

Integration erneuerbarer Energien in das europäische Stromversorgungssystem

DI Dr. techn. Jürgen Neubarth
Andreas-Hofer-Straße 28a
6020 Innsbruck
Telefon: +43 512 908892
Fax: +43 512 908892
j.neubarth@e3-consult.at
www.e3-consult.at

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung und Fragestellung	3
2	Die Erneuerbaren-Ziele der EU-Energiepolitik bis 2050	3
3	Effekte Erneuerbarer auf das Stromversorgungssystem	4
4	Systemtechnische Möglichkeiten zur Integration erneuerbarer Energien	6
4.1	Flexibler konventioneller Kraftwerkspark	6
4.2	Beitrag erneuerbarer Energien zur Systemsicherheit	7
4.3	Netzoptimierung, -verstärkung und -ausbau	8
4.4	Aufbau zusätzlicher Speicherkapazitäten	9
4.5	Der Verbraucher als virtueller Speicher	11
5	Weiterentwicklung des Marktdesigns zur Unterstützung der Integration erneuerbarer Energien	12
5.1	Marktbasierte Förderung Erneuerbarer	12
5.2	Vom Energie- zum Kapazitätsmarkt?	13
6	Fazit: Integriertes Gesamtpaket erforderlich	13
7	Literatur	14

1 Einleitung und Fragestellung

Für die Erreichung der ehrgeizigen Ausbauziele der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (EE) in Europa werden Wind- und Sonnenenergie den größten Beitrag leisten müssen. Auch in Österreich wird auf Grund der beschränkten Ausbaupotenziale der Wasserkraft und Biomasse eine deutlich verstärkte Nutzung der Wind- und Sonnenenergie erforderlich werden, wenn eine Unabhängigkeit von fossilen Energieträgern und Importen im Stromsektor erreicht werden soll. Gleichzeitig führt gerade die regional ungleich verteilte sowie schwankende und nur eingeschränkt prognostizierbare Stromerzeugung aus diesen beiden Energiequellen zu den größten Herausforderungen für die Integration in das bestehende Stromversorgungssystem. Die Stromnetze wurden in der Vergangenheit nicht auf das regionale Ungleichgewicht des Wind- und Sonnenenergieangebots ausgelegt. Zudem musste der konventionelle und hydraulische Kraftwerkspark bisher nur die Schwankungen auf der Nachfrage- und nicht zusätzlich auch auf der Erzeugungsseite ausgleichen. Damit die Zielerreichung im Stromsektor daher nicht durch Systemkonflikte mit der bestehenden Erzeugungs- und Netzstruktur gefährdet wird, sind parallel zum weiteren Ausbau begleitende systemtechnische und organisatorische Maßnahmen zur Integration der erneuerbaren Energien in das Stromversorgungssystem erforderlich, die im Folgenden Beitrag dargestellt und diskutiert werden¹.

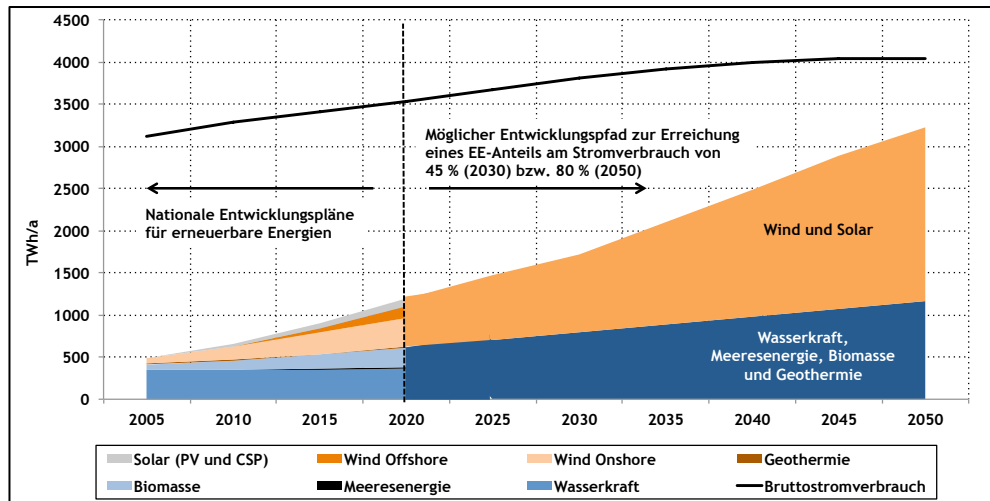
2 Die Erneuerbaren-Ziele der EU-Energiepolitik bis 2050

Der Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien wird heute sowohl auf österreichischer als auch europäischer Ebene als wesentlicher Hebel zur langfristigen Reduzierung der Treibhausgasemissionen betrachtet. Bis 2020 soll der Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung innerhalb der EU 27 gemäß den Nationalen Aktionsplänen für erneuerbare Energien der einzelnen Mitgliedländer (sog. NREAP) von rd. 16 % im Jahr 2005 auf 31 - 34 % im Jahr 2020 erhöht werden [Beurskens und Hekkenberg 2011]. Auf Grund der gegenüber Wasserkraft, Biomasse und Geothermie deutlich höheren Ausbaupotenziale werden dabei Wind- und Sonnenenergie in der EU 27 den größten Beitrag leisten. Mehr als 80 % der zwischen 2010 und 2020 in der EU 27 neu installierten EE-Leistung von rd. 230.000 MW werden die schwankende Wind- und Sonnenenergie nutzen und damit 72 % (rd. 400 TWh/a) der zusätzlichen Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien liefern (Abbildung 2-1). Auch der österreichische Nationale Aktionsplan für erneuerbare Energien sieht bis 2020 einen Schwerpunkt im Ausbau der Stromerzeugung aus Wind- und Sonnenenergie: Von den nach Brüssel gemeldeten Ausbauzielen von in

¹ Vgl. auch Schwerpunktthema der Publikation des Weltenergieerat - Deutschland („Energie für Deutschland 2011“ [Neubarth 2011])

Summe rd. 2.600 MW sollen 1.800 MW (70 %) von der Windkraft und Photovoltaik beigesteuert werden [BMWFJ 2010].

Abbildung 2-1: Entwicklung des Bruttostromverbrauchs und des Beitrags erneuerbarer Energien in der EU 27 bis 2050



Quelle: [Beurskens und Hekkenberg 2011]; nach 2020 eigene Analyse nach [EU 2011]

Während die Nationalen Aktionspläne sehr konkrete Vorstellungen der einzelnen Regierungen zur weiteren Entwicklung erneuerbarer Energien wiedergeben, ist diese Entwicklung für die Zeit nach 2020 weniger klar skizziert. Ein möglicher Weg kann beispielsweise aus den von der EU für 2030 und 2050 geplanten bzw. in Diskussion befindlichen Klimazielen abgeleitet werden. Bis 2030 könnte demnach der Anteil erneuerbarer Energien an der europäischen Stromerzeugung auf 45 % und bis 2050 auf über 80 % steigen [EU 2011], wobei auch nach 2020 Wind- und Sonnenenergie den Zubau erneuerbarer Energien dominieren werden.

3 Effekte Erneuerbarer auf das Stromversorgungssystem

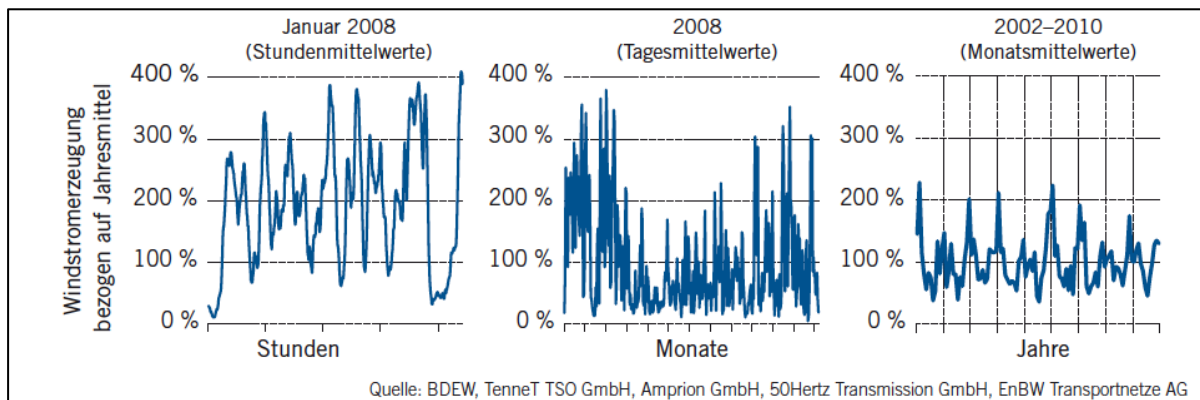
Für die Integration erneuerbarer Energien in unser Stromversorgungssystem sind neben den für einen sicheren Netzbetrieb notwendigen technischen Eigenschaften der einzelnen Erzeugungsanlagen (z. B. Fähigkeit zur Bereitstellung von Blindleistung, Netzstützung im Fehlerfall) insbesondere die folgenden Punkte von Relevanz:

- Schwankungen der Stromerzeugung im Tages- und Jahresverlauf
- Prognostizierbarkeit der Stromerzeugung
- Regionale Verteilung der Anlagen

Während die regionale Verteilung der Erzeugungsanlagen für den Betrieb und Ausbau der Verteil- und Übertragungsnetze relevant ist, haben mögliche Schwankungen

sowie die Prognosequalität der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien vor allem Auswirkungen auf den konventionellen Kraftwerkspark. Abbildung 3-1 zeigt hierzu beispielhaft die Schwankungen der Stromerzeugung aus Windenergie in Deutschland für unterschiedliche Zeitraster. Im Stunden- und Tagesverlauf sind in Abhängigkeit von den herrschenden Wetter- und Windbedingungen Erzeugungsschwankungen zwischen nahezu 0 und knapp 85 % der installierten Windkraftleistung möglich [6]. Im Monatsverlauf zeigt sich eine höhere Windstromerzeugung während der Wintermonate, wobei innerhalb einzelner Monate Abweichungen zum jeweiligen langjährigen Monatsmittel um bis zu +90/-50 % bzw. in einzelnen Jahren Abweichungen zum langjährigen Jahresmittel um +/-15 % möglich sind. Neben der absoluten Schwankungsbreite innerhalb eines bestimmten Zeitintervalls ist für die Gewährleistung einer ausreichenden Systemstabilität aber auch die Geschwindigkeit dieser Leistungsänderung (sog. Leistungsgradient oder Rampe) von Relevanz. Bspw. wird für das Jahr 2030 die maximale stündliche Leistungsänderung der Windeinspeisung für Deutschland auf bis zu 25 % der installierten Leistung abgeschätzt – also auf mehr als 15.000 MW pro Stunde [Klobasa 2009].

Abbildung 3-1: Schwankungen der Windstromerzeugung in Deutschland



Die möglichen Auswirkungen des steigenden Anteils der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien auf das europäische bzw. die jeweiligen nationalen Stromversorgungssystem werden auf politischer und wissenschaftlicher Ebene zunehmend intensiver diskutiert, da vor allem Systemkonflikte mit der bestehenden Erzeugungs- und Netzstruktur den weiteren EE-Ausbau verzögern können. Beispielsweise hat das zum Teil stark schwankende Angebot an Wind- und Solarstrom unmittelbaren Einfluss auf die Preisbildung an den Strombörsen (sog. Merit Order-Effekt). Damit zusammenhängend sind auch die Auswirkungen auf die kurzfristige Einsatzplanung konventioneller Kraftwerke, die diese Schwankungen bzw. die verbleibende Nachfrage (sog. residuale Last) durch eine flexiblere Fahrweise ausgleichen müssen. Zusätzliche Anforderungen an den konventionellen Kraftwerkspark ergeben sich aus der Vorhaltung von Regelleistung für den kurzfristig notwendigen Ausgleich zwischen tatsächlicher und prognostizierter Erzeugung aus Wind- und PV-Kraftwerken. Während die Erneuerbaren kurzfristig also den operativen Einsatz der konventionellen

Kraftwerke beeinflussen, erfolgt langfristig demgegenüber eine Verdrängung konventioneller Erzeugungskapazitäten (sog. Kapazitätseffekt). Neben dem Erzeugungsbereich ist aber auch das Netz vom EE-Ausbau betroffen, wenn ein regionaler oder überregionaler Erzeugungüberschuss zu Engpässen führt und damit konventionelle Kraftwerke (und zum Teil auch EE-Anlagen) ihre Erzeugung zwangsweise reduzieren müssen. Eine Reihe zusätzlicher Effekte im Verteil- und Übertragungsnetz können durch die Erzeugungsschwankungen, z. B. in Bezug auf die Spannungsqualität und Netzstabilität, sowie durch spezifische technische Eigenschaften der Anlagen, bspw. Blindleistungsbereitstellung, entstehen.

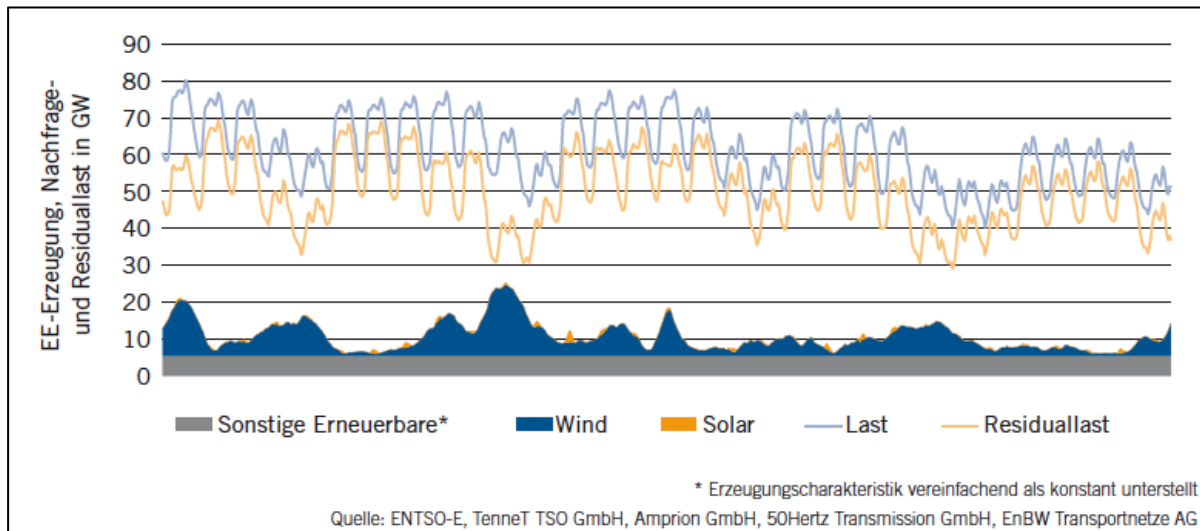
4 Systemtechnische Möglichkeiten zur Integration erneuerbarer Energien

Bereits heute zeigt sich, dass die bestehenden Erzeugungs- und Netzstrukturen nur bedingt geeignet sind, den steigenden Anteil der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien effizient zu integrieren. Entsprechend erfordert der EE-Ausbau eine Reihe systembegleitender Maßnahmen. Neben einer Erhöhung der Netzkapazitäten durch die Optimierung bestehender Netze sowie einen Netzausbau auf nationaler und internationaler Ebene muss der Erzeugungspark an die sich ändernde Versorgungsaufgabe angepasst werden. Hierfür kann das Betriebsverhalten bestehender konventioneller Kraftwerke optimiert bzw. können diese durch flexiblere Erzeugungseinheiten ersetzt werden. Zusätzlich werden Speicherkapazitäten zur kurz- und langfristigen Speicherung überschüssiger Strommengen aus erneuerbaren Energien benötigt. Flexibilität und Speicherkapazität kann neben der Erzeugungsseite aber auch über verbraucherseitige Maßnahmen, wie beispielsweise das Ab- oder Zuschalten von steuerbaren Lasten, bereitgestellt werden. Auch können die Erneuerbaren selbst einen Beitrag zur Systemintegration leisten, indem ihre Erzeugung stärker an die Nachfrage angepasst wird und sie sich an der Erbringung von Netzdienstleistungen beteiligen. Im Folgenden wird auf diese Möglichkeiten näher eingegangen.

4.1 Flexibler konventioneller Kraftwerkspark

Der Ausgleich von Lastschwankungen und Erzeugungsausfällen ist prinzipiell keine neue Aufgabe für den konventionellen Kraftwerkspark. Durch den Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien steigen jedoch insgesamt die strukturellen und betrieblichen Anforderungen an das Erzeugungssystem, von denen der konventionelle Kraftwerkspark in besonderem Maße betroffen ist. Einerseits verschiebt sich der Bedarf an konventioneller Erzeugung vom Grundlastbereich deutlich in die Mittel- und Spitzenlast. Andererseits ändert sich innerhalb der jeweiligen Lastbereiche die Dynamik der Residuallast (Abbildung 4-1), d. h. auch im verbleibenden konventionellen Grundlastband wird nur ein Betrieb mit häufigen An- und Abfahrvorgängen möglich sein.

Abbildung 4-1: Nachfragelast, Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und Residuallast in Deutschland für Dezember 2010



Die Flexibilität des konventionellen Erzeugungsparks kann dabei grundsätzlich durch die Modernisierung bestehender Kraftwerke sowie durch eine flexiblere Betriebsweise des europäischen Kernkraftwerksparks erhöht werden. Die bestehenden Kernkraftwerke haben hierbei das technische Potenzial, ähnlich flexibel betrieben zu werden wie neue Steinkohlekraftwerke. An die Betriebseigenschaften neuer Erdgas-GuD-Anlagen oder Gasmotorenkraftwerke kommen beide Technologien jedoch nicht heran. Neben ihrer höheren Flexibilität haben GuD-Kraftwerke zusätzlich den Vorteil, dass sie perspektivisch auch mit aus EE-Strom synthetisch erzeugtem Wasserstoff und Methan betrieben werden können. Ebenso ist derzeit noch unklar, ob die vergleichsweise hohe Flexibilität der heute verfügbaren Kohlekraftwerkstechnologien zukünftig auch von Kraftwerken erfüllt werden können, die mit CO₂-Abscheidung und -Speicherung (CCS) arbeiten.

4.2 Beitrag erneuerbarer Energien zur Systemsicherheit

Neben dem Ausgleich von Erzeugungs- und Lastschwankungen ist der konventionelle Kraftwerkspark heute auch für die Erbringung der sog. Systemdienstleistungen verantwortlich und stützt das Netz im Fehlerfall, wie bei Kurzschlüssen oder dem gleichzeitigen Ausfall großer Erzeugungskapazitäten. Konventionelle Kraftwerke werden sich zukünftig an der Erbringung von Systemdienstleistungen jedoch nur noch in dem Ausmaß beteiligen können, in dem sie auch für die Deckung der Nachfrage benötigt werden. Entsprechend müssen die Erneuerbaren selbst einen wachsenden Beitrag zur Systemsicherheit leisten. Die Entwicklung in den vergangenen 30 Jahren hat dazu geführt, dass heute auch Windkraftanlagen ihre Wirkleistungsabgabe aktiv beeinflussen und damit zur Frequenzregelung (Primärregelung) beitragen können. Neben der Frequenzregelung werden die Erneuerbaren aber auch verstärkt zur Spannungsregelung einen Beitrag leisten müssen, vor allem deshalb, weil die hierfür benötigte Blindleistung nicht über weite Entfernungen transportiert werden

kann, sondern geografisch verteilt bereitgestellt werden muss. Zusätzlich stellt ein netzstützendes Verhalten der Ökostromanlagen im Fehlerfall eine grundsätzliche Voraussetzung zur Systemintegration hoher Anteile erneuerbarer Energien dar. Die Anlagen müssen jedoch auch in der Lage sein, im sog. Inselbetrieb am Netz zu bleiben und sich nach Großstörungen am Versorgungswiederaufbau zu beteiligen. Bedingung hierfür ist, dass die Anlagen steuerungs- und kommunikationstechnisch erfasst werden und damit in ihrem Einspeiseverhalten innerhalb eines Smart Grids aktiv durch den systemverantwortlichen Netzbetreiber beeinflusst werden können.

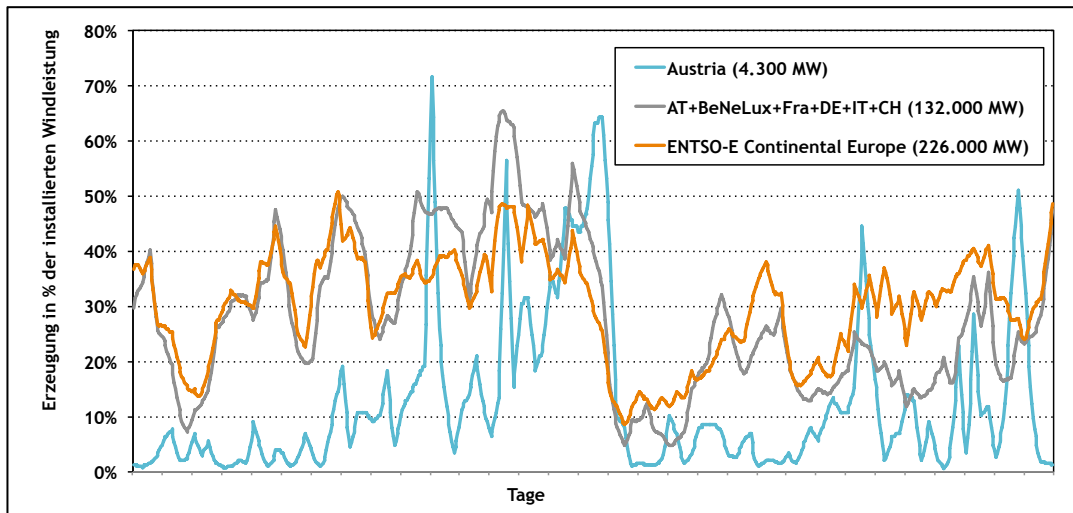
4.3 Netzoptimierung, -verstärkung und -ausbau

Damit das Netz nicht zum „Flaschenhals“ für das weitere Wachstum der erneuerbaren Energien wird, können – ausgehend von der Optimierung des bestehenden Netzes, über den Ausbau der auf Drehstrom basierenden Netzstrukturen, bis hin zum Aufbau neuer (gleichstrombasierter) Netzkonzepte – unterschiedliche Strategien verfolgt werden. Selbst wenn sich die öffentlichen Diskussionen zum Netzausbau aktuell stark auf die nationalen Netze konzentrieren (z. B. Salzburg-Leitung), endet die Notwendigkeit eines Ausbaus des Übertragungsnetzes nicht an der Grenze zu den Nachbarländern. Eine stärkere Einbeziehung des europaweiten Verbunds ist insbesondere für einen effizienten Ausgleich der (witterungsbedingt) regional stark schwankenden Erzeugung von Wind- und Solaranlagen zielführend, da dieser Ausgleich innerhalb Österreichs gegenüber einer europaweiten Vernetzung deutlich geringer ist. In Abbildung 4-2 ist dies am Beispiel eines Windausbauszenarios 2030 aus der EWEA-Studie TradeWind dargestellt. Durch einen europaweiten Ausgleich der Schwankungen der Windenergie steigt einerseits die gesichert zur Verfügung stehende Leistung des Windanlagenkollektivs von etwa 7 auf 14 % [EWEA 2009], wodurch der Bedarf an konventionellen Reservekraftwerken sinkt. Andererseits können die benötigten Speicherkapazitäten effizienter genutzt und damit deutlich reduziert werden. Noch weitgehend offen ist jedoch, wie viel Kilometer an neuen Leitungen für eine effiziente Integration erneuerbarer Energien in das europäische Stromversorgungssystem erforderlich sind. Der Verband der europäischen Netzbetreiber ENTSO-E geht bspw. in seinem aktuellen 10-Jahres-Netzentwicklungsplan davon aus, dass bis 2020 ein EU-weiter Bedarf an neuen Leitungen von insgesamt 42.000 km besteht, wovon allein 20.000 km zur Integration von Strom aus erneuerbaren Energien erforderlich sind [ENTSO-E 2010]. ENTSO-E geht dabei allerdings von einem Anteil der erneuerbaren Energien am Strombedarf der EU von „nur“ 25,5 % aus und liegt damit klar unter dem 2020-Ziel der EU. Mittel- und langfristig wird der Bedarf an einem Ausbau des europäischen Verbundnetzes daher noch deutlich höher ausfallen, insbesondere dann, wenn bis 2050 der EE-Anteil im Stromsektor auf 80 % ausgebaut werden soll.

Aufgrund der sehr hohen und über weitere Strecken zu übertragenden Leistungen ist jedoch fraglich, ob mit dem bestehenden Drehstromnetz dieser europaweite Ausgleich der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien technisch überhaupt umge-

setzt werden kann. Entsprechend werden heute bereits neue Netzkonzepte auf Gleichstrombasis entwickelt, die als Overlaynetz parallel zum Ausbau der Drehstromnetze aufgebaut werden sollen.

Abbildung 4-2: Ausgleichseffekte der Windstromerzeugung zwischen europäischen Ländern

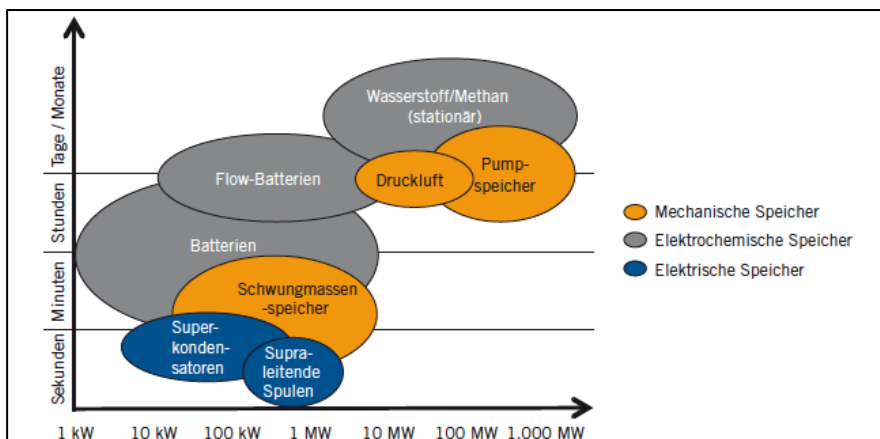


Quelle: [Lemström et al. 2008] (Basis: Winderzeugungsprofil Dezember 2000 skaliert auf installierte Windleistung 2030)

4.4 Aufbau zusätzlicher Speicherkapazitäten

Auch wenn der Ausbau der Übertragungsnetze eine sehr effiziente Möglichkeit für den großräumigen Ausgleich von Erzeugungsschwankungen der Erneuerbaren darstellt, wird ein vollständiger Ausgleich über das Netz weder wirtschaftlich sinnvoll noch technisch möglich sein. Speicher können diese Schwankungen sowohl auf lokaler als auch auf regionaler und überregionaler Ebene flexibel ausgleichen und zusätzlich netzentlastend wirken. Neben Pumpspeichern wurden dabei in den letzten 130 Jahren Speichertechnologien mit unterschiedlichen Leistungs- und Kapazitätsbereichen entwickelt (Abbildung 4-3).

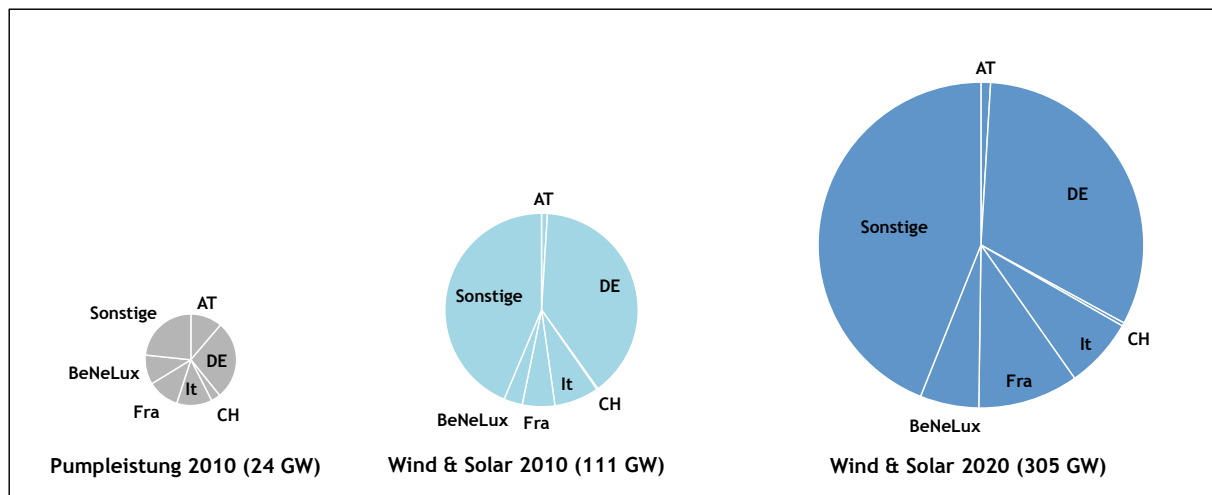
Abbildung 4-3: Einteilung und Einsatzbereiche elektrischer Energiespeicher



Quelle: [Hanning et al. 2009]

Pumpspeicher decken dabei aktuell mehr als 99 % des weltweiten Marktes für stationäre Stromspeicher ab. Europaweit sind derzeit rd. 24.000 MW² an Pumpleistung in Betrieb sowie mehrere 1.000 MW in Bau bzw. konkreter Planung. Sowohl Pumpspeicher als auch die sich noch in der Entwicklungsphase befindlichen Druckluftspeicher eignen sich dabei vor allem für den Betrieb als Stunden- oder Tagesspeicher. Der Einsatz als Wochen- oder Monatsspeicher bzw. eine saisonale Umlagerung der Erzeugungsmengen ist nicht zuletzt wegen der im Verhältnis zu den installierten Wind- und Solarenergiekapazitäten geringen Pumpspeicherleistung wirtschaftlich nicht sinnvoll bzw. auf Grund der beschränkten Speichervolumen technisch nicht möglich. Abbildung 4-4 zeigt hierzu die in Europa im Jahr 2010 installierte Pump- (24 GW) sowie Wind- und Solarleistung (111 GW). Bereits heute liegt die Leistung der schwankenden Wind- und Solarstromerzeugung mehr als 450 % über der Pumpleistung. Bis 2020 wird dieses Ungleichgewicht trotz der laufenden und geplanten Ausbauvorhaben für zusätzlich Pumpkapazitäten noch weiter ansteigen.

Abbildung 4-4: Europäische Pumpleistung 2010 sowie in Wind- und Solarkraftwerken installierte Leistung 2010 und 2020



Quelle: [Beurskens und Hekkenberg 2011], Internetrecherche

Eine technische Option für die saisonale Speicherung von „erneuerbaren“ Überschussstrommengen stellt die chemische Speicherung des EE-Stroms als Wasserstoff bzw. synthetisches Methan dar. Wesentlicher Vorteil ist dabei, dass für die Speicherung und Verteilung von Erdgas bereits eine flächendeckende Infrastruktur mit Speicherkapazitäten bspw. in Österreich von annähernd 70 TWh besteht. Bei einer Rück-

² Die offiziellen Statistiken zu Pumpspeicherkapazitäten in Europa gehen häufig von deutlich höheren installierten Pumpspeicherkapazitäten aus, da diese nicht zwischen Turbinen- und Pumpleistung der Kraftwerksgruppen mit Pumpspeichern unterscheiden, sondern die Turbinenleistung der Pumpleistung gleichsetzen. Dies führt jedoch zu einer deutlichen Überschätzung der installierten Pumpleistung, die vor allem in Kraftwerken der Alpenländern deutlich unter der jeweils installierten Turbinenleistung einer Kraftwerksgruppe liegen kann. Beispielsweise verfügte die Kraftwerksgruppe Sellrain-Silz im Jahr 2010 über eine Turbinenleistung von rd. 780 MW, jedoch nur über eine Pumpleistung von 250 MW.

verstromung über moderne Erdgas-GuD-Kraftwerke könnten daraus etwa 40 TWh Strom erzeugt werden, was etwa 60 % des aktuellen österreichischen Jahresstromverbrauchs entspricht. Allerdings befindet sich das Konzept erst am Anfang der Forschungs- und Entwicklungsphase, so dass für eine mögliche großtechnische Anwendung wesentliche technische und ökonomische Fragen noch zu klären sind. Damit dürfte in absehbarer Zeit keine wirtschaftliche Nutzung von Wasserstoff- und damit auch Methanspeichersystemen zu erwarten sein.

Für die Systemintegration erneuerbarer Energien können neben zentralen Großspeichern auch dezentrale, an das Verteilnetz angeschlossene Kleinspeicher eingesetzt werden. Mögliche Anwendungsbereiche solcher verbrauchsnahe Batteriespeicher sind insbesondere die Netzstützung in Verteilnetzen. Allerdings liegen die Kosten derzeit noch um den Faktor 5 bis 10 über denen von Pumpspeichern [VDE 2008]. Kostensenkungspotenzial werden insbesondere durch laufende Forschungs- und Entwicklungsvorhaben erwartet, die nicht zuletzt durch die erhoffte breite Etablierung der Elektromobilität getrieben werden.

4.5 Der Verbraucher als virtueller Speicher

Aus Sicht des Gesamtsystems hat die zusätzliche Beteiligung der Verbraucher an der Bereitstellung flexibler Leistungsreserven den Vorteil, dass bestehende technische Einrichtungen genutzt werden können und nicht zusätzliche konventionelle Kraftwerke oder Speicher errichtet werden müssen, die teilweise nur für wenige Stunden im Jahr im Einsatz sind. Durch eine nachfrageseitige Reaktion des Stromverbrauchs auf Preissignale lässt sich ein Teil des Verbrauchs bei knappem Angebot (z. B. geringe Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien) reduzieren und umgekehrt bei einem Erzeugungsüberschuss erhöhen. Besonders geeignet für dieses intelligente Lastmanagement (Demand Response) sind gewerbliche und industrielle Verbraucher, bei denen über einen Energie- oder Produktspeicher eine Entkopplung zwischen Stromverbrauch und Energiedienstleistung erzielt werden kann. Demand Response Programme wurden vor allem in den USA zur Verbesserung der Versorgungssicherheit als Folge der häufigen Black- und Brownouts in den späten 1990er und frühen 2000er Jahre eingeführt. Im Jahr 2010 beteiligten sich in den USA Verbraucher mit einem Lastreduktionspotenzial von in Summe rd. 53.000 MW an Demand Response-Programmen (etwa 7 % der Jahreshöchstlast) [FERC 2011]. Die technischen Gesamtpotenziale werden in Österreich für Industrie und Gewerbe auf rd. 300 - 700 MW geschätzt [Gutschi und Stigler 2008], [Hinterberger und Polak 2011]. Für Deutschland liegen diese in Abhängigkeit von der Jahreszeit zwischen 9.500 und 17.000 MW, wobei durch elektrische Speicherheizungen und Wärmepumpen im Winter ein zusätzliches Potenzial von 17.000 - 25.000 MW zur Verfügung stünde [Klobasa 2009].

5 Weiterentwicklung des Marktdesigns zur Unterstützung der Integration erneuerbarer Energien

Die vorhandenen Flexibilitäts- und Ausgleichspotenziale – Kraftwerke, Speicher, Netze und Verbraucher – können nur dann effizient genutzt werden, wenn diese dem Markt auch tatsächlich zur Verfügung stehen. Da die bestehenden Marktregeln die spezifischen Erzeugungseigenschaften der fluktuierenden Stromerzeugung aus Wind- und Solarenergie oft zu wenig berücksichtigen, ist eine Weiterentwicklung der rechtlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen sowohl auf österreichischer als auch auf europäischer Ebene erforderlich (vgl. u.a. [16]). Vor allem die effiziente Bewirtschaftung der Netzengpässe an den Kuppelstellen nationaler Strommärkte sowie liquide Intraday-Märkte können einen Beitrag zur Marktintegration erneuerbarer Energien liefern. Wesentlich im Zusammenhang mit der Entwicklung liquider Intraday-Märkte ist, dass sie nicht auf nationale Märkte beschränkt bleiben, sondern grenzüberschreitend im europäischen Strombinnenmarkt auf Grundlage harmonisierter Marktregeln ausgestaltet werden. Bei der Bewirtschaftung grenzüberschreitender Netzengpässe wird diese Forderung durch die Einführung eines sog. Market Coupling zunehmend erfüllt. Allerdings werden auch beim Market Coupling die verfügbaren Kuppelkapazitäten nicht in Echtzeit optimiert, was jedoch die Integration der schwankenden und nur eingeschränkt prognostizierbaren Stromerzeugung aus Wind- und PV-Anlagen unterstützen würde. Konsequenterweise wird daher häufig die Notwendigkeit einer weiteren Entwicklung des Engpassmanagements von impliziten Auktionen hin zu einem lastflussbasierten Engpassmanagement mit Intraday Market Coupling gesehen [Neuhoff 2011].

5.1 Marktbasierte Förderung Erneuerbarer

Intraday-Handel und Engpassbewirtschaftung helfen, den europaweiten Ausgleich der Erzeugungsschwankungen und den Einsatz flexibler Kraftwerke, Speicher bzw. Lastmanagement zu optimieren, führen jedoch nicht zwingend zu einer stärker bedarfsgerechten Erzeugung der erneuerbaren Energien und damit besseren Integration in den Strommarkt. Um diese Effekte zu erzielen, ist es notwendig, nicht nur das bestehende System an das fluktuierende Angebot der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien anzupassen, sondern Anreize zu schaffen, um EE-Strom bedarfsgerecht zu produzieren und damit „grünen Strom mit grünem Strom“ zu regeln. Während beispielsweise in Deutschland die EEG-Novelle 2012 mit der Einführung eines optionalen Marktprämienmodells in die richtige Richtung geht, fehlen in Österreich bisher Anreize für Betreiber von Ökostrom-Anlagen, ihre Erzeugung in die Stunden mit den höchsten Strompreisen zu verschieben – also Stunden mit hoher Nachfrage und/oder geringer Erzeugung aus Wind- und Solarenergie. Dies könnte beispielsweise dadurch erreicht werden, in dem die Förderung von Kleinwasserkraftanlagen Anreize für den zusätzlichen Bau eines Speichers setzt, um damit Schwankungen im Angebot von Wind- und PV-Strom ausgleichen zu können.

5.2 Vom Energie- zum Kapazitätsmarkt?

Mit den beschriebenen graduellen Anpassungen des bestehenden Marktdesigns kann die Integration erneuerbarer Energien kurz- und mittelfristig wesentlich unterstützt werden. Längerfristig werden die bestehenden Marktstrukturen jedoch möglicherweise nicht die erforderlichen Anreize liefern, um das bestehende Erzeugungssystem über diese Anpassungsmaßnahmen hinaus grundlegend weiterzuentwickeln. Dies kann insbesondere dann der Fall sein, wenn mit dem heutigen Marktmodell der grenzkostenbasierten Strompreisbildung keine ausreichenden Anreize für Investitionen in flexible Kraftwerke und Speicher geliefert werden. Als möglichen Ansatz, um dieses „Investitionsdilemma“ aufzulösen, werden sog. Kapazitätsmärkte vorgeschlagen, bei denen neben dem grenzkostenbasierten Energiepreis (€/MWh) zusätzlich für eine vorab festgelegte Zeitspanne ein Leistungspreis (€/MW) für die Erzeugungs- oder Speicherkapazität bzw. zu- und abschaltbare Lasten vergütet wird [Nailis 2011].

Aufgrund ihres komplexen Designs erfordert die Einführung von Kapazitätsmärkten jedoch eine sorgfältige Analyse der energiewirtschaftlichen und energiepolitischen Randbedingungen und vor allem eine europaweite Koordination. Ohne eine solche europaweite Koordination besteht insbesondere für österreichische Pumpspeicher- und Speicherkraftwerksbetreiber ein Risiko, dass bei Einführung von länderspezifischen Kapazitätsmärkten für österreichische Speicher ein Wettbewerbsnachteil gegenüber Speicherstandorten in den Nachbarländern entstehen kann.

6 Fazit: Integriertes Gesamtpaket erforderlich

Sowohl die einzelnen systemtechnischen Möglichkeiten als auch die Optionen für die Weiterentwicklung des Marktdesigns dürfen nicht isoliert voneinander betrachtet werden. Vielmehr müssen sie als Teil eines Gesamtportfolios notwendiger Maßnahmen zur Integration erneuerbarer Energien in unser Stromversorgungssystem gesehen werden. Wesentlich ist in diesem Zusammenhang auch, dass hierfür ein europaweit abgestimmtes Vorgehen erarbeitet wird, um eine aus gesamtökonomischer Sicht effiziente Integration erneuerbarer Energien gewährleisten zu können. Auch bedarf es einer grundsätzlichen Veränderung der derzeitigen Genehmigungspraxis von energiewirtschaftlichen Infrastrukturprojekten, die für eine effiziente Integration der erneuerbaren Energien und damit für die Umsetzung der Ausbauziele erneuerbarer Energien in Europa und Österreich wesentlich sind. Ohne diese begleitenden Maßnahmen besteht ein hohes Risiko, dass Systemkonflikte mit der bestehenden Erzeugungs- und Netzstruktur die ehrgeizigen Erneuerbaren-Ziele im Stromsektor ausbremsen und damit die österreichische und europäische Energiewende in eine Sackgasse führen.

7 Literatur

Beurskens, L.W.M.; Hekkenberg, M. (2011): Renewable Energy Projections as Published in the National Renewable Energy Action Plans of the European Member States, Studie im Auftrag der European Environment Agency, Energy Research Center of the Netherlands.

Bundesministerium für Wirtschaft, Familie und Jugend (2010): Nationaler Aktionsplan 2010 für erneuerbare Energie für Österreich (NREAP-AT) gemäß der Richtlinie 2009/28/EG des Europäischen Parlaments und des Rates.

ENTSO-E (2010): Pilot Ten-Year Network Development Plan.

Europäische Kommission (2011): A Roadmap for moving to a competitive low carbon economy in 2050, COM(2011) 112 final.

European Wind Energy Association (2009): Integrating Wind - Developing Europe's power market for the large-scale integration of wind power (TradeWind Study).

Federal Energy Regulatory Commission (2011): Assessment of Demand Response and Advanced Metering, Staff Report.

Gutschi, C.; Stigler, H. (2008): Potenziale und Hemmnisse für Power Demand Side Management in Österreich, Conference Proceeding 10. Symposium Energieinnovation, Graz.

Hanning, F. et al. (2009): Stand und Entwicklungspotenzial der Speichertechniken für Elektroenergie – Ableitung von Anforderungen an und Auswirkungen auf die Investitionsgüterindustrie; Abschlussbericht der BMWi-Auftragsstudie 08/28.

Hinterberger, R.; Polak, S. (2011): Lastverschiebung in Industrie und Gewerbe in Österreich Chancen und Potentiale in zukünftigen Smart Grids, Conference Proceeding 7. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien.

Klobasa, M. et al. (2009): Integration von Windenergie in ein zukünftiges Energiesystem unterstützt durch Lastmanagement, Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung.

Lemström, B. et al. (2008): Effects of increasing wind power penetration on the power flows in European grids, TradeWind Project WP5 (verfügbar unter www.tradewind.eu), VTT Technical Research Centre of Finland.

Nailis, D. et al. (2011): Der Kapazitätsmarkt – Schlagwort oder Zukunftsprojekt?, in: „et“, 61. Jg., Heft 1/2, S. 44-47.

Neubarth, J. (2011): Integration erneuerbarer Energien in das Stromversorgungssystem. Schwerpunktthema in Energie für Deutschland 2011, Weltenergierat - Deutschland e. V.

Neuhoff, K. (2011): Europe's Challenge: A Smart Power Market at the Centre of a Smart Grid, Executive Summary des Smart Power Market Projekts, Climate Policy Initiative/Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW), Berlin.

Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. (2008): Energiespeicher in Stromversorgungssystemen mit hohem Anteil erneuerbarer Energieträger – Bedeutung, Stand der Technik, Handlungsbedarf.