

Ein Kapazitätsmarkt schafft Versorgungssicherheit für die Schweiz

Die tiefen Strompreise, die Abschaltung von Kernkraftwerken, der wachsende Reinvestitionsbedarf bei der Wasserkraft und die zunehmend unsichere Exportfähigkeit der Nachbarländer stellen für die Schweizer Stromversorgungssicherheit eine wachsende Herausforderung dar. Ein auf die Schweizer Bedürfnisse angepasster Kapazitätsmarkt würde gezielt Investitionsanreize schaffen und eine Grundlage für die kurz- und langfristige Versorgungsstabilität bilden. Ein solcher marktbasierter Mechanismus lässt sich sowohl mit der Förderung erneuerbarer Energien als auch mit einer teilweisen oder vollständigen Marktöffnung kombinieren.

Ausgangslage

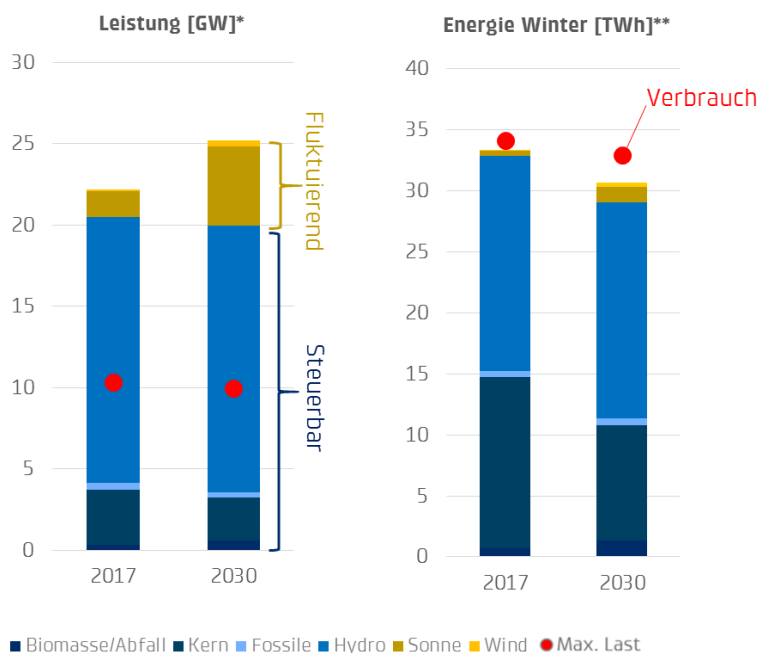
Versorgungssicherheit im Winter als Herausforderung

Auf den ersten Blick erscheint die Schweizer Stromversorgungssicherheit solide. Die Schweiz verfügt über Brutto-Kraftwerkskapazitäten im Umfang von zirka 22 Gigawatt (GW), während sich die maximale Nachfrage (Last) auf rund 10 GW beläuft. Doch bei einem Grossteil der Kraftwerkskapazitäten handelt es sich um Speicheranlagen. Ihre tatsächliche Verfügbarkeit hängt im Wesentlichen vom Speicherinhalt ab. Kritische Versorgungssituationen könnten sich in der Schweiz vor allem gegen Ende des Winters einstellen, wenn die Speicherseen wegen geringer Wasserverfügbarkeit oder besonders attraktiver Preisentwicklung in den frühen Wintermonaten weitgehend geleert sind und gleichzeitig die Nachbarländer (z.B. aufgrund anhaltender Kältewelle, hohem Stromverbrauch und geringer Produktion der Erneuerbaren) kaum oder nur sehr beschränkt Strom exportieren können.

Risiken für kritische Versorgungssituationen steigen

Die Schweiz hat daher kein Kraftwerkskapazitätsproblem im engeren Sinn. Kritisch ist generell die Fähigkeit, ausreichend Energie im Winterhalbjahr zu produzieren. Bereits heute ist das Land im Winterhalbjahr aufgrund geringerer Wasserkraft-Produktion auf Importe angewiesen (vgl. Abb. 1). 2014/15 beliefen sich die Netto-Importe auf 0.5 Terawattstunden (TWh), 2013/14 auf 1.6 TWh und 2010/11 wegen geringer Wasserverfügbarkeit auf 4.2 TWh. Mit der Umsetzung der Energiestrategie (ES 2050) und der Ausserbetriebnahme der Kernkraftwerke (KKW) Mühleberg und Beznau würde sich der Winter-Importbedarf 2030 schon bei normaler Wasserverfügbarkeit auf zirka 2.5 TWh belaufen. Damit steigt auch die Wahrscheinlichkeit, dass es zu angespannten Versorgungssituationen kommt – vor allem gegen Winterende, wenn die Pegel der Speicherseen tief sind.

Abbildung 1: Produktion und Verbrauch in der Schweiz – heute und 2030



*Ausbau EE gem. Swissgrid-Kernszenarien «On Track» / «Slow Progress» (bez. Wind)

**Produktionspotenzial

Die ES 2050 sieht keine Massnahmen zur Stabilisierung der Versorgungssicherheit vor. Sie fokussiert vor allem auf den Ausbau der Photovoltaik (PV), die aber gerade im Winter unterdurchschnittlich produziert. Daneben geht die ES 2050 pauschal davon aus, dass die Marktakteure in neue und bestehende Kraftwerke investieren und/oder unsere Nachbarländer fähig sind, auch in kritischen Situationen zu exportieren. Im aktuellen Marktkontext geben die tiefen Preise aber keine ausreichenden Investitionsanreize – weder für die zunehmend nötigen Reinvestitionen in die Wasserkraft, noch für einen womöglich nötigen Bau von Gaskraftwerken als potenzielles Backup für die Versorgungssicherheit. Denn heute liegen die Strompreise auf den Spotmärkten bei 3 bis 4 Rappen pro Kilowattstunde (KWh). Die Gestehungskosten der Schweizer Wasserkraftwerke liegen aber im Schnitt bei rund 6 Rappen pro KWh. Die Unsicherheit über die künftige und vor allem längerfristige Preisentwicklung ist hoch. Die mangelnden Reinvestitionsanreize bei der Wasserkraft sind nicht nur aus Gründen der Versorgungssicherheit kritisch, sondern auch mit Blick auf das Ziel, erneuerbare Energien auszubauen. Schliesslich dürfte der Werterhalt der Wasserkraft meist günstiger sein, als der Ausbau neuer erneuerbarer Energien.

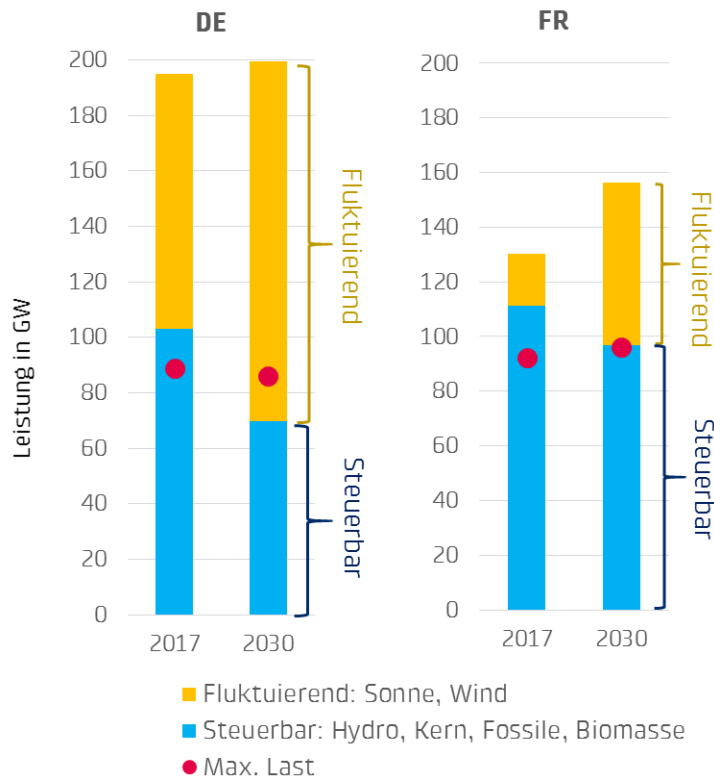
Importe aus Deutschland und Frankreich werden zunehmend unsicher

Bleiben die nötigen Investitionen in den Schweizer Kraftwerkspark aus, droht die Schweiz im Winter noch stärker von Importen abhängig zu werden. Für ein kleines und gut vernetztes Land wie die Schweiz ist das unproblematisch, solange ihre Nachbarländer fähig sind, auch in kritischen Situationen Strom zu exportieren. Aufgrund von Überkapazitäten bei den steuerbaren thermischen Kraftwerken vor allem in Deutschland war das bislang zwar der Fall. Doch die weitere Ausserbetriebnahme älterer Kohlekraftwerke sowie der deutsche Kernkraftausstieg stellen dies zunehmend in Frage (vgl. Abb. 2):

- In **Deutschland** werden bis Ende 2022 die KKW abgeschaltet, daneben werden weitere Kohlekraftwerke ausser Betrieb genommen. Bereits ab 2023 dürfte die Leistung der steuerbaren (vor allem fossilen) Kraftwerke geringer sein, als die maximale Nachfrage (Höchstlast). 2030 werden noch etwa 70 GW steuerbare Kraftwerke verfügbar sein, bei 86 GW Höchstlast. Deutschland dürfte dann vor allem im Winter bei Dunkelheit und windschwachen Phasen auf Importe angewiesen sein.
- Auch **Frankreich** wird gegen Ende der 2020er-Jahre kaum mehr fähig sein, grössere Mengen zu exportieren. Nach Abschaltung älterer KKW stehen 2030 noch etwa 97 GW steuerbare Kraftwerke zur Verfügung, die Höchstlast wird rund 96 GW betragen.

Trotzdem werden sowohl Frankreich als auch Deutschland wegen des anhaltenden Ausbaus der erneuerbaren Energien 2030 weiterhin Netto-Exporteure bleiben. Davon aber profitiert die Schweizer Versorgungssicherheit nicht: Denn gerade im Winter bei hoher Stromnachfrage und während Phasen mit geringer Produktion der erneuerbaren Energien werden diese Länder kaum exportieren können.

Abbildung 2: Kraftwerkskapazitäten und Last in Deutschland und Frankreich – heute und 2030



*Daten basierend auf Referenzszenarien nationaler Regulatoren / TSO

Kapazitätsmärkte in Europa

Verschiedene europäische Länder haben auf die wachsenden Herausforderungen bei der Versorgungssicherheit reagiert. Sie installieren sogenannte Kapazitätsmechanismen bzw. -märkte. Diese stellen eine Ergänzung des Energiemarktes dar, indem sie zusätzlich die bloße Vorhaltung von Kraftwerkskapazitäten abgelden. Generell stärken Kapazitätsmärkte die Investitionssicherheit und erhöhen damit die Versorgungssicherheit. In Märkten mit wachsendem Anteil erneuerbarer Energie können sie Spitzenlastkraftwerke finanzieren, die zwar wenig produzieren, aber im Sinne einer Versicherung bzw. eines Backups bei wenig Wind und Sonne sowie hoher Stromnachfrage verfügbar sind.¹

Die EU-Kommission lässt solche Instrumente zu, solange sie marktbasierend sind und dadurch Mitnahmeeffekte und Wettbewerbsverzerrungen minimiert werden. Ungeachtet dessen haben Kapazitätsmärkte grenzüberschreitende Effekte im Strommarkt. Schliesslich soll ein Kapazitätsmarkt für längerfristig ausreichend Kraftwerkskapazitäten sorgen, damit im Spotmarkt keine Knappheitssituationen mit potenziell sehr hohen Preisen (oder gar Angebotslücken) entstehen. Das Verhindern solcher potenzieller Preisspitzen reduziert die Preisschwankungen und senkt gleichzeitig das mittlere Preisniveau im Stromhandel. Diese tieferen Spotmarktpreise übertragen sich auch auf die Schweiz: Da der

¹ Solche Back-up-Kraftwerke lassen sich im reinen Energiemarkt («Energy-Only-Markt») nur schwer über den Preis am Spotmarkt alleine finanzieren. Aufgrund ihrer geringen Anzahl Betriebsstunden wären dann sehr hohe Preisspitzen nötig (sehr hohe Preise während Knappheitssituationen im Strommarkt), damit die Kraftwerke ihre Fixkosten decken könnten. Weil über die Höhe und Häufigkeit solcher Preisspitzen grosse Unsicherheit herrscht, sehen sich potenzielle Investoren einem hohen Risiko ausgesetzt. Darüber hinaus drohen solche Preisspitzen zu erodieren, sobald es ausreichend Kraftwerke gibt. Dann orientieren sich auch die Preise während der Spitzenlast an den variablen Kosten des Kraftwerks. Dann stellt sich die Frage, wie dieses seine Fixkosten decken soll (sogenanntes «Missing-Money-Problem»).

Strompreis im Schweizer Spotmarkt praktisch jederzeit durch die Nachbarländer bestimmt wird, werden diese preissenkenden Effekte faktisch «importiert». Dadurch resultieren Nachteile für Schweizer Kraftwerke: Ihre Erträge aus dem Strommarkt sinken; umgekehrt erhalten sie – im Gegensatz zu den Anlagen im benachbarten Ausland – keine Erträge aus einem Kapazitätsmechanismus. Die ausländischen Kapazitätsmärkte machen daher (Re-)Investitionen in Schweizer Kraftwerke zusätzlich unattraktiv.

Ein Kapazitätsmarkt für die Schweiz

Anforderungen an ein Schweizer Marktmodell

Aufgrund der Herausforderungen für die schweizerische Versorgungssicherheit, den Anpassungen in den Marktstrukturen unserer Nachbarländer und den damit verbundenen preissenkenden Effekten braucht es auch in der Schweiz eine Debatte um ein zukunftsfähiges Marktmodell. Abgeleitet aus der obigen Analyse können folgende Schweiz-spezifischen Anforderungen an ein solches gestellt werden:

- **(Re-)Investitionen:** Das Modell trägt zur langfristigen Versorgungssicherheit (Generation Adequacy) bei, indem es effektive (Re-)Investitionsanreize für den Erhalt der Wasserkraft, sowie den Ersatz wegfallender KKW schafft. Dabei sollten die (Re-)Investitionen vor allem mit Fokus auf die Produktionsfähigkeit in den Wintermonaten vorgenommen werden.
- **Kraftwerksverfügbarkeit:** Das Modell trägt zur kurzfristigen Versorgungssicherheit (System Security) bei, indem es Anreize zur Produktions- bzw. Speicherverfügbarkeit vor allem während kritischer Monate Ende Winter vermittelt.
- **Marktlicher Mechanismus:** Die Ermittlung und Verteilung von Auszahlungen an Kraftwerke erfolgen auf Basis eines marktlichen Mechanismus. Dadurch sollen die effizientesten Technologien für eine sichere Versorgung gefördert und Mitnameeffekte minimiert werden.
- **EU-Kompatibilität:** Das Modell ist mit den Regeln des EU-Binnenmarktes kompatibel und kann im Rahmen eines bilateralen Stromabkommens und einem vollständig geöffneten Strommarkt weitergeführt werden. Dies erhöht die Rechts- und Investitionssicherheit für Kraftwerksbetreiber.
- **Backup-Kraftwerke:** Auszahlungen an Kraftwerke erfolgen unabhängig von der effektiven Produktion. Dies verhindert einerseits Verzerrungen bei der Preisbildung im Spotmarkt, andererseits lassen sich auch Kraftwerke mit wenig Produktion, aber einer Versicherungsleistung für das Gesamtsystem finanzieren.
- **Flexibilität:** Auszahlungen passen sich flexibel an veränderte Marktbedingungen (erwartete steigende oder sinkende Marktpreise) an, so dass Mitnameeffekte verhindert werden bzw. Investitionsanreize erhalten bleiben.

Die aktuelle Debatte in der Schweiz und die bislang diskutierten neuen Marktmodelle zielen weniger auf das Thema Versorgungssicherheit, sondern eher auf eine finanzielle Unterstützung der Kraftwerksbetreiber bzw. deren Eigentümer. Ansätze wie der Ausbau der bereits in der ES 2050 beschlossenen Marktprämie für Grosswasserkraft, eine Steuer auf importiertem (CO₂-haltigem) Strom oder die Ablösung der kostendeckenden Einspeisevergütung (KEV) durch ein Quotenmodell, an dem auch bereits bestehende Anlagen teilnehmen können, werden den obigen Anforderungen nicht gerecht. Neben der mangelnden Marktorientierung und EU-Kompatibilität fehlt auch der Nutzen für die Versorgungssicherheit. Zwar erhöhen die Modelle pauschal die Ertragskraft der (bestehenden) inländischen Kraftwerke, doch vermitteln sie keine gezielten (Re-)Investitionsanreize. Die (politisch bestimmten) Zusatzerträge sind entweder zu gering und lösen gar keine (Re-)Investitionen aus, oder

die Erträge sind zu hoch, so dass ineffiziente Mitnahmeeffekte entstehen – eine Punktlandung ist in diesen Modellen praktisch unmöglich. Daneben generieren alle Modelle Zusatzerträge pro produzierter Megawattstunde: Ein Backup-Kraftwerk mit wenig Produktion lässt sich mit solchen Instrumenten gar nicht finanzieren – es bräuchte weitere finanzielle Zuwendungen.

Ein Schweiz-spezifischer Kapazitätsmarkt

Es ist deshalb naheliegend, auch das Schweizer Strommarktmodell durch einen Kapazitätsmechanismus zu ergänzen. Schliesslich sind solche Mechanismen nicht neu, sondern bewährte Instrumente zur Stabilisierung der Versorgungssicherheit im freien Markt. Sie wurden bereits in den 1990er-Jahren in vielen liberalisierten Strommärkten als eine Art Versicherung installiert. Seither wurden die Mechanismen weiterentwickelt, vor allem wurden sie marktnäher und wettbewerblicher gestaltet. Ähnlich wie Systemdienstleistungsmärkte können Kapazitätsmärkte als separates Marktsegment organisiert werden. Anstelle eines kurzfristigen Ausgleichs von Angebots- und Nachfrageabweichungen adressieren Kapazitätsmärkte in erster Linie die langfristige Verfügbarkeit ausreichender Kraftwerkskapazitäten zur Deckung der maximalen Nachfrage. In der Praxis gibt es verschiedene Ausprägungen – unterschieden werden etwa zentrale Ansätze (z.B. Grossbritannien, Italien) und dezentrale Ansätze (Frankreich). Ein Schweizer Kapazitätsmarkt könnte sich am relativ einfachen britischen Modell orientieren. Mit wenigen Anpassungen kann dieses auf die oben dargestellten besonderen Schweizer Anforderungen ausgerichtet werden. Dazu wird der Kapazitätsmarkt in zwei Segmente unterteilt, um sowohl die längerfristigen als auch die kurzfristigen Versorgungsziele zu adressieren (vgl. Abb. 3):

- **Längerfristige Forward-Kapazitätsauktion:** Dieses Segment stellt den eigentlichen Kern des Kapazitätsmarktes dar. Ziel des Auktionsmechanismus ist der Erhalt bzw. der Ausbau der Produktionsfähigkeit während der Wintermonate.
- **Kurzfristige Verfügbarkeitsauktion:** Das Segment ist lediglich eine Ergänzung zur längerfristigen Kapazitätsauktion und stellt ein zusätzliches, marktbasierendes Anreizsystem dar, damit bestehende Kraftwerke bzw. Speichereinhalte am Winterende tatsächlich verfügbar sind.

Abbildung 3: Schweiz-spezifischer Kapazitätsmarkt mit zwei Segmenten



1) Z.B. Permanente Produktionsfähigkeit einer Kraftwerks-Leistung (MW) über eine Zeitdauer von mind. x (z.B. 10) Tagen im April

Forward-Kapazitätsauktion als zentrales Segment

Vereinfacht gesagt, bestimmen in einem Kapazitätsmarkt die Politik bzw. der Regulator die nötigen Kraftwerkskapazitäten zur Deckung des Strombedarfs im Winter (Eigenversorgungsgrad). Diese Menge (gemessen in Megawatt MW) wird im Rahmen einer jährlichen Forward-Auktion zentral ausgeschrieben. Die Forward Kapazitätsauktion findet vier Jahre vor der physischen «Lieferung» des Stroms statt, wodurch nicht nur bestehende Kraftwerke, sondern auch neue, erweiterte oder sanierungsbedürftige Anlagen an der Auktion teilnehmen können. Dies stimuliert einerseits die Wettbewerbsintensität, andererseits kann die Auktion nur so gezielt (Re-)Investitionsanreize vermitteln². Die Auktion erfolgt technologie- und damit wettbewerbsneutral. Das heisst, sämtliche Kraftwerke – auch erneuerbare Energien – können im Umfang ihres Beitrags zur Versorgungssicherheit partizipieren. Üblicherweise können Kraftwerksbetreiber in der Auktion jene Leistung (MW) offerieren, die sie im Falle einer Knappheitssituation kurzfristig verfügbar machen könnten.

Dazu erfolgt ein sogenanntes «De-Rating» der Kraftwerksleistung. Naturgemäss ist der De-Rating-Abschlag bei fluktuierend produzierenden erneuerbaren Energien höher als bei steuerbaren thermischen Anlagen. Da die Schweiz auf absehbare Zeit kein Kapazitätsproblem im engeren Sinne aufweist (vgl. oben), sollte das De-Rating nicht auf der kurzfristig möglichen Verfügbarkeit der Kraftwerkskapazität erfolgen, sondern vielmehr auf der generellen Produktionsfähigkeit im Winterhalbjahr. Dies entspricht bei thermischen Anlagen der technisch möglichen oder bei Wasserkraftwerken und anderen erneuerbaren Energien der statistisch ermittelten mittleren Kapazitätsauslastung im Winterhalbjahr. Das De-Rating gilt für sämtliche Anlagen, die an der Auktion teilnehmen können. Diese lassen sich grob in drei Kategorien teilen:

- **Investitionen in neue oder erneuerte Anlagen:** Decken die vorhandenen Kraftwerke den Bedarf nicht ab und schafft der Energiemarkt alleine nicht ausreichende Investitionsanreize, bildet sich in der Auktion ein Preis für neue bzw. erneuerte oder erweiterte Kraftwerkskapazität. Damit entsteht ein Anreiz für (Re-)Investitionen in Kraftwerke, die während der Wintermonate einen Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten. Die Erträge aus dem Kapazitätsmarkt ergänzen damit jene aus dem Energie- bzw. Spotmarkt und schaffen damit höhere Investitionssicherheit. Im schweizerischen Kontext ist davon auszugehen, dass ab den frühen 2020er-Jahren entweder die (vom Energiemarkt ungedeckten) Kosten der Sanierung von Grosswasserkraftwerken oder jene von (möglicherweise) neu zu errichtenden Backup-Kraftwerken in der Kapazitätsauktion preisbestimmend sind³.
- **Bestandsanlagen:** Kraftwerke ohne unmittelbaren Investitionsbedarf bieten in der Auktion mit Vorteil einen Preis von null. Da der Auktionspreis für alle Anlagen gilt (Einheitspreisauktion), profitieren sie dennoch von Erträgen aus dem Kapazitätsmarkt. Dies lässt sich auch ökonomisch rechtfertigen, da sie umgekehrt wegen des Preis-dämpfenden Effekts des Kapazitätsmarktes geringere Erträge aus dem Strom-Spotmarkt erwirtschaften.
- **Nachfrageseitige Massnahmen:** Neben Kraftwerken können auch Verbraucher an der Forward-Kapazitätsauktion teilnehmen. Anstelle von Kraftwerksleistung bieten sie nachfrageseitige Massnahmen an, beispielsweise Massnahmen zur Senkung des Stromverbrauchs während der Wintermonate. Auch sie kalkulieren ihr Angebot ähnlich den Kraftwerksbetreibern: Reicht die erwartete Energiepreiseinsparung nicht zur Finanzierung einer Effizienzmassnahme aus, verlangt der Investor einen Zusatzertrag über den Kapazitätsmarkt. Ist seine Massnahme effizienter als die Investition in eine zusätzliche Kraftwerkskapazität, erhält er Vorrang.

² Würde die Auktion ein Jahr im Voraus stattfinden, könnten neue / erneuerte Anlagen gar nicht teilnehmen, da Planungs- und Bauarbeiten üblicherweise mehrere Jahre in Anspruch nehmen. 4 Jahre dürften im schweizerischen Kontext ausreichen, um ein neues Gaskraftwerk zu bauen oder bestehende Grosswasserkraftwerke zu sanieren und/oder ihre Leistung auszubauen.

³ Natürlich setzt dies ein Level-playing-Field voraus. Gaskraftwerke müssten z.B. am EU-ETS teilnehmen können.

Um die Preisausschläge in den Auktionen und die damit verbundene Unsicherheit bei den Investoren zu minimieren, kann – in Anlehnung an das britische Modell – eine Differenzierung der Vertragslaufzeit vorgenommen werden. Neue oder signifikant erneuerte Anlagen erhalten den in der Auktion ermittelten Kapazitätspreis fest über 15 Jahre, Bestandsanlagen dagegen lediglich während eines Jahres. Gleiches würde für nachfrageseitige Massnahmen gelten. Da sich diese relativ kurzfristig und mit wenig Kapitaleinsatz implementieren lassen, erhalten sie den Auktionspreis ähnlich wie Bestandsanlagen lediglich während einem Jahr.

Verfügbarkeitsauktion als ergänzendes Anreizinstrument

Kapazitätsmärkte adressieren die Investitionsanreize und damit die langfristige Versorgungssicherheit. Häufig werden sie durch ein kurzfristiges Anreizsystem (Bonus-Malus) ergänzt, damit die angebotenen Kraftwerkskapazitäten im Falle von Knappheitssituationen tatsächlich verfügbar sind und einen Beitrag zur Versorgungsstabilität leisten. Im schweizerischen Kontext mit besonders grossen Speicherkapazitäten müsste ein solches System vor allem Anreize vermitteln, damit die Betreiber einen minimalen Teil des Speicherinhalts bis in die späten Wintermonate horten und die Speicherseen nicht in Zeiten hoher Preise am Winteranfang leeren. Dazu aber eignet sich ein statisches Bonus-Malus-System nicht. Sinnvoller ist eine zusätzliche, kurzfristige Verfügbarkeitsauktion (z.B. 6 Monate vor Lieferung). Diese zweite Auktion sorgt dafür, dass die Betreiber für den Verzicht auf die Möglichkeit der früheren Nutzung des Speicherinhalts adäquat entschädigt werden. Auch in diesem Fall bestimmen sie im wettbewerblichen Mechanismus den Preis, bei dem sie zur Speicherhortung bereit sind.

In der jährlich im Herbst stattfindenden Auktion wird die kombinierte Vorhaltung von Leistung und Energie am Ende des Winters ausgeschrieben. Konkret handelt es sich beim ausgeschriebenem «Produkt» um die permanente Produktionsfähigkeit einer Kraftwerks-Leistung (MW) über eine Zeitdauer von mindestens x (z.B. 10) Tagen im April.⁴ An der Auktion können sowohl Speicheranlagen als auch Laufwasser- oder thermische Anlagen partizipieren. Sie müssen allerdings technisch fähig sind, ihre angebotene Leistung über den verlangten Zeitraum permanent im Sinne einer Dauerleistung anbieten zu können, ansonsten würde ihnen eine Vertragsstrafe verrechnet.

Weil nur Bestandsanlagen an der kurzfristigen Auktion teilnehmen können, wird sich der Gleichgewichtspreis auf Basis der Opportunitätskosten der Speicherhortung bilden. Und weil diese Opportunitätskosten relativ gering sind, vermag die Verfügbarkeitsauktion alleine keine Investitionsanreize zu vermitteln. Das ist aber auch nicht ihr Zweck. Schliesslich soll sie in erster Linie sichere Kraftwerksleistung bzw. Speicherinhalt gegen Winterende verfügbar machen. Die Verfügbarkeitsauktion ist daher eine Ergänzung zur Kapazitätsauktion. Auch ohne formelle Verbindung der Instrumente besteht eine Interdependenz: Je höher die erwarteten Erträge einer bestimmten Technologie aus den späteren Verfügbarkeitsauktionen sind, desto offensiver kann ein potenzieller Investor in der Kapazitätsauktion bieten. Oder anders ausgedrückt: Kraftwerke mit hoher Verfügbarkeit haben durch ihr höheres Ertragspotenzial eine bessere Wettbewerbsposition in der Kapazitätsauktion.

⁴ Ein Speicherkraftwerk müsste beispielsweise Anfang April einen entsprechenden Speicherinhalt sicherstellen, mit dem es die in der Auktion offerierte Leistung über eine Dauer von 10 Tagen permanent anbieten könnte.

Vorteile eines marktnahen Kapazitätsmarkt-Modells

Lösung für die langfristige wie auch die kurzfristige Versorgungssicherheit

Der dargestellte Mechanismus adressiert gezielt die Schweiz-spezifischen Herausforderungen bei der Versorgungssicherheit. Dabei weist er einige bedeutende Vorteile auf:

- **Langfristige Versorgungssicherheit für die Schweiz:** Die Forward-Kapazitätsauktion stellt die Finanzierung nötiger (Re-)Investitionen in die Wasserkraft sicher. Gleichzeitig ermöglicht sie die Finanzierung eines Backup-Kraftwerks als Versicherung für das System. Die Relevanz solcher Kraftwerke in der Schweiz dürfte mit der Stilllegung von Kernkraftwerken zunehmen. Schliesslich werden die Nachbarländer auch künftig netto Strom in die Schweiz exportieren können – womöglich aber nicht während Perioden mit hoher Nachfrage und geringer Produktion der Erneuerbaren.
- **Kurzfristige Versorgungssicherheit gegen Winterende:** Die Verfügbarkeitsauktion ist die Antwort auf die spezifische Situation der Schweiz mit einem sehr hohen Anteil an Speicherkapazitäten. Der Mechanismus stellt vor allem sicher, dass die Betreiber von Speichern für eine versorgungstechnisch motivierte Zurückhaltung von Wasser in den Speicherbecken bis in die späten Wintermonate adäquat entschädigt werden. Auch dieser Mechanismus stellt eine Art Versicherung für das System dar – aber im Gegensatz zur Kapazitätsauktion in der kurzen Frist.
- **Marktlich basierter Mechanismus:** Steigen die (erwarteten) Strommarktpreise an, bieten die Kraftwerksbetreiber bzw. -investoren in der Auktion aggressiver. Sind die Strommarktpreise ausreichend hoch, stellt sich in der Forward-Kapazitätsauktion ein Preis von null ein. Der wettbewerbliche Auktionsmechanismus verhindert dadurch, dass der Kapazitätsmarkt ungerechtfertigte Zusatzerlöse und damit Mitnahmeeffekte generiert. Dies im Gegensatz zu Subventionssystemen, die – einmal eingeführt – nur sehr schwer wieder beendet werden können (selbst wenn die Marktpreise wieder hoch genug sind).
- **Kompatibel mit Markt- und Teilmarktöffnung:** Der Mechanismus lässt sich sowohl mit der aktuellen Teilmarktöffnung als auch mit einer vollständigen Liberalisierung kombinieren. In der aktuellen Teilmarktöffnung wirken die Zusatzerlöse bei Kraftwerken in der Grundversorgung kostensenkend und reduzieren die entsprechenden Tarife bei Haushalten und KMU.

Lösung für die Versorgungssicherheit – kein Ersatz für die Förderung von Erneuerbaren

Natürlich kann ein Kapazitätsmarkt nicht sämtliche Herausforderungen in der Energieversorgung lösen. Insbesondere stellt er keinen Ersatz, sondern lediglich eine Ergänzung der Förderung von erneuerbaren Energien dar. Erneuerbare Energien können zwar im Kapazitätsmarkt partizipieren und zusätzliche Erlöse generieren, doch dürften diese bis auf absehbare Zeit nicht reichen, um genügend Anreize für einen weiteren Ausbau zu schaffen. Das aber ist keineswegs problematisch. *Denn der Kapazitätsmarkt adressiert nicht das Ziel des Erneuerbaren-Ausbaus, sondern die Versorgungssicherheit.* Hingegen generiert er bei jenen erneuerbaren Energien mit einem grösseren Beitrag zur Versorgungssicherheit Zusatzerträge, beispielsweise bei Speicherkraftwerken. Dies ist gleichzeitig ein wichtiger Schritt bei der Umsetzung einer marktnäheren Förderung der erneuerbaren Energien.

Kosten und Finanzierung eines Kapazitätsmarktes

Finanzierung über zentrale Gebühr

Die Kosten des Kapazitätsmarktes lassen sich nur grob prognostizieren. Schliesslich besteht ein direkter Zusammenhang mit dem Strommarkt: Steigen die (erwarteten) Preise am Spotmarkt an, sinken die gleichgewichtigen Preise im Kapazitätsmarkt – im Extremfall auf null. Der mögliche Zubau von Gaskraftwerken mit relativ geringen Kapitalkosten würde umgekehrt preisbegrenzend wirken – weshalb sich die Forward Kapazitätsauktion nicht als generelles Förderinstrument für den Ausbau (teurerer) erneuerbarer Energien eignet. Hinweise auf die Preisbildung in einem Kapazitätsmarkt gibt das britische Modell. Dort haben sich in den vergangenen drei Forward-Kapazitätsauktionen Preise von etwa 20 €/kW eingestellt – für den Bau neuer Gaskraftwerke wären allerdings etwas höhere Preise von gegen 50 €/kW nötig. In Grossbritannien dürfte im Jahr 2020 der Kapazitätsmarkt voraussichtlich Kosten von etwa 1.3 Milliarden € verursachen, oder umgerechnet rund 0.5 Rappen pro Kilowattstunde Verbrauch.

Tiefere Preise kompensieren Gebühr teilweise

Der Nutzen eines Kapazitätsmarktes ist die höhere Versorgungssicherheit. Quasi als Nebenprodukt stellen sich im Durchschnitt tiefere Preise im Spotmarkt ein – da Kapazitätsmärkte das Auftreten von Knappheitssituationen und damit verbundener Preisspitzen verhindern. Da sämtliche Verbraucher von diesen Effekten profitieren, erfolgt die Finanzierung eines zentralen Kapazitätsmarktes durch eine Gebühr (z.B. Netzzuschlag), die bei *allen* Verbrauchern erhoben wird. Ein Teil dieser Abgabe wird durch die tieferen Strompreise kompensiert. Die Gebühr kann proportional zum Stromkonsum erhoben werden oder gemäss dem Anteil eines Letztverbrauchers an der Jahreshöchstlast – schliesslich bestimmt diese die insgesamt nötige Kapazität.⁵ Ausnahmen bzw. Rabatte für Grossverbraucher (analog wie bei der KEV) sind theoretisch möglich, doch schwerer zu rechtfertigen, da auch sie von den Preis-dämpfenden Effekten der Kapazitätsmechanismen im In- und Ausland profitieren. Darüber hinaus können Grossverbraucher über die nachfrageseitigen Massnahmen direkt an Kapazitätsmärkten partizipieren und Zusatzerträge generieren.

⁵ Ein Tarifsystem auf Basis der anteiligen Jahreshöchstlast existiert häufig in den USA (sogenannte Peak Load Contribution, PLC). Zur Bestimmung der PLC ermittelt der Übertragungsnetzbetreiber am Ende des Jahres die Stunden mit der elektrizitätsmarktweiten Jahreshöchstlast. Die elektrische Leistungsaufnahme in diesen Stunden (aus den Messdaten des Stromzählers) wird zur Berechnung der PLC gemittelt. Im Elektrizitätsmarkt des Übertragungsnetzbetreiber PJM werden fünf Stundenwerte zur Berechnung der PLC herangezogen, in New York und New England jeweils nur einer.

Anhang: Fragen und Antworten

Wie wird Versorgungssicherheit definiert?

Bei der Definition der Versorgungssicherheit bleibt das schweizerische Gesetz vage. Zwar erwähnt das Stromversorgungsgesetz (StromVG) den Begriff und widmet ihm ein Kapitel, doch eine Definition fehlt. Dasselbe gilt für die entsprechende Verordnung (StromVV). In einer vom BFE 2003 in Auftrag gegebenen Studie «Versorgungssicherheit im Bereich der Elektrizität» findet sich Folgendes: «Die Versorgungssicherheit ist gewährleistet, wenn jederzeit die gewünschte Menge an Energie mit der erforderlichen Qualität im gesamten Stromnetz zu angemessenen Preisen erhältlich ist.» Die Definition bleibt jedoch so global, dass sich daraus noch keine Verantwortlichkeiten ableiten lassen.

Nötig ist daher eine zusätzliche Aufschlüsselung des Begriffs. Eine solche wurde beispielsweise bereits in den 1980er-Jahren vom International Council on Large Electric Systems (CIGRE) vorgenommen. Danach weist die Versorgungssicherheit (Security of Supply) zwei Dimensionen auf, nämlich kurzfristig die System Security und langfristig die System Adequacy. Damit lassen sich die Besonderheiten des Strommarktes treffend abbilden. Denn kurzfristig verlangt eine stabile Versorgung einen permanenten physischen Ausgleich von Angebot und Nachfrage. Strommärkte lassen keine Lager oder Warteschlangen zu, die Abweichungen ausgleichen können. Solche Abweichungen können durch unvorhergesehene Kraftwerks- oder Leitungsausfälle oder durch falsch prognostizierte Last oder Produktion entstehen. System Security adressiert daher die (real-time) Aufrechterhaltung der Stabilität des Systems. Der Verband der europäischen Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) bezeichnet dies auch als Operational Security. Die Verantwortung für die System Security liegt im Wesentlichen zentral beim Übertragungsnetzbetreiber. Als sogenannter Transmission System Operator (TSO) ist er nicht nur für den Netzbetrieb, sondern auch für die Systemdienste und damit die Beschaffung und Vorhaltung von Reserveleistung zuständig.

Im Gegensatz dazu geht es bei der System Adequacy um die langfristige Versorgungssicherheit im Sinne eines ausreichenden Kraftwerksangebots zur Deckung der maximalen Nachfrage. Die System Adequacy weist wiederum zwei Dimensionen auf: 1. Generation Adequacy: Ausreichende Verfügbarkeit von Kraftwerkskapazitäten. 2. Transmission Adequacy: Importmöglichkeiten als Alternative zur Inlandproduktion. Weil Netze und Produktion sowohl komplementär als auch Substitute sind, lässt sich dabei keine scharfe Trennung bei den Verantwortlichkeiten vornehmen: Langfristige Versorgungssicherheit setzt sowohl Netze als auch Kraftwerke voraus. Wie das Verhältnis zwischen Inlandproduktion und Importen längerfristig ist, hängt von zahlreichen Parametern ab, z.B. relative Produktionskosten, grenzüberschreitende Netze, regulatorischer Rahmen oder politische Strategien.

Wer trägt die Verantwortung für Versorgungssicherheit?

Im liberalisierten Markt ist es Sache des Preismechanismus, Anreize für den Bau und Betrieb von Kraftwerken zu vermitteln. Einzelne Marktakteure in die Pflicht zu nehmen, für ausreichend Kraftwerke im Sinne der Generation Adequacy zu sorgen – beispielsweise indem Bilanzgruppen, Lieferanten oder Kraftwerksbetreiber dazu angehalten sind, den Verbrauch nötigenfalls mit zusätzlichen physischen Kapazitäten abzusichern – ist weder gesetzlich explizit vorgesehen, noch ökonomisch sinnvoll: Erstens wäre eine solche dezentral organisierte Kraftwerksreserve äusserst ineffizient. Falls sich jeder Marktteilnehmer für seine individuellen Extremsituationen absichert, werden insgesamt zu viele Reserven vorgehalten. Synergiepotenziale bleiben dann ungenutzt. Genau aus diesem Grund wird auch im liberalisierten Markt die kurzfristige Reserve – die sogenannte Regelleistung – zentral durch den Übertragungsnetzbetreiber beschafft und bei Bedarf abgerufen. Zweitens besteht ein Trittbrettfahrerproblem. Weil sämtliche an einem Netz angeschlossenen Verbraucher dieselbe Versorgungssicherheit haben, profitieren sie gleichermassen von Investitionen in die Versorgungssicherheit. Würden tatsächlich alle Akteure eigene Kraftwerksreserven vorhalten, um sich gegen Knappheit im Markt zu wappnen, würden Versorgungsengpässe extrem unwahrscheinlich.

lich. Gerade dann wäre es für einen einzelnen Akteur attraktiv, auf die Beschaffung solcher (teurer) Reserven zu verzichten, um sich gegenüber den Konkurrenten besserzustellen. Im Gleichgewicht investiert niemand in diese Absicherung.

Wegen des Trittbrettfahrerproblems kann die Versorgungssicherheit als eine Art öffentliches Gut verstanden werden. Auch deshalb gibt es verbreitet Zweifel daran, dass der Markt fähig ist, für Generation Adequacy zu sorgen. Einige wünschen sich darum die «gute alte Welt» der Monopole zurück. Schliesslich gab es dort keine Koordinationsprobleme, die Verantwortung war bei einem Akteur zentralisiert. Ein solcher Rückschritt ist aber weder nötig noch sinnvoll. Langjährige internationale Erfahrungen zeigen, dass es in liberalisierten Strommärkten sowohl positive Wohlfahrtseffekte durch Wettbewerb als auch nachhaltige Versorgungssicherheit geben kann. Entscheidend dafür ist das richtige institutionelle Setting, also die Ausgestaltung des Marktes.

Die Diskussion um die Investitionsanreize für hinreichende Kraftwerkskapazitäten ist nicht neu. Bereits bei den ersten Marktöffnungen in den 1990er-Jahren wurden unterschiedliche Marktde-signs angewendet. Vor allem in den USA wurden komplementär sogenannte Kapazitätsmärkte installiert. Diese stellen nichts anderes als eine Korrektur des beschriebenen Trittbrettfahrerproblems dar, etwa indem eine zentrale Instanz ausreichend Kraftwerkskapazität beschafft. Mit wachsender erneuerbarer Produktion hat diese Diskussion auch Europa erfasst. Aufgrund der engen Integration in den europäischen Strommarkt muss sich auch die Schweiz mit dem Thema auseinandersetzen.

Wie viel inländische Stromproduktion braucht es, und wie werden allfällige Importmöglichkeiten berücksichtigt?

Stromversorgungssicherheit braucht ein minimales Mass an (inländischer) Kraftwerkskapazität bzw. Stromproduktionsfähigkeit. Diese Grösse – bezeichnet als «Generation Adequacy» – kann grundsätzlich technisch bestimmt werden. Etwas vereinfachend gilt dabei, dass die Kraftwerkskapazität jederzeit die maximale Last decken sollte. Zu berücksichtigen sind ausserordentliche Lastspitzen und technisch bedingte Einschränkungen bei der Kraftwerksverfügbarkeit. In Ländern mit hohem Anteil thermischer Kraftwerke lässt sich diese Grösse relativ einfach bestimmen. Weil die Schweiz aufgrund ihrer bedeutenden Speicherkraftwerke über eine sehr hohe Kraftwerksleistung verfügt, scheint auf den ersten Blick die Versorgungssicherheit praktisch jederzeit gegeben zu sein. Ob die Kraftwerke effektiv verfügbar sind, hängt aber wesentlich von der Speicherfüllung ab. Da die Schweiz aus diesem Grund eher ein «Energie-» statt ein «Kapazitätsproblem» hat, sollte die Zielgrösse für die Versorgungssicherheit weniger auf die Kraftwerksleistung, sondern generell auf die Produktionsfähigkeit bzw. den Eigenversorgungsgrad in den Wintermonaten fokussieren. Diese Grösse sollte sich nicht einfach am (politischen) Ziel einer nationalen Energieautarkie orientieren. Schliesslich gilt, dass auch die internationale Vernetzung und der grenzüberschreitende Stromhandel in beschränktem Ausmass zur Versorgungssicherheit im Inland beitragen können.

Stromimportmöglichkeiten könnten bei der Feststellung der mindestens nötigen inländischen Stromproduktion berücksichtigt werden. Dies kann einerseits *implizit* erfolgen, indem die in einem Kapazitätsmarkt ausgeschriebene Menge um die sicheren Importe reduziert wird. Andererseits könnten ausländische Kraftwerke – oder wie in England auch grenzüberschreitende Leitungen (Interkonnektoren) – *explizit* an einem Schweizer Kapazitätsmarkt partizipieren. Doch der Berücksichtigung ausländischer Stromproduktion sind aus technischen Gründen enge Grenzen gesetzt, da die Importmöglichkeiten gerade während potenzieller Knappheitssituationen im Winter beschränkt sind. Einerseits müssen dazu entsprechende Grenzkapazitäten im Stromübertragungsnetz ausreichend sicher verfügbar sein. Andererseits müssen die Nachbarländer fähig sein, in kritischen Versorgungssituationen mit (ausserordentlich) hoher Nachfrage im Inland zusätzlich Strom in die Schweiz exportieren zu können. Generell gilt: Je weniger die Spitzenlast und die Kraftwerksverfügbarkeit der Schweiz und ihrer Nachbarländer korrelieren, desto eher können sie sich bei der Versorgungssicherheit gegenseitig aushelfen. Je höher die Korrelationen und je knapper allfällige Kraftwerksreserven in den Nachbarländern bemessen sind, desto mehr Inlandproduktion ist nötig.

Warum gibt der Strommarkt alleine nicht ausreichend Investitionsanreize?⁶

Tiefe Preise und geringe Rentabilität von Kraftwerken sind keine alleinigen Indikatoren dafür, dass die Versorgungssicherheit im Strommarkt in Gefahr ist. Die tiefen Preise können ja umgekehrt auch ein Signal dafür sein, dass es zu viele Kraftwerkskapazitäten gibt und dass das Überangebot sinnvollerweise abgebaut werden muss. Hohe Preise sollten umgekehrt ein Signal für Knappheit darstellen und Investitionsanreize schaffen. Hier gleicht der Strommarkt allen anderen Märkten.

Trotzdem gab es seit Beginn vieler Liberalisierungsprozesse verbreitet Zweifel an der nachhaltigen Funktionsfähigkeit eines Strommarktdesigns, das ausschliesslich auf dem Handel von Energie basiert (dem sogenannten «Energy-only-Market»). Unsicherheit besteht vor allem darin, ob der Preismechanismus fähig ist, nachhaltig Investitionsanreize für neue Kraftwerke zu schaffen. Denn im Marktgleichgewicht orientiert sich die Abgeltung des letzten eingesetzten Kraftwerks an dessen Grenzkosten. Für Kraftwerke im Bereich der Grund- und Mittellast besteht kein offensichtliches Investitionsanreiz-Problem. Sie erzielen über den höheren Marktpreis während Spitzenlastzeiten einen positiven Deckungsbeitrag. Kritischer ist die Situation bei Kraftwerken im Bereich der Spitzenlast, die relativ selten zum Einsatz kommen und kaum oder selten von Preisen profitieren, die über ihren Grenzkosten liegen – jedenfalls wenn ausreichend Kraftwerke zur Verfügung stehen und Wettbewerb herrscht. In der Theorie wird dieser Umstand als «Missing Money Problem» bezeichnet. Das heisst, es fehlt das Geld, um die (Fix-)Kosten dieser Kraftwerke zu decken.

Man kann dagegen einwenden, dass der Markt dennoch fähig sein kann, die nötigen Investitionsanreize zu schaffen. Schliesslich impliziert die unelastische Stromnachfrage bei Angebotsknappheit am Markt besonders stark steigende Preise. Solche Knappheitspreise können sich – mindestens theoretisch – an den sehr hohen Kosten eines Stromausfalls orientieren und dabei das bis zu 100- oder gar 500-fache des üblichen Marktpreises erreichen. Sie wären fähig, die Kosten von Spitzenlastkraftwerken mit nur wenigen Vollbenutzungsstunden zu decken. In der Praxis aber bestehen für den Investor hohe Risiken. Einerseits ist die Häufigkeit und die Höhe der Knappheitspreise schwer zu prognostizieren, andererseits könnten derart hohe Preise – auch wenn sie nur während einzelnen Stunden vorkommen – eine Intervention des Regulators provozieren. Das «Missing Money Problem» ist keine neue Erscheinung im Zusammenhang mit der Energiewende und der Subventionierung erneuerbarer Energien, doch wird es dadurch verschärft. Denn die Einspeisung von fluktuierendem Wind- oder Photovoltaikstrom ohne variable Kosten schiebt die Angebotskurve (Merit Order) nach rechts, senkt die Preise – temporär gar auf null oder in den negativen Bereich – und drängt die konventionellen Kraftwerke immer häufiger ganz aus dem Markt, sodass ihre Vollbenutzungsstunden weiter sinken. Dennoch sind die konventionellen, steuerbaren Anlagen im Sinne eines Backups nötig, damit sie Perioden mit wenig Wind und Sonne ausgleichen können.

⁶ Aus: Kein Kapazitätsmarkt im Alleingang (Urs Meister, Avenir Suisse). <http://www.avenir-suisse.ch/32714/kein-kapazitaetsmarkt-im-alleingang/>

ENERGIE FÜR MORGEN