovoltebene transportiert werden muss. Die hohe Netzlast wurde weiter durch kurzfristige Produktionserhöhungen und Lastverschiebungen auf den Netzebenen 1 und 3 in der Region Bern und Zentralschweiz verschärft. Die daraus resultierenden Netzbelastungen konnten im Prognosetool nicht rechtzeitig erkannt werden, da die Netzebene 3 darin nicht abgebildet wird und die Produktionserhöhung kurzfristig erfolgte. Zur Sicherstellung der Netzstabilität hat Swissgrid verschiedene Massnahmen ergriffen. Unter anderem wurde die Schweizer Produktion mittels eines internationalen Redispatches reduziert.

Diese kritische Netzsituation zeigt, wie anfällig ein an der Belastungsgrenze betriebenes Netz ist. Im Anschluss an diese kritische Netzsituation wurde der Export-NTC nach Deutschland limitiert. Eine verbesserte Berechnungsmethode dieses NTC wurde ab Mai 2020 umgesetzt. Mittelfristig sind weitere Verbesserungen geplant, so z.B. der Einbezug wichtiger Netzelemente der Netzebene 3 in der Netzsicherheitsrechnung von Swissgrid.

2.1.2 Regelqualität

Für die Gewährleistung der Netzstabilität im Verbundbetrieb ist die Soll-Netzfrequenz von 50 Hertz innerhalb der Toleranz zu halten. Dies wird erreicht, indem im gesamten Verbundnetz Energieproduktion und Energieverbrauch im Gleichgewicht gehalten werden. Abweichungen zwischen Produktion und Verbrauch werden durch den Abruf von Regelenergie ausgeglichen. Als ausgeregelt gilt eine Regelzone dann, wenn die Gesamtheit der abgerufenen Regelreserven, inklusive Verträge mit Nachbarstaaten, ausreicht, um den «Regelzonenfehler» (Area Control Error) auf «null» zu halten (Gleichgewicht zwischen Stromangebot und Stromnachfrage).

Abbildung 2 zeigt den Verlauf der Defizithäufigkeit über die vergangenen neun Jahre. Dargestellt ist der prozentuale Zeitanteil, in der die Regelzone Schweiz nicht ausgeregelt war – also die Regelreserven nicht ausreichten, um die Differenz zwischen Produktion und Verbrauch (Defizit) innerhalb der Regelzone zu decken. Je tiefer die Defizithäufigkeit, desto höher ist die Regelqualität. Diese stieg über den Zeitraum 2011 bis Ende 2014 kontinuierlich. Ein Grund dafür ist unter anderem, dass die Schweiz dem internationalen Netzregelverbund (Deutschland, Niederlande, Belgien, Dänemark, Tschechien) beigetreten ist und diese Länder seither die gegenläufigen Aktivierungen von Regelleistung vermeiden und demzufolge bei einer Unausgeglichenheit nicht «gegeneinander» Sekundärregelenergie einsetzen. Da die Zeit, während der der Sekundärregler «am Anschlag» ist, in die Erfassung der Regelqualität einfließt, ergibt dies zusätzlichen Spielraum bei der Reserve. Im Weiteren wirkte sich auch die Änderung des Ausgleichsenergiepreismechanismus positiv auf die Regelqualität der Schweiz aus, weil dadurch für die Bilanzgruppenverantwortlichen (BGV) ein Anreiz für genauere Prognosen geschaffen wurde.

Die Vorhaltung von Regelenergie (Regelleistung) verursacht Kosten, die mit dem Tarif «Allgemeine Systemdienstleistungen» an die Endverbraucher überwältzt werden. Die Optimierungsaufgabe besteht somit darin, einerseits die internationalen Standards zur Regelqualität einzuhalten (die aktuelle Regelqualität liegt nach wie vor deutlich unter dem Grenzwert von maximal 0,1 %), andererseits aber auch die Kosten des Netzbetriebs möglichst tief zu halten. Die Optimierung erfolgt durch die Mengenvariation der beschafften Sekundär- und Tertiärregelleistungsprodukte. Zwischen 2016 und 2019 blieb die Regelqualität auf sehr hohem Niveau stabil.

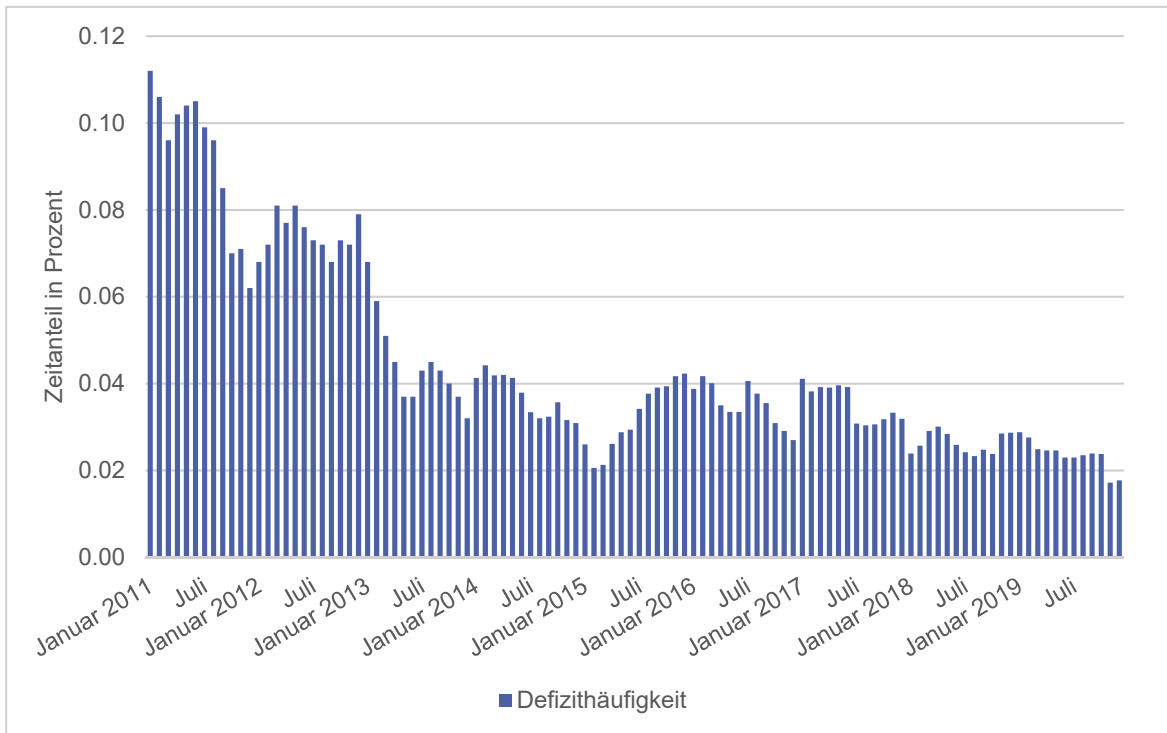


Abbildung 2: Entwicklung der Regelqualität der Regelzone Schweiz (Quelle: Swissgrid)

2.1.3 Frequenz- und Spannungsqualität

Die Frequenzqualität ist eine wichtige Messgrösse zur Beurteilung der Stabilität und der Betriebssicherheit des gesamten europäischen Verbundnetzes. Die Soll-Frequenz im Verbundnetz liegt in ganz Europa bei 50 Hertz. Die Frequenz schwankt in Abhängigkeit des tatsächlichen Gleichgewichts zwischen Produktion und Verbrauch. Ist der Verbrauch elektrischer Leistung geringer als die Produktion, steigt die Frequenz, umgekehrt sinkt sie. Für die Beurteilung der Frequenzqualität werden alle Frequenzabweichungen erfasst, die während mindestens 15 Sekunden um mehr als 75 Millihertz von der Soll-Frequenz von 50 Hertz abweichen.

Die Abbildung 3 zeigt die Dauer der Abweichungen grösser 75 Millihertz (sowohl in positiver als auch in negativer Richtung) von der tatsächlichen Frequenz gegenüber der Soll-Frequenz in Sekunden pro Monat. Ein Wert von 10 000 Sekunden entspricht ungefähr 2 Stunden 45 Minuten. Beim Verlauf der Zeitreihe ist zu berücksichtigen, dass die Regelzone Schweiz die Frequenz im kontinentaleuropäischen Verbundnetz nur geringfügig beeinflusst oder beeinflussen kann. Die Dauer der Frequenzabweichungen sind über die letzten neun Jahre tendenziell zurückgegangen. In den Wintermonaten sind aufgrund der höheren Last mehr Frequenzabweichungen festzustellen als in den Sommermonaten. Der Extremwert im Februar 2012 ist auf ungenaue Last- und Erzeugungsprognosen sowie auf zwei fehlgeschlagene Inbetriebnahmen von Erzeugungseinheiten während einer Kältewelle in Europa zurückzuführen. Der hohe Wert anfangs 2018 ist durch einen Energiekonflikt zwischen dem Kosovo und Serbien zu erklären (vgl. Exkurs 2).

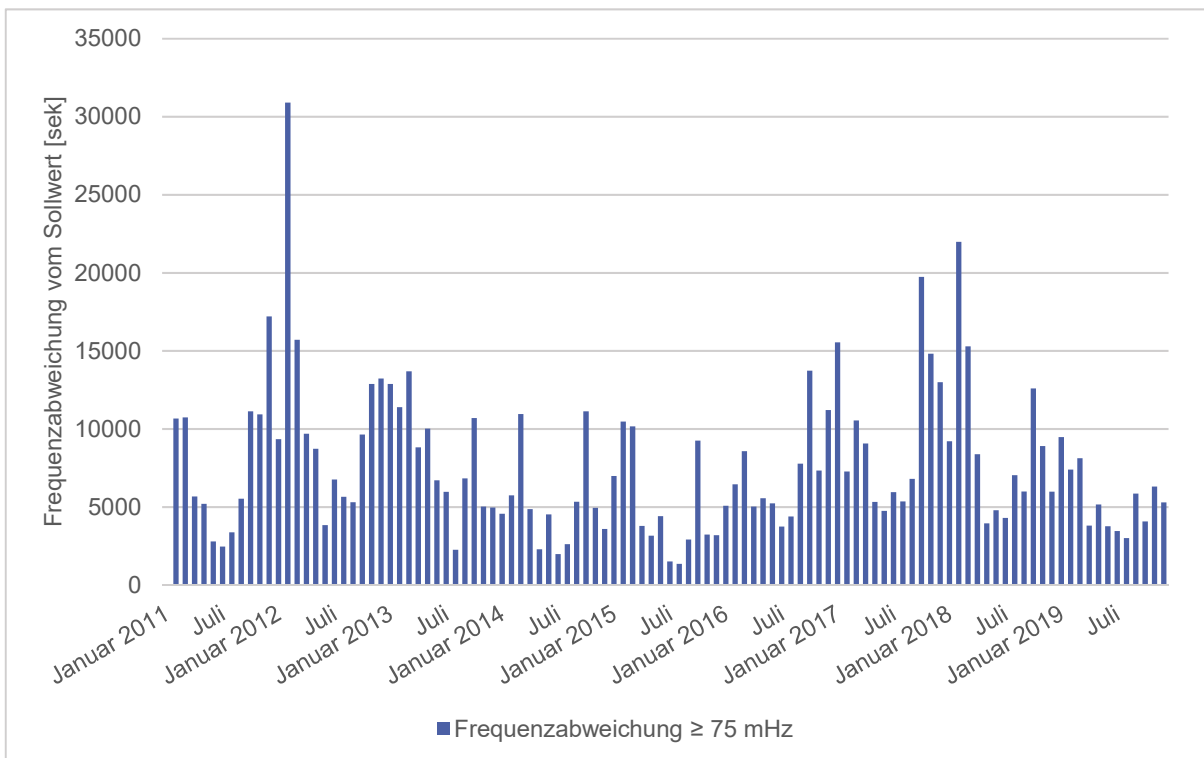


Abbildung 3: Entwicklung der monatlichen Frequenzabweichung (Quelle: Swissgrid)

Exkurs 2: Kumulierte Zeitdifferenz aufgrund Frequenzabweichung 2018

Anfangs 2018 (vgl. Abbildung 3) verzeichnete das kontinentaleuropäische Verbundnetz eine länger andauernde Frequenzabweichung von der Sollfrequenz von 50 Hertz. Der Ursprung dieser Abweichung lag in einer Kontrollzone in Südosteuropa. Die Frequenz sank, weil in dieser Kontrollzone zu wenig Strom produziert wurde und das Bilanzdefizit nicht mit dem Einsatz von Regelenergie kompensiert wurde. Diese Frequenzabweichung wurde für alle Endkunden in Europa spürbar, weil u.a. durch die Netzfrequenz gesteuerte Backofenuhren bis zu 6 Minuten nachgingen. Dieser Vorfall zeigt die Notwendigkeit der Durchsetzbarkeit von Regeln im Verbundbetrieb sowie ausreichende Anreize für stabilisierendes Verhalten.

Neben der Frequenzqualität ist die Spannungsqualität eine weitere wichtige Beobachtungsgrösse zur Beurteilung des Systembetriebs. Die Spannungshaltung im Übertragungsnetz der Schweiz wird durch Swissgrid koordiniert. Die Spannungshaltung ist, anders als die Frequenzhaltung, primär eine regionale Stell- und Messgrösse. Die betrachteten Werte der geregelten Knoten zeigten über die letzten Jahre eher einen Anstieg der Spannungsverletzungen. Dieser Anstieg kann unter anderem auf die zunehmende Verkabelung im Verteilnetz und den Zubau von erneuerbaren Energien zurückgeführt werden. Auch die Abschaltung des Kernkraftwerks Mühleberg wirkt sich negativ auf die Spannungsqualität aus. Speziell in Schwachlastzeiten, also in den Sommermonaten und bei Ausserbetriebnahmen der Kernkraftwerke für Revisionsarbeiten, müssen verschiedenste Massnahmen eingesetzt werden, um die Spannungswerte innerhalb der Toleranz zu halten. Hierfür eignen sich beispielsweise das Ausschalten einer Leitung bei Überspannung in Schwachlastzeiten oder die Längs- oder Schrägregelung von Transformatoren. Zudem hat Swissgrid Anfang 2020 ein neues Spannungshaltungskonzept eingeführt. Aufgrund der zunehmenden Anzahl von Spannungsverletzungen werden in den nächsten Jahren zusätzliche Massnahmen erforderlich sein.

2.1.4 Nationale Redispatchmassnahmen

Werden bei einzelnen oder mehreren Netzelementen die zulässigen Belastungswerte überschritten und es zeichnet sich die Nichteinhaltung der (N-1)-Sicherheit ab, kann Swissgrid im Echtzeitbetrieb einzelne Kraftwerke anweisen, ihre Produktion zu erhöhen bzw. ihre Produktion zu reduzieren, um so die lokale (potenzielle) Netzüberlastung zu verhindern. Die Anweisung einer Produktionsverlagerung von einem Kraftwerk A zu einem anderen Kraftwerk B zur Sicherstellung der Netzstabilität wird als Redispatch bezeichnet. Diese Massnahme stellt für Swissgrid eine betriebliche Möglichkeit in der Systemführung dar, um eine potenzielle (N-1)-Verletzung zu vermeiden. Kraftwerksbetreiber, die im Rahmen von Redispatchmassnahmen aufgefordert werden, ihre Produktion zu erhöhen, erhalten von Swissgrid eine finanzielle Entschädigung, wobei diejenigen Kraftwerksbetreiber, die ihre Produktion verringern, an Swissgrid in der Regel aufgrund der nicht genutzten Primärenergie (z.B. «nicht turbinirtes» Wasser) einen Ausgleich bezahlen. Da bei einem Redispatch immer ein Kraftwerk zur Erhöhung und ein Kraftwerk zur Verringerung der Produktion angewiesen werden, führt ein Redispatch unter dem Strich immer zu Kosten für Swissgrid, die über das Netznutzungsentgelt finanziert werden. Dieser anfallende Kostenblock für nationale Redispatchmassnahmen ist im Vergleich zu den restlichen Systemdienstleistungskosten von Swissgrid bislang relativ gering. Für die Aufrechterhaltung der Systemsicherheit ist Redispatch jedoch eine sehr effektive Massnahme. Handlungsbedarf gibt es bei der Optimierung der Verfügbarkeit von Kraftwerken zur Erbringung von Redispatch-Dienstleistungen. Dazu führte Swissgrid Anfang Februar 2020 den sogenannte «Integrierten Markt» ein. Dabei wird zur Erhöhung der Verfügbarkeit von Redispatchenergie deren Vergütung zukünftig wie die tertiäre Regelenergie entschädigt.

Abbildung 4 zeigt die monatlichen Energiemengen, die für nationale Redispatchmassnahmen zur Vermeidung lokaler Netzüberlastungen von einem Kraftwerk A zu einem Kraftwerk B übertragen wurden. Diese Produktionsverlagerungen finden vorwiegend in den Monaten Juni bis Oktober statt. In diesen Monaten können die Wasserkraftwerke aufgrund des Wasserdargebots (Schneeschnmelze) i.d.R. maximal produzieren. Zusätzlich finden in dieser Jahreszeit geplante Revisionsarbeiten an den Betriebsmitteln statt, wodurch das Übertragungsnetz teilweise nicht vollumfänglich zur Verfügung steht.

Nationale Redispatchmassnahmen haben vor allem in den letzten beiden Jahren zugenommen, sowohl in der Anzahl wie auch in der Höhe. Während zwischen 2011 und 2015 in einem Monat höchstens Redispatches im Umfang von knapp drei Gigawattstunden durchgeführt werden mussten, stiegen diese Werte im Jahr 2016 um das Doppelte und 2017 teilweise um das Fünffache an. Die Redispatchmassnahmen im Sommer 2016 waren vor allem durch eine hohe Produktion aus den Wasserkraftwerken in den Alpenregionen und teilweise reduzierter Netzverfügbarkeit aufgrund Revisionsarbeiten verursacht worden. Im Sommer 2017 waren ebenfalls zahlreiche Redispatchmassnahmen im Inland notwendig, da vor allem mit viel Wasserkraft für den Export produziert wurde (teilweise >10 GW). In diesem Zusammenhang ist erwähnenswert, dass die Schweiz in den letzten Jahren viel öfter nach Deutschland exportiert, während dies 2016 nur während 13 Prozent der Stunden erfolgte, traf dies 2019 für 33 Prozent der Stunden zu. In der Regel sind die Redispatchmassnahmen wie in den Jahren 2018 und 2019 in den Sommermonaten auf die hohe Produktion in Verbindung mit geplanten Ausserbetriebnahmen von Leitungen zurückzuführen. Der Anstieg der Redispatchenergiemengen in den letzten drei Jahren zeigt, dass der Netzbetrieb in den Sommermonaten anspruchsvoller geworden ist. Dabei ist zu beachten, dass Swissgrid als Alternative zu Redispatch auch die verfügbare Netzkapazität an den Grenzen reduzieren kann.

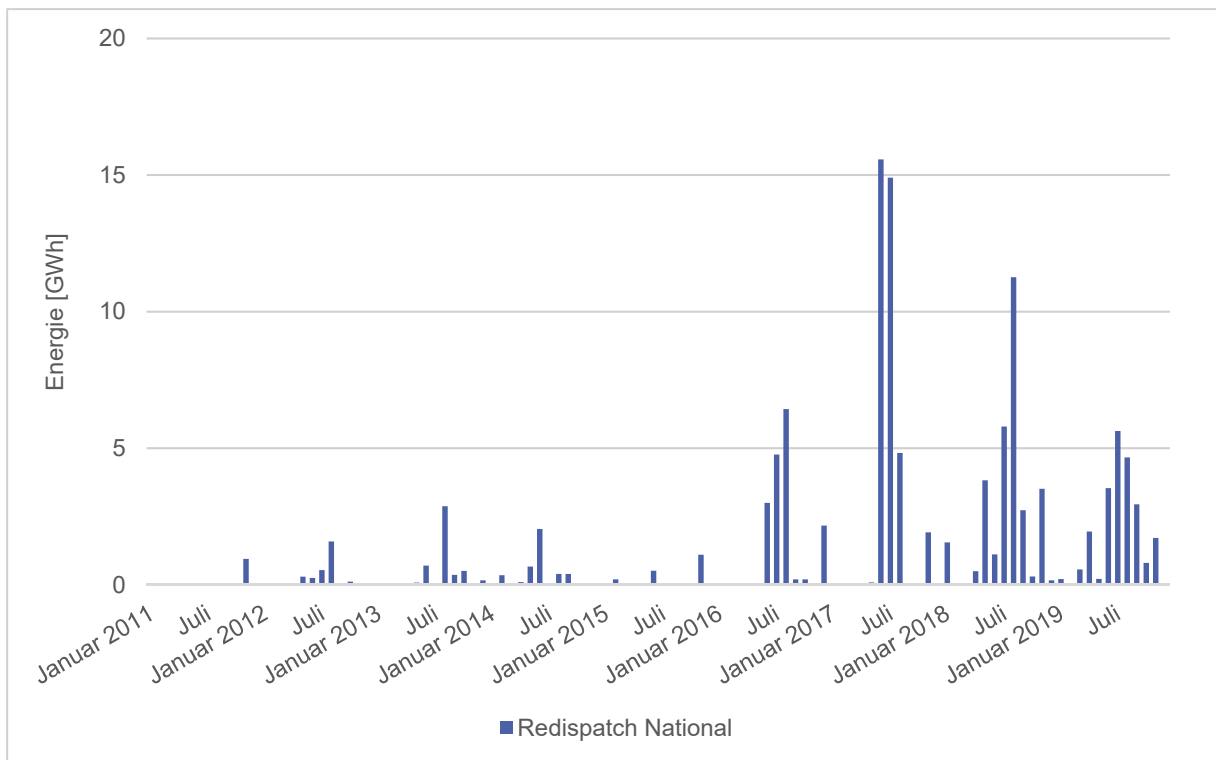


Abbildung 4: Eingesetzte Energiemenge für nationale Redispatchmassnahmen (Quelle: Swissgrid)

2.1.5 Internationale Redispatchmassnahmen

Das Schweizer Übertragungsnetz ist eng mit dem kontinentaleuropäischen Stromnetz vermascht. Dies führt dazu, dass Netzengpässe teilweise nicht alleine durch nationale Redispatchmassnahmen behoben werden können, sondern länderübergreifende Massnahmen erforderlich sind. In diesem Fall werden wie bei nationalen Redispatchmassnahmen ebenfalls einzelne Kraftwerke angewiesen, ihre Produktion zu erhöhen bzw. herunterzufahren. Internationale Redispatchmassnahmen können entweder bilateral zwischen zwei Ländern, aber auch unter Einbezug mehrerer Länder vorgenommen werden. Redispatchmassnahmen sind jedoch nur kurzfristige betriebliche Massnahmen. Längerfristige, im Voraus bekannte Netzengpässe, beispielsweise in Folge von Ausfällen von Betriebsmitteln oder aufgrund hoher Windeinspeisung in Norddeutschland, können auch durch Reduktionen der grenzüberschreitenden Netzkapazität entschärft werden.

Abbildung 5 zeigt die Energielieferungen, welche im Rahmen von internationalen Redispatchmassnahmen zwischen der Schweiz und den Nachbarländern ausgetauscht wurden. Auffallend ist, dass internationale Redispatchmassnahmen mit Beteiligung der Schweiz bis Ende 2016 mehrheitlich zwischen Italien und der Schweiz erfolgten. Aufgrund der Grafik ist jedoch nicht ersichtlich, in welchem Land die Ursache liegt. Die Gründe für die Anforderung der Redispatchmassnahmen mit Italien sind in der Regel Netzüberlastungen im nahen Ausland. In diesen Fällen weist Swissgrid Schweizer Kraftwerken an, ihre Produktion zu reduzieren. Bei internationalen Redispatchmassnahmen an der Schweizer Südgrenze ist es im Normalfall üblich, dass Swissgrid die benötigte Energie zur Vermeidung der Netzüberlastung nicht alleine bereitstellt, sondern verschiedene europäische Länder, gestützt auf vordefinierte Prozeduren, unterstützend mithelfen. Bei der Umsetzung eines derartigen Redispatches mit Italien steht in der Schweiz zum Teil zu wenig Redispatchenergie zur Verfügung und wird unter Mithilfe Deutschlands ausgeführt (Kombination blauer und gelber Balken). Der grosse Umfang an Redispatchmassnahmen in den Sommermonaten ist auf hohe Lastflüsse durch die Schweiz von Norden und Osten nach Süden zu erklären.

Am zweithäufigsten waren bis 2016 internationale Redispatchmassnahmen mit Deutschland erforderlich. In der Tendenz lösen diese seit 2017 Italien als erstes Redispatchland ab. Eine erste Zunahme von Redispatchmassnahmen zwischen Deutschland und der Schweiz war bereits ab 2015 zu beobachten.

Die Redispatchmassnahmen in der zweiten Jahreshälfte 2015 waren auf die Ausfälle der Kernkraftwerke Beznau I+II und die damit verbundene angespannte Netzsituation zurückzuführen. Redispatchmassnahmen an dieser Grenze wurden sowohl von Deutschland als auch von der Schweiz angefordert. Die weitere Zunahme an Redispatch mit Deutschland ist zu einem grossen Teil auf die wechselnden Lastflüsse (insbesondere ungeplante Transitflüsse durch die Einführung der flussbasierten Marktkopplung) zu erklären.

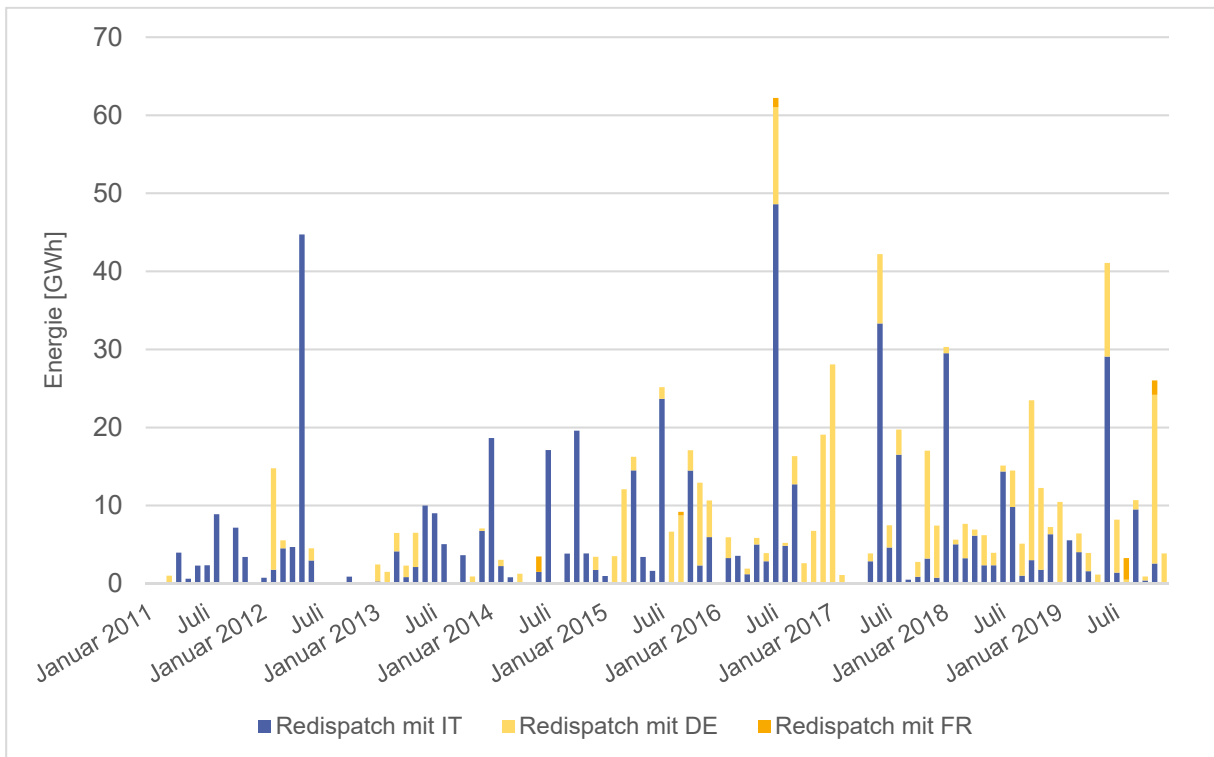


Abbildung 5: Eingesetzte Energiemengen für internationale Redispatchmassnahmen (Quelle: Swissgrid)

Das Thema «internationaler Redispatch» bekommt in den kommenden Jahren eine grössere Bedeutung, da die Verfügbarkeit der grenzüberschreitenden Kapazität sowohl im Vortageshandel im Rahmen der flussbasierten Marktkopplung (engl. «FBMC») wie auch im untertäglichen Handel (XBID) potenziell zu Lasten der Schweiz optimiert wird. Dadurch dürfte der Bedarf an Redispatch kaum abnehmen.

2.2 Netzverfügbarkeit

Die Beobachtungsdimension Netzverfügbarkeit wird anhand der drei Beobachtungsgrössen «2.2.1 SAIDI Schweiz», «2.2.2 SAIFI Schweiz» und «2.2.3 Internationaler Vergleich Schweiz – EU» beurteilt. Das Ziel der Dimension Netzverfügbarkeit ist die Beurteilung der «Jederzeitigkeit» in der Stromversorgung. Die Abbildungen in dieser Beobachtungsdimension basieren auf Datenerhebungen der EICom.

2.2.1 SAIDI Schweiz

Die EICom verfolgt und analysiert die Entwicklung der Versorgungsqualität im Schweizer Stromnetz seit 2010. Diese Beurteilungsgrösse ist in erster Linie eine Richtgrösse für das Verteilnetz. Die Versorgungsqualität wird anhand der Versorgungsunterbrechungen der 95 grössten Netzbetreiber der Schweiz beobachtet. Diese Verteilnetzbetreiber decken die Endverbraucher bis und mit regionaler Verteilnetzebene praktisch vollständig und diejenigen auf der lokalen Verteilnetzebene zu 88 Prozent ab. Erfasst werden alle Unterbrechungen, die drei Minuten oder länger dauern. Im Weiteren werden die Unterbrechungen in geplante und ungeplante Unterbrechungen unterschieden. Zu den ungeplanten Unterbrechungen gehören Unterbrüche, die sich aufgrund von Naturereignissen, betrieblichen Ereignissen, menschlichem Versagen oder Fremdeinwirkungen ereigneten. Geplante Unterbrechungen sind solche, die durch den Netzbetreiber mindestens 24 Stunden vorher angekündigt werden. Die EICom publiziert zu diesem Thema jährlich einen separaten Fachbericht (EICom, 2020b).

Abbildung 6 zeigt die Entwicklung der durchschnittlichen Unterbrechungsdauer pro Endverbraucher in der Schweiz über den Zeitraum von 2010 bis 2019. Im Jahr 2010 lag die durchschnittliche Unterbrechungsdauer pro Endverbraucher bei 28 Minuten. In den darauffolgenden Jahren stieg dieser Wert aufgrund von ausserordentlichen Naturereignissen (Sturm und Schnee) bis auf 34 Minuten pro Endverbraucher an. In den Jahren 2013 bis 2016 nahm die Versorgungsqualität in der Schweiz wieder zu bzw. die durchschnittliche Unterbrechungsdauer pro Endverbraucher nahm bis auf 19 Minuten ab. 2018 ist die Unterbrechungsdauer aufgrund des Sturm «Burglind» leicht gestiegen (ungeplante Unterbrechungen). 2019 ist die Unterbrechungsdauer wieder auf das Niveau von 2016 gesunken. Seitens der ungeplanten Unterbrechungen haben 2019 Unterbrechungen aufgrund von betrieblichen Ursachen (3 min) und Naturereignissen (3 min) die grössten Auswirkungen auf die Versorgungsqualität.

Alles in allem zeichnete sich die Stromversorgung in der Schweiz über die vergangenen zehn Jahre, trotz vorübergehender Zunahme der durchschnittlichen Unterbrechungsdauer pro Endverbraucher bis 2012, durch eine hohe Versorgungsqualität aus und nimmt im internationalen Vergleich eine gute Position ein (siehe Kapitel 2.2.3 Internationaler Vergleich).

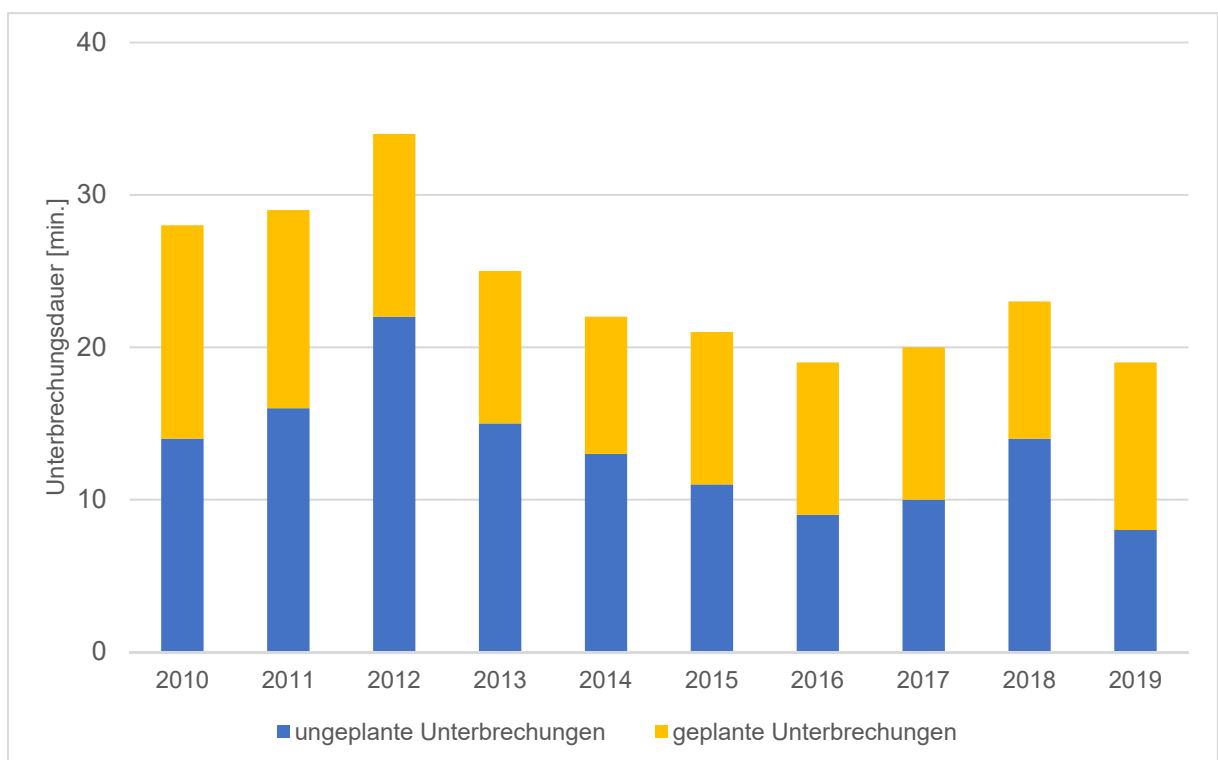


Abbildung 6: Entwicklung der durchschnittlichen Unterbrechungsdauer pro Endverbraucher (Quelle: ElCom)

2.2.2 SAIFI Schweiz

Die ElCom verfolgt und analysiert die Entwicklung der Versorgungsqualität im Schweizer Stromnetz seit 2010. Diese Beurteilungsgrösse ist in erster Linie eine Richtgrösse für das Verteilnetz. Die Versorgungsqualität wird anhand der Versorgungsunterbrechungen der 95 grössten Netzbetreiber der Schweiz beobachtet. Diese Verteilnetzbetreiber decken die Endverbraucher bis und mit regionaler Verteilnetzebene praktisch vollständig und diejenigen auf der lokalen Verteilnetzebene zu 88 Prozent ab. Erfasst werden alle Unterbrechungen, die drei Minuten oder länger dauern. Im Weiteren werden die Unterbrechungen in geplante und ungeplante Unterbrechungen unterschieden. Zu den ungeplanten Unterbrechungen gehören Unterbrüche, die sich aufgrund von Naturereignissen, betrieblichen Ereignissen, menschlichem Versagen oder Fremdeinwirkungen ereigneten. Geplante Unterbrechungen sind solche, die durch den Netzbetreiber mindestens 24 Stunden vorher angekündigt werden. Die ElCom publiziert zu diesem Thema jährlich einen separaten Fachbericht (ElCom, 2020b).

Abbildung 7 zeigt die Entwicklung der durchschnittlichen Unterbrechungshäufigkeit pro Endverbraucher in der Schweiz über den Zeitraum von 2010 bis 2019. Im Jahr 2010 lag die durchschnittliche Unterbrechungshäufigkeit pro Endverbraucher und Jahr bei 0,40 Unterbrechungen. In den darauffolgenden Jahren stieg dieser Wert aufgrund von ausserordentlichen Naturereignissen (Sturm und Schnee) auf 0,45 Unterbrechungen pro Endverbraucher und Jahr an. In den Jahren 2013 und 2014 nahm die Versorgungsqualität in der Schweiz wieder zu bzw. die durchschnittliche Unterbrechungshäufigkeit pro Endverbraucher und Jahr bis auf 0,30 Unterbrechungen ab und blieb bis 2018 relativ stabil. Aufgrund des Sturms «Burglind» nahm 2018 die Unterbrechungshäufigkeit leicht zu und sank 2019 auf den bisherigen Tiefstwert. Damit war im Jahr 2019 im Durchschnitt jeder vierte Endverbraucher von einer Unterbrechung betroffen. Seitens der ungeplanten Unterbrechungen haben 2019 Unterbrechungen aufgrund von betrieblichen Ursachen (0,06 Unterbrechungen pro Endverbraucher) und Naturereignissen (0,06 Unterbrechungen pro Endverbraucher) die grössten Auswirkungen auf die Versorgungsqualität.

Alles in allem zeichnete sich die Stromversorgung in der Schweiz über die vergangenen zehn Jahre, trotz vorübergehenden Zunahmen der durchschnittlichen Unterbrechungshäufigkeit pro Endverbraucher, durch eine hohe Versorgungsqualität aus und nimmt im internationalen Vergleich eine gute Position ein (siehe Kapitel 2.2.3 Internationaler Vergleich).

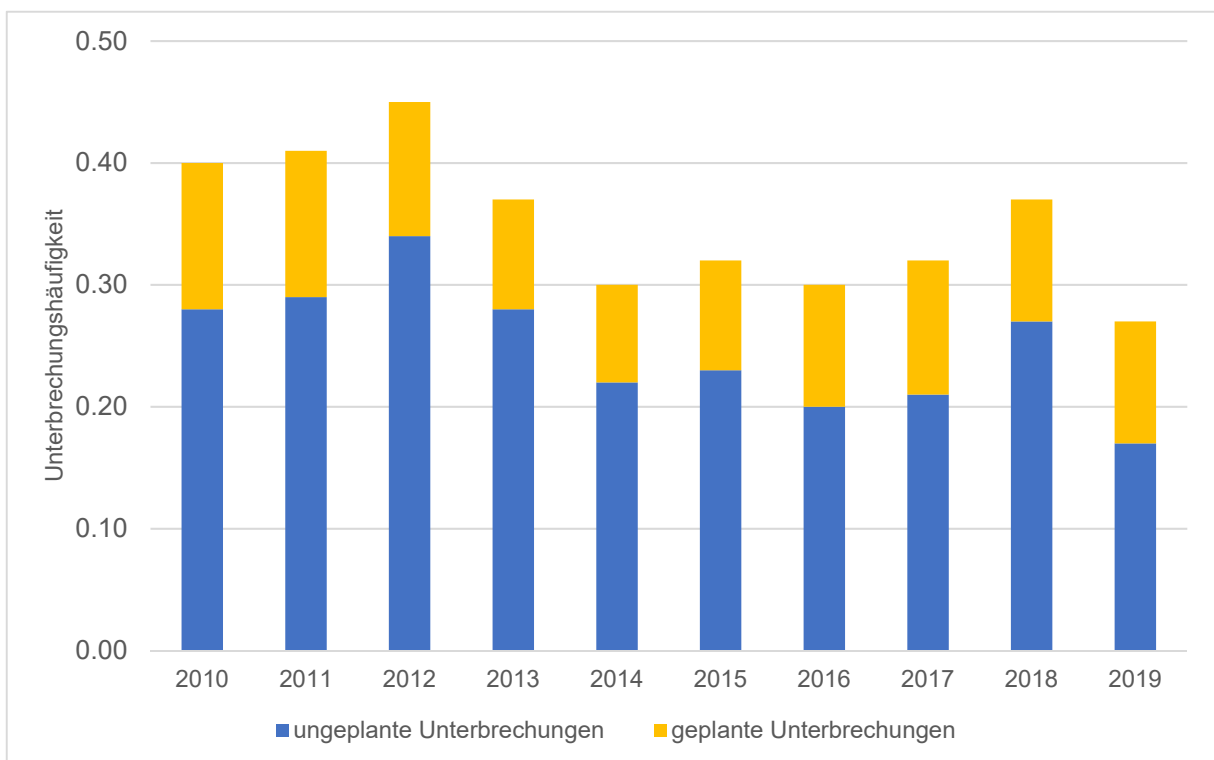


Abbildung 7: Entwicklung der durchschnittlichen Unterbrechungshäufigkeit pro Endverbraucher (Quelle: EICom)

2.2.3 Internationaler Vergleich Schweiz – EU

Die Abbildung 8 und Abbildung 9 zeigen die Entwicklungen der durchschnittlichen Unterbrechungsdauer pro Endverbraucher sowie durchschnittlichen Unterbrechungshäufigkeiten pro Endverbraucher in den Nachbarländern der Schweiz über den Zeitraum von 2010 bis 2016 (CEER, 2018). Die einzelnen Werte der Länder unterteilen sich in ungeplante Unterbrechung und in geplante Unterbrechung.

In Sachen durchschnittlicher Unterbrechungsdauer pro Endverbraucher liegt die Schweiz mit Deutschland auf Augenhöhe. Die Werte von Österreich, Frankreich und Italien liegen über den Werten der Schweiz (Abbildung 8).

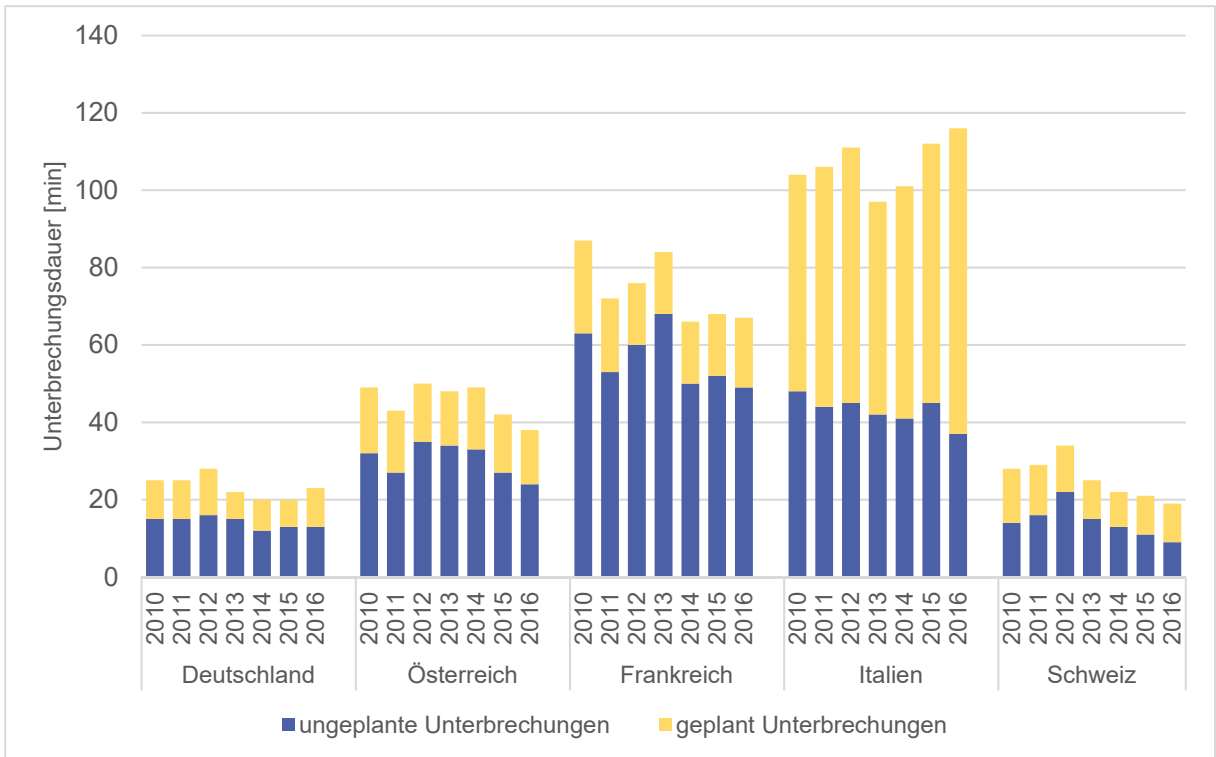


Abbildung 8: Entwicklung der Unterbrechungsdauer der Nachbarländer und der Schweiz (Quelle: CEER)

In Bezug auf die durchschnittliche Unterbrechungshäufigkeit erreicht die Schweiz in den vergangenen sieben Jahren verglichen mit ihren Nachbarländern jeweils den besten Wert. Die Versorgungsqualität der Schweiz kann somit basierend auf diesen internationalen Vergleich als sehr gut bezeichnet werden (Abbildung 9).

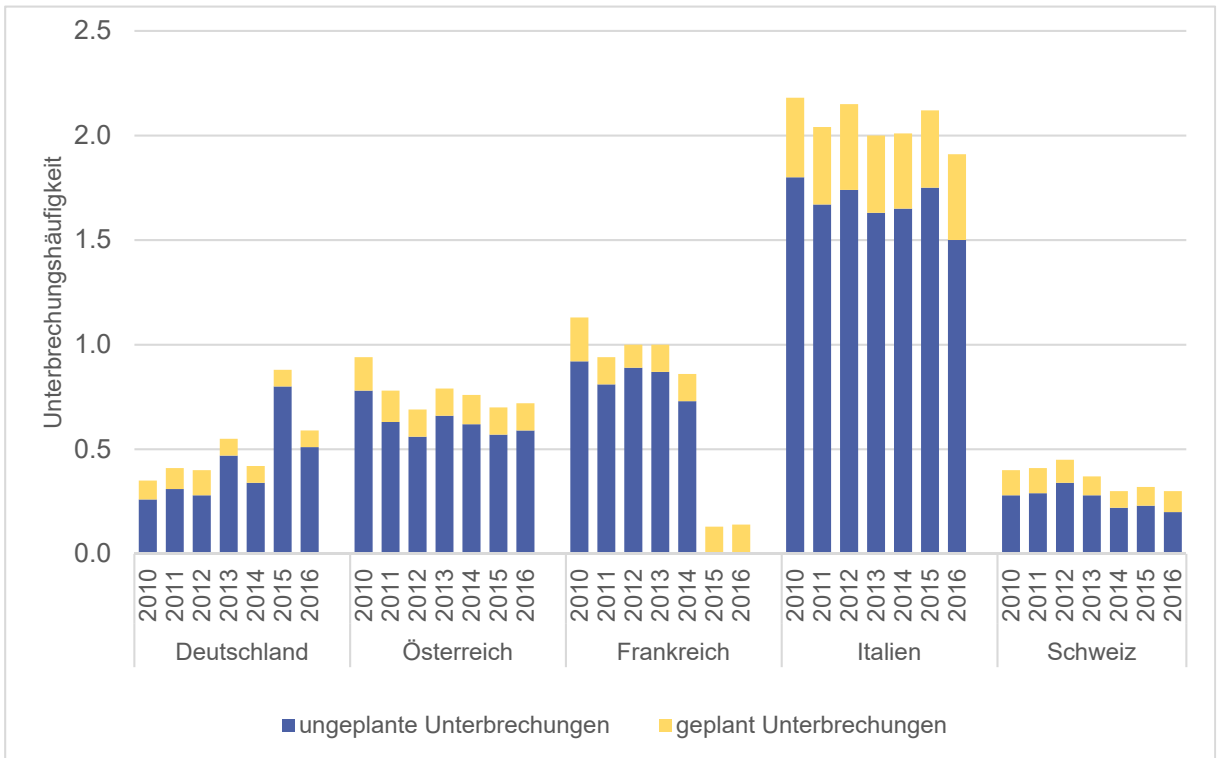


Abbildung 9: Entwicklung der Unterbrechungshäufigkeit der Nachbarländer und der Schweiz (Quelle: CEER)

2.3 Netzentwicklung

Die Beobachtungsdimension Netzentwicklung wird anhand der drei Beobachtungsgrößen «2.3.1 Netzengpässe im Übertragungsnetz», «2.3.2 Netzausbau Übertragungsnetz» und «2.3.3 Investitionen ins Übertragungsnetz und ins Verteilnetz» beurteilt. Die Abbildungen zum Übertragungsnetz in dieser Beobachtungsdimension basieren auf Daten von Swissgrid und auf den Daten zum Verteilnetz der El-Com.

2.3.1 Netzengpässe im Übertragungsnetz

Wie bereits in den vorherigen Kapiteln ausgeführt, ist die (N-1)-Simulationsrechnung in der Betriebsführung von Swissgrid ein zentrales Instrument, um die Versorgungssicherheit gewährleisten zu können. Bei der (N-1)-Sicherheitsbetrachtung handelt es sich um vorab durchgeführte Simulationsrechnungen, die im laufenden Betrieb unter Berücksichtigung der tatsächlichen Flüsse alle fünf Minuten wiederholt werden. Anhand dieser Resultate können anschliessend betriebliche Massnahmen getroffen werden, um eine potenzielle (N-1)-Verletzung im Echtzeitbetrieb zu verhindern.

Swissgrid unterteilte das Übertragungsnetz in sechs verschiedene Regionen: Bern, Aargau, Romandie, Tessin, Graubünden und Ostschweiz. In der Berichtsperiode hat Swissgrid diese Einteilung angepasst. Neu ordnet Swissgrid die Netzelemente den drei Regionen Ost, Mitte und West zu. Die ElCom hat sich entschieden, aufgrund der höheren Granularität und dem dadurch bessern Systemverständnis weiterhin die alte Zuordnung der Netzelemente in sechs Regionen zu verwenden. Abbildung 10 zeigt die Anzahl simulierter (N-1)-Verletzungen pro Region und Jahr. Dabei wurden die zehn am meisten verletzten Betriebsmittel pro Jahr berücksichtigt. 2016 wurde die Erhebung angepasst. Daher wurden die Werte für die Jahre 2014 und 2015 rückwirkend angepasst und auf die Darstellung der Werte vor 2014 wird verzichtet.

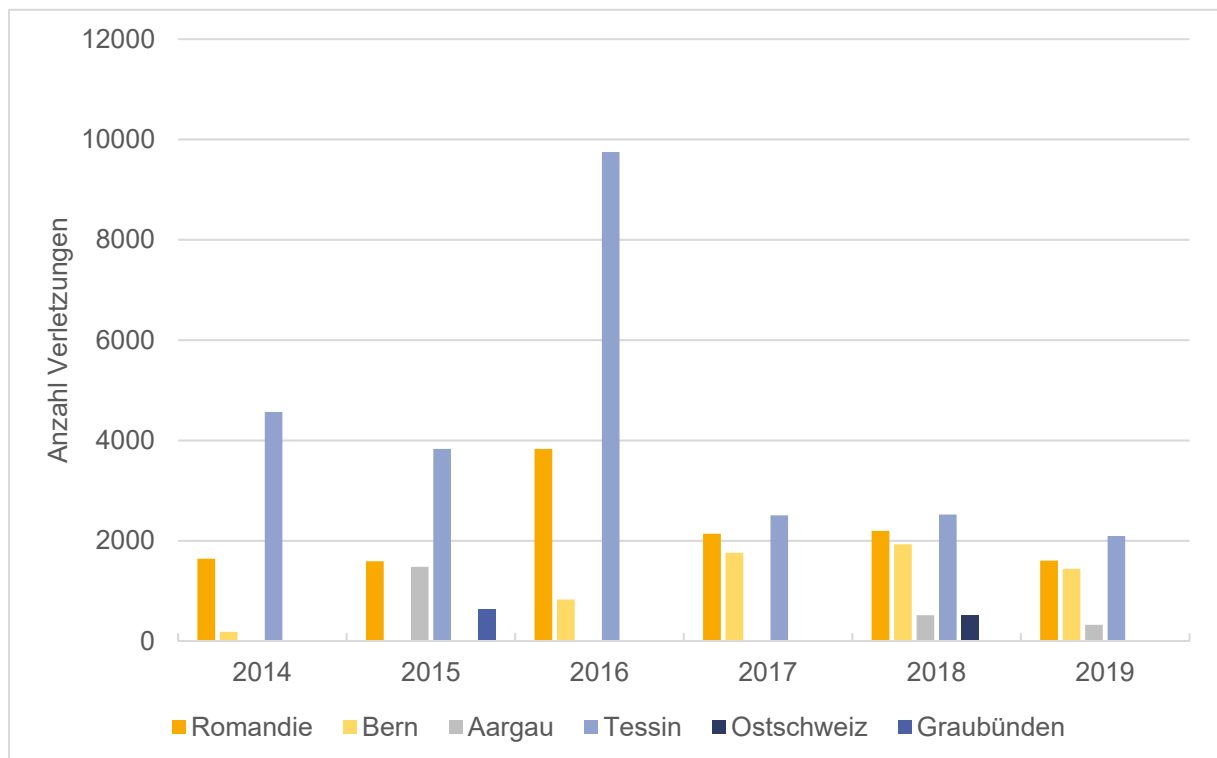


Abbildung 10: Entwicklung der simulierten (N-1)-Verletzungen pro Region und Jahr (Quelle: Swissgrid)

Zwischen 2014 und 2016 waren die Regionen Tessin und Romandie am häufigsten von (N-1)-Verletzungen betroffen. Der Anstieg bei den simulierten (N-1)-Verletzungen in der Region Aargau im Jahr 2015 war hauptsächlich auf die kritische Energie- und Netzsituation in den Monaten November und Dezember 2015 zurückzuführen. In diesem Fall lagen vor allem bei den Kuppeltransformatoren zwischen der 380- und der 220-Kilovoltebene zu hohe Belastungswerte vor. Die hohe Belastung des Tessins 2016 lässt sich durch eine Verknüpfung folgender Effekte erklären: Grundsätzlich ist im Tessin

(Maggia-Ring) durch den Abtransport der Produktion sowie Exporten das Netz tendenziell stark belastet. Zusätzlich haben sich 2016 die hohen Belastungen in der Romandie sowie im Tessin gegenseitig beeinflusst. Weiter ist das untergelagerte Netz in Norditalien im Netzmodell von Swissgrid nicht abgebildet. Dies führt dazu, dass Auswirkungen auf tieferen Spannungsebenen in Norditalien in den Simulationsrechnungen nicht erfasst werden. Ein weiterer Erklärungsgrund ist, dass 2016 die von Swissgrid ausgesprochenen Engpasswarnungen von den Kraftwerksbetreibern nicht konsequent beachtet wurden. Swissgrid hat diese Problematik mit den Kraftwerksbetreibern besprochen. Dies führte unter anderem zur Verbesserung ab 2017. Mit der Einführung der flussbasierten Marktkopplung in der CWE-Region⁵ Mitte 2015 haben auch die Netzengpässe in der Region Bern zugenommen. Dies, weil die Netzelemente in dieser Region besonders stark auf Transitflüsse von Norden nach Westen reagieren.

2.3.2 Netzausbau Übertragungsnetz

Im April 2015 präsentierte Swissgrid mit dem Bericht «Strategisches Netz 2025» die zukünftigen Netzprojekte, welche von Seiten der Netzebenen 1 und 2 notwendig sind, um in Zukunft die Stromversorgungssicherheit in der Schweiz zu gewährleisten (Swissgrid, 2015). Swissgrid identifizierte hierfür neun prioritäre Leitungsprojekte, zwei Kraftwerkanschlüsse sowie vier Verteilnetzanschlüsse.

Abbildung 11 zeigt die aktuellen Projektstände mit den zu erwartenden Zeitpunkten der Inbetriebnahme, respektive der Bewirtschaftung. Die «Bewirtschaftung» bezieht sich auf das nächste ganze Jahr nach der Inbetriebnahme. Die Abbildung zeigt die Forecast Q1/2020-Planung von Swissgrid. Die roten Pfeile zeigen – für die aus Sicht der EICom besonders wichtigen Ausbauprojekte – die Verzögerung zur Planung gemäss dem letzten Stromversorgungssicherheitsbericht im Jahr 2018. Dies sind die Projekte Chamoson-Chippis, Bickigen-Chippis, Transformator Chippis sowie Bassecourt-Mühleberg und die Trassenverlegung Balzers. Die Zeile «aktueller Stand» zeigt den bisherigen Projektverlauf. Die Zeile «geplante Dauer» zeigt den zu erwartenden Projektverlauf inklusive den möglichen Verzögerungen. Im Stadium der Plangenehmigung können Direktbetroffene (Anwohner, Verbände, Gemeinden etc.) Einsprache erheben. Ist zwischen Projektant und Einsprecher keine Einigung möglich, wird der Fall vom Eidgenössischen Starkstrominspektorat ESTI ans Bundesamt für Energie überwiesen. Gefällte Entscheide des Bundesamts für Energie können anschliessend weiter vor das Bundesverwaltungsgericht sowie in einem weiteren Schritt vor das Bundesgericht⁶ gezogen werden. Die Einsprachen, beziehungsweise der damit verbundene Weiterzug (Bundesamt für Energie) oder zusätzliche Gerichtsentscheid (Bundesverwaltungs-, Bundesgericht) verzögert die Inbetriebnahme einer Leitung erfahrungsgemäss um mindestens ein bis zwei Jahre. Seit dem letzten Stromversorgungssicherheitsbericht 2018 wurden folgende Projekte abgeschlossen oder eingestellt (diese sind nicht mehr in Abbildung 11 enthalten):

- Leitung Génissiat-Foretaille (Harmonisierung der Transportkapazität zwischen Frankreich und der Schweiz)
- Ausbau Transformator Laufenburg
- Das Projekt des Verteilnetzanschlusses Method-Mühleberg wurde definitiv eingestellt.
- Bei der Umstellung der Leitung Airolo-Ulrichen auf 380 Kilovolt geht Swissgrid davon aus, dass keine grösseren Massnahmen notwendig sind.

Aus Abbildung 11 ist ersichtlich, dass sich viele Leitungsprojekte in der Phase des Sachplans für Übertragungsleitungen (Planungsgebiet- und Korridorfestlegung) oder der Phase der Plangenehmigung befinden. Im Kontext der Versorgungssicherheit sind aus dem «Strategischen Netz 2025» in erster Linie Netzprojekte wichtig, die einerseits die zur Umsetzung der Energiestrategie 2050 notwendige Importkapazität oder die andererseits den Abtransport der Stromproduktion aus den Walliser Wasserkraftwerken sicherstellen.

Zur Sicherstellung der notwendigen Importkapazität und zur Gewährleistung der Versorgung im zentralen Mittelland nach der Ausserbetriebnahme des Kernkraftwerks Mühleberg 2019 ist ein zusätzlicher Kuppeltransformator in Mühleberg notwendig. Das Projekt wurde beschleunigt und kann im Jahr 2020

⁵ Zentralwesteuropa (AT, DE, FR, LU, NL, BE)

⁶ Dies ist nur im Falle einer Rechtsfrage von grundsätzlicher Bedeutung möglich (Art 83 Bst. w BGG)

abgeschlossen werden. Damit der neue Transformator in Mühleberg in Betrieb genommen werden kann, ist bei der Leitung Bassecourt-Mühleberg zusätzlich die Betriebsspannung von 220 auf 380 Kilovolt zu erhöhen. Die Leitung Bassecourt-Mühleberg wurde beim Bau ursprünglich auf 380 Kilovolt isoliert, in der Vergangenheit jedoch mit 220 Kilovolt betrieben. Da eine Spannungserhöhung aufgrund von gesetzlichen Anpassungen, insbesondere bei der Verordnung über den Schutz vor nichtionisierender Strahlung (NISV), Lärmschutz-Verordnung (LSV) sowie Leitungsverordnung (LeV), nicht ohne bauliche Massnahme möglich ist, ist die Wahrscheinlichkeit von Verzögerungen durch die Genehmigungs- und Gerichtsverfahren sehr hoch und es besteht das Risiko, dass dieses für die Versorgungssicherheit relevante Betriebsmittel noch für eine längere Zeit nicht zur Verfügung steht. Hier könnte sich 2020 mit dem erwarteten Entscheid des Bundesverwaltungsgerichts ein wichtiger Fortschritt ergeben. Ohne die Spannungsumstellung zwischen Bassecourt und Mühleberg und die Inbetriebnahme des zusätzlichen Kuppeltransformators in Mühleberg muss nach der Ausserbetriebnahme des Kernkraftwerks Mühleberg zur Gewährleistung der Netzsicherheit die grenzüberschreitende Kapazität zusätzlich begrenzt werden. Zeitweise sind darüber hinaus weitergehende Massnahmen notwendig.

Exkurs 3 Netzsituation 15. November 2019

Am Abend vom 15. November 2019 traten massive Probleme im Übertragungsnetz in der Romandie auf, welche nur mit hohen internationalen Redispatches gelöst werden konnten. In der Folge führte eine Netztrennung dazu, dass Teile der Romandie nur noch über Frankreich mit Strom versorgt wurden.

Ursache für diese Netzprobleme war ein hoher Importbedarf von Frankreich, nachdem mehrere Kernkraftwerke infolge eines Erdbebens in Südfrankreich ausgefallen waren. Dies führte dazu, dass Frankreich die fehlende Energie aus dem CWE-Raum und der Schweiz importierte. Die resultierenden Lastflüsse führten zu Überlastungen auf der Netzebene 3 in der Romandie. In der Folge wurde die Vermaschung im Verteilnetz reduziert, ohne dass die dafür notwendigen betrieblichen Abstimmungen zwischen dem Betreiber und Swissgrid erfolgen konnten. Die in der Folge auftretenden hohen Belastungen im Übertragungsnetz führten zu einer Ausfall-Kaskade. Die Romandie war zeitweise nicht mehr mit der Restschweiz verbunden und wurde über Frankreich versorgt. Dadurch konnte ein Versorgungsunterbruch vermieden werden. Am Morgen des 16. Novembers konnte die Westschweiz wieder mit dem restlichen Schweizer Übertragungsnetz zusammengeschaltet werden.

Diese Situation zeigt, dass eine Verkettung von unglücklichen Umständen (Erdbeben, nicht geplante Transitflüsse) rasch zu einer kritischen Versorgungssituation führen kann.

Im weiter gefassten Sinn der Versorgungssicherheit ist auch die Nutzbarkeit des neuen Pumpspeicherkraftwerks Nant de Drance zu betrachten: Damit das Kraftwerk nach der schrittweisen Inbetriebnahme ab 2020 ohne Produktionseinschränkungen die Energie ins Stromnetz einspeisen kann, müssen einerseits der Anschluss des Kraftwerks an das Übertragungsnetz sichergestellt und andererseits die Leitungszüge Chamoson-Chippis, Bickigen-Chippis und Châtelard-Rosel von 220 auf 380 Kilovolt verstärkt werden. Im Weiteren soll am Standort Chippis ein zusätzlicher Kuppeltransformator zwischen der 380- und der 220-Kilovoltebene installiert werden. Dieser Transformator kann jedoch erst dann in Betrieb gehen, wenn die Spannungsumstellung der genannten Leitungszüge erfolgt ist.

Swissgrid hat Ende 2017 mit dem Bau der Leitungsverstärkung Chamoson-Chippis begonnen und plante, die verstärkte Leitung 2022 in Betrieb zu nehmen. Im Vergleich zur ursprünglichen Planung verzögert sich die Inbetriebnahme aufgrund von Einsparungen um rund drei Jahre. Für den Leitungsabschnitt Bickigen-Chippis reichte Swissgrid im Herbst 2015 das Baugesuch beim Eidgenössischen Starkstrominspektorat ESTI ein. Aufgrund von Einsparungen wird das Projekt um rund fünf Jahre gegenüber der ursprünglichen Planung verzögert und dürfte nicht vor 2027 in Betrieb genommen werden.

Die Ausbauprojekte, welche für den Anschluss des Kraftwerkes Nant de Drance benötigt werden, sind im Bau oder bereits in Betrieb. Es ist jedoch darauf hinzuweisen, dass für den Abtransport der vollen

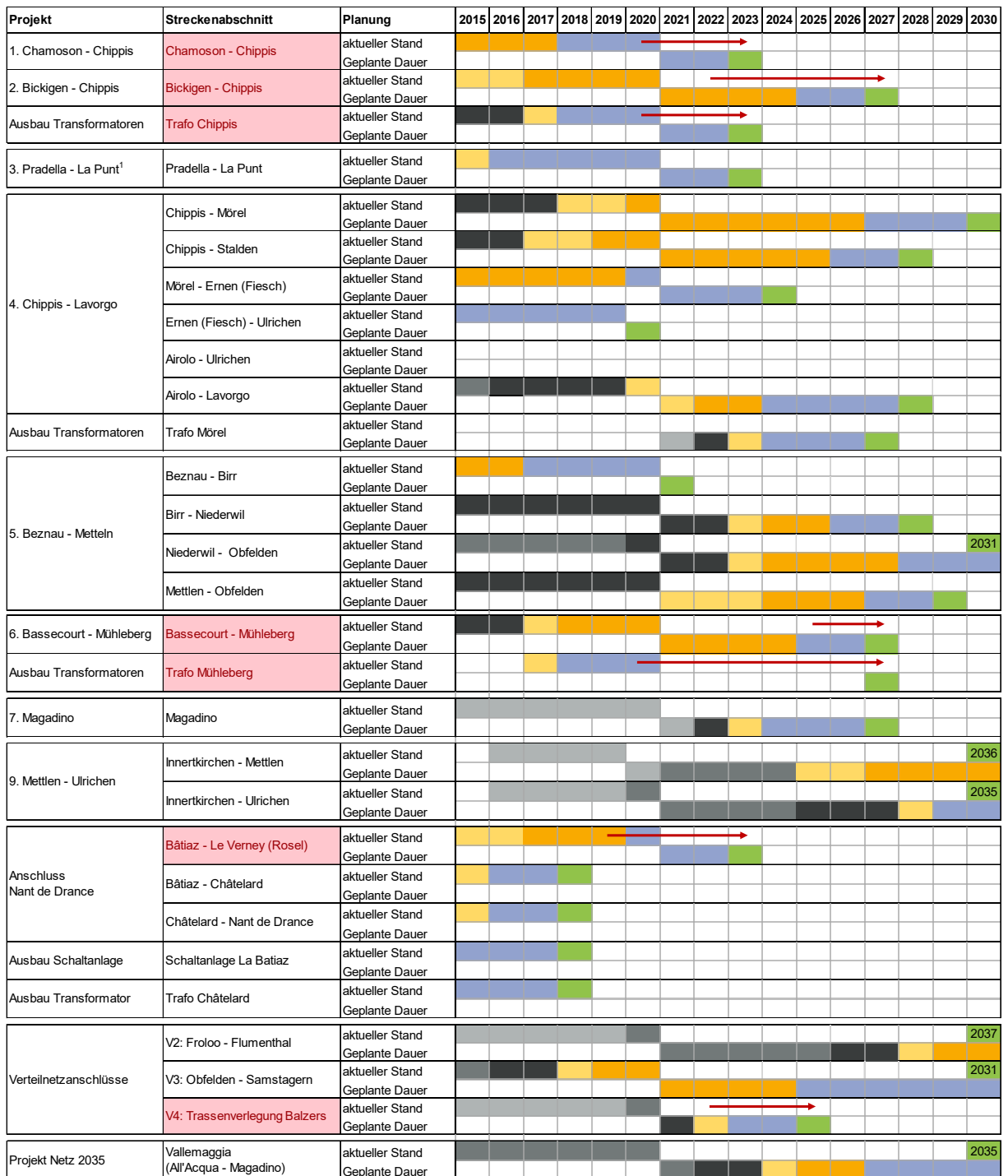
Leistung nicht nur der Anschluss des Kraftwerks an das Übertragungsnetz benötigt wird, sondern auch die Anschlussleitungen Chamoson-Chippis und Chippis-Bickigen. Diese Verzögerungen sind insbesondere deshalb bedauerlich, weil die hohe Flexibilität der Schweizer Wasserkraft (insbesondere aus dem Wallis) für die heikle Phase bis 2025 in Süddeutschland nicht genutzt werden kann.

Für eine sichere Stromversorgung beurteilt die ECom neu auch eine Lösung für die Leitung bei Balzers als wichtiges Ausbauprojekt. Dies mit Blick auf den auslaufenden Durchleitungsvertrag 2021 zwischen Sarelli und Winkeln sowie Bonaduz und Montlingen und dem Risiko, dass nicht rechtzeitig ein Ersatz bereitsteht.

Bezüglich den geplanten Inbetriebnahmen lässt sich zu den wichtigen Projekten im Vergleich zur Planung 2018 Folgendes festhalten. Beim Leitungsprojekt Chamoson-Chippis verschiebt sich die Inbetriebnahme aufgrund von Einsprachen voraussichtlich um drei Jahre, beim Leitungsprojekt Bickigen-Chippis sogar um fünf Jahre. Der Ausbau des Transformators Chippis wird drei Jahre später als geplant in Betrieb genommen. Die Leitung Basscourt-Mühleberg dürfte zwei Jahre später in Betrieb gehen als geplant, wobei der benötigte Trafo bereits Ende 2020 bereit wäre. Das Leitungsprojekt Bâtiaz-Le Verney in Zusammenhang mit dem Anschluss Nant de Drance verzögert sich aufgrund von Einsprachen um rund vier Jahre.

Allgemein lässt sich festhalten, dass Ausbauprojekte von Transformatoren geringe Abweichungen gegenüber der Projektplanung aufweisen und die Leitungsprojekte aufgrund der Einsprachemöglichkeiten schwierig zu planen sind und meistens nicht im Projektzeitplan liegen.

Bericht Stromversorgungssicherheit der Schweiz 2020



¹ Zeitverzögerung aufgrund Projektanpassung möglich

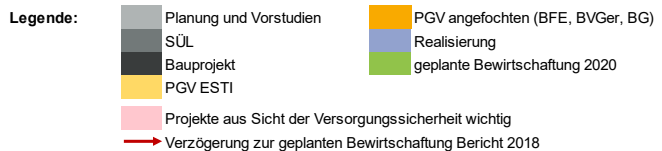


Abbildung 11: Projektstand der verschiedenen Netzausbauprojekte im Übertragungsnetz (Quelle: Swissgrid)

2.3.3 Investitionen ins Übertragungs- und ins Verteilnetz

Abbildung 12 zeigt die Investitionen in Sachanlagen sowie die Abschreibungen von Sachanlagen des Übertragungsnetzes über den Zeitraum von 2013 bis 2018. Zwischen 2013 und 2018 schwankten die Investitionen in das Übertragungsnetz zwischen 80 und 240 Millionen Schweizer Franken. Dem gegenüber standen Abschreibungen in der Höhe von rund 84 bis 116 Millionen Schweizer Franken pro Jahr. Seit 2013 sind die Investitionen gestiegen. Die Höhe der jährlichen Netzinvestitionen hängen teilweise

stark davon ab, ob Netzerweiterungsprojekte aufgrund von Einsprachen in Verfahren blockiert sind. Die jährlichen Netzinvestitionen waren in den vergangenen Jahren im Verhältnis zu den Abschreibungen gleichwertig oder haben sie übertroffen. In diesen Zahlen sind neben den Investitionen in Netzanlagen auch Investitionen in Systeme, in Transaktions- und Organisationsprojekte sowie Betriebsinvestitionen (z. B. IT-Hardware) enthalten. Im Weiteren ist anzufügen, dass in diesem Zeitraum gewisse Investitionen noch von den ehemaligen Übertragungsnetzeigentümern getätigt wurden.

Alleine für die Projektrealisierung des «Strategischen Netzes 2025» geht Swissgrid davon aus, dass für Netzerweiterung und Netzerhalt bis zum Jahr 2025 jährliche Investitionen zwischen 150 und 200 Millionen Schweizer Franken notwendig sind. Bei diesen Angaben handelt es sich um reine Netzinvestitionen.

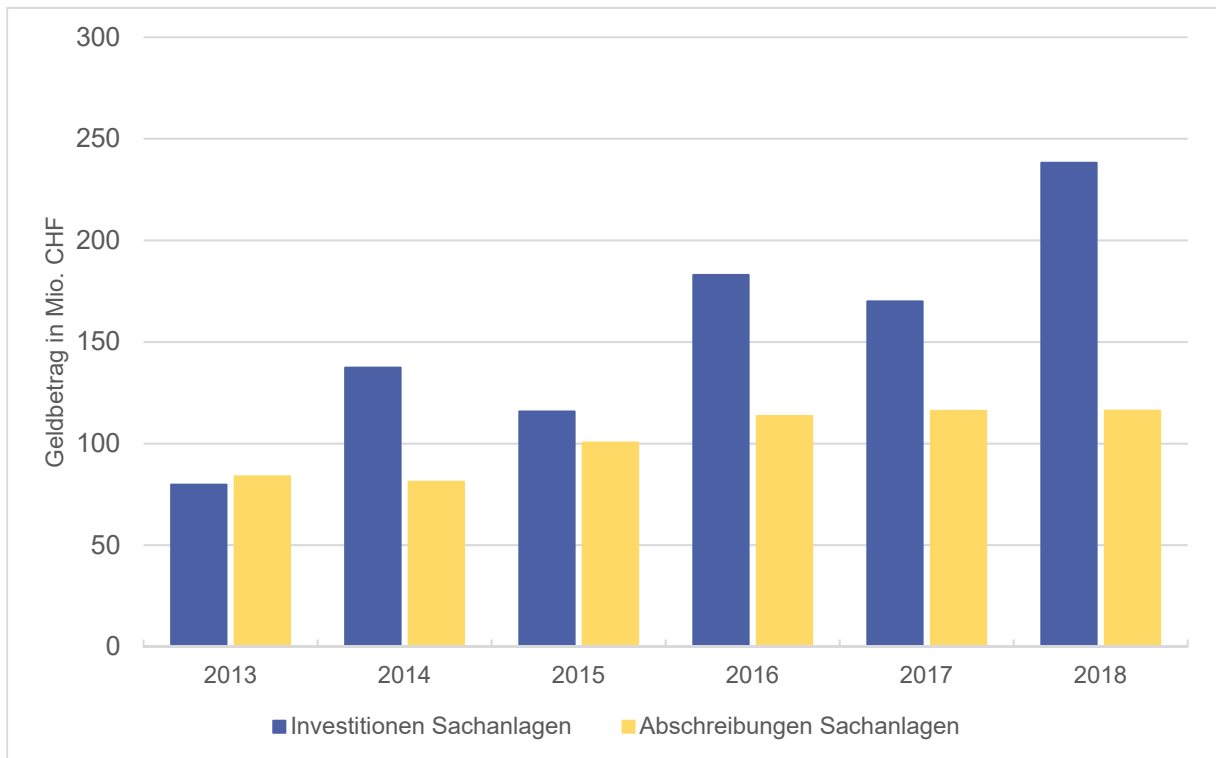


Abbildung 12: Investitionen und Abschreibungen von Sachanlagen im Übertragungsnetz (Quelle: Swissgrid)

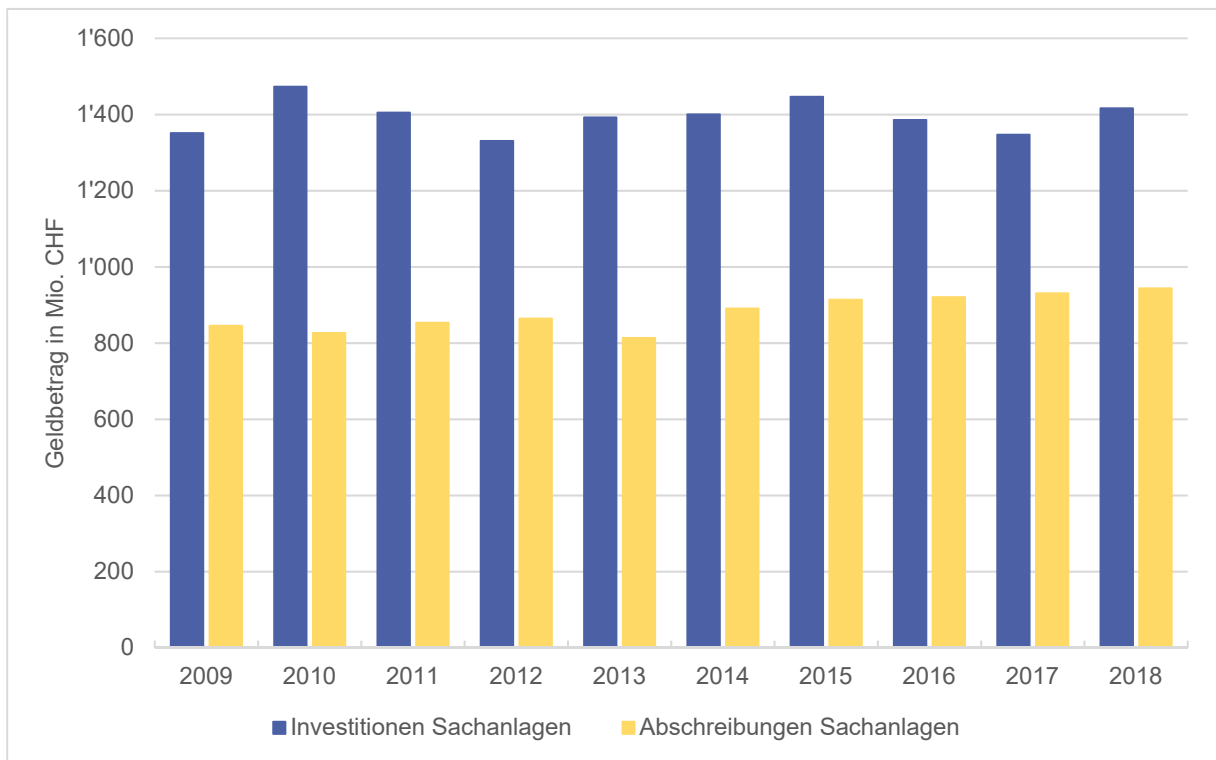


Abbildung 13: Investitionen und Abschreibungen von Sachanlagen im Verteilnetz (Quelle: ECom)

Abbildung 13 zeigt die Investitionen und Abschreibungen im Verteilnetz von 2009 bis 2018. In diesem Zeitraum blieben die Investitionen sowie die Abschreibungen stabil. Die Verteilnetzbetreiber investierten rund 60 Prozent mehr in den Erhalt, die Erneuerung und Erweiterung des Verteilnetzes, als abgeschrieben wurde. Da gleichzeitig die Zuverlässigkeit der Schweizer Stromnetze – auch im internationalen Vergleich – sehr hoch ist (vgl. Beobachtungsdimension «2.2 Netzverfügbarkeit») und in Anbetracht der Tatsache, dass die Investitionen die Abschreibungen übersteigen, beurteilt die ECom die Investitionen ins Verteilnetz als genügend.

3 Produktion

Für die Sicherstellung der Stromversorgungssicherheit in der Schweiz ist neben einer genügenden Übertragungskapazität (auch Netzausreichung oder Transmission Adequacy) auch die Verfügbarkeit von Produktionskapazität, respektive eine ausreichende Stromproduktion (auch Produktionsadäquanz oder Generation Adequacy) eine zentrale Voraussetzung. Hierzu werden im Monitoring die Beobachtungsdimensionen «3.1 Kraftwerkskapazität», «3.2 Stromimportmöglichkeit» und «3.3 Ausbau der erneuerbaren Energien» ausgewertet. Die Beobachtungsdimension «Stromimportmöglichkeit» wird als «ausländisches Kraftwerk» angesehen, auf welches bei einer Unterdeckung zurückgegriffen werden könnte, um Strom vom Ausland in die Schweiz zu importieren. Dies setzt voraus, dass im Ausland die entsprechende Produktionskapazität für Exporte und die benötigten Transportkapazitäten verfügbar sind.

Bei der Beurteilung der Produktionskapazitäten ist die besondere Konstellation der Schweizer Elektrizitätsinfrastruktur zu beachten: Im Verhältnis zum Landesverbrauch sind die installierten Transportkapazitäten auf der 380-Kilovoltenebene zum benachbarten Ausland sehr gut ausgebaut. Dies führt dazu, dass das Preisniveau für den Grosshandel in der Schweiz wesentlich durch die umliegenden, ungleich grösseren Märkte beeinflusst wird. Aus diesem Grund wird die Schweiz auch als «Preisnehmer» bezeichnet. Mögliche Produktionsengpässe sind deshalb stets im Kontext der Marktverhältnisse in Italien, Frankreich, Österreich und Deutschland sowie anhand der Verfügbarkeit der Transportinfrastruktur zu beurteilen.

Die aktuelle Diskussion zur Stützung der Wasserkraft ist aus stromversorgungsrechtlicher und aus technischer Sicht keine akute, versorgungsrelevante Frage, da die ElCom davon ausgeht, dass die Betriebsbereitschaft der Kraftwerke auch bei einem Konkurs eines Unternehmens weiterhin aufrechterhalten werden kann und somit die Kraftwerke weiterhin einen Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten können. Inwiefern sich die aktuellen, und vor allem die prognostizierten Produktionsbedingungen (Wasserraten, Finanzierungskosten) sowie die Marktentwicklung (Marktpreise, Teilmarktöffnung) auf die Konzessionserneuerungen, bzw. die Re-Investitionen in den Kraftwerkspark auswirken, lässt sich hingegen nur schwer beurteilen.

3.1 Kraftwerkskapazität

Die Dimension Kraftwerkskapazität wird anhand der Beobachtungsgrössen «3.1.1 Kraftwerkspark der Schweiz» und «3.1.2 Elektrizitätsbilanz der Schweiz im Winterhalbjahr» beurteilt.

3.1.1 Kraftwerkspark der Schweiz

Zur Deckung des Strombedarfs zu verschiedenen Jahres- und Tageszeiten werden Kraftwerkskapazitäten benötigt, welche die Grundlast sowie Mittel- und Spitzenlast abdecken können. Damit Produktion und Verbrauch immer im Gleichgewicht gehalten werden können, muss der Kraftwerkspark auch in der Lage sein, schnell auf Verbrauchsschwankungen reagieren können. Die Spitzenlast wird durch die Pump-/Speicherkraftwerke und die Grundlast primär durch die Kernkraftwerke sowie durch die Laufwasserkraftwerke bereitgestellt. Typische Mittellastkraftwerke wie Gaskombikraftwerke sind aktuell in der Schweiz nicht vorhanden.

Abbildung 14 zeigt die Entwicklung des Kraftwerksparks in der Schweiz seit 2009. Die Kraftwerkskapazität setzte sich 2018 mengenmässig hauptsächlich aus der Leistung der Pump-/Speicherkraftwerken (11,3 GW), der Laufwasserkraftwerke (4,1 GW) sowie der Kernkraftwerke (3,3 GW) zusammen (BFE, 2019a; BFE, 2019b). Die Produktionsleistung der konventionell-thermischen Kraftwerke (in der Abbildung 14 als «Rest» bezeichnet) und der erneuerbaren Energien betrug zusammen 3,2 Gigawatt. Gesamthaft gesehen lag die Kraftwerkskapazität in der Schweiz im Jahr 2018 bei 22 Gigawatt. Damit nahm die Kraftwerkskapazität in der Schweiz gegenüber dem Basisjahr von 2009 um rund 4,3 Gigawatt zu. Der grösste Zubau über diesen Zeitraum fand bei den Photovoltaik-Anlagen statt. Hier stieg die installierte Leistung zwischen 2010 und 2018 von 125 Megawatt auf rund 2,2 Gigawatt an (BFE, 2019b). Seit dem letzten Bericht ist insbesondere die Zunahme aufgrund der Inbetriebnahme der zweiten Stufe des Pumpspeicherkraftwerks Linth-Limmern (500 MW) auffällig.

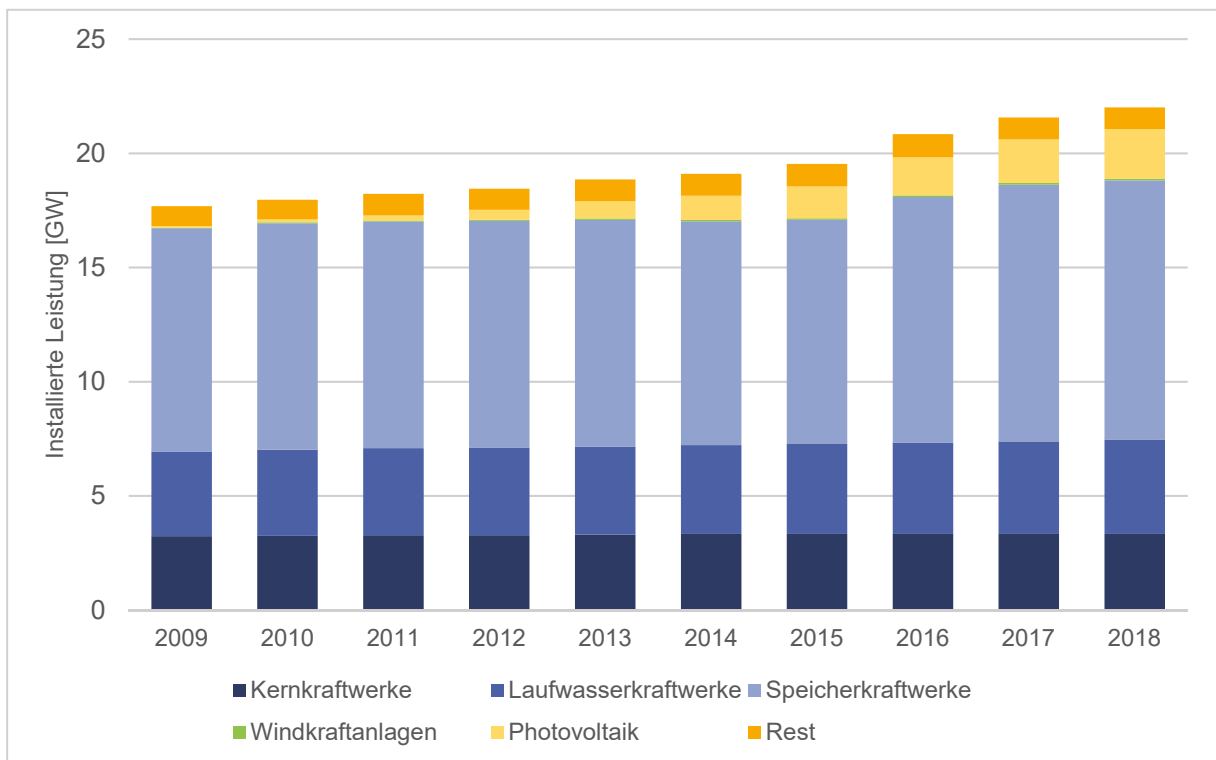


Abbildung 14: Entwicklung der Produktionskapazität des Schweizer Kraftwerkparcs (Quelle: BFE)

Bei der Interpretation des Kraftwerkparcs ist zu berücksichtigen, dass die Kraftwerke unterschiedliche Volllaststunden aufweisen. Während die Kernkraftwerke aufgrund ihrer Volllaststunden (7000-8000 Stunden pro Jahr) mit lediglich knapp 16 Prozent der installierten Leistung gut 37 Prozent der elektrischen Energie aufbringen, können die Wasserkraftwerke nur in Abhängigkeit der Wasserverfügbarkeit eingesetzt werden. Die Einspeiseleistung der Laufwasserkraftwerke variiert im Winterhalbjahr zwischen 1 und 1,5 Gigawatt und im Sommerhalbjahr zwischen 2 und 3,5 Gigawatt. Insgesamt kommen Laufwasserkraftwerke damit über das ganze Jahr auf 4000 bis 6000 Volllaststunden. Die Speicherkraftwerke erreichen aufgrund der begrenzten Füllmenge in den Stauseen im Jahr immerhin noch etwa 2000 bis 3000 Volllaststunden und werden aufgrund ihrer hohen Verfügbarkeit zur Deckung der Lastspitzen eingesetzt. Die Volllaststunden von Photovoltaik- und Windkraftanlagen liegen im Bereich von 1000 bzw. 1300 bis 2700 Stunden pro Jahr. Ihre Produktionsmenge hängt jedoch von der Verfügbarkeit der Globalstrahlung seitens der Photovoltaik und den Windverhältnissen seitens der Windkraftanlagen ab. Photovoltaikanlagen erreichen dadurch ihr Produktionsmaximum im Sommer, Windkraftanlagen eher im Winter.

Abbildung 15 zeigt die total installierte Leistung sowie die pro Jahr erzielte Produktionsmenge der Kraftwerkskategorien der Schweiz. Bei den Kernkraftwerken verteilt sich 2018 die installierte Leistung von 3,3 Gigawatt auf fünf Anlagen. Bei den Laufwasserkraftwerken verteilt sich die installierte Leistung von 4,1 Gigawatt auf über 500 verschiedene Anlagen und bei den Pump-/Speicherkraftwerken verteilt sich die installierte Leistung von 11,3 Gigawatt auf knapp 100 verschiedene Zentralen (BFE, 2020b). Die Produktionsmengen der Wind, Photovoltaik und restlichen thermischen Kraftwerke beträgt gemeinsam rund 3,2 Gigawatt und ihre Produktion von rund 5,7 Terawattstunden ist im Vergleich zu den 67,6 Terawattstunden Gesamtproduktion relativ gering.

Da sich die installierte Leistung bei den Laufwasserkraftwerken auf sehr viele kleinere Anlagen verteilt, ist ein Ausfall eines einzelnen Laufwasserkraftwerkes für die Versorgungssicherheit eher unbedeutend. In der Summe liefern die Laufwasserkraftwerke jedoch relativ konstant Energie. Ein Ausfall eines einzelnen Pump-/Speicherkraftwerks kann aufgrund der grösseren installierten Leistung pro Produktionseinheit im Vergleich zu den Laufwasserkraftwerken gravierendere Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit haben. Die tatsächliche Verfügbarkeit der installierten Kapazität von 11,3 Gigawatt ist

insbesondere gegen Ende des Winterhalbjahrs vom entsprechenden Speicherinhalt abhängig. Die Zunahme der Kapazität der Speicherkraftwerke in Abbildung 15 beträgt 2016 total 989 Megawatt. Dies hauptsächlich durch den Ausbau der Kraftwerke Handeck (90 MW), Innertkirchen (153 MW), Veytaux (180 MW) und Linth-Limmern (erste Stufe 500 MW). Der Sprung in der Kapazität 2017 (545 MW) der Speicherkraftwerke ist auf den Ausbau des Kraftwerks Linth-Limmern (zweite Stufe 500 MW) zurückzuführen. Da die fünf Kernkraftwerke praktisch das ganze Jahr im Einsatz stehen, decken sie einen grossen Anteil des Schweizer Landesverbrauchs. Über die vergangenen zehn Jahre (2008-2017) lag dieser Anteil bei rund 36 Prozent. Plötzliche Ausfälle der Kernkraftwerke Leibstadt (1220 MW) oder Gösgen (1010 MW) können leistungsmässig relativ gut kompensiert werden. Die energetische Kompensation der Kernkraftwerke durch den Speichereinsatz ist jedoch nur über eine sehr begrenzte Zeit möglich und deshalb höchstens bis zur Substituierung durch andere Quellen eine Alternative. Im Jahr 2016 und 2017 hat im Vergleich zum Zehnjahresmittelwert vor allem die Verfügbarkeit des Kernkraftwerks Leibstadt und Beznau I abgenommen. Das Kernkraftwerk Beznau I stand bis im Frühjahr 2018 still und das Kernkraftwerk Leibstadt hatte im Winter 2016/17 einen längeren Ausfall. Dies führt zu einer geringeren Produktion im Jahr 2016 und 2017. Zwischen 2018 und Juni 2019 produzierte das Kernkraftwerk Leibstadt aufgrund von Analysen in Zusammenhang mit den 2016 auf Brennstäben festgestellten Ablagerungen mit reduzierter Reaktorleistung. Ende 2019 ging das Kernkraftwerk Mühleberg vom Netz. Die fehlende Kapazität von 373 Megawatt und rund 3000 Gigawattstunden wird durch andere Kraftwerke oder Importe zu kompensieren sein.

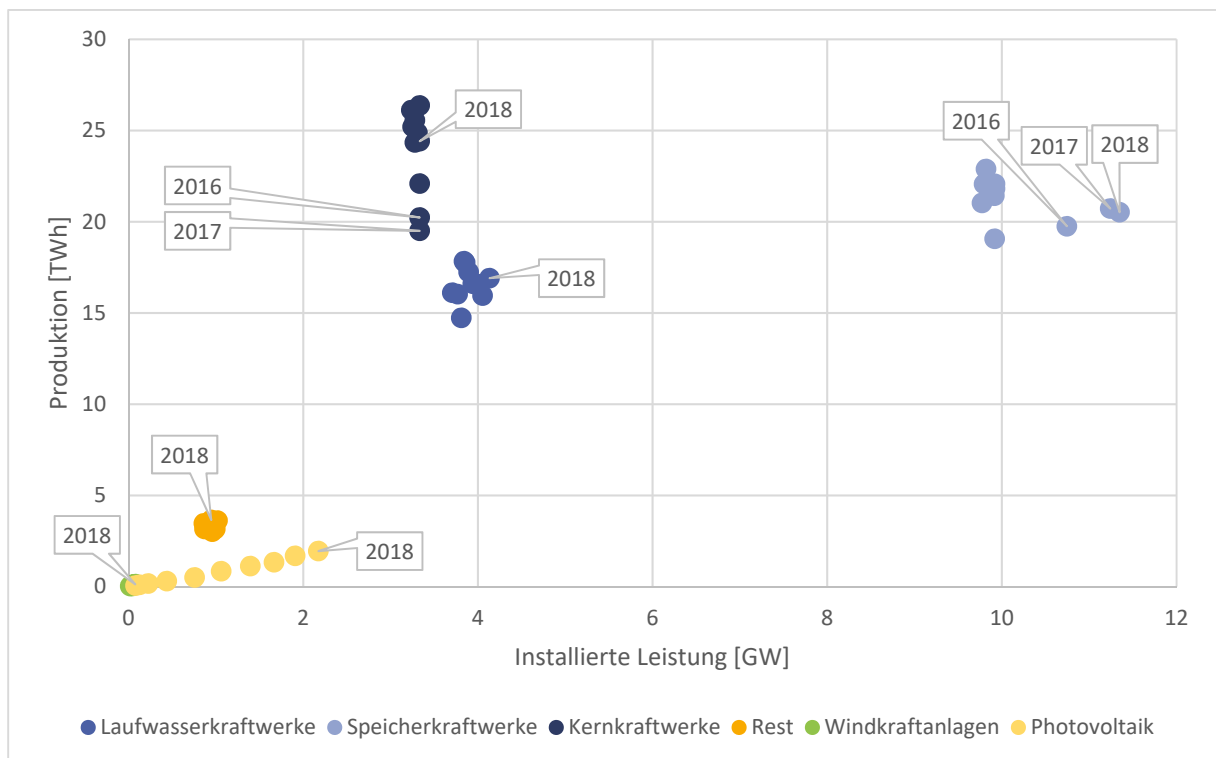


Abbildung 15: Übersicht installierter Leistung und produzierter Energie der Kraftwerke (Quelle: BFE)

3.1.2 Elektrizitätsbilanz der Schweiz im Winterhalbjahr

Über ein Jahr betrachtet war die Schweiz in der Vergangenheit i.d.R. Stromexporteurin. Diese positive Elektrizitätsbilanz über ein Jahr resultierte aus einer durchschnittlichen Verfügbarkeit der Kernkraftwerke und einem durchschnittlichen Wasserdargebot. In den Jahren 2016 und 2017 war insbesondere die Verfügbarkeit der Kernkraftwerke eingeschränkt, so dass im Winterhalbjahr 2015/16 fünf Terawattstunden und im Winterhalbjahr 2016/17 rund zehn Terawattstunden netto importiert wurden. Mit der höheren Verfügbarkeit der Kernkraftwerke in den Winterhalbjahren 2017/18 und 2018/19 sank der Nettoimport auf 6,7 Terawattstunden respektive 4,5 Terawattstunden.

Im Winterhalbjahr ist die Schweiz seit 2004 stets auf Stromimporte angewiesen. Das Ausmass des Nettoimports im Winterhalbjahr ist ein guter Gradmesser, wie abhängig die Versorgungssicherheit vom

grenzüberschreitenden Stromhandel ist. Muss im Winterhalbjahr nur wenig importiert werden, lässt sich die Versorgungssicherheit gewährleisten und der Handlungsspielraum beim Speichereinsatz nimmt zu. Je grösser der Importbedarf ist, umso stärker ist man abhängig vom Funktionieren der Grosshandelsmärkte und der Exportfähigkeit der Nachbarländer. Für eine zentrale Infrastruktur, welche in Echtzeit funktionieren muss, ist dies somit ein kritischer Risikofaktor.

Abbildung 16 zeigt die Elektrizitätsbilanz der Schweiz im Winterhalbjahr seit dem Winter 1980/81 (BFE, 2019a). Daraus ist ersichtlich, dass einerseits seit dem Winter 1980/81 der winterliche Landesverbrauch von etwa 20 Terawattstunden auf ungefähr 35 Terawattstunden anstieg, was einem jährlichen Zuwachs von rund 1,2 Prozent entspricht. Andererseits lässt sich aus der Abbildung auch erkennen, dass zumindest bis zum Winterhalbjahr 2002/03 die Elektrizitätsbilanz der Schweiz mehr oder weniger ausgeglichen war: In manchen Wintern lag ein leichter Nettoimport vor – in manchen ein leichter Nettoexport. Die Situation änderte sich ab dem Winter 2002/03 merklich. Die Winterproduktion stagniert seither bei rund 30 Terawattstunden, der Anstieg des Landesverbrauchs auf 35 Terawattstunden wurde durch Importe gedeckt. Seit dem Winter 2003/04 ist die Schweiz in den Winterhalbjahren nur noch Nettoimporteurin. Die Nettoimportmenge variierte dabei in Abhängigkeit von der Höhe des Landesverbrauchs, der Kraftwerksverfügbarkeit und dem Wasserdargebot. Im Winter 2016/17 mussten 28 Prozent oder knapp zehn Terawattstunden des Landesverbrauchs mit Importen gedeckt werden. Diese hohe Importabhängigkeit ist auf den Ausfall der beiden Kernkraftwerke Beznau I (langzeitiger Ausfall) und Leibstadt (November 2016 bis Februar 2017) zurückzuführen.

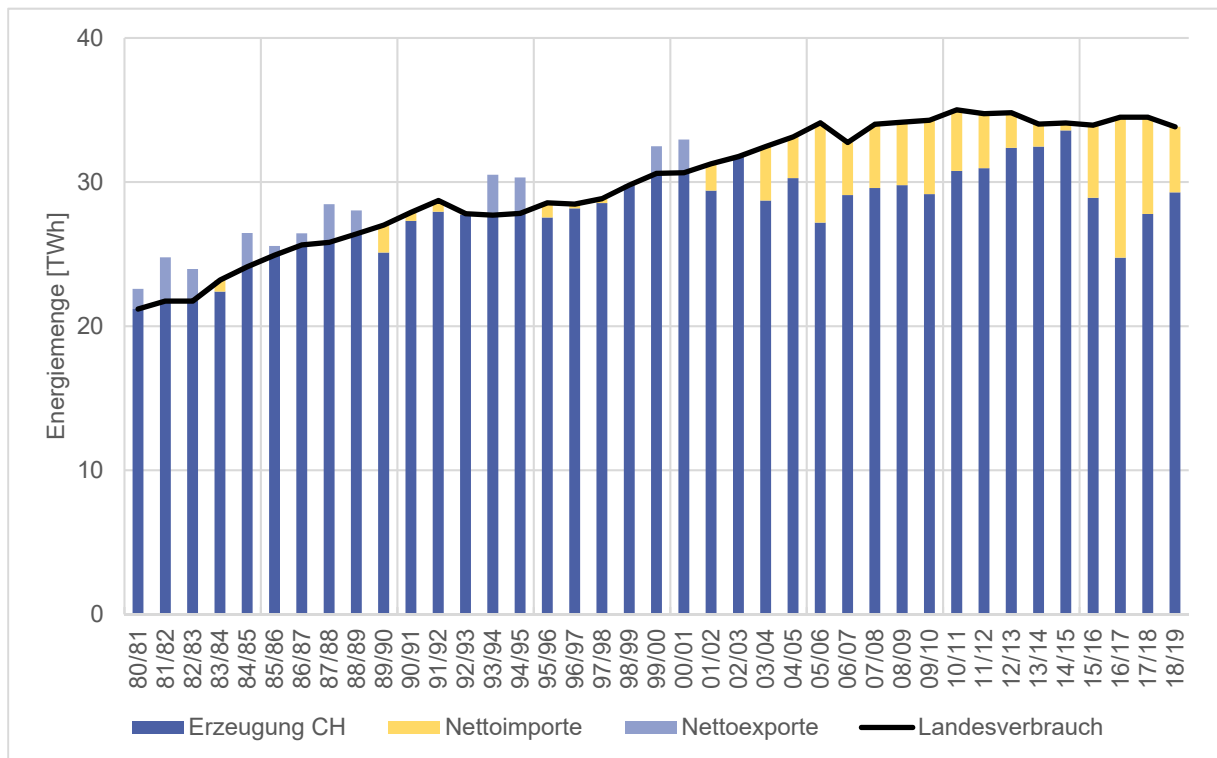


Abbildung 16: Elektrizitätsbilanz der Schweiz im Winterhalbjahr (Quelle: BFE)

Mit der anstehenden Stilllegung des Kernkraftwerks Mühleberg ist ab dem Jahr 2019 eine winterliche Energiemenge von über 1,5 Terawattstunden (5 % des winterlichen Strombedarfs) durch andere Kraftwerke oder durch zusätzliche Importe aus dem Ausland zu ersetzen. Der Verlauf der Nettoimportmengen dürfte sich daher in Zukunft, insbesondere bei den Ausserbetriebnahmen der Kernkraftwerke, substantiell verändern. Aus versorgungstechnischer Sicht ist auf das Risiko hinzuweisen, dass die wegfallenden Energiemengen aufgrund der tiefen Marktpreise aus wirtschaftlichen Gründen zu einem grossen Anteil durch Importe substituiert würden, da der Zubau von neuen Kraftwerken, insbesondere für die Winterproduktion, unter diesen Voraussetzungen unwahrscheinlich ist. Die Frage des Zubaus von Kraftwerkskapazität aus erneuerbaren Energien wird in Kapitel 3.3 aus energetischer Sicht und in Kapitel 5.1.1 aus Sicht der dazu notwendigen Rahmenbedingungen betrachtet. Zudem hat die EICom ein Grundlagenpapier zur Winterproduktion veröffentlicht (EICom, 2020).

3.2 Stromimportmöglichkeit

Die Beobachtungsdimension «Stromimportmöglichkeit» kann auch als «ausländisches Kraftwerk» angesehen werden, auf welches zurückgegriffen werden kann, um die Nachfrage zu decken. Diese Möglichkeit setzt jedoch voraus, dass die Lieferkette vom Kraftwerk im Ausland über das ausländische wie auch Schweizerische Übertragungsnetz in Echtzeit funktioniert.

Die Dimension «Stromimportmöglichkeit» wird anhand der Beobachtungsgrössen «3.2.1 Nettoaustauschprogramme der Schweiz», «3.2.2 Produktionsleistung der Nachbarländer» und «3.2.3 Elektrizitätsbilanz der Nachbarländer im Winterhalbjahr» beurteilt.

3.2.1 Nettoaustauschprogramme der Schweiz

Aufgrund der zentralen Lage inmitten von Europa ist die Schweiz bestens an die Übertragungsnetze der Nachbarländer Frankreich, Deutschland, Österreich und Italien angebunden. Für die Schweiz besteht somit die Möglichkeit, einen Teil der Stromversorgung mittels Stromimporten zu decken. Die von den Übertragungsnetzbetreibern festgelegte «Net Transfer Capacity» (NTC) gibt dabei die maximale Transportkapazität an, die pro Grenze kommerziell genutzt werden kann, ohne dass die Netzstabilität gefährdet wird. Die Importkapazität aus Frankreich liegt dabei maximal bei 3,2 Gigawatt, aus Deutschland bei maximal zwei Gigawatt, aus Österreich bei maximal 1,2 Gigawatt und aus Italien bei maximal 2,4 Gigawatt. Da der Import von Energie an der Schweizer Nordgrenze (Frankreich, Deutschland, Österreich) zu einem Grossteil über die 380-Kilovolteebene erfolgt, bestimmt im Winterhalbjahr in erster Linie die verfügbare Kapazität der Kuppeltransformatoren zwischen der 380- und 220-Kilovolteebene die maximal mögliche Importkapazität. Da einige der Kuppeltransformatoren von Importen aus unterschiedlichen Grenzen und auch für den Transit belastet werden, können die individuellen NTC-Werte nicht addiert werden. Die Schweiz kann rund sechs Gigawatt für den Landesverbrauch importieren. Bei substantiellem Transit reduziert sich die netto importierbare Leistung auf bis zu 2,4 Gigawatt.

Abbildung 17 zeigt die Verteilung der stündlichen Nettoaustauschprogramme der Schweiz mit den Nachbarländern Frankreich, Deutschland, Österreich und Italien. Zu sehen ist, dass in den Winterhalbjahren 2013/14 und 2014/15 im Durchschnitt ein Nettoimport im Bereich von null bis drei Gigawatt pro Stunde vorlag, wobei auch während einigen hundert Stunden über alle vier Landesgrenzen ein Nettoexport von Strom (negativer Wert auf der X-Achse in der Abbildung) auftrat. In den Winterhalbjahren 2015/16 und 2016/17 hat sich die Verteilung der stündlichen Austauschprogramme aufgrund der tieferen Verfügbarkeit der Kernkraftwerke nach rechts verschoben, da mehr importiert werden musste. In den Winterhalbjahren 2017/18 und 2018/19 hat sich die Kurve nach der Wiederinbetriebnahme der Kernkraftwerke wieder nach links verschoben. Die Importe gingen wieder auf den Wert des Winterhalbjahres 2015/16 zurück.

Erhöhte Nettoimporte bis zu sechs Gigawatt sind aufgrund der verfügbaren Netzkapazität nur theoretisch unkritisch. «Nur theoretisch» deshalb, weil einzelne Netzelemente in diesen Situationen häufiger am Limit betrieben werden. Dies erhöht beim Netzbetrieb die Anforderungen, da bei Wartungsarbeiten und im Hinblick auf Ausfälle von Netzelementen oder ungewöhnliche Lastflüsse zusätzliche Massnahmen vorgehalten werden müssen. Aus diesem Grund hat Swissgrid in den Wintern 2015/16 und 2016/17 jeweils sogenannte «Winterprodukte» beschafft, um diese Risiken zu mitigieren. Ein verwandtes Produkt war die «Minimalproduktion Romandie» (siehe auch Exkurs 3).

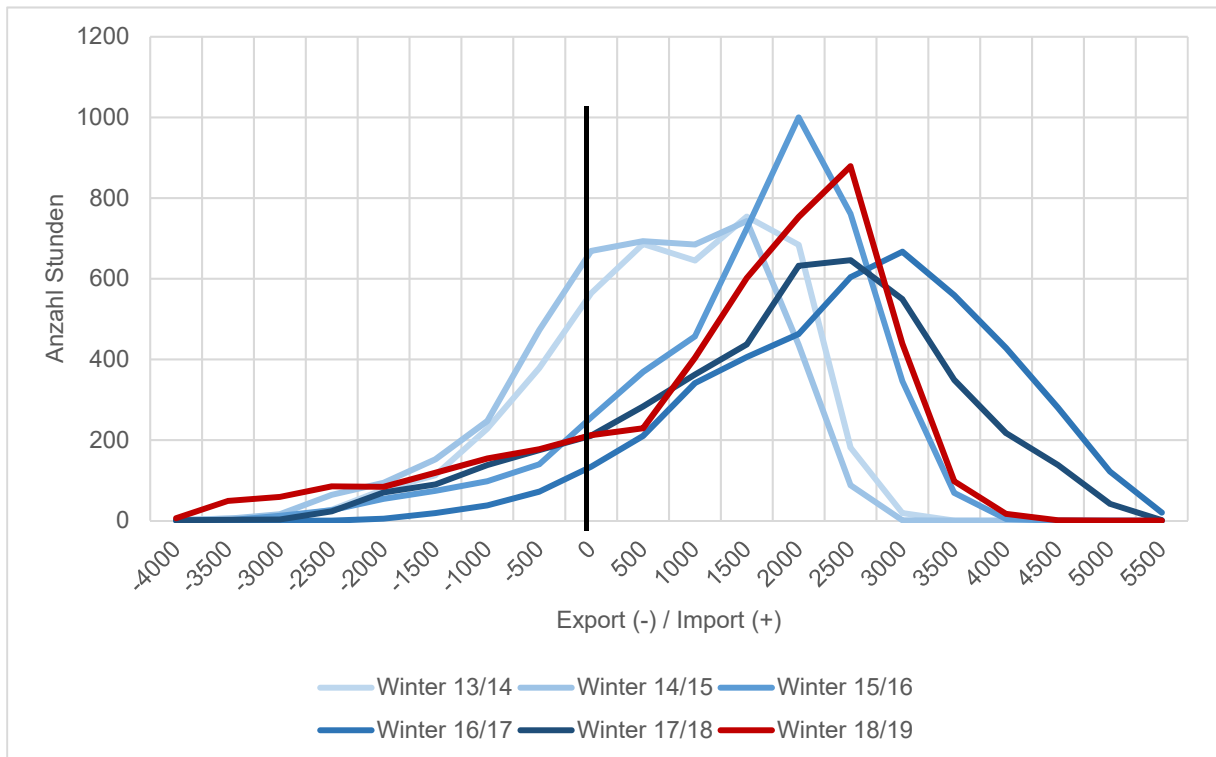


Abbildung 17: Verteilung der stündlichen Austauschprogramme der Schweiz im Winterhalbjahr (Quelle: Swissgrid)

3.2.2 Produktionsleistung der Nachbarländer

Wie in Kapitel 3.1.3 aufgezeigt wurde, ist die Schweiz im Winterhalbjahr zur Sicherstellung der Stromversorgung zunehmend auf Stromimporte angewiesen. Die Verfügbarkeit der Importe hängt, neben ausreichender Transportkapazität, auch vom Angebot in den benachbarten Märkten ab.

Abbildung 18 zeigt die Entwicklung der installierten Kraftwerkskapazität in den Nachbarländern Frankreich, Deutschland, Österreich und Italien über den Zeitraum von 2010 bis 2018 (ENTSO-E, Factsheets 2010-2018). Bei der Kraftwerkskapazität wird in dieser Darstellung zwischen «steuerbarer» und «fluktuierender» Einspeisung unterschieden. Als «steuerbar» einspeisende Kraftwerke gelten die thermischen Kraftwerke und die Wasserkraftwerke und als «fluktuierend» einspeisende Kraftwerke gelten Photovoltaik- und Windkraftanlagen. Zusätzlich zur Kraftwerkskapazität wird pro Land und Jahr die jeweilige Jahreshöchstlast angegeben. Während in Frankreich, Deutschland und Österreich die Jahreshöchstlast im Winter auftritt, tritt in Italien aufgrund der leicht anders gelagerten klimatischen Verhältnisse die Jahreshöchstlast im Sommer auf. Bei der Interpretation der Abbildung ist zu berücksichtigen, dass die Kraftwerkskapazität aufgrund der Nichtverfügbarkeit der Primärenergieträger wie Wasser, Kohle, Wind oder Sonnenlicht wie auch der Verfügbarkeit der Kraftwerke (Unterhalt und Instandhaltung) nicht immer in vollem Umfang verfügbar ist. Zusätzlich hängt der Kraftwerkseinsatz selber in erster Linie von den Marktverhältnissen ab.

In Frankreich nahm die steuerbare Produktionskapazität über die vergangenen neun Jahre leicht ab. Da die fluktuierende Einspeisung über denselben Zeitraum zunahm, liegt die installierte Kraftwerksleistung in Frankreich im Jahr 2018 über dem Wert von 2010. Die Jahreshöchstlast hängt in Frankreich stark von den klimatischen Bedingungen ab: die Temperatursensitivität in Frankreich beträgt rund zwei Gigawatt pro Grad Celsius. Insgesamt kann die Exportfähigkeit von Frankreich über die vergangenen neun Jahre als stabil betrachtet werden, sofern der Kraftwerkspark in vollem Umfang zur Verfügung steht.

In Deutschland verringerte sich zwischen 2010 und 2011 die steuerbare Produktionskapazität aufgrund von Kernkraftwerksstilllegungen. Durch den Bau von neuen fossilen Kraftwerken wurden die stillgelegten Kernkraftwerke weitgehend kompensiert. Über die vergangenen neun Jahre wurde der Ausbau der erneuerbaren Energien sehr stark vorangetrieben. Die Jahreshöchstlast ist in Deutschland weniger temperaturempfindlich als beispielsweise in Frankreich und verhielt sich über den Beobachtungszeitraum sehr stabil. Die Exportfähigkeit von Deutschland hat über die vergangenen neun Jahre, aufgrund der Verlagerung von der steuerbaren Produktion im Süden hin zur fluktuierenden Produktion im Norden, tendenziell abgenommen. Zudem kann die Zunahme der fluktuierenden Produktion aufgrund der daraus resultierenden Marktpreise und der entsprechenden Lastflüsse zu kritischen Netzsituationen führen (siehe auch Exkurs 1).

Österreich spielt in Bezug auf die Produktionskapazität und die Last im Vergleich zu Frankreich und Deutschland eine weniger zentrale Rolle. Die steuerbare Produktionskapazität hat sich in Österreich über die vergangenen neun Jahre stabil entwickelt. Die installierte Leistung der fluktuierend erzeugenden Produktionseinheiten nahm hingegen leicht zu. Der Kraftwerkspark von Österreich weist einen ähnlichen Anteil an Hydro-Kraftwerken auf wie jener der Schweiz. Da Österreich die fehlende Grundlast im Winter mit (im Verhältnis zu Kern- und Kohlekraftwerken teureren) gasbefeuerten Kraftwerken decken müsste, importiert Österreich im Winter aufgrund der aktuellen Grosshandelspreise auch substantiell Strom aus Kern- und Kohlekraftwerken in Deutschland.

In Italien ist die installierte Leistung der steuerbaren Produktionskapazität in etwa stabil, während der Anteil fluktuierend einspeisender Produktionsanlagen zugenommen hat. Im Verhältnis zur maximalen Last scheint die installierte Leistung der steuerbaren Produktion in Italien (primär gas- und ölbefeuert) grosszügig bemessen. Da die Importkapazitäten beschränkt sind, können diese Kraftwerke trotz teureren Brennstoffpreisen wieder häufiger eingesetzt werden, was den wirtschaftlichen Druck für deren Ausserbetriebnahme reduziert hat. Limitierend für einen Export in die Schweiz sind im Normalfall jedoch das generell höhere Preisniveau wie auch inneritalienische Netzengpässe. Steigt aufgrund einer zunehmenden Knappheit das Preisniveau an, so werden auch Importe aus Italien energiewirtschaftlich interessant.

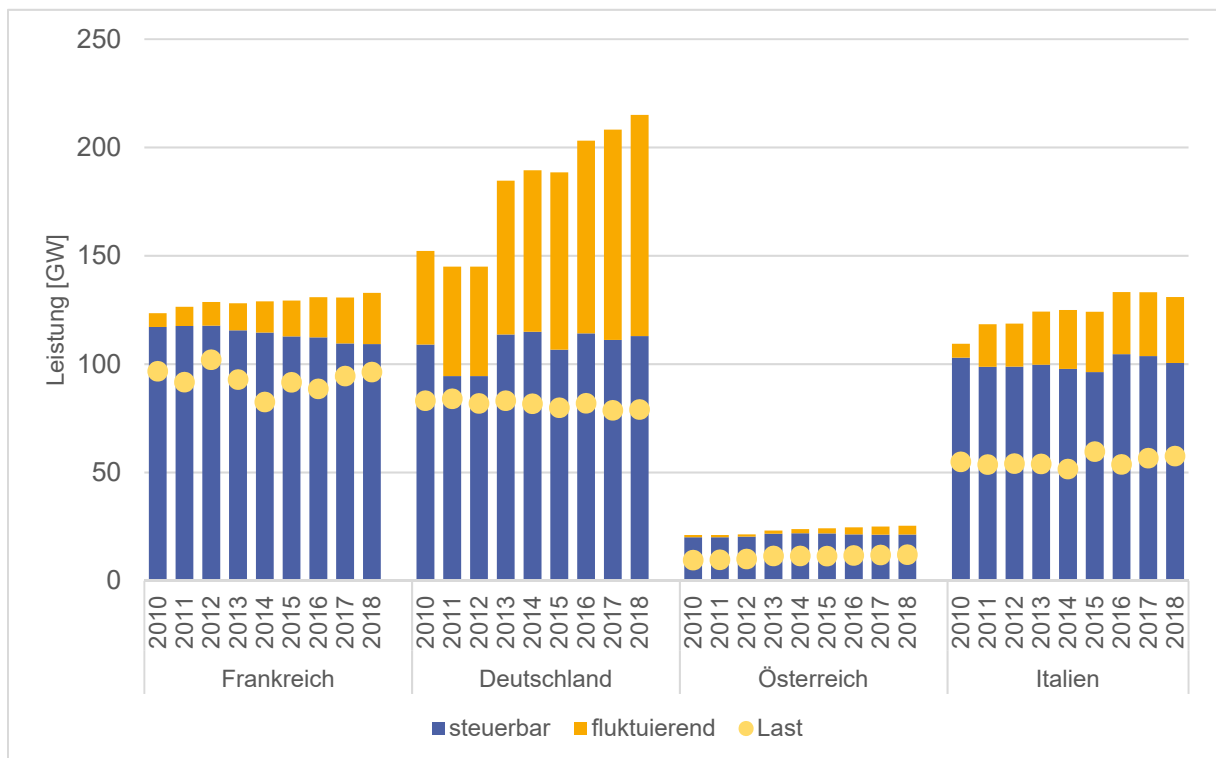


Abbildung 18: Entwicklung der Kraftwerkskapazität und Last der Nachbarländer (Quelle: ENTSO-E)

3.2.3 Elektrizitätsbilanz der Nachbarländer im Winterhalbjahr

Die Stromversorgung vorübergehend mittels Stromimporten sicherzustellen ist mit der Frage verbunden, ob und zu welchen wirtschaftlichen Bedingungen die Nachbarländer die entsprechenden Energiemengen zum Zeitpunkt x liefern können und auch wollen. Diese Frage rückt in Zukunft noch weiter ins Zentrum, wenn sich der Kraftwerkspark in den heutigen «Exportländern» aufgrund von Stilllegungen verändern wird und der Anteil der fluktuierend-einspeisenden Produktionsanlagen weiter zunimmt. Die Kapazitätsanalysen in den Kapiteln 3.1.2 und 3.2.2 zeigten, dass in der Schweiz, Frankreich, Deutschland, Österreich und Italien grundsätzlich ausreichend Kraftwerksleistung vorhanden ist. In diesem Kapitel wird nun auf die winterliche Energiebilanz der Nachbarländer eingegangen. Diese Betrachtung bildet, im Gegensatz zu einer reinen Kapazitätsbetrachtung, die reale Verfügbarkeit der Produktion und das Marktgeschehen in den einzelnen Ländern besser ab.

Abbildung 19 zeigt die Summe der Elektrizitätsbilanzen der Nachbarländer Frankreich, Deutschland, Österreich und Italien in den vergangenen Winterhalbjahren (Blauer Balken: (-) = Nettoimport; (+) = Nettoexport). Deutschland und Frankreich waren im Winterhalbjahr grundsätzlich jeweils Nettoexporteure und haben die Bilanz der Nachbarländer der Schweiz positiv beeinflusst, Österreich und Italien waren (wie die Schweiz) im Winterhalbjahr Nettoimporteure (IEA, 2020). Im Winter 2009/10 benötigten die vier Nachbarländer in der Summe Stromimporte, um ihren Strombedarf zu decken. Der Grund hierfür war, dass ungünstige Produktionsbedingungen sowie kalte Temperaturen den Strombedarf erhöhten und so die Exportmengen aus Frankreich deutlich geringer ausfielen als in «normalen» Jahren. Zwischen dem Winter 2010/11 und 2015/16 verzeichneten die Nachbarländer der Schweiz in der Summe einen zunehmenden Nettoexport. Der starke Ausbau der erneuerbaren Energien sowie der Aufbau von (strategischen) Reserven begünstigten seit 2011 Stromexporte aus Deutschland. Im Winter 2016/17 nahm die Nettoexportbilanz der vier Nachbarländer der Schweiz leicht ab. Der Nettoexport von Frankreich ging im letzten Winter aufgrund der geringen Verfügbarkeit der Kernkraftwerke massiv zurück (Nettoexport 2015/16: 31 TWh; Nettoexport 2016/17: 1 TWh). Dieser Exportrückgang von 30 Terawattstunden aus Frankreich wurde mit einem geringeren Nettoimport seitens Italien⁷ und Österreich⁸ teilweise kompensiert. In den Winterhalbjahren 2017/18 und 2018/19 nahm die Nettoexportbilanz der Nachbarländer weiter zu. Die Schweiz benötigte im Winter 2016/17 beinahe 40 Prozent des von den Nachbarländern exportierten Stroms (10 TWh von 25 TWh – gelber Punkt in Abbildung 19) zur Deckung des Eigenbedarfs. Aufgrund der höheren Verfügbarkeit der Schweizer Kernkraftwerke hat die Schweiz ab dem Winterhalbjahr 2016/17 netto wieder weniger importiert.

⁷ Der Nettoimport von Italien ging im Winter 2016/17 gegenüber dem Vorwinter um 21 TWh zurück

⁸ Der Nettoimport von Österreich ging im Winter 2016/17 gegenüber dem Vorwinter um 5 TWh zurück

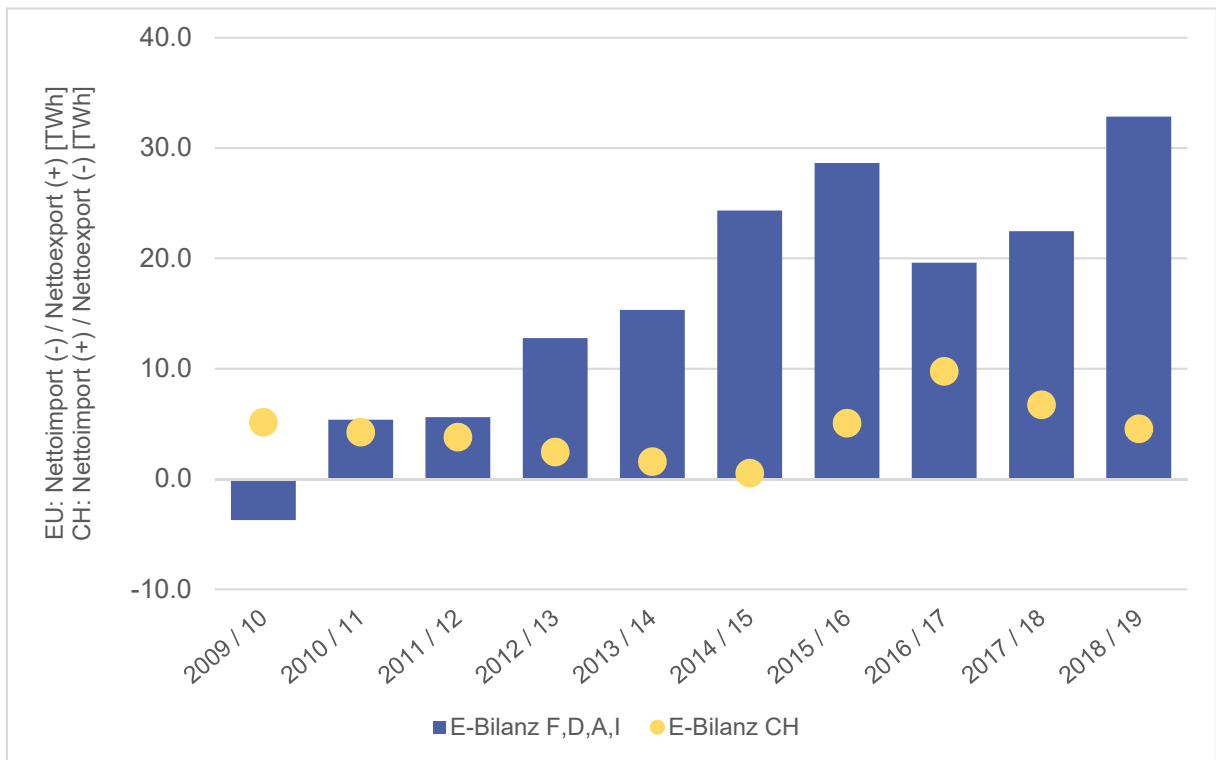


Abbildung 19: Aufsummierte Elektrizitätsbilanz der Nachbarländer im Winterhalbjahr (Quelle: IEA)

Ob und wie sich der geplante Zu- und Rückbau in den jeweiligen Kraftwerkparcs in Zukunft entwickeln und auf die Elektrizitätsbilanzen der Nachbarländer auswirken wird, ist zum heutigen Zeitpunkt schwierig abzuschätzen. Die Auswirkungen von zukünftigen Kraftwerksverfügbarkeiten werden im Rahmen der Systemadäquanz-Studien der EICom untersucht (vgl. EICom, 2017b; EICom, 2018; EICom, 2020c). Der Winter 2009/10 zeigte, dass in einem kalten Winter «Nettoexporteure» wie Frankreich zeitweise auf Stromimporte angewiesen sein können. Auf der anderen Seite machte der Winter 2016/17 deutlich, dass der Kraftwerkseinsatz in erster Linie eine Frage des Preises ist. Nachdem das Preisniveau im Winter 2016/17 in Frankreich, Belgien und der Schweiz auf das italienische Preisniveau anstieg (und zum Teil darüber), haben (teurere) gasbefeuerte Kraftwerke die Lücke geschlossen und die wegfallenden Importe kompensiert.

3.3 Ausbau der erneuerbaren Energien

Die erneuerbaren Energien sollen gemäss Energiestrategie 2050 in der zukünftigen Stromversorgung einen ansteigenden Beitrag leisten. Gemäss Energiestrategie 2050 war geplant, dass die Produktionsmenge der fünf Schweizer Kernkraftwerke (rund 25 TWh pro Jahr) bis im Jahr 2050 von Produktionsanlagen aus erneuerbaren Energien bereitgestellt werden kann. Dabei wurden insbesondere der Photovoltaik, der Windenergie und der Geothermie grosse technische Potenziale vorausgesagt (Akademien der Wissenschaft, 2012). Allerdings ist das Parlament Anfang 2017 nicht auf die Vorlage des Bundesrates für die zweite Etappe der Energiestrategie (Verfassungsartikel über ein Klima- und Energielenkungssystem KELS) eingetreten. Damit sind aktuell keine zusätzlichen Massnahmen geplant, um die in der Energiestrategie genannten Ziele per 2050 zu erreichen.

Abbildung 20 zeigt die bisher realisierten Produktionsmengen der Jahre 2010 bis 2018 sowie die Ausbauziele der Energiestrategie 2050 in den Jahren 2020, 2035, und 2050. Die Produktionsmenge aus erneuerbaren Energien konnte in den vergangenen neun Jahren stets gesteigert werden und lag im Jahr 2018 bei rund 3,9 Terawattstunden (BFE, 2019b). Mit rund zwei Terawattstunden tragen die Photovoltaik-Anlagen den grössten Teil des Ausbaus. Dieser hat sich über die vergangenen neun Jahre weit mehr als verzehnfacht. Weiter tragen die Kehrichtverbrennungs- und Abwasserreinigungsanlagen (KVA und ARA) mit rund 1,4 Terawattstunden und die Biomassenerzeugung mit 0,4 Terawattstunden zum Ausbau bei. Vernachlässigbar ist der Beitrag der Windanlagen und der Geothermie mit 0,1 Tera-

watstunden respektive null Terawattstunden. Aktuell sind keine Geothermie-Anlagen, die zur Stromproduktion eingesetzt werden, in Betrieb (nur zur Wärmeproduktion). Für die Zielerreichung der Energiestrategie 2050 würden gemäss Geothermie Schweiz 110 Anlagen mit einer Leistung von fünf Megawatt benötigt (Geothermie Schweiz, 2016).

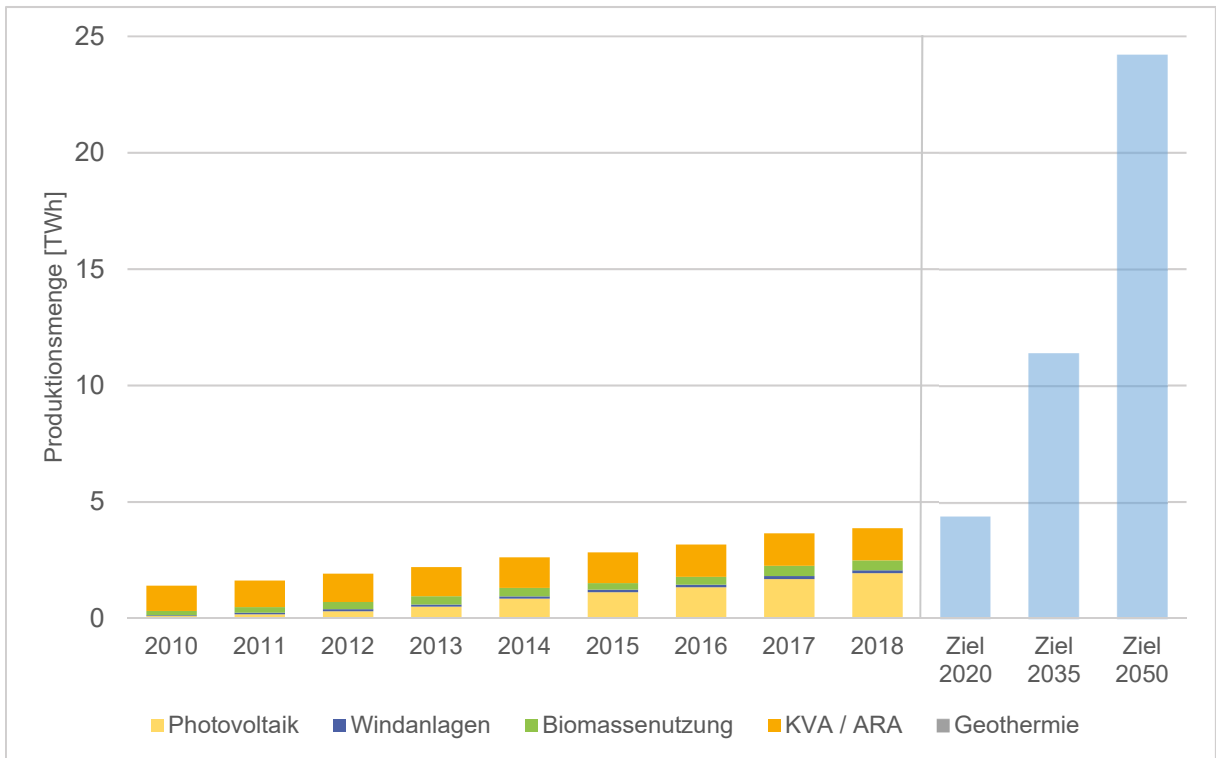


Abbildung 20: Ausbaupfad der neuen erneuerbaren Energien (Quelle: BFE)

Zur Erreichung der Zielwerte für 2020 fehlen 0,5 Terawattstunden. Aufgrund der Zubauraten der letzten Jahre kann das (Zwischen-)Ziel 2020 erreicht werden. Positiv zu erwähnen ist, dass auf den Juraketten in den nächsten Jahren zahlreiche Windkraftanlagen realisiert werden sollen. Deren Realisierung ist aufgrund der bisherigen Zusagen auf Basis der Netzzuschlagsbeiträge keine Frage der Finanzierung, sondern hängt von den Bewilligungsverfahren und möglichen Einsprachen ab. Die Erfüllung der weiteren Etappenziele 2035 und 2050 dürfte jedoch primär von den Rahmendbedingungen respektive den Finanzierungsbedingungen abhängig sein. Die Finanzierung und damit verbunden die Sicherstellung der wegfallenden Produktion, insbesondere im Winter, werden näher im Kapitel 5.1.1 als Teil des rechtlichen Umfelds betrachtet.

4 Kosten und Tarife

Gemäss Artikel 6 Absatz 1 des StromVG treffen die Netzbetreiber die erforderlichen Massnahmen, damit sie in ihrem Netzgebiet den festen Endverbrauchern und denjenigen, die auf Netzzugang verzichten, jederzeit die gewünschte Menge an Elektrizität mit der erforderlichen Qualität und zu angemessenen Tarifen liefern können. Die ElCom beobachtet und überwacht dabei gemäss Artikel 22 Absatz 3 des StromVG die Entwicklung der Elektrizitätsmärkte im Hinblick auf eine sichere und erschwingliche Versorgung in allen Landesteilen.

In der Schweiz haben auf Stufe des Verteilnetzes rund 630 Verteilnetzbetreiber eine Versorgungspflicht. Um die finanzielle Belastung der Endverbraucher in den verschiedenen Landesteilen der Schweiz beurteilen zu können, wird in der Dimension «4.1 Netz- und Energietarife» die zeitliche Entwicklung der Streuung der Netz- und Energietarife von Haushalten sowie Gewerbe und Industrie zwischen den Kantonen näher betrachtet. Im Weiteren werden in der Dimension «4.1 Netz- und Energietarife» die Energiekosten von Schweizer Industriebetrieben mit denjenigen aus anderen europäischen Ländern verglichen.

In der Dimension «4.2 Stromkostenanteil am Haushaltsbudget» werden die Gesamtenergiekosten dem verfügbaren Haushaltsbudget gegenübergestellt, um die unterschiedlichen Belastungen in den Grossregionen abzuleiten.

4.1 Netz- und Energietarife

Die Dimension «Netz- und Energietarife» wird anhand der Beobachtungsgrössen «4.1.1 Kantonale Tarifunterschiede von Haushalten», «4.1.2 Kantonale Tarifunterschiede von Gewerbe und Industrie» und «4.1.3 Internationaler Strompreisvergleich für Gewerbe und Industrie» beurteilt.

4.1.1 Kantonale Tarifunterschiede von Haushalten

Der durchschnittliche Haushaltsverbrauch lag im Jahr 2018 gemäss der Elektrizitätsstatistik des Bundesamts für Energie BFE bei 5324 Kilowattstunden (BFE, 2019a). Für die Analyse der Netz- und Energietarife wird als Näherung die Verbraucherkategorie H4 verwendet. Dies entspricht ungefähr dem Stromverbrauch einer 5-Zimmerwohnung mit Elektroherd und Tumbler und einem jährlichen Stromverbrauch von rund 4500 Kilowattstunden.

Abbildung 21 zeigt einerseits die Entwicklung des durchschnittlichen mengengewichteten⁹ Netztarifs der Schweiz (blaue Linie) sowie andererseits die Entwicklung sowie das Maximum und Minimum des Streubereichs der durchschnittlichen mengengewichteten⁹ kantonalen Netztarife (hellblaue Linien) in der Verbrauchskategorie H4. Zusätzlich wird auch der Betrag des Streubereichs dargestellt (orange Linie). Der wesentliche Treiber der Netztarife sind die Kapitalkosten auf dem regulierten Anlagevermögen (Abschreibungen und Kapitalverzinsung) sowie die Betriebskosten.

Zwischen 2009 und 2011 bleiben die durchschnittlichen Netztarife relativ stabil, nahmen anschliessend bis zum Jahr 2013 ab. Zwischen 2014 und 2016 stiegen die durchschnittlichen Netztarife allerdings wieder auf das Niveau von 2010 an. Die Gründe hierfür sind unter anderem die gestiegenen Netzwerte (hervorgerufen durch Gerichtsentscheide), der erhöhte kalkulatorische Zinssatz sowie der Wegfall des reduzierten Zinssatzes aufgrund einer Übergangsregelung in der Stromversorgungsverordnung. Im Jahr 2017 und 2018 nahmen die Netztarife wieder ab und blieben 2018 und 2019 stabil. Der Streubereich (Differenz aus maximalem und minimalem Wert) zwischen den Kantonen nahm zwischen 2009 und 2014 zu. 2015 und 2016 sank die kantonale Ungleichheit und stieg bis 2018 wieder leicht an. 2019 und 2020 sank die kantonale Ungleichheit wieder.

⁹ Die Netztarife der Verteilnetzbetreiber wurden mit der Anzahl Endverbraucher (Einwohner) gewichtet, um die Repräsentativität der Darstellung zu erhöhen.

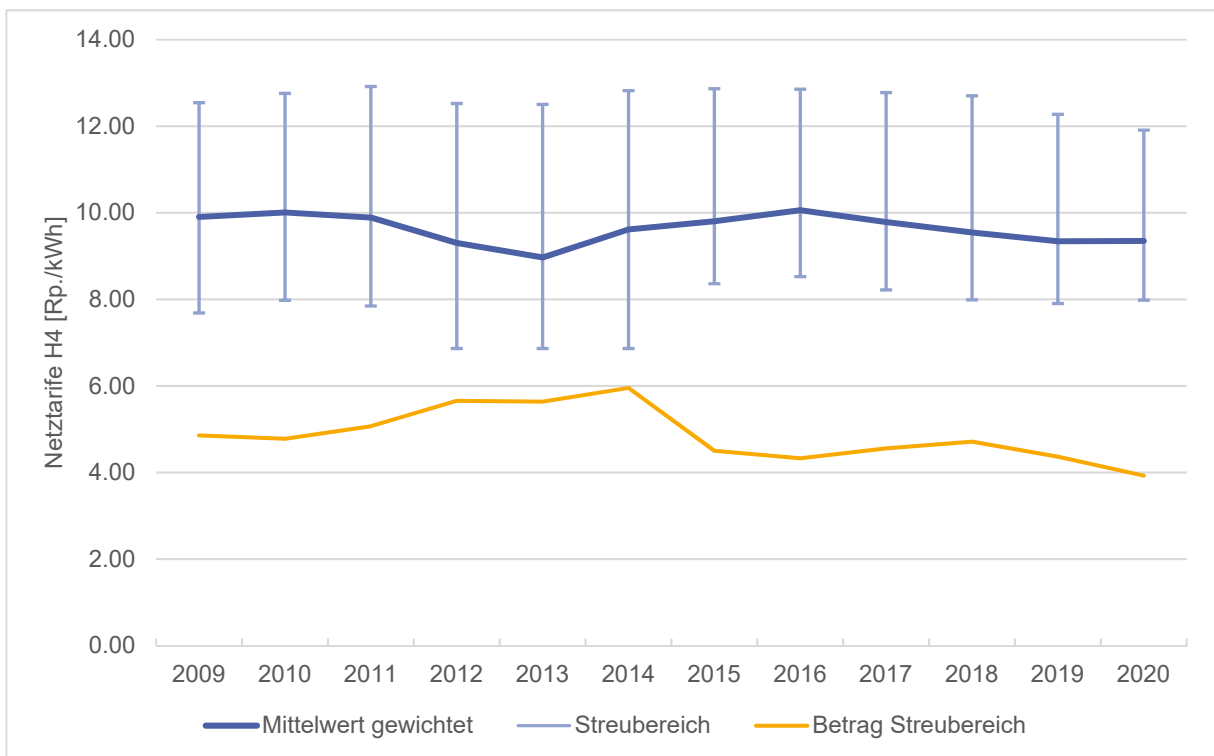


Abbildung 21: Entwicklung des Netztarifs und Streubereichs der Kategorie H4 (Quelle: EICom)

Abbildung 22 zeigt wie Abbildung 21 einerseits die Entwicklung des durchschnittlichen mengengewichteten¹⁰ Energietarifs der Schweiz sowie die Entwicklung des Streubereichs der durchschnittlichen mengengewichteten¹⁰ kantonalen Energietarife in der Verbraucherkategorie H4 über den Zeitraum von 2009 bis 2020. Der Energietarif enthält sämtliche Kosten, welche bei Energieerzeugung und -vertrieb anfallen. Die Energie produziert der Netzbetreiber entweder mit eigenen Kraftwerken oder kauft sie am Markt von Lieferanten ein. Der durchschnittliche Energietarif stieg zwischen 2009 und 2013 leicht an. Ab 2014 sank der durchschnittliche Energietarif bis 2017 und stieg zwischen 2018 und 2020 leicht an. Die Abnahme sowie die Zunahme der Energietarife ab 2017 ist insbesondere auf die Strompreise an den internationalen Strombörsen zurückzuführen. Der Streubereich nahm zwischen 2010 und 2013 ab. Dies durch eine Annäherung des Maximums und des Minimums an den Durchschnittstarif. Seit 2013 nahm der kantonale Unterschied wieder zu. 2019 nahm der kantonale Unterschied ab und 2020 nahm der kantonale Unterschied aufgrund von tiefen Energiepreisen im Kanton Luzern zu. Diese tiefen Energiepreise sind auf Entscheide der EICom zurückzuführen.

¹⁰ Die Energietarife der Verteilnetzbetreiber wurden mit der Anzahl Endverbraucher (Einwohner) gewichtet, um die Repräsentativität der Darstellung zu erhöhen.

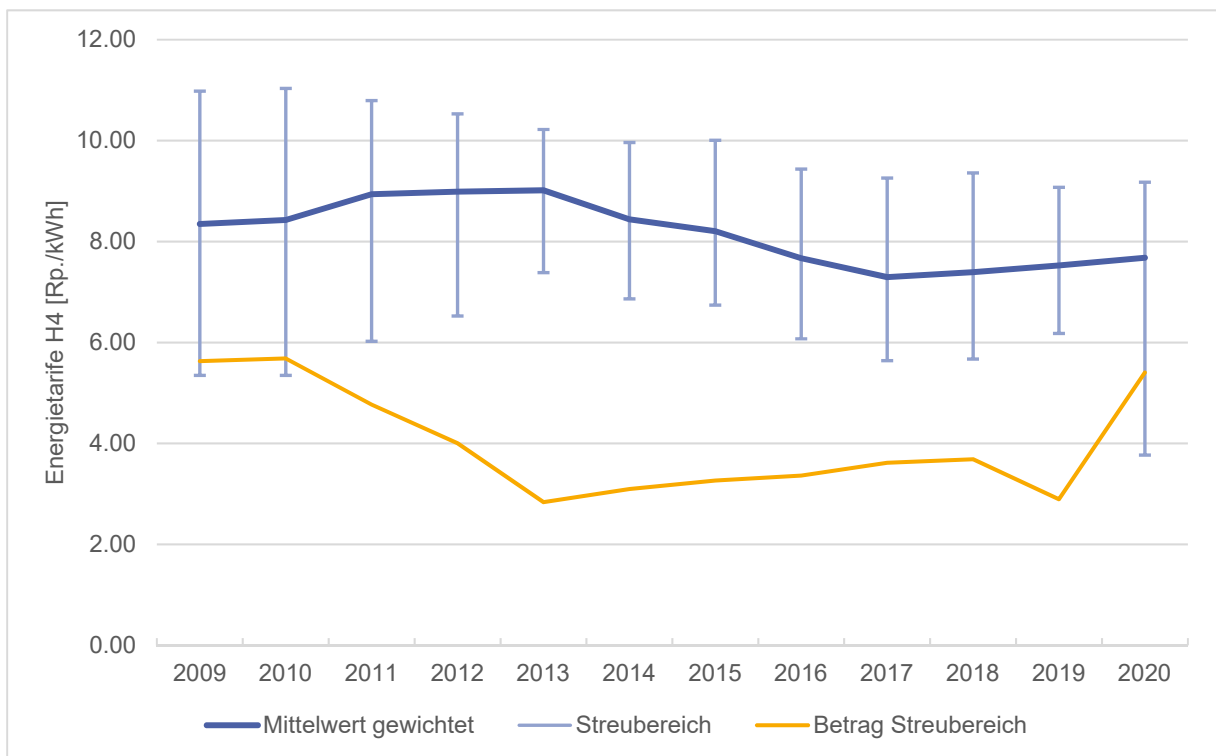


Abbildung 22: Entwicklung des Energietarifs und Streubereichs der Kategorie H4 (Quelle: EICOM)

4.1.2 Kantonale Tarifunterschiede von Gewerbe und Industrie

Die Analyse der Netz- und Energietarife basiert bei Gewerbe und Industrie auf den Tarifen der Verbraucherkategorie C3. Dabei handelt es sich um einen mittleren Betrieb mit einem jährlichen Stromverbrauch von 150 000 Kilowattstunden und einer maximal beanspruchten Leistung von 50 Kilowatt. Da seit der Marktöffnung vor allem die «grossen» Grossverbraucher (Kategorien C4-C7) die freie Wahl der Stromlieferanten genutzt haben, wären die Energietarife dieser Kategorien (C4-C7) für die Beurteilung der finanziellen Belastung von Gewerbe und Industrie wenig aussagekräftig, da dies nur die Entwicklung der Marktpreise reflektieren und die Preise der gebundenen Endkunden wenig berücksichtigen würde.

Abbildung 23 zeigt einerseits die Entwicklung des durchschnittlichen mengengewichteten¹¹ Netztarifs (blaue Linie) sowie andererseits die Entwicklung sowie das Maximum und Minimum des Streubereichs der durchschnittlichen mengengewichteten¹¹ kantonalen Netztarife (hellblaue Linien) in der Verbraucherkategorie C3. Zusätzlich wird auch der Betrag des Streubereichs dargestellt (orange Linie). Der wesentliche Treiber der Netztarife sind die Kapitalkosten auf dem regulierten Anlagevermögen (Abschreibungen und Kapitalverzinsung) sowie die Betriebskosten. Die Entwicklung der Netztarife der Verbraucherkategorie C3 gleicht dem Verlauf der Netztarife der Verbraucherkategorie H4. Von 2009 bis 2011 blieben die Tarife stabil, gefolgt von einer Abnahme bis zum Jahr 2013. Seit 2014 stiegen die Netztarife aufgrund der gestiegenen Netzwerte (Verzinsungsbasis), des erhöhten kalkulatorischen Zinssatzes sowie wegen des Wegfalls des reduzierten Zinssatzes wieder an. Dieser Trend setzte sich ebenfalls in den Jahren 2015 und 2016 fort, bis anschliessend in den Jahren 2017 und 2018 die Tarife wieder abnahmen und 2019 und 2020 stabil blieben. Der Streubereich zwischen den Kantonen nahm zwischen 2009 und 2012 leicht zu und stieg bis 2014 stark an. Zwischen 2014 und 2016 nahm die Streuung ab und stieg bis 2017 wieder leicht an. Zwischen 2018 und 2020 nahm der kantonale Unterschied ab.

¹¹ Die Netztarife der Verteilnetzbetreiber wurden mit der Anzahl Endverbraucher (Einwohner) gewichtet, um die Repräsentativität der Darstellung zu erhöhen.

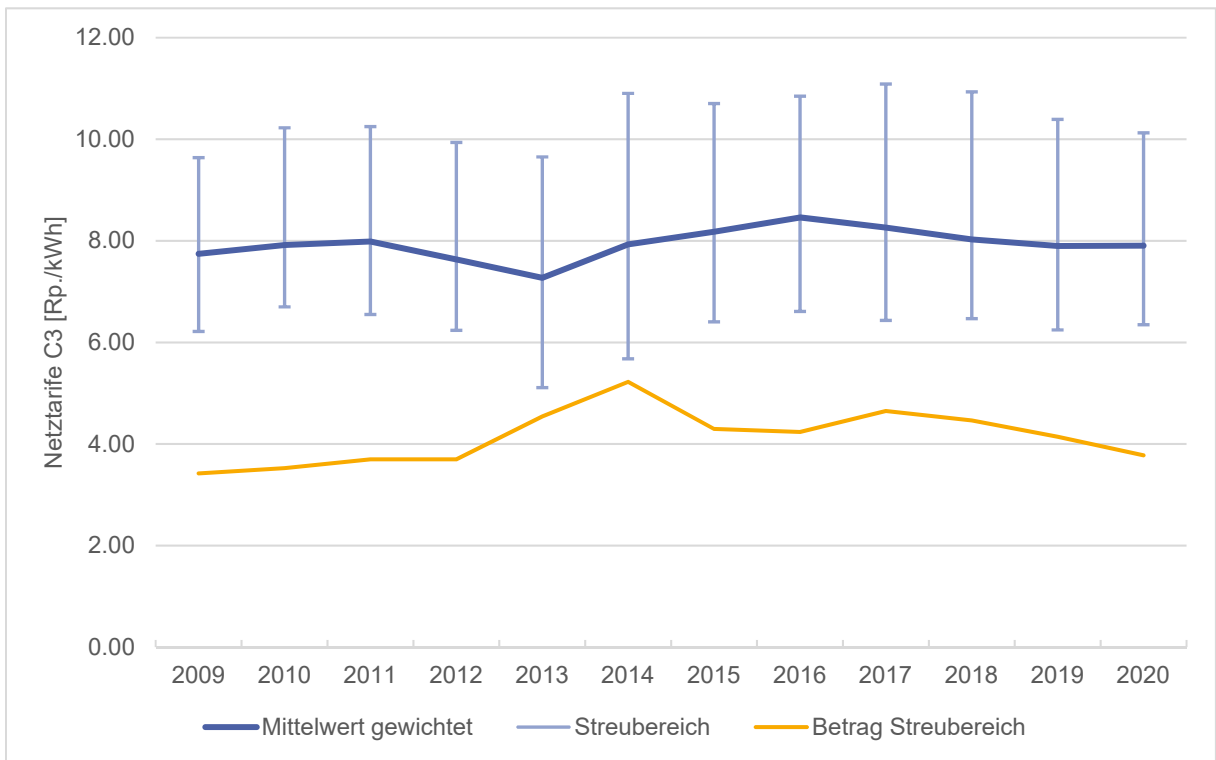


Abbildung 23: Entwicklung der kantonalen Streuung der Netztarife der Kategorie C3 (Quelle: EICom)

Abbildung 24 zeigt analog Abbildung 22 die Entwicklung des durchschnittlichen mengengewichteten¹² Energietarifs und des Streubereichs der durchschnittlichen mengengewichteten¹² kantonalen Energietarife in der Verbraucherkategorie C3.

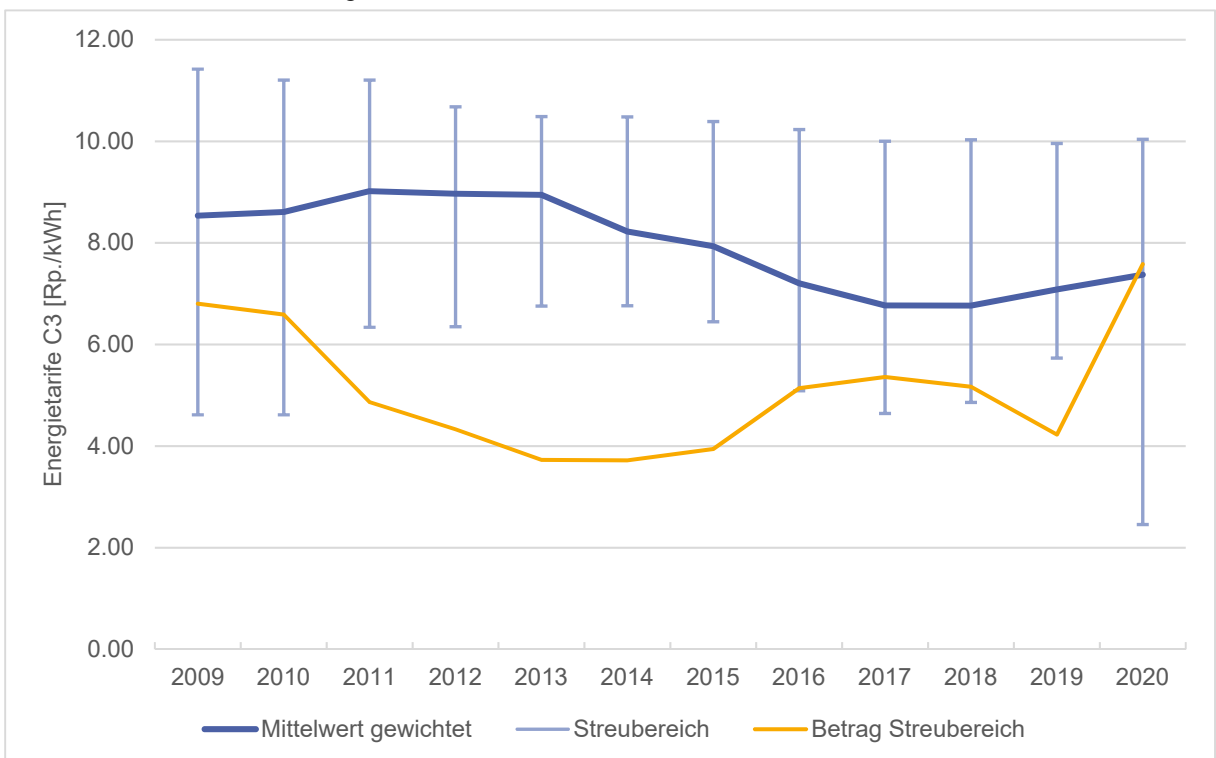


Abbildung 24: Entwicklung der kantonalen Streuung der Energietarife der Kategorie C3 (Quelle: EICom)

2009 bis 2013 blieb der Energietarif relativ stabil und sank anschliessend bis 2018. Dies wie bei den Energietarifen der Verbraucherkategorie H4 aufgrund der sinkenden Energiepreise am Markt. 2019 und 2020 stieg der Energietarif leicht an. Das Gefälle zwischen den kantonalen Energietarifen nahm über

¹² Die Energietarife der Verteilnetzbetreiber wurden mit der Anzahl Endverbraucher (Einwohner) gewichtet, um die Repräsentativität der Darstellung zu erhöhen.

den Zeitraum von 2009 bis 2013 deutlich ab und blieb anschliessend bis 2015 relativ stabil. 2016 stieg der kantonale Unterschied wieder an und blieb bis 2018 stabil. Die Reduktion des kantonalen Unterschieds ist auf eine Annäherung an den Mittelwert zurückzuführen, während der anschliessende Anstieg auf eine grössere Streuung nach unten zurückzuführen ist. 2019 nahm der kantonale Unterschied wiederum ab und stieg 2020 stark an. Dies wiederum aufgrund tiefer Energietarife im Kanton Luzern aufgrund von Entscheidungen der EICom.

4.1.3 Internationaler Strompreisvergleich für Gewerbe und Industrie

Schweizer Endverbraucher sollen Strom zu angemessenen Preisen beziehen können. Zudem können grosse Strompreisunterschiede zwischen Ländern die Wettbewerbsfähigkeit eines Wirtschaftsstandorts beeinflussen. Die Folgen hoher Strompreise können Abwanderungen bzw. Verlagerungen von Grossindustrien ins Ausland sein. Auf nationaler Ebene können Kunden mit einem Stromverbrauch über 100 Megawattstunden pro Jahr seit dem 1. Januar 2009 den Stromlieferanten frei wählen und somit kostengünstiger Strom beziehen.

Für den internationalen Strompreisvergleich von Gewerbe- und Industrieunternehmen wurde die Verbraucherkategorie Ib von Eurostat verwendet (Eurostat, 2020). Diese Verbraucherkategorie hat einen Jahresverbrauch zwischen 20 und 500 Megawattstunden. Die verwendeten Strompreise von Eurostat stellen den durchschnittlichen Strompreis in Euro pro Kilowattstunde (Energie- und Netzkosten exklusiv Steuern und Abgaben) dar. Zu berücksichtigen ist, dass es sich bei Eurostat um effektive Abrechnungspreise handelt, während es sich bei der EICom um tarifierte Strompreise der Verbraucherkategorie C3 handelt. Für die Umrechnung von Euro in Schweizer Franken wurde der mittlere Wechselkurs des jeweiligen Jahres verwendet.

Die Preise für eine Kilowattstunde Strom variierten zwischen 2010 und 2019 in den betrachteten europäischen Ländern (Deutschland, Österreich, Frankreich, Italien, Niederlande, Belgien, Schweden, Norwegen, Spanien) zwischen 5.80 und 15 Cent pro Kilowattstunde. Am teuersten war der Strom in der Verbraucherkategorie Ib in Spanien, am billigsten in Norwegen. Abbildung 25 zeigt den durchschnittlichen Strompreis der betrachteten europäischen Länder. Der durchschnittliche Strompreis über den Zeitraum von 2010 bis 2019 lag zwischen 9.40 und 10.95 Cent pro Kilowattstunde (blauer Balken), respektive zwischen 10.25 und 14.50 Rappen pro Kilowattstunde (orangener Balken). Der mittlere Stromtarif (Netz- und Energietarif) der Schweiz in der Verbraucherkategorie C3 schwankte im selben Zeitraum zwischen 15 und 17 Rappen pro Kilowattstunde (grauer Balken).

Das Preisverhältnis zwischen dem Schweizer Strompreis und dem durchschnittlichen europäischen Strompreis verhielt sich von 2010 bis 2015 konstant. Aufgrund der Veränderungen des Wechselkurses zwischen Euro und Schweizer Franken ist zwischen 2010 und 2015 der Preisunterschied für eine Kilowattstunde Strom zwischen der Schweiz und Europa gestiegen. Ab 2015 reduzierte sich der Preisunterschied aufgrund der sinkenden Stromtarife in der Schweiz.

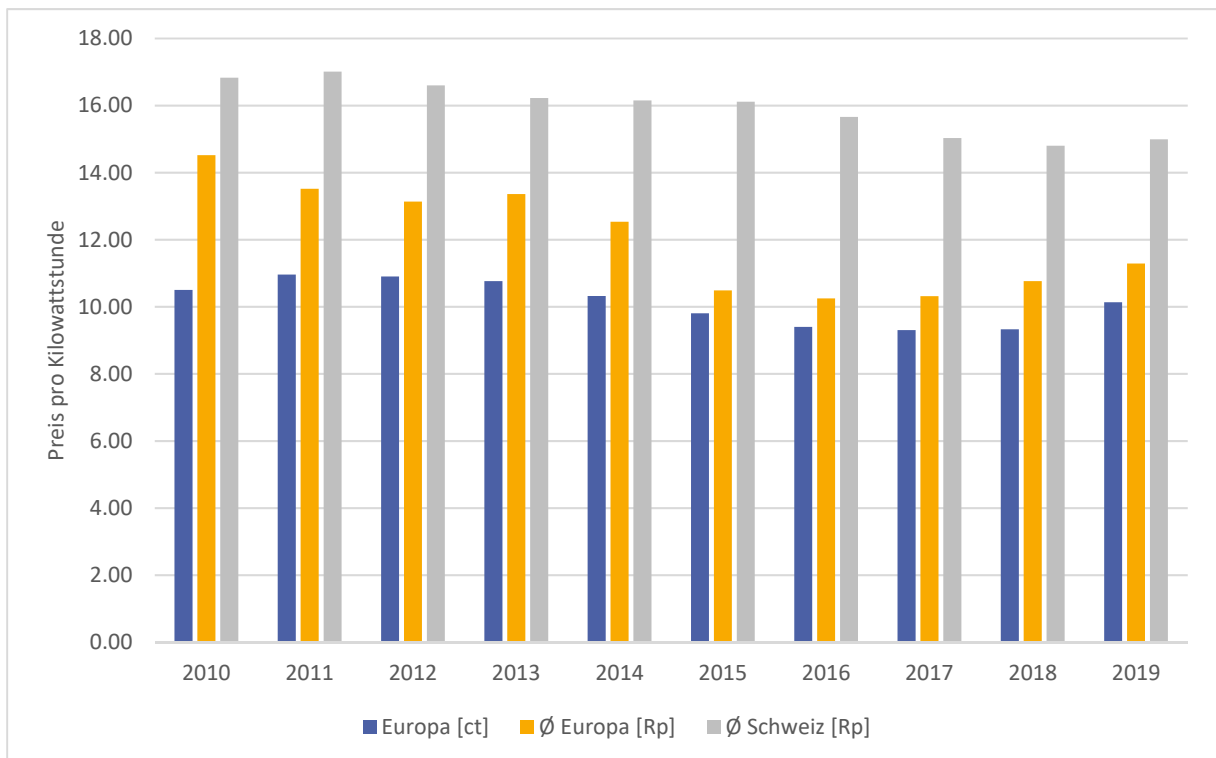


Abbildung 25: Strompreise der Schweiz und Europa (Quelle: Eurostat und EICom)

4.2 Stromkostenanteil am Haushaltsbudget

Gemäss Artikel 22 Absatz 3 StromVG beobachtet und überwacht die EICom die Entwicklung der Elektrizitätsmärkte im Hinblick auf eine sichere und erschwingliche Versorgung in allen Landesteilen. Um die finanzielle Belastung der Endverbraucher zu beurteilen, spielen neben den Netz- und Energietarifen sowie den Abgaben an das Gemeinwesen auch das Einkommen eine wichtige Rolle. Die Entwicklung der regionalen Netz- und Energietarife wurde in der Beobachtungsdimension «4.1. Netz- und Energietarife» bereits analysiert. In der vorliegenden Dimension werden die Ausgaben für Strom dem verfügbaren Haushaltseinkommen pro Grossregion gegenübergestellt. Die Grossregionen teilen sich wie folgt auf:

Genferseeregion:	Kantone Genf, Waadt und Wallis
Espace Mittelland:	Kantone Bern, Solothurn, Freiburg, Neuenburg und Jura
Nordwestschweiz:	Kantone Basel-Stadt, Basel-Landschaft und Aargau
Zürich:	Kanton Zürich
Ostschweiz:	Kantone St. Gallen, Thurgau, Appenzell Innerrhoden, Appenzell Ausserrhoden, Glarus, Schaffhausen und Graubünden
Zentralschweiz:	Kantone Uri, Schwyz, Obwalden, Nidwalden, Luzern und Zug
Tessin:	Kanton Tessin

Die Datengrundlage für die Beurteilung des Verhältnisses «Stromkosten zu verfügbarem Haushaltseinkommen» bilden die Haushaltsbudgeterhebungen der Jahre 2009 bis 2011, 2012 bis 2014 (BFS, 2016) und 2015 bis 2017 (BFS, 2019a) der Grossregionen des Bundesamts für Statistik (BFS) sowie die mittleren, mengengewichteten Strompreise (inkl. Abgaben und Steuern) der Verbraucherkategorie H4 (Jahresverbrauch von 4500 kWh) der einzelnen Grossregionen. Das durchschnittliche verfügbare Haushaltseinkommen einer Dreijahresperiode ergibt sich aus dem Bruttoeinkommen abzüglich den Sozialversicherungsbeiträgen, den Steuern und den Krankenkassenprämien für die Grundversicherung.

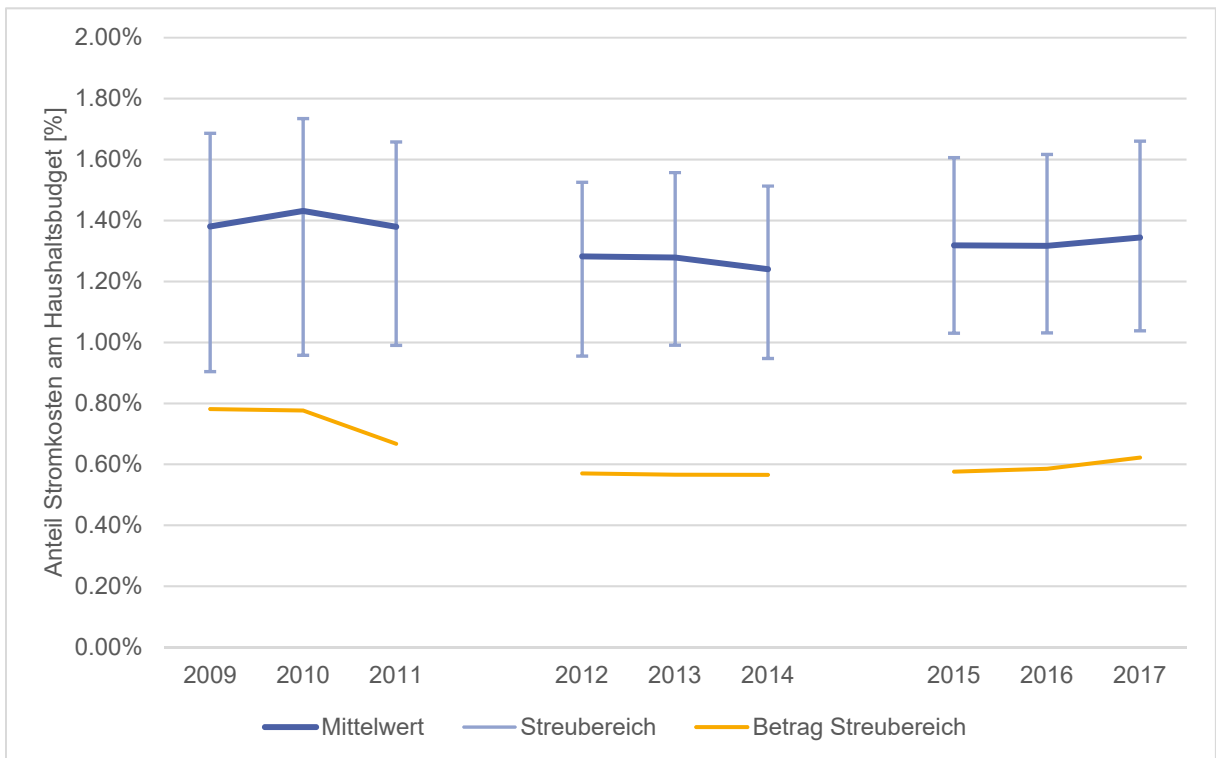


Abbildung 26: Entwicklung des Stromkostenanteils am Haushaltsbudget (Quelle: BFS und ECom)

Abbildung 26 zeigt einerseits die Entwicklung des durchschnittlichen Anteils der Stromkosten am Haushaltsbudget (blaue Linien) und andererseits die Entwicklung sowie das Maximum und Minimum des Streubereichs des Anteils der Stromkosten am verfügbaren Haushaltseinkommen (hellblaue Linien) für die sieben Grossregionen. Zusätzlich wird auch der Betrag des Streubereichs dargestellt (orange Linie). In der ersten Periode (2009-2011) lag die Streuung des Anteils der Stromkosten am verfügbaren Haushaltseinkommen zwischen 0,9 und 1,7 Prozent. Der Streubereich (Differenz aus maximalem und minimalem Wert) nahm gegen Ende der Periode ab. In der zweiten Periode (2012-2014) lag die Belastung zwischen 0,95 und 1,55 Prozent. Im Vergleich zur ersten Periode sank der Streubereich nochmals leicht und blieb während der Periode stabil. Zwischen 2009 und 2014 ist der Anteil der Stromkosten leicht gesunken und die regionale Ungleichheit hat abgenommen. In der dritten Periode (2015-2017) lag der Streubereich des Anteils der Stromkosten am verfügbaren Haushaltseinkommen zwischen 1 und 1,7 Prozent. Die Streuung nahm gegen Ende der Periode zu. Im Vergleich zur zweiten Periode ist der durchschnittliche Anteil der Stromkosten am Haushaltsbudget leicht gestiegen.

5 Umfeld

Der Beobachtungsbereich «Umfeld» wird anhand der Beobachtungsdimensionen «Rechtliches Umfeld» und «Effizienter Stromeinsatz» beurteilt.

5.1 Rechtliches Umfeld

Die Dimension «Rechtliches Umfeld» wird anhand der Beobachtungsgrössen «5.1.1 Energiestrategie 2050», «5.1.2 Strategie Stromnetze», «5.1.3 Revision StromVG» und «5.1.4 Auswirkungen des EU-Rechts auf die Schweiz» beurteilt.

5.1.1 Energiestrategie 2050

Mit der Volksabstimmung vom 21. Mai 2017 wurde das revidierte Energiegesetz im Rahmen der Energiestrategie 2050 angenommen. Mit der Energiestrategie 2050 ist der Bau neuer Kernkraftwerke nicht mehr möglich. Flankierend dazu sollen der Energieverbrauch gesenkt, die Energieeffizienz erhöht und die Potenziale der neuen erneuerbaren Energien ausgeschöpft werden. Zudem werden bestehende Grosswasserkraftwerke vorübergehend unterstützt. Mit dem Inkrafttreten des ersten Massnahmenpakets am 1. Januar 2018 erfolgte der erste Schritt zur Umsetzung der Energiestrategie 2050. Die Rechtsgrundlagen im Strombereich erfuhren dadurch zahlreiche Änderungen. Konkret wurden Anfang 2018 das totalrevidierte Energiegesetz, weitere revidierte Bundesgesetze, neue Verordnungen sowie mehrere Ordnungsänderungen (u.a. StromVV) in Kraft gesetzt.

Relevant für die Versorgungssicherheit sind insbesondere die Rahmenbedingungen für die Produktion. Zentral ist die Anpassung im Kernenergiegesetz, wonach keine Rahmenbewilligungen für die Erstellung von Kernkraftwerken erteilt werden dürfen (Art. 12a KEG). Im Hinblick auf die langfristige Verfügbarkeit der Produktion sind insbesondere die Massnahmen für die Substitution der Kernkraftwerke, wie zum Beispiel die Förderung der erneuerbaren Energien, zu beurteilen.

In der Schweiz wird die Stromproduktion aus erneuerbaren Energien über einen Zuschlag auf die Übertragungskosten der Hochspannungsnetze gefördert (Netzzuschlag), womit jeder Endverbraucher zum Ausbau der erneuerbaren Energien beiträgt. Am Einspeisevergütungssystem teilnehmen können mit Inkrafttreten des neuen Energiegesetzes nur noch Betreiber von Neuanlagen, die nach dem 1. Januar 2013 in Betrieb genommen worden sind und Elektrizität aus Wasserkraft, Sonnenenergie, Windenergie, Geothermie oder Biomasse erzeugen (Art. 19 EnG). Seitens der Wasserkraft und Photovoltaikanlagen gibt es jedoch noch folgende Einschränkung: Wasserkraftanlagen mit einer Einspeiseleistung <1 Megawatt oder >10.0 Megawatt und Photovoltaikanlagen mit einer Einspeiseleistung <30 Kilowatt können nicht mehr am Einspeisevergütungssystem teilnehmen. Gar nicht am Einspeisevergütungssystem teilnehmen dürfen Verbrennungsanlagen für Siedlungsabfälle (Kehrichtverbrennungsanlagen), Schlammverbrennungs-, Klärgas- und Deponiegasanlagen sowie Anlagen, die teilweise fossile Brenn- oder Treibstoffe nutzen (Art. 19 Absatz 4 EnG). Diese Anlagen haben jedoch teilweise nach Artikel 24 ff. EnG Anspruch auf einen Investitionsbeitrag, sofern die zur Verfügung stehenden Mittel ausreichen.

Die Nachfrage nach Fördergeldern ist um ein Vielfaches grösser als das, was tatsächlich zur Verfügung steht. Neuanmeldungen kommen aus diesem Grund auf Wartelisten. Die Warteliste für das Einspeisevergütungssystem umfasste Ende Dezember 2017 rund 36 000 Projekte (Stiftung KEV, 2018). Durch die Erhöhung des Netzzuschlags konnte die Warteliste auf gut 17 000 Projekte Ende 2019 abgebaut werden (Pronovo, 2020).

Tabelle 2 zeigt die Entwicklung des Netzzuschlags über den Zeitraum von 2009 bis 2020. Von 2009 bis 2013 lag der Netzzuschlag bei 0.45 Rappen pro Kilowattstunde. In den darauffolgenden Jahren wurde der Netzzuschlag laufend angehoben und liegt seit 2018 beim gesetzlichen Maximalbetrag von 2.30 Rappen pro Kilowattstunde (inkl. Abgabe an Fisch- und Gewässerschutz).

Zeitraum	Netzzuschlag [Rp./kWh]	Gesetzlicher Maximalbetrag [Rp./kWh]
2009-2010	0.45	0.60
2011-2013	0.45	1.00
2014	0.60	1.50
2015	1.10	1.50
2016	1.30	1.50
2017	1.50	1.50
2018	2.30	2.30
2019	2.30	2.30
2020	2.30	2.30

Tabelle 2: Entwicklung des Netzzuschlags und des gesetzlich festgelegten Maximalbetrags

Abbildung 27 und Abbildung 28 zeigen die Entwicklungen der installierten Leistungen sowie der daraus resultierenden Stromproduktion aus den Anlagen, die durch den KEV-Fonds (ab 2018: Netzzuschlagsfonds) gefördert werden (Stiftung KEV, Geschäftsberichte 2010–2017; Pronovo, Geschäftsbericht 2018). Dabei haben die Photovoltaikanlagen die höchste installierte Leistung. Die grösste Produktionsmenge erfolgt jedoch aus den Wasserkraft- und Biomasseanlagen.

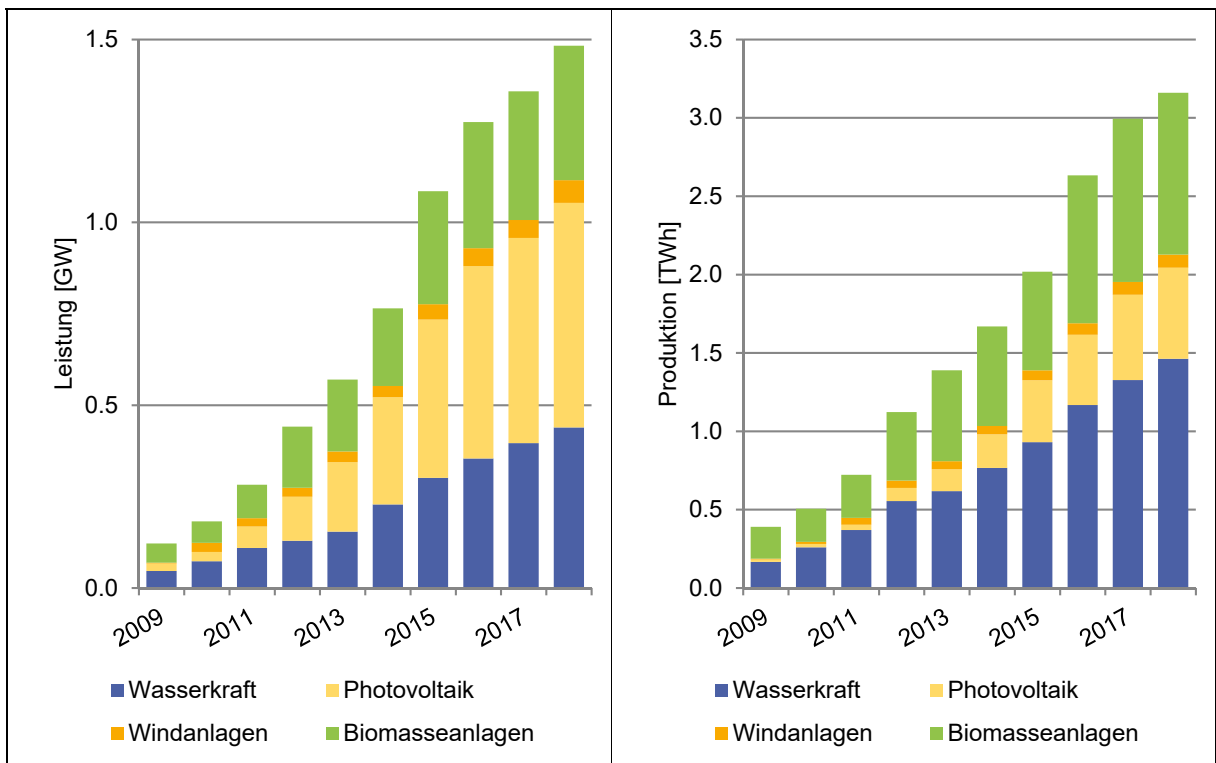


Abbildung 27: Entwicklung der installierten Leistung (Quelle: Stiftung KEV)

Abbildung 28: Entwicklung der Stromproduktion (Quelle: Stiftung KEV)

In Abbildung 29 ist die Entwicklung der Förderbeiträge, die pro produzierte Kilowattstunde in den verschiedenen Technologien pro Jahr im Durchschnitt ausbezahlt wurden, dargestellt. Es kann festgestellt werden, dass eine Kilowattstunde Strom aus Wasserkraftanlagen mit dem kleinsten Förderbeitrag unterstützt wird. Der Förderbetrag der Wind- und Biomasseanlagen liegt leicht darüber. Der Förderbetrag pro Kilowattstunde aus Photovoltaikanlagen war über die vergangenen zehn Jahre am höchsten. Insgesamt war der Förderbeitrag im Betrachtungszeitraum bei der Photovoltaik pro Kilowattstunde jedoch stark rückläufig, bei den Wasserkraft-, Wind- und den Biomasseanlagen mit kleinen Schwankungen relativ stabil.

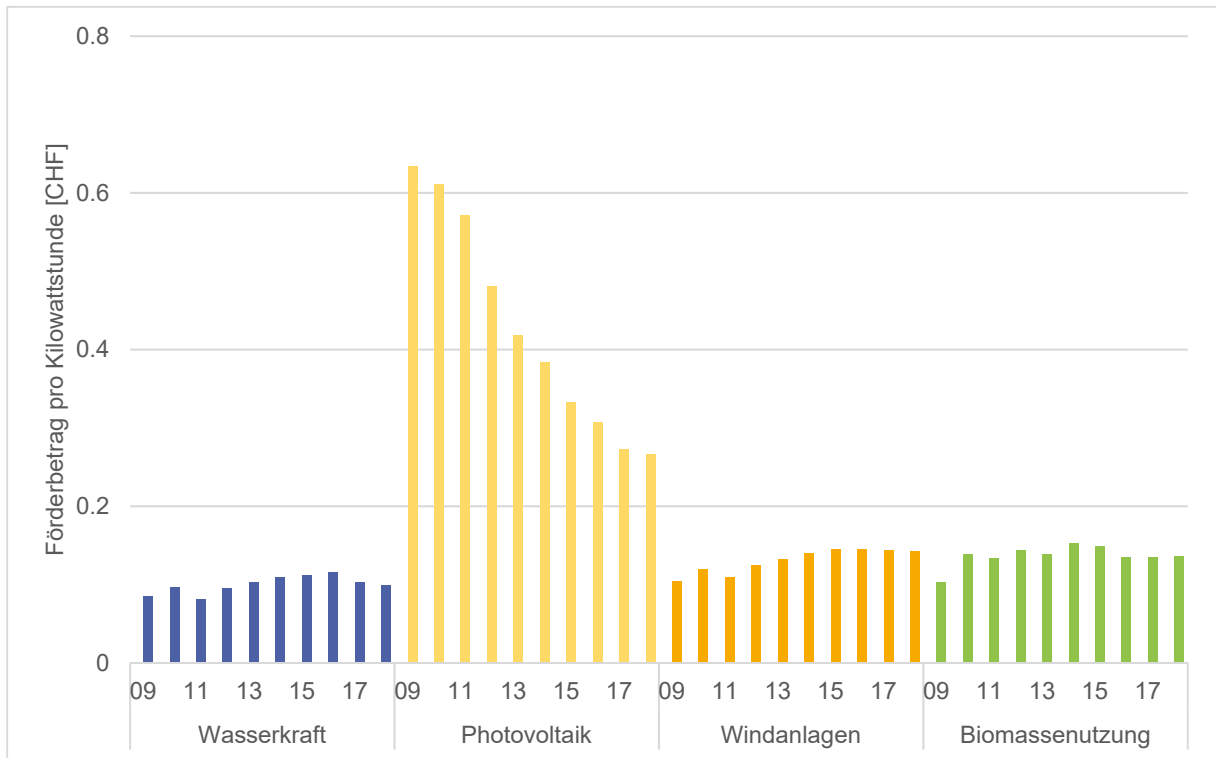


Abbildung 29: Ausbezahlte Förderbeiträge pro Kilowattstunde (Quelle: Stiftung KEV)

5.1.2 Strategie Stromnetze

Mit der Strategie Stromnetze wurden neue gesetzliche Rahmenbedingungen für die Netzentwicklung geschaffen, damit die Entwicklung der Stromnetze bedarfsgerecht und rechtzeitig erfolgen kann. Diese Änderung resultierte vor dem Hintergrund, dass vor allem auf der Übertragungsnetzebene der Netzausbau nur schleppend vorankommt. Die Gründe hierfür sind die Interessenskonflikte, die im Rahmen der Bewilligungsverfahren auszutarieren sind.

Als Grundlage für die Netzplanung wird das Bundesamt für Energie zukünftig basierend auf den energiepolitischen Zielen des Bundes, den gesamtwirtschaftlichen Rahmendaten sowie unter Berücksichtigung des internationalen Umfelds einen Szenariorahmen erstellen (Art. 9a Abs. 1 StromVG). Dieser Szenariorahmen wird unter Einbezug der Netzbetreiber, der Kantone und weiterer Betroffener erstellt und enthält maximal drei Szenarien, die für einen Zeitraum von mindestens zehn Jahren die Bandbreite wahrscheinlicher energiewirtschaftlicher Entwicklungen aufzeigen (Art. 9a Abs. 2 und 3 StromVG). Basierend auf dem Szenariorahmen erarbeiten Swissgrid und die Netzbetreiber von Verteilnetzen hoher Spannung anschliessend ihre Netzplanung und erheben den zukünftigen Entwicklungsbedarf des Stromnetzes (Art. 9b StromVG). Im Weiteren sind Projekte des Übertragungsnetzes neu von Gesetzes wegen von nationalem Interesse (Art. 15d Abs. 2 EleG) und als Vororientierung in den Sachplan für Übertragungsleitungen aufzunehmen. Der Bundesrat legt ausserdem auf dem Verordnungsweg fest, welche Ausbauprojekte über 36 Kilovolt (Netzebene 3) von nationalem Interesse sind (Art. 15d Abs. 3 EleG).

Im Weiteren ist festgelegt worden, dass die nationale Netzgesellschaft dazu verpflichtet ist, ihren Mehrjahresplan der EICom zur Prüfung zu unterbreiten. Um gegenüber der Öffentlichkeit Transparenz in Bezug auf die zukünftigen Netzentwicklungsmassnahmen zu gewährleisten, wird die nationale Netzgesellschaft – unter Vorbehalt der Gewährleistung der Sicherheit sowie der Geschäftsgeheimnisse – verpflichtet, den von der EICom geprüften Mehrjahresplan zu veröffentlichen (Art 9d StromVG, gültig ab Juni 2021).

Mit der neu vorgesehenen Prüfung der Mehrjahrespläne durch die EICom wird ein verbindlicher Entscheid über den Bedarf für eine bestimmte Leitung von A nach B bezweckt, der später im Sachplanverfahren nicht mehr hinterfragt werden kann. Inwiefern sich durch diese neue Behördenzuständigkeit eine beschleunigte Verfahrensführung ergeben wird, wird sich zeigen.

5.1.3 Revision Stromversorgungsgesetz

Seit Ende 2018 läuft die Vernehmlassung zur Revision des Stromversorgungsgesetzes (StromVG). Das Ziel dieser Revision ist es, das StromVG dem sich seit seiner Einführung stark gewandelten Strommarkt anzupassen. Dabei sollen bestehende Lücken im Gesetz geschlossen sowie neue Regelungen aufgrund der sich wandelnden Rahmenbedingungen in der Strombranche geprüft werden. Die Revision umfasst folgende Themen: volle Marktöffnung, Marktdesignaspekte (voraussichtlich strategische Reserve), Rollen und Verantwortlichkeiten mit Fokus auf die Versorgungssicherheit, Gewährleistung Mehrheitserfordernisse bei der Swissgrid AG, Sunshine-Regulierung, Tarifierung (v. a. Weiterentwicklung des Netznutzungsmodells), Flexibilität, Verbesserung bei den Systemdienstleistungen, Teilliberalisierung Messwesen sowie rechtliche Spezialthemen.

Im Rahmen des Revisionsprozesses hat die EICom unter anderem bei den Punkten, welche zur Sicherstellung der Stromversorgung wichtig sind, folgende Stellungnahme abgegeben:

- Strategische Reserve: Die Vorbereitung einer strategischen Reserve ist zwar grundsätzlich zu begrüssen. Bei der Ausgestaltung ist aber zu berücksichtigen, dass eine strategische Reserve die Verantwortung der Marktakteure verwässern könnte (Moral Hazard), dass Marktverzerrungen nicht auszuschliessen sind und dass eine permanente Umsetzung eine erhebliche Komplexität bedingt.
- Produktion im Winterhalbjahr: Aus Sicht der EICom generieren die Rahmenbedingungen auf Basis des Energy Only Marktes unter Umständen keine ausreichenden Anreize für neue inländische Winterproduktion. Bei der Revision der gesetzlichen Rahmenbedingungen ist daher dafür zu sorgen, dass Anreize geschaffen werden, dass ein substanzieller Teil der wegfallenden Winterproduktion der Schweizer Kernkraftwerke weiterhin im Inland produziert wird. Konkret erachtet es die EICom unter anderem als notwendig, dass bis 2035 ein rechtlich verbindliches Zubauziel von mindestens fünf Terawattstunden Erzeugungskapazität im Winterhalbjahr gesetzlich verankert wird. Bei der Ausgestaltung der Rahmenbedingungen für die Produktion ist insbesondere zu berücksichtigen, dass es zum Bau neuer Kraftwerke einige Jahre Vorlauf braucht. Daher soll der Bundesrat gesetzlich verpflichtet werden, wettbewerbliche Ausschreibungen für den Ausbau von Erzeugungskapazitäten als Reserven im Inland durchzuführen, falls sich abzeichnet, dass das gesetzlich vorgegebene Zubauziel nicht erreicht werden kann.

5.1.4 Auswirkungen des EU-Rechts auf die Schweiz

Seit dem Bericht 2018 haben sich die Vorbereitungsarbeiten zur Umsetzung des EU-Rechts in den Nachbarstaaten konkretisiert. Demgegenüber haben die Verhandlungen der Schweiz mit der EU zu einem institutionellen Abkommen sowie dem Stromabkommen noch zu keinem Ergebnis geführt.

Eine wesentliche Veränderung seit dem Bericht 2018 ist die Inkraftsetzung des Massnahmenpakets «Saubere Energie für alle Europäer» (Clean Energy Package). Bedeutend für die Beurteilung der Schweizer Versorgungssicherheit aufgrund dieses Massnahmenpakets sind insbesondere zwei Teilaspekte:

- Der grenzüberschreitende Handel soll in der EU gestärkt werden. Dies erfolgt durch die Vorgabe der so genannten 70%-Regel. Mit dieser Vorgabe ist es nur noch sehr begrenzt möglich, die grenzüberschreitende Netznutzung aufgrund von inländischen Netzengpässen zu limitieren. Dies führt dazu, dass entweder die Netzengpässe behoben werden müssen (Mitgliedstaaten können Aktionspläne umsetzen), der Aufwand für Redispatch erhöht werden muss oder Preiszonen zu teilen sind.
- Mit diesem Paket wurden die Kompetenzen von ACER gestärkt. Aufgrund der nationalen Interessen waren Einigungen auf freiwilliger Basis bislang nur begrenzt möglich. Dies ist gerade mit Blick auf die Umsetzung der 70%-Regel relevant.

Diese Entwicklung im EU-Recht ist, wie bereits 2018 festgestellt, deshalb relevant, weil die anstehenden Ausserbetriebnahmen von Grundlastkraftwerken in den nächsten Jahren in Deutschland, Frankreich, Italien und der Schweiz dazu führen, dass die Bedeutung der grenzüberschreitenden Lieferungen zunehmen wird. Weiter bereiten sich die TSO im nördlichen Teil von Kontinentaleuropa vor, die flussbasierte Marktkopplung von der Region Central Western Europe¹³ (CWE) auf die Core-Region¹⁴ auszurollen. Ein verlässlicher Rechtsrahmen für grenzüberschreitende Lieferungen hat deshalb sowohl für die Schweiz wie auch für die Nachbarländer bzw. die EU weiterhin hohe Priorität. Die Vorbedingung von Seiten EU, dass ein Abkommen im Strombereich nur mit einer vorgängigen Regelung im institutionellen Bereich abgeschlossen werden kann, erschwert eine umfassende Lösung.

Weiter wurde mit der EU «Risk Preparedness» Verordnung 2019/941 ein zusätzliches Rahmenwerk für die stärkere regionale Zusammenarbeit bei der Sicherstellung der Stromversorgungssicherheit geschaffen. Die Verordnung definiert die Regeln zur Bewältigung von Krisen im Elektrizitätssektor. Diese direkt anwendbare Verordnung enthält konkrete Pflichten von ENTSO-E. Swissgrid kann dabei im Rahmen von ENTSO-E bei der Umsetzung auch tangiert sein.

In der Berichtsperiode 2018 und 2019 wurden folgende Massnahmen ergriffen, um die Rechtssicherheit im internationalen Verbundbetrieb zu verbessern:

- Mit Frankreich und Deutschland wurde ein Verfahren vereinbart, um die Problematik der ungeplanten Flüsse aus der flussbasierten Marktkopplung im Winterhalbjahr zumindest behelfsmässig anzugehen. Für den Winter 2018/19 zeigte sich Frankreich bereit, in den kritischen Stunden die Importe aus Deutschland zu begrenzen. Dies allerdings nur unter der Bedingung, dass für den Winter 2019/20 eine Lösung vereinbart wird, welche nicht zulasten der französischen Importe geht. Für den Winter 2019/20 wurde denn auch eine Regelung vereinbart, welche die Austausch der Region CWE durch gleichzeitige bilaterale Gegengeschäfte zwischen Frankreich und der Schweiz sowie zwischen Deutschland und der Schweiz limitiert (trilateraler Redispatch). Störend dabei ist, dass die Kosten für diese Mitigationsmassnahmen primär durch die Schweiz zu tragen sind, während der Nutzen einer expansiv genutzten Grenzkapazität zwischen Deutschland und Frankreich der Region CWE zugutekommt. Immerhin hat sich Deutschland bereit erklärt, einen entsprechenden Kostenanteil mitzutragen.
- Gegen Ende 2018 wurden die technischen Regelungen aus dem «Operation Handbook» der Übertragungsnetzbetreiber (TSO) durch einen Rahmenvertrag zwischen den TSO (Synchronous area framework agreement, SAFA) abgelöst. Die materiell problematischen Bereiche, namentlich die Berücksichtigung der Schweizer Netzelemente bei der flussbasierten Allokation, konnten aufgrund der noch unklaren Methoden/Prozeduren noch nicht geregelt werden. Diese sollen jedoch bis 2021 ebenfalls vereinbart werden. Die Berücksichtigung der Schweizer Netzsicherheit bzw. die Gewährleistung der verfügbaren Transportkapazität an den Schweizer Grenzen ist auch verknüpft mit der Verfügbarkeit und Abgeltung von Kraftwerkskapazitäten für Redispatch (knotenscharf) und Countertrade (regelzonenscharf). Mit Blick auf die Erfüllung der 70%-Regel der EU-TSO dürfte die Berücksichtigung der Schweizer Flüsse sehr relevant sein. Können die EU-TSO die Schweizer Flüsse bei der Erfüllung der 70%-Regel nicht mit einrechnen, erwachsen ihnen potenziell hohe Kosten für Re-

¹³ Zentralwesteuropa (AT, DE, FR, LU, NL, BE)

¹⁴ Core ist die Erweiterung von CWE auf Osteuropa, d.h. AT, DE, FR, LU, NL, BE, PL, CZ, HU, SK, SI, HR, RO

dispatch. In einem solchen Szenario dürfte der Anreiz für die EU-TSO relativ gross sein, die Kapazitäten an den Schweizer Grenzen zu reduzieren, damit möglichst viel Kapazität für die EU-interne Optimierung zur Verfügung steht. Daraus resultiert ein nicht unwahrscheinliches Szenario, dass die Importkapazitäten trotz Netzausbau in den nächsten Jahren tendenziell reduziert werden. Dies wirkt sich insbesondere im Winterhalbjahr negativ auf die Versorgungssicherheit der Schweiz aus. Ganz generell reduziert dies aber auch die Opportunitäten für die Vermarktung der hochflexiblen Schweizer Wasserkraft.

Die gleiche Problematik zeigt sich beim Ausschluss der Schweiz aus dem europäischen Intradayhandel (ID). Mit dem Start von XBID (Plattform für den kontinuierlichen untertäglichen Handel) 2018 musste die bestehende Plattform (FITS) für die Allokation der Intradaykapazität Frankreich-Schweiz sowie Deutschland-Schweiz ausser Betrieb genommen werden. Die Liquidität des Schweizer ID-Marktes ist deshalb eingebrochen. Solange im untertäglichen Handel lediglich die nicht genutzten Kapazitäten aus dem vortäglichen Handel genutzt werden können, ist dieser Ausschluss mit Blick auf die Versorgungssicherheit nicht besonders relevant (untertäglich werden nur geringe Mengen gehandelt). Dagegen ist der Ausschluss aus XBID mit Opportunitätsverlusten für die hochflexible Wasserkraft verbunden.

5.2 Effizienter Stromeinsatz

Die Dimension Effizienter Stromeinsatz wird anhand der Beobachtungsgrössen «5.2.1 Stromverbrauch pro BIP-Einheit» und «5.2.2 Stromverbrauch pro Kopf» beurteilt.

5.2.1 Stromverbrauch pro BIP-Einheit

Wirtschaftliche Stromeffizienzpotenziale sind sowohl im Industrie- als auch im Dienstleistungssektor vorhanden. Diese liegen gemäss Abschätzung einer Arbeitsgruppe des Bundesamts für Energie in den Bereichen industrielle Prozesse, Elektromotoren, Beleuchtung und Haustechnik und werden auf etwa sechs bis sieben Terawattstunden geschätzt (BFE, 2011). Die jährliche Stromnachfrage in diesen beiden Sektoren lag in den letzten vier Jahren zwischen 33 und 34 Terawattstunden. Die wirtschaftliche Stromeffizienz kann mit dem Stromverbrauch pro Bruttoinlandprodukt (BIP) gemessen werden. Das BIP ist die Summe der Marktwerte aller in einem Land hergestellten Güter und Dienstleistungen abzüglich der erbrachten Vorleistungen und stellt eine wichtige Kennzahl der wirtschaftlichen Gesamtrechnung dar (SECO, 2019; BFE, 2019a).

Das Verhältnis zwischen Stromverbrauch und realem BIP deutet an, wie stromintensiv in der Schweiz Güter hergestellt werden und wie sich die Effizienz in den letzten Jahren entwickelte. In Abbildung 30 ist die zeitliche Entwicklung des Stromverbrauchs der drei Wirtschaftssektoren inklusive Verkehr sowie die zeitliche Entwicklung des realen BIP dargestellt. Zu sehen ist, dass der Stromverbrauch in der Vergangenheit während zwei Perioden stagnierte: einmal von 1992 bis 1994 und ein zweites Mal zwischen 2010 und 2018. Das BIP nahm hingegen von 1990 bis 2018 laufend zu und erlitt nur im Jahr 2009 einen vorübergehenden Einbruch.

Besonders zugenommen hat der Stromverbrauch in den letzten 25 Jahren im Dienstleistungssektor (3. Sektor). Er stieg in diesem Zeitraum um mehr als 4 Terawattstunde auf 15,6 Terawattstunden im Jahr 2018. Im industriellen Sektor (2. Sektor) nahm der Stromverbrauch vorerst zwischen 1990 und 2010 um zwei Terawattstunden zu, zwischen 2010 und 2018 lag allerdings ein Verbrauchsrückgang von zwei Terawattstunden vor. Im landwirtschaftlichen Sektor (1. Sektor) blieb die Stromnachfrage über den betrachteten Zeitverbrauch ungefähr konstant, während beim Verkehr der Verbrauch über den betrachteten Zeitraum eine Verbrauchszunahme von 4 auf 4,7 Terawattstunden anstieg.

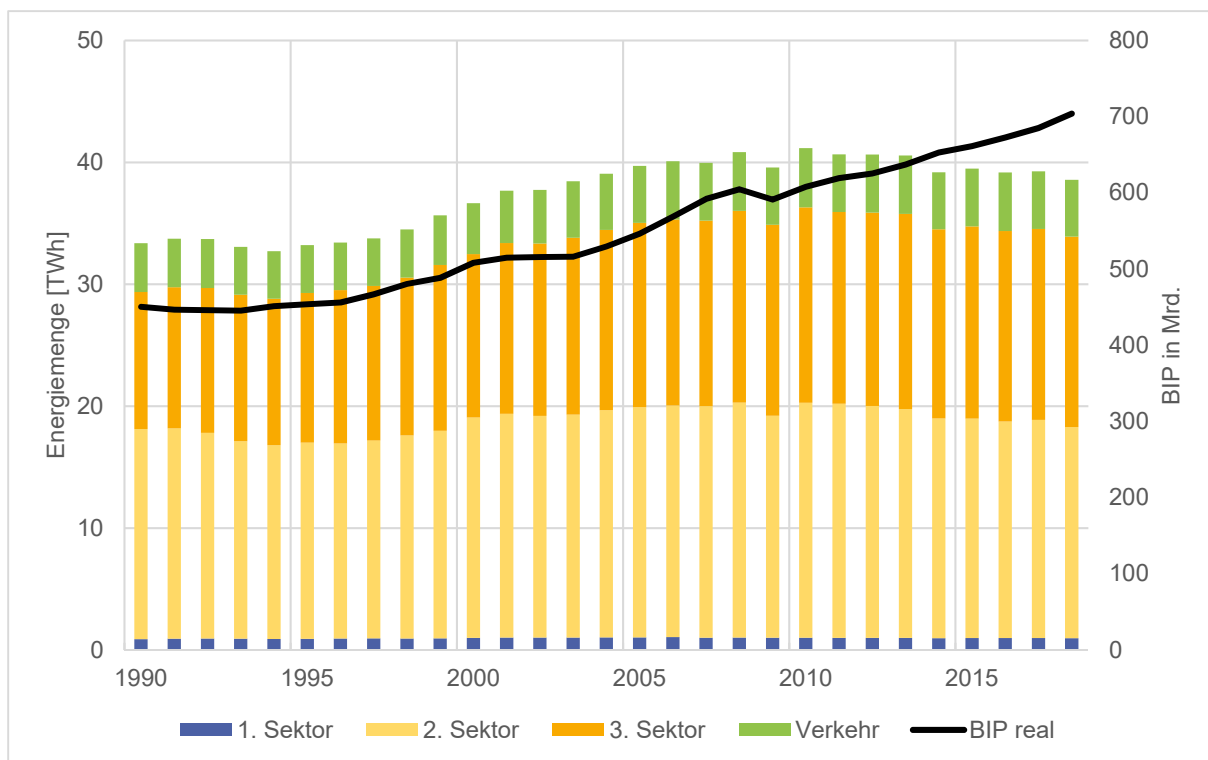


Abbildung 30: Entwicklung des Stromverbrauchs und des Bruttoinlandproduktes in der Schweiz (Quelle: BFE/SECO)

Abbildung 31 zeigt das Verhältnis zwischen dem Stromverbrauch der drei Wirtschaftssektoren inklusive Verkehr und dem realen BIP über den Zeitraum von 1990 bis 2018. Über die letzten 29 Jahre verhielt sich der Stromverbrauch pro BIP-Einheit über eine längere Zeit sehr stabil, bis er seit 2004 praktisch jährlich zurückging. Dieser «Effizienzsprung» ist damit zu erklären, dass das BIP in diesem Zeitraum vor allem im stromverbrauchsärmeren Dienstleistungssektor gesteigert werden konnte. In diesem Zeitraum nahm das BIP des tertiären Sektors jährlich um 20 Milliarden Franken zu, während der Stromverbrauch ungefähr konstant blieb.

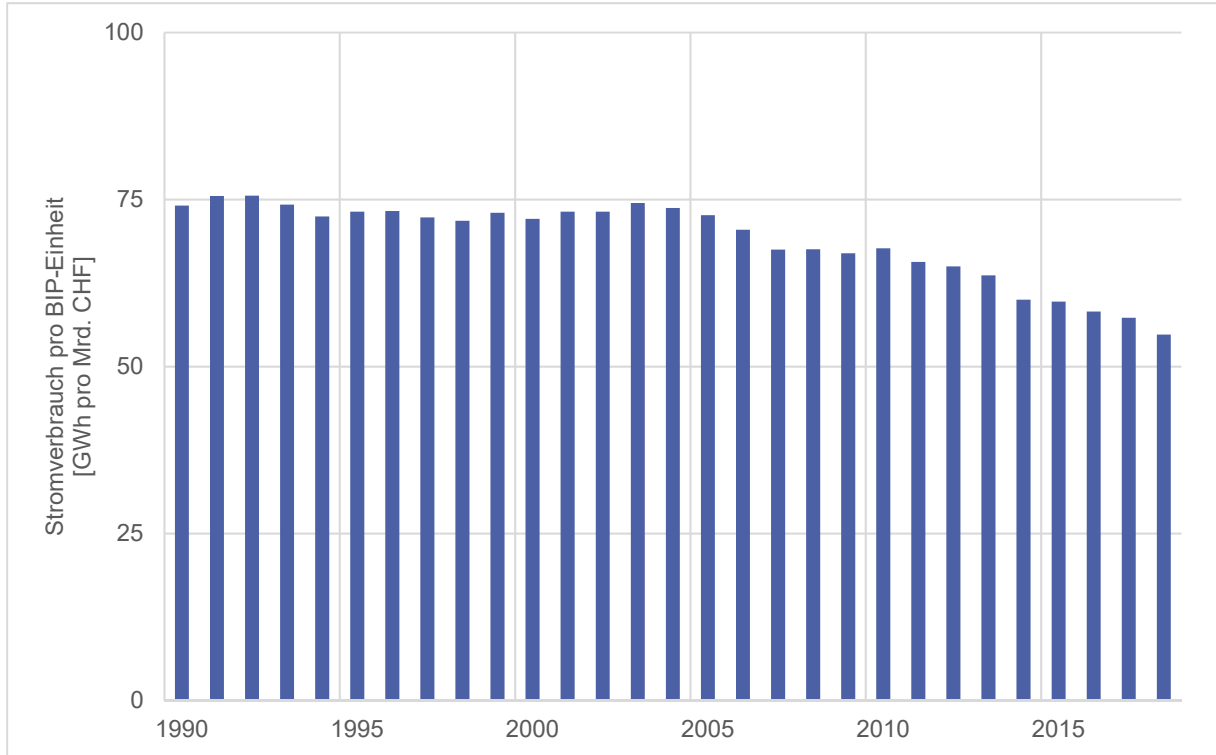


Abbildung 31: Entwicklung der Stromeffizienz in der Schweiz (Quelle: BFE/SECO).

5.2.2 Stromverbrauch pro Kopf

Neben dem Stromsparpotential in den wirtschaftlichen Sektoren können im Haushalt ebenfalls an verschiedensten Orten der Stromverbrauch reduziert und damit der Stromverbrauch pro Kopf gesenkt werden. Stromsparmöglichkeiten im Haushalt sind in verschiedensten Bereichen möglich, sei es in der Küche beim Verwenden von Haushaltsgeräten mit einem hohen Energielabel oder im Arbeits- und Wohnzimmer mit dem korrekten Umgang von Unterhaltungsgeräten. Dem stehen jedoch gegenläufige Tendenzen wie weniger Personen pro Wohnfläche, neue elektrische Geräte oder Ersatz von fossilen Heizungen durch Wärmepumpen etc. gegenüber.

Abbildung 32 zeigt die Entwicklung des Stromverbrauchs der Schweizer Haushalte sowie den durchschnittlichen Stromverbrauch pro Kopf über den Zeitraum von 1990 bis 2018. Gemäss den Angaben des Bundesamts für Statistik ist die Bevölkerungszahl der Schweiz zwischen 1990 und 2018 von 6,8 Millionen Einwohner auf 8,5 Millionen Einwohner gestiegen (BFS, 2019b). Über denselben Zeitraum stieg der Stromverbrauch der Schweizer Haushalte von rund 13,3 Terawattstunden auf 19,1 Terawattstunden an.

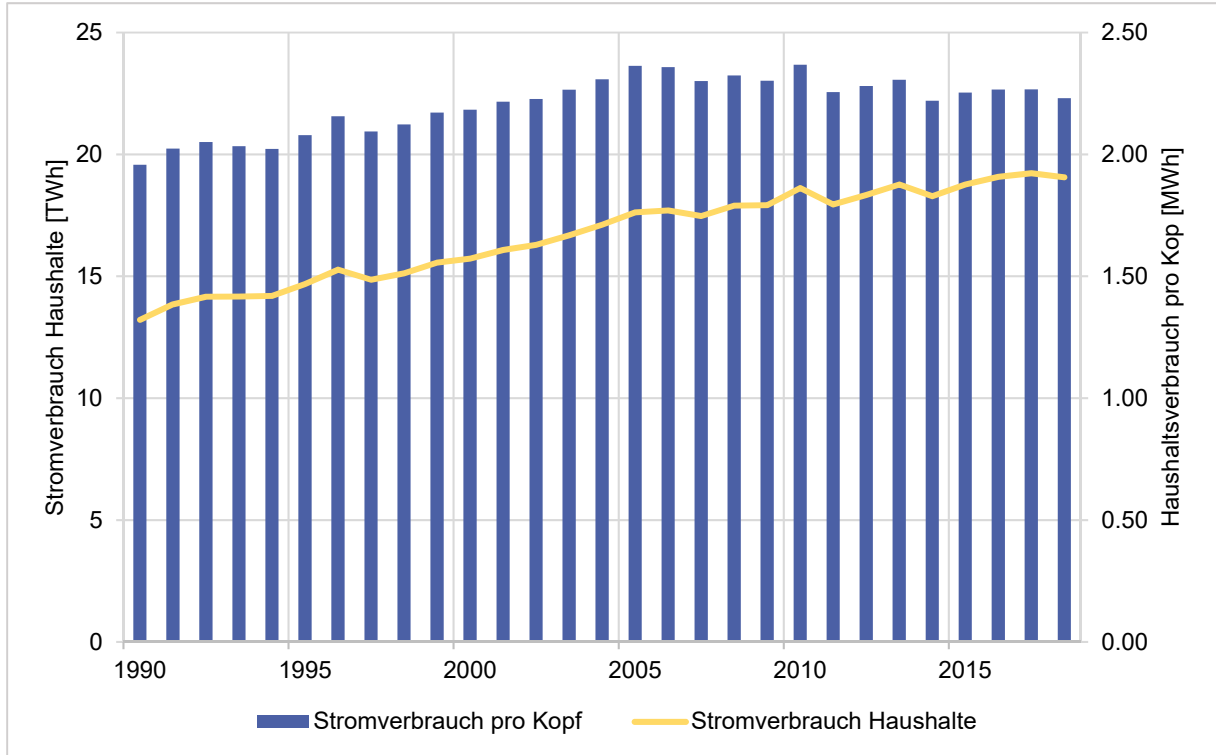


Abbildung 32: Entwicklung des Stromverbrauchs pro Kopf und der Einwohnerzahl der Schweiz (Quelle: BFE/BFS)

Der durchschnittliche Stromverbrauch pro Kopf stieg zwischen 1990 und 2005 ebenfalls mehrheitlich von knapp 2 auf 2,4 Megawattstunden pro Kopf an. Zwischen 2005 und 2010 war der durchschnittliche Stromverbrauch pro Kopf relativ stabil und ist seit 2010 grundsätzlich wieder rückläufig. Es ist anzunehmen, dass der bewusste Einsatz von Strom sowie stromsparsamere Geräte zur Reduktion des Stromverbrauchs pro Kopf beigetragen haben.

6 Fazit

Ziel des Berichts «Stromversorgungssicherheit der Schweiz 2020» und des dahinterliegenden Monitorings ist das Erkennen von mittel- oder langfristigen Gefährdungen der Stromversorgungssicherheit in der Schweiz. Die Beurteilung basiert vorwiegend auf Daten des Zeitraums von 2010 bis 2019. Die Aussagekraft dieser Zeitreihe wird mit Fortführen des Monitorings weiter an Bedeutung gewinnen, womit aus den einzelnen Beobachtungsgrössen noch klarere Trends hervorgehen und somit entsprechende Massnahmen bei einer Verschlechterung der Beobachtungsgrössen eingeleitet werden können. Die ECom ist bestrebt, die Versorgungssicherheit soweit möglich anhand von objektiven und quantitativen Kriterien zu beurteilen. Daher ist für die Beurteilung einer Beobachtungsgrösse der zeitliche Verlauf genauso entscheidend wie der absolute Wert der Beobachtungsgrösse.

Wie eingangs erwähnt, führt die ECom regelmässig Adäquanz-Studien durch. Diese ergänzen das fortlaufende Monitoring und den Stromversorgungssicherheitsbericht und werden in einem separaten Bericht abgehandelt (ECom, 2017b; ECom, 2018; ECom, 2020c).

Die Covid-19-Pandemie (SARS-CoV-2) wird das Jahr 2020 und nachfolgende gesellschaftlich und wirtschaftlich prägen. Im Frühling 2020 hat die ECom Vertreter von Behörden und der Stromwirtschaft eingeladen, um im Rahmen der «Koordinationsgruppe Versorgungssicherheit Strom» die Lagebeurteilung vorzunehmen und den Handlungsbedarf abzustimmen. Aufgrund der Verlauf der Pandemie ergab sich keine akute Gefährdung der Versorgungssicherheit. Da jedoch Revisionen von (Kern-)Kraftwerken verschoben oder redimensioniert werden mussten, sind Auswirkungen der Pandemie noch bis 2021 oder gar 2022 zu erwarten. Verbesserungen bezüglich der Resilienz des Systems wird eine Aufarbeitung der Pandemie zeigen.

6.1 Beurteilung Bereich Netz

Die Beurteilung des Bereichs «Netze» erfolgt in erster Linie aufgrund der Beobachtungsdimensionen «Systemführung» und «Netzentwicklung».

Im Bereich Netze ist grundsätzlich zwischen Übertragungs- und Verteilnetz zu unterscheiden. Ersteres wird im internationalen Verbund betrieben und ist in diesem Kontext zu beurteilen. Der Betrieb des Übertragungsnetzes wird deshalb von der ECom auf Basis der internationalen Vorgaben zum Betrieb des Verbundnetzes überwacht. Diese in den internationalen Gremien der kontinentaleuropäischen Übertragungsnetzbetreiber UCTE und ETSO definierten Regeln bildeten bislang die Standards für den Betrieb des Verbundnetzes. Mit der europäischen Liberalisierung der Elektrizitätsmärkte wurden diese Organisationen als ENTSO-E konstituiert und die Normen EU-weit gesetzlich verankert. Die Inkraftsetzung der entsprechenden Kodizes erfolgt laufend. Aufgrund der geografisch zentralen Lage der Schweiz und der engen Einbindung des Schweizer Übertragungsnetzes in den kontinentalen Verbundbetrieb erscheint die Governance bei der Umsetzung der internationalen Normen für den sicheren Betrieb dieses Verbundnetzes entsprechend relevant. Dies ist insofern delikat, als dass diese Fragen bislang nur im Sinne von Übergangsbestimmungen geregelt werden konnten (vgl. auch Beurteilung «Umfeld»).

Systemführung

Basierend auf den zeitlichen Entwicklungen und den einzelnen Beobachtungen der Beurteilungsgrössen der Dimension Systemführung (Kapitel 2.1) lässt sich schliessen, dass sich die Herausforderungen bei der Systemführung akzentuiert haben. Die simulierte Netzbelastung im (N-1)-Fall erhöhte sich tendenziell mit der Einführung der flussbasierten Marktkopplung. In den letzten Jahren haben durch die Einführung der flussbasierten Marktkopplung und der Zunahme der ungeplanten Flüsse durch die Schweiz die nationalen und internationalen Redispatchmassnahmen zugenommen. Die Verfügbarkeit von Redispatch-Kapazität bekommt durch die tendenziell volatilere Netzbelastung eine noch höhere Bedeutung. Die Vorbereitung der Prozeduren für den «trilateralen Redispatch» mit den TSO von Frankreich und Deutschland ist eine wesentliche Verbesserung seit 2018. Die (temporäre) Lancierung von zusätzlichen Produkten wie der «Single Redispatch» und auch die «Minimalproduktion Romandie» sind ebenfalls bedingt durch die zunehmende Volatilität der Produktion.

Mit dem zunehmenden Bedarf an Redispatch verbunden ist auch die Frage der Abgeltung. Um die Rahmenbedingung für die Bereitstellung von Redispatch zu verbessern, hat Swissgrid Anfang 2020 den sogenannten «Integrierten Markt» eingeführt.

Dass ausreichend Systemreserven wichtig sind, zeigte sich auch im November 2019. Nach einem Erdbeben fielen in Südfrankreich gut 7000 Megawatt Leistung weg. Diese Leistung wurde von Norden her substituiert und überlastete zeitweise die Netze in der Romandie. Damit das Risiko von kaskadenartigen Ausfällen von Leitungen reduziert werden konnte, wurde die Romandie zeitweise nur noch aus der Region Genf bzw. aus Frankreich versorgt. Das Zusammenfallen von ungünstigen Konstellationen (z.B. reduzierte Funktionalität des Transformators in Bassecourt, die Ausserbetriebnahme des Kernkraftwerks Mühleberg oder Pumpbetrieb in Veytaux) mit ausserordentlichen Ereignissen (Erdbeben) können betrieblich aufgefangen werden, wenn die Systemführung über ausreichende Reserven verfügt.

Eine Situation mit ungenügenden Reserven endete 2019 weniger glimpflich: Ein Problem mit einer Messstelle an der Grenze zwischen Deutschland und Österreich führte in Kombination mit dem stündlichen Fahrplanwechsel zu einem signifikanten Frequenzeinbruch im gesamten Verbundnetz. Die Netzfrequenz konnte u.a. dank einem Lastabwurf in Frankreich wieder stabilisiert werden. Dies zeigt, dass die Vorbereitung der Prozedur für die Auslösung von manuellen Lastabwürfen wichtig ist. Swissgrid ist mit dem VSE daran, entsprechende Prozesse auch in der Schweiz vorzubereiten.

Grundsätzlich ist aber davon auszugehen, dass die Anforderungen an den Systembetrieb aufgrund der sich verändernden Lastflüsse, insbesondere auch aufgrund der zunehmenden Produktionskapazität mit fluktuierender Einspeisung, in Zukunft tendenziell zunehmen.

Netzentwicklung

In den letzten zwei Jahren ist bei der Beobachtungsdimension Netzentwicklung (Kapitel 2.3) keine Entspannung festzustellen.

Bei den aus Sicht der EICOM für die Versorgungssicherheit wichtigen Projekten sind folgende Entwicklungen zu beobachten:

- Die Verstärkung des Transformators Laufenburg konnte abgeschlossen werden.
- Die Leitung Chamoson-Chippis sowie der Ausbau des Transformators Chippis befinden sich in der Realisierung und sollten 2022 in Betrieb gehen (3 Jahre später als geplant).
- Die Leitung Bickigen-Chippis ist immer noch im PGV blockiert. Neu wird mit einer Inbetriebnahme 2027 geplant (5 Jahre später als ursprünglich geplant).
- Die Leitung Basscourt-Mühleberg ist immer noch im PGV blockiert. Neu wird mit einer Inbetriebnahme 2027 geplant (7 Jahre später als ursprünglich geplant).
- Der Transformator Mühleberg wird bis Ende 2020 fertiggestellt (1 Jahr später als geplant). Der Trafo kann aber erst in Betrieb genommen werden, wenn die Leitung Basscourt-Mühleberg auf 380 Kilovolt umgestellt wurde.
- Die Trassenverlegung Balzers befindet sich im SÜL-Verfahren. Die Inbetriebnahme ist für 2024 geplant (2 Jahre später als ursprünglich geplant).

Beim Anschluss von Nant de Drance ist nur noch die Leitung Bâtiâz-Le Verney im Bau. Neu wird mit einer Inbetriebnahme 2022 geplant (4 Jahre später als ursprünglich geplant). Die anderen Teilprojekte sind in Betrieb.

Weiter konnte in der Berichtsperiode das Leitungsprojekte Génissiat-Foretaille abgeschlossen werden.

Aufgrund dieser Entwicklung lässt sich festhalten, dass das Risiko einer ungenügenden Netzentwicklung immer noch besteht. Die wichtigen Leitungsprojekte Bickigen-Chippis und Basscourt-Mühleberg sind immer noch durch Einsparungen im PGV blockiert. Das erste Projekt ist entscheidend für den vollständigen Abtransport der Produktion aus dem neuen Pumpspeicherkraftwerk Nant de Drance und das

zweite Projekt ist wichtig, damit die Importverfügbarkeit nach der Ausserbetriebnahme des Kernkraftwerks Mühleberg nicht reduziert werden muss.

6.2 Beurteilung Bereich Produktion

Die Beurteilung des Bereichs «Produktion» erfolgt aufgrund der Beobachtungsdimensionen «Stromimportmöglichkeit» und «Ausbau der erneuerbaren Energien».

Stromimportmöglichkeit

Die Risiken fehlender Produktion in der Schweiz relativieren sich teilweise aufgrund der starken Anbindung der Schweiz ans europäische Stromnetz und dem Zugang zu substanziellen Produktionskapazitäten im Ausland. Die Importkapazität an der Schweizer Nordgrenze (Frankreich, Deutschland, Österreich) beträgt aktuell rund 5,2 Gigawatt, die Importkapazität an der Schweizer Südgrenze (Italien) beläuft sich zurzeit auf etwa 1,7 Gigawatt. Dabei ist zu beachten, dass diese Importkapazität in Abhängigkeit der Transitsituation zur Verfügung steht. Die Option «Stromimport» ist bei der Beurteilung der schweizerischen Versorgungssicherheit höchst relevant und als Ergänzung zum Schweizer Kraftwerkpark stets zu berücksichtigen, da die Schweiz in Relation zum Landesverbrauch über eine sehr gut ausgebaute Transportinfrastruktur für grenzüberschreitende Lieferungen verfügt und zudem inmitten der grössten und liquidesten Teilmärkte im Verbundnetz liegt.

Eine erhöhte Importabhängigkeit ist aus Sicht der Versorgungssicherheit dann vertretbar, wenn die mit ihr verbundenen Risiken als tragbar beurteilt werden können. Dazu zählen zum Beispiel die Verfügbarkeit ausreichender Transportkapazitäten sowie der Zugang zu liquiden Märkten. Ersteres kann theoretisch durch einen bedarfs- und zeitgerechten Ausbau des Übertragungsnetzes inklusive Transformatoren zwischen der 380- und 220-Kilovoltenebene bewerkstelligt werden. Theoretisch deshalb, weil der Zeitbedarf für Ausbauvorhaben in der Realität gross ist und die verfügbare Netzkapazität gleichzeitig auch von exogenen Faktoren wie der Infrastruktur im Ausland, dem Marktdesign und den künftigen Lastflüssen im europäischen Verbundnetz abhängig ist. Besonders hervorzuheben sind dabei auch die strukturellen Engpässe in Deutschland: die Grundlastkraftwerke (in Süddeutschland) werden primär durch Windenergieanlagen im Norden substituiert. Die eigene Stromversorgungssicherheit rein mittels Stromimporten sicherzustellen ist deshalb mit dem Risiko verbunden, dass Stromimporte zur gewünschten Zeit nur bei vorhandener Transportkapazität und Exportbereitschaft der Nachbarländer möglich sind. Aufgrund der Substitution von Grundlastkraftwerken durch fluktuierende Produktion aus Photovoltaik und Wind nimmt die Bedeutung der Verfügbarkeit von sogenannten Netzreserven zu. Netzreserven werden nach den Bedürfnissen der Netzbetreiber eingesetzt, durch Netznutzungsentgelte finanziert und deshalb auch «reguliert». Dies hat zur Folge, dass in Krisensituationen die Exportfähigkeit der Nachbarländer nicht mehr eine Frage des Marktes ist, sondern von politischen Entscheidungen im Ausland abhängt.

In den letzten zwei Jahren ist die Anzahl Stunden mit hohen Importmengen zurückgegangen. Diese Entwicklung wurde vornehmlich durch die Wiederinbetriebnahme der Kernkraftwerke Beznau I und Leibstadt getrieben und hängt primär von der Verfügbarkeit der inländischen Produktion ab. Im Monitoring ist die hohe Korrelation der Verfügbarkeit der Schweizer Kernkraftwerke und der Nettoimportabhängigkeit der Schweiz gut ersichtlich. Aufgrund der Energiestrategie 2050 mit dem geplanten Ausstieg aus der Kernenergie besteht daher das Risiko, dass das Netz aufgrund steigender Importe vermehrt am Limit betrieben werden muss. Dies unterstreicht die Wichtigkeit des Ausbaus des Schweizer Kraftwerksparks. Hier ist einerseits die Finanzierbarkeit des Ausbaus der erneuerbaren Energien sowie die Sicherstellung der Produktion im Winterhalbjahr zu hinterfragen.

Ausbau der erneuerbaren Energien

Die Energiestrategie 2050 des Bundesrats sieht vor, dass die erneuerbaren Energien in der zukünftigen Stromversorgung der Schweiz einen wichtigen Beitrag leisten werden. Die Produktionsmenge der Kernkraftwerke (25 TWh) soll im Jahr 2050 vollkommen durch Photovoltaik-, Windenergie-, Geothermie-, Biomasse-, Abwasser- und Kehrlichtverbrennungsanlagen gedeckt werden. Aufgrund der Zubauraten der letzten beiden Jahre sieht es danach aus, als ob der Zielwert 2020 global erreicht werden könnte.

Ob die finanziellen Anreize ausreichen, um die Ziele der Energiestrategie 2050 für 2035 von 11,4 Terawattstunden zu erreichen, erscheint hingegen fraglich.

Auch wenn der Zielwert 2035 nicht erreicht werden sollte, trägt der Ausbau der erneuerbaren Energien dennoch zur Erhöhung der Produktionskapazität der Schweiz in den nächsten Jahren bei. Seitens der Wasserkraftwerke wird sich die schrittweise Inbetriebnahme des Kraftwerks Nant de Drance ab 2020 merklich auf die Produktionskapazität der Schweiz auswirken. Fossile Produktionskapazitäten, wie beispielsweise Gaskombikraftwerke, lassen sich aufgrund der aktuellen Grosshandelspreise und CO₂-Politik auch in der Schweiz nicht rentabel betreiben. Umfangreiche Investitionen in diese Kraftwerkstechnologien sind deshalb in den nächsten Jahren in der Schweiz nicht zu erwarten.

6.3 Beurteilung Bereich Umfeld

Mit der Einführung des «Clean Energy Package» und dem Ausschluss der Schweiz bei der Erarbeitung der system- und versorgungssicherheitsrelevanten Umsetzungsdokumente aufgrund eines fehlenden Stromabkommens wird der sichere Systembetrieb der Schweiz zusätzlich herausgefordert. Dies insbesondere durch die Ausdehnung der flussbasierten Marktkopplung und der Einführung der 70%-Regel bei den grenzüberschreitenden Leitungen sowie der europaweiten Zunahme an volatiler Produktion. Mit der Ausarbeitung von bilateralen Verträgen in Bezug auf den Verbundbetrieb und der Ausarbeitung von Massnahmen zur Erhöhung der Redispatchkapazitäten sollen diese Risiken für die Schweiz mitigiert werden.

Auf nationaler Ebene ist in Bezug auf den Ausbau des Übertragungsnetzes festzustellen, dass die Projekte weiterhin durch langwierige Verfahren blockiert werden. Bisher hat die Strategie Stromnetze aus Sicht der ECom noch nicht die entsprechenden Zeichen gesetzt. Es hat sich auch gezeigt, dass Verkabelungen nicht immer zu einer Beschleunigung beim Netzausbau führen. Dies aufgrund andersgelagerter Einsparungen als bei Freileitungen. Bei der Revision des StromVG begrüsst die ECom die geplante Reserve und macht gleichzeitig auf eine Winterproduktion zwischen fünf und zehn Terawattstunden aufmerksam.

Mit dem Beibehalten des Netzzuschlags auf 2.30 Rappen pro Kilowattstunde ist davon auszugehen, dass der Ausbau der erneuerbaren Energien weiter gefördert wird. Ob diese Anreize genügen, um das Zubauziel für 2035 zu erreichen, ist aus Sicht der ECom fraglich. Nichtsdestotrotz kann die gezielte finanzielle Förderung der erneuerbaren Energien einerseits die Versorgungssicherheit erhöhen und die Energiewende vorantreiben, da zusätzliche Produktionsleistungen zur Verfügung stehen. Auf der anderen Seite ist auf das Risiko hinzuweisen, dass durch die finanzielle Förderung der erneuerbaren Energien die Rentabilität der bestehenden nicht subventionierten Kraftwerke negativ beeinflusst werden könnte und Investitionsanreize in neue Kraftwerke ausbleiben. Mit der Zunahme an dezentraler und volatiler Produktion steigen auch die Herausforderungen für den sicheren Systembetrieb.

6.4 Massnahmen nach Artikel 9 StromVG

Aufgrund der Resultate des vorliegenden Berichts zur Stromversorgungssicherheit werden dem Bundesrat keine Massnahmen nach Artikel 9 StromVG vorgeschlagen.

7 Anhang

7.1 Allgemeine Abkürzungen

ACER	Agency for the Cooperation of Energy Regulators
ARA	Abwasserreinigungsanlagen
BFE	Bundesamt für Energie
BFS	Bundesamt für Statistik
BGG	Bundesgerichtsgesetz
BIP	Bruttoinlandprodukt
CEER	Council of European Energy Regulators
CWE	Central Western Europe
EnG	Energiengesetz
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
EnV	Energieverordnung
ETSO	European Transmission System Operators
EU	Europäische Union
Eurostat	Statistisches Amt der Europäischen Union
FBMC	Flow-Based Market Coupling
FITS	Flexible Intraday Trading System
IEA	International Energy Agency
KEG	Kernenergiegesetz
KEV	Kostendeckende Einspeisevergütung
KVA	Kehrichtverbrennungsanlagen
LeV	Leistungsverordnung
LSV	Lärmschutz-Verordnung
NISV	Verordnung über den Schutz vor nichtionisierender Strahlung
NTC	Net Transfer Capacity
PGV	Plangenehmigungsverfahren
SAFA	Synchronous area framework agreement
SAIDI	System Average Interruption Duration Index
SAIFI	System Average Interruption Frequency Index
SECO	Staatssekretariat für Wirtschaft
StromVG	Stromversorgungsgesetz
StromVV	Stromversorgungsverordnung
SÜL	Sachplan Übertragungsleitungen
TSO	Transmission System Operator (Übertragungsnetzbetreiber)
UCTE	Union for the Coordination of Transmission of Electricity
UVEK	Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation
ÜN	Übertragungsnetz
VN	Verteilnetz
XBID	Cross-Border Intraday

7.2 Physikalische Abkürzungen

W	Watt	
kW	Kilowatt	10^3 W
MW	Megawatt	10^6 W
GW	Gigawatt	10^9 W
Wh	Wattstunde	
kWh	Kilowattstunde	10^3 Wh
MWh	Megawattstunde	10^6 Wh
GWh	Gigawattstunde	10^9 Wh
TWh	Terawattstunde	10^{12} Wh
MVA	Megavoltampere	
mHz	Millihertz	
Hz	Hertz	10^3 mHz
V	Volt	
kV	Kilovolt	10^3 V

7.3 Literaturverzeichnis

- Akademien der Wissenschaft Schweiz (2012): «Zukunft Stromversorgung Schweiz»
- BBI (2005): «Botschaft zur Änderung des Elektrizitätsgesetzes und zum Stromversorgungsgesetz»
- BFE (2011): «Stromeffizienz im Industrie- und Dienstleistungssektor», Schlussbericht der Arbeitsgruppe
- BFE (2019a): «Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2018»
- BFE (2019b): «Schweizerische Statistik der erneuerbaren Energien 2018»
- BFE (2020): «Statistik der Wasserkraftanlagen der Schweiz 2019»
- BFS (2016): «Haushaltseinkommen und -ausgaben nach Grossregion 2009-2011 und 2012-2014»
- BFS (2019a): «Haushaltseinkommen und -ausgaben nach Grossregion 2015-2017»
- BFS (2019b): «Bilanz der ständigen Wohnbevölkerung, 1861-2018»
- CEER (2018): «CEER Benchmarking Report 6.1 on the Continuity of Electricity and Gas Supply»
- EICom (2017): «Schlussbericht System Adequacy 2020»
- EICom (2018): «Schlussbericht System Adequacy 2025»
- EICom (2020a): «Tätigkeitsbericht der EICom 2019»
- EICom (2020b): «Versorgungsqualität der Schweiz 2019»
- EICom (2020c): «Schlussbericht System Adequacy 2030»
- Eurostat (2020): «Preise Elektrizität für Nichthaushaltskunden»
- Geothermie Schweiz (2016): «Unterstützung für tiefe Geothermie»
- IEA (2020): «Monthly electricity statistics, Revised Historical Data»
- Pronovo (2020): «Anmeldestatistik Einspeisevergütungssystem (EVS) und Einmalvergütung Photovoltaik (EIV)»
- SBB (2016): «Bahn- und Haushaltsstrom»
- SECO (2020): «Jahresaggregate des Bruttoinlandproduktes, Verwendungsansatz, saison- und kalenderbereinigte Daten»
- Swissgrid (2015): «Bericht zum Strategischen Netz 2025»
- Swissgrid (2020): «Wir vernetzen die Schweiz, Porträt 2020»