



Schweizerische Eidgenossenschaft  
Confédération suisse  
Confederazione Svizzera  
Confederaziun svizra

**Eidgenössische Elektrizitätskommission ElCom**  
Fachsekretariat

---

# **Stromversorgungssicherheit der Schweiz 2018**

## Bericht der ElCom

---

Bern, Mai 2018

## Inhaltsverzeichnis

<b>Management Summary</b> .....	<b>4</b>
<b>1 Einleitung</b> .....	<b>5</b>
1.1 Gesetzliche Grundlage und Auftrag .....	5
1.2 Definition Stromversorgungssicherheit.....	5
1.3 Methodik zur Überwachung der Stromversorgungssicherheit .....	6
1.3.1 Risikobeurteilung der Beobachtungsdimensionen .....	7
1.4 Aufbau des Berichts .....	10
<b>2 Netze</b> .....	<b>11</b>
2.1 Systemführung .....	11
2.1.1 Netzbelastung (N-1) im Übertragungsnetz.....	11
2.1.2 Regelqualität.....	12
2.1.3 Frequenz- und Spannungsqualität .....	13
2.1.4 Nationale Redispatchmassnahmen.....	14
2.1.5 Internationale Redispatchmassnahmen .....	15
2.1.6 Cyber-Sicherheit.....	17
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.....	24
<b>3 Produktion</b> .....	<b>27</b>
3.1 Kraftwerkskapazität .....	27
3.1.1 Kraftwerkspark der Schweiz.....	27
3.1.2 Leistungsreserven der Schweiz .....	29
3.1.3 Elektrizitätsbilanz der Schweiz im Winterhalbjahr.....	31
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.....	34
3.3 Zukünftige Kraftwerkskapazität .....	36
3.3.1 Ausbau der erneuerbaren Energien in der Schweiz .....	36
3.3.2 Zukünftige Produktionsleistung der Nachbarländer .....	37
<b>4 Kosten und Tarife</b> .....	<b>40</b>
4.1 Netz- und Energietarife.....	40
4.1.1 Kantonale Tarifunterschiede von Haushalten .....	40
4.1.2 Kantonale Tarifunterschiede von Gewerbe und Industrie .....	42
4.1.3 Internationaler Strompreisvergleich für Gewerbe und Industrie.....	44
4.2 Stromkostenanteil am Haushaltsbudget.....	45
<b>5 Umfeld</b> .....	<b>47</b>
5.1 Rechtliche Grundlagen .....	47
5.1.1 Energiestrategie 2050 .....	47
5.1.2 Strategie Stromnetze.....	49
5.1.3 Revision StromVG.....	50
5.1.4 Auswirkungen des EU-Rechts auf die Schweiz .....	50
5.2 Effizienter Stromeinsatz.....	52
5.2.1 Stromverbrauch pro BIP-Einheit.....	52
5.2.2 Stromverbrauch pro Kopf .....	54

<b>6</b>	<b>Fazit</b> .....	<b>56</b>
6.1	Beurteilung Bereich Netz.....	56
6.2	Beurteilung Bereich Produktion.....	57
6.3	Beurteilung Bereich Umfeld.....	59
6.4	Massnahmen nach Artikel 9 StromVG.....	59
6.5	Schlussfolgerungen der ECom.....	60
<b>7</b>	<b>Anhang</b> .....	<b>61</b>
7.1	Allgemeine Abkürzungen.....	61
7.2	Physikalische Abkürzungen.....	61
7.3	Literaturverzeichnis.....	62

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Risikomatrix 2016 und 2018.....	8
Abbildung 2:	Simulierte Netzbelastungswerte im (N-1)-Fall des Übertragungsnetzes.....	12
Abbildung 3:	Entwicklung der Regelqualität der Regelzone Schweiz.....	13
Abbildung 4:	Entwicklung der monatlichen Frequenzabweichung.....	14
Abbildung 5:	Eingesetzte Energiemenge für nationale Redispatchmassnahmen.....	15
Abbildung 6:	Eingesetzte Energiemengen für internationale Redispatchmassnahmen.....	16
Abbildung 7:	Entwicklung der durchschnittlichen Unterbrechungsdauer pro Endverbraucher.....	18
Abbildung 8:	Entwicklung der durchschnittlichen Unterbrechungshäufigkeit pro Endverbraucher.....	19
Abbildung 9:	Entwicklung der Unterbrechungsdauer der Nachbarländer und der Schweiz.....	20
Abbildung 10:	Entwicklung der Unterbrechungshäufigkeit der Nachbarländer und der Schweiz.....	20
Abbildung 11:	Entwicklung der simulierten (N-1)-Verletzungen pro Region und Jahr.....	21
Abbildung 12:	Projektstand der verschiedenen Netzausbauprojekten im Übertragungsnetz.....	24
Abbildung 13:	Investitionen und Abschreibungen von Sachanlagen im Übertragungsnetz.....	25
Abbildung 14:	Investitionen und Abschreibungen von Sachanlagen im Verteilnetz.....	25
Abbildung 15:	Entwicklung der Produktionskapazität des Schweizer Kraftwerkparcs.....	28
Abbildung 16:	Übersicht installierter Leistung und produzierter Energie der Kraftwerke.....	29
Abbildung 17:	Aktuelle Leistungsreserven im Jahr 2016.....	30
Abbildung 18:	Elektrizitätsbilanz der Schweiz im Winterhalbjahr.....	31
Abbildung 19:	Verteilung der stündlichen Austauschprogramme der Schweiz im Winterhalbjahr.....	33
Abbildung 20:	Entwicklung der Kraftwerkskapazität und Last der Nachbarländer.....	34
Abbildung 21:	Aufsummierte Elektrizitätsbilanz der Nachbarländer im Winterhalbjahr.....	35
Abbildung 22:	Ausbaupfad der neuen erneuerbaren Energien.....	37
Abbildung 23:	Entwicklung der installierten Kraftwerkskapazität bis 2025.....	38
Abbildung 24:	Entwicklung des Netztarifs und Streubereichs der Kategorie H4.....	41
Abbildung 25:	Entwicklung des Energietarifs und Streubereichs der Kategorie H4.....	42
Abbildung 26:	Entwicklung der kantonalen Streuung der Netztarife der Kategorie C3.....	43
Abbildung 27:	Entwicklung der kantonalen Streuung der Energietarife der Kategorie C3.....	43
Abbildung 28:	Strompreise der Schweiz und Europa.....	45
Abbildung 29:	Entwicklung des Stromkostenanteils am Haushaltsbudget.....	46
Abbildung 30:	Entwicklung der installierten Leistung.....	48
Abbildung 31:	Entwicklung der Stromproduktion.....	48
Abbildung 32:	Ausbezahlte Förderungsbeiträge pro Kilowattstunde.....	49
Abbildung 33:	Entwicklung des Stromverbrauchs und des Bruttoinlandproduktes in der Schweiz.....	53
Abbildung 34:	Entwicklung der Stromeffizienz in der Schweiz.....	54
Abbildung 35:	Entwicklung des Stromverbrauchs pro Kopf und der Einwohnerzahl der Schweiz.....	55

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Beobachtungsgefässe des Monitorings zur Stromversorgungssicherheit.....	7
Tabelle 2:	Entwicklung des Netzzuschlags und des gesetzlich festgelegten Maximalbetrags.....	48

## 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 (Steigerung der Effizienz der Elektrizitätsverwendung, Beschaffung von Elektrizität, Verstärkung und Ausbau von Elektrizitätsnetzen). Für die Beurteilung der Versorgungssicherheit stützt sich die ElCom u.a. auf ein umfassendes Monitoring mit zahlreichen Beobachtungsgrössen in den Bereichen Stromnetze, Produktion, Kosten und Tarife sowie Umfeld ab. Der Schwerpunkt der Beurteilung liegt auf einem mittelfristigen Zeitraum (3-5 Jahre).

Anlässlich des Berichts 2016 wurde insbesondere Handlungsbedarf in den Bereichen Produktion und beim Netzausbau identifiziert. In den Jahren 2016 und 2017 konnte die Transformationsebene (in Bznau, Romanel und Veytaux) zwischen der 380- und 220-Kilovolt-Ebene verstärkt werden. Mit der Installation des neuen Transformators in Mühleberg wurde 2017 begonnen, die Verstärkung des Transformators in Laufenburg ist per 2019 geplant. Weiter kann der langjährig umstrittene Teilabschnitt zwischen Chamoson und Chippis aufgrund eines höchstgerichtliche Urteils nun realisiert werden. Die Verfahren für die Spannungserhöhung der kritischen Netzabschnitte zwischen Chippis und Bickigen sowie Bassecourt und Mühleberg konnten eröffnet werden. Aufgrund dieser konkreten Fortschritte erscheint der Netzausbau im Vergleich zum Bericht 2016 etwas weniger kritisch. Es bleibt aber weiterhin zu betonen, dass diverse Leitungsprojekte durch Einsprachen blockiert sind und dadurch weiter verzögert werden.

Unverändert im Fokus bleibt die Frage der Produktion. Gestützt auf den identifizierten Handlungsbedarf hat die ElCom 2017 zusätzliche Abklärungen zur Systemadäquanz initiiert. In einem ersten Schritt wurde die Versorgungssicherheit im Jahr 2020, in einem zweiten jene im Jahr 2025 untersucht. Die Schlussfolgerung aus diesen Studien ist, dass die Versorgungssicherheit für wahrscheinliche Szenarien in einem funktionierenden Markt gewährleistet ist. Als Präventivmassnahme für Stresssituationen schlägt die ElCom jedoch die Vorbereitung vorbehaltener Entschlüsse für eine allfällige Etablierung einer strategischen Reserve vor. Die detaillierten Ergebnisse und Schlussfolgerungen der ElCom sind in den beiden Berichten zur Systemadäquanz einsehbar.

Neu im Fokus steht die Entwicklung des nationalen und internationalen Rechtsrahmens. Auf internationaler Ebene werden nach der Inkraftsetzung der Kodizes die bislang privatrechtlich ausgehandelten Regeln zum Verbundbetrieb systematisch auf Basis des EU-Rechts implementiert. Wenn die Schweiz nach der Erarbeitung der relevanten Methodologien vor ein *fait accompli* gestellt wird, ist die Wahrnehmung der Schweizer Interessen nur noch begrenzt möglich. Mit Blick auf die Versorgungssicherheit ist diese Entwicklung kritisch, weil auch technische Sachverhalte nur noch bei Bedarf in Abstimmung mit der Schweiz geregelt werden. Dies kann die Netzsicherheit beeinträchtigen (Kapazitätsberechnungen) und damit auch weitreichende energiewirtschaftliche Konsequenzen (Importverfügbarkeit) haben. Ein Stromabkommen zwischen der Schweiz und der EU würde aus regulatorischer Sicht helfen, die grenzüberschreitenden Belange systematischer zu regeln. Die Wahrnehmung und Durchsetzung Schweizer Interessen dürfte mit einem Abkommen einerseits einfacher werden. Dies kann in denjenigen Fällen hilfreich sein, bei denen die Entscheidungen *de facto* schon heute nicht oder nur beschränkt von der Schweiz beeinflusst werden können. Andererseits ist aber klar, dass auch bei einem Abschluss eines Stromabkommens keine Gewähr besteht, dass die Interessen der Schweiz in jedem Fall besser oder gar vollumfänglich durchgesetzt werden können.

Die Versorgungssicherheit im Verteilnetz ist als sehr gut zu bezeichnen. Die Netzverfügbarkeit erreichte im Verteilnetz in den vergangenen 8 Jahren eine sehr hohe Qualität. Dies geht auch aus den offiziellen Angaben des Council of European Energy Regulators (CEER) hervor. Im Weiteren kann festgestellt werden, dass die Netzinvestitionen die Abschreibungen deutlich übersteigen. Daher erachtet die ElCom den Werterhalt im Verteilnetz als angemessen.

# 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 Form eines Stromversorgungssicherheitsberichts mit den betroffenen Akteuren vertieft und der Öffentlichkeit 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 System Security (Systemführung, Netzverfügbarkeit etc.) fokussiert wird, spielt bei der Beurteilung der mittel- bis langfristigen Stromversorgungssicherheit hauptsächlich die Systemadäquanz (Transmission Adequacy und Generation Adequacy)<sup>1</sup> eine bedeutende Rolle.

---

<sup>1</sup> 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 und beinhaltet folgende Elemente.

Zur Beurteilung der kurz- bis mittelfristigen Versorgungssicherheit erhebt die EICom eine Reihe von Beobachtungsgrössen zur Bewertung der Systemführung, Netzentwicklung, Produktion, Versorgungsqualität, Regelenergie und des Engpassmanagements. Ergänzend zu den Beobachtungsgrössen zur Systemführung wird die aktuelle Lage mit Swissgrid quartalsweise besprochen. Diese Monitoringtätigkeit und die daraus resultierenden Zeitreihen bilden die Grundlage für die mittel- bis langfristige Beurteilung der Versorgungssicherheit im vorliegenden Bericht.

Neben dieser deskriptiven Erhebung und Auswertung entschloss sich die EICom, auch probabilistische Analysen zur Systemadäquanz durchzuführen (EICom, 2017b; EICom, 2018). Diese Analysen ergänzen die Aussagen in diesem Bericht zur Stromversorgungssicherheit der Schweiz. Bei den Systemadäquanz-Analysen werden Kraftwerkseinsätze und Energieflüsse anhand eines Marktmodelles 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. Durch die Feststellungen aus der regelmässigen Monitoringtätigkeit und den Erkenntnissen aus diesem deskriptiven Versorgungssicherheitsbericht können diese Unsicherheiten bei den Annahmen besser beurteilt und somit die Resultate der Systemadäquanz-Analysen besser interpretiert und kommentiert werden.

Die Auswertungen und Erkenntnisse aus ihrer Monitoringtätigkeit teilt die EICom mit den betroffenen Bundesstellen, um ein umfassenderes Lagebild zu erhalten.

Wie oben beschrieben zielt dieser Bericht hauptsächlich auf die Beurteilung der mittel- bis langfristigen Versorgungssicherheit ab. Aus diesem Grund spielt bei der Interpretation einer Beobachtungsgrösse die zeitliche Entwicklung eine wesentlich wichtigere Rolle als der absolute Wert der Beobachtungsgrösse. Mit diesem Monitoring sollen eher systematische, sich allmählich entwickelnde Veränderungen, die sukzessive zu einer Gefährdung der Versorgungssicherheit führen können, festgestellt werden. Anhand der Beobachtungsgrössen im Bereich Systemführung können vereinzelt jedoch auch Aussagen zur kurz- bis mittelfristigen Stromversorgungssicherheit gemacht werden.

Die 4 Beobachtungsbereiche «Netze», «Produktion», «Kosten und Tarife» sowie «Umfeld» bilden – wie bereits in den letzten beiden 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. Als Resultat ergaben sich 11 Beobachtungsdimensionen. Um die einzelnen Beobachtungsdimensionen beurteilen zu können, wurden zur Quantifizierung dimensionsspezifische Beobachtungsgrössen definiert.

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.

Im Bereich «Netz» werden die beiden Beobachtungsdimensionen «Netzzustand» und «Netzentwicklung» in der neuen Beobachtungsdimension «Netzentwicklung» zusammengeführt. Zudem wird in der Dimension «Netzverfügbarkeit» noch stärker auf die Versorgungsqualitätsindexe SAIDI und SAIFI eingegangen und die Beobachtungsgrössen «nationale Redispatchmassnahmen», «internationale Redispatchmassnahmen» und «Cyber-Sicherheit» werden neu in der Beobachtungsdimension «Systemführung» diskutiert.

Im Bereich Produktion wurde in der Dimension «Stromimportmöglichkeit» die bisherige Beobachtungsgrösse «Grenzüberschreitende Importkapazität» in «Importprogramme in der Schweiz» und in der Dimension «Zukünftige Kraftwerkskapazität» die bisherige Beobachtungsgrösse «Zukünftige Leistungsreserven» in die «Zukünftige Produktionsleistung der Schweiz» umbenannt.

Beobachtungsbe- reich	Beobachtungsdimension	Beobachtungsgrösse
2. Netze	2.1 Systemführung	Simulierte Netzbelastung (N-1) im ÜN
		Regelqualität
		Frequenz- und Spannungshaltung
		Nationale Redispatchmassnahmen *
		Internationale Redispatchmassnahmen *
	Cyber-Sicherheit *	
	2.2 Netzverfügbarkeit	SAIDI CH
		SAIFI CH *
		Internationaler Vergleich *
	2.3 Netzentwicklung *	Netzengpässe ÜN
Netzausbau ÜN		
Netzinvestitionen		
3. Produktion	3.1 Kraftwerkskapazität	Kraftwerkspark der Schweiz
		Leistungsreserven
		Elektrizitätsbilanz der Schweiz
	3.2 Stromimportmöglichkeit	Nettoaustauschprogramme der Schweiz *
		Produktionsleistung der Nachbarländer
		Elektrizitätsbilanz der Nachbarländer
	3.3 Zukünftige Kraftwerkskapazität	Ausbau der erneuerbaren Energien in CH
Zukünftige Produktionsleistung der Schweiz		
Zukünftige Produktionsleistung im Ausland		
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 Monitorings zur Stromversorgungssicherheit

### 1.3.1 Risikobeurteilung der Beobachtungsdimensionen

Eine erste Priorisierung der verschiedenen Beobachtungsdimensionen in Bezug auf das Risiko für die Stromversorgungssicherheit wird anhand des Schadenpotenzials und der Eintrittswahrscheinlichkeit vorgenommen (Abbildung 1). Diese Analyse wird jeweils vor jeder neuen Publikation wiederholt und basiert auf den vorliegenden Dateninformationen, den verschiedenen Arbeiten in diesem Zusammenhang sowie der persönlichen Einschätzungen der Versorgungssicherheitslage der EICom.

Beobachtungsdimensionen, welche entweder bei der Eintrittswahrscheinlichkeit oder dem Schadenpotenzial einen Wert gleich oder grösser «Mittel» erreichten, sind in der Folge kurz kommentiert.

Im Dezember 2017 wurden für den Stromversorgungssicherheitsbericht 2018 die Risiken in Bezug auf deren Eintrittswahrscheinlichkeit und Schadenpotenzial neu beurteilt. Die Neubeurteilung ergab, dass die Beobachtungsdimensionen «Netzverfügbarkeit» und «Kraftwerkskapazität» die Beobachtungsschwelle nicht mehr erreichen. Die Beurteilung der «Netzverfügbarkeit» ist über die letzten Jahre konstant gut geblieben. Dies hat dazu geführt, dass die Eintrittswahrscheinlichkeit dieses Risikos 2018 geringer eingestuft wurde. Bei der Beobachtungsdimension «Kraftwerkskapazität» haben die Inbetriebnahme des PSKW Linth-Limmern und die bevorstehende Inbetriebnahme von Nant de Drance dazu geführt, dass die Beobachtungsdimension aus dem Beobachtungsfenster gefallen ist (siehe Abbildung 1).



Legende

Bereich Netze	Bereich Produktion	Bereich Kosten und Tarife	Bereich Umfeld
2.1 Systemführung	3.1 Kraftwerkskapazität	4.1 Netz- und Energietarife	5.1 Stromeffizienz
2.2 Netzverfügbarkeit	3.2 Stromimportmöglichkeit	4.2 Anteil an HH Budget	5.2 Rechtliches Umfeld
2.3 Netzentwicklung	3.3 Zukünftige KW-Kapazität		

Abbildung 1: Risikomatrix 2016 und 2018

Neben der aktuellen Risikobeurteilung der Beobachtungsdimensionen ist auch deren Entwicklung zu beobachten. Nachfolgend wird die Entwicklung der Beobachtungsdimensionen «Systemführung», «Netzentwicklung», «Stromimportmöglichkeit», «Zukünftige KW-Kapazität» und «Rechtliches Umfeld», welche deutlich über der Beobachtungsschwelle liegen, kurz beschrieben.



#### Risikoentwicklung im Bereich «Netze»

Im Bereich «Netze» sind folgende Veränderungen erwähnenswert. Bei der Beobachtungsdimension «Systemführung» ist die Eintrittswahrscheinlichkeit gestiegen. Dies aufgrund der generellen Trends, dass der Anteil von Strom aus Photovoltaik und Wind zunimmt und der Strom über weitere Distanzen transportiert wird. Dies führt zu schwerer prognostizierbaren Lastflusssituationen, was die Systemführung anspruchsvoller macht. Ein weiterer Stressfaktor im Bereich der Netze ist die Einführung und Ausweitung des flussbasierten Market-Couplings (FBMC). Die Nichtberücksichtigung von Netzengpässen ausserhalb des FBMC-Gebietes macht die Systemführung aufgrund von ungeplanten Flüssen schwieriger. Die Verzögerungen im europäischen Prozess für die Überprüfung der Preiszonen sind im Hinblick auf die Risiken im Bereich Netze auch negativ zu werten. Aufgrund der abgeschlossenen Projekte Benznau, Romanel und Veytaux sowie der Verstärkung Laufenburg auf der Transformationsebene und dem Anstoss zur Spannungserhöhung der Leitungen Bassecourt-Mühleberg und Chippis-Bickigen sowie letztinstanzlichem Gerichtsentscheid beim Leitungsprojekt Chamoson-Chippis haben dazu geführt, dass das Risiko bei der Beurteilung der Beobachtungsdimension «Netzentwicklung» abgenommen hat.

#### Risikoentwicklung im Bereich «Produktion»

Im Bereich «Produktion» sind folgende Veränderungen erwähnenswert. Die Eintrittswahrscheinlichkeit bei der Dimension «Stromimportmöglichkeit» folgt dem Trend bei der Systemführung. Das Risiko bei der «zukünftigen KW-Kapazität» erhöht sich aufgrund einer erhöhten Eintrittswahrscheinlichkeit, weil die nun gesetzlich verankerten Eckwerte der Energiestrategie 2050 dazu führen, dass die Stromproduktion in der Schweiz mittel- bis langfristig reduziert wird. Dieser Trend wird verstärkt durch den Entscheid des Parlaments, auf die Vorlage über ein Klima- und Energielenkungssystem (KELS) nicht einzutreten. Das Risiko, dass die Kernkraftwerke nicht durch Produktion im Inland sichergestellt werden, nimmt deshalb zu.

#### Risikoentwicklung im Bereich «Umfeld»

Im Bereich «Umfeld» steht die Beobachtungsdimension «Rechtliches Umfeld» im Fokus des Berichts. Hier ist insbesondere auf die Problematik bei der Governance im Rahmen des internationalen Marktdesigns hinzuweisen. Die Einflussnahme auf die Ausgestaltung der Regeln für den grenzüberschreitenden Austausch von Elektrizität dürfte sich in den kommenden Jahren erschweren. Hintergrund ist die Verrechtlichung der Regeln im Verbundbetrieb auf Basis des EU-Rechts. Die Schweiz ist zwar geographisch, elektrisch wie auch wirtschaftlich stark betroffen von den Regeln im umliegenden Ausland. Die Aushandlung der entsprechenden Verträge erfolgt jedoch nicht mehr bilateral mit den umliegenden Partnern, sondern auf Basis der EU-Prozeduren. Ohne Stromabkommen besteht eine latente Rechtsunsicherheit über den Status der Schweiz in diesem Rahmen.

Aber auch mit einem Stromabkommen ist die Einflussnahme begrenzt. Die von der EU anvisierte Harmonisierung der historisch gewachsenen, nationalen Märkte bedingt die Begrenzung des autonomen Handlungsspielraums der Mitgliedstaaten. Das bedeutet, dass im Vergleich zu früher auch für die EU-Staaten der Handlungsspielraum abnehmen wird. Entscheidungen dürften künftig zunehmend durch EU-Institutionen oder nur in Abstimmung mit den Nachbarstaaten getroffen werden. Dies gilt auch für die Schweiz, wenn ein Stromabkommen abgeschlossen werden kann.

## 1.4 Aufbau des Berichts

Im folgenden Kapitel 2 sind die Beobachtungsgrössen des Bereichs «Netze» dargestellt. Dieser Bereich umfasst insgesamt 12 verschiedene Beobachtungsgrössen, welche 3 Beobachtungsdimensionen zugeteilt sind. 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 3 Beobachtungsdimensionen und insgesamt 9 Beobachtungsgrössen zusammen. Von Interesse sind dabei vor allem Beobachtungsgrössen, die Rückschlüsse auf die zukünftige Versorgungssicherheit zulassen.

Die Beobachtungsdimensionen und die Beobachtungsgrössen des Bereichs «Kosten und Tarife» sind im Kapitel 4 dargestellt. Dieser Bereich setzt sich insgesamt aus 2 Beobachtungsdimensionen und 3 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. Das Fazit orientiert sich in erster Linie an den Beobachtungsdimensionen, welche in der Risikomatrix im Abschnitt 1.3.1 als zurzeit «bedeutsam» für die Versorgungssicherheit beurteilt wurden.

## 2 Netze

Das Stromnetz wird grob in das Übertragungsnetz und das Verteilnetz unterteilt. Zum Übertragungsnetz gehören 6700 km Übertragungsleitungen, wovon 41 Verbindungen ins Ausland führen, und 130 Schaltanlagen (Swissgrid, 2018). Nach Artikel 20 StromVG liegt die Verantwortung für das Übertragungsnetz bei der nationalen Netzgesellschaft Swissgrid.

Die 3 Verteilnetzebenen haben eine gesamte Leitungslänge von 250 000 Kilometer, wovon rund 80 Prozent verkabelt sind. Die Verteilnetzebenen, inklusive den 3 Transformationsebenen, werden von rund 650 Verteilnetzbetreibern betrieben (ECom, 2018a). 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-Hertz; 132-Kilovolt) 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, Netzzustand und Netzentwicklung sind primär relevant für das Übertragungsnetz, während die Dimension Netzverfügbarkeit hauptsächlich das Verteilnetz betrifft.

### 2.1 Systemführung

Die Beobachtungsdimension Systemführung wird anhand der 5 Beobachtungsgrössen «2.1.1 Netzbelastung (N-1) im Übertragungsnetz», «2.1.2 Regelqualität», «2.1.3 Frequenz- und Spannungshaltung», «2.1.4 Nationale Redispatchmassnahmen», «2.1.5 Internationale Redispatchmassnahmen» und «2.1.6 Cyber-Sicherheit» 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 kritischen Netzelements berechnet wird.

Diese Rechnung ist eine der wesentlichen Grundlagen für die Systemführung, sowohl in präventiver Hinsicht als auch zur Ergreifung kurativer Massnahmen. Die Simulationen werden alle 5 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 2 zeigt die simulierte Netzbelastung im (N-1)-Fall seit 2016. Im Gegensatz zum Bericht Stromversorgungssicherheit 2016 wurde die Erfassungssystematik 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 aufgrund von Kraftwerksausfällen angespannt. Dies führte dazu, dass insbesondere im Januar 2016 wie auch im Februar

2017 mehr Energie importiert werden musste und dadurch die Grundbelastung des Stromnetzes auf einem hohen Niveau lag. Aktuell ist die Datenreihe jedoch noch zu kurz, um einen Trend abzuleiten.

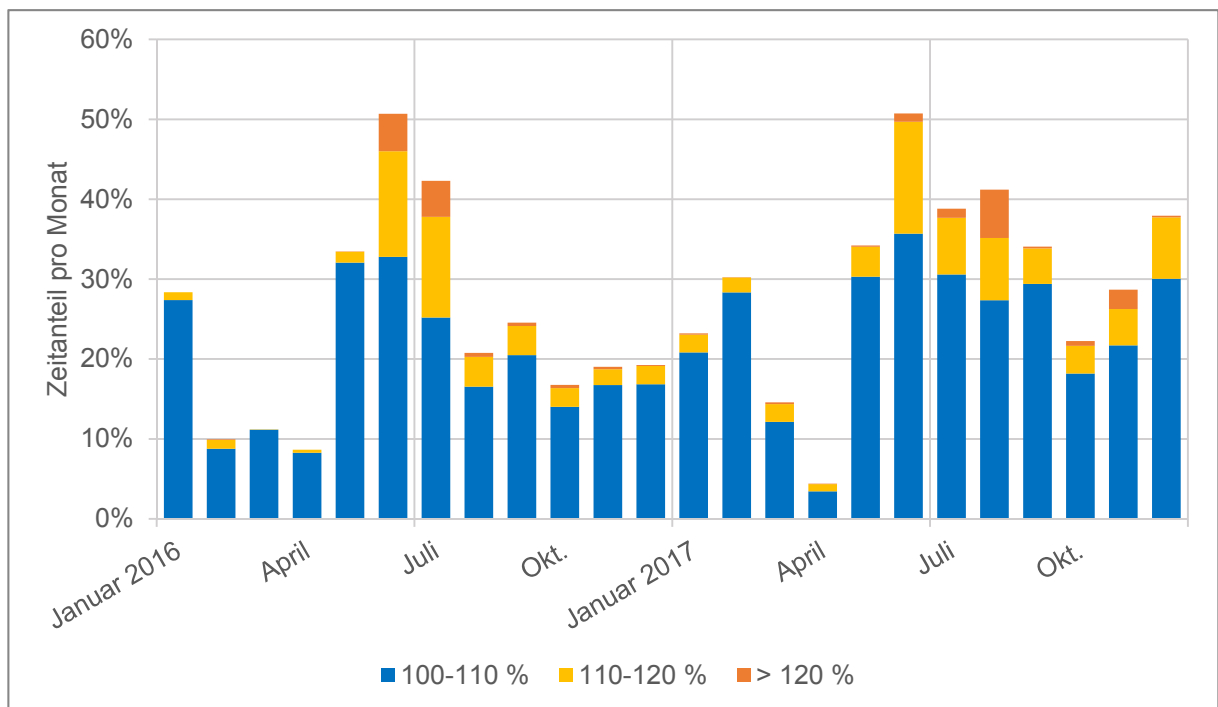


Abbildung 2: Simulierte Netzbelastungswerte im (N-1)-Fall des Übertragungsnetzes (Quelle: Swissgrid) (Daten vor 2016 werden aufgrund geänderter Erhebungssystematik nicht abgebildet.)

### 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 ausgegült 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 3 zeigt den Verlauf der Regelqualität über die vergangenen 7 Jahre. Dargestellt ist der prozentuale Zeitanteil, in der die Regelzone Schweiz nicht ausgegült war – also die Regelreserven nicht ausreichten, um die Differenz zwischen Produktion und Verbrauch innerhalb der Regelzone zu decken. Die Regelqualität entwickelte sich über den Zeitraum zwischen 2011 bis Ende 2014 positiv. 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 «gegenseitig» 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.

Im Jahr 2015 nahm die Zeit, in der die Regelzone Schweiz nicht ausgeregelt war, sukzessive zu, was gleichbedeutend mit einer Abnahme der Regelqualität ist. Diese Abnahme ist auf eine Optimierung bei Swissgrid zurückzuführen: Die Vorhaltung von Regelenergie (Regelleistung) verursacht Kosten, die mit dem Systemdienstleistungstarif 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 Prozent), andererseits aber auch die Kosten des Netzbetriebs möglichst tief zu halten. Die Optimierung erfolgt durch die Mengenvariation der eingesetzten Sekundär- und Tertiärregelleistungsprodukte. 2016 und 2017 blieb die Regelqualität auf gutem Niveau stabil.

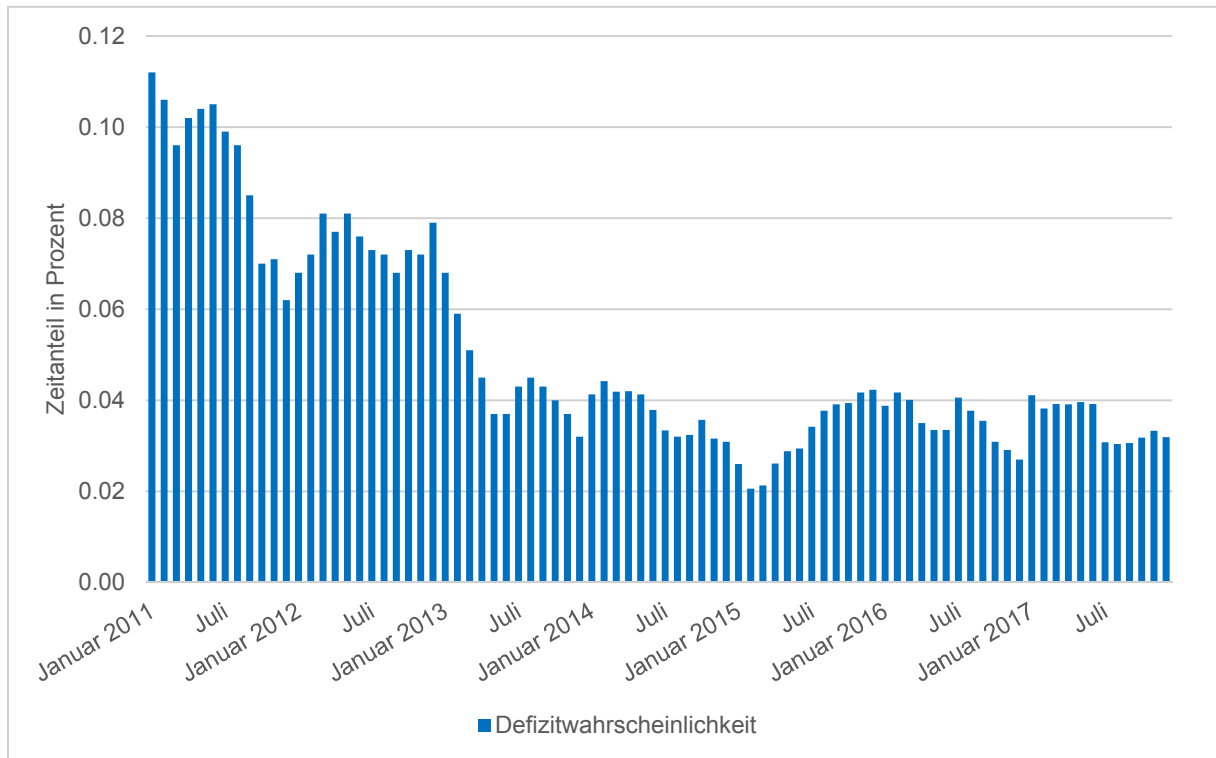


Abbildung 3: Entwicklung der Regelqualität der Regelzone Schweiz (Quelle: Swissgrid)

### 2.1.3 Frequenz- und Spannungsqualität

Die Frequenzhaltung 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 4 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 7 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 2 fehlgeschlagene Inbetriebnahmen von Erzeugungseinheiten während einer Kältewelle in Europa zurückzuführen. Die eher tiefe Last aufgrund der hohen Temperaturen in der zweiten Jahreshälfte des Jahres 2015 sowie ein konsequenter Einsatz von Tertiärregelleistung in Europa haben die Frequenzhaltung begünstigt.

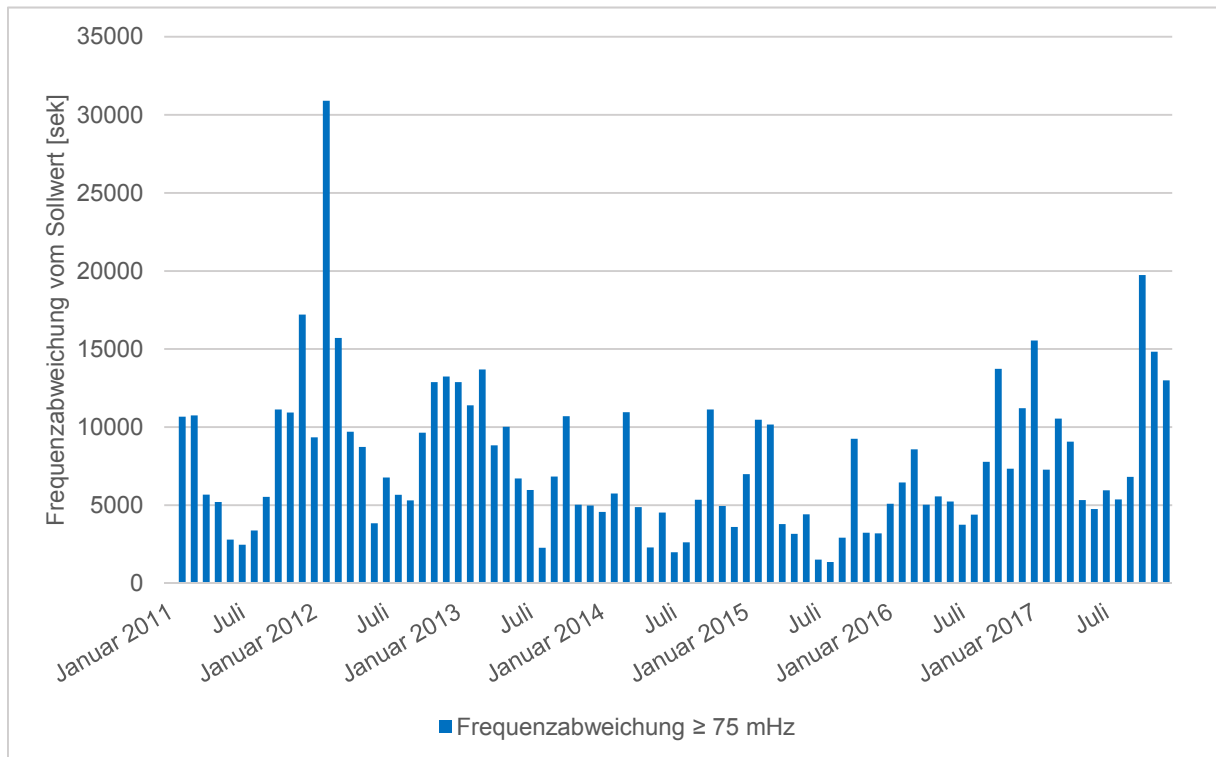


Abbildung 4: Entwicklung der monatlichen Frequenzabweichung (Quelle: Swissgrid)

Neben der Frequenzhaltung ist die Spannungshaltung 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. Speziell in Schwachlastzeiten, also in den Sommermonaten, müssen hin und wieder verschiedenste netztopologische Massnahmen eingesetzt werden, um die Spannungswerte innerhalb der Toleranz zu halten. Hierfür eignen sich beispielsweise ans Übertragungsnetz angeschlossenen Grundlastkraftwerke, Transformatoren oder Drosseln. Im Hinblick auf die geplante Stilllegung der Schweizer Kernkraftwerke wurden die Auswirkungen dieser Ausserbetriebnahmen auf die Spannungshaltung überprüft. Aufgrund der geplanten Ausserbetriebnahme des Kernkraftwerks Mühleberg müssen per Ende 2019 keine Sofortmassnahmen getroffen werden.

#### 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. Kraftwerkbetreiber, die im Rahmen von Redispatchmassnahmen aufgefordert werden, ihre Produktion zu erhöhen, erhalten von Swissgrid eine finanzielle Entschädigung, wobei diejenigen Kraftwerkbetreiber, die ihre Produktion verringern, an Swissgrid in der Regel aufgrund des nicht «turbinierten» Wassers 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 von 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. Swissgrid ist, gemeinsam mit den Kraftwerkbetreibern und Systemdienstleistungsverantwortlichen daran, entsprechende Massnahmen anzugehen und umzusetzen.

Abbildung 5 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 (Schneesmelze) 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 3.0 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 >10.0 GW). In der Regel sind die Redispatchmassnahmen in den Sommermonaten auf die hohe Produktion in Verbindung mit geplanten Ausserbetriebnahmen von Leitungen zurückzuführen.

Der Anstieg der Redispatchenergiemengen in den letzten 2 Jahren zeigt, dass der Netzbetrieb in den Sommermonaten anspruchsvoller geworden und weiterhin zu beobachten ist.

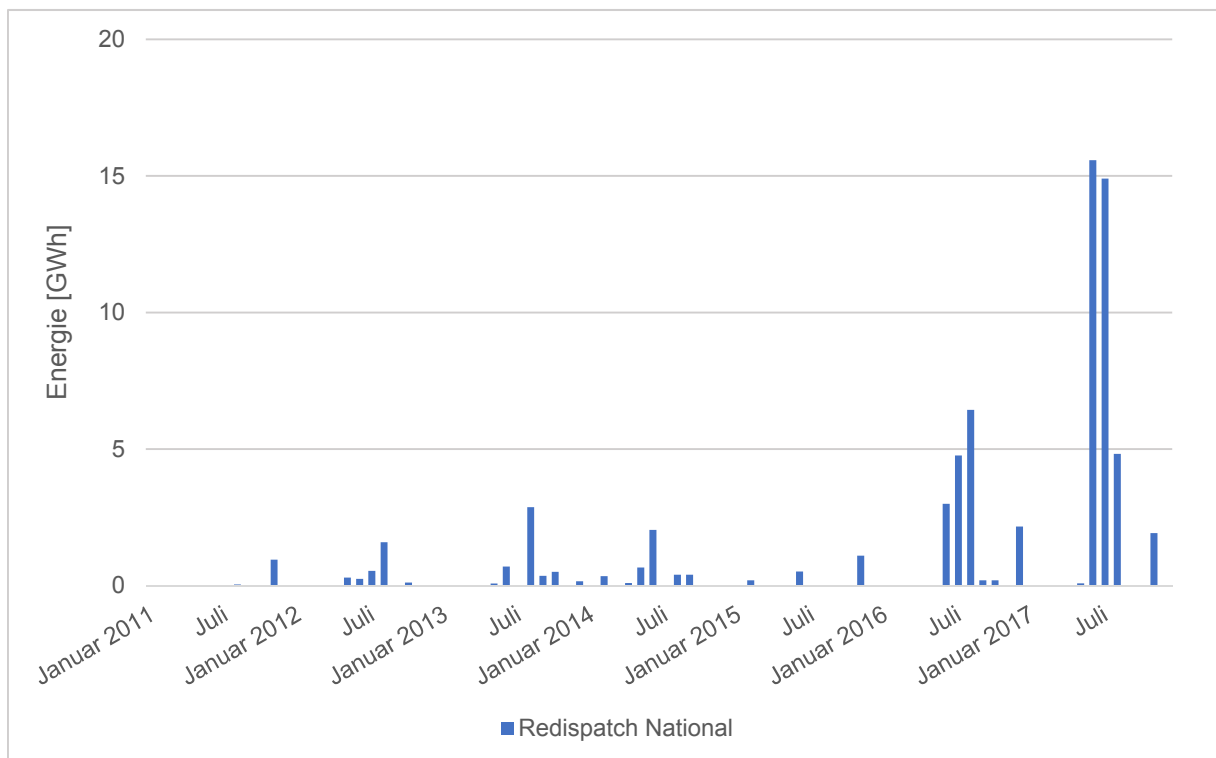


Abbildung 5: Eingesetzte Energiemenge für nationale Redispatchmassnahmen (Quelle: Swissgrid)

### 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 2 Ländern, aber auch unter Einbezug mehrerer Ländern vorgenommen werden. Redispatchmassnahmen sind jedoch nur kurzfristige betriebliche Massnahmen. Längerfristige, im Voraus bekannte

Netzengpässe, beispielsweise in Folge von Ausfällen von Betriebsmitteln oder aufgrund hoher Windenergieerzeugung in Norddeutschland, können auch durch Reduktionen der grenzüberschreitenden Netzkapazität entschärft werden.

Abbildung 6 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 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 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 internationale Redispatchmassnahmen mit Deutschland erforderlich. Eine Zunahme von Redispatchmassnahmen zwischen Deutschland und der Schweiz ist vor allem seit Januar 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. Aufgrund der guten Anbindung des Schweizer Stromnetzes an das kontinental-europäische Stromnetz und einer relativ konservativen Kapazitätsvergabe sind internationale Redispatchmassnahmen mit Beteiligung der Schweiz eher selten.

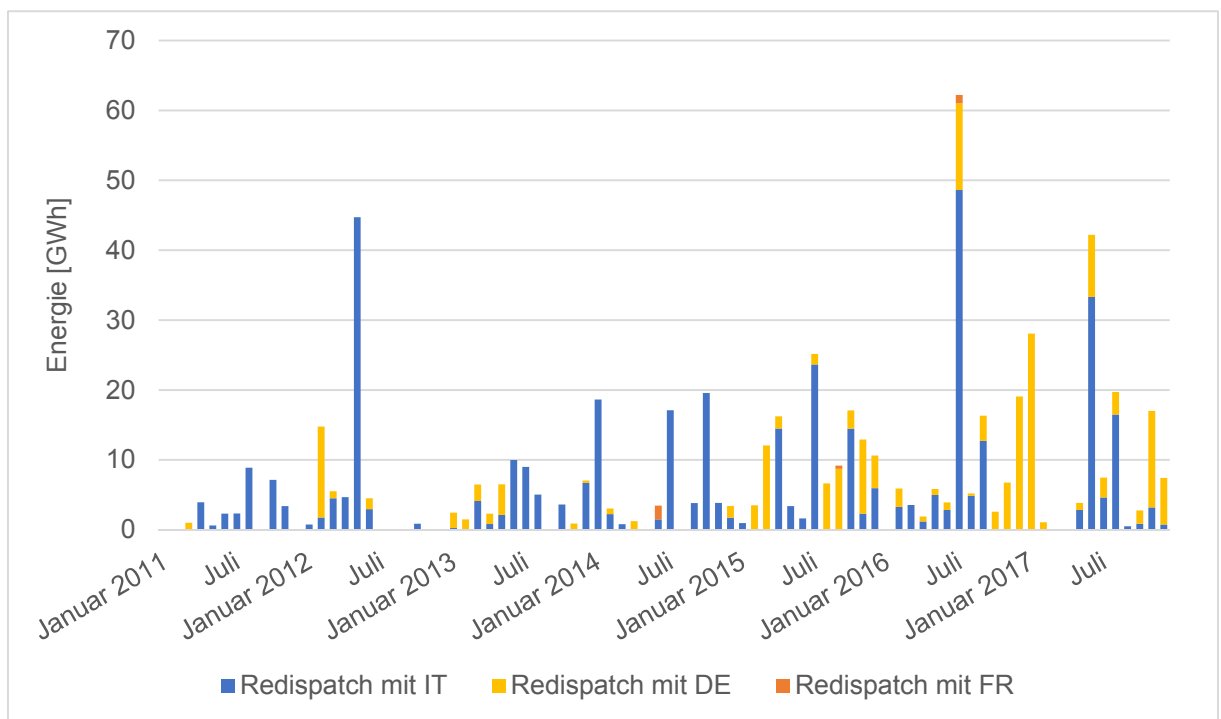


Abbildung 6: Eingesetzte Energiemengen für internationale Redispatchmassnahmen (Quelle: Swissgrid)

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



### 2.1.6 Cyber-Sicherheit

Im sicherheitspolitischen Bericht des Bundesrats wird davor gewarnt, dass Cyber-Angriffe zu Versorgungsstörungen führen können (VBS, 2016). Cyber-Angriffe können sich dabei gemäss dem Bericht auch gegen kritische Infrastrukturen richten. Diese sind heute häufig stark automatisiert und damit anfällig auf solche Angriffe. Ein Cyber-Angriff könnte insbesondere dann gravierende Folgen haben, wenn Funktionen oder Dienstleistungen beeinträchtigt oder lahmgelegt würden, die für das Funktionieren von Gesellschaft, Wirtschaft und Staat wesentlich sind. Besonders relevant sind in diesem Zusammenhang die Steuerungs- und Schaltanlagen der Energieversorgung, der Telekommunikation, der Verkehrssteuerung oder Finanztransaktionen. Der zeitweilige oder dauernde Ausfall solcher Infrastrukturen könnte zu fatalen Kettenreaktionen führen. Weil die Urheberschaft relativ einfach zu verschleiern ist, sind Cyber-Angriffe attraktiv; sie ermöglichen, mit geringem Risiko beträchtlichen Schaden anzurichten.

Die ECom misst der Gefahr der Cyber-Angriffe in der Elektrizitätsversorgung aufgrund der zunehmenden Vernetzung und der steigenden Komplexität grosse Bedeutung zu. Sie ist mit den relevanten Bundesstellen und ausländischen Regulierungsbehörden in Kontakt und ist in den entsprechenden Arbeitsgruppen vertreten. Die ECom erachtet grundsätzlich die Vorbereitung und Ergreifung notwendiger Massnahmen im Umgang mit der Cyber Security als Teil der gesetzlichen Aufgabe der Netzbetreiber im Sinne von Artikel 8 des Stromversorgungsgesetzes zur Gewährleistung eines sicheren und leistungsfähigen Netzbetriebs. Die Branche nimmt diese Verantwortung wahr und hat dazu unter anderem die Branchenempfehlungen «Information & Communication Technology (ITC) Continuity» und «OT Grundschutz» verfasst. Bei der Umsetzung von Cyber Security Massnahmen unterstützt die ECom die Netzbetreiber subsidiär.

## 2.2 Netzverfügbarkeit

Die Beobachtungsdimension Netzverfügbarkeit wird anhand der 3 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 ECom.

### 2.2.1 SAIDI Schweiz

Die ECom 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 Verteilnetzbetreiber der Schweiz beobachtet. Diese Verteilnetzbetreiber decken die Endverbraucher bis und mit regionaler Verteilnetzebene praktisch vollständig und diejenigen auf der lokalen Verteilnetzebene zu 80 Prozent ab. Erfasst werden alle Unterbrechungen, die 3 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 ECom publiziert zu diesem Thema jährlich einen separaten Fachbericht (ECom, 2018c).

Abbildung 7 zeigt die Entwicklung der durchschnittlichen Unterbrechungsdauer pro Endverbraucher in der Schweiz über den Zeitraum von 2010 bis 2017. 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. 2017 ist die Unterbrechungsdauer leicht gestiegen. Seitens der ungeplanten Unterbrechungen haben 2017 Unterbrechungen aufgrund von betrieblichen Ursachen (3 min) und Naturereignissen (4 min) die grössten Auswirkungen auf die Versorgungsqualität.

Alles in allem zeichnete sich die Stromversorgung in der Schweiz über die vergangenen 8 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).

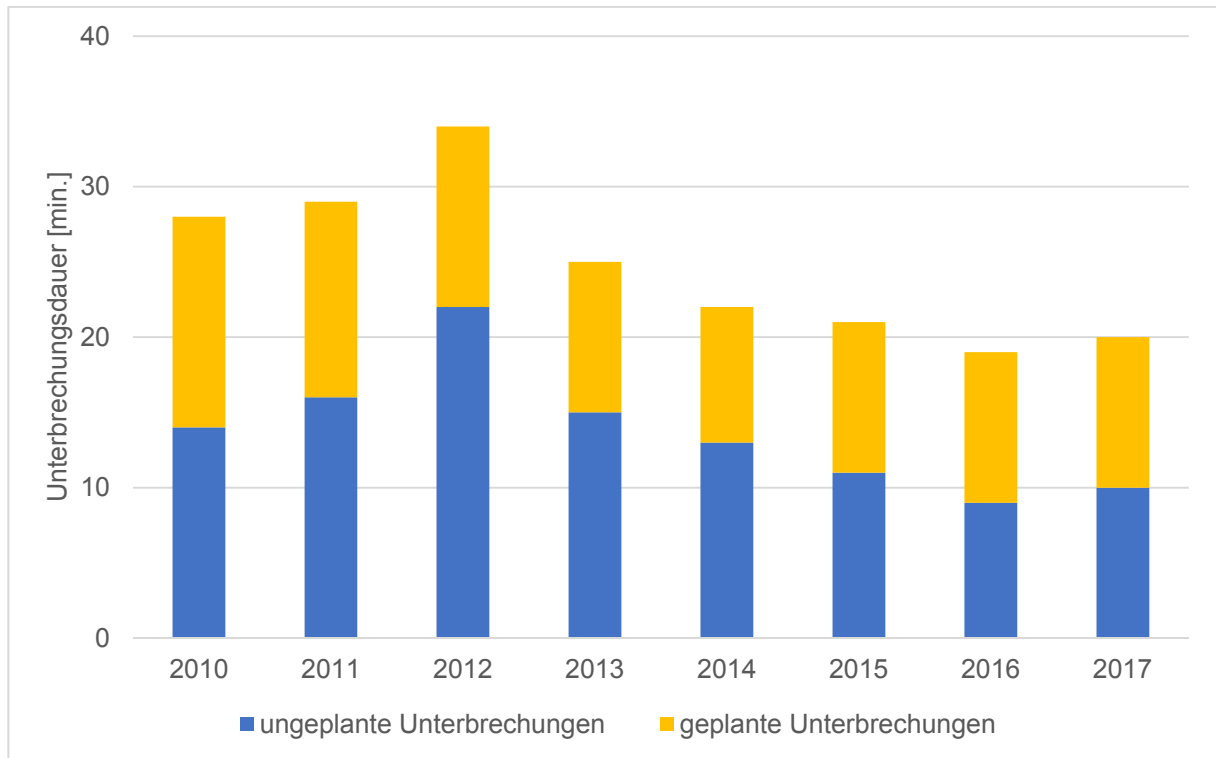


Abbildung 7: Entwicklung der durchschnittlichen Unterbrechungsdauer pro Endverbraucher (Quelle: EICom)

### 2.2.2 SAIFI 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 Verteilnetzbetreiber der Schweiz beobachtet. Diese Verteilnetzbetreiber decken die Endverbraucher bis und mit regionaler Verteilnetzebene praktisch vollständig und diejenigen auf der lokalen Verteilnetzebene zu 80 Prozent ab. Erfasst werden alle Unterbrechungen, die 3 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, 2018c).

Abbildung 8 zeigt die Entwicklung der durchschnittlichen Unterbrechungshäufigkeit pro Endverbraucher in der Schweiz über den Zeitraum von 2010 bis 2017. 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 seither relativ stabil. Damit war im Jahr 2017 im Durchschnitt jeder dritte Endverbraucher von einer Unterbrechung betroffen. Seitens der ungeplanten Unterbrechungen haben 2017 Unterbrechungen aufgrund von betrieblichen Ursachen (0.07 Unterbrechungen pro Endverbraucher) und Naturereignissen (0.07 Unterbrechungen pro Endverbraucher) die grössten Auswirkungen auf die Versorgungsqualität.

Alles in allem zeichnete sich die Stromversorgung in der Schweiz über die vergangenen 8 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).

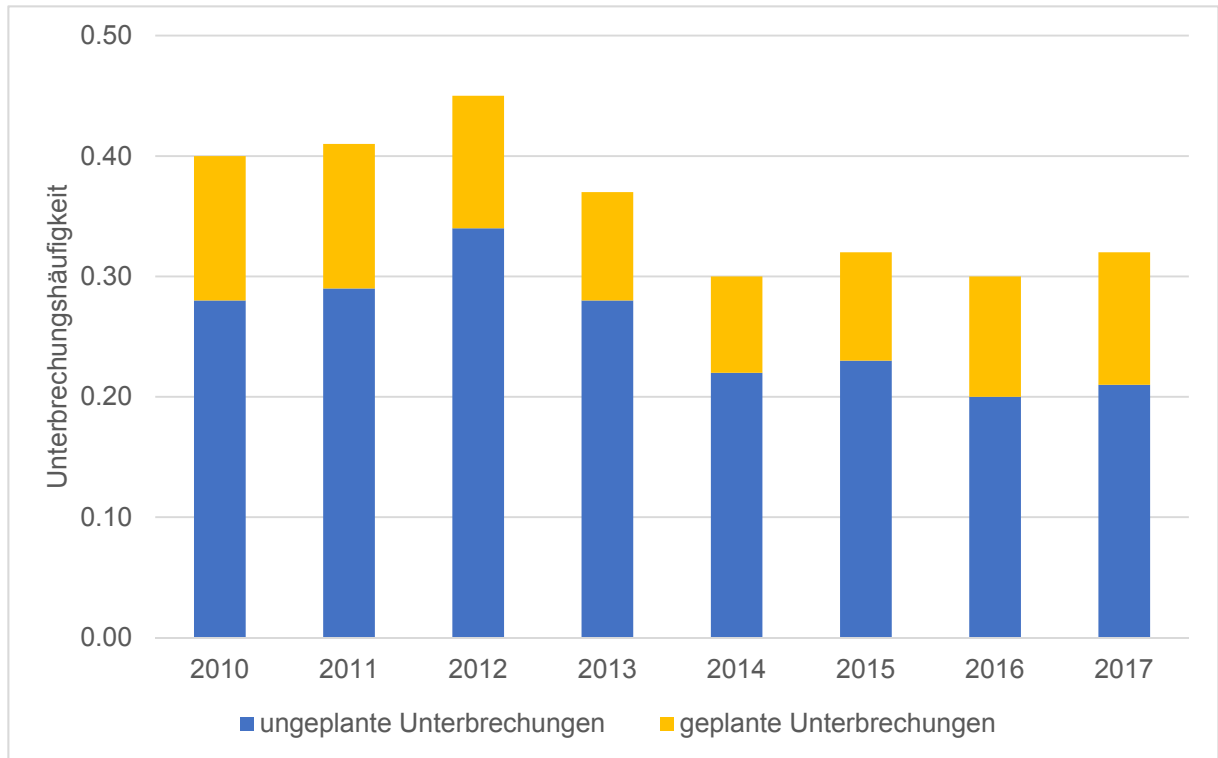


Abbildung 8: Entwicklung der durchschnittlichen Unterbrechungshäufigkeit pro Endverbraucher (Quelle: EICom)

### 2.2.3 Internationaler Vergleich Schweiz – EU

Die Abbildung 9 und Abbildung 10 zeigen die Entwicklungen der durchschnittlichen Unterbrechungsdauer pro Endverbraucher sowie durchschnittlichen Unterbrechungshäufigkeiten pro Endverbraucher in den Nachbarländern der Schweiz über den Zeitraum von 2010 bis 2014. 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 9).

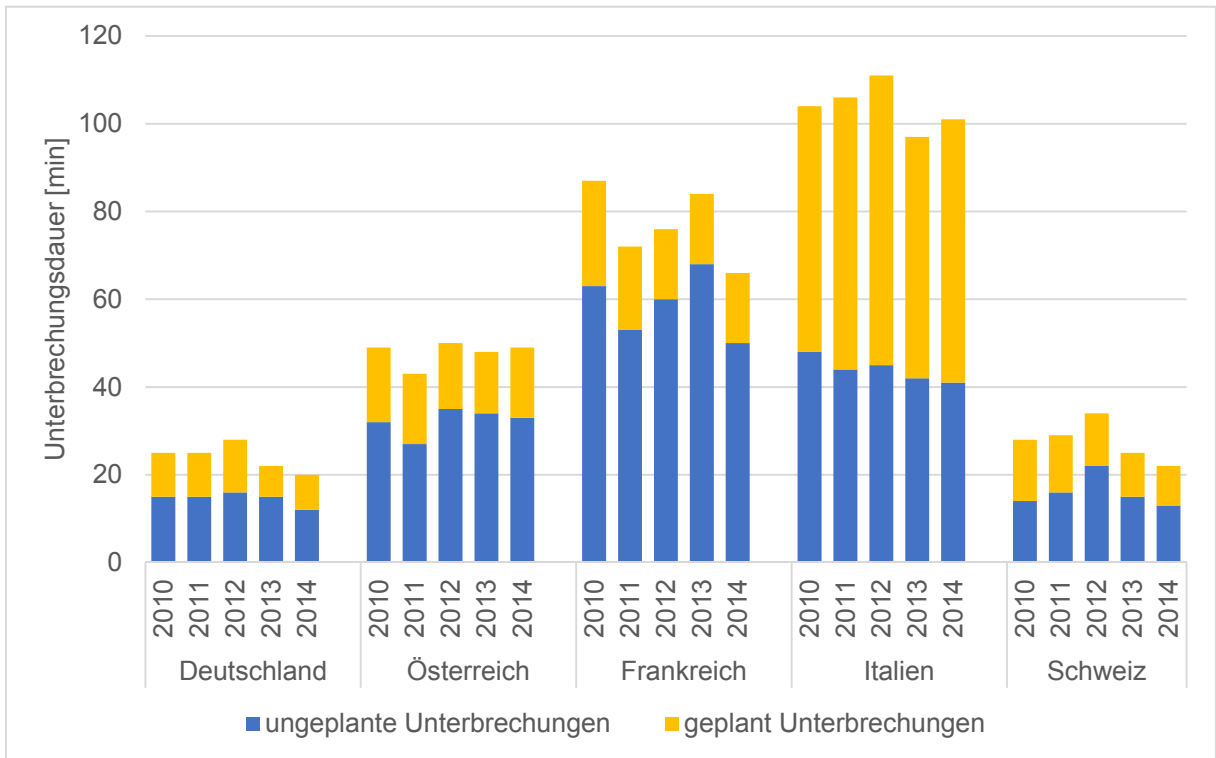


Abbildung 9: Entwicklung der Unterbrechungsdauer der Nachbarländer und der Schweiz (Quelle: CEER)

In Bezug auf die durchschnittliche Unterbrechungshäufigkeit erreicht die Schweiz in den vergangenen 7 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 10).

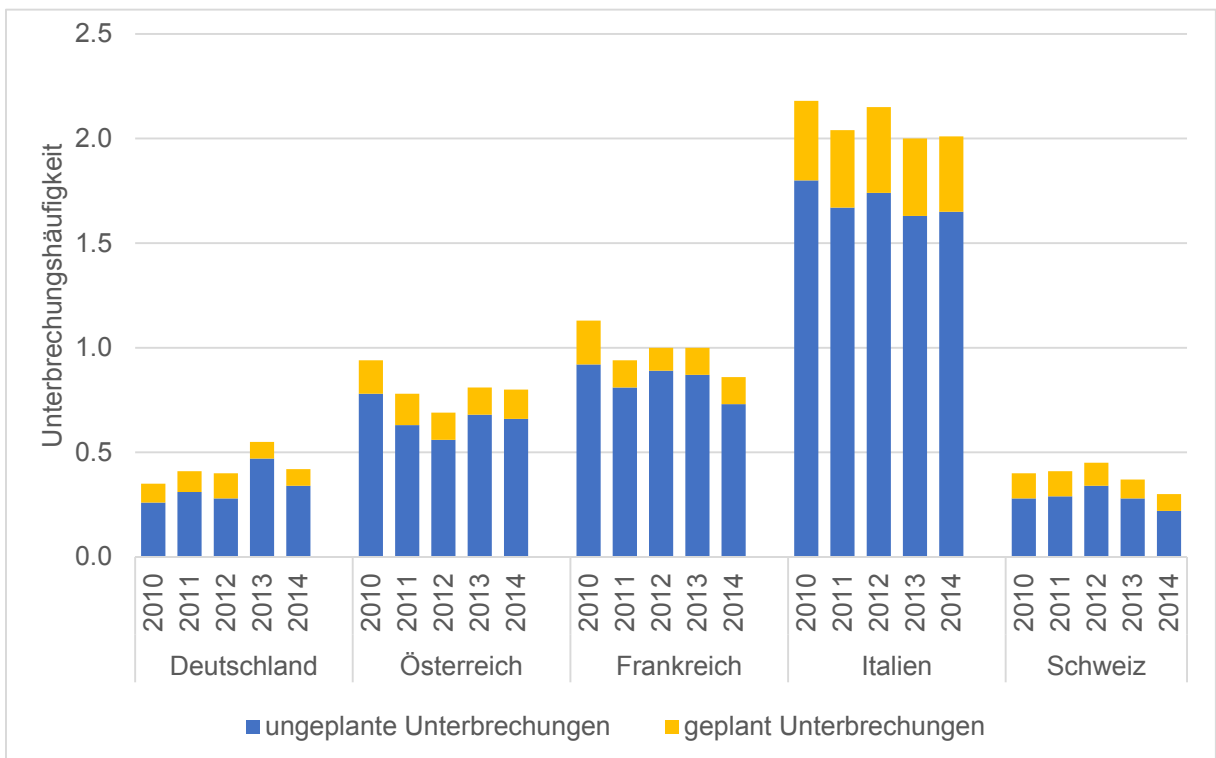


Abbildung 10: Entwicklung der Unterbrechungshäufigkeit der Nachbarländer und der Schweiz (Quelle: CEER)

## 2.3 Netzentwicklung

Die Beobachtungsdimension Netzentwicklung wird anhand der 3 Beobachtungsgrössen «2.3.1 Netzen-  
gässe im Übertragungsnetz», «2.3.2 Netzausbau im Übertragungsnetz» und «2.3.3 Investitionen ins  
Übertragungsnetz und ins Verteilnetz» beurteilt. Die Abbildungen zum Übertragungsnetz in dieser Be-  
obachtungsdimension basieren auf Daten von Swissgrid und zum Verteilnetz von der ECom.

### 2.3.1 Netzen-gässe im Übertragungsnetz

Wie bereits in den vorherigen Kapiteln ausgeführt, ist die (N-1)-Simulationsrechnung in der Betriebsfüh-  
rung 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 5 Minuten wiederholt wer-  
den. Anhand dieser Resultate können anschliessend betriebliche Massnahmen getroffen werden, um  
eine potenzielle (N-1)-Verletzung im Echtzeitbetrieb zu verhindern.

Swissgrid unterteilt das Übertragungsnetz in 6 verschiedene Regionen: Bern, Aargau, Romandie, Tes-  
sin, Graubünden und Ostschweiz. Abbildung 11 zeigt die Anzahl simulierter (N-1)-Verletzungen pro Re-  
gion und Jahr. Dabei wurden die 10 am meist verletzten Betriebsmittel pro Jahr berücksichtigt. Diese  
Erhebungssystematik wurde für die Jahre 2014 und 2015 rückwirkend angewendet. Auf die Darstellung  
der Werte vor 2014 wird aufgrund des Wechsels bei der Erhebung verzichtet.

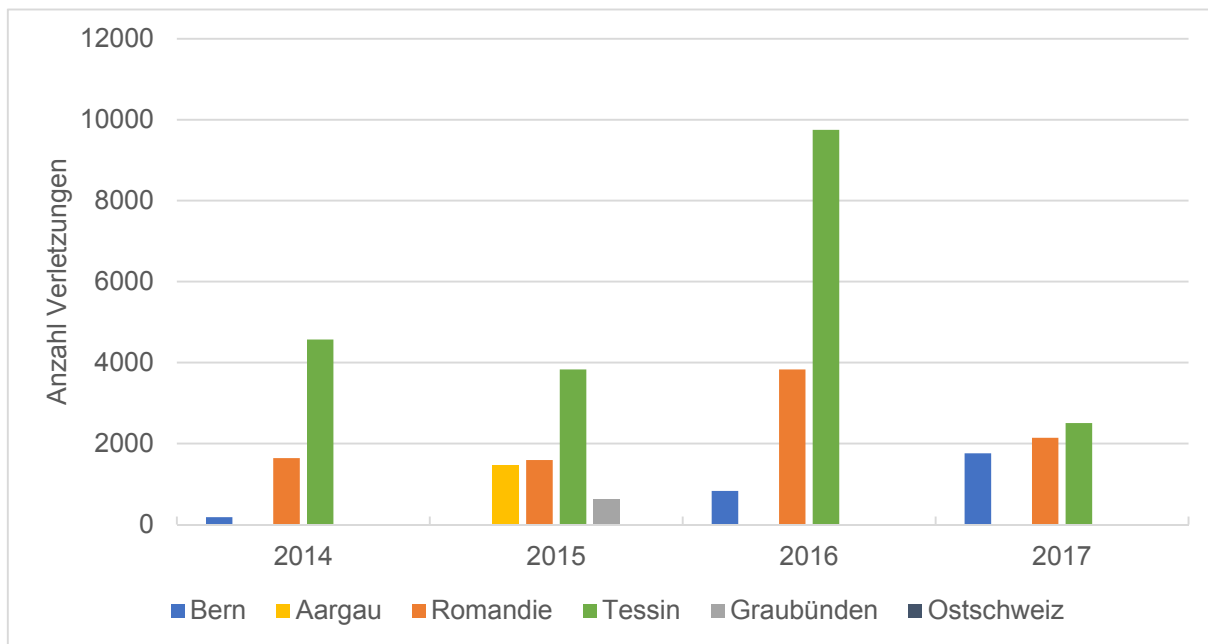


Abbildung 11: Entwicklung der simulierten (N-1)-Verletzungen pro Region und Jahr (Quelle: Swissgrid)

Zwischen 2014 und 2017 sind immer 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 zwi-  
schen der 380- und der 220-Kilovoltenebene zu hohe Belastungswerte vor. Die hohe Belastung des Tes-  
sins 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 belas-  
tet. 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 abgebil-  
det. Dies führt dazu, dass Auswirkungen auf tieferen Spannungsebene in Norditalien in den Simulati-  
onsrechnungen nicht erfasst werden. Ein weiterer Erklärungsgrund ist, dass 2016 die Engpasswarnun-  
gen von Swissgrid nicht konsequent beachtet wurden. Swissgrid hat diese Problematik mit den  
Netzbetreibern besprochen. Dies führte unter anderem zur Verbesserung 2017. Aufgrund der kurzen

Zeitreihe lassen sich keine weiteren Aussagen zur regionalen Belastung des Übertragungsnetzes machen.

### 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 9 prioritäre Leitungsprojekte, 2 Kraftwerkanschlüsse sowie 4 Verteilnetzanschlüsse.

Abbildung 12 zeigt die aktuellen Projektstände mit den zu erwartenden Zeitpunkten der Inbetriebnahmen. Die Zeile «aktueller Stand» zeigt den bisherigen Projektverlauf sowie den ursprünglich geplanten Zeitpunkt, an welchem die Leitung hätte in Betrieb genommen werden sollen. Die Zeile «geplante Dauer» zeigt den neu zu erwartenden Projektverlauf inklusive den möglichen Verzögerungen durch Einsprachen. 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 Bundesgericht gezogen werden. Jede zusätzliche Einsprache und der damit verbundene Weiterzug (Bundesamt für Energie) oder zusätzliche Gerichtsentscheid (Bundesverwaltungs-, Bundesgericht) verzögert die Inbetriebnahme einer Leitung erfahrungsgemäss um mindestens 1 bis 2 Jahre. Seit dem letzten Stromversorgungssicherheitsbericht 2016 wurden folgende Projekte abgeschlossen (diese sind nicht mehr in Abbildung 12 enthalten):

- Ausbau Transformator Beznau
- Ausbau Transformator Romanel
- Ausbau Transformator Veytaux

Zudem wird derzeit der Transformators Laufenburg zwischen der 380- und 220Kilovoltenebene ausgebaut und sollte 2019 in Betrieb gehen.

Aus Abbildung 12 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 geplanten Ausserbetriebnahme des Kernkraftwerks Mühleberg 2019 ist ein zusätzlicher Kuppeltransformator in Mühleberg notwendig. Das Projekt wurde beschleunigt und befindet sich momentan im Bau. 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 die Gefahr, dass dieses für die Versorgungssicherheit relevante Betriebsmittel nicht rechtzeitig zur Verfügung steht. Ohne die Spannungsumstellung zwischen Bassecourt und Mühleberg und die Inbetriebnahme des zusätzlichen Kuppeltransformators in Mühleberg zum Zeitpunkt der Ausserbetriebnahme des Kernkraftwerks Mühleberg sind zur Gewährleistung der Netzsicherheit die grenzüberschreitenden Kapazitäten zusätzlich zu begrenzen.

Im weiter gefassten Sinn der Versorgungssicherheit ist auch die Nutzbarkeit des neuen Pumpspeicherkraftwerks Nant de Drance zu betrachten: Damit das Kraftwerk nach Fertigstellung im Jahr 2018 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-Kilovolt 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 plant die verstärkte Leitung 2020 in Betrieb zu nehmen. Für den Leitungsabschnitt Bickigen-Chippis reichte Swissgrid im Herbst 2015 das Baugesuch beim Eidgenössischen Starkstrominspektorat ein. Sofern die 300 Einsprachen – wovon nur etwa 20 Prozent durch legitimierte Einsprecher eingegeben wurden – bis 2018 bereinigt werden können, ist eine Realisierung bis 2022 möglich. Andernfalls könnte sich die Inbetriebnahme der Leitung um 1 bis 2 Jahre hinauszögern.

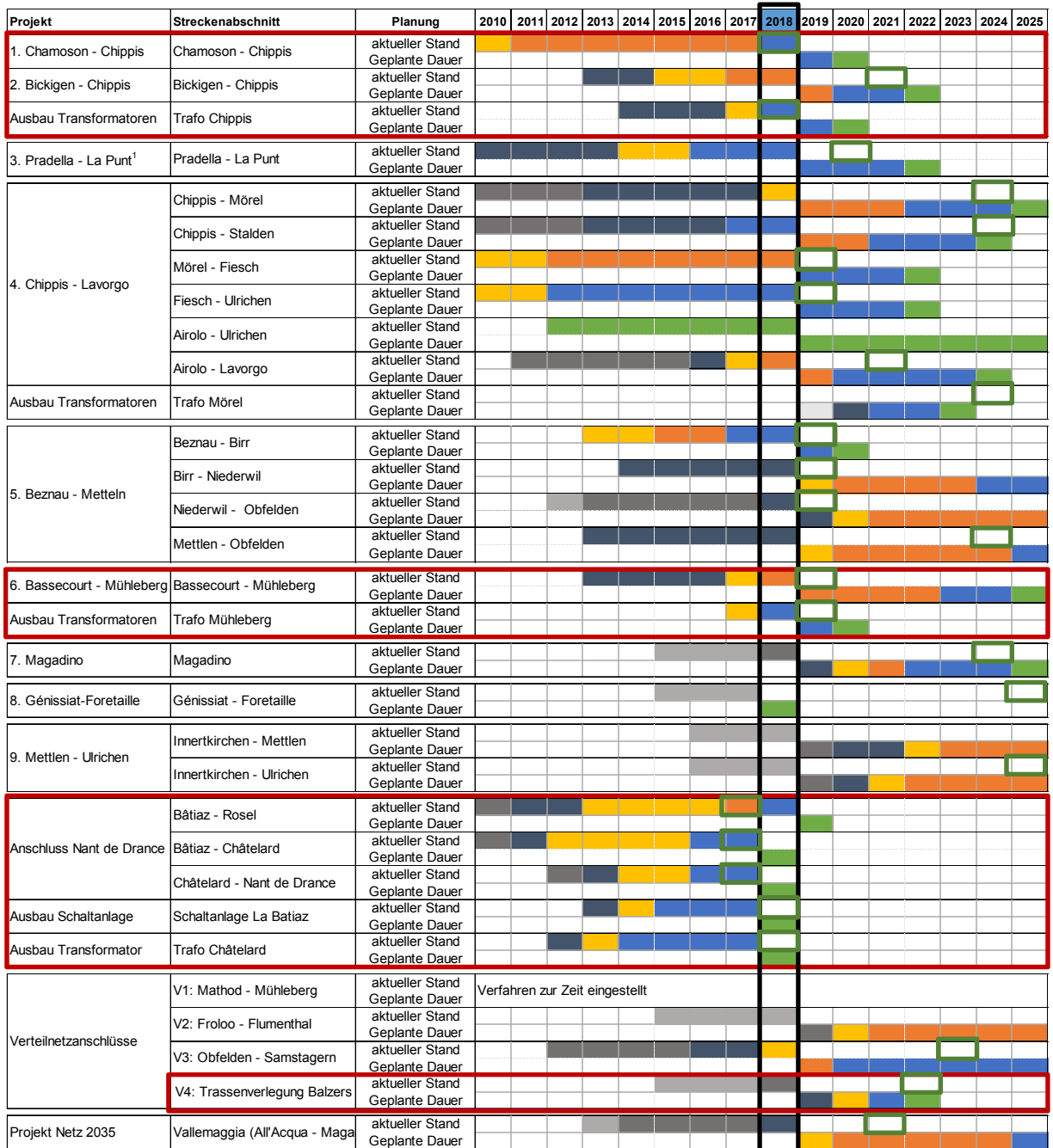
Die Ausbauprojekte, welche für den Anschluss des Kraftwerkes Nant de Drance benötigt werden, sind im Bau oder bereits in Betrieb. Es ist jedoch darauf hinzuweisen, dass für den Abtransport der vollen Leistung nicht nur der Anschluss des Kraftwerks an das Übertragungsnetz benötigt wird, sondern auch die Anschlussleitungen Chamoson-Chippis und Chippis-Bickigen.

Für eine sichere Stromversorgung beurteilt die EICom neu auch die Trassenverlegung Balzers als wichtiges Ausbauprojekt. Dies aus dem Grund, dass die bestehende Anbindung in der Ostschweiz gefährdet ist, wenn der Durchleitungsvertrag 2021 zwischen Sarelli und Winkeln sowie Bonaduz und Montlingen ausläuft und nicht rechtzeitig ein Ersatz bereitsteht.

Bezüglich den geplanten Inbetriebnahmen lässt sich zu den wichtigen Projekten Folgendes festhalten. Beim Leitungsprojekt Chamoson-Chippis verschiebt sich die Inbetriebnahmen aufgrund von Einsprachen um 2 Jahre, beim Leitungsprojekt Bickigen-Chippis um ein Jahr. Der Ausbau des Transformators Chippis wird 2 Jahre später als geplant in Betrieb genommen. Die Leitung Basscourt-Mühleberg dürfte 6 Jahre später in Betrieb gehen als geplant, wobei der benötigte Trafo aufgrund von Beschleunigungsmassnahmen bereits 2020 bereit wäre. Die Leitungsprojekte in Zusammenhang mit dem Anschluss Nant de Drance haben auf die geplante Inbetriebnahme einen Rückstand zwischen einem und 2 Jahren. Der Ausbau der Schaltanlagen La Bâtiâz und des Transformators Châtelard liegen im Plan.

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 2018



<sup>1</sup> Zeitverzögerung aufgrund Projektanpassung möglich

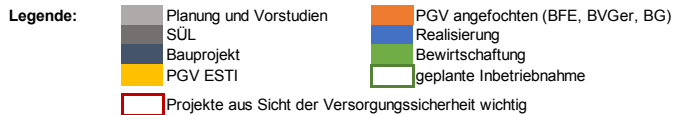


Abbildung 12: Projektstand der verschiedenen Netzausbauprojekten im Übertragungsnetz (Quelle: Swissgrid)

2.3.3 Investitionen in Übertragungs- und ins Verteilnetz

Abbildung 13 zeigt die Investitionen in Sachanlagen sowie die Abschreibungen von Sachanlagen des Übertragungsnetzes über den Zeitraum von 2013 bis 2016. Zwischen 2013 und 2016 schwankten die Investitionen in das Übertragungsnetz zwischen 80 und 180 Millionen Schweizer Franken. Dem gegenüber standen Abschreibungen in der Höhe von rund 84 bis 114 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.

Im Rahmen der Projektrealisierung des «Strategischen Netzes 2025» geht Swissgrid davon aus, dass für Netzerweiterung und Netzerhalt bis zum Jahr 2025 jährliche Investitionen von rund 180 Millionen Schweizer Franken notwendig sind. Bei diesen Angaben handelt es sich um reine Netzinvestitionen.

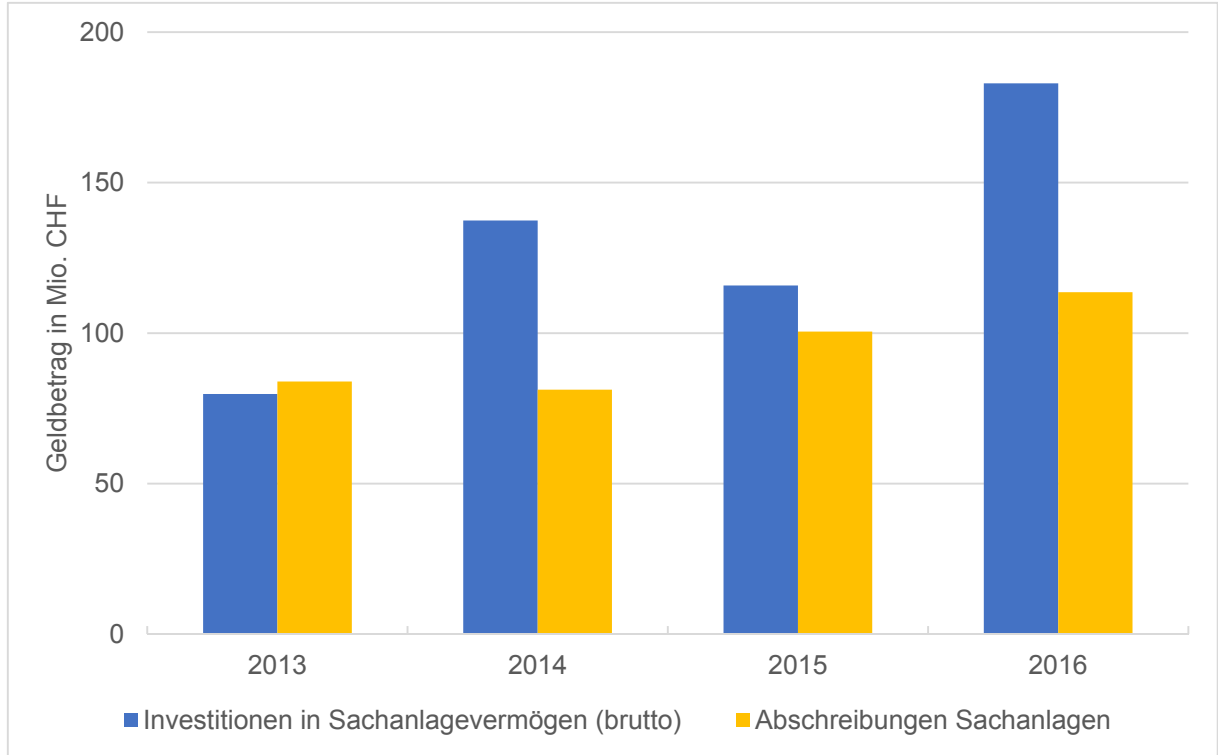


Abbildung 13: Investitionen und Abschreibungen von Sachanlagen im Übertragungsnetz (Quelle: Swissgrid)

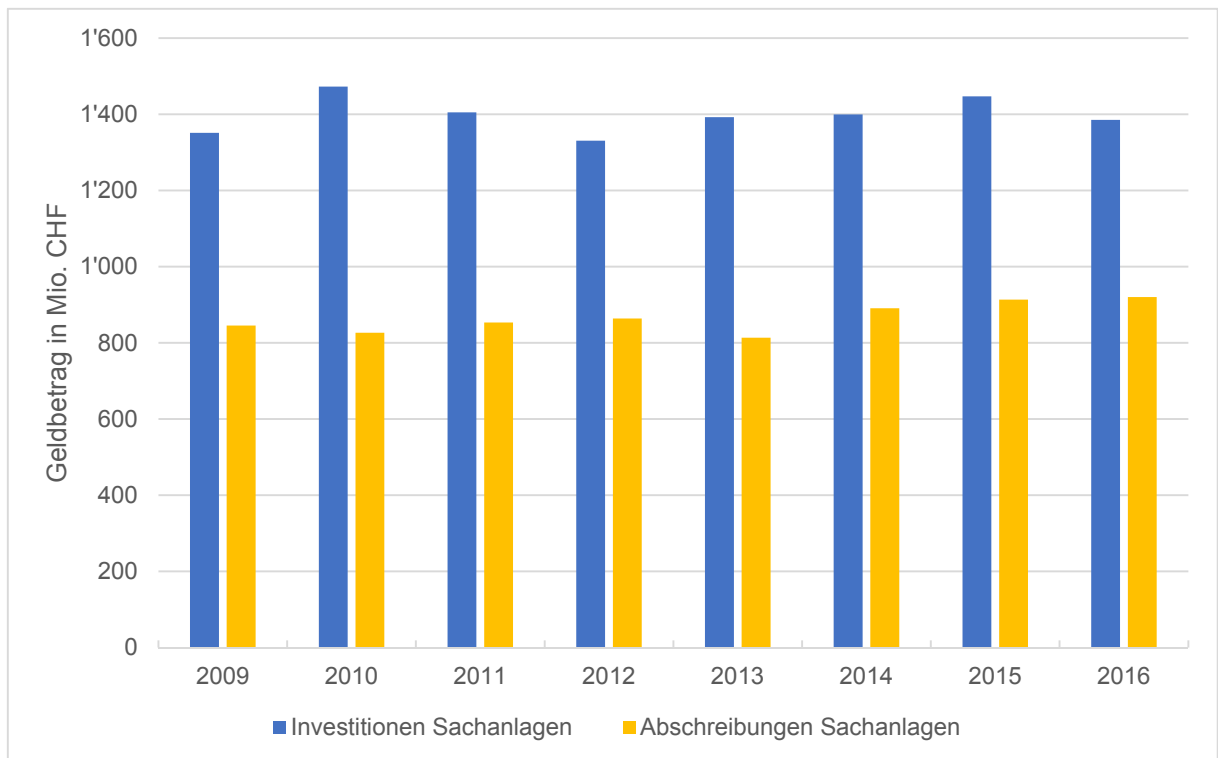


Abbildung 14: Investitionen und Abschreibungen von Sachanlagen im Verteilnetz (Quelle: EICom)

Abbildung 14 zeigt die Investitionen und Abschreibungen im Verteilnetz von 2009 bis 2016. In diesem Zeitraum blieben die Investitionen sowie die Abschreibungen stabil. Die Verteilnetzbetreiber investieren rund 60 Prozent mehr in den Erhalt, die Erneuerung und Erweiterung des Verteilnetzes, als abgeschrieben wird. Da gleichzeitig die Zuverlässigkeit der Schweizer Stromnetze – auch im internationalen Vergleich – sehr hoch ist (vgl. Beobachtungsdimension «2.2 Netzverfügbarkeit») und der Tatsache, dass die Investitionen die Abschreibungen übersteigen, beurteilt die ElCom die Investitionen ins Verteilnetz als genügend.

### 3 Produktion

Für die Sicherstellung der Stromversorgungssicherheit in der Schweiz ist neben einer genügenden Übertragungskapazität (Transmission Capacity) auch die Verfügbarkeit von Produktionskapazität, respektive eine ausreichende Stromproduktion (auch Produktions-Adäquanz oder Generation Adequacy) eine zentrale Voraussetzung. Hierzu werden im Monitoring die Beobachtungsdimensionen «3.1 Kraftwerkskapazität», «3.2 Stromimportmöglichkeit» und «3.3 Zukünftige Kraftwerkskapazität» 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 benötigte 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 aufrecht erhalten werden kann und somit die Kraftwerke weiterhin einen Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten können. Inwiefern sich die aktuellen, und vor allem die prognostizierten Produktionsbedingungen (Wasserszenen, Finanzierungskosten) sowie die Marktentwicklung (Marktpreise, Teilmarktöffnung) auf die Konzessionserneuerungen, bzw. die Re-Investitionen in den KW-Park auswirken, lassen sich hingegen nur schwer beurteilen.

#### 3.1 Kraftwerkskapazität

Die Dimension Kraftwerkskapazität wird anhand der Beobachtungsgrössen «3.1.1 Kraftwerkspark der Schweiz», «3.1.2 Leistungsreserven der Schweiz» und «3.1.3 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 15 zeigt die Entwicklung des Kraftwerksparks in der Schweiz seit 2009. Die Kraftwerkskapazität setzte sich 2016 mengenmässig hauptsächlich aus der Leistung der Pump-/Speicherkraftwerken (10.7 GW), der Laufwasserkraftwerken (4.0 GW) sowie den Kernkraftwerken (3.3 GW) zusammen (BFE, 2017a; BFE, 2017b). Die Produktionsleistung der konventionell-thermischen Kraftwerke (in der Abbildung 15 als «Rest» bezeichnet) und der erneuerbaren Energien betrug zusammen 2.8 Gigawatt. Gesamthaft gesehen lag die Kraftwerkskapazität in der Schweiz im Jahr 2016 bei 20.8 Gigawatt. Damit nahm die Kraftwerkskapazität in der Schweiz gegenüber dem Basisjahr von 2009 um rund 3.2 Gigawatt zu. Der grösste Zubau über diesen Zeitraum fand bei den Photovoltaik-Anlagen statt. Hier stieg die installierte Leistung zwischen 2010 und 2016 von 125.0 Megawatt auf 1.7 Gigawatt an (BFE, 2017c).

Seit dem letzten Bericht ist insbesondere die Zunahme aufgrund der Inbetriebnahme des Pumpspeicherkraftwerks Linth-Limmern auffällig.

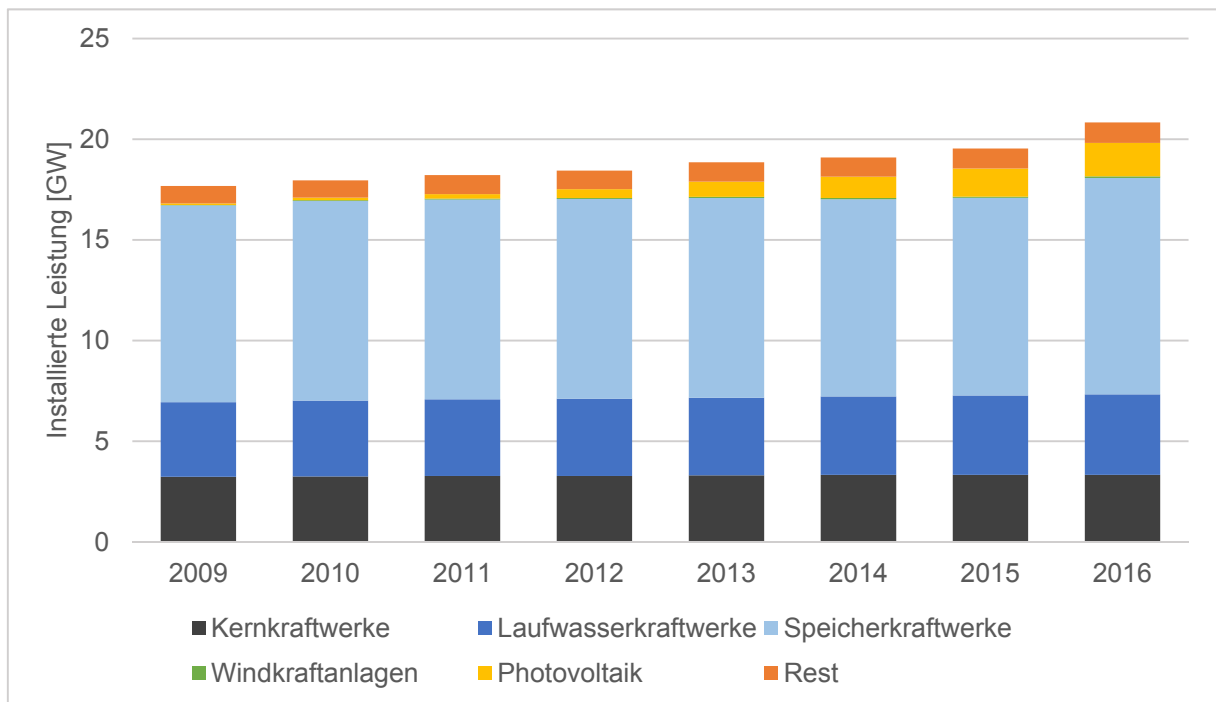


Abbildung 15: Entwicklung der Produktionskapazität des Schweizer Kraftwerkparks (Quelle: BFE)

Bei der Interpretation des Kraftwerkparks 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 1.0-1.5 Gigawatt und im Sommerhalbjahr zwischen 2.0-3.5 Gigawatt. Insgesamt kommen Laufwasserkraftwerke damit über das ganze Jahr auf 4000-6000 Volllaststunden. Die Speicherkraftwerke erreichen aufgrund der begrenzten Füllmenge in den Stauseen im Jahr immerhin noch etwa 2000-3000 Volllaststunden und werden aufgrund ihrer hohen Verfügbarkeit zur Deckung der Lastspitzen eingesetzt. Die Volllaststunden von Photovoltaik- und Windkraftanlagen liegen im Bereich von 1000 bzw. 1300-2700 Stunden pro Jahr. Ihre Produktionsmenge hängt jedoch von der Verfügbarkeit der Globalstrahlung seitens der Photovoltaik und der Windverhältnissen seitens der Windkraftanlagen ab. Photovoltaikanlagen erreichen dadurch ihr Produktionsmaximum im Sommer, Windkraftanlagen eher im Winter.

Abbildung 16 zeigt die installierte Leistung und die erzielte Produktionsmenge der bedeutendsten Kraftwerke der Schweiz. Rot dargestellt sind die Kernkraftwerke, orange die Pump-/Speicherkraftwerke und blau die Laufwasserkraftwerke. Bei den Kernkraftwerken verteilt sich die installierte Leistung von 3.3 Gigawatt auf 5 Anlagen. Bei den Laufwasserkraftwerken verteilt sich die installierte Leistung von 4.0 Gigawatt auf über 500 verschiedene Anlagen und bei den Pump-/Speicherkraftwerken verteilt sich die installierte Leistung von 10.7 Gigawatt auf knapp 100 verschiedene Zentralen (BFE, 2017b).

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-/Speicherkraftwerk 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 10.7 Gigawatt ist insbesondere gegen Ende des Winterhalbjahrs vom entsprechenden Speicherinhalt abhängig. Da die 5 Kernkraftwerke praktisch das ganze Jahr im Einsatz stehen, decken sie einen grossen Anteil des Schweizer Landesverbrauchs. Über die vergangenen 10 Jahre (2006-2015) lag dieser Anteil bei mehr als 40 Prozent. Plötzliche Ausfälle der Kernkraftwerke Leibstadt (1220.0 MW) oder Gösgen

(1010.0 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 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.

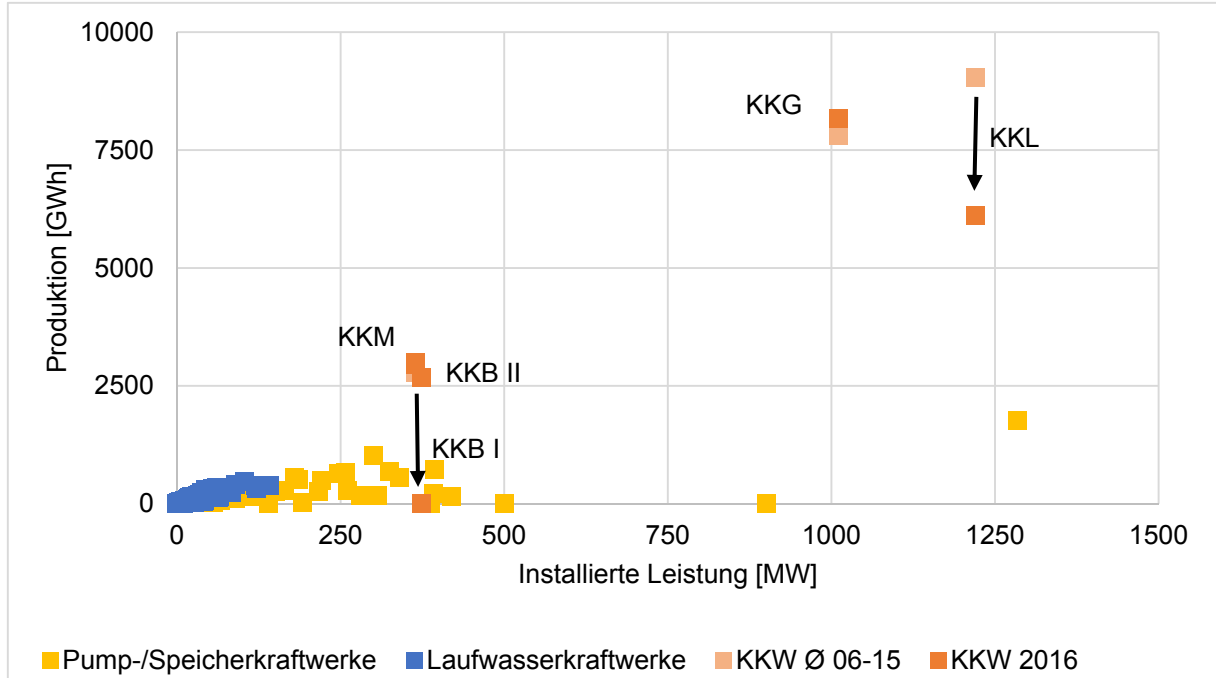


Abbildung 16: Übersicht installierter Leistung und produzierter Energie der Kraftwerke (Quelle: BFE)

### 3.1.2 Leistungsreserven der Schweiz

Zur Deckung des Landesverbrauchs, welcher im Jahresverlauf zwischen 5.0-11.0 Gigawatt variiert, steht eine installierte Kraftwerksleistung von 20.8 Gigawatt (Jahr 2016) und eine maximale Importkapazität von rund 6.0 Gigawatt gegenüber. Aufgrund der reduzierten Verfügbarkeit bzw. der Nichtverfügbarkeit des Primärenergieträgers – zum Beispiel das Wasser oder die Globalstrahlung – ist die installierte Kapazität nicht gleichzusetzen mit der verfügbaren Kraftwerksleistung. Zusätzlich können Kraftwerksausfälle auftreten, wodurch sich die verfügbare Kraftwerksleistung weiter reduziert.

Zur Beurteilung der Leistungsreserven des Kraftwerkspars Schweiz wurden basierend auf den installierten Kapazitäten, der Verfügbarkeit des Primärenergieträgers und der Verfügbarkeit der generellen Kraftwerkstechnologie im Winterhalbjahr verschiedene Szenarien betrachtet. Abbildung 17 zeigt erstens die total installierte Leistung 2016 (erste Säule). Die verfügbare Leistung im Winter (zweite Säule) berücksichtigt die reduzierte Verfügbarkeit der Primärenergieträger. Nicht mitberücksichtigt sind dabei die Kraftwerksrevisionen, Leistungsabzüge für die Vorhaltung von Systemdienstleistungen oder Produktionseinschränkungen aufgrund von Netzengpässen. Unter diesem Vorbehalt ist aufgrund der dritten Säule ersichtlich, dass die maximale Leistung auch ohne Kernkraftwerke und ohne Exportreduktion leistungsmässig (also nur für eine sehr begrenzte Zeit) abgedeckt werden kann.

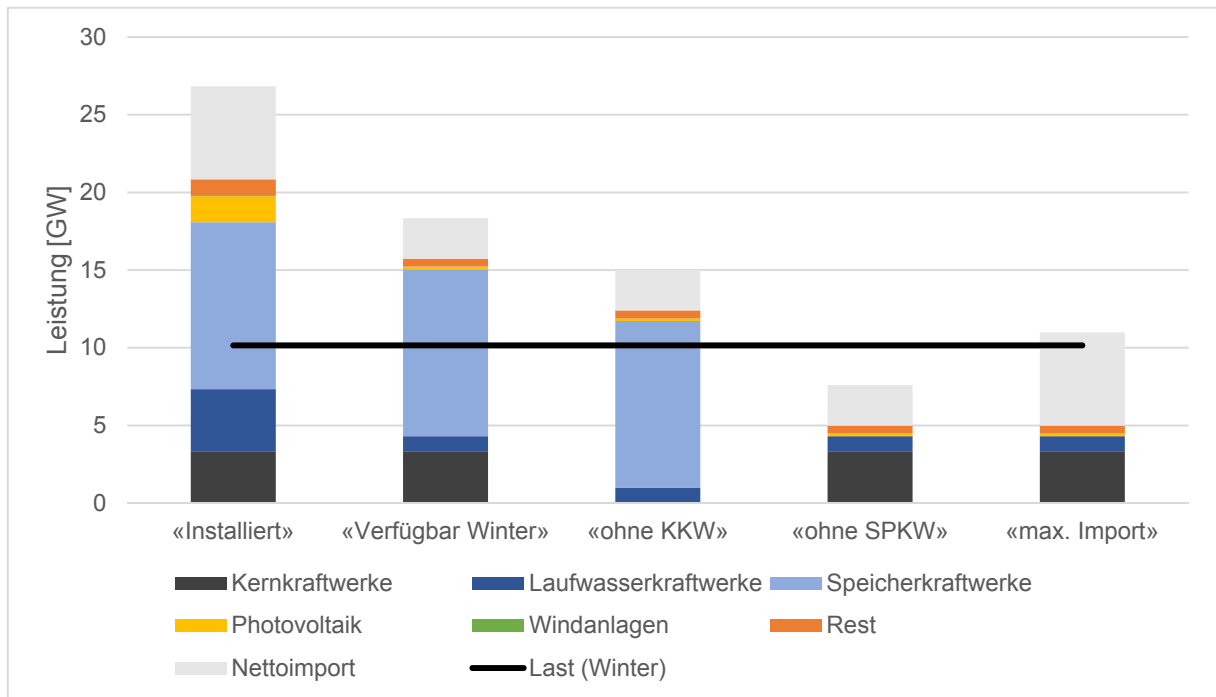


Abbildung 17: Aktuelle Leistungsreserven im Jahr 2016 (Quelle: BFE/EICom)

- «Installiert»: Die installierte Kraftwerksleistung inklusive der maximalen Importkapazität<sup>2</sup> von rund 6.0 Gigawatt übersteigt die winterliche Höchstlast theoretisch um den Faktor 2.5.
- «Verfügbar Winter»: Aufgrund des reduzierten Wasserdargebots können die Laufwasserkraftwerken im Februar nur etwa 25 Prozent der installierten Leistung zur Produktion einsetzen. Bei den Photovoltaik- und Windkraftanlagen wird eine Einspeiseleistung von 10 Prozent der installierten Leistung angenommen. Anhand dieser Annahmen verbleibt auch mit diesem «verfügbaren Kraftwerkspark» inklusive einer durchschnittlichen Nettoimportkapazität<sup>3</sup> von 2.6 Gigawatt Flexibilität, um die Höchstlast von 10.1 Gigawatt decken zu können. Zudem könnten auch die Speicherreserven zur Deckung von Lastspitzen (mit hohen Preisen) im europäischen Markt noch genutzt werden.
- Szenario «ohne KKW»: Bei einem Ausfall aller Kernkraftwerke könnte die Stromversorgung leistungsmässig theoretisch (da nur für eine sehr begrenzte Zeit) durch die Wasserkraftwerke sichergestellt werden. Dabei ist zu berücksichtigen, dass die Speicherreserven ohne Importe im Oktober für rund 40 Tage, im März für 2-7 Tag ausreichen. In diesem Szenario würde sich der Importbedarf erhöhen, sollte die Stromversorgung über eine längere Dauer ohne Kernkraftwerke sichergestellt werden.
- Szenario «ohne SPKW»: Eine vorzeitige Entleerung der Speicherseen hätte zur Folge, dass eine winterliche Höchstlast durch den verbleibenden Schweizer Kraftwerkspark und die durchschnittliche Nettoimportkapazität nicht gedeckt werden könnte. Dieses Szenario würde markttechnisch zu einem Preisniveau in der Schweiz führen, welches den Import maximiert (siehe nächstes Szenario «max. Import»).
- Szenario «max. Import»: Die Stromversorgung könnte im Szenario «ohne SPKW» nur sichergestellt werden, wenn die grenzüberschreitenden Leitungen primär für den Import genutzt werden. Da bei einer längeren Kältewelle insbesondere auch Frankreich und Italien auf Importe angewiesen und Exporte aus Deutschland je nach Wind sehr begrenzt möglich sind, müssen diese Risiken bei der Speicherbewirtschaftung berücksichtigt werden.

<sup>2</sup> Vergl. Kapitel 3.2.1 «Nettoaustauschprogramme der Schweiz»

<sup>3</sup>  $NTC_{Import\ FR>CH} + DE>CH + AT>CH - NTC_{Export\ CH>IT}$

### 3.1.3 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 bei einer durchschnittlichen Verfügbarkeit der Kernkraftwerke und einem durchschnittlichen Wasserdargebot. In den Jahren 2016 und 2017 war insbesondere die Verfügbarkeit der Kernkraftwerke eingeschränkt, so dass 2016 knapp 4 Terawattstunden und 2017 rund 10 Terawattstunden netto importiert wurden.

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 18 zeigt die Elektrizitätsbilanz der Schweiz im Winterhalbjahr seit dem Winter 1980/81 (BFE, 2017a). 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 Winter 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 2003 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 10 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.

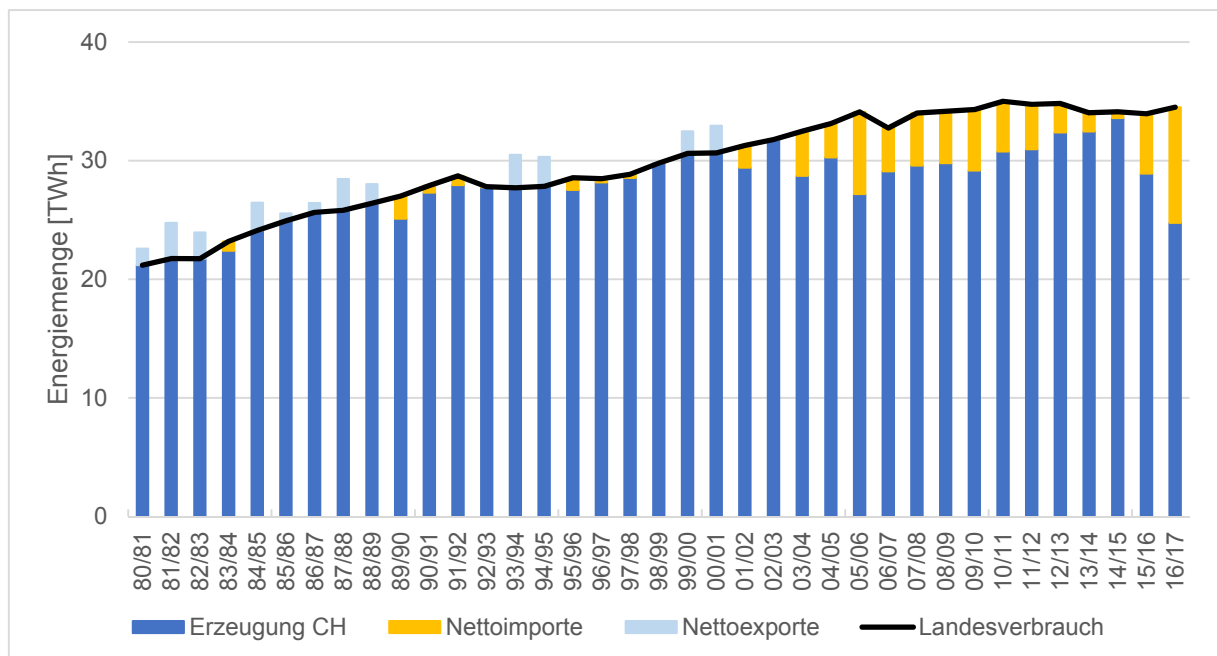


Abbildung 18: Elektrizitätsbilanz der Schweiz im Winterhalbjahr (Quelle: BFE)

Mit der anstehenden Stilllegung des Kernkraftwerks Mühleberg ist ab dem Jahr 2019 eine winterliche Energiemenge von über 1.5 Terawattstunden (5 Prozent 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,

substanziell 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 unter diesen Voraussetzungen unwahrscheinlich ist.

## 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» 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 2.0 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 das 380-Kilovoltenebene erfolgt, bestimmt im Winterhalbjahr in erster Linie die verfügbare Kapazität der Kuppeltransformatoren zwischen der 380- und 220-Kilovoltenebene die maximale 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 6.0 Gigawatt für den Landesverbrauch importieren. Bei substantiellem Transit reduziert sich die netto importierbare Leistung auf bis zu 2.4 Gigawatt.

Abbildung 19 zeigt die Verteilung der stündlichen Nettoaustauschprogramme der Schweiz mit den Nachbarländern Frankreich, Deutschland, Österreich und Italien. Zu sehen ist, dass in den Winterhalbjahren 2011/12 bis 2014/15 im Durchschnitt ein Nettoimport im Bereich von 0 bis 2.0 Gigawatt pro Stunde vorlag, wobei auch während einigen hundert Stunden über alle 4 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.

Erhöhte Netto-Importe bis zu 6.0 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 ungewöhnlichen 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.



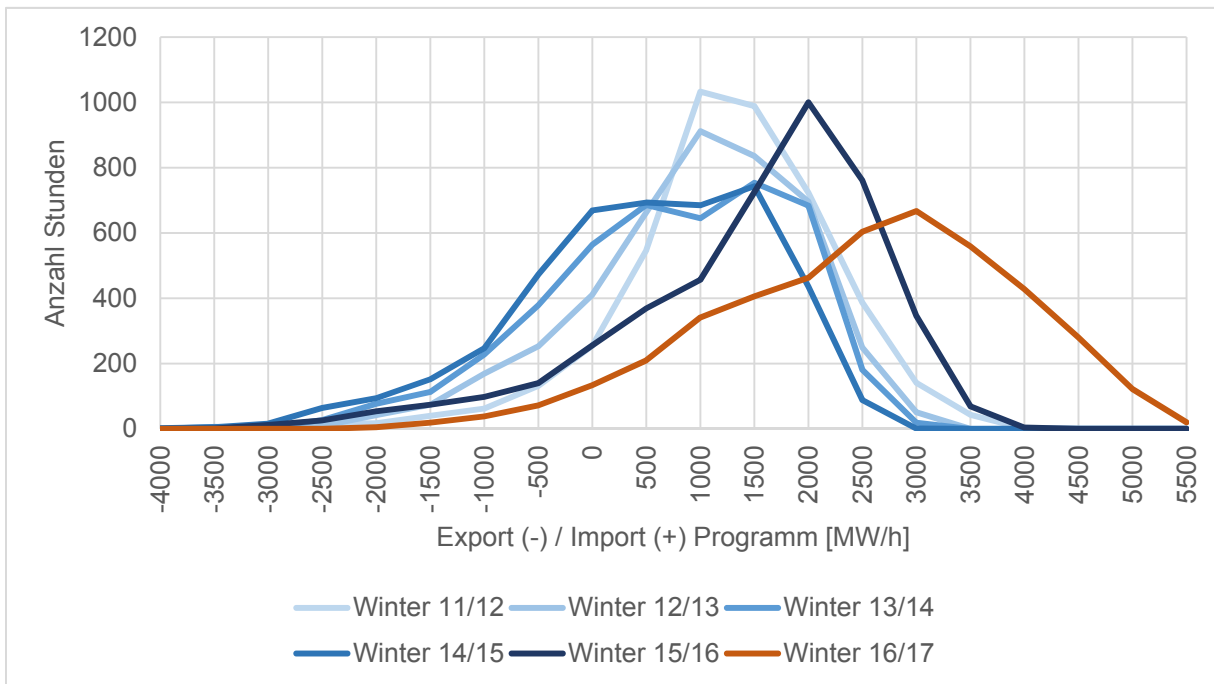


Abbildung 19: Verteilung der stündlichen Austauschprogramme der Schweiz im Winterhalbjahr (Quelle: Swissgrid)

### 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 20 zeigt die Entwicklung der installierten Kraftwerkskapazität in den Nachbarländer Frankreich, Deutschland, Österreich und Italien über den Zeitraum vom 2010 bis 2016 (ENTSO-E, Factsheets 2010-2016). 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, 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 7 Jahre leicht ab. Da die fluktuierende Einspeisung über denselben Zeitraum zunahm, liegt die installierte Kraftwerksleistung in Frankreich im Jahr 2016 über dem Wert von 2010. Die Jahreshöchstlast hängt in Frankreich stark von den klimatischen Bedingungen ab: die Temperatursensitivität in Frankreich beträgt rund 2.0 Gigawatt pro Grad Celsius. Insgesamt kann die Exportfähigkeit von Frankreich über die vergangenen 7 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 7 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 7 Jahre, aufgrund der Verlagerung von der steuerbaren Produktion im Süden hin zur fluktuierenden Produktion im Norden, tendenziell abgenommen.

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 7 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 gasbefeuerten (und deshalb im Verhältnis zu Nuklear- und Kohle- teureren) 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 dem 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 jedoch das generell höhere Preisniveau wie auch inneritalienische Netzengpässe.

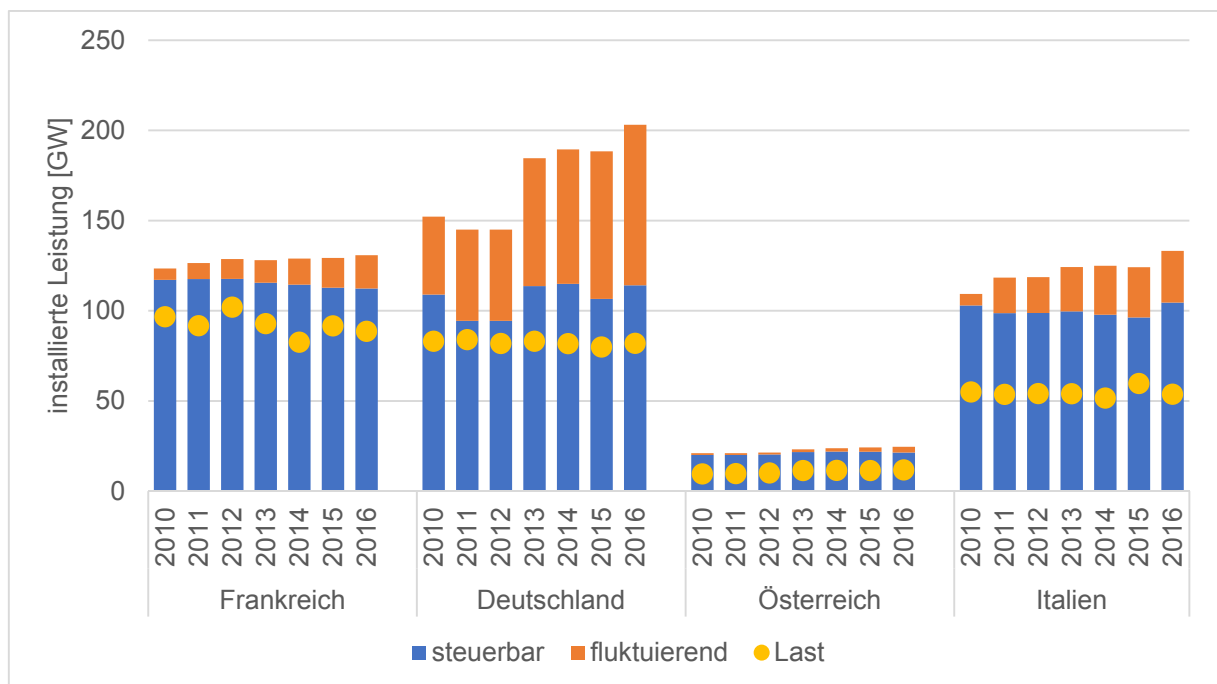


Abbildung 20: Entwicklung der Kraftwerkskapazität und Last der Nachbarländer (Quelle: ENTSO-E)

### 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 «Exportländer» 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 21 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 (ENTSO-E, Factsheets 2009-2017). Im Winter 2009/10 benötigten die 4 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 von Frankreich deutlich geringer ausfielen als in «normalen» Jahren. Zwischen dem Winter 2010/11 bis 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 4 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 Italien<sup>4</sup> und Österreich<sup>5</sup> teilweise kompensiert. Die Schweiz benötigte im Winter 2016/17 beinahe 40 Prozent des von den Nachbarländern exportierten Stroms (10.0 TWh von 25.0 TWh – gelber Punkt in Abbildung 21) zur Deckung des Eigenbedarfs.

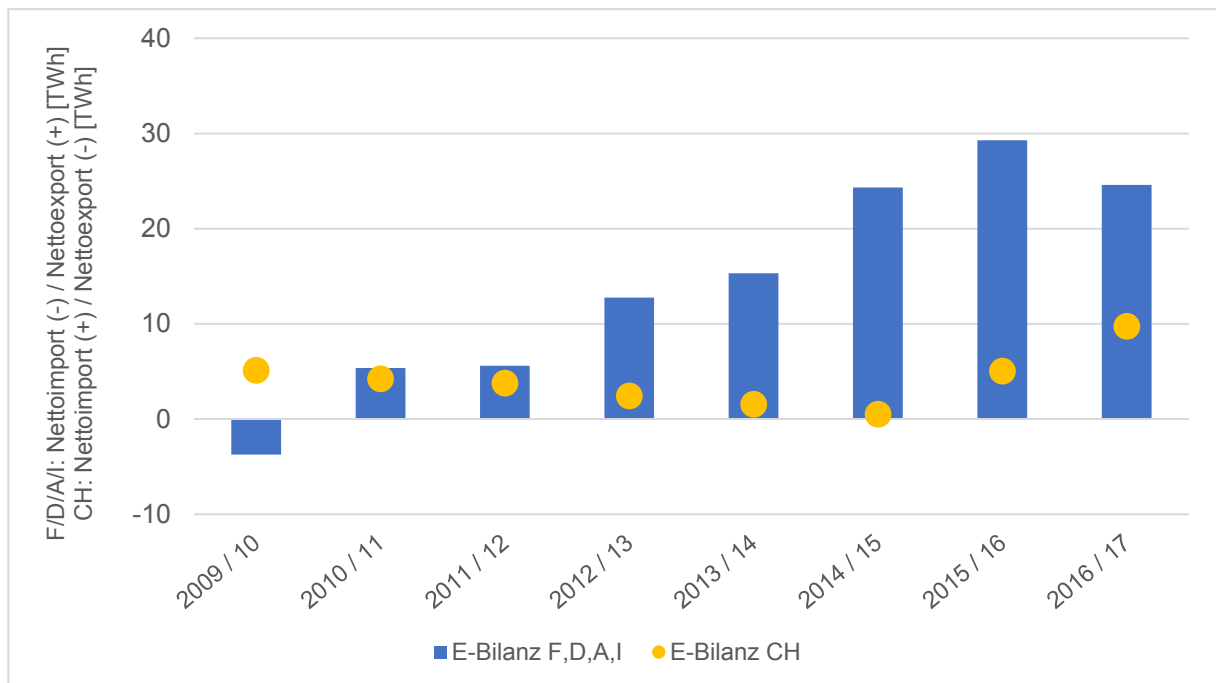


Abbildung 21: Aufsummierte Elektrizitätsbilanz der Nachbarländer im Winterhalbjahr; Export (+); Import (-); (Quelle: ENTSO-E)

Ob und wie sich der geplante Zu- und Rückbau in den jeweiligen Kraftwerksparks in Zukunft entwickeln und somit deren Auswirkungen auf die Elektrizitätsbilanzen der Nachbarländer, ist zum heutigen Zeitpunkt schwierig abzuschätzen. Deutschland plant bis zum Jahr 2022 aus der Kernenergie auszusteigen, in Frankreich soll der Anteil der Kernenergieproduktion ebenfalls von 75 Prozent auf 50 Prozent gesenkt werden. Es ist zwar grundsätzlich davon auszugehen, dass die stillgelegten Kraftwerke in der einen oder anderen Form substituiert werden. 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.

<sup>4</sup> Der Nettoimport von Italien ging im Winter 2016/17 gegenüber dem Vorwinter um 21 TWh zurück

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

### 3.3 Zukünftige Kraftwerkskapazität

Die Verfügbarkeit von Kraftwerkskapazität erscheint aufgrund des Preisniveaus der Forward-Produkte bis und mit 2021 «normal». Die Preise für Jahreskontrakte für 2019 bis 2021 haben insbesondere in der zweiten Jahreshälfte 2017 nach einer längeren Phase auf sehr tiefem Niveau angezogen und sich gegen Ende 2017 auf rund 35 €/MWh in Deutschland, 40 €/MWh in Frankreich und der Schweiz und 45 €/MWh in Italien eingependelt.

Die Dimension Zukünftige Kraftwerkskapazität wird anhand der Beobachtungsgrössen «3.3.1 Ausbau der erneuerbaren Energien in der Schweiz» und «3.3.2 Zukünftige Produktionsleistung im Ausland» beurteilt.

#### 3.3.1 Ausbau der erneuerbaren Energien in der Schweiz

Die erneuerbaren Energien sollen gemäss Energiestrategie 2050 in der zukünftigen Stromversorgung einen ansteigenden Beitrag leisten. Gemäss Energiestrategie 2050 war geplant, dass die Produktionsmenge der 5 Schweizer Kernkraftwerke (rund 25.0 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 22 zeigt die bisher realisierten Produktionsmengen der Jahre 2010 bis 2016 sowie die Ausbauziele der Energiestrategie 2050 in den Jahren 2020, 2035, 2040 und 2050. Die Produktionsmenge aus erneuerbaren Energien konnte in den vergangenen 7 Jahren stets gesteigert werden und lag im Jahr 2016 bei rund 3.2 Terawattstunden (BFE, 2017c). Die Produktionsmenge der Photovoltaik-Anlagen hat sich über die vergangenen 7 Jahre weit mehr als verzehnfacht und übertrifft aktuell den Zielwert aus dem Jahr 2020. Die Produktionsmenge der Kehrlichtverbrennungs- und Abwasserreinigungsanlagen (KVA und ARA) entspricht ebenfalls bereits 2018 dem Zielwert des Jahres 2020. Bei der Windenergie- und der Biomasseerzeugung müssten die aktuellen Produktionsmengen bis zum Jahr 2020 jedoch noch versechsfacht bzw. verdreifacht werden, damit die Zielwerte erfüllt würden. Geothermie-Anlagen, die zur Stromproduktion eingesetzt werden, sind aktuell keine in Betrieb (nur zur Wärmeproduktion). Für die Zielerreichung der Energiestrategie 2050 würden gemäss Geothermie Schweiz 110 Anlagen mit einer Leistung von 5.0 Megawatt benötigt (Geothermie Schweiz, 2016).

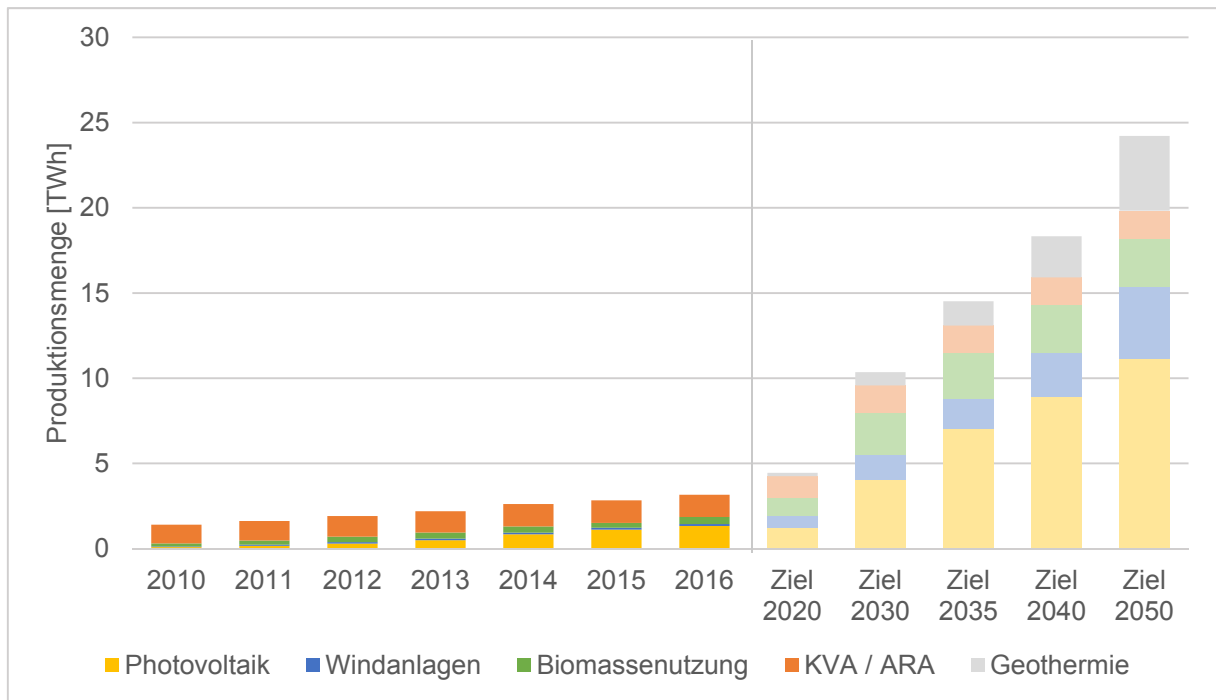


Abbildung 22: Ausbaupfad der neuen erneuerbaren Energien (Quelle: BFE)

Die Zielwerte 2020 seitens der Photovoltaikanlagen und der Kehrlichtverbrennungs- und Abwasserreinigungsanlagen sind heute bereits erfüllt. Die Erfüllung der Zielwerte 2020 der Windenergie-, Biomassen- und Geothermieanlagen erscheinen aufgrund der Zubauraten der letzten Jahre und der aktuellen Rahmenbedingungen nicht wahrscheinlich. Positiv zu erwähnen ist, dass auf den Juraketten in den nächsten 5 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 ab. Diese benötigen mehr Zeit als ursprünglich geplant. Die Erfüllung der weiteren Etappenziele 2030 bis 2050 dürfte jedoch primär von den Finanzierungsbedingungen abhängig sein. Die Erhöhung des Netzzuschlags auf den Maximalbetrag von 2.3 Rp. pro Kilowattstunden könnte sich positiv auf die Warteliste des Netzzuschlags auswirken. Mit einem jährlichen Investitionsvolumen von rund 150 Millionen Franken erscheint es möglich, dass die bestehende Warteliste für PV-Anlagen binnen 5 Jahren abgebaut werden kann, wodurch sich rund 1450.0 Megawatt zusätzliche PV installieren lassen. Diese erzeugen mit einer Benutzungsdauer von 1000 Stunden pro Jahr elektrische Energie im Umfang von lediglich 1.45 Terawattstunden, was rund der Hälfte der jährlichen Produktion vom Kernkraftwerk Mühleberg entspricht.

### 3.3.2 Zukünftige Produktionsleistung der Nachbarländer

Da die Stilllegung des Kernkraftwerks Mühleberg per Ende 2019 feststeht und dessen elektrische Energiemenge kaum durch Produktion in der Schweiz substituiert werden kann, ist davon auszugehen, dass die Schweiz in den nächsten Jahren im Winter zunehmend auf Stromimporte angewiesen ist. Die Stromversorgung in der Schweiz hängt somit von der Exportfähigkeit der Nachbarländer ab. Abbildung 23 zeigt, wie sich der Kraftwerkspark in den Nachbarländern Frankreich, Deutschland, Österreich, Italien und der Schweiz zwischen 2016 (Ist-Wert), 2020 (Prognose) und 2025 (Prognose) verändern dürfte. Die angegebene Leistung ist wiederum in «steuerbare» (thermische Kraftwerke und Wasserkraftwerke) sowie «fluktuierende» (Photovoltaikanlagen und Windkraftanlagen) Kraftwerkskapazität unterteilt. Zusätzlich wird pro Land die zu erwartende Jahreshöchstlast angegeben (ENTSO-E, 2016).

Generell gilt für auch für die umliegenden Länder, dass in den nächsten 10 Jahren in der Tendenz steuerbare durch fluktuierende Produktionskapazität ersetzt wird. In einer Leistungsbetrachtung kommt es, bis auf Italien, netto zwar zu einer Zunahme. Die Leistungsbetrachtung ist jedoch wenig aussagekräftig. In den umliegenden Ländern werden primär Grund- und Mittellastkraftwerke ausser Betrieb genommen. Diese produzieren mit 2000 bis 8000 Vollaststunden pro Jahr Elektrizität. Demgegenüber

weisen PV-Anlagen lediglich rund 1000 Voll-Last-Stunden und Windanlagen rund 1300-2700 Volllaststunden pro Jahr auf.

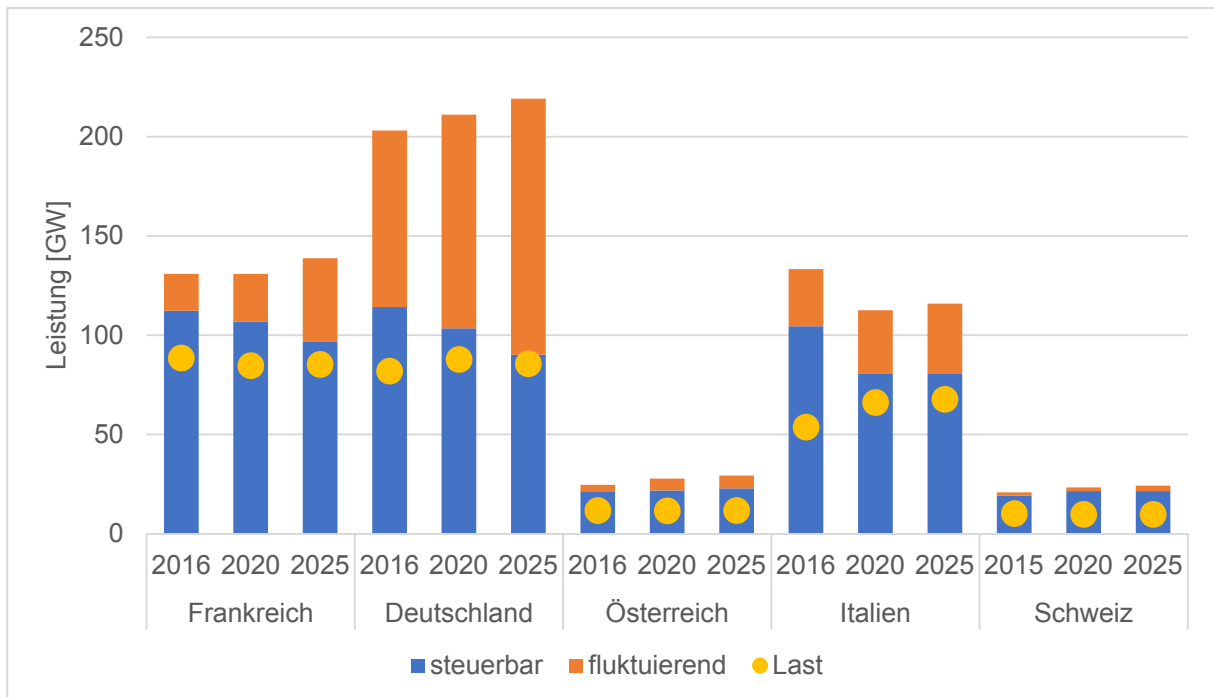


Abbildung 23: Entwicklung der installierten Kraftwerkskapazität bis 2025 (Quelle: ENTSO-E).

In Deutschland wird bis 2025 netto Leistung ausgebaut, insbesondere auch in Windkapazität im Norden. In Bezug auf die Versorgungssicherheit stellt sich primär die Frage, ob auch im Süden des Landes jederzeit genügend Leistung verfügbar sein wird. Da die Marktpreise kaum Anreize für neue (nicht subventionierte) Kraftwerke generieren, dürften deshalb in Deutschland bis 2025 netto Leistung für steuerbare Kraftwerke aus dem Markt genommen werden. Aus diesem Grund bedarf es zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit Deutschlands bereits heute eine Bewilligung der Bundesnetzagentur, damit nicht rentable Kraftwerke rückgebaut werden dürfen. Aus dem gleichen Grund sind in Deutschland diverse Arten von Reserven bereits kontrahiert oder geplant. Die für Deutschland in Abbildung 27 geltenden Werte sind ohne diese (diversen) Reservekapazitäten dargestellt. Da diese Reservekraftwerke fossil befeuert sind und Deutschland über umfangreiche Gas- und Kohlereserven verfügt, ist ein (Energie) Engpass für Deutschland unwahrscheinlich. Diese Reservekraftwerke werden jedoch über das Netznutzungsentgelt finanziert und dürfen deshalb zur Vermeidung von Marktverzerrungen explizit nicht am Markt angeboten werden. Inwiefern solche Reservekraftwerke in Krisensituationen für den Export (in die Schweiz) genutzt werden könnten, ist deshalb als unsicher zu beurteilen.

Die Situation in Frankreich erscheint noch kritischer. Der Kraftwerkspark in Frankreich dürfte im Jahr 2025 aus Kern- (52.0 GW), Wasser- (25.0 GW), Kohle- und Gaskraftwerken (10.0 GW), Windkraft- (26.0 GW) und Photovoltaikanlagen (16.0 GW) bestehen. Aufgrund der hohen Temperatursensitivität der Last (bis zu 2.4 GW/K) dürfte Frankreich in kalten Phasen noch stärker auf Importe angewiesen sein, was sich negativ auf die Exportfähigkeit Frankreichs auswirkt.

Italien ist in 6 geographische (und 4 virtuelle) Preiszonen unterteilt. In der für die Schweiz relevanten Zone «NORD» decken im Winterhalbjahr primär die thermischen und hydraulischen Kapazitäten die Last ab. Italiens Last nimmt bei Temperaturen unter 15 Grad Celsius mit rund 700.0 Megawatt/Grad Celsius zu, so dass die tatsächliche Last in kritischen Situationen die verfügbare Kapazität in der Zone «NORD» übersteigen kann. Aufgrund inneritalienischer Engpässe kann die Zone «NORD» nur limitiert aus den südlichen Zonen Italiens versorgt werden und ist in kritischen Situationen auf Importe aus den nördlichen Nachbarländern angewiesen. Die italienische Exportfähigkeit in kritischen Situationen erscheint deshalb fraglich.

Österreich verfügt aufgrund des aktuellen Kraftwerkparcs und die gesicherten Gasspeicher und die zugesicherten Importkapazitäten aus Deutschland im Umfang von 4.9 Gigawatt über eine solide Versorgungssicherheit. Allerdings sind Importe aus Österreich im Vergleich zu Frankreich, Deutschland und Italien aus netztechnischen Gründen zu limitiert, um bei grossen Stromversorgungslücken substantziell aushelfen zu können.

## 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 Netz-zugang 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 650 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 Anteil Stromkosten 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 2016 gemäss der Elektrizitätsstatistik des Bundesamts für Energie bei 5167.0 Kilowattstunden (BFE, 2017a). 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 4500.0 Kilowattstunden.

Abbildung 24 zeigt einerseits die Entwicklung des durchschnittlichen Netztarifs der Schweiz (blaue Linie) sowie andererseits die Entwicklung sowie das Maximum und Minimum des Streubereichs der durchschnittlichen mengengewichteten<sup>6</sup> kantonalen Netztarife (orange Linien) in der Verbrauchskategorie H4 (ElCom, 2017a). 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. 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. Die Reduktion der Streuung ist auf ein Anstieg der minimalen Netztarife zurückzuführen.

<sup>6</sup> Die Netztarife der Verteilnetzbetreiber wurden mit der Anzahl Endverbraucher gewichtet, um die Repräsentativität der Darstellung zu erhöhen.



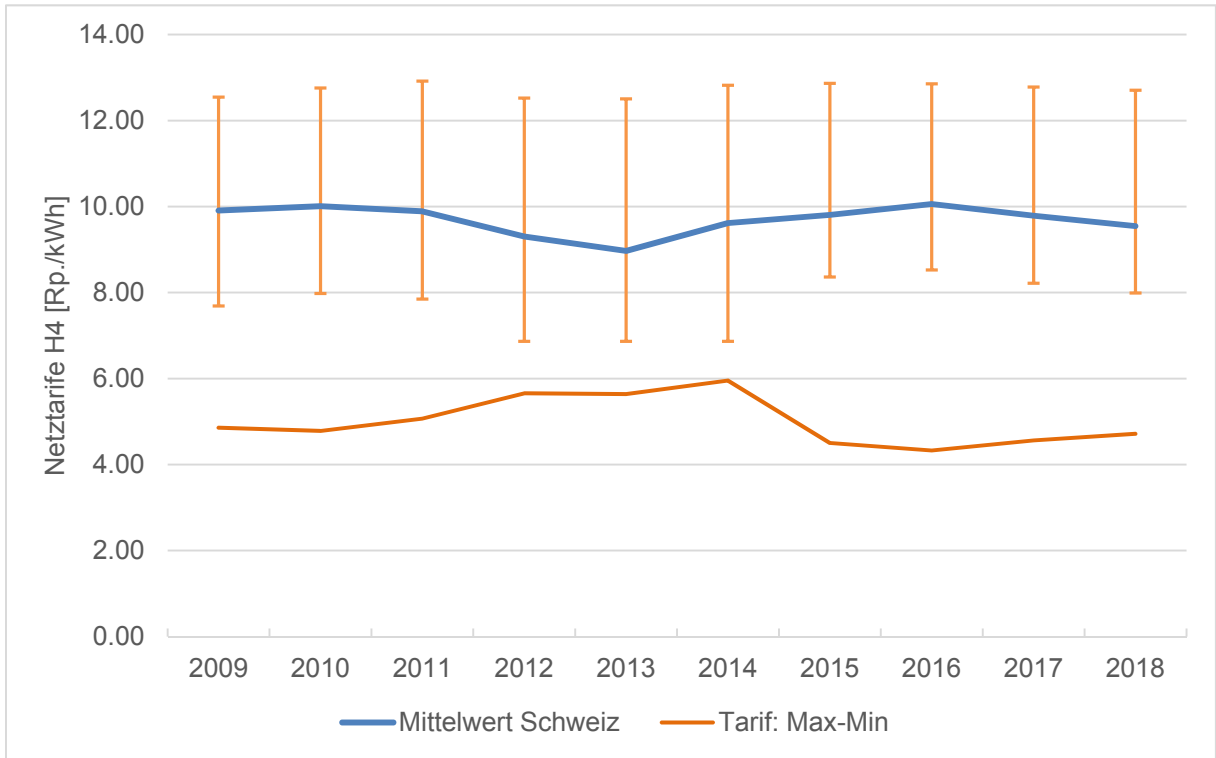


Abbildung 24: Entwicklung des Netztarifs und Streubereichs der Kategorie H4 (Quelle: EICom)

Abbildung 25 zeigt wie Abbildung 24 einerseits die Entwicklung des durchschnittlichen Energietarifs der Schweiz sowie die Entwicklung des Streubereichs der durchschnittlichen mengengewichteten<sup>7</sup> kantonalen Energietarife in der Verbraucherkategorie H4 über den Zeitraum von 2009 bis 2018 (EICom, 2017a). Der Energietarif enthält sämtliche Kosten, welche bei der Energieerzeugung und –vertrieb anfallen. Die Energie produziert der Netzbetreiber entweder mit eigenen Kraftwerken oder kauft sie am Markt von Lieferanten ein. Der durchschnittliche Energietarif steigt zwischen 2009 und 2013 leicht an. Ab 2014 sank der durchschnittliche Energietarif bis 2017 und stieg 2018 leicht an. Die Abnahme der Energietarife ist insbesondere auf die tiefen 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 nimmt der kantonale Unterschied wieder zu.

<sup>7</sup> Die Energietarife der Verteilnetzbetreiber wurden mit der Anzahl Endverbraucher gewichtet, um die Repräsentativität der Darstellung zu erhöhen.

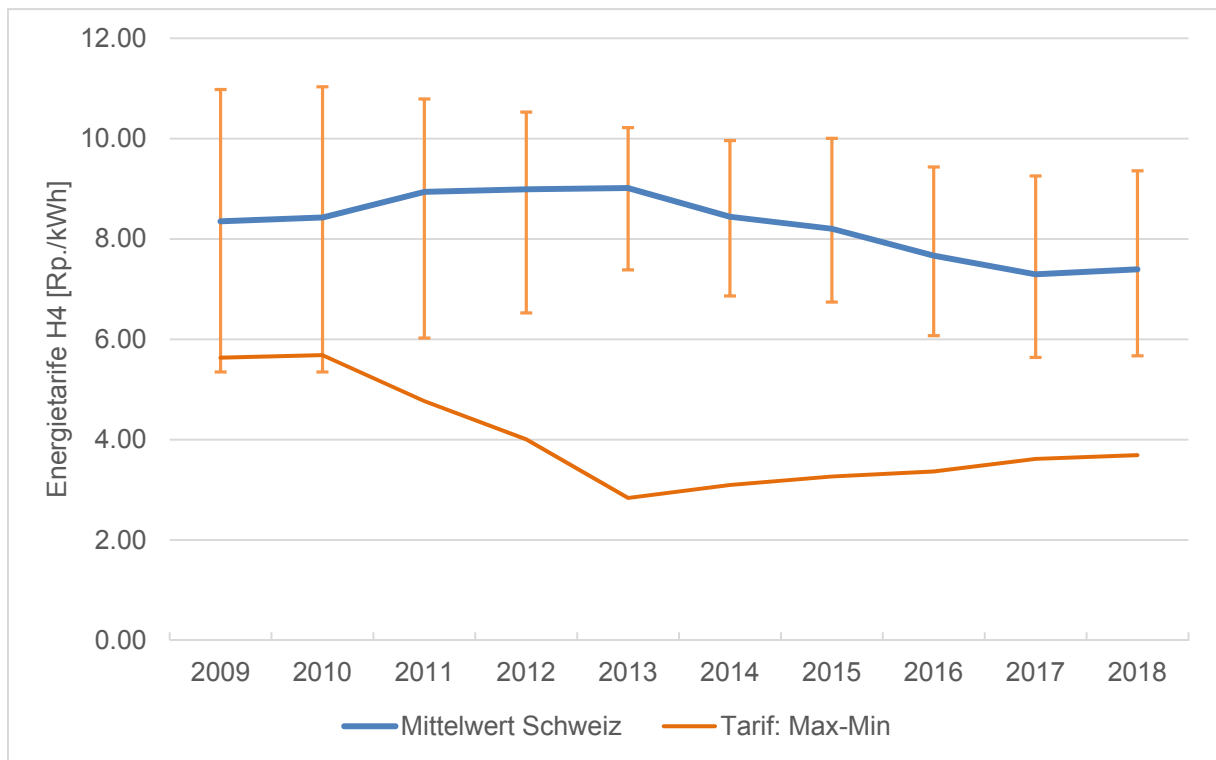


Abbildung 25: Entwicklung des Energietarifs und Streubereichs der Kategorie H4 (Quelle: ElCom)

#### 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 150 000.0 Kilowattstunden und einer maximal beanspruchten Leistung von 50.0 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 26 zeigt einerseits die Entwicklung des durchschnittlichen Netztarifs (blaue Linie) sowie andererseits die Entwicklung sowie das Maximum und Minimum des Streubereichs der durchschnittlichen mengengewichteten<sup>8</sup> kantonalen Netztarife (orange Linien) in der Verbraucherkategorie C3 (ElCom, 2017a). Der wesentliche Treiber der Netztarife sind die Kapitalkosten auf dem regulierten Anlagevermögen (Abschreibungen und Kapitalverzinsung) sowie die Betriebskosten. Die Entwicklung der Netztarife der Verbrauchskategorie 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 dem Wegfall 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. 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 2018 wieder leicht an.

<sup>8</sup> Die Netztarife der Verteilnetzbetreiber wurden mit der Anzahl Endverbraucher gewichtet, um die Repräsentativität der Darstellung zu erhöhen.

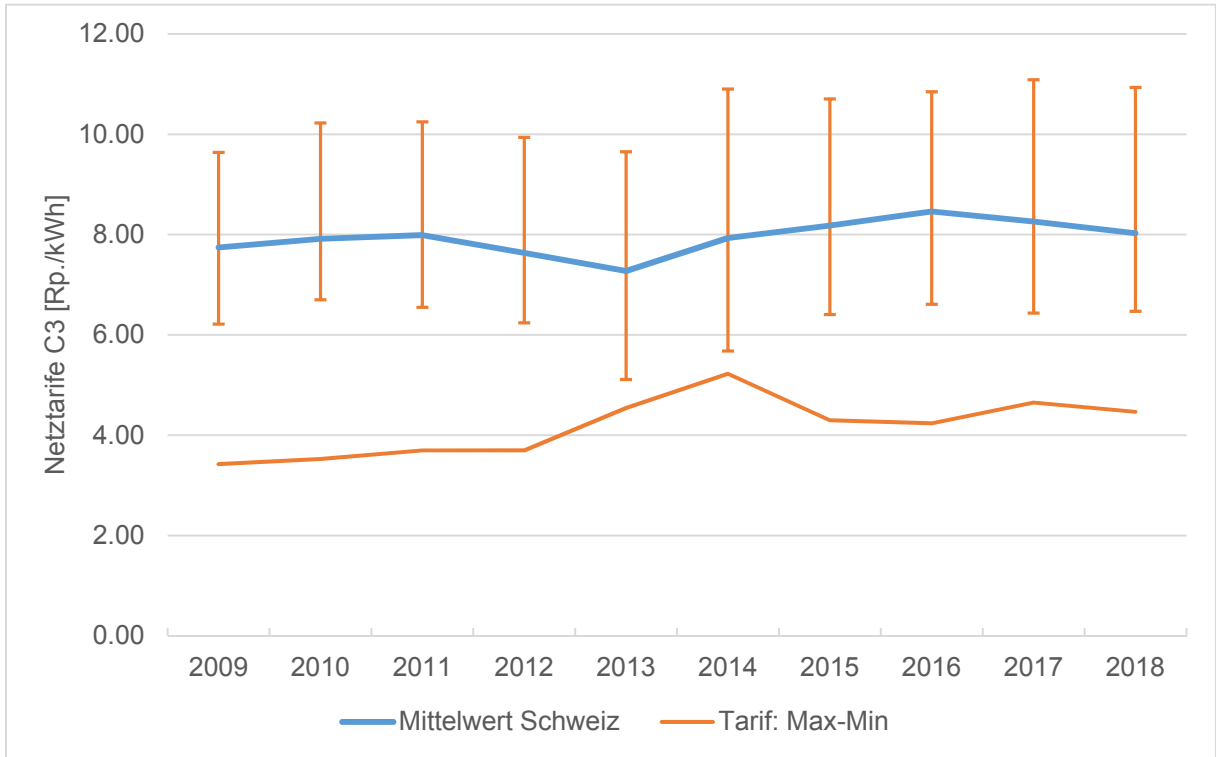


Abbildung 26: Entwicklung der kantonalen Streuung der Netztarife der Kategorie C3 (Quelle: EICom)

Abbildung 27 zeigt wie Abbildung 25 die Entwicklung des durchschnittlichen Energietarifs und des Streubereichs der durchschnittlichen mengengewichteten<sup>9</sup> kantonalen Energietarife in der Verbraucherkategorie C3 (EICom, 2017a).

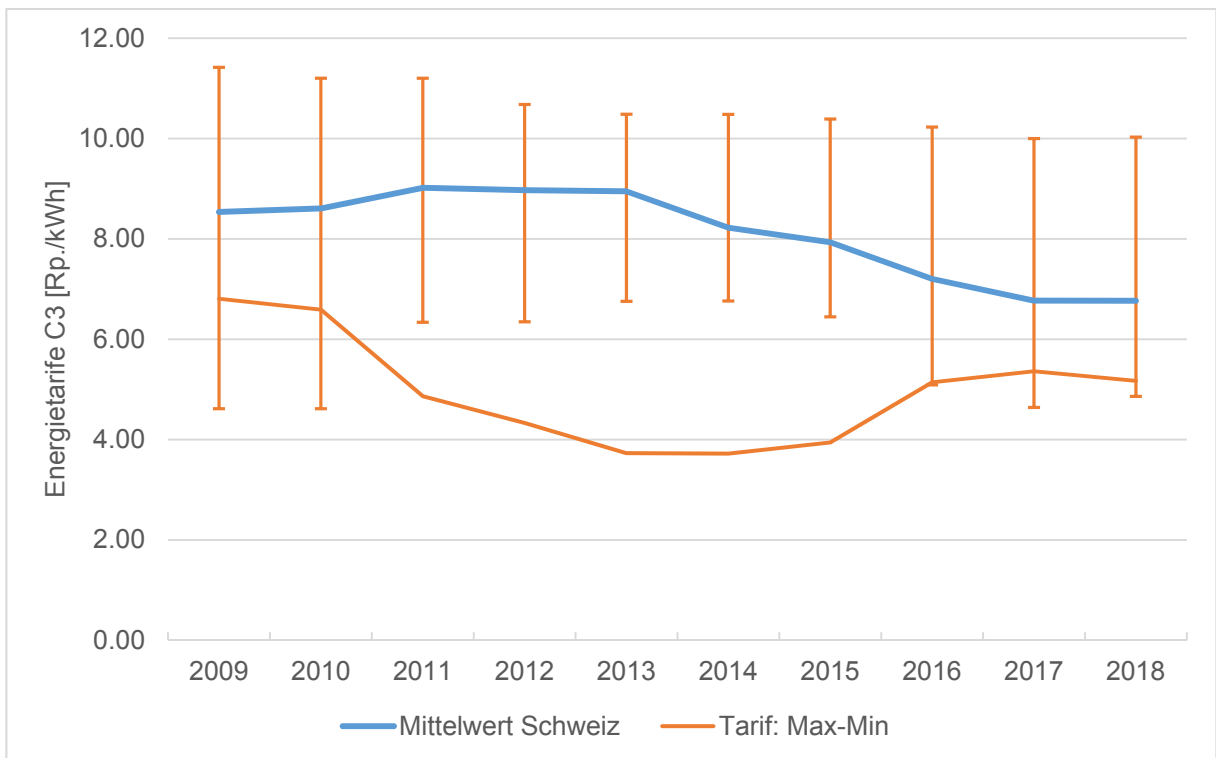


Abbildung 27: Entwicklung der kantonalen Streuung der Energietarife der Kategorie C3 (Quelle: EICom)

<sup>9</sup> Die Energietarife der Verteilnetzbetreiber wurden mit der Anzahl Endverbraucher gewichtet, um die Repräsentativität der Darstellung zu erhöhen.

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. Das Gefälle zwischen den kantonalen Energietarifen nahm über 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.

#### 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 100.0 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, 2018). Diese Verbraucherkategorie hat einen Jahresverbrauch zwischen 20.0-500.0 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 ECom um tarifizierte 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 2017 in den betrachteten europäischen Ländern (Deutschland, Österreich, Frankreich, Italien, Niederlande, Belgien, Schweden, Norwegen, Spanien) zwischen 5.80-15.00 Cent pro Kilowattstunde. Am teuersten war der Strom in der Verbraucherkategorie Ib in Spanien, am billigsten in Norwegen. Abbildung 28 zeigt den durchschnittlichen Strompreis der betrachteten europäischen Länder. Der durchschnittliche Strompreis über den Zeitraum von 2010 bis 2017 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 15.00 und 17.00 Rappen pro Kilowattstunde (grauer Balken).

Das Preisverhältnis zwischen dem Schweizer Strompreis und dem durchschnittlichen europäischen Strompreis verhielt sich zwischen 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.

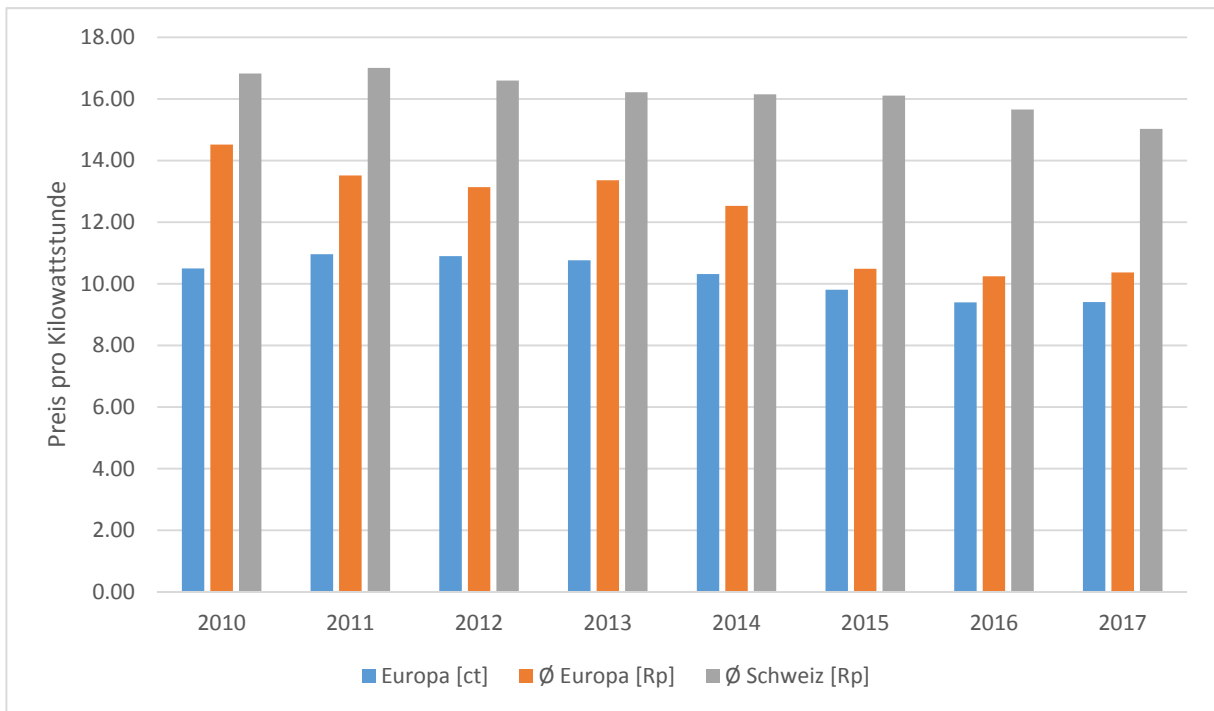


Abbildung 28: Strompreise der Schweiz und Europa (Quelle: Eurostat und EICom)

## 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 Energietarifen 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 und 2012 bis 2014 (BFS, 2016) der Grossregionen des Bundesamts für Statistik (BFS) sowie die mittleren, mengengewichteten Strompreise (inkl. Abgaben und Steuern) der Verbraucherkategorie H4 (Jahresverbrauch von 4500.0 kWh) der einzelnen Grossregionen. Das durchschnittliche verfügbare Haushaltseinkommen einer Dreijahresperiode ergibt sich aus dem Bruttoeinkommen abzüglich den Sozialversicherungsbeiträge, den Steuern und den Krankenkassenprämien für die Grundversicherung. Im Vergleich zum Bericht «Stromversorgungssicherheit der Schweiz 2016» (EICom, 2016) wurde die Auswertung leicht angepasst. So basiert die Auswertung neu auf den Dreijahresperioden, für welche das BFS die durchschnittlichen Haushaltseinkommen berechnet. Zudem wurden die Stromkosten auf dem durchschnittlichen Haushaltsverbrauch aus der Elektrizitätsstatistik des BFE anstelle des theoretischen Verbrauchs der Kategorie H4 berechnet.

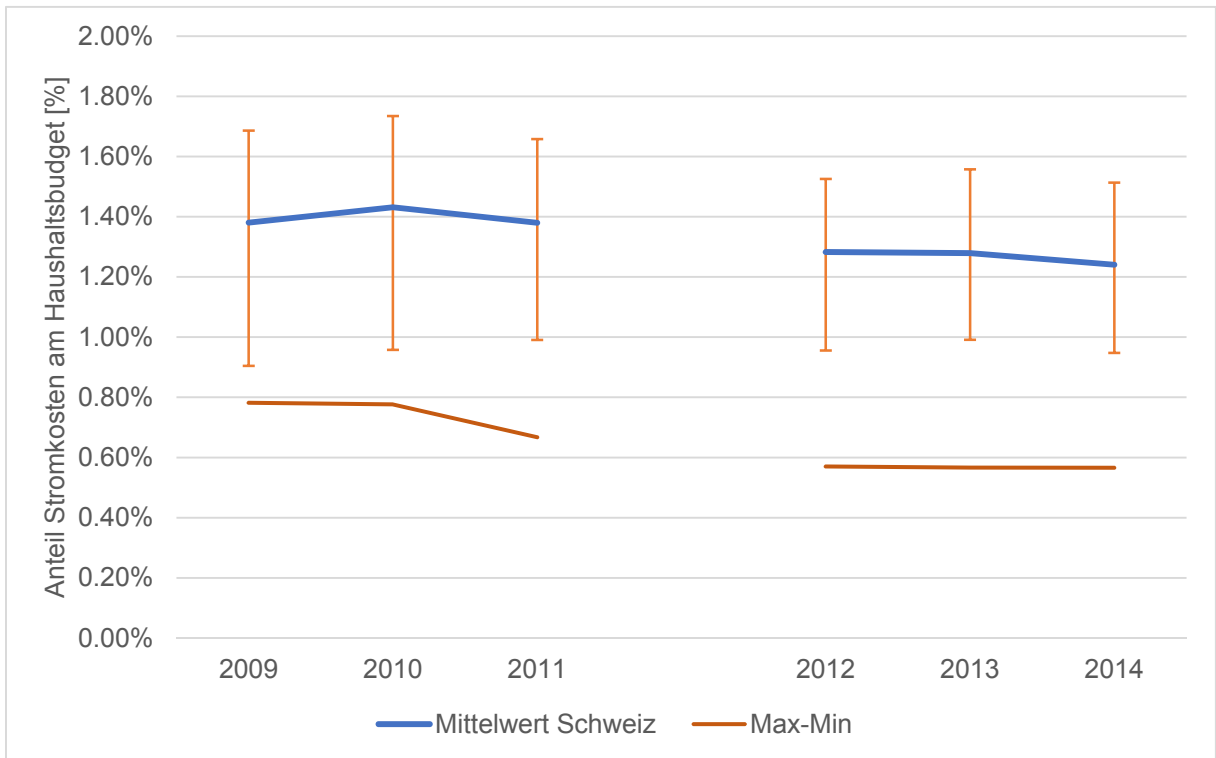


Abbildung 29: Entwicklung des Stromkostenanteils am Haushaltsbudget (Quelle: BFS und EICOM)

Abbildung 29 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 (orange Linien) für die 7 Grossregionen. In der ersten Periode (2009-2011) lag die Streuung des Anteils der Stromkosten am verfügbaren Haushaltseinkommen zwischen 0.9-1.7 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.

## 5 Umfeld

Unter Umfeld werden die «Rechtlichen Grundlagen», die «Cyber-Sicherheit» und «Effizienter Stromeinsatz» beurteilt.

### 5.1 Rechtliche Grundlagen

Die Dimension Rechtliche Grundlage Schweiz 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 Verordnungsänderungen (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 neuen Rahmenbewilligungen für Kernkraftwerke erteilt werden können. Im Hinblick auf die langfristige Verfügbarkeit der Produktion sind insbesondere die Massnahmen für die Substitution der Kernkraftwerke, wie zum Beispiel zur Förderung der erneuerbaren Energien, zu beurteilen.

In der Schweiz wird die Stromproduktion aus erneuerbaren Energien über einen Zuschlag auf die Übertragungskosten der Hochspannungsnetze finanziert (Netzzuschlag), womit jeder Endverbraucher zur Förderung 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 und Biomasse erzeugen (Art. 19 EnG). Seitens der Wasserkraft und Photovoltaikanlagen gibt es jedoch noch folgende Einschränkung: Wasserkraftanlagen mit einer Einspeiseleistung <1.0 Megawatt oder >10.0 Megawatt und Photovoltaikanlagen mit einer Einspeiseleistung <30.0 Kilowatt haben können nicht am Einspeisevergütungssystem teilnehmen. Gar nicht am Einspeisevergütungssystem teilnehmen dürfen Verbrennungsanlagen für Siedlungsabfälle (Kehrichtverbrennungsanlagen), Schlammverbrennungs-, Klärgas- und Deponiegasanlagen sowie für 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.

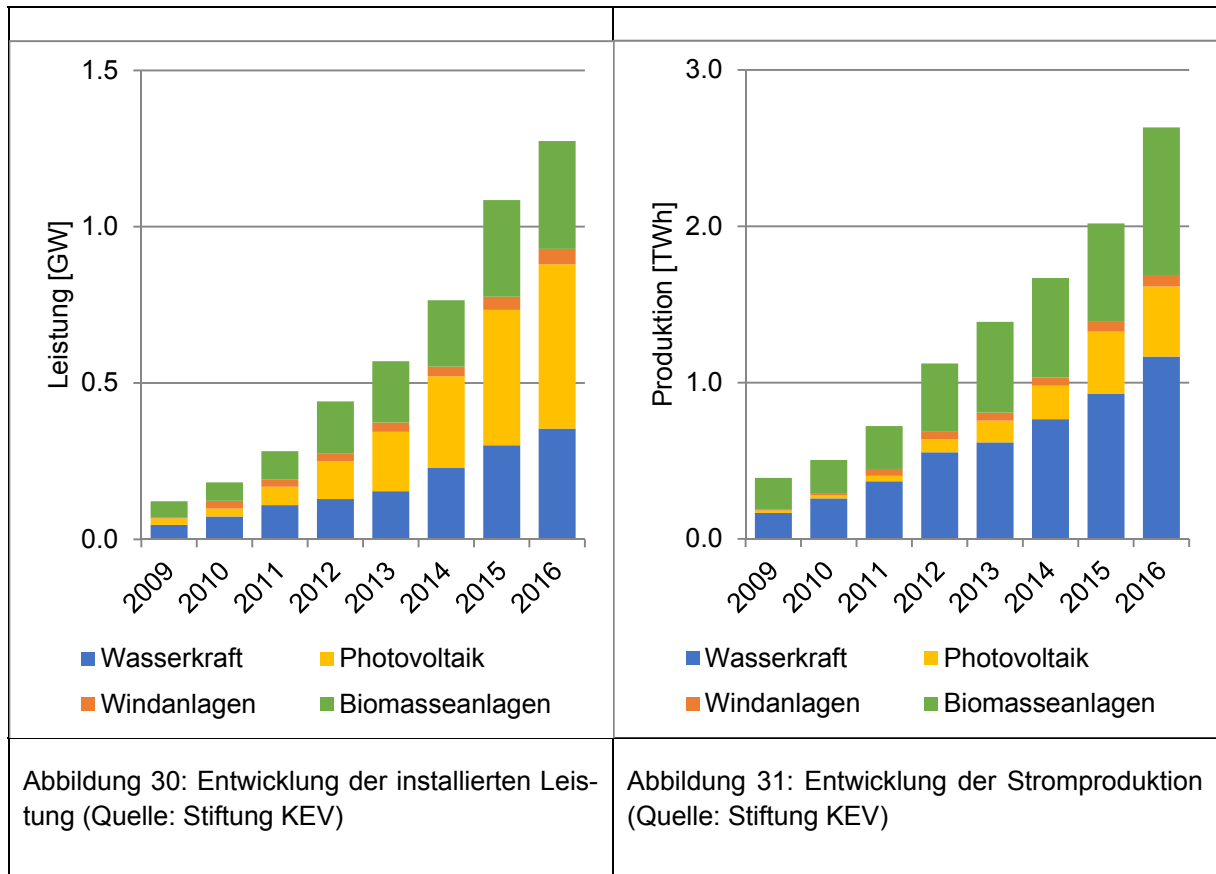
Die Nachfrage nach Fördergeldern ist um ein Vielfaches grösser als das, was tatsächlich zur Verfügung steht. Neuanmeldungen kommen aus diesem Grund auf Wartelisten. Die Warteliste für das Einspeisevergütungssystem umfasste Ende Dezember 2017 über 35 000 Projekte (Stiftung KEV, 2018). Damit die Warteliste nicht noch weiter ansteigt, wurde über die vergangenen Jahre u. a. auch der Netzzuschlag erhöht.

Tabelle 2 zeigt die Entwicklung des Netzzuschlags über den Zeitraum von 2009 bis 2018. Von 2009 bis 2013 lag der Netzzuschlag bei 0.45 Rappen pro Kilowattstunde. In den darauffolgenden Jahren wurde diese Abgabe laufend angehoben und liegt nun seit diesem Jahr 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

Tabelle 2: Entwicklung des Netzzuschlags und des gesetzlich festgelegten Maximalbetrags

Abbildung 30 und Abbildung 31 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). In Bezug auf die installierte Leistung erhalten die Photovoltaikanlagen den grössten Anteil der KEV-Gelder. Die grösste Produktionsmenge erfolgt jedoch aus Wasserkraft- und Biomasseanlagen.





In Abbildung 32 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 8 Jahre am höchsten. Insgesamt war der Förderbeitrag im Betrachtungszeitraum bei der Photovoltaik pro Kilowattstunde jedoch stark rückläufig, bei den Wasserkraft-, Wind- und den Biomasseanlagen leicht ansteigend oder stabil.

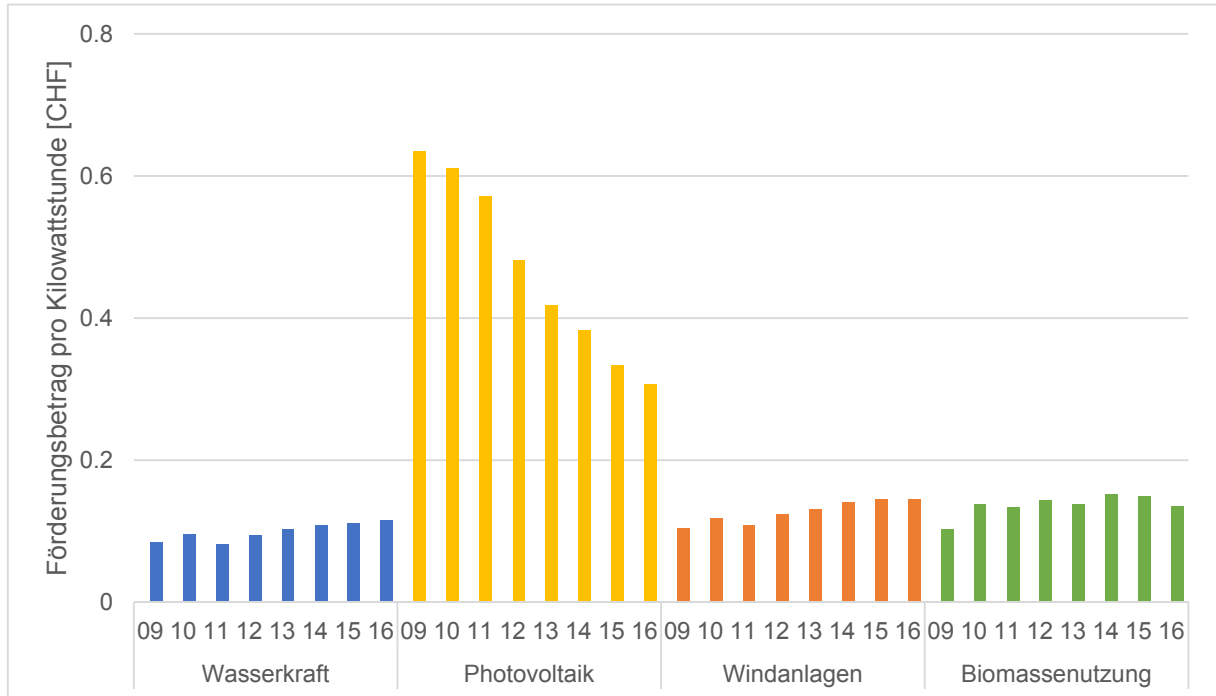


Abbildung 32: Ausbezahlte Förderbeiträge pro Kilowattstunde (Quelle: Stiftung KEV)

### 5.1.2 Strategie Stromnetze

Mit der Strategie Stromnetze sollen neue gesetzliche Rahmenbedingungen für die Netzentwicklung geschaffen werden, 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 Interessenkonflikte, 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. Dieser Szenariorahmen wird unter Einbezug der Netzbetreiber, der Kantone und weiterer Betroffener erstellt und enthält minimal 3 Szenarien, die für einen Zeitraum von mindestens 10 Jahren die Bandbreite wahrscheinlicher energiewirtschaftlicher Entwicklungen aufzeigen. Basierend auf dem Szenariorahmen erarbeiten die Netzbetreiber anschliessend ihre Netzplanung und erheben den zukünftigen Entwicklungsbedarf des Stromnetzes. Im Weiteren werden Projekte des Übertragungsnetzes neu von Gesetzes wegen von nationalem Interesse sein und als Vororientierung in den Sachplan für Übertragungsleitungen aufgenommen. Der Bundesrat legt ausserdem auf dem Verordnungsweg fest, welche Ausbauprojekte der Netzebene 3 von nationalem Interesse sind.

Im Weiteren soll festgelegt werden, dass die nationale Netzgesellschaft dazu verpflichtet ist, ihren Mehrjahresplan der EICOM zur Prüfung zu unterbreiten. Die EICOM wird danach die Mehrjahresplanung anhand der Vorgaben aus Gesetz und Verordnung prüfen und nach Abschluss der Prüfung die vorgesehenen Netzprojekte ganz oder teilweise bestätigen. 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.

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 StromVG**

Das BFE plant, bis Herbst 2018 eine Vernehmlassungsvorlage zu einem revidierten Stromversorgungsgesetz zu erarbeiten. Ziel der Revision ist gemäss BFE, bestehende Lücken im Gesetz zu schliessen sowie neue Regelungen aufgrund der sich wandelnden Rahmenbedingungen in der Strombranche zu prüfen. 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.

Welchen Einfluss die Revision StromVG auf die Versorgungssicherheit haben könnte, kann frühestens nach Vorliegen der Vernehmlassungsvorlage beurteilt werden.

### **5.1.4 Auswirkungen des EU-Rechts auf die Schweiz**

Die anstehenden Ausserbetriebnahmen von Grundlastkraftwerken in den nächsten Jahren (D, F, IT, CH) dürfte dazu führen, dass die Bedeutung der grenzüberschreitenden Lieferungen zunehmen wird. Ein verlässlicher Rechtsrahmen für grenzüberschreitende Lieferungen hat schon nur deshalb sowohl für die Schweiz wie auch für die Nachbarländer bzw. die EU grundsätzlich hohe Priorität. Die Vorbedingung von Seiten EU, dass ein Abkommen im Strombereich nur mit einer vorgängigen Regelung im institutionellen Bereich abgeschlossen werden kann, erschwert jedoch eine Lösung.

Mit dem 3. Paket zum Energiebinnenmarkt im Jahr 2009 (und dem nun vorbereiteten 4. Paket) beabsichtigt die EU, die in der Vergangenheit primär national organisierten Strommärkte noch stärker zusammenzuführen und zu harmonisieren. Die Verordnungen werden als Leitlinien (z. B. Guideline on Capacity Allocation and Congestion Management CACM) oder Kodizes umgesetzt und sind in den Mitgliedstaaten der EU und im EWR-Raum direkt anwendbar. Das heisst, sie müssen nicht in nationales Recht überführt werden. In den Leitlinien und Kodizes sind generelle Vorgaben und meistens konkrete Fristen für die Implementierung der notwendigen Methodologien und Verfahren definiert. Die Verordnungen und Leitlinien wie auch die Kodizes gelten für die im Verbundnetz relevanten Märkte und beinhalten entsprechend grossen Spielraum, um bei den Methodologien und Verfahren den individuellen Gegebenheiten Rechnung zu tragen. Dies erweitert einerseits den Lösungsraum für faire, ausgewogene und energiewirtschaftlich sinnvolle Lösungen. Andererseits entsteht dabei ein rechtliches Risiko, weil «politische Entscheidungen» auf die technische Ebene delegiert werden. Der institutionelle Rahmen auf vermeintlich technischer Ebene bekommt so eine hohe Bedeutung.

Materiell beinhalten die Kodizes vielfach technische Bereiche wie zum Beispiel die Harmonisierung der technischen Anforderungen zum Verbundbetrieb. Die zu regelnde Materie wird allerdings dann kritisch, wenn mit der Regelung Ziel- oder Interessenskonflikte aufzulösen sind. Dies ist zum Beispiel dann der Fall, wenn es um die Aufteilung von Auktionserlösen geht oder um die Finanzierung von Massnahmen für die Beseitigung von Engpässen. Aufgrund der gegenseitigen Abhängigkeit zwischen Markt und grenzüberschreitender Transportkapazität gibt es zahlreiche Bestimmungen, welche die vitalen (Partikulär-) Interessen der einzelnen Akteure (Mitgliedstaaten, TSO, NRA, Börsen, Marktakteure) betreffen. Entsprechend delikater ist die Frage, wie die Governance im Entscheidungsprozess für die Etablierung der notwendigen Prozeduren ausgestaltet ist.

Vor dem Hintergrund der zunehmenden Verrechtlichung der Regeln zum Verbundbetrieb wird seit 2007 ein Stromabkommen zwischen der Europäischen Union (EU) und der Schweiz angestrebt. Mit der Inkraftsetzung des Stromversorgungsgesetzes hat die Schweiz bereits 2007 die wesentlichen Grundsätze der in der EU geltenden Marktordnung implementiert: Der Netzbetrieb ist entflochten und reguliert, das Übertragungsnetz wird durch einen Übertragungsnetzbetreiber betrieben und die grenzüberschreitenden Kapazitäten werden durch marktbasierende Verfahren zugeteilt. Der Verbundbetrieb funktioniert derzeit deshalb markttechnisch noch gut, auch ohne Stromabkommen zwischen der Schweiz und der EU.

Die marktorientierten EU-Leitlinien und Kodizes enthalten allerdings Bestimmungen, welche den Einbezug der Schweiz vom Abschluss eines Abkommens mit der EU im Strombereich abhängig machen. Dies betrifft zum Beispiel die Regelungen zur gemeinsamen Plattform für die Auktionierung grenzüberschreitender langfristiger Kapazität und die Teilnahme an Market Couplings. Daraus resultieren der unbefriedigende Zustand und das Risiko, dass aufgrund der institutionellen und rechtlichen Vorbehalte energiewirtschaftlich sinnvolle Lösungen nicht realisiert werden können.

Die Umsetzung der technischen Kodizes erscheint grundsätzlich weniger kritisch. Jedoch sind technische Belange und Marktfragen miteinander vermischt. Aber auch im Rahmen der technischen Kodizes sieht das EU-Recht Bestimmungen vor, wonach deren Anwendung und Durchsetzung in einem Drittland via Verträge von ENTSO-E mit Swissgrid zu regeln ist. Dass in diesem Fall nicht auch ein Junktim mit einem institutionellem Rahmenabkommen gemacht wird, dürfte am Interesse der EU liegen, dass die Stabilität des Verbundbetriebs auch ohne explizites Stromabkommen mit der Schweiz gewährleistet werden kann. Dennoch stellt sich auch hier die institutionelle Frage, inwieweit Swissgrid Vorgaben aus der EU übernehmen darf.

Für die Beurteilung des Rechtsrahmens mit Bezug auf die Versorgungssicherheit ist wesentlich, dass Regelungen im Rahmen der EU-Kodizes i.d.R. durch die TSO erarbeitet und im Anschluss von den zuständigen Regulatoren genehmigt werden. Im Rahmen der bisherigen Umsetzung der Kodizes, das heisst bei der Vorbereitung und Implementierung von konkreten Methodologien und Verfahren, haben sich die institutionellen Herausforderungen für die Schweiz im Strombereich gezeigt. Die folgenden 3 Beispiele illustrieren die Verknüpfung von institutionellen, marktzugangs- und technischen Fragen:

- **Unscheduled Flows aufgrund des Market-Couplings:** Seit 2015 allozieren die TSO in der Region Central West Europe (CWE) die Kapazitäten mittels flussbasiertem Market-Coupling. Dieses Verfahren optimiert die volkswirtschaftliche Effizienz dieser Region. Die Berücksichtigung von Netzelementen ausserhalb dieser Region wird aus institutionellen wie auch markttechnischen Gründen abgelehnt. Zur Gewährleistung der technischen Netzsicherheit müssen aufgrund der Vorbelastung durch den Handel in CWE grenzüberschreitende Lieferungen der Schweiz reduziert werden. Das Market-Coupling wird zukünftig geografisch und zeitlich ausgedehnt werden. Je nach Berücksichtigung der Schweiz in der dazugehörigen Kapazitätsberechnung werden die Risiken für die Schweizer Netzsicherheit zunehmen.
- **Ausschluss der Schweiz von der Intraday-Handelsplattform XBID:** Im Hinblick auf die Einführung (im Juni 2018) der gesamteuropäischen Plattform für den Intradayhandel (XBID) hat die EU die Teilnahme der Schweiz explizit vom Abschluss eines Stromabkommens abhängig gemacht. Da auch die Kapazitäten für den Intradayhandel eine Wechselwirkung mit dem Schweizer Übertragungsnetz haben, sind die Auswirkungen eines europaweit organisierten Intradayhandels auf die Gewährleistung der Netzstabilität besonders zu beobachten.
- **Bedeutung der Schweiz für den internationalen Regelenergiemarkt:** im Vergleich zum Intradayhandel wird im Regelenergiemarkt noch näher an der Echtzeit operiert. Der Spielraum der TSO, mittels marktbasierter Massnahmen (Festlegung der Transportkapazität) oder Redispatch die Netzstabilität zu gewährleisten, ist hier noch stärker eingeschränkt. Sowohl ENTSO-E wie auch ACER haben hier deshalb bestätigt, dass es aus technischer Sicht notwendig (und aus wirtschaftlicher Sicht sinnvoll) ist, die Schweiz in diesen Markt einzubeziehen. Inwieweit die EU-Kommission diesen Empfehlungen folgen wird, dürfte sich im Verlauf des Sommers 2018 zeigen.

Auf Stufe TSO ist die Involvierung von Swissgrid in Entscheidungen auf technischer Ebene zum Teil (noch) gewährleistet. Zum Teil, weil die Involvierung eines TSO zu einem bestimmten Sachverhalt auch institutionelle Fragen tangieren kann. So wurde zum Beispiel Swissgrid bei Fragen zur Harmonisierung der beiden Grossregionen CWE und Central and Eastern Europe (CEE) im Rahmen von Core explizit ausgeschlossen. Die Nicht-Berücksichtigung der Schweizer Netzelemente ist in einem vermaschten Infrastrukturbereich, der aufgrund physikalischer Prinzipien funktioniert, mit Risiken verbunden. Noch, weil auch der Status von Swissgrid in ENTSO-E im Rahmen einer Auslaufklausel (so genannte sunset clause) an einen homogenen Rechtsrahmen geknüpft ist. Auf Basis der aktuellen Rechtsgrundlage lassen die TSO, falls die Schweiz überhaupt involviert wird, Swissgrid informell mit abstimmen, verabschieden dann den Vorschlag nach EU-Recht ohne Stimmbeteiligung von Swissgrid.

Auf Stufe der Regulatoren sind die institutionellen Herausforderungen ähnlich gelagert. Die Involvierung der EICom in regionalen Arbeitsgruppen erfolgt situativ und nicht zuletzt aufgrund der individuellen Interessen der betroffenen Regulatoren. Ähnlich wie im Fall der Nicht-Involvierung von Swissgrid in Core konnte zum Beispiel die EICom dem Gremium, welches sich um die Methoden zur Festlegung der Kapazitäten kümmert, die für die Schweiz aufgrund von –ungeplanten Flüsse resultierenden Probleme zwar darlegen. Mit Verweis auf die Drittstaatenklausel im CACM-Code ist die Bereitschaft zur Erarbeitung einer Lösung jedoch kaum vorhanden. Die EICom ist aus institutionellen Gründen im Entscheidungsprozess bei der Verabschiedung von Prozeduren (unter EU-Recht) nicht involviert und hat bei ACER lediglich Beobachterstatus.

ACER entscheidet in Fällen, wenn sich die Regulatoren nicht einig sind. Die institutionellen Herausforderungen manifestieren sich dabei nicht nur im Verhältnis zwischen der Schweiz und der EU. Auch die Kompetenzverteilung zwischen den EU-Mitgliedstaaten und EU-Gremien (namentlich ACER) ist im Rahmen des 4. Pakets umstritten.

Ein Stromabkommen zwischen der Schweiz und der EU würde aus regulatorischer Sicht helfen, die grenzüberschreitenden Belange systematischer zu regeln. Die Wahrnehmung und Durchsetzung schweizerischer Interessen dürfte mit einem Abkommen einerseits einfacher werden. Dies kann in den oben aufgeführten Fällen hilfreich sein, bei denen die Entscheidungen de facto schon heute nicht oder nur beschränkt von der Schweiz beeinflusst werden können. Andererseits ist aber klar, dass auch bei einem Abschluss eines Stromabkommens keine Gewähr besteht, dass die Interessen der Schweiz in jedem Fall besser oder gar vollumfänglich durchgesetzt werden können.

## **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 6.0-7.0 Terawattstunden geschätzt. Die jährliche Stromnachfrage in diesen beiden Sektoren lag in den letzten 4 Jahren bei 34.0-35.0 Terawattstunden (BFE, 2011). 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, 2017; BFE, 2017a).

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 33 ist die zeitliche Entwicklung des Stromverbrauchs der 3 Wirtschaftssektoren inklusive Verkehr sowie die zeitliche Entwicklung des realen BIP dargestellt. Zu sehen ist, dass der Stromverbrauch in der Vergangenheit während 2 Perioden stagnierte: einmal von 1992 bis 1994 und ein zweites Mal zwischen 2010 bis 2016. Das BIP nahm hingegen von 1990 bis 2016 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 4.0 Terawattstunde auf 15.5 Terawattstunden. Im industriellen Sektor (2. Sektor) nahm der Stromverbrauch vorerst zwischen 1990 bis 2010 um 2.0 Terawattstunden zu, seit 2010 lag allerdings ein Verbrauchsrückgang von 1.5 Terawattstunden vor. Im landwirtschaftlichen Sektor (1. Sektor) blieb die Stromnachfrage über den betrachteten Zeitverbrauch ungefähr konstant, während beim Verkehr über den betrachteten Zeitraum eine Verbrauchszunahme von 0.8 Terawattstunden beobachtet werden konnte.

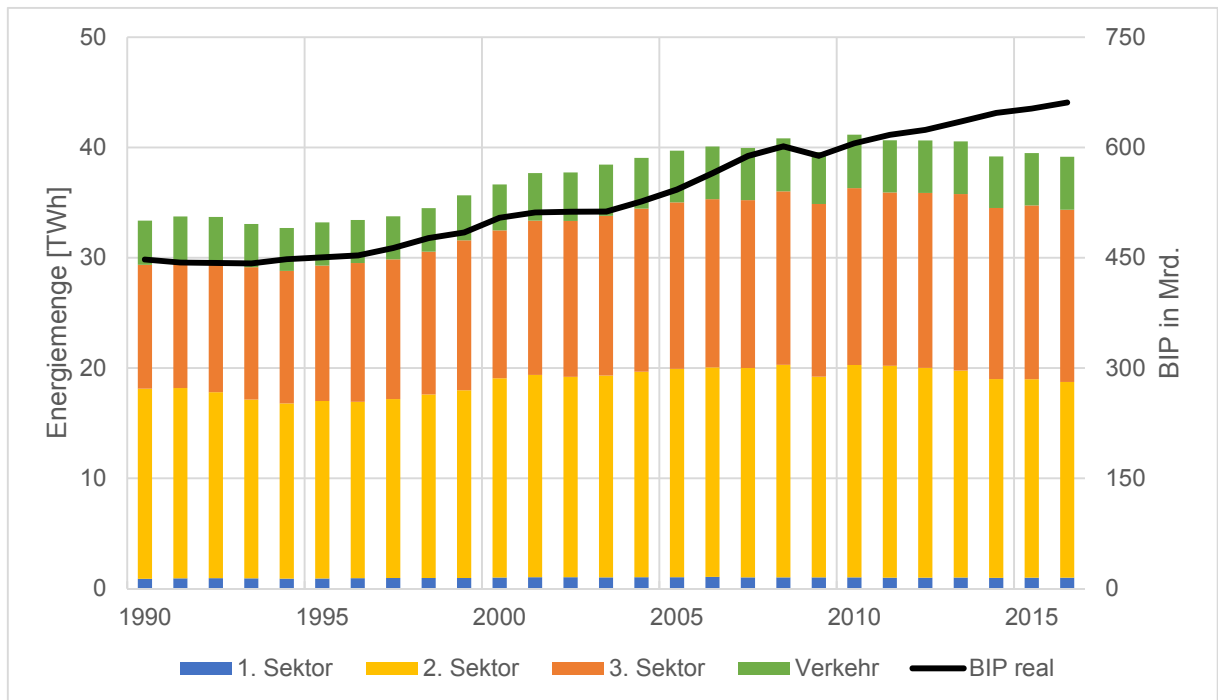


Abbildung 33: Entwicklung des Stromverbrauchs und des Bruttoinlandproduktes in der Schweiz (Quelle: BFE/SECO)

Abbildung 34 zeigt das Verhältnis zwischen dem Stromverbrauch der 3 Wirtschaftssektoren und dem realen BIP über den Zeitraum von 1990 bis 2016. Über die letzten 25 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.

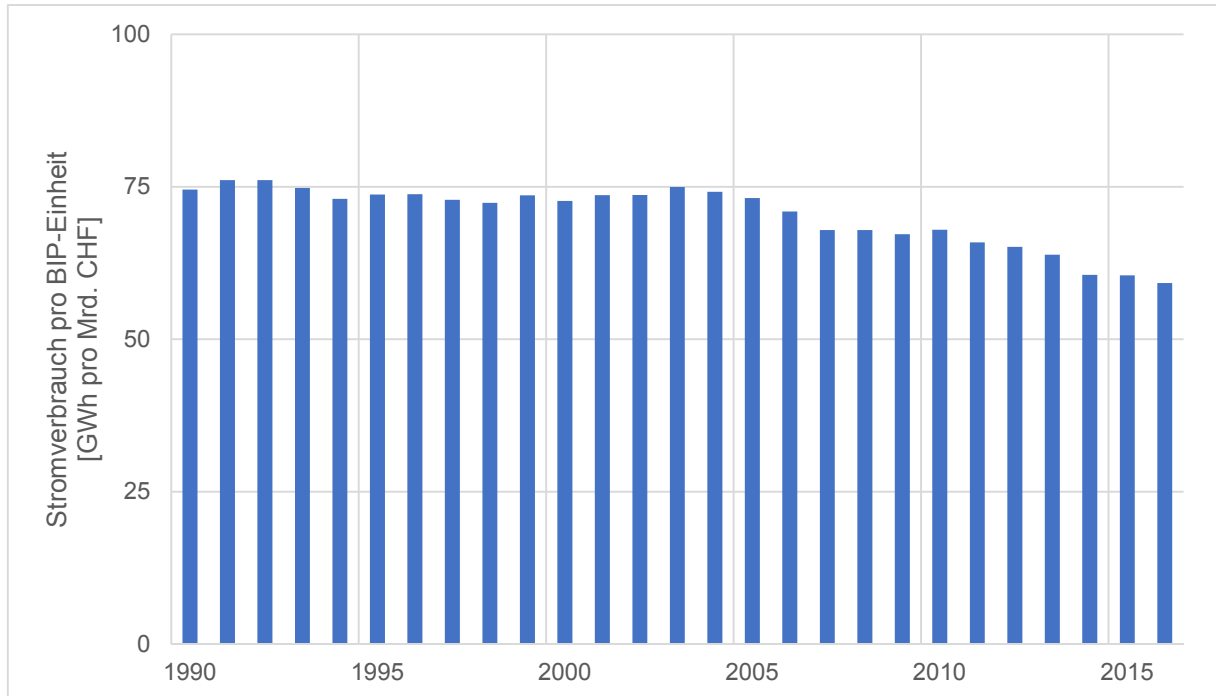


Abbildung 34: Entwicklung der Stromeffizienz in der Schweiz (Quelle: BFE/SECO).

### 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 35 zeigt die Entwicklung des Stromverbrauchs der Schweizer Haushalte sowie den durchschnittlichen Stromverbrauch pro Kopf über den Zeitraum von 1990 bis 2014. Gemäss den Angaben des Bundesamts für Statistik ist die Bevölkerungszahl der Schweiz zwischen 1990 und 2016 von 6,8 Millionen Einwohner auf 8,3 Millionen Einwohner gestiegen (BFS, 2017). Über denselben Zeitraum stieg der Stromverbrauch der Schweizer Haushalte von rund 13.3 Terawattstunden auf 18.5 Terawattstunden an.

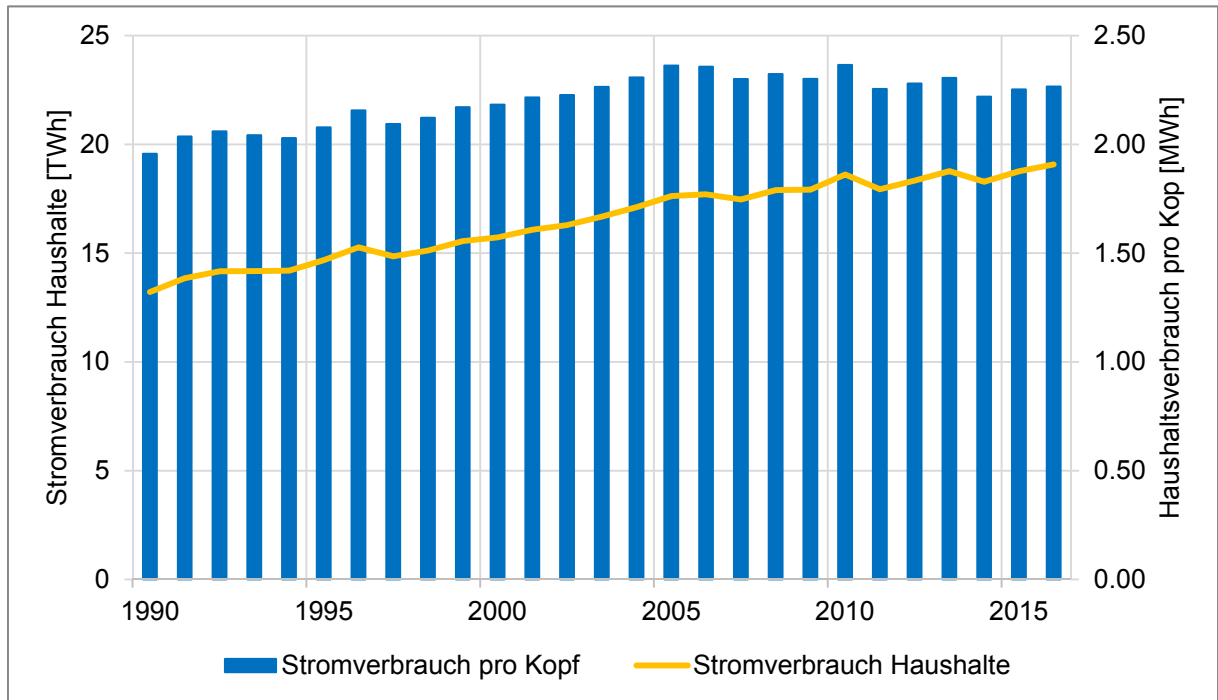


Abbildung 35: Entwicklung des Stromverbrauchs pro Kopf und der Einwohnerzahl der Schweiz (Quelle: BFE/BFS)

Der durchschnittliche Stromverbrauch pro Kopf stieg zwischen 1990 und 2005 ebenfalls mehrheitlich von knapp 2.0 Megawattstunden pro Kopf auf 2.4 Megawattstunden pro Kopf an. Seit dem Jahr 2005 war der durchschnittliche Stromverbrauch pro Kopf 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 2018» 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 2017. 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.

Das Fazit dieses Berichts bezieht sich auf die Dimensionen, welche in Kapitel 1.4 aufgrund der Eintrittswahrscheinlichkeit und des Schadenpotentials gemäss der Beurteilungsmatrix als besonders relevant beurteilt wurden (Wert > mittel). Im Bereich Netze handelt es sich dabei um die Dimensionen «2.1 Systemführung» und «2.3 Netzentwicklung», im Bereich Produktion um die Dimensionen «3.2 Importmöglichkeiten» und «3.3 Investitionen in zukünftige Kraftwerke» sowie im Bereich Umfeld um die Dimension «5.1 Rechtliche Grundlagen». Die restlichen Beobachtungsdimensionen von der ECom in Bezug auf die Versorgungssicherheit zurzeit als unkritisch beurteilt und sind deshalb nicht Teil des Fazits.

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.

### 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 Fazit «Rechtliches Umfeld»).

#### Systemführung

Basierend auf den zeitlichen Entwicklungen und den einzelnen Beobachtungen der Beurteilungsgrössen der Dimension Systemführung (Kapitel 2.1) lässt sich festhalten, dass sich die zentralen Grössen (Netzbelastung im (N-1)-Fall, nationale und internationale Redispatchmassnahmen und Spannungsqualität) im Längsschnitt tendenziell verschlechtert haben. Die simulierte Netzbelastung im (N-1)-Fall verschlechterte sich mit der Einführung des FBMC. In den letzten Jahren haben durch die Einführung des FBMC und der Zunahme der ungewollten Flüsse durch die Schweiz die internationalen Redispatchmassnahmen zugenommen. Zudem fehlt es Swissgrid auch zunehmend an genügender Redispatchenergie. Die weiteren Beobachtungsgrössen blieben in den letzten 2 Jahren stabil.

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. Die künftige Entwicklung der Beobachtungsdimension Systemführung wird stark davon abhängen, welche topologischen und kurativen Massnahmen Swissgrid zur Verfügung stehen werden, um die systemrelevanten Beobachtungsgrössen wie Netzbelastung im (N-1)-Fall durch Redispatch-Massnahmen kontrollieren zu können.

#### Netzentwicklung

In den letzten 2 Jahren ist bei der Beobachtungsdimension Netzentwicklung (Kapitel 2.4) eine Entspannung festzustellen. Die Ausbauprojekte, welche im «Strategischen Netz 2025» identifiziert und aufgrund der Wintersituation 2015/16 neu priorisiert wurden, konnten zum Teil realisiert werden. Dabei handelt es sich um folgende Projekte:

- Ausbau Transformator Beznau
- Ausbau Transformator Romanel
- Ausbau Transformator Veytaux

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

- Die Verstärkung des Transformators Laufenburg befindet sich in der Realisierung und sollte 2019 in Betrieb gehen.
- Die Leitung Chamoson-Chippis sowie der Ausbau des Transformators Chippis befinden sich in der Realisierung und sollten 2020 in Betrieb gehen (2 Jahre später als geplant).
- Die Leitung Bickigen-Chippis ist immer noch im PGV blockiert.
- Die Leitung Basscourt-Mühleberg ist immer noch im PGV blockiert.
- Der Transformator Mühleberg befindet sich in der Realisierung und sollte 2020 in Betrieb gehen (1 Jahr später als geplant).
- Beim Anschluss von Nant de Drance ist nur noch die Leitung Bâtiaz-Rosel im Bau. Die anderen Teilprojekte sind in Betrieb.

Aufgrund dieser Entwicklung lässt sich festhalten, dass sich das Risiko einer ungenügenden Netzentwicklung leicht reduziert hat. Jedoch befinden sich die wichtigen Leitungsprojekte Bickigen-Chippis und Basscourt-Mühleberg immer noch im PGV resp. vor Bundesgericht. Das erste Projekt ist entscheidend für den vollständigen Abtransport der Produktion aus dem neuen PSKW Nant de Drance und das zweite Projekt ist wichtig, damit die Importverfügbarkeit nach der Ausserbetriebnahme des KKW Mühleberg nicht reduziert werden muss.

## **6.2 Beurteilung Bereich Produktion**

Die Beurteilung des Bereichs «Produktion» erfolgt aufgrund der Beobachtungsdimensionen «Stromimportmöglichkeit» und «Zukünftige Kraftwerkskapazität».

#### 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 Ausbauprojekte 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. Inwiefern die notwendigen Netzausbauten von Norden nach Süden realisierbar sind, wird sich weisen. Vor dem Hintergrund der weiteren Ausserbetriebnahmen von Grundlastkraftwerken im Süden Deutschlands scheint fraglich, inwiefern Deutschland in der Lage sein wird, in kritischen Phasen Exporte im Süden zu gewährleisten oder gar zu erhöhen. ENTSO-E weist in ihrem Bericht SOAF 2015 darauf hin, dass heutige «Exportländer» wie Deutschland oder Frankreich bis zum Jahr 2025 aufgrund von Ausserbetriebnahmen von Kraftwerken in den Wintermonaten in einzelnen Stunden negative Leistungsreserven haben könnten. 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 PV 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 2 Jahren hat die Anzahl Stunden mit hohen Importmengen zugenommen und sich Richtung Maximalmenge bewegt. Diese Entwicklung wurde vornehmlich durch die kritischen Wintersituationen 2015/16 und 2016/17 getrieben und hängt primär von der Verfügbarkeit der inländischen Produktion ab.

#### Zukünftige Kraftwerkskapazität

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 bei den Photovoltaikanlagen und bei den KVA/ARA erfüllt wird. Die Erreichung der Zielwerte 2020 von Windenergie- und Biomassenanlagen erscheint aufgrund der Zubauraten der letzten beiden Jahre aus heutiger Perspektive eher als fraglich. Geothermieranlagen, die zur Stromproduktion eingesetzt werden, sind aktuell keine in Betrieb (nur Wärmeproduktion). Für die Zielerreichung der Energiestrategie 2050 (jährlich Produktion von 4.4 TWh) würden gemäss Geothermie Schweiz 110 Anlagen mit einer Leistung von 5.0 Megawatt benötigt. Die ElCom geht davon aus, dass mit dem Netzzuschlag die Produktionsmenge der erneuerbaren Energien in den nächsten Jahren weiter erhöht wird. Ob die finanziellen Anreize ausreichen, um die Ziele der Energiestrategie 2050 zu erreichen, erscheint fraglich.

Die Produktionskapazität der Schweiz wird sich durch den Ausbau der erneuerbaren Energien in den nächsten Jahren schrittweise erhöhen. Seitens der Wasserkraftwerke werden sich in den nächsten Jahren ausserdem die Inbetriebnahmen der PSKW Nant de Drance, Veytaux sowie Kapazitätserweiterungen der Kraftwerke Oberhasli merklich auf die Produktionskapazität der Schweiz auswirken. Fossile Produktionskapazitäten, wie beispielsweise Gaskombikraftwerke, lassen sich aufgrund der aktuellen Grosshandelspreise und CO<sub>2</sub>-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.

Die steuerbare Produktion wird in den nächsten Jahren hauptsächlich in Deutschland (Ausserbetriebnahmen der KKW) abnehmen. Dies hat zur Folge, dass die Exportfähigkeit nicht jederzeit gewährleistet werden könnte. Dies ist neben der oben erwähnten Zunahme der Stunden mit hohen Importmengen ein weiterer Risikofaktor einer hohen Importabhängigkeit. In diesem Zusammenhang ist zu prüfen, wie die Rahmenbedingungen zur Investition in inländische Produktionsanlagen verbessert werden können, damit die Importabhängigkeit im Winterhalbjahr reduziert werden kann.

### **6.3 Beurteilung Bereich Umfeld**

Die Beurteilung des Bereichs «Umfeld» erfolgt aufgrund der Beobachtungsdimension «Rechtliches Umfeld».

Im Zuge der Umsetzung des 3. Energiepakets wird der europäische Strombinnenmarkt weiter vorangetrieben. Dabei werden bislang privatrechtlich ausgestaltete Vereinbarungen zum Verbundbetrieb durch EU-Recht ersetzt. Die EU-Verordnungen enthalten eine Ausschlussklausel für Drittstaaten, sofern kein Abkommen mit der EU besteht. Dadurch wird die Schweiz bei der Implementierung der markt- und netztechnischen Kodizes zum Teil von versorgungssicherheitsrelevanten Projekten ausgeschlossen. Die Vertretung der Schweizer Interessen ist daher nur noch schwer möglich. Diese Entwicklung ist kritisch, da technische Sachverhalte nur noch am Rande mit der Schweiz besprochen werden. Durch die Implementierung der Kodizes verlieren die EU-Mitgliedsstaaten generell an Souveränität, da bei der Umsetzung ein Kompromiss gefunden werden muss und dieser dann für alle verbindlich ist. Daher ist die Durchsetzung der Schweizer Interessen auch mit einem Stromabkommen nicht selbstverständlich. Die Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit der Schweiz sind daher weiter zu beobachten.

Auf nationaler Ebene ist in Bezug auf den Ausbau des Übertragungsnetzes abzuwarten, ob mit der Strategie Stromnetze die entsprechenden Zeichen gesetzt werden können und die Projektrealisierung von Stromleitungen auf Stufe des Übertragungsnetzes in Zukunft aufgrund des «nationalen Interesses» einfacher und schneller von statten gehen.

Mit der weiteren Erhöhung des Netzzuschlags auf 2.3 Rappen pro Kilowattstunde ist davon auszugehen, dass der Ausbau der erneuerbaren Energien weiter gefördert wird. Die gezielte finanzielle Förderung der erneuerbaren Energien kann 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.

### **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.

## 6.5 Schlussfolgerungen der EICom

Die EICom ist der Auffassung, dass die hohe Versorgungssicherheit in der Schweiz eine wichtige Grundvoraussetzung unserer Lebensqualität darstellt und in erheblichem Masse dazu beiträgt, die Schweiz als attraktiven Wirtschaftsstandort hochzuhalten. Diese Qualität darf langfristig nicht einzig auf der Option «Stromimport» basieren, da dieser nicht garantiert ist.

- Die Projektfortschritte beim Ausbau des Übertragungsnetzes, insbesondere bei den Projekten, die für die Versorgungssicherheit höchst relevant sind, werden von der EICom weiterhin nahe begleitet.
- Die Auswirkungen der Umsetzung des 3. Energiepakets der EU sowie der Strategie Stromnetze auf den nationalen Ausbau des Übertragungsnetzes sowie auf die Versorgungssicherheit der Schweiz werden von der EICom weiterhin kritisch beobachtet.
- Sollte sich die Importabhängigkeit der Schweiz in den Winterhalbjahren durch Stilllegungen von Kernkraftwerken merklich verändern (erhöhen), ist zur Gewährleistung der Systemstabilität dafür zu sorgen, dass ein substantieller Teil der wegfallenden Winterproduktion der Kernkraftwerke weiterhin im Inland produziert wird. In diesem Zusammenhang ist auch der Fortschritt der Realisierungsziele beim Ausbau der erneuerbaren Energien zu beobachten.

## 7 Anhang

### 7.1 Allgemeine Abkürzungen

ACER	Agency for the Cooperation of Energy Regulators
ARA	Abwasserreinigungsanlagen
ATC	Available Transfer Capacity
AAC	Already Allocated Capacity
BCE	Base Case Exchange
BFE	Bundesamt für Energie
BFS	Bundesamt für Statistik
BIP	Bruttoinlandprodukt
BWL	Bundesamt für wirtschaftliche Landesversorgung
CACM	Capacity Allocation and Congestion management
CEER	Council of European Energy Regulators
EB	Electricity Balancing
EIV	Einmalvergütung
EnG	Energiegesetz
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
EnV	Energieverordnung
ENS	Energy Not Supplied
ETSO	European Transmission System Operators
EU	Europäische Union
GSchG	Gewässerschutzgesetz
ICT	Information & Communication Technology
KEG	Kernenergiegesetz
KEV	Kostendeckende Einspeisevergütung
KVA	Kehrichtverbrennungsanlagen
LOLE	Loss of Load Expectation
LVG	Landesversorgungsgesetz
NEP	Neue Energiepolitik
NISV	Verordnung über den Schutz vor nichtionisierender Strahlung
NTC	Net Transfer Capacity
PLEF	Pentalateral Energy Forum
SAIDI	System Average Interruption Duration Index
SECO	Staatssekretariat für Wirtschaft
SOAF	Scenario Outlook & Adequacy Forecast
SPKW	Speicherkraftwerke (inclusive Pumpspeicherkraftwerke)
StromVG	Stromversorgungsgesetz
StromVV	Stromversorgungsverordnung
TRM	Transmission Reliability Margin
TTC	Total Transfer Capacity
USG	Umweltschutzgesetz
UVEK	Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation
VSE	Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen
WBF	Departement für Wirtschaft, Bildung und Forschung
WRG	Wasserrechtsgesetz

### 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 <sup>3</sup> mHz
V	Volt	
kV	Kilovolt	10 <sup>3</sup> 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 (2017a): «Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2016»
- BFE (2017b): «Statistik der Wasserkraftanlagen der Schweiz 2016»
- BFE (2017c): «Schweizerische Statistik der erneuerbaren Energien 2016»
- BFS (2016): «Haushaltseinkommen und -ausgaben nach Grossregion»
- BFS (2017): «Bilanz der ständigen Wohnbevölkerung, 1861-2016»
- EICom (2016): «Stromversorgungssicherheit der Schweiz 2016»
- EICom (2017a): «Tarif- und Rohdaten der Schweizer Verteilnetzbetreiber»
- EICom (2017b): «Schlussbericht System Adequacy 2020»
- EICom (2018a): «Tätigkeitsbericht der EICom 2017»
- EICom (2018b): «Schlussbericht System Adequacy 2025»
- EICom (2018c): «Versorgungsqualität der Schweiz 2017»
- ENTSO-E (2016): «Mid Term Adequacy Forecast (MAF) 2016»
- Eurostat (2018): «Preise Elektrizität für Industrieabnehmer»
- Geothermie Schweiz (2016): «Unterstützung für tiefe Geothermie»
- SBB (2016): «Bahn- und Haushaltsstrom»
- SECO (2017): «Quartalsdaten Bruttoinlandprodukt»
- Stiftung KEV (2018): «KEV Report Q4 2017»
- Swissgrid (2015): «Bericht zum Strategischen Netz 2025»
- Swissgrid (2018): «Das Schweizer Übertragungsnetz»
- VBS (2016): «Bericht des Bundesrates über die Sicherheitspolitik der Schweiz»