



**«Auswirkungen dezentraler Einspeisung auf die Verteilnetze in der Schweiz» und
«Angebot und Nachfrage nach flexiblen Erzeugungskapazitäten in der Schweiz»**

Niklaus Zepf, Leiter Steuerungsausschuss Studie «Wege in die neue Stromzukunft»
Mediengespräch, Aarau, 5. November 2012

Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmer
Association des entreprises électriques suisses
Associazione delle aziende elettriche svizzere



Teilstudie «Auswirkungen dezentraler Einspeisung auf die Verteilnetze in der Schweiz» (Consentec 2012).

- **Untersuchte Fragen:**
 - Ab welchem Punkt des Ausbaus erneuerbarer, dezentraler Energien müssen Verteilnetze angepasst werden bzw. muss in diese investiert werden?
 - Wie sind diese Investitionen qualitativ zu beschreiben?
 - Welche Kosten entstehen bei welchem Anteil Erneuerbarer?
- **Vorgehen:**

Um die gesamtschweizerische Aufnahmekapazität abzuschätzen, wurden aus vier realen Verteilnetzen 13 repräsentative Netzausschnitte der Netzebenen 5 und 7 untersucht.

2 02.11.2012

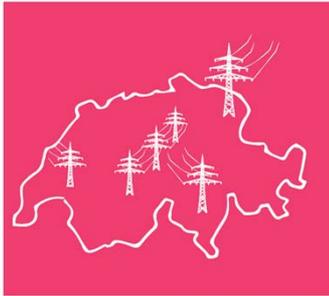


Ausgehend von diesen Ist-Daten und basierend auf den Zubauten erneuerbarer Energien in den Szenarien wurden Lastflussberechnungen zur Bestimmung der Grenzen der Aufnahmefähigkeiten durchgeführt.

Darauf aufbauend wurde untersucht, wie die Netze grundsätzlich und szenariounabhängig ausgebaut werden können, um eine höhere dezentrale Produktion aufzunehmen, und welche technischen Massnahmen die Aufnahmefähigkeit der Verteilnetze zu welchen Kosten erhöhen könnten.

Für Szenario-spezifische Werte der Gesamtschweiz wurden die Höchstlast und die Leitungslängen der Verteilnetze (Netzausschnitte) hochgerechnet.

Je intensiver die erneuerbaren Energien ausgebaut werden, desto schneller werden umfangreiche Netzausbauten notwendig.



- Realisation des so genannten «Strategischen Netzes» im Übertragungsnetz sehr wichtig
- Kein umfangreicher Netzausbau, aber punktuelle Massnahmen, in Verteilnetzen auch mit steigender dezentraler Stromproduktion aus erneuerbaren Energien bis 2035 nötig
- Bis 2050 zwischen 20'000 und 85'000 km Verteilnetze von einem durch die Anbindung und Einspeisung dezentraler Energien ausgelösten Ausbau bzw. einer Verstärkung betroffen
- Smart Grids gewinnen an Bedeutung mit steigenden Flexibilitätsanforderungen

3 02.11.2012



Bis zu einer Leistung von rund 5 000 MW können dezentrale Erzeugungsanlagen an heutige Mittel- und Niederspannungsnetze ohne umfangreiche Netzausbauten angeschlossen werden. **Die Schwelle, ab der ein massiver Netzausbau und -ausbau erforderlich wird, hängt von der Zahl, der Verteilung und der Leistung der Erzeugungsanlagen ab.**

Netzverstärkungsmassnahmen

- Durch Netzverstärkungsmassnahmen kann die Aufnahmefähigkeit gesteigert werden auf bis zu rund 7 000 MW Erzeugungsleistung an Niederspannung (Netzebenen 6 und 7), und zusätzlich bis zu rund 7 500 MW Erzeugungsleistung an Mittelspannung (Netzebenen 4 und 5). Voraussetzung ist, dass an jedem vierten Leitungsabgang Erzeugungsanlagen in grösserer Zahl angeschlossen werden.
- Möglich ist, dass eine Region von mehr als 25% der heutigen Netze vom Ausbau dezentraler Energien betroffen ist – beispielsweise, weil dort gute Voraussetzungen für erneuerbare Energien herrschen. Dort würde dann früher und schneller eine Netzverstärkung erforderlich.
- Zudem wird in Szenario 3 so viel dezentrale Produktion zugebaut, dass 50% der Netze betroffen sind und damit an jedem zweiten Netzstrang dezentrale Produktion angeschlossen werden muss. In Einzelfällen wird deshalb eine frühere und schnellere Netzverstärkung erforderlich.
- Bei energiemässig geringerer Auslastung der Verteilnetze (infolge Eigennutzung der Einspeiser) steigen die Kosten, die auf die übrigen Netzanschlussnehmer umgewälzt werden.

Teilstudie «Angebot und Nachfrage nach flexiblen Erzeugungskapazitäten in der Schweiz» (Pöyry, 2012)

Untersuchte Fragen / Prämisse:

- Berechnung der Szenarien durch Nachbildung des realen elektrizitätswirtschaftlichen Systems
- Prämisse: Versorgungssicherheit gewährleisten und Nachfrage und Angebot ökonomisch optimiert zur Deckung bringen.

Vorgehen:

- **Stundenbasierte** Modellrechnung für die Zeit bis 2050, wie die vorgegebene Nachfrage durch ein vorgegebenes und durch ein errechnetes Angebot gedeckt werden kann.
- Die Daten beschreiben konsistent für jedes Analysejahr bis 2050 den stündlichen Bedarf sowie Wind-, Solar- und Wasserangebote, basierend auf dem Wetter in den Jahren 2005 bis 2010.
- Besondere Beachtung der Auswirkungen **intermittierender** Stromerzeugung aus Wind und Sonne.

4 02.11.2012



Die Verwendung historischer Daten sichert die Integrität der komplexen Wechselwirkungen zwischen Wetterlagen und Nachfrage. Das heisst, dass für jedes Betrachtungsjahr 52 560 Stunden (sechsmal 8 760 Stunden) simuliert wurden. So erhält man eine repräsentative Abbildung der Wechselwirkungen zwischen Wetter und Stromnachfrage.

Vorgaben an das Modell:

- **Entwicklung des Bestands heutiger Anlagen**
- **Zubau erneuerbarer Energien und**
- **Auslaufen der Kernenergie in der Schweiz.**
- **Als Kraftwerkstechnologien Gaskombi- und WKK-Anlagen sowie ergänzend Importe nach Renditekriterien gegebenenfalls Neubau.**

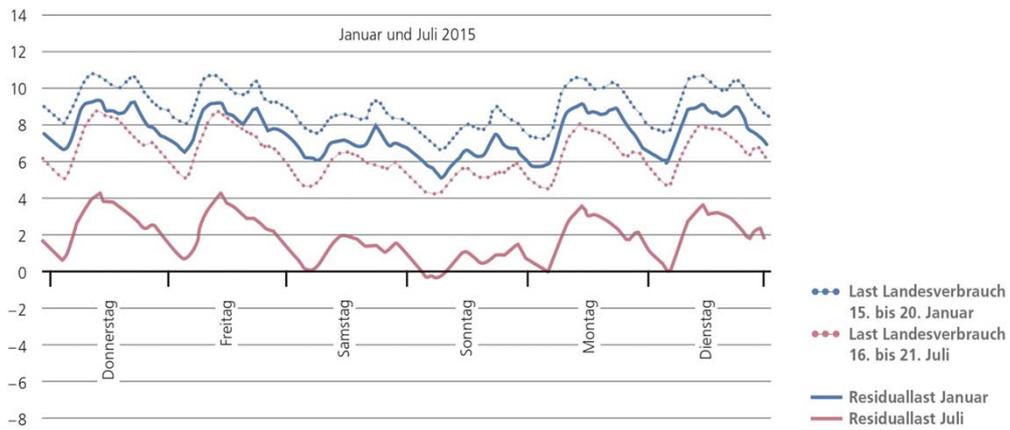
Das Modell optimierte den Einsatz von Pumpspeichern, grenzüberschreitenden Stromflüssen und Einflüssen auf der Nachfrageseite. Die Strommärkte der Schweiz und weiterer zentraleuropäischer Staaten sind detailliert abgebildet. Es berechnete auch wirtschaftlich optimiert pro Szenario, welche Kraftwerkskapazität in der Schweiz über die in den Szenarioannahmen gemachten Vorgaben hinaus ans Netz geht und welcher Strom importiert wird.

Das Ausland wurde mit schlüssigen Szenarien modelliert, das heisst, dass die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Szenario 3 auch im umliegenden Ausland höher ist als in Szenario 1. In Szenario 3 werden die Importe auf zertifiziert erneuerbaren Strom begrenzt.

Während aktuell besonders an Sonntagen im Sommer die Schweizer Residuallast bereits ausgeglichen ist ...

SZENARIO 2:

Leistung GW (1000 MW)



5 02.11.2012



Das tägliche Muster der Residuallast verändert sich durch die nicht steuerbare Produktion im Tagesverlauf. Dazu tragen die Einspeisungen aus Wind- und Sonnenenergie, aber auch aus Laufwasserkraft sowie dem Laufwasseranteil der Speicherwasserkraft bei.

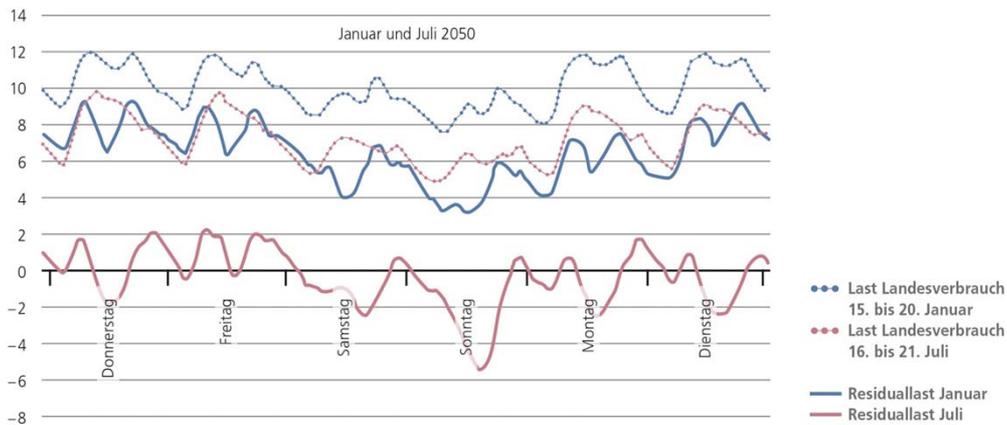
Definition Residualnachfrage/-last

Nachgefragte Gesamtlast nach Abzug der nicht steuerbaren Produktion (Wind- und Sonnenenergie, Laufwasserkraft und anteilige Speicherwasserkraft).

... wird sich dieses langfristig und je nach Szenario an allen Wochentagen im Sommer zeigen – nicht aber im Winter.

SZENARIO 2:

Leistung GW (1000 MW)



Die Nachfrage ist in den Mittagsstunden am höchsten. Die Maximalwerte der Residualnachfrage werden in den späteren Jahren (ab 2035, hier beispielhaft dargestellt im Jahr 2050) jeweils morgens und abends erreicht, denn aufgrund der Solarstromspeisung sinkt die Residuallast in den Mittagsstunden.

Je nach Stärke der Solareinspeisung tritt dieser Effekt in den drei Szenarien in unterschiedlich starkem Ausmass ein.

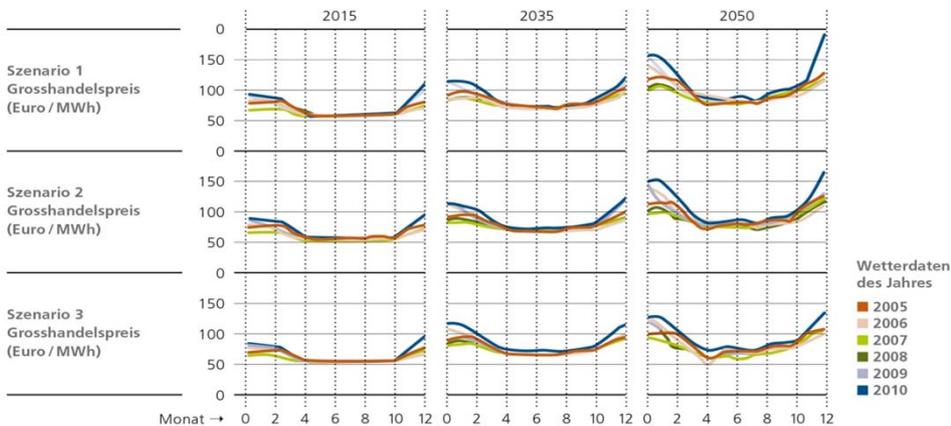
In Szenario 2, noch mehr aber in Szenario 3, kann also langfristig eine Phase niedriger Residuallasten über Mittag entstehen.

Darüber hinaus übersteigt die angebotene die nachgefragte Last recht schnell, z.B. an den Wochenenden über Mittag, langfristig aber auch während der Woche.

Ab 2035 sinken daher die Preise für die Mittagszeit signifikant. Entsprechend dem begrenzten Ausbau ist in Szenario 1 das durchschnittliche tägliche Preisprofil flacher. Darüber hinaus hat die Schweiz in diesen Zeiten entsprechendes Potenzial zu exportieren. Als Folge wächst auch der Bedarf nach Flexibilitätsleistung mit zunehmendem Anteil installierter Solarkapazität.

Die Saisonalität der Strompreise nimmt stark zu.

Saisonale Entwicklung der Grosshandelspreise



Quelle: Pöyry 2012

7 02.11.2012



Wichtig sind die durch diese Systementwicklungen hervorgerufenen Preiseffekte.

Auffällig ist, dass künftig der Winter-Sommer-Spread der Preise, also der Preisunterschied zwischen Mengen, die im Sommer eingespeichert und im darauffolgenden Winter ausgespeichert werden können, stark ansteigt: Die Strompreise im Winter werden also im Vergleich zu denjenigen im Sommer teurer.

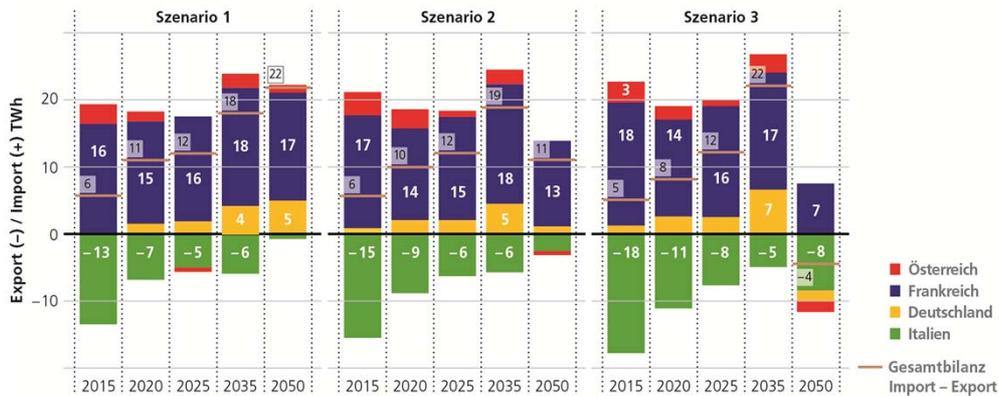
Die Schwankungsbreite ist dabei gross, abhängig von den tatsächlichen saisonalen und meteorologischen Bedingungen. Langfristig fehlt im Winter insbesondere das Angebot aus solarer Stromproduktion. Hohe Preise können häufiger vorkommen. So sind hohe Spitzenpreise in den dunklen Winterstunden wahrscheinlich. Im Sommer kann es in Phasen starker Solareinstrahlung, also tagsüber, die niedrigsten Preise geben. Diese Situation ist für die Schweiz ungünstig, weil sie in allen drei Szenarien vermehrt im Sommer exportieren, im Winter aber importieren muss. Eine solche Veränderung der Preiskurven beeinflusst direkt die Rentabilität von Erzeugungsanlagen und von Nachfrageflexibilisierungs-Optionen.

Die im Zeitablauf veränderten Preismuster bieten veränderte Möglichkeiten von Kraftwerken, Renditen zu erwirtschaften. Beispielsweise steigt die Auslastung von Gaskombikraftwerken in Szenario 1 und 2 bis 2035 kontinuierlich an, sinkt dann aber ab. Es gibt also nur ein Zeitfenster hoher Auslastung. Hingegen bedingen in Szenario 3 Preissignale und niedrige Auslastung von Gaskombikraftwerken, dass diese Technologie nicht ausgebaut wird.

Die wachsenden Volatilitäten, die in diesen Preiswirkungen zum Ausdruck kommen, sind eine wesentliche Herausforderung für das elektrizitätswirtschaftliche System der Zukunft.

Die sich verändernden Preissignale beeinflussen die Schweizer Erzeugung wettbewerbsmässig.

Importe und Exporte sowie Nettoflüsse



Quelle: Pöyry 2012

8 02.11.2012



Die schematische Darstellung des Energieaustausches (Importe und Exporte mit den wichtigsten Nachbarländern) zeigt: In allen drei Szenarien liegen 2035 die Nettoimporte bei etwa 18 bis 22 TWh. Zugleich werden Überschüsse inländischer Produktion exportiert.

2050 unterscheiden sich die Szenarien: Im ersten Szenario importiert die Schweiz immer noch 22 TWh, also jede vierte Kilowattstunde. In Szenario 2 können die Importe auf rund 11 TWh begrenzt werden. Es wird also auch dann noch jede sechste Kilowattstunde importiert. Für diese Entwicklungen in Szenarien 1 und 2 sind oftmals attraktivere Preise im Ausland gegenüber inländischer Produktion in Gaskombikraftwerken ausschlaggebend. Zugleich gehen die Exporte nach Italien zurück, weil die schweizerischen Lieferungen preislich weniger konkurrenzfähig sind.

In Szenario 3 hingegen werden 2050 im Saldo 4 TWh exportiert. **Die Schweiz kann (subventionierte) überschüssige erneuerbare Energien zu bestimmten Zeiten zu attraktiven Preisen exportieren und damit Erlöse erzielen – auch nach und in Italien.**

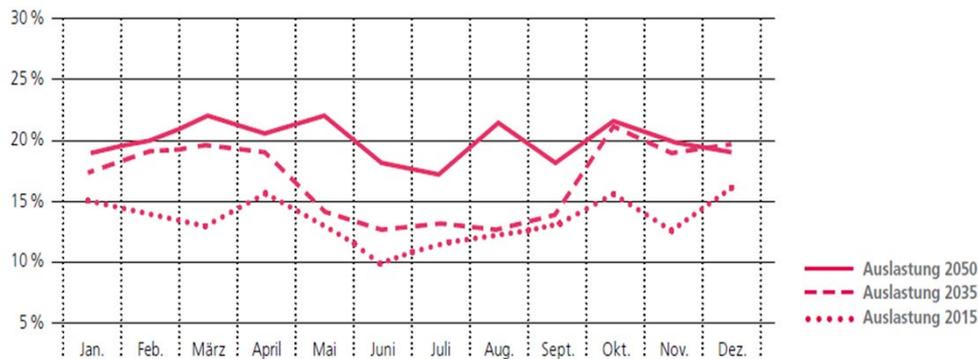
Die Importe und Exporte nehmen zukünftig also eine wichtigere Rolle ein als heute.

- Wird dieser Strom aber heute (ggf. mit Einbezug von Pumpspeichern) «veredelt», wird er künftig verstärkt für inländische Verwendung benötigt.
- In Szenario 3 können langfristig steigende Exporte nach Italien stattfinden.

Schweizer Pumpspeicher werden stärker ausgelastet.

Flexibilitätsangebot: Auslastung der Pumpspeicherkraftwerke

Szenario 3



Quelle: Pöyry 2012

9 02.11.2012



Wie sich der flexible Einsatz von Pumpspeicherkraftwerken in der Schweiz mit stark zunehmender Solar- und Windkapazität ändert, zeigt oben stehende Abbildung. Dabei wird der Betriebsgrad – als Quotient aus der tatsächlichen und der theoretisch möglichen Erzeugungsmenge – je Szenario / Jahr dargestellt.

In allen Szenarien steigt die Auslastung der Pumpspeicherkraftwerke, und zwar im Jahresdurchschnitt in allen Szenarien von 13 bis 14% auf 20 bis 21%. In den nächsten Jahren werden die Anlagen weiter vornehmlich im Winter betrieben, und in den Szenarien 1 und 2 wird im Sommer am wenigsten produziert.

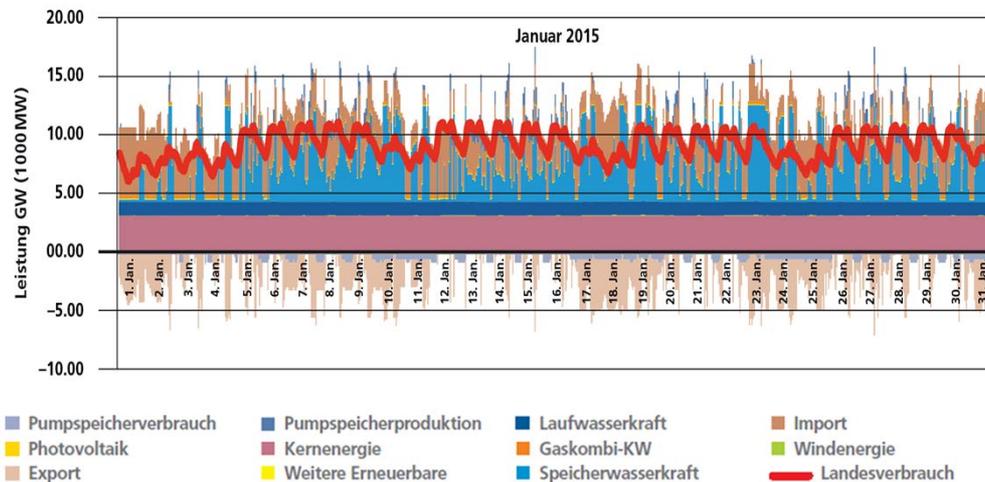
In Szenario 3 hingegen steigt im Jahr 2050 der Flexibilitätsbedarf aufgrund der Solar-einspeisung auch im Sommer. Damit steigen die Chancen, dass im Sommer ein Pump-speicherwerk wirtschaftlich sinnvoll eingesetzt werden kann. Im Weiteren hebt sich das Muster «Tag / Nacht» bzw. «Arbeitstage / Wochenende» in Szenario 3 im Jahr 2050 weit-gehend auf. Die Zyklen, in denen gepumpt und turbiniert werden kann, verkürzen sich. Lang-fristig werden Wind- und Solarstrom den Anlagenbetrieb dynamisieren. Veränderte Zyklen und eine insgesamt höhere Auslastung erhöhen dann auch die Betriebs- und Unterhalts-kosten.

- **Kritisch bei der Pumpspeichertechnologie ist, dass hier Flexibilität nur mit sehr hohen Investitionen bereitgestellt wird.**
- **Gaskombikraftwerke sind ebenfalls flexibel, benötigen aber weniger CAPEX.**
- **Wenngleich für ein Unternehmen Pumpspeicher betriebswirtschaftlich sinnvoll sein können, könnten andere Optionen aus Systemsicht Vorteile haben.**

Die Pumpspeicher erwirtschaften ihre Erlöse verstärkt im Winter. Entsprechend müssen Pumpspeicherkraftwerke im Winter hohe Preisdifferenzen zwischen Pumpen und Turbinieren nutzen können, um ihre Fixkosten zu erwirtschaften. Sie werden dann aber, ähnlich Speicherkraftwerken, nicht nur für den Schweizer Markt, sondern auch für den europäischen Markt eingesetzt.

Die Kernenergieproduktion und die Laufwasserkraft bilden heute eine solide Basis der Stromversorgung im Winter.

Produktionsmuster Szenario 2 im Winter



10 02.11.2012

VS
Λ
S

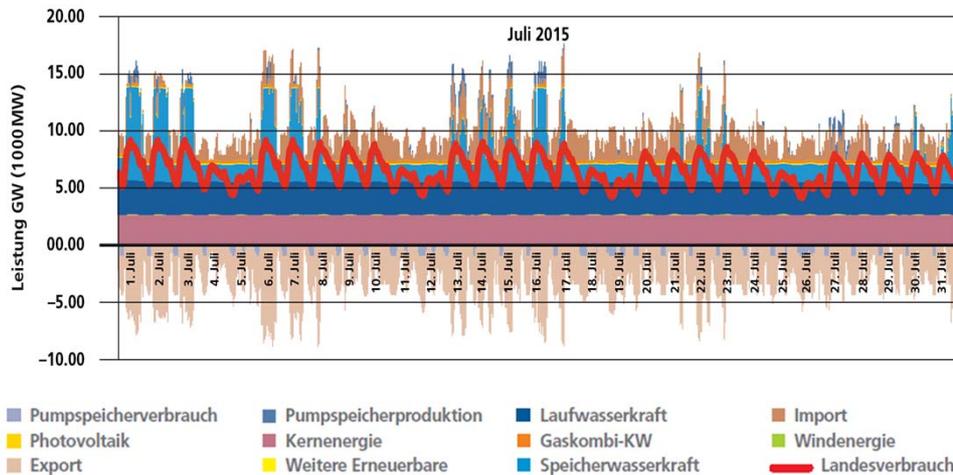
Die dargestellten Effekte der erneuerbaren Energien müssen saisonal differenziert betrachtet werden. Witterungseinflüsse zu unterschiedlichen Jahreszeiten spielen eine wesentliche Rolle.

Das erste Beispiel zeigt den spezifischen Witterungseinfluss im Winter. Für ein realisiertes Wettermuster vom Januar 2009 – ein Zeitraum, in dem sowohl Perioden mit viel Wind als auch fast windstille Perioden zu beobachten waren – zeigt die Abbildung für Szenario 2 die stündliche Stromerzeugung in der Schweiz sowie Importe / Exporte.

Hier wird Bandenergie vor allem durch Kern- und Laufwasserkraftwerke erzeugt. Speicherkraftwerke tragen vor allem während Stunden hoher Nachfrage und an Wochentagen zur Erzeugung bei. Die bereits existierenden Pumpspeicher pumpen Wasser nachts und am Wochenende, um bei knappem Angebot mit «verlagertem» Strom einzuspringen.

Die Produktion aus Lauf- und Speicherkraftwerken erlaubt heute im Sommer auch Stromexporte in Spitzenzeiten.

Produktionsmuster Szenario 2 im Sommer



11 02.11.2012

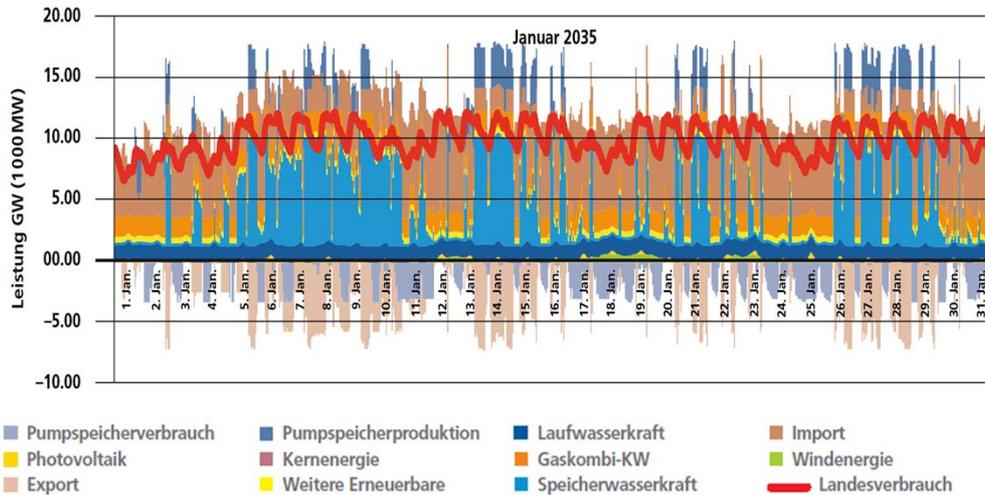
VSE
AES

Die Abbildung illustriert beispielhaft den sommerlichen Wittereinfluss mit dem historischen Monatswetter Juli 2009 für Szenario 2.

Im Jahr 2015 können Wasserkraftwerke – im Vergleich zum Winter – deutlich mehr Bandenergie erzeugen. Insgesamt bleibt die inländische Stromerzeugung relativ konstant, die Schwankungen haben auch hier ihren Ursprung in der wetterbedingten Produktion der Nachbarländer. Importe / Exporte sowie Speicher bieten die nötige Flexibilität.

Im Winter 2035 spielen Importe und Pumpspeicherung eine wesentliche Rolle.

Produktionsmuster Szenario 2 im Winter



12 02.11.2012

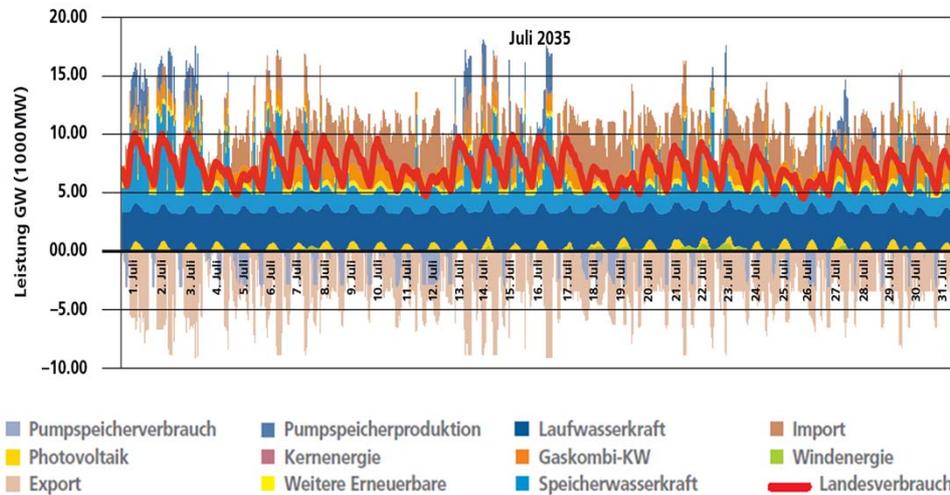
VS
ES

Mit dem Kraftwerkspark von 2035 in Szenario 2 ist die Stromerzeugung aus Kernkraft verschwunden.

Die Lücke wird mit den Gaskombikraftwerken teilweise gefüllt. Die im Inland installierten Solar- und Windkapazitäten sind (noch) klein. Zusätzliche Importe sind nötig. Allerdings wird das Verhalten der (Pump-)Speicherkraftwerke in der Schweiz in gewissen Zeitfenstern von hoher Windstromerzeugung in Deutschland stark beeinflusst. Sofern diese hoch ist, können aufgrund des hohen Angebots niedrige Preise entstehen, die den Pumpbetrieb sinnvoll werden lassen. In Zeiten hoher Nachfrage und niedriger Windstromproduktion wird dann in den (Pump-)Speicherkraftwerken turbinert.

Der Sommer 2035 ist charakterisiert durch raschen Wechsel Importe / Exporte. Solarproduktion ist sichtbar.

Produktionsmuster Szenario 2 im Sommer



13 02.11.2012

VSE

Im Jahr 2035 hingegen ist die im Inland installierte Solar- und teilweise auch Windkapazität sichtbar. Diese produziert kleine Mittagsspitzen mit schwankendem Ausmass je nach Tag. Im Jahr 2050 ist ihr Einfluss dann deutlich und verlangt zunehmend Flexibilität, die durch höhere Importe / Exporte sowie einen stärkeren Einsatz von Gaskombi- und (Pump-) Speicherkraftwerken sichergestellt wird.

Fazit

1. Ein massiver Ausbau der erneuerbaren Energien bedingt einen intensiven Stromaustausch mit und in Europa.
2. Je intensiver die erneuerbaren Energien ausgebaut werden, desto schneller werden umfangreiche Netzausbauten notwendig.
3. Importe und Gaskraftwerke sind neben den bestehenden Kraftwerken notwendig.
4. Die Schweiz verfügt mit dem bestehenden Kraftwerkspark, namentlich der Speicherwasserkraft, über eine hervorragende Grundlage, zukünftig wachsende Flexibilitätsanforderungen zu meistern.
5. Je nach gewähltem Szenario werden sich Kraftwerkseinsatz und Zusammenspiel der Kraftwerke deutlich verändern.