



Strommarktdesign: In welche Richtung soll es gehen?



Strommarktdesign

Die **Transformation unserer Stromversorgung** vom regulierten System, das durch fossile und nukleare Energien geprägt ist, hin zu einem marktlichen System mit vorwiegend erneuerbaren Energien, führt zu einer Vielzahl von Herausforderungen

Für die langfristige Entwicklung von zentraler Bedeutung ist dabei ein **Strommarktdesign**, welches sowohl die **Investitionsentscheidungen** der verschiedenen Marktakteure als auch den **Kraftwerkseinsatz und die Nachfrageflexibilität** effizient koordiniert. Aufgrund der zunehmenden Anzahl an Akteuren auf Angebots- und Nachfrageseite (z. B. Prosumer) stossen regulatorische Ansätze an ihre Grenzen; **eine verstärkt marktliche und wettbewerbliche Ausgestaltung ist empfehlenswert.**

Zur Ausgestaltung möglicher Designoptionen ist es dabei erforderlich, dass Politik und Gesellschaft die **Anforderungen an das Stromsystem** klar benennen, insbesondere:

- Welches Level an **Versorgungssicherheit** wird angestrebt?
- Welche Rolle soll die **Nachfrageseite** spielen?
- Welches Verhältnis der Schweiz zu **Europa** ist akzeptiert?

Daraus ergeben sich folgende grundlegende Schlussfolgerungen für mögliche Marktdesignoptionen:

1. Mit dem aktuellen, auf Energiehandel fokussiertem System («energy-only»), können langfristig keine selten genutzten **Überkapazitäten** am Markt bestehen. Ist es gewünscht, über ein sehr hohes (und damit nur selten ganz genutztes) Niveau an Kraftwerkskapazität zu verfügen, sind zusätzliche Marktelemente oder eine Umgestaltung des Marktes erforderlich.
2. Eine reine Bereitstellung von ausreichend Systemflexibilität über die Erzeugungsseite ist nicht kosteneffizient. Eine stärkere **Einbindung der Verbraucher** ist daher zielführend.
3. Aufgrund der zentralen Lage der Schweiz und der engen Verknüpfung der europäischen Stromsysteme müssen bei allen Designentscheidungen die **gesamteuropäischen Entwicklungen** und deren Auswirkungen auf die Schweiz eingeplant werden.

Ausgangslage

Am Schweizerischen Stromkongress im Januar 2018 wurde «Unklares Marktdesign» als aktuell grösstes Risiko für Schweizer Energieversorger identifiziert – deutlich vor den «sinkenden Energiepreisen», der «Marktöffnung», und «Neuen Wettbewerbern». Auch in den Schweizer Medien bleibt das Thema Strommarkt nach der Abstimmung zur Energiestrategie ein wichtiges Thema.

Der politische und gesellschaftliche Diskurs um die zukünftige Stromversorgung fokussiert zurzeit stark auf aktuell als drängend wahrgenommene Probleme und Fragestellungen – beispielsweise die Rolle von Importen, die Zukunft der Wasserkraft oder Anpassungen an der Förderung erneuerbarer Energien. Diese Themen nehmen dementsprechend in der Diskussion um das Strommarktdesign viel Raum ein.

Im Gegensatz zu diesen eher kurzfristigen Fragestellungen bildet ein

Strommarkt jedoch die ökonomische Basisstruktur des Energiesystems und ist daher entscheidend für Entwicklungen auf lange Sicht. Das Strommarktdesign sollte daher nicht nur von aktuellen Problemen beeinflusst werden, sondern sich vor allem auch an den langfristigen Zielvorstellungen der Energiestrategie orientieren.

Das Strommarktdesign nimmt dabei grundsätzlich zwei entscheidende Koordinationsfunktionen ein:

1. Langfristig lenkt es die Investitionsentscheidungen der verschiedenen Marktakteure.
2. Kurzfristig lenkt es den Einsatz der vorhandenen Kapazitäten und der Nachfrage.

Das Marktdesign sollte stets Anreize auf der Angebots- als auch auf der Nachfrageseite setzen, um die Möglichkeiten der jeweiligen Seiten zu optimieren – sowohl über kurze als auch über lange Frist. Optimal ist ein Marktdesign dann, wenn es durch seine Koordinationsfunktion sicherstellt, dass die Stromversorgung zu geringstmöglichen gesellschaftlichen Kosten erfolgt.

Da es in der Regel neben einer kostengünstigen Versorgung weitere politische Zielvorstellungen gibt (beispielsweise bezüglich Versorgungssicherheit, Technologiestrukturen auf der Erzeugungsseite oder Kostenverteilung), ist es zudem von Vorteil, wenn das Marktdesign Ansatzpunkte bereithält, um diese Ziele effizient in das Gesamtdesign zu integrieren.

Die unterschiedlichen Dimensionen der möglichen Zielvorstellungen verdeutlichen bereits, wie komplex die Faktoren sind, welche bei der Entwicklung eines optimalen Marktdesigns berücksichtigt werden müssen. Da zudem jeder Eingriff in den Strommarkt Auswirkungen auf das Gesamtsystem hat, ergibt sich eine vielschichtige Interaktion zwischen grundlegenden, strukturellen Marktdesignaspekten und politischen Massnahmen, die in der Regel eher kurzfristig und auf Teilaspekte ausgelegt sind.

Ziel dieses White Papers ist es daher, dieses Problemfeld zu skizzieren und seine Rückwirkungen auf die verschiedenen Marktdesigndimensionen zu identifizieren. Weiter werden mögliche Interaktionen benannt sowie Schlussfolgerungen für ein gezieltes Vorgehen zur Anpassung des Schweizer Strommarktdesigns abgeleitet. Darauf aufbauend können dann in folgenden Analysen konkrete Designvorschläge erarbeitet werden.

Stromsystem im Wandel: Gestern und Heute

Das Schweizer Stromsystem war, wie in den meisten europäischen Ländern, bis zur Restrukturierung durch lokale Monopole geprägt. Kunden hatten keine freie Wahl der Anbieter, und die Preissetzung wurde durch **Regulierungen** und Vorgaben definiert, was bedeutet, dass die anfallenden Kosten für Erzeugung und Transport von Strom den Endkunden normalerweise vollständig in

Rechnung gestellt werden konnten. Da die anfallenden Kosten auf die Kunden überwältigt werden konnten, ergab sich daraus für Energieversorger eine risikoarme Entscheidungssituation.

Der Grossteil des Schweizer Kraftwerksparks wurde unter diesem Regulierungsregime aufgebaut und **prägt das heutige Bild der Schweizer Stromversorgung** mit einem hohen Anteil einheimischer Produktion (siehe Abbildung 1). Vergleichbares gilt auch für die europäischen Nachbarländer: Das regulierte System stellte eine Investitionsabsicherung dar, welche das hohe Versorgungslevel und die damit verbundenen Kapazitätsreserven refinanzierte.

Im regulierten Stromsystem war die erwartete Nachfrage das entscheidende Kriterium für die Dimensionierung des Kraftwerksparks und Netzes, wobei diese dabei vornehmlich als jederzeit zu deckende Grösse angesehen wurde. Die Refinan-

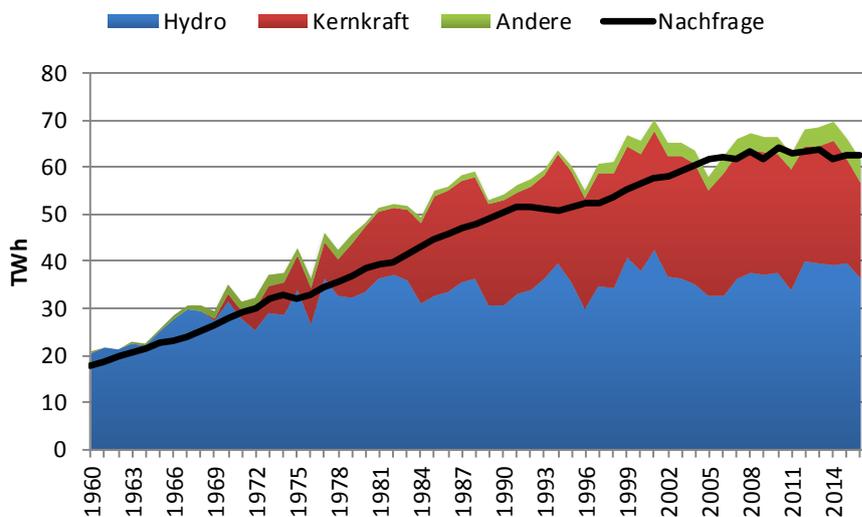


Abbildung 1: Elektrizitätsbilanz der Schweiz (Kalenderjahr) (Quelle: Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2016).

zierung erfolgte grösstenteils über Mengentarife (Rp/kWh), welche die Durchschnittskosten des Gesamtsystems widerspiegeln.

In der EU wurde der Restrukturierungsprozess Ende der 90er Jahre initiiert, und die Märkte wurden stufenweise für den Wettbewerb und eine freie Anbieterwahl geöffnet. Mit dem Stromversorgungsgesetz (StromVG) zog die Schweiz im Jahr 2008 nach. Ab 2009 konnten Grosskunden (> 100 MWh Jahresverbrauch) ihren Versorger frei wählen. Die zweite Stufe der Marktöffnung – die freie Lieferantenwahl für alle Endverbraucher – ist in der Schweiz aktuell (noch) nicht vollzogen.

Aufgrund der Entwicklungen im In- und Ausland hat sich für Energieversorger das Systemumfeld grundlegend verändert. Der Netzbereich verbleibt auch in restrukturierten Elektrizitätsmärkten reguliert, während auf der Erzeugungsseite die regulierte Kostenabsicherung durch eine risikobehaftete Marktrefinanzierung abgelöst wurde (Joskow, 2008).

In der Schweiz ergibt sich aufgrund der Teilmarktöffnung dabei ein gemischtes Bild, da viele Anbieter weiterhin im regulierten Endkundensegment verblieben sind und damit zumindest einen Teil ihrer Kosten (aktuell noch) über die Stromtarife absichern können.

Zudem haben der Ausbau erneuerbarer Energien und umweltpolitische Massnahmen (z.B. der europäische Emissionshandel) Marktdynamiken wie beispielsweise deutliche Änderungen der

Höhe, der zeitlichen Struktur und der Schwankungen von Grosshandelspreisen ausgelöst (Cludius et al. 2014, Van den Bergh et al. 2013). Im vormals regulierten System hätten diese Änderungen nur begrenzt Folgen für die Refinanzierung vorhandener Anlagen gehabt. Im heutigen System sind sie bedeutsam.

Stromsystem 2050+: Welche Entwicklungen gilt es zu berücksichtigen?

Für die Fragestellung, ob das existierende Stromsystem und die damit verknüpften Zielvorstellungen auch noch in einem neuen Umfeld funktionieren oder es neue Designansätze braucht, sind die langfristigen Systementwicklungen von zentraler Bedeutung. Im Folgenden werden kurz die wichtigsten Aspekte präsentiert, welche wahrscheinlich das Stromsystem nach der angestrebten Transformation kennzeichnen werden.

1. Generelle Trends:

Der wahrscheinlich wichtigste langfristige Trend für die Stromversorgung ist die zukünftige Dominanz der **erneuerbaren Energien**. Nach aktuellen Erwartungen werden auf europäischer Ebene insbesondere Wind- und Sonnenenergie einen grossen Teil dieser Versorgung bereitstellen. Erneuerbare Energien weisen drei Charakteristiken auf, welche sich im Marktdesign widerspiegeln müssen:

Erstens ist die Stromproduktion von erneuerbaren Energien vornehmlich durch **Investitionskosten (Fixkosten)** geprägt. Die variablen

Kostenkomponenten von Windturbinen und PV-Anlagen sind nahezu vernachlässigbar. Lediglich bei Biomasseanlagen fallen signifikante variable Produktionskosten an.

Zweitens ist ihre Erzeugung zu einem massgeblichen Teil vom Wetter abhängig und unterliegt damit sowohl kurzfristigen Schwankungen als auch saisonalen Verfügbarkeiten. Dies führt automatisch zu einer weiteren strukturellen Komponente: Ein Stromsystem mit hohem Anteil an volatilen erneuerbaren Energien erfordert den verstärkten **Einsatz von Speichern, Backup-Kraftwerken oder hinreichend flexiblen Verbrauchern** (Dena 2014). Durch eine mögliche Umstellung des Transportsektors auf Elektromobilität kann der Speicheraspekt noch zusätzlich an Bedeutung gewinnen.

Drittens sind erneuerbare Anlagen teilweise deutlich kleiner als konventionelle Kraftwerke, insbesondere PV-Anlagen. Eine vornehmlich erneuerbare Stromversorgung kann daher zu einer höheren **Dezentralisierung** führen. In welchem Umfang dies der Fall ist, hängt aber wesentlich vom Marktdesign ab. Allgemein ist wahrscheinlich davon auszugehen, dass es auch weiterhin grosse, zentrale Produktionsanlagen geben wird (beispielsweise Wasserkraft und Offshore-Windparks) und das System daher einen Mix aus zentralen und dezentralen Elementen beinhalten wird. Auch ist davon auszugehen, dass trotz lokaler Speicherstrukturen das Stromnetz weiterhin ein wichtiger Bestandteil des Stromsystems bleibt (s. z.B. Consentec, 2012 und Jägemann et al. 2012).

Ein zweiter wichtiger Trend ist die stärker **auf Wettbewerb ausgerichtete Ausgestaltung** des Stromsektors. In Europa, aber auch in Nordamerika, sind die Akteure auf dem Strommarkt Wettbewerbsdruck ausgesetzt und können, wie oben beschrieben, Kosten daher nicht mehr einfach auf Kunden überwälzen. Dementsprechend ändert sich das Investitionskalkül der Unternehmen (Neuhoff und De Vries 2004), wobei auch hier die konkrete Auswirkung wesentlich vom Marktdesign abhängt.

Die zunehmende Rolle von Wettbewerb, Preissignalen und Märkten steht auch im Kontext zu der oben erwähnten Dezentralisierung und dem **Eintritt neuer Akteure** auf Angebots- und Nachfrageseite (z.B. Prosumer). Das zukünftige Stromsystem wird voraussichtlich deutlich mehr Akteure auf unterschiedlichen Ebenen der Wertschöpfungskette koordinieren müssen.

Daneben existiert eine Vielzahl weiterer möglicher Einflussgrößen und Entwicklungen (beispielsweise Sektorkonvergenz, Smart-Grids, Digitalisierung etc.), deren Auswirkung schwerer abzuschätzen ist. Generell ergibt sich eine **hohe Unsicherheit** bezüglich des zukünftigen Produktionsportfolios der Energieversorgung (siehe Abbildung 2).

2. Schweizer Besonderheiten:

Neben diesen allgemeinen Trends sind für die Schweizer Stromversorgung im Speziellen noch weitere Aspekte von besonderer Bedeutung.

Die Schweiz ist physisch in das europäische Stromsystem eingebettet,

welches auch in Zukunft stark durch die Vorgaben der EU definiert wird. Dabei ist insbesondere davon auszugehen, dass es zu einer weiteren Harmonisierung der Marktregeln in den EU-Staaten kommen wird. Die Zielstellung eines vollständig integrierten Energiebinnenmarktes der EU wird dabei die langfristige Entwicklung des Marktdesigns in den Nachbarländern prägen und damit auch Rückwirkungen auf die Schweiz haben.

Aufgrund ihrer zentralen Lage wird die Schweiz auch weiterhin ein wichtiges Transitland innerhalb des europäischen Stromsystems bleiben. Unabhängig von der genauen Ausgestaltung des Handelssystems wird aufgrund der physikalischen Eigenschaften stets ein signifikanter Teil der Lastflüsse zwischen Nord- und Südeuropa über die Schweiz verlaufen (siehe Abbildung 3). Aufgrund der letztlich limitierten Grenzkapazitäten stellt sich damit automatisch die Frage nach der **Rolle von Importen** in der Schweizer

Stromversorgung und ganz allgemein der Rolle der Schweiz im europäischen Strommarkt.

Des Weiteren ist die Schweizer Stromversorgung durch einen hohen Anteil an **Wasserkraft** geprägt, was sehr wahrscheinlich auch auf lange Sicht weiterhin der Fall sein wird. Im Vergleich zu neuen erneuerbaren Energien weist auch Wasserkraft einen hohen Anteil fixer Kosten und vernachlässigbare variable Kosten auf, ihr Einsatz ist jedoch insbesondere bei Speicherkraftwerken deutlich flexibler. Hier stellt sich die Frage, welche Rolle die Schweizer Wasserkraft in der Stromversorgung der Zukunft spielen wird.

Neben der Wasserkraft ist davon auszugehen, dass auch in der Schweiz PV-Anlagen in der Zukunft eine wichtige Rolle in der Versorgung spielen werden. Da beide Technologien ein ähnliches saisonales Profil aufweisen, ist davon auszugehen, dass die Schweizer Stromversorgung stark durch diese

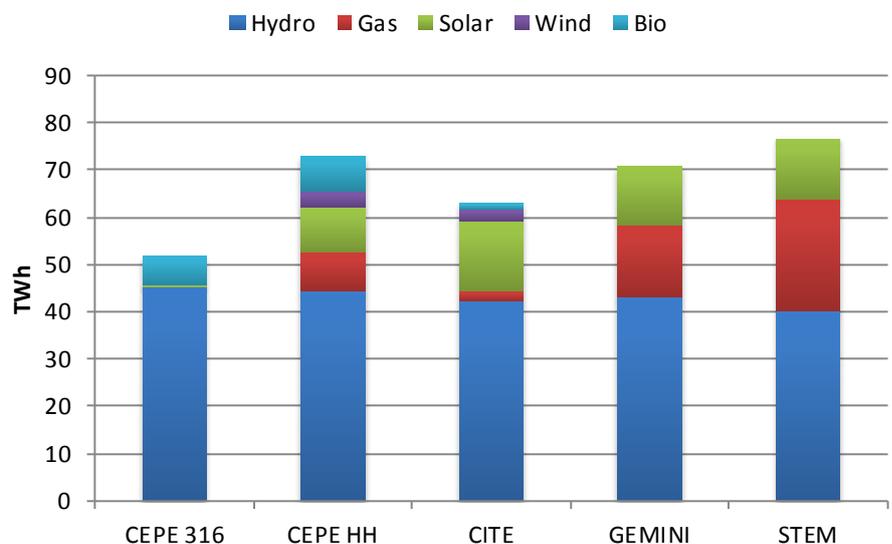


Abbildung 2: Denkbare Entwicklungsszenarien Schweiz 2050 (Quelle: SimLab Swiss Energy Modelling Plattform (SEMP)).

Struktur – d.h. höhere Produktionsverfügbarkeiten im Sommer – geprägt sein wird.

Konsequenzen für Markt und Marktdesign

Aus den erwarteten Entwicklungen ergeben sich konkrete Herausforderungen, welche bei der Entwicklung eines Marktdesigns berücksichtigt werden müssen. Insbesondere gilt es zu beachten, dass oft **unterschiedliche Designoptionen** für die Erreichung desselben Ziels denkbar sind.

Eine wichtige Ausgangsbasis für die folgenden Überlegungen ist dabei, dass eine hohe **Bedeutung von marktlichen Ansätzen** für viele der zukünftigen Herausforderungen gesehen wird. Durch den oben beschriebenen Wandel des Systems

dürften die zwei Koordinationsfunktionen des Strommarktdesigns nur noch bedingt durch einen komplett regulierten Ansatz zu lösen sein (siehe auch Newbery et al. 2017).

1. Hohe Fixkosten, niedrige variable Kosten

In einer Welt, die von Energietechnologien mit vernachlässigbaren variablen Erzeugungskosten geprägt ist, ergeben sich zwei Herausforderungen für das Marktdesign. Einerseits ist die erzeugungsseitige Angebotskurve bei ausreichender Verfügbarkeit von Strom aus Sonne und Wind die meiste Zeit über sehr flach, was die **kurzfristige Preissetzung** beeinflusst. Kurzfristige Preissignale würden daher weniger durch unterschiedliche Kostenstrukturen der Kraftwerkstypen getrieben als vielmehr durch die Verfügbarkeit von Wind und Sonne (siehe

Abbildung 4).

Bei einer sehr flachen Angebotskurve reduziert sich zudem die Möglichkeit, **Deckungsbeiträge** zu erwirtschaften, da man kaum von unterschiedlichen Kostenstrukturen anderer Anbieter profitieren kann. Einen Deckungsbeitrag können Anbieter daher vornehmlich noch in Zeiträumen erwirtschaften, in denen Knappheitspreise vorherrschen. Da Anbieter aber auch in einem solchen System weiterhin im Durchschnitt die Investitionskosten refinanzieren müssen, sind ausreichende Deckungsbeiträge entscheidend für die Investitionsentscheidungen.

Da zudem Zeiträume mit Knappheitspreisen wahrscheinlich häufig dann auftreten, wenn die Einspeisung durch variable Erneuerbare gering ist, gibt sich für diese neben der Preisauswirkung auch ein Mengeneffekt: Wenn die Energiepreise hoch sind, wird tendenziell weniger erneuerbare Energie ausgebracht (Hirth 2013).

In den letzten Jahren konnten anhand des deutschen Strommarkts die Auswirkungen solch flacher Strukturen beobachtet werden – wenn auch auf höherem Preisniveau. Durch den Zubau erneuerbarer Energien wurden Gaskraftwerke aus dem Markt gedrängt und der Preis in Peak- und Off-Peak-Stunden vornehmlich durch Kohlekraftwerke definiert. Aufgrund der niedrigen CO₂- und Kohlepreise ergaben sich entsprechend niedrige Deckungsbeiträge für die Kraftwerke im Markt (Kallabis et al. 2016, Bublitz et al.

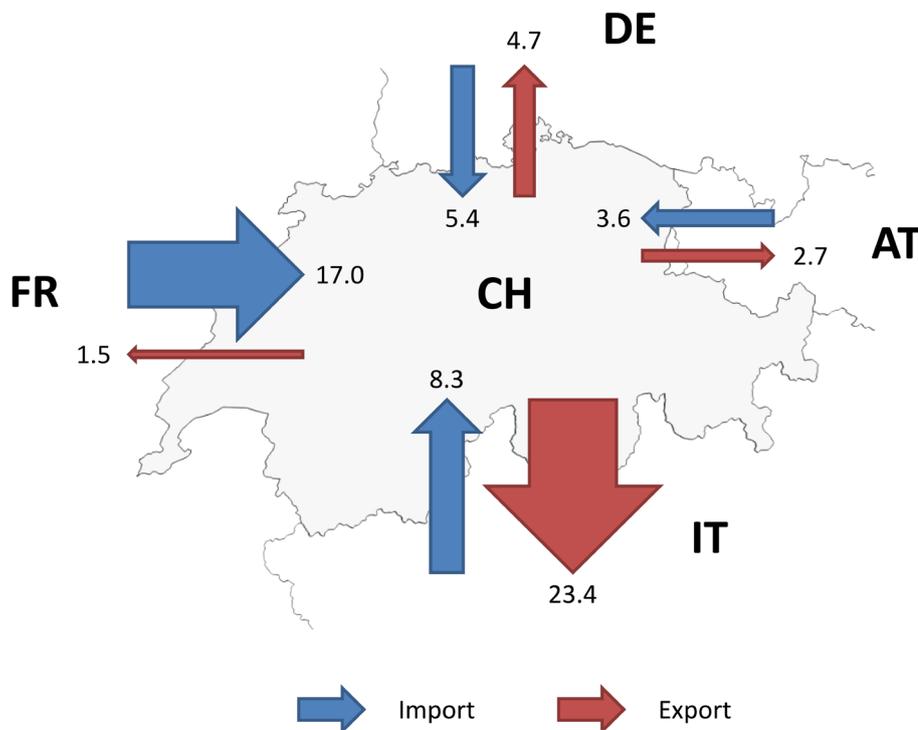


Abbildung 3: Beispielhafter physischer Stromtransit über die Schweiz 2050, Jahresmengen in TWh (Quelle: Schlecht und Weigt, 2014).

2017). Die aktuelle Debatte über die Rentabilität der Schweizer Wasserkraft ist eine Folge hiervon (siehe auch SCCER CREST White Paper «Wasserkraft: Wiederherstellung der Wettbewerbsfähigkeit»).

Langfristig ergibt sich für die Schweiz durch die ähnlichen saisonalen Produktionsstrukturen von Wasserkraft und Photovoltaik (beide Technologien weisen in den Sommermonaten ihre Produktionsspitzen auf) damit die Herausforderung, dass der Grossteil des Schweizer Kraftwerksparkes eine sehr ähnliche Einnahmestruktur aufweisen könnte.

2. Energie, Kapazität, Flexibilität: Was ist das Gut?

Wie oben erwähnt, sind aufgrund des zunehmenden Wettbewerbs in einem liberalisierten Strommarkt mit freier Anbieterwahl geringere Investitionsvolumen zu erwarten als in einem regulierten Stromsystem mit gefangenen Endkunden (Neuhoff und De Vries 2004). Gleichzeitig stellt sich die Herausforderung einer Refinanzierung in einem System, das vornehmlich durch Fixkosten geprägt ist. Damit stellt sich auch die grundlegende Frage, was das eigentliche **Gut auf Strommärkten** ist und wie es bepreist werden soll. Aktuell werden auf Strommärkten die Energielieferung zu einem bestimmten Zeitpunkt bzw. Produkte, die darauf aufbauen, gehandelt. Strom wird dabei als «Ware» betrachtet, welche je nach Angebot und Nachfrage deutlich unterschiedliche Preise haben kann.

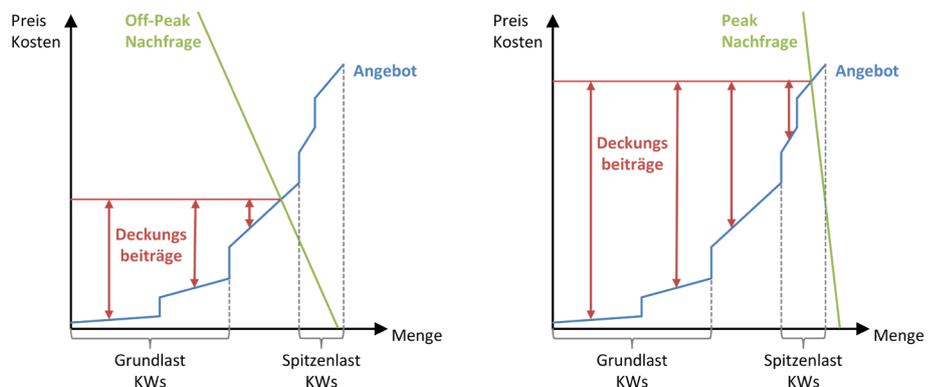
In einem solchen System kann kei-

ne langfristige Überkapazität finanziert werden, da ein Überangebot zu niedrigen Preisen und damit geringeren Investitionsanreizen führt. Entsprechend erhält die Nachfrageelastizität hier eine hohe Bedeutung, um durch temporäre Reduktionen des Konsums einen Ausgleich

zwischen Angebot und Nachfrage in Knappheitssituationen zu erzielen.

Alternative Marktstrukturen könnten auf anderen Zeitaufösungen (z.B. Energieprofilen) oder anderen Produktkategorien (z.B. installierter Kapazität (Betz et al. 2015), gesichert

Fossil-Nukleares Stromsystem



Erneuerbares Stromsystem

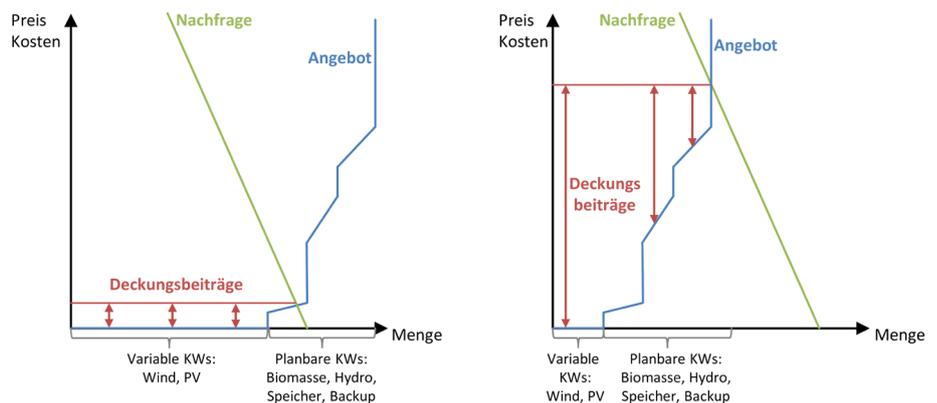


Abbildung 4: Abhängigkeit von Preisen und Deckungsbeiträgen von der Angebotsstruktur: Im fossil-nuklearen System definiert insbesondere die Variabilität der Nachfrage die Position in der Angebotskurve und damit den Preis (generation follows load); im erneuerbaren System hingegen definiert vornehmlich die Verfügbarkeit variabler erneuerbarer Energien die Position in der Angebotskurve; darüber hinaus kann eine zunehmende Flexibilisierung der Nachfrage dazu führen, dass Preise zu Spitzenzeiten – entsprechend dem Prinzip des Peak-Load Pricing (Boiteux, 1960) – zunehmend auch durch die variablen Kosten flexibler Lasten gesetzt werden (load follows generation, Saleh et al 2017).

abrufbarer Energie oder gestuften Leistungsbändern (Winzer et al. 2017)) basieren. Diese Strukturen wären darauf angelegt, nicht direkt Energie, sondern Versorgungssicherheit zu bepreisen. Damit wäre Strom eher eine «Service-» bzw. «Dienstleistung».

Auch Mischformen wären denkbar. Dies ist teilweise vergleichbar mit der Netztarifdebatte, da diese ebenso durch hohe Fixkosten und vernachlässigbare variable Kosten geprägt sind.

Die ersten beiden diskutierten Aspekte haben eine wichtige Konsequenz: Im früheren regulierten Stromsystem konnten die Kosten einer hohen Erzeugungskapazität (die zur Deckung selten auftretender Lastspitzen ausreicht) relativ einfach auf die Endkunden überwältigt werden. In einem stärker wettbewerblichen Markt ist dies nicht mehr möglich. Es ist daher zu erwarten, dass aus Marktperspektive bestehende **Überkapazitäten** langfristig nicht vollständig erhalten bleiben werden. Dies ist vor allem die Folge einer stärker wettbewerblichen Ausrichtung des Stromsystems. Die zunehmend flache Angebotskurve verstärkt diesen Effekt jedoch.

Ob diese Reduktion der Erzeugungskapazität akzeptiert wird (d.h. verstärkt Nachfrageflexibilität und Importe genutzt werden) oder ob eine hohe Kapazität durch eine andere Marktgestaltung erhalten werden soll, ist eine politische Entscheidung. Beide Optionen bestehen. Letztlich entspricht dies der Grundsatfrage, welches Gut Strom dar-

stellt (Service «sichere Versorgung» oder «Konsumgut»). Diese Frage betrifft alle Länder, und aufgrund der zunehmenden Verknüpfung der nationalen Märkte ist eine enge Kooperation und Koordination bei diesem Thema über Grenzen hinweg sinnvoll.

3. Kurzfristige Volatilität: Regelenergie

Stromsysteme mussten seit jeher darauf ausgelegt werden, dass bei den durch kurzfristige Änderungen in Last und Erzeugung im Sekunden- und Minutentakt auftretenden Schwankungen die **Systemstabilität** nicht gefährdet wird. Mit der Entwicklung hin zu einem höheren Anteil an volatiler Stromerzeugung aus Wind und Sonne ist davon auszugehen, dass auch diese Aufgabe in Zukunft weiterhin von hoher Bedeutung sein wird.

Hier liefert das aktuelle Marktdesign in Form von Regelenergiemärkten einen funktionierenden Ansatz (Abrell, 2016), welcher mit den jeweiligen zukünftigen Anforderungen skaliert werden kann (Dena, 2014). Entsprechend ergibt sich anstelle eines Neudesigns eher Bedarf an Designoptimierung, insbesondere was die Inklusion von erneuerbaren Energien auf der Angebotsseite sowie die Anreizsetzung über die Tarifgestaltung betrifft (Weber, 2010).

Auch konnte in den letzten Jahren durch immer kurzfristigeren Handel (Intraday-Märkte) und bessere Vorhersagen für die Einspeisung erneuerbarer Energien der Bedarf an Regelenergie reduziert werden (Hirth und Ziegenhagen, 2015). Demgegenüber führt die veränderte Han-

delsstruktur durch Intraday-Märkte jedoch auch zu Rückwirkungen auf die Frequenzstabilität (Schäfer et al. 2018). Hier ergibt sich daher auch eine Verknüpfung mit der grundlegenden Produkt- und Marktgestaltung, welche Impulse für die kurzfristige Systemstabilität liefern kann.

Die Schweiz ist dank ihrer Wasserkraftkapazitäten hier in einer komfortablen Lage, da sie dadurch über technisch gute Möglichkeiten zur Systemstabilisierung verfügt.

4. Mittelfristige Volatilität: Speicher

Mit dem erhöhten Anteil erneuerbarer Energien wird auch die mittelfristige Variabilität der Erzeugung im tages- und jahreszeitlichen Verlauf zunehmen. Im Gegensatz zur kurzfristigen Volatilität handelt es sich hier eher um erwartete Schwankungen im System, vergleichbar mit der variablen Verfügbarkeit von Wasserkraft. Die zukünftige Dominanz dieser Strukturen auf der Erzeugungsseite könnte durch einen entsprechenden Ausbau von Speichern, Backup-Kraftwerkskapazitäten oder hinreichend flexiblen Verbrauchern kompensiert werden (siehe zum Beispiel Kober et al. 2018, Li und Hedman 2015).

Damit ein Markt Anreize für die Nutzung von Speichern setzt, müssen ausreichend hohe **Preisunterschiede** existieren. Das gleiche gilt für allgemeine Lastverschiebungen oder andere nachfrageseitige Massnahmen, welche ebenso einen Anreiz und ein Signal dafür brauchen, wann sie zum Einsatz kommen sollten. Ein optimales Marktdesign, welches dieses Potenzial erschliessen

möchte, muss daher die aus erneuerbarer Erzeugung resultierenden unterschiedlichen Systemkonditionen in Preissignale übersetzen.

Hierbei sind verschiedene **Zeitdimensionen** zu berücksichtigen: täglich, wöchentlich und saisonal. So weist die Nachfrage eine klare Struktur zwischen Wochentagen und Wochenende sowie Winter und Sommer auf (siehe Abbildung 5). Ebenso weisen Wind- und Sonnenverfügbarkeit tägliche und saisonale Strukturen auf. Speicherbetreiber müssen daher zwischen diesen verschiedenen Dimensionen abwägen, wobei mit der Länge des zu puffern- den Zeitraums das Risiko steigt, da die Anzahl der Speicherzyklen im Jahr sinkt.

Eine Refinanzierung von Speichern könnte dabei sowohl über variable Preise (und die damit einhergehenden Preisunterschiede im Zeitverlauf) als auch über entsprechende Absicherungsverträge erfolgen (Sa- boori et al. 2017, Aneke und Wang 2016). Für saisonale Speicher oder entsprechende Backup-Kraftwerkskapazitäten sind entweder hohe saisonale Preisunterschiede oder zusätzliche Anreize über andere Mechanismen bzw. Produkte notwendig.

Da die zukünftig relevanten Technologien heute kaum absehbar sind, sollten solche Anreize prinzipiell technologieneutral ausgestaltet werden.

Für die Schweiz ergibt sich mit der zukünftig steigenden Bedeutung von Speichertechnologien eine Chance und eine gleichzeitige He-

erausforderung für die Wasserkraft: Speicherkraftwerke und Pumpspeicher könnten von neuen Marktdynamiken oder Anreizstrukturen profitieren, während neue Speichertechnologien gleichzeitig eine Konkurrenz zu den etablierten Wasserspeichern darstellen.

5. Langfristige Volatilität: Versorgungssicherheit

Wie auch bei den sehr kurzfristigen Schwankungen mussten Stromsysteme stets mit langfristigen Unsicherheiten planen, seien dies seltene Nachfragespitzen, grosse Ausfallereignisse oder im Schweizer Fall schlechte hydrologische Bedingungen. Durch einen hohen Anteil erneuerbarer Energien werden die langfristigen Produktionsmöglichkeiten noch stärker durch Wetterbedingungen geprägt sein (Gerhardt et al 2017, Giebel et al. 2004).

Die damit verbundenen Herausforderungen wurden zu Zeiten regulierter Stromsysteme durch entsprechende Vorschriften für die

monopolistischen Versorger geregelt. Die dafür anfallenden Kosten wurden über die Stromtarife von den Endkunden getragen. Wie oben beschrieben, ist dies mit verstärktem Wettbewerb nicht mehr umsetzbar.

Da sich die Investitionen in Erzeugungs- und Speichieranlagen an den erwarteten Preisen und Marktsituationen orientieren, wird es Situationen geben, welche eine so niedrige Wahrscheinlichkeit aufweisen (beispielsweise extrem lange Hitze- oder Kälteperioden), dass sich Investitionen für den Betreiber nicht lohnen.¹

Für die Abdeckung sehr selten eintretender Situationen ist es daher erforderlich, dass durch das Marketdesign entweder die Nachfrageseite entsprechend reagieren kann oder ein zusätzlicher Absicherungsmechanismus implementiert wird. Die

¹ Dies gilt unabhängig von der zukünftigen Entwicklung bzgl. erneuerbarer Energien. Auch in einem rein fossilen Strommarkt würden die Anbieter nur so viel Kapazität bereitstellen, wie sie refinanzieren können.

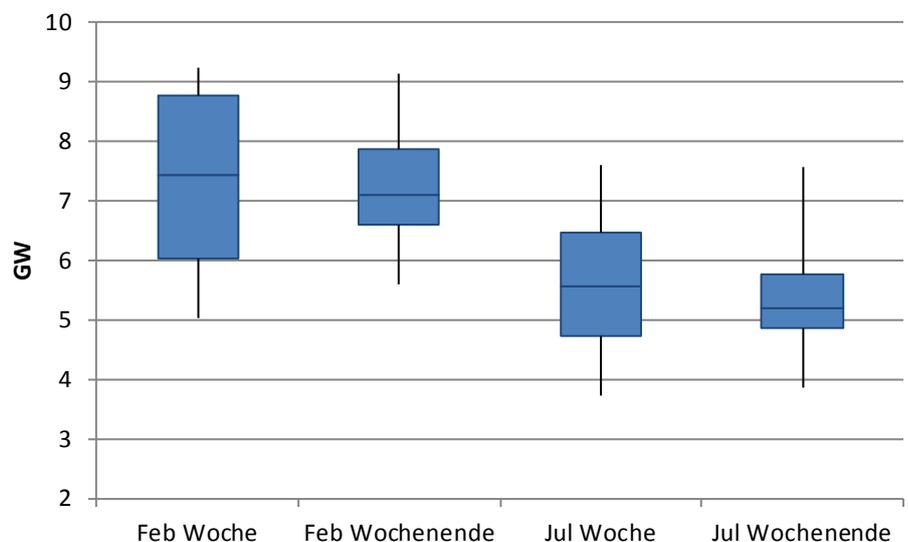


Abbildung 5: Variabilität der endverbrauchten Energie im Regelblock Schweiz, viertelstündlich, 2017 (Quelle: Swissgrid, Energieübersicht Schweiz 2017).

Einbindung der Nachfrageseite erfordert eine ausreichend hohe **Nachfrageelastizität** (durch Lastverschiebung oder Nachfragereduktion, siehe auch Müller und Möst, 2018). Dadurch käme es bei knapper Erzeugung zu entsprechenden Preisspitzen, welche die Nachfrage ausreichend reagieren lässt, um so Versorgungsengpässe zu vermeiden. Um Verzerrungen zu vermeiden, erfordert die Entwicklung eines solchen Mechanismus eine klare Definition des angestrebten **Levels an Versorgungssicherheit**.

Für die Schweiz als grosses Stromtransitland ist es bei der langfristigen Versorgungsplanung besonders wichtig, einen Fokus auf eine entsprechende Ausgestaltung des grenzüberschreitenden Handels zu legen. Ein Vorrang für lokale Produktion stellt sich in einem verknüpften europäischen Strommarkt nur dann ein, wenn es Kosten- oder Verfügbarkeitsvorteile gibt.

Die drei Dimensionen der Systemvolatilität verdeutlichen die Notwendigkeit einer höheren Flexibilität des zukünftigen Stromsystems. Eine vollständige Bereitstellung dieser Flexibilität über die Erzeugungsseite ist wahrscheinlich nicht kosteneffizient. Daher sollte ein Marktdesign es ermöglichen, zumindest einen Teil des notwendigen Ausgleichs über die Nachfrageseite zu erreichen, was eine stärkere **Einbindung der Verbraucher** erfordert (Kubli et al. 2018).

6. Dezentrale Erzeugung und neue Akteure

Die wichtige Rolle der Nachfrageseite im zukünftigen Strommarkt wird auch durch weitere bedeutende Entwicklungen im Stromsystem deutlich.

War die Nachfrage in regulierten Stromsystemen vornehmlich eine zu deckende Grösse, sollte sie in einem optimalen Marktdesign als gleichwertig zur Angebotsseite betrachtet werden. Die Grenze zwischen Angebot und Nachfrage wird durch die zunehmende Bedeutung dezentraler Erzeugung und dem damit verbundenen Aufkommen sogenannter **Prosumer** (gleichzeitige Produzenten und Konsumenten, z.B. Haushalte mit PV-Anlagen) im zukünftigen Strommarkt verschwimmen.

Damit gibt sich für das Marktdesign die Herausforderung, optimale Anreize für Investitionen und Einsatz sowohl auf **Grosshandels- als auch auf Endkundenseite** bereitzustellen und eine Koordination zwischen den verschiedenen Akteuren sicherzustellen.

Im bisherigen Stromsystem sind sowohl die Anreize uneinheitlich als auch die Koordination zwischen den Ebenen und Sektoren unzureichend. So haben Haushalte derzeit in der Regel aufgrund der fixen Tarifstruktur sowohl auf Energie- als auch auf Netzseite zwar Anreize, die eigene Erzeugung, z.B. durch eine PV-Anlage, soweit durch Speichernutzung zu verschieben, dass sie ihren Eigenverbrauch maximieren. Für einen Haushalt ist es aber egal, ob er

seinen PV-Strom in den Abend, die Nacht oder den Morgen verschiebt; für das Gesamtsystem sind diese Optionen jedoch normalerweise nicht gleichwertig. Das Marktdesign sollte daher auf allen Netzebenen Anreize für systemdienliches Verhalten setzen.

Ebenso erfolgt aktuell keine hinreichende Kommunikation zwischen den verschiedenen Netzebenen. Während Investoren am Grosshandelsmarkt die Unsicherheit der zukünftigen Systementwicklung sowie das Verhalten ihrer Wettbewerber für ihre Investitionsentscheidungen antizipieren müssen, spielt dies auf Endkundenseite nahezu keine Rolle. Die Entscheidung eines Haushalts für oder gegen Eigenerzeugung oder Speicherdimensionierung ist unabhängig von den Entscheidungen anderer Haushalte. So kann es zu Situationen kommen, in denen zeitgleich die Speicher eines Hauses geladen werden, während benachbarte Haushalte ihre Speicher entleeren, obwohl genug freie Transportkapazität zwischen den Häusern besteht. In einem zukünftigen System mit deutlich mehr Prosumern kann ein solcher Mangel an Koordination zu ineffizienten Strukturen führen (Jägemann et al. 2012).

Im Kontext der Koordinierung erhalten zudem die Netztarife und das **Zusammenspiel zwischen regulierten und wettbewerblichen** Bestandteilen des Stromsystems eine höhere Bedeutung für das Marktdesign. Ebenso kann es zu Verschiebungen in der Rollenverteilung zwischen Übertragungs- und Verteilnetzen kommen (Van Werven

und Scheepers, 2005, Mallet et al. 2014).

Für die Schweiz spielt hierbei abermals die Wasserkraft eine wichtige Rolle. Da lokale Speicher und Grosswasserkraftanlagen grundsätzlich ähnliche Funktionen im Stromsystem erfüllen, kann eine unzureichende Koordination von lokalen Investitionen Rückwirkungen für Wasserkraftwerke haben, falls beispielsweise durch übermässigen Ausbau lokaler Speicher die Preisdynamik auf den Grosshandelsmärkten abgeflacht wird.

7. Verteilungswirkung

Das Design des Strommarkts beeinflusst nicht nur Investitions- und Einsatzentscheidungen, sondern ist auch entscheidend für die Verteilung der anfallenden Kosten (Cludius et al. 2014b, Neuhoff et al. 2013). Eine als fair wahrgenommene Kostenverteilung kann dabei zentral für die **gesellschaftliche Akzeptanz** des Energiesystems sein (Wüstenhagen et al. 2007).

Verteilungsfragen treten dabei in mehrfacher Hinsicht auf – zum einen in Form der Verteilung von Kosten und Nutzen der Investitionen in erneuerbare Energien und Speicher. In vielen Ländern ist zur Förderung der Erneuerbaren ein System verwendet worden, welches den Nutzen vor allem den Erzeugern zuordnet.

Zum zweiten führen zeitlich variierende Preise zu einer Umverteilung zwischen flexiblen und weniger flexiblen Akteuren. Insbesondere in einem Energy-only-Markt mit hohen Preisspitzen kann dies deutliche

Verteilungseffekte haben.

Problematisch werden Verteilungsfragen vor allem dann, wenn verschiedene Akteurgruppen in unterschiedlicher Weise zur Anpassung an die neuen Marktgegebenheiten befähigt sind. So können Mieter häufig nicht zu Prosumern werden und damit von einem Marktdesign profitieren, das Erneuerbare fördert. Ebenso hätten Endkunden, die aufgrund ihrer persönlichen Situation wenig Flexibilität haben, im Fall stark schwankender Endkundenpreise mit Zusatzkosten zu rechnen. Darüber hinaus kann es problematisch sein, wenn die unflexible Nachfrage in bestimmten Regionen gebündelt ist und diese hierfür mit höheren Kostenanteilen belastet würden.

Neben den Grundsatzaspekten eines funktionalen Marktdesigns in Bezug auf Investitionen und Anreize sollten daher auch solche gesellschaftlichen Wirkungen antizipiert und, wo als notwendig erachtet, korrigiert werden.

8. Schweiz und Europa

Wie bereits bei den verschiedenen zu berücksichtigenden Aspekten aufgeführt, spielt das Verhältnis zwischen der Schweiz und ihren Nachbarländern eine wichtige Rolle für das Marktdesign. Dabei sind insbesondere die **Grössenverhältnisse** der verschiedenen Märkte zu berücksichtigen: Der Schweizer Energiemarkt ist relativ klein und wird stark von den Entwicklungen in den Nachbarländern beeinflusst (Fraendorfer et al. 2016).

So liegt zum Beispiel die Spann-

breite der täglichen Nachfrageschwankungen in Deutschland oder Frankreich bei dem Doppelten bis Dreifachen der Schweizer Spitzenlast. Auch bieten die zentrale Lage und das gut ausgebaute Netz die technischen Voraussetzungen für Stromaustausch mit den Nachbarländern.

Ebenso spielt das **Marktdesign der Nachbarländer** eine wichtige Rolle für die Schweiz. Da die Schweiz tendenziell Preisnehmer im europäischen System ist, haben Marktdesignentscheidungen in den Nachbarländern auch Auswirkungen auf die Schweiz.

Daher sollten bei allen Designentscheidungen die Fragestellungen der Integration ausländischer Optionen sowie die Möglichkeiten von Schweizer Marktteilnehmern auf den europäischen Märkten mitberücksichtigt werden.

Schlussfolgerungen

Mit der erwarteten Transformation unserer Stromerzeugung hin zu einem hohen Anteil erneuerbarer Energien rückt die Frage eines langfristig funktionsfähigen Marktdesigns in den Fokus, welches Anreize für ausreichende Investitionen, effizienten Einsatz von Erzeugern, Speichern und Nachfragemassnahmen, sowie die Koordination der unterschiedlichen Akteure ermöglicht.

Die in diesem White Paper dargelegten Herausforderungen führen zu grundlegenden Schlussfolgerungen für die möglichen Ausgestaltungen eines solchen zukünftigen Strommarktdesigns.

Zuvorderst ist durch die zunehmende Zahl und Heterogenität der Akteure eine stärker **marktliche Ausgestaltung des Stromsystems** empfehlenswert. Aufgrund der zunehmenden Dezentralisierung müssen die Investitions- und Einsatzentscheidungen einer immer grösseren Zahl von Akteuren koordiniert werden. Bis heute ist ein Markt eine der wenigen Institutionen, die dies ermöglichen. Diese Koordinationsaufgabe erfordert, dass alle relevanten Akteure ähnliche und unverzerrte Preissignale und Anreize erhalten, was heute nicht gewährleistet ist.

Bei der Ausgestaltung des Marktdesigns ist es zudem von entscheidender Bedeutung, welche Zielvorstellungen erfüllt werden sollen. Es bestehen zwei grundlegende Möglichkeiten.

Zum einen kann das Marktdesign beibehalten und die Nutzung von

Flexibilitäten auf der Nachfrageseite verstärkt werden. Mit dem aktuell **auf Energiehandel ausgelegten Marktdesign** wird die **existierende Erzeugungsstruktur** mit Überkapazitäten (permanent verfügbare Kapazität deutlich jenseits der erwarteten Spitzennachfrage) **langfristig nicht haltbar** sein. Die – aus Marktperspektive – bestehenden Überkapazitäten dürften zumindest teilweise abgebaut werden und der Ausgleich verstärkt über Nachfrageflexibilität und Importe erfolgen. Es ist zu betonen, dass dies keine Folge der Energiewende, sondern diejenige eines stärker wettbewerblich orientierten Stromsystems ist.

Dies erfordert eine stärkere **Einbindung der Endkundenseite** in das bestehende Marktdesign (zum Beispiel durch zeitlich flexible Tarife oder unterbrechbare Verträge). Ein solches System würde die Stabilisierung auf Erzeugung und Nachfrage verteilen und damit zu einem – im Vergleich zu den letzten Jahrzehnten – deutlich anderen System der Stromversorgung führen; statt Überkapazitäten und Backup müssten flexible Nachfrage und Speicher einen Grossteil der Schwankungen ausgleichen.

Falls dies politisch nicht gewünscht ist, kann zum anderen entweder die **Marktstruktur verändert werden** (nicht nur ein Energy-only-Markt), oder es können **komplementäre Instrumente implementiert** werden. Damit könnte auch weiterhin vorrangig die **Erzeugungsseite die Stabilität der Versorgung gewährleisten** (durch eine Kombination von Überkapazitäten, Speicherung

und Backup). Dies erfordert aber eine deutliche Änderung des Marktdesigns.

Welcher der beiden Optionen (oder welche Kombination derselben) gewählt wird, ist vor allem ein politischer Entscheid. Da dieser Entscheid wesentliche Folgen für langfristig wirksame Investitionsentscheidungen hat, ist eine zeitnahe Weichenstellung aber empfehlenswert.

Diese sehr grundlegende Fragestellung und die damit verbundenen Herausforderungen betreffen alle europäischen Strommärkte. Die Schweiz sollte daher die Entwicklungen in den Nachbarländern verfolgen, um etwaige Rückwirkungen auf ihr eigenes Stromsystem frühzeitig zu berücksichtigen. Aus **Schweizer Sicht** ist dabei die Einbettung in Europa als wichtige eigenständige Komponente zu definieren. Welche zukünftige Rolle der Schweiz innerhalb des gesamteuropäischen Strommarkts zukommen soll, hat direkte und indirekte Auswirkungen auf die meisten der diskutierten Entscheidungsgrössen.

SCCER CREST

Das Competence Center for Research in Energy, Society and Transition (CREST) trägt zur Umsetzung der Energiestrategie 2050 bei, indem es detaillierte, forschungsbasierte Handlungsempfehlungen erarbeitet. Diese Empfehlungen sollen helfen, die Energienachfrage zu reduzieren, Innovationen zu fördern und den Anteil der regenerativen Energieerzeugung in einer kosteneffizienten Weise zu erhöhen.

In CREST arbeiten Forschungsgruppen aus neun grossen Schweizer Forschungsinstitutionen zusammen, die gemeinsam die Handlungsfelder Wirtschaft, Umwelt, Recht und Verhalten abdecken.

CREST ist eines der acht von Innosuisse geförderten Swiss Competence Centers for Energy Research (SCCER). Weitere Informationen zu unseren Forschungs- und Transfer-Aktivitäten finden Sie auf www.sccer-crest.ch.

Kontakt

Hannes Weigt
Professur Energieökonomie
Leiter des SCCER CREST Work Package 3
WWZ der Universität Basel
hannes.weigt@unibas.ch

Frank Krysiak
Professur Umweltökonomie
Leiter des SCCER CREST
WWZ der Universität Basel
frank.krysiak@unibas.ch

Autoren

Hannes Weigt, Universität Basel (Lead)
Jan Abrell, ETH Zürich
Regina Betz, ZHAW Zürcher Hochschule für Angewandte Wissenschaften
Karl Frauendorfer, Universität St.Gallen
Frank Krysiak, Universität Basel
Catherine Roux, Universität Basel
Ingmar Schlecht, Universität Basel
Reto Schleiniger, ZHAW Zürcher Hochschule für Angewandte Wissenschaften
Thomas Walther, Universität St.Gallen
Christian Winzer, ZHAW Zürcher Hochschule für Angewandte Wissenschaften

Redaktion

Michael Schär, SCHWINDL SCHÄR GmbH

Layout und Gestaltung

Madeleine Schmidt, Universität Basel

Referenzen

- Abrell, J. (2016). The Swiss wholesale electricity market. *SCCER CREST Working Paper, WP3-2016/07*.
- Aneke, M., & Wang, M. (2016). Energy storage technologies and real life applications—A state of the art review. *Applied Energy, 179*, 350-377.
- Betz, R., Cludius, J., & Riesz J. (2015). Capacity Remuneration Mechanisms. Overview, Implementation in Selected European Jurisdictions and Implications for Switzerland. *SCCER CREST Working Paper, Workpackage 3: Energy Policy, Markets and Regulation, WP3 - 2015/07*.
- Boiteux, M. (1960). Peak-load pricing. *The Journal of Business, 33(2)*, 157-179.
- Bublitz, A., Keles, D., & Fichtner, W. (2017). An analysis of the decline of electricity spot prices in Europe: Who is to blame?. *Energy policy, 107*, 323-336.
- Cludius, J., Hermann, H., Matthes, F. C., & Graichen, V. (2014). The merit order effect of wind and photovoltaic electricity generation in Germany 2008–2016: Estimation and distributional implications. *Energy Economics, 44*, 302-313.
- Cludius, J., Forrest, S., & MacGill, I. (2014b). Distributional effects of the Australian Renewable Energy Target (RET) through wholesale and retail electricity price impacts. *Energy Policy, 71*, 40-51.
- Consentec (2012). *Auswirkungen eines verstärkten Ausbaus der dezentralen Erzeugung auf die Schweizer Verteilnetze, Untersuchung im Auftrag vom Bundesamt für Energie (BFE), Abschlussbericht 29. Mai 2012*.
- CREST (2016). Wasserkraft: Wiederherstellung der Wettbewerbsfähigkeit. *White Paper #01/2016*.
- Dena (2014). dena-Studie Systemdienstleistungen 2030. Sicherheit und Zuverlässigkeit einer Stromversorgung mit hohem Anteil erneuerbarer Energien.
- Frauendorfer, K., Paraschiv, F., & Schürle, M. (2016). Econometric analysis of the determinants of electricity wholesale prices in Switzerland and Germany. Project Financed by Swiss Federal Office of Energy.
- Giebel, G., Holttinen, H., Söder, L., & Petterteig, A. (2004). Fluctuations and predictability of wind and hydropower. Deliverable 2.1. Denmark. Forskningscenter Risoe. Risoe-R; No. 1443(EN).
- Gerhardt, N., Böttger, D., Trost, T., Scholz, A., Pape, C., Gerlach, A. K., Härtel, P., & Ganal, I. (2017). *Analyse eines europäischen 95%-Klimazielszenarios über mehrere Wetterjahre*. Kassel: Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (Fraunhofer IWES).
- Hirth, L. (2013). The market value of variable renewables: The effect of solar wind power variability on their relative price. *Energy economics, 38*, 218-236.
- Hirth, L., & Ziegenhagen, I. (2015). Balancing power and variable renewables: Three links. *Renewable and Sustainable Energy Reviews, 50*, 1035-1051.
- Jägemann, C., Hagspiel, S., & Lindenberger, D. (2012). The economic inefficiency of grid parity: The case of German photovoltaics in scenarios until 2030. *EWI Working Paper, No. 13/19*.
- Joskow, P. (2008). Lessons Learned from Electricity Market Liberalization. *The Energy Journal, 29*(Special Issue# 2), 9-42.
- Newbery, D., Pollitt, M., Ritz, R., & Strielkowski, W. (2017). *Market design for a high-renewables European electricity system*. Cambridge, UK: Cambridge Institute for Sustainability Leadership and Energy Policy Research Group.

- Kallabis, T., Pape, C., & Weber, C. (2016). The plunge in German electricity futures prices Analysis using a parsimonious fundamental model. *Energy Policy*, 95, 280-290.
- Kober, T., Friedl, M., & Mühlethaler, J. (2018). *Saisonale Flexibilisierungsmöglichkeiten der Energieversorgung in der Schweiz*, 28. Februar 2018, FESS Speicher-Roundtable Energiezentrale Forsthaus, ewb, Bern.
- Kubli, M., Looock, M., & Wüstenhagen, R. (2018). The flexible prosumer: Measuring the willingness to co-create distributed flexibility. *Energy Policy*, 114, 540-548.
- Li, N., & Hedman, K. W. (2015). Economic assessment of energy storage in systems with high levels of renewable resources. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 6(3), 1103-1111.
- Mallet, P., Granstrom, P. O., Hallberg, P., Lorenz, G., & Mandatova, P. (2014). Power to the people!: European perspectives on the future of electric distribution. *IEEE Power and Energy magazine*, 12(2), 51-64.
- Müller, T., & Möst, D. (2018). Demand Response Potential: Available when Needed?. *Energy Policy*, 115, 181-198.
- Neuhoff, K., & De Vries, L. (2004). Insufficient incentives for investment in electricity generations. *Utilities Policy*, 12(4), 253-267.
- Neuhoff, K., Bach, S., Diekmann, J., Beznoska, M., & El-Laboudy, T. (2013). Distributional effects of energy transition: impacts of renewable electricity support in Germany. *Economics of Energy & Environmental Policy*, 2(1), 41-54.
- Saboori, H., Hemmati, R., Ghiasi, S. M. S., & Dehghan, S. (2017). Energy storage planning in electric power distribution networks—A state-of-the-art review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 79, 1108-1121.
- Saleh, S. A., Pijnenburg, P., & Castillo-Guerra, E. (2017). Load aggregation from generation-Follows-Load to load-Follows-Generation: residential loads. *IEEE Transactions on Industry Applications*, 53(2), 833-842.
- Schäfer, B., Beck, C., Aihara, K., Witthaut, D., & Timme, M. (2018). Non-Gaussian power grid frequency fluctuations characterized by Lévy-stable laws and superstatistics. *Nature Energy*, 3(2), 119–126.
- Schlecht, I., & Weigt, H. (2015). Linking Europe: the role of the Swiss electricity transmission grid until 2050. *Swiss journal of economics and statistics*, 151(2), 125-165.
- Van den Bergh, K., Delarue, E., & D'haeseleer, W. (2013). Impact of renewables deployment on the CO2 price and the CO2 emissions in the European electricity sector. *Energy Policy*, 63, 1021-1031.
- Van Werven, M. J. N., & Scheepers, M. J. J. (2005, November). The changing role of distribution system operators in liberalised and decentralising electricity markets. In *Future Power Systems, 2005 International Conference on* (pp. 6-11). Amsterdam, Netherlands: IEEE.
- Weber, C. (2010). Adequate intraday market design to enable the integration of wind energy into the European power systems. *Energy policy*, 38, 3155–3163.
- Winzer, C., & Borggrefe, F. (2017). Power to the People - Creating markets for supply security based on consumer choice, in: Rossetto, N. (Ed.), *Design the Electricity Market(s) of the Future*. EUJ, Brussels, 54–60.
- Wüstenhagen, R., Wolsink, M., & Bürer, M. J. (2007). Social acceptance of renewable energy innovation: An introduction to the concept. *Energy policy*, 35(5), 2683-2691.