

Strommarktdesign Schweiz

Michel Piot

swisselectric, Postfach, 3001 Bern, +41 31 381 64 00, michel.piot@swisselectric.ch

Kurzfassung: Der Bundesrat hat im Mai 2011 die Energiestrategie 2050 verabschiedet, die auch einen Ausstieg aus der Kernenergie vorsieht. Dieser Entscheid hat erhebliche Auswirkungen auf die Gewährleistung der Versorgungssicherheit in der Schweiz, die bisher in der Diskussion nur ungenügend adressiert wurden. Mit dem hier vorgeschlagenen systematischen Ansatz soll in der Schweiz ein Diskurs über die Erwartungen an die Schweizer Stromproduktion und die Auswirkungen von verschiedenen Stromangebotsvarianten für die Jahre 2035 und 2050 angeregt werden.

Keywords: Marktdesign, Versorgungssicherheit, Autarkie

1 Ausgangslage

In zahlreichen europäischen Ländern werden Anpassungen am Strommarktdesign diskutiert bzw. vorgenommen. So haben bereits etliche europäische Länder Kapazitätsmechanismen eingeführt, um längerfristig Anreize für Investitionen in neue Kraftwerkskapazitäten zu schaffen. Deutschland will auf Kapazitätsmechanismen verzichten und den Energy-only-Markt stärken, führt aber zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit eine Kapazitäts- und Netzreserve ein. Es häufen sich zudem die Studienergebnisse, wonach mit dem bestehenden Energy-only-Markt erneuerbare Energien trotz tiefer Grenzkosten bei einer hohen Durchdringung als Folge des Merit-order-Effektes zu geringe Deckungsbeiträge erwirtschaften werden, um ihre hohen Investitionskosten zu finanzieren.

Die Auswirkungen durch neue, vorwiegend nationale, Eingriffe und Anpassungen der Strommärkte sind auch für grössere Länder in Europa mit erheblichen Unsicherheiten verbunden und folglich schwer abschätzbar. Für die Schweiz stellt sich die Frage, in wie weit sie bei der Ausgestaltung ihres künftigen Marktdesigns abhängig von den zu erwartenden Eingriffen und Anpassungen der grösseren Länder ist und ob bzw. wie sie darauf reagieren kann und soll.

1.1 Ziel dieses Papiers

Es wird ein methodischer Ansatz präsentiert, der es erlauben soll, alle relevanten Pfade der künftig möglichen Stromversorgung in der Schweiz systematisch beurteilen zu können und daraus abzuleiten, welche(r) dieser Pfade anzustreben sind (ist). Kapitel 2 definiert die relevanten Begriffe, Kapitel 3 präsentiert und erläutert den methodischen Ansatz, während Kapitel 4 die Umsetzung der Methodik auf das Marktdesign im erweiterten Sinne aufzeigt. Kapitel 5 skizziert das Vorgehen zum Marktdesign im engeren Sinne. Kapitel 6 gibt einige Schlussfolgerungen.

2 Begrifflichkeiten

Nachfolgend werden die Begriffe Autarkie, Marktdesign und Versorgungssicherheit definiert und erläutert.

2.1 Energie-Autarkie

Deuschle et. al (2015) haben basierend auf einer Literaturrecherche den Begriff der Autarkie sehr zweckmässig definiert:

- **lastgerechte Autarkie:** zu keinem Zeitpunkt wird Energie in das als autark bezeichnete System eingeführt. Eine Ausfuhr der Energie über die Systemgrenzen hinaus ist jedoch zugelassen.
- **bilanzielle Autarkie:** ein Energieaustausch zwischen System und Umwelt ist erlaubt, sofern die Bilanz über einen definierten Betrachtungszeitraum nicht negativ ausfällt.

Eigenversorgungsgrad (Teilautarkie): Anteil der, über einen definierten Betrachtungszeitraum, inländischen Produktion am inländischen Endverbrauch.

Somit ist im Gegensatz zur Autarkie beim Eigenversorgungsgrad über den betrachteten Zeitraum ein Überschuss an Importen möglich. Im Falle von 100% oder mehr Eigenversorgungsgrad ist der Begriff äquivalent mit bilanzieller Autarkie.

Die Schweiz hat als Ersatz für die nicht gebauten Kernkraftwerke in Graben und Kaiseraugst Beteiligungen an französischen Kernkraftwerken erworben. Diese Beteiligungen in Form von Langfristverträgen werden privilegiert behandelt und können deshalb mit inländischer Produktion gleichgesetzt werden.

2.2 Strommarktdesign

2.2.1 Definition Marktdesign

In Sachverständigenrat für Umweltfragen, kurz SRU (2013), wurde eine Definition von Marktdesign vorgeschlagen, die nachfolgend als Marktdesign im weiteren Sinne bezeichnet wird. Abgeleitet davon wird auch Marktdesign im engeren Sinne definiert.

- **Marktdesign im weiteren Sinne** betrifft die Frage der optimalen Aufteilung zwischen marktlicher und staatlicher Koordination und deren Ausgestaltung (SRU 2013, S. 57).
- **Marktdesign im engeren Sinne** betrifft die Frage optimaler Marktregeln.

2.2.2 Anforderungen an das Strommarktdesign

In SRU (2013) werden Anforderungen an das Strommarktdesign formuliert. Grundsätzlich, das heisst sowohl heute als auch zukünftig bei einer weitest gehenden Stromversorgung mit erneuerbaren Energien, muss das Marktdesign drei wesentliche Funktionen gewährleisten:

- effiziente Einsatzsteuerung der Kraftwerkskapazitäten;
- Sicherstellung einer ausreichenden Flexibilität für das Nachfahren der Residuallast;
- sichere Finanzierung der aus Sicht der Versorgungssicherheit erforderlichen Kapazitäten.

Da sich bei einem Umbau des Erzeugungsparks in der Regel die notwendigen Massnahmen zur Gewährleistung dieser drei Funktionen ändern, ist das Marktdesign kein statischer Zustand, sondern es muss den neuen Gegebenheiten bei Bedarf angepasst werden. Deshalb bietet sich eine weitere Differenzierung an:

- aktuelles, bestehendes Marktdesign;
- Marktdesign für den Übergang;
- Marktdesign, das den plausiblen Eigenschaften eines zukünftigen Strommarktes gerecht wird.

Basierend auf dieser Dreiteilung muss gemäss SRU (2013) jede Ergänzung oder Änderung des bestehenden Marktdesigns einige Anforderungen erfüllen:

- das erwartete bzw. angestrebte Energiesystem der Zukunft muss Ausgangspunkt der Überlegungen sein, um zu vermeiden, dass dauerhaft Strukturen geschaffen werden, die den erforderlichen Wandel behindern;
- die Risiken einer jeden Änderung des Marktdesigns müssen mit dem zu erwartenden Nutzen abgewogen werden. Auf Grund der grossen Unsicherheiten sollten möglichst lernoffene Strukturen geschaffen werden;
- die Modifikationen des Marktdesigns müssen die Probleme berücksichtigen, die bereits heute auftreten oder absehbar auftreten werden. Bei der Bewertung gegenwärtiger Probleme gilt es allerdings, die langfristige Perspektive einzunehmen, um sie auf ihre tatsächliche Relevanz zu prüfen und korrekt einzuordnen.

2.3 Versorgungssicherheit

2.3.1 Definition

Unter Versorgungssicherheit ist die *stets ausreichende und ununterbrochene Befriedigung der Nachfrage nach Energie* zu verstehen (Streffler et. al 2005). Zum Verständnis dieser Definition werden nachfolgend die wichtigen Begriffe erläutert:

- Bei der Nachfrage ist die reale Kaufkraft zur Bedarfsdeckung vorhanden; dies im Gegensatz zum Bedürfnis und zum Bedarf (konkretisierte Bedürfnisse nach knappen Gütern);
- „ausreichende Befriedigung der Nachfrage“ entspricht dem Wunsch nach Überwindung eines Mangels;
- „ununterbrochen“ beinhaltet einerseits einen technischen Aspekt (Energiesystem so einrichten, dass prinzipiell die gewünschte Nutzenergie nachfragegerecht rund um die Uhr zur Verfügung gestellt werden kann), andererseits einen politischen Aspekt (politische Faktoren können zur Unterbrechung von Förderung und/oder Transport führen). Während die technische Versorgungssicherheit vor allem das „jederzeit“ der Energiebereitstellung verbürgt, garantiert die politische Versorgungssicherheit eine höhere Preisstabilität.

Weiterführende Literatur: Piot (2005).

2.3.2 Umsetzung der Definition

Eine möglichst präzise Abschätzung der langfristigen Stromnachfrage hilft, die ununterbrochene Befriedigung möglichst kostengünstig sicherzustellen, da damit

- der Aufbau von Überkapazitäten und
- das Risiko von zu geringen Kapazitäten, verbunden mit möglichen Ausfällen in der Versorgung,

verringert werden kann.

Für die Umsetzung der Definition und damit für die Gewährleistung der Versorgungssicherheit sind folgende vier Komponenten von Belang (Groscurth, Bode 2012):

- **Erzeugung** der benötigten elektrischen Arbeit in TWh: Menge, Technologie mit Berücksichtigung der Produktionscharakteristik, Ort der Erzeugung.
- Bereitstellung der maximal benötigten **Leistung** in GW:
 - Jahreshöchstlast: in der Schweiz tritt diese in der Regel im Winter in den frühen Abendstunden auf;
 - Maximale Residuallast: Last abzüglich der verfügbaren Leistung durch die fluktuierende Stromproduktion. Die Jahreshöchstlast und die maximale Residuallast treten nicht notwendigerweise zum gleichen Zeitpunkt auf.
 - Leistungssenkende Effekte durch Demand Side Management sind bei der Umrechnung der Stromnachfrage in die Last und damit in die benötigte Leistung zu berücksichtigen. Es ist anzunehmen, dass dank dieser Massnahmen eine Glättung der Lastkurve und damit auch eine Reduktion der Jahreshöchstlast eintritt.
- Die **Infrastruktur zum Transport** von Leistung und Arbeit vom Ort der Erzeugung zum Ort der Nutzung in Form von Übertragungs- und Verteilungsnetzen.
- **Systemdienstleistungen und Kurzfristprodukte**: Nimmt die Stromproduktion aus erneuerbaren Energien weiter zu, dann auch die Bedeutung von Kurzfristmärkten. Es stellt sich folglich die Frage, in wie weit im finalen Marktdesign Systemdienstleistungen noch notwendig sein werden, oder ob sie vollständig mit den Intraday-Märkten verschmelzen.

3 Methodisches Vorgehen

Ausgehend von den Begrifflichkeiten in Kapitel 2 wird nun das methodische Vorgehen zur Ausgestaltung des Strommarktdesigns (der Schweiz) präsentiert. Es werden drei Phasen unterschieden (siehe Abbildung 1).

3.1 Phase 1

3.1.1 Ziele

- a) Gesamtbewertung von möglichen Stromangebotsvarianten basierend auf den Kriterien Versorgungssicherheit, Umwelt- und Sozialverträglichkeit sowie Wirtschaftlichkeit;
- b) Darstellung der verschiedenen Varianten in Form eines Entscheidungsbaumes;

- c) Führen einer politischen Diskussion über die Anforderungen, Erwartungen und Wünsche an die Schweizer Stromversorgung, wobei die Erkenntnisse aus Punkt a) und die Visualisierung aus Punkt b) helfen, die Diskussion strukturiert zu führen.

3.1.2 Unterteilung von Phase 1

- **Schritt I:** Marktdesign im weiteren Sinne. Es werden die möglichen Angebotsvarianten für die Jahre 2035 und 2050 aufgezeigt. Anschliessend werden sie einerseits auf ihre Kompatibilität mit unterschiedlichen Autarkiezielen überprüft, andererseits in Bezug auf Versorgungssicherheit, Umwelt- und Sozialverträglichkeit analysiert und beurteilt.
- **Schritt II:** Marktdesign im engeren Sinne. Es werden pfadspezifische Vorschläge zur Anpassung der Kurz- und Langfristmärkte erarbeitet, um innerhalb des gewählten Pfades eine (volks-)wirtschaftlich optimierte Lösung der Stromversorgung sicherstellen zu können.
- **Schritt III:** Gesamtbewertung der einzelnen Pfade, basierend auf der Einschätzung zur Versorgungssicherheit, Umwelt- und Sozialverträglichkeit sowie Wirtschaftlichkeit.

3.1.3 Unterstützende Fragen

- Die Schweiz ist in den europäischen Strommarkt eingebettet. Welche mittel- bis langfristige Versorgungsstrategie erachtet die Schweiz als sinnvoll? Spielt die erwartete Entwicklung in benachbarten Strom- bzw. Energiemärkten eine Rolle und soll sie bei der Entscheidungsfindung in der Schweiz mitberücksichtigt werden?
- In welcher Rolle sieht sich der Staat: Erachtet der Staat Strom als strategisches Gut? Wenn ja, soll er ein bestimmtes Autarkieziel vorgeben? Oder soll er nur geeignete Rahmenbedingungen schaffen, die helfen eine „optimale“ Stromversorgung für die Schweiz sicherzustellen? Ist die Vorgabe eines Eigenversorgungsgrades sinnvoll?
- Versorgungssicherheit: als wie sicher im Sinne von ausreichend und ununterbrochen sind Stromimporte zu bewerten? Macht es einen Unterschied, ob Strom als Sekundär-energieträger importiert wird oder ob ein Primärenergieträger zur Stromproduktion in der Schweiz importiert wird?
- Umweltverträglichkeit: welche Kriterien sind für die Beurteilung sinnvoll?
- Wirtschaftlichkeit: ist, und wenn ja, was ist der Schweiz die Sicherstellung eines Autarkieziels wert? Ist ein Energy-only-Markt langfristig (für die Schweiz) ausreichend, um die drei Funktionen effiziente Einsatzsteuerung, Flexibilisierung des Marktes und sichere Finanzierung sicherstellen zu können? Oder sind zusätzliche bzw. andere Marktelemente einzuführen?
- Regulatorische Aspekte: Welche juristischen Hürden gilt es bei den einzelnen Pfaden zu überwinden?

3.2 Phase 2

In Phase 2 werden die einzelnen Pfade nach betriebswirtschaftlichen Kriterien beurteilt. Dabei sind aus Sicht Energieversorgungsunternehmen diejenigen Pfade zu favorisieren, die einen bestmöglichen (betriebs)wirtschaftlichen Betrieb der bestehenden Assets erlauben und allenfalls absehbare neue interessante Geschäftsfelder eröffnen.

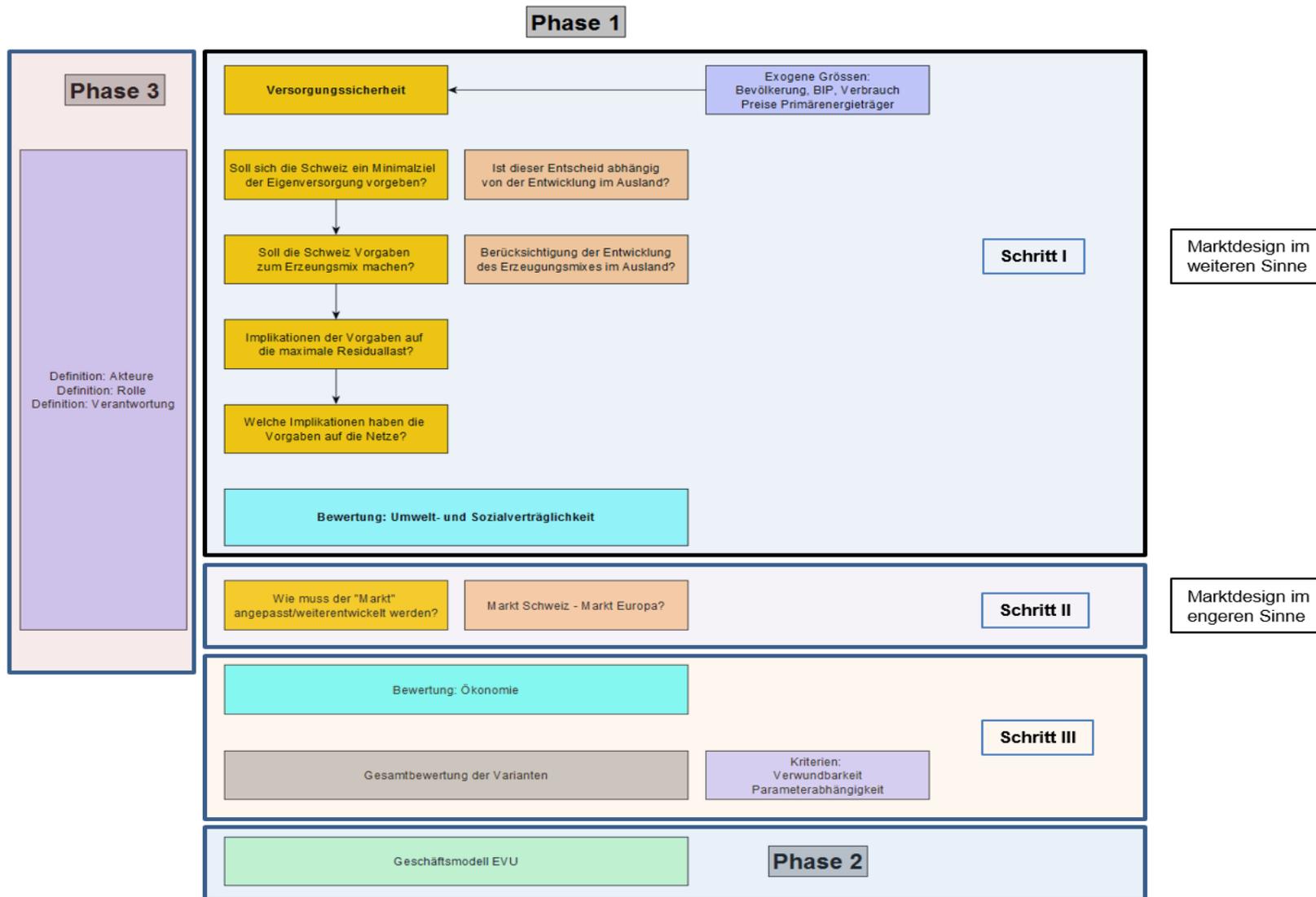


Abbildung 1: Ablaufschema zur Beurteilung stromrelevanter Optionen. Abkürzungen: BIP: Bruttoinlandprodukt, EVU: Energieversorgungsunternehmen.

3.3 Phase 3

In Phase 3 ist pfadabhängig zu klären, welches die relevanten Akteure sind und welche Rollen und Verantwortungen sie zu übernehmen haben.

4 Phase 1 Schritt I: Marktdesign im erweiterten Sinne

Das Stromversorgungssystem ist grundsätzlich träge: sowohl bei der Produktions- und Netzinfrastruktur als auch beim Nachfrageverhalten sind wesentliche Änderungen nur über längere Zeitperioden realisierbar. Somit sind auch die langfristig realisierbaren Stromangebotsvarianten durch den heute bestehenden Kraftwerkspark vorgezeichnet. Für die nachfolgenden Überlegungen werden die beiden Zeitpunkte 2035 und 2050 gewählt.

4.1 Exogene Grössen

Folgende exogene Grössen sind bei der Abschätzung der Stromnachfrage zu berücksichtigen:

- Referenzszenario zur Bevölkerungsentwicklung vom Bundesamt für Statistik (BFS);
- Langfristige Szenarien für das Bruttoinlandprodukt in der Schweiz abgeschätzt vom Staatssekretariat für Wirtschaft (seco) basierend auf dem Bevölkerungsszenario;
- Szenarien der Internationalen Energieagentur (IEA) zur Entwicklung der Primärenergie- und CO₂-Preise.

Ausgehend von diesen vorgegebenen Grössen können unter Berücksichtigung von erwarteten technologischen Fortschritten, Durchdringungsraten von Geräten, Annahmen zum Verbrauchsverhalten und Abschätzungen zu den Auswirkungen einer Klimaänderung unterschiedliche Nachfrageszenarien definiert werden.

4.2 Soll sich die Schweiz ein Minimalziel der Eigenversorgung vorgeben?

Da eine sichere Stromversorgung für die Wettbewerbsfähigkeit der Schweiz von zentraler Bedeutung ist und bei Nichtverfügbarkeit von Strom der Wirtschaft grosser Schaden zukommt, könnte es im Interesse des Staates liegen, eine bilanzielle Energieautarkie zu definieren.

Deshalb sollte diese Frage in den Fokus der politischen Diskussion gerückt werden, denn abhängig von der Antwort, fallen sowohl die möglichen Pfade in Schritt I aber vor allem in Schritt II der Phase 1 aus auch der Phase 2 und Phase 3 sehr unterschiedlich aus. Dabei geht es (noch) nicht um die Frage nach der Vorgabe eines bestimmten Erzeugungsmixes sondern ausschliesslich darum, ob die Schweiz über einen zu definierenden Zeithorizont ein Autarkieziel anstreben soll oder nicht. Bis jetzt existiert explizit kein solches Ziel.

Die Schweiz wies bisher auf Jahresbasis meist einen Exportüberschuss aus; Ausnahmen sind die Jahre 2005, 2006, 2010 und 2011. In den Jahren 2005, 2006 und 2011 war die Wasserkraftproduktion deutlich unterdurchschnittlich, im Jahr 2005 führte zusätzlich ein langer Ausfall des Kernkraftwerkes Leibstadt zu einem erheblichen Importüberschuss. Im Jahr 2010 wurde bei durchschnittlicher Wasserkraftproduktion der höchste Endverbrauch verzeichnet, was zu einem geringen Importüberschuss führte. Dieser kurze Rückblick zeigt, dass die Schweiz in den letzten zehn Jahren die bilanzielle Energieautarkie auf Jahresbasis bei deutlich unterdurchschnittlicher Wasserkraftproduktion nicht gewährleisten konnte.

Die bilanzielle Autarkie auf Winterhalbjahresbasis vermag die Schweiz bereits seit langer Zeit nicht mehr zu gewährleisten. Der Stromverbrauch, der im Winterhalb bei rund 55 Prozent des Jahresverbrauchs liegt, ist stärker gestiegen als die inländische Winterhalbjahresproduktion, so dass ein Defizit resultierte.

Bezugnehmend auf Ziel b) in Abschnitt 3.1.1 können basierend auf diesen Überlegungen auf der **ersten Entscheidungsstufe** folgende Pfade unterschieden werden:

- lastgerechte Energieautarkie;
- bilanzielle Energieautarkie mit folgenden Betrachtungszeiträumen:
 - hydrologisches Jahr,
 - Winterhalbjahr,
 - Winterquartal (das heisst Dezember bis Februar);
- keine Vorgaben an die Energieautarkie.

4.3 Soll die Schweiz Vorgaben zum Erzeugungsmix machen?

Basierend auf dem heutigen Erzeugungsmix lassen sich mögliche Stromangebotsvarianten für die Jahre 2035 und 2050 ableiten (siehe Abbildung 2 für die Darstellung auf Jahresbasis). Auf der zweiten Entscheidungsstufe stellt sich die Frage, ob die Schweiz explizit eine dieser Stromangebotsvarianten anstrebt und damit Vorgaben an den Erzeugungsmix macht oder ob sich die Angebotsvariante auf Grund betriebswirtschaftlicher Überlegungen und sozialer Akzeptanz ergibt.

4.3.1 Zeithorizont 2035:

- C, C&E, E: Diese Varianten hat der Bund im Rahmen der Energieperspektiven 2050 untersuchen lassen (Prognos 2012). Dabei wurde eine generelle Laufzeit der Kernkraftwerke von 50 Jahren unterstellt. In Variante C erfolgt der Ersatz der Energie aus Kernkraftwerken vorwiegend durch Gaskombikraftwerke, in Variante C&E durch Gaskombikraftwerke und erneuerbare Energien in der Schweiz, in Variante E durch erneuerbare Energien in der Schweiz und Importe. Sowohl Variante C und C&E erfüllen die Autarkie auf Halbjahresbasis.
- A&C orientiert sich an der Variante C der Energieperspektiven 2050 allerdings mit längerer Laufzeit der Kernkraftwerke Gösgen und Leibstadt, so dass im Jahr 2035 weniger Gaskombikraftwerke notwendig sind als in Variante C.
- A&E orientiert sich an der Variante E der Energieperspektiven 2050 allerdings mit längerer Laufzeit der Kernkraftwerke Gösgen und Leibstadt, so dass im Jahr 2035 auf hohe Importe verzichtet werden kann.
- A&G: diese Variante entspricht der Variante A&C allerdings mit dem Unterschied, dass statt Gaskombikraftwerken in der Schweiz der Strom importiert wird.
- G: es werden keine neuen Kapazitäten in der Schweiz zugebaut; der zusätzlich benötigte Strom wird importiert.
- C&L- bzw. G&L-: Diese Varianten entsprechen den Varianten C bzw. G mit dem Unterschied, dass davon ausgegangen wird, dass die Konzessionen der Laufwasserkraftwerke nach Ablauf nicht erneuert werden, das heisst die Laufwasserproduktion nimmt gegenüber C bzw. G bis 2035 um rund 30 Prozent ab

(siehe Abbildung 3). Die Differenz wird in Variante C&L- durch zusätzliche Gaskombikraftwerke gedeckt, in Variante G&L- durch Importe.

4.3.2 Zeithorizont 2050:

Bei den Varianten C&E, A&E und E wird der Zubau der erneuerbaren Energien ohne Wasserkraft (im Inland) bereits bis 2035 erheblich vorangetrieben, so dass im Jahr 2050 in den Varianten V, X₁ und X₂ die vom Bundesrat vorgeschlagenen 24 TWh an zusätzlichen (inländischen) erneuerbaren Energien vorhanden sind. Bei den Varianten A&C, C, G und A&G ist der Zubau (im Inland) bis 2035 zurückhaltend. Bei Variante Z erfolgt zwischen 2035 und 2050 kein Zubau von Erneuerbaren in der Schweiz, bei Variante U wenig und in den Varianten T und Y ein verstärkter. Somit lassen sich die einzelnen Varianten folgendermassen charakterisieren:

- Variante T ersetzt den Ausfall der Kernenergie durch erneuerbare Energien und Gaskombikraftwerke.
- Variante U unterstellt eine verstärkte Nutzung der Gaskombikraftwerke, weshalb der Zubau der erneuerbaren Energien auch nach 2035 eine untergeordnete Priorität hat.
- Variante V entspricht der Fortsetzung der Variante C&E bis in das Jahr 2050 und entspricht somit der in der Botschaft zum ersten Massnahmenpaket der Energiestrategie 2050 unterstellten Referenzvariante.
- Variante X₁ geht davon aus, dass die Importe in Variante E und die Kernenergie in Variante A&E durch den eingeleiteten Zubau der erneuerbaren Energien fast gänzlich ersetzt werden. Eine geringfügige Restmenge wird durch fossil-dezentrale Technologien gedeckt.
- Variante X₂ unterscheidet sich von Variante X₁ nur dadurch, dass der Restbestand importiert und nicht fossil-dezentral erzeugt wird.
- In Variante Y wird der Anteil der erneuerbaren Energien wie in Variante T erhöht, der Rest wird allerdings weiterhin durch Importe sichergestellt.
- Variante Z ersetzt den Anteil wegfallender Kernenergie vollständig durch zusätzliche Importe.
- U&L- bzw. Z&L-: Die Varianten entsprechen den Varianten U bzw. Z mit dem Unterschied, dass davon ausgegangen wird, dass die Konzessionen der Laufwasserkraftwerke nach Ablauf nicht erneuert werden, das heisst die Laufwasserproduktion nimmt gegenüber U bzw. Z um rund 60 Prozent ab (siehe Abbildung 3). Die Differenz wird in Variante U&L- durch zusätzliche Gaskombikraftwerke gedeckt, in Variante Z&L- durch Importe.

Angebotsvarianten auf Jahresbasis

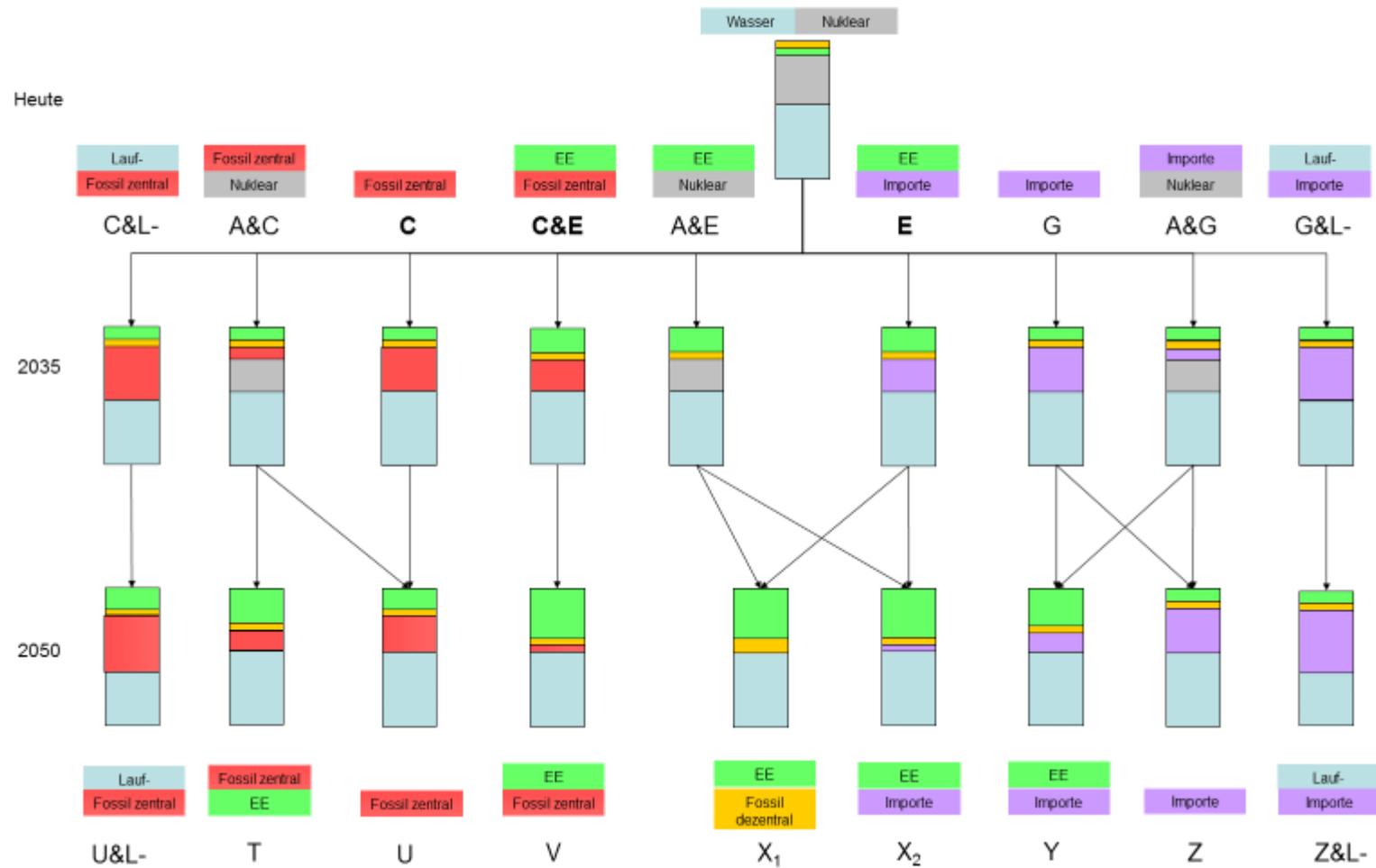


Abbildung 2: Mögliche Angebotsvarianten in den Jahren 2035 und 2050 auf Jahresbasis. Erläuterungen im Text.

4.3.3 Weitere Bemerkungen zu den einzelnen Varianten:

- Auf Grund der politischen Diskussion und aus ökonomischen Überlegungen kann davon ausgegangen werden, dass vorerst kein neues Kernkraftwerk in der Schweiz gebaut wird. Das heisst, dass es für das Jahr 2035 keine Angebotsvariante mit einem neuen Kernkraftwerk geben wird.
- Eine mehrheitlich fossil-dezentrale Variante, wie sie in den ersten Arbeiten zur Energiestrategie 2050 und als Anhang in Prognos (2012) dargestellt werden, wird aus folgenden Gründen nicht als Pfad in den Entscheidungsbaum aufgenommen: zwar kann die Wärme-Kraft-Kopplung (WKK) im Winter einen Beitrag an die Stromversorgung leisten, allerdings wird davon ausgegangen, dass mit verbesserter Isolation der Gebäude und mit der Klimaerwärmung der Wärmebedarf weiter sinkt und folglich die WKK-Anlagen, sollten sie wärmegeführt sein, einen zu geringen Beitrag an die Stromversorgung leisten können. Werden sie stromgeführt, dann weisen sie einen tieferen Wirkungsgrad auf als Gaskombikraftwerke auf. Eine im Auftrag des BFE erstellte Studie (Interface Institut für Politstudien 2009) listet ausführlich die rechtlichen, technischen, ökonomischen und politischen Hemmnisse von WKK-Anlagen in der Schweiz auf.
- In den Varianten V, X₁ und X₂ soll der Ausfall der Produktion aus Kernkraftwerken von rund 24 TWh pro Jahr vollständig durch den Zubau der erneuerbaren Energien Photovoltaik (11 TWh), Wind (4 TWh), Geothermie (4 TWh) und Biomasse (4 TWh) in der Schweiz ersetzt werden. Aus heutiger Sicht sind Zweifel an den Zubauzielen von 3.2 TWh für Geothermie und Windenergie auf Grund von Akzeptanzproblemen angebracht. In den Energieperspektiven 2050 wird zusätzlich ein Zubau von Strom aus Wasserkraft unterstellt. Der Bruttoausbau unter optimierten Nutzungsbedingungen soll 4.5 TWh betragen abzüglich 1.4 TWh, die auf Grund von verschärften Gewässerschutzvorschriften verloren gehen dürften. Auch diese Zubaumenge scheint weder energiewirtschaftlich sinnvoll noch ökonomisch realistisch.
- In allen Varianten wird bei WKK-Anlagen und bei erneuerbaren Energien ein geringer autonomer Zubau unterstellt.
- Aufgrund der Entwicklung der Energiestrategie 2050 gemäss erstem Massnahmenpaket kann die Angebotsvariante C&E&L- bzw. E&L- grundsätzlich nicht ausgeschlossen werden. Hier gilt es allerdings in Schritt 1 und auch in Schritt 2 der Phase 1 Gegensteuer zu geben, da es völlig absurd ist, auf der einen Seite den Zubau von erneuerbaren Energien mit Milliardenbeiträgen zu fördern, um auf der anderen Seite einen Rückgang bei der Laufwasserkraft hinzunehmen (siehe auch Piot 2016).

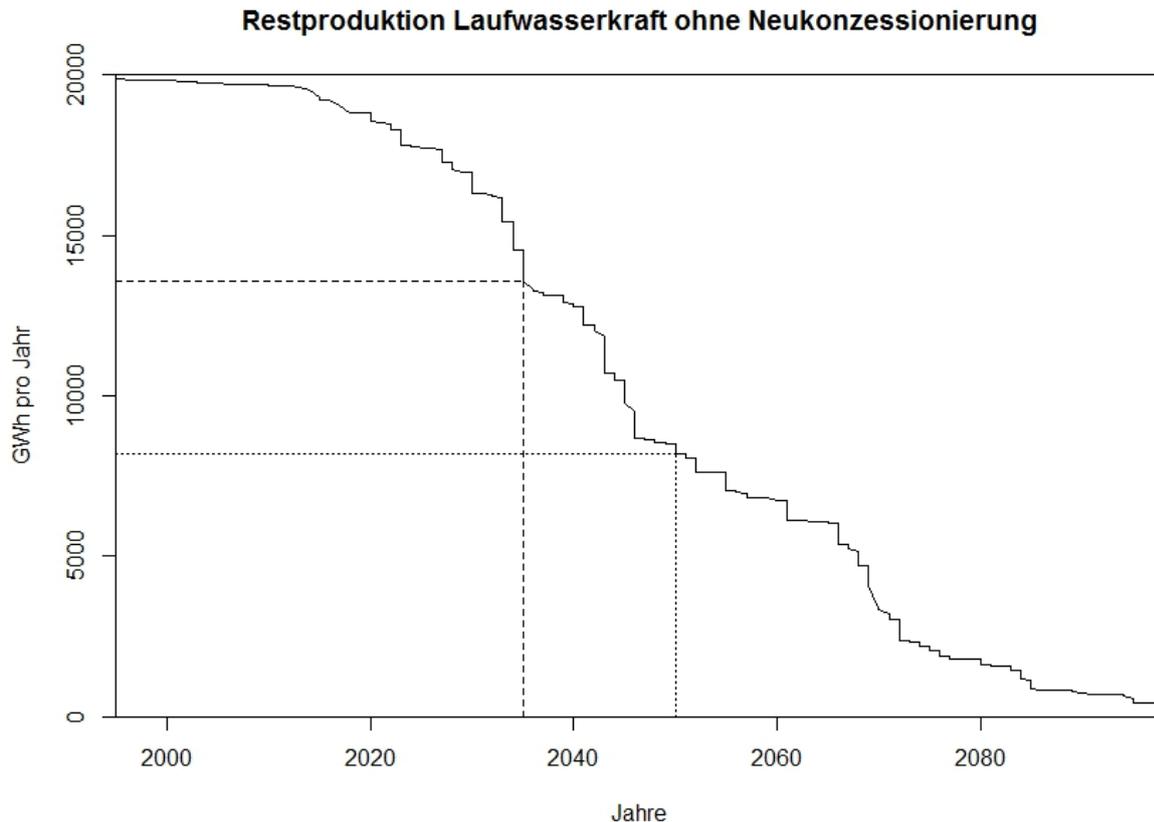


Abbildung 3: Mögliche Laufwasserkraftproduktion in der Schweiz, falls die Konzessionen bei Ablauf nicht erneuert werden. Datenquelle: BFE 2015.

Bezugnehmend auf Ziel b) in Abschnitt 3.1.1 können basierend auf diesen Überlegungen auf der **zweiten Entscheidungsstufe** folgende Pfade unterschieden werden:

- Für das Jahr 2035: Angebotsvariante C&L-, A&C, C, C&E, A&E, E, G, A&G, G&L-
- Für das Jahr 2050: Angebotsvariante T, U, V, X₁, X₂, Y und Z,

wobei die Pfade für das das Jahr 2035 im Wesentlichen auch die Pfade für das Jahr 2050 vorgeben.

4.3.4 Vorgaben aus dem Stromversorgungsgesetz (StromVG)

Art. 1 StromVG bezweckt, die Voraussetzungen für eine sichere Elektrizitätsversorgung zu schaffen. Dieser Zweckartikel bedingt a priori keine explizite Vorgabe an einen Erzeugungsmix. Mit dem momentanen Entwurf des Energiegesetzes (Stand Dezember 2015), wie er im Rahmen des ersten Massnahmenpakets der Energiestrategie 2050 diskutiert wird, können allerdings neue Kernkraftwerke aus rechtlichen Gründen nicht gebaut werden und Gaskombikraftwerke fallen auf Grund prohibitiver CO₂-Kompensationsmassnahmen weg. Damit schränkt der Gesetzgeber den unternehmerischen Handlungsspielraum der Energieversorgungsunternehmen ein und legt damit zwar keine expliziten Vorgaben zum Erzeugungsmix vor, implizit aber schon: es bleiben im Wesentlichen – ohne Berücksichtigung von technischen Ausbaupotenzial- und ökonomischen Überlegungen – erneuerbare Energien und Importe übrig. Damit dürfte der vorliegende Entwurf des Energiegesetzes dem Zweckartikel des StromVG widersprechen, es sei denn, es könne gezeigt werden, dass die

Varianten E, G und G&L- in der Gesamtbewertung in Schritt III der Phase 1 am besten abschneiden.

Ob der Gesetzgeber explizite oder auch implizite Vorgaben zum Erzeugungsmix macht oder nicht, dürfte vor allem bei Phase 3 zu unterschiedlichen Rollenverständnissen der Akteure und deren Verantwortung führen.

4.4 Welche Implikationen haben die Vorgaben auf die maximale Residuallast?

Die Residuallast ist definiert als Differenz zwischen Last und Einspeisung der unregelmässig produzierenden erneuerbaren Energien. Für die nachfolgende Betrachtung werden als unregelmässig produzierende erneuerbare Energien Photovoltaik, Wind und Laufwasserkraft angesehen. Die Charakteristika der drei Technologien sind unterschiedlich:

- Laufwasserkraft hat grundsätzlich einen kontinuierlichen Verlauf über die Zeit, allerdings sind die Produktionsschwankungen sowohl über die einzelnen Monate als auch über die Jahre beträchtlich. Auf Grund der geringen Wasserzuflüsse im Winter liegt die gesicherte Leistung der Wasserkraft bei etwas mehr als 20 Prozent der installierten Leistung (Piot, Kirchner, Ritz, 2007). Der tiefste Wert in der monatlichen Leistungsstatistik des BFE der Jahre 2005-2014 wurde am 15. Februar 2006 mit 555 MW gemessen und erreichte damit keine 15 Prozent der Generatorleistung.
- Photovoltaik: Im Grundsatz folgt die Produktion von Photovoltaik einem klar definierten Tagesgang abhängig vom Sonnenstand. Dabei ist die mögliche Produktion in erster Näherung linear zur Globalstrahlung, die einen stark ausgeprägten Tages- und Jahresgang aufweist. Abweichungen vom theoretischen Tagesgang sind witterungsbedingt: i) spezifische Grosswetterlagen, die über mehrere Tage bis Wochen zu geringer Produktion führen und ii) kurzfristige Witterungsänderungen.
- Windenergie: Im Gegensatz zu Photovoltaik und Laufwasser hat die Windkraftproduktion keinen stetigen Verlauf. Zwar liegen die Volllaststunden mit rund 1400 Stunden in der Schweiz höher als bei der Photovoltaik mit 1000 Stunden und die Winterhalbjahresproduktion ist höher als die Sommerhalbjahresproduktion. Eine verallgemeinerte Aussage über das Produktionsprofil bei Windkraft ist allerdings nicht möglich.

Erstes Zwischenfazit: Insgesamt haben alle drei Technologien die zu den unregelmässig produzierenden gezählt werden, unterschiedliche Charakteristika, was den Vorteil hat, dass sich ein glättender Effekt durch den Portfoliozusammenzug ergibt. Dieser Vorteil darf allerdings nicht allzu hoch gewertet werden, wenn es um die Diskussion der maximalen Residuallast geht, wo die gesicherte Leistung relevant ist. Diese wird in der Schweiz auf Grund der geringen Ausbaumenge bei Wind gleich wie die Jahreshöchstlast in den Wintermonaten vermutlich in den frühen Abendstunden auftreten, da dann die Nachfrage am höchsten, die Laufwasserkraft- gering und die Photovoltaikproduktion Null ist. Somit kann für die Überlegungen bezüglich eines möglichen Portfolioeffektes ein Wintermonat verwendet werden:

- Die Laufwasser- und Photovoltaikproduktion weisen eine (vermutlich nicht nachweisbare) negative Relation auf, da bei Niederschlägen und folglich höherer Laufwasserkraftproduktion die Sonne nicht scheint und umgekehrt;

- Die Wind- und Photovoltaikproduktion können je nach Wetterlage eine positive (Inversionslagen mit Hochnebel bis 2000 Meter über Meer) oder eine negative Relation aufweisen (Westwinde verbunden mit Niederschlägen);
- Laufwasser- und Windproduktion können eine positive (Westwinde) oder eine geringe negative Relation aufweisen (trockenes Winterwetter mit kontinentalen Luftmassen aus Nordosten)

Zweites Zwischenfazit: Für die Bestimmung der gesicherten Leistung ist es sinnvoll, in der Schweiz nur die Leistung der Laufwasserkraft zu berücksichtigen, da einerseits die gesicherte Leistung von Wind und Photovoltaik zum Zeitpunkt der maximalen Residuallast verschwindend ist und andererseits der Portfolioeffekt nicht messbar ausfallen dürfte.

Die maximale Höchstlast trat am 15. Dezember 2010 um 18.15 Uhr auf und lag bei 10.7 GW. Die mittlere Tagestemperatur lag bei -5 °C. Zu diesem Zeitpunkt ist die Photovoltaikproduktion Null, die Laufwasserkraftproduktion lag bei 2.0 GW. Damit betrug am 15. Dezember 2010 die Residuallast bei 8.7 GW.

Die Leistung der Speicherkraftwerke ab Generator betrug am 1. Januar 2014 gut 8 GW, diejenige der Pumpspeicherkraftwerke inklusive Umwälzwerke 1.8 GW. Berücksichtigt man die neuen Pumpspeicherkraftwerke Linth-Limmern, Nant de Drance und Hongrin, dann kommen nochmals mehr als 2 GW Leistung dazu, so dass die Gesamtleistung aus Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken bei fast 12 GW liegen wird.

Fazit: Die Schweiz verfügt über genügend installierte Leistung und kann die Jahreshöchstlast und die maximale Residuallast somit jederzeit und vollständig durch die Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke bereitstellen. Die Frage ob genügend Energie in den Speicherseen vorhanden ist, um die Nachfrage auch jederzeit decken zu können, ist nicht Teil dieses Abschnitts sondern von Abschnitt 4.2 und von Phase 1 Schritt II.

4.5 Fazit von Phase 1 Schritt I

- Will die Schweiz keine neuen Kernkraftwerke, so setzt sich der künftige Erzeugungspark in der Schweiz aus Laufwasser-, Speicher-, Pumpspeicher-, Gaskombikraftwerken und anderen erneuerbaren Energien zusammen.
- Setzt sie sich auch nur ein minimales Autarkieziel, das heisst Jahresautarkie, kommt sie nicht um Gaskombikraftwerke herum. Ein solches minimales Autarkieziel unterteilt die grundsätzlich für das Jahr 2050 umsetzbaren Stromangebotsvarianten in die beiden Kategorien T, U, V, X₁ einerseits und X₂, Y und Z andererseits.
- Gibt sich die Schweiz ein Autarkieziel vor, dann bestimmt dieses die **minimal** notwendige Anzahl Gaskombikraftwerke. Mit einer zusätzlichen Vorgabe über den maximalen CO₂-Ausstoss der inländischen Stromproduktion könnte sie sicherstellen, dass nicht mehr als diese minimal notwendige Anzahl zugebaut wird. Mit dieser zusätzlichen Einschränkung würde Variante U zugunsten der Variante V verhindert.
- Der Zubau an erneuerbaren Energien ohne Wasserkraft ist die Residualgrösse und ergibt sich i) sofern keine Vorgabe an den maximalen CO₂-Ausstoss festgelegt wird aus dem Vergleich der Wirtschaftlichkeit von Gaskombikraftwerken und erneuerbaren Energien in der Schweiz oder ii) bei Vorgabe eines maximalen CO₂-Ausstosses als

Differenz von Nachfrage und der für das Autarkieziel notwendigen inländischen Produktion aus Gaskombikraftwerken und Wasserkraft.

5 Phase 1 Schritt II: Marktdesign im engeren Sinne

Beim Marktdesign im engeren Sinne sollen Marktregeln abgeleitet werden, die pfadspezifisch zu den (volks)wirtschaftlich geringsten Kosten führen. Dabei wird unterschieden zwischen Marktregeln für die Kurzfrist- und solchen für die Langfristmärkte.

Tabelle 1 zeigt in Abhängigkeit der Technologien den grundsätzlichen Handlungsbedarf beim Marktdesign im engeren Sinne.

Tabelle 1: Matrix zum Handlungsbedarf bei Phase 1 Schritt II. Abkürzungen: 1: Bedarf vorhanden; 0: kein Bedarf vorhanden; x: existiert nicht; ?: abhängig vom Pfad.

	Laufwasser- kraftwerke	Speicher- kraftwerke	Pumpspeicher- kraftwerke	Gaskombi- kraftwerke	Andere Erneuerbare
Bestehende Anlagen	1	1	1	x	x
Neue Anlagen	0	?	1	?	?

Sowohl im Bereich der Kurzfrist- als auch der Langfristmärkte wurden bereits zahlreiche Vorschläge gemacht. In Deutschland beschäftigt neben dem Strommarktgesetz mit der Einführung einer Kapazitäts- und Netzreserve das Thema, ob sich erneuerbare Energien am Energy-only Markt refinanzieren können. Öko-Institut (2014) hat im Auftrag der Agora Energiewende einen Vorschlag zu einer Neuausgestaltung des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes erarbeitet der basierend auf der Annahme, dass die Refinanzierung nicht möglich ist, eine jährliche Leistungsvergütung für erneuerbare Energien vorsieht.

Im Bereich der Kurzfristmärkte wurden aktuell in swisselectric, Swissgrid (2015) Vorschläge für die grenzüberschreitende Vermarktung von Flexibilität präsentiert.

Zielführend für Schritt II dürfte eine Einschätzung der Auswirkungen der in Diskussion stehenden Massnahmen zur Anpassung der Kurzfrist- und Langfristmärkte sein, jeweils separat für die Kategorien in Tabelle 1 und weiter unterteilt nach Angebotsvariante. Darunter gibt es Massnahmen, die kurzfristig umsetzbar sind und solche, die eine längere Umsetzungszeit erfordern.

Letztlich können sich folgende Einschätzungen ergeben:

- Massnahmen, die für alle Kategorien mit Handlungsbedarf als positiv eingestuft werden, sollten umgesetzt werden, da es sich um No-regret-Massnahmen handelt;
- Bei Massnahmen, die für alle relevanten Kategorien als negativ eingestuft werden, sollte sich die Schweiz einsetzen, dass sie nicht eingeführt werden.
- Bei denjenigen Massnahmen, die zu unterschiedlichen Einschätzungen je Kategorie führen, hat eine Gesamtbeurteilung im Rahmen des unterlegten Pfades und der darin angestrebten Angebotsvariante zu erfolgen.

6 Schlussfolgerungen

In den letzten zwanzig Jahren hat sich das Umfeld für Stromversorger stark verändert. Im Jahr 1996 hat die Europäische Union das erste Legislativpaket (Richtlinie 96/92/EG) betreffend gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt erlassen. Von einem europäischen Binnenmarkt kann allerdings heute nicht gesprochen werden. Zahlreiche nationale Eingriffe haben dazu geführt, dass der Strommarkt in Europa stark fragmentiert und verzerrt ist. Zwar sorgen Strombörsen für Transparenz und Liquidität, aber viele Anbieter an diesen Börsen profitieren von garantierten Abnahmepreisen und Einspeisevorrang, so dass die betriebswirtschaftlichen Voraussetzungen der Börsenteilnehmer substantiell verschieden sind.

Ein massiver Preisrückgang an den europäischen Strombörsen auf Grund endogener und exogener Faktoren führt dazu, dass zahlreiche Stromversorgungsunternehmen mit finanziellen Problemen konfrontiert sind. Der Betrieb von konventionellen Kraftwerken wird beinahe täglich unattraktiver und führt zu Ausserbetriebnahmen bzw. zu neuen Subventionen, wenn das Kraftwerk in der Einschätzung des Regulators als systemrelevant erachtet wird. Und obschon die tiefen Preise teilweise auf Überkapazitäten in Europa zurückgeführt werden können, sind sie auch auf regulatorische Eingriffe zurückzuführen, deren Auswirkungen nur ungenügend abgeschätzt wurden. Ob sich künftig Investoren finden lassen, die bereit sein werden, in bestehende und/oder neue kapitalintensive Kraftwerke zu investieren und so ihr Kapital über Jahrzehnte zu binden, ohne im Gegenzug eine risikogerechte Rendite zu erhalten, ist fraglich.

Folglich ist die Ausgestaltung des künftigen Marktdesigns unter Einbezug der Frage nach der Rolle des Staates bei der Stromversorgung anzugehen. Die vorgestellte Methodik soll einen Beitrag leisten, um die notwendigen Diskussionen auf einer energiewirtschaftlich fundierten Basis führen zu können.

Die Schweiz bringt in Bezug auf Flexibilität mit dem Wasserkraftpotenzial in Alpen eine wichtige Voraussetzung mit, um auch weiterhin eine sichere Stromversorgung gewährleisten zu können. Diese alleine ist aber nicht ausreichend, denn nebst Leistungsverfügbarkeit gehört auch die Energieverfügbarkeit zu den Bedingungen. Zu deren Sicherstellung gibt es verschiedene Varianten. Die in der Energiestrategie 2050 angedachte Variante kombiniert mit der vorgeschlagenen Umsetzung im ersten Massnahmenpaket ist es allerdings nicht.

7 Literatur

Deuschle J., et. al (2015): Energie-Autarkie und Energie-Autonomie in Theorie und Praxis. Zeitschrift für Energiewirtschaft 39, S. 151-162.

Groscurth Helmut-M., S. Bode (2012): Zielkonflikte in der Stromerzeugung im Kontext der Energiewende. Discussion Paper 7. Hamburg.

Interface Institut für Politstudien (2009): Beseitigung von Hemmnissen bei der Verbreitung von Wärmekraftkopplung (WKK) in der Schweiz. Im Auftrag des BFE, Bern.

Öko-Institut (2014): Erneuerbare-Energien-Gesetz 3.0. Studie im Auftrag von Agora Energiewende.

Piot M. (2005): Versorgungssicherheit: von der Theorie zur Praxis. Internationale Energiewirtschaftliche Tagung (IEWT 2005), Wien.

Piot M. (2016): Energiestrategie 2050 der Schweiz – vom Fukushima-Effekt zur wirtschaftlichen Ernüchterung. Symposium Energieinnovation (EnInnov 2016), Graz.

Piot M., A. Kirchner, V. Rits (2007): Auswirkungen von Kälte- und Hitzewellen auf die Versorgungssicherheit. Internationale Energiewirtschaftliche Tagung (IEWT 2007). Wien.

Prognos (2012): Die Energieperspektiven für die Schweiz bis 2050 – Energienachfrage und Elektrizitätsangebot in der Schweiz 2000-2050. Im Auftrag des BFE, Basel.

Sachverständigenrat für Umweltfragen (2013): Den Strommarkt der Zukunft gestalten. Sondergutachten, November 2013.

Streffer C., C.-F. Gethmann, K. Heinloth, K. Rumpff, A. Witt (2005): Ethische Probleme einer langfristig globalen Energieversorgung. De Gruyter, Berlin.

swisselectric, Swissgrid (2015): Machbarkeitsstudie für die grenzüberschreitende Vermarktung von Flexibilität.