



NETZAUSBAU, REDISPATCH UND ABREGELUNGEN ERNEUERBARER ENERGIE IN DEUTSCHLAND

AKTUELLE RWTH-ANALYSE: ERFOLGREICHER AUSBAU DES STROMNETZES SENKT DEN REDISPATCHBEDARF DEUTLICH UND ERMÖGLICHT VERSTÄRKTEN ERNEUERBAREN-AUSBAU

Mit „Redispatch“ wird das kurzfristige, auf Weisung der Übertragungsnetzbetreiber stattfindende Herauf- oder Herunterfahren von Kraftwerken aus Gründen der Netzstabilität bzw. der Netzüberlastung bezeichnet. Dieses Vorgehen ist Teil des üblichen Netzbetriebs, hat jedoch in den letzten Jahren deutlich zugenommen. Grund ist vor allem die im Zuge des Ausbaus Erneuerbarer Energien veränderte geographische Verteilung der Erzeugungsleistung und damit einhergehende größere Distanzen zwischen Erzeugungs- und Verbrauchszentren. Dies führt zu Transportengpässen im bestehenden Stromnetz, die durch ein entsprechendes Netzengpassmanagement kompensiert werden müssen. Eine aktuelle RWTH-Analyse zeigt, dass mit den aktuell geplanten Netzausbauvorhaben diese Engpässe ganz überwiegend behoben werden können. Dadurch würden die aus Gründen der Netzsicherheit gegen den Markt gesteuerten Strommengen erheblich sinken und selbst bei einem verstärkten Erneuerbaren-Ausbau noch deutlich unter dem aktuellen Niveau bleiben.

AUF EINEN BLICK

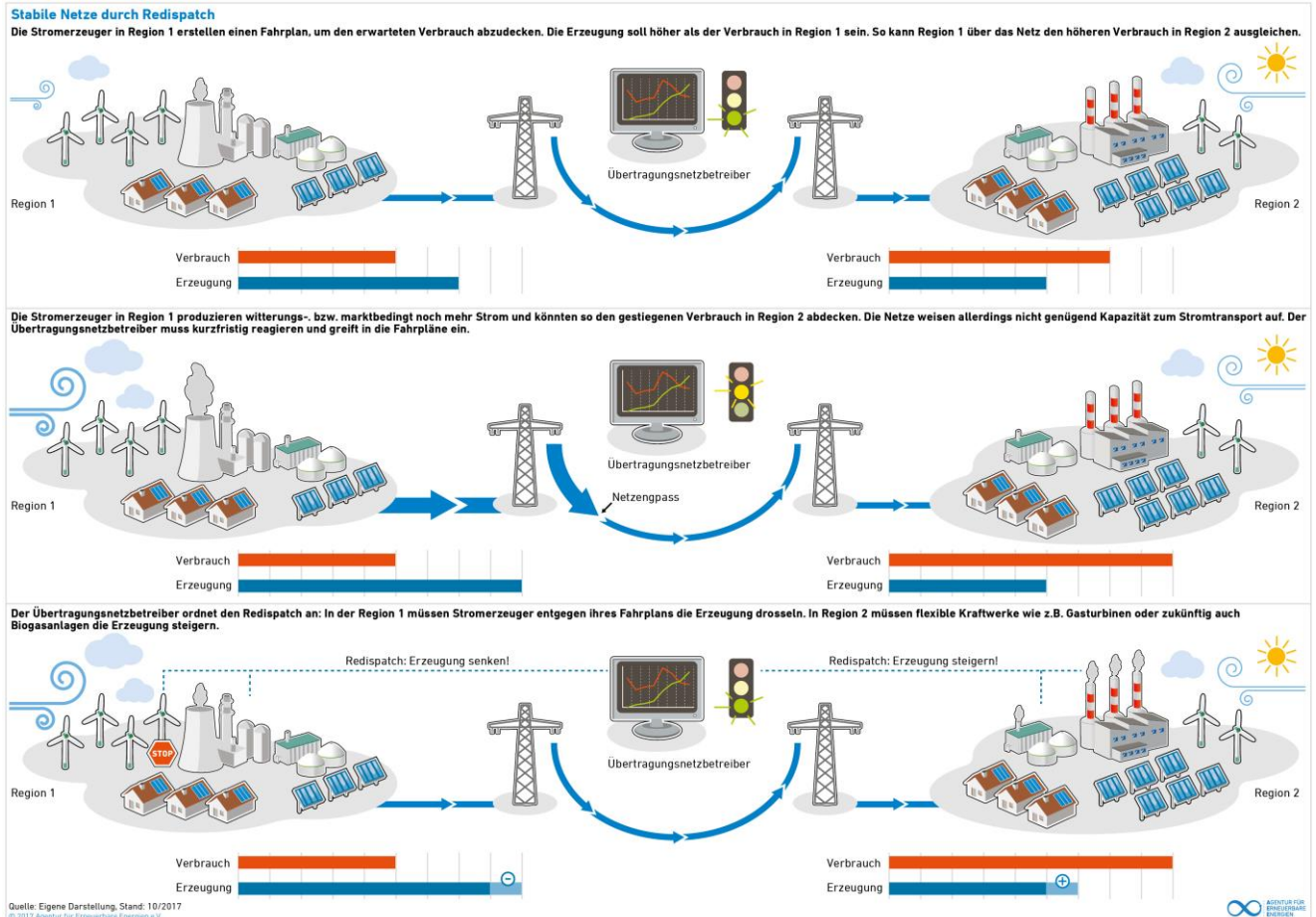
- Der bisher geplante Netzausbau senkt die künftigen Redispatchmengen erheblich
- Bisher zirkulierende Prognosen zum zukünftigen Umfang solcher Eingriffe in den Kraftwerksbetrieb vor 2025 sind deutlich überhöht
- Die Realisierung der Netzausbaupläne würde darüber hinaus Raum für einen gegenüber den aktuellen Planungen der Bundesregierung signifikant erhöhten Erneuerbaren-Ausbau geben
- Selbst mit einem verstärkten Ausbau Erneuerbarer Energien bleiben bei erfolgtem Netzausbau die Eingriffe ins Stromsystem deutlich unter dem heutigen Niveau

zeichnet. Ein Redispatch ist demnach die Neuerstellung/Anpassung der Fahrpläne zum Kraftwerksbetrieb. Grund für den Einsatz von Redispatchmaßnahmen sind Überlastungen im Stromnetz durch Überschreitung der Transportkapazitäten, welche vermieden bzw. verringert werden sollen. Stellt ein Übertragungsnetzbetreiber eine solche akute oder drohende Überlastung in einem Netzabschnitt fest, kann er die Kraftwerksbetreiber vor dem Netzengpass anweisen, ihre Leistungseinspeisung zu drosseln. Jenseits des Engpasses wird die Leistung ausgesuchter Kraftwerke dagegen erhöht, um den Ausgleich von Stromerzeugung und -verbrauch zu gewährleisten. Damit wird der Stromtransport über die betroffene Leitung verringert und eine Überlastung vermieden. Die Netzstabilität bleibt gewahrt.

Während mit Redispatch ganz überwiegend die Anpassung der Fahrweise konventioneller Kraftwerke bezeichnet, betrifft das so genannte Einspeisemanagement Erneuerbare-Energien-Anlagen. Diese haben prinzipiell das Recht, vorrangig ins Stromnetz einzuspeisen, eine Abregelung ist nur als allerletztes Mittel bei der Vermeidung von Netzengpässen vorgesehen. In der Praxis wird aber oft erneuerbare Einspeisung reduziert, während konventionelle Kraftwerke weiterlaufen oder nur teilweise abgeregelt werden. Dies kann etwa an technischen Unflexibilitäten der konventionellen Kraftwerke oder an anderweitigen Verpflichtungen, etwa zur Lieferung von Wärme oder Regelenergie, liegen.

1 WAS IST REDISPATCH UND EINSPEISEMANAGEMENT?

Redispatch meint eine Anpassung der Leistungseinspeisung von Kraftwerken auf Anforderung der Übertragungsnetzbetreiber. Das Wort ist von „dispatch“ (abfertigen, ausliefern) abgeleitet, welches den eigentlichen Kraftwerksfahrplan be-



Die Veränderung der Kraftwerksfahrpläne erfolgt also allein auf Anweisung der Netzbetreiber und nicht marktgetrieben. Damit die Betreiber der betroffenen Kraftwerke keine ökonomischen Einbußen erleiden, werden sie entschädigt – sowohl der Kraftwerksbetreiber, welcher die dann fehlende Energie hinter dem Netzengpass zusätzlich produzieren muss als auch die abgeregelten Einspeiser vor dem Engpass. Dies gilt insbesondere für die Betreiber von Erneuerbare-Energien-Anlagen, da deren Strom eigentlich vorrangig eingespeist werden muss. Die Entschädigung wird über die Netzentgelte, genauer gesagt: die Übertragungsnetzentgelte, finanziert.

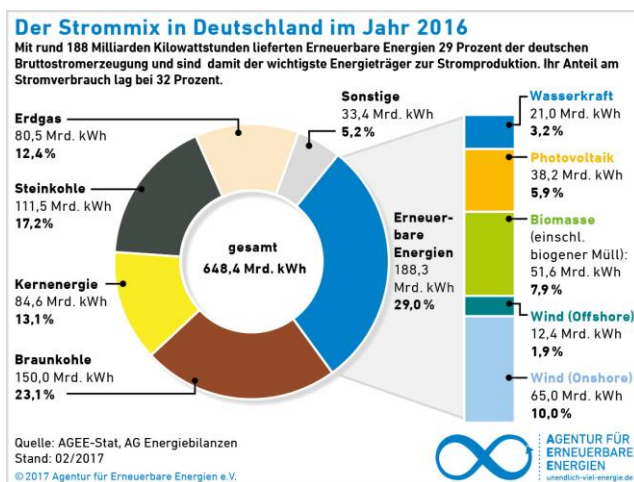
Eine wichtige Ursache des Problems ist, dass beim reinen Stromverkauf die Transportkapazität und Verfügbarkeit der Stromnetze keine Rolle spielt. Der Markt sieht Deutschland als „Kupferplatte“, also ohne Transportbeschränkungen für den elektrischen Strom. Eine typische Situation ist etwa, dass an der Strombörse günstiger Wind- oder Kohlestrom aus dem Norden eingekauft wird, welcher beispielsweise einen hohen Verbrauch in Süddeutschland abdecken soll. Die eingekaufte Strommenge kann aber nicht vollständig zum Verbrauchsort transportiert werden, da die Netzkapazitäten fehlen bzw. die vorhandenen Leitungen überlastet würden, woraufhin der Netzbetreiber mit Redispatchmaßnahmen eingreift und die Überlastung verhindert. Solche Eingriffe sind also technisch und nicht ökonomisch begründet, und sie kommen auch nicht durch zu wenig, sondern eher durch zu viel Strom zustande.

2 WAS HAT DIE ENERGIEWENDE MIT STEIGENDEM REDISPATCH ZU TUN?

Redispatchmaßnahmen sind eine übliche Form des Eingriffs zur Sicherung der Stromversorgung und werden schon seit Jahrzehnten angewandt – also auch ganz unabhängig vom Ausbau Erneuerbarer Energien. Warum gibt es also eine verstärkte Diskussion auch in der breiten Öffentlichkeit um dieses doch sehr spezielle Thema? Dies liegt vor allem an der starken Steigerung von Redispatchmaßnahmen und damit auch den gestiegenen Kosten für diesen Ausgleich: 2010 wurde noch eine Energiemenge von 306 Gigawattstunden (GWh) „redispatcht“, also herunter- und heraufgeregelt¹. Bis 2015 stieg diese durch die Netzbetreiber gesteuerte Strommenge (Redispatch und Einspeisemanagement) auf den bisherigen Höchststand von 20.722 GWh. 2016 gab es allerdings mit 15.218 GWh bereits wieder einen Rückgang der Redispatchmenge².

Hintergrund ist der Erfolg beim Ausbau Erneuerbarer Energien, welcher nicht von einer entsprechenden Anpassung der Infrastruktur begleitet wurde. Da insbesondere die Windenergie, sowohl an Land und inzwischen auch auf See, in den letzten Jahren enorme Kostenreduktionen erzielen konnte, kam es zu einem vergleichsweise schnellen Ausbau dieser Tech-

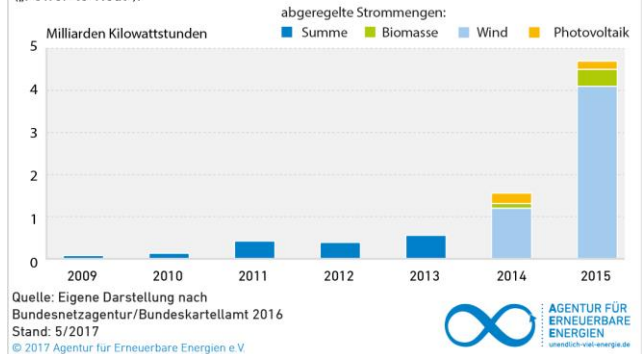
nologie. Insbesondere in Norddeutschland wurden große Kapazitäten zur Erzeugung von klimaschonendem Strom aufgebaut. Die klassischen deutschen Verbrauchszentren sind aber traditionell eher im Süden und Westen der Republik verortet. Auch dort kam es zwar zu einem Ausbau der Erneuerbaren-Kapazität, allerdings längst nicht so stark wie im Norden. Zudem sind im Süden, wie im Atomausstiegsgesetz vereinbart, auch schon einige große Kernkraftwerksblöcke vom Netz gegangen bzw. werden in den kommenden Jahren heruntergefahren. Das Ungleichgewicht zwischen Stromexportmöglichkeiten im Norden und Strombedarf im Süden hat sich also vergrößert, es muss daher deutlich mehr Elektrizität in dieser Richtung transportiert werden – und da die Stromnetze bislang nicht in entsprechendem Maße an die neue Systemarchitektur angepasst wurden, kommt es immer häufiger zu Engpässen und damit zu notwendigen Eingriffen durch die Netzbetreiber.



Vor allem die vermehrte Abschaltung von Windenergieanlagen ist in diesem Zusammenhang immer wieder Gegenstand von Diskussionen, da es beim Blick auf Deutschland insgesamt ja noch keine Situation von „überschüssigem“ Strom gab: Über das Jahr gesehen, lag der Anteil Erneuerbarer Energien am Stromverbrauch 2016 bei etwa 32 Prozent, und selbst in Stunden mit sehr hoher Einspeisung Erneuerbarer Energien und sehr geringer Last konnten Wind, Sonne, Biomasse und Co. bislang höchstens 80 Prozent des deutschen Strombedarfs decken. Es gibt aktuell also deutschlandweit gesehen keine Erneuerbaren-Stromüberschüsse, sondern höchstens regional nicht abtransportierbare Energiemengen. Eine Abregelung von CO₂-freiem Strom ist daher nicht nur aus Kosten- bzw. Akzeptanzgesichtspunkten, sondern auch aus Klimaschutzgründen, insbesondere angesichts der absehbaren Verfehlung der Klimaziele der Bundesregierung, kontraproduktiv. Abregelungen Erneuerbarer-Energie-Anlagen sollten daher weitgehend vermieden werden.

Durch Abregelung von Anlagen verlorene Strommenge aus Erneuerbaren Energien

Ohne Abregelung („Einspeisemanagement“) hätten Erneuerbare-Energien-Anlagen im Jahr 2015 rund 192 statt 187 Milliarden Kilowattstunden Strom erzeugt. Statt Anlagen zu drosseln, könnte der Strom zum Beispiel auch zum Heizen genutzt werden („Power-to-Heat“).



3 MÖGLICHKEITEN ZUR VERRINGERUNG VON ABREGELUNG UND REDISPATCH

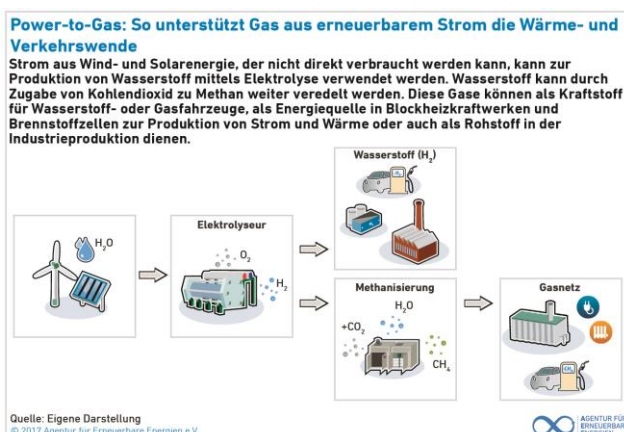
Redispatch ist zwar ein üblicher Teil des Netzbetriebs und wird auch in Zukunft vorkommen, nichtsdestotrotz sollten solche Eingriffe aus ökonomischen wie ökologischen Gründen möglichst selten getätigt werden. Es stehen unterschiedliche Möglichkeiten zur Verfügung, wie eine Reduktion der netzbedingten Eingriffe in den Kraftwerksbetrieb erreicht werden kann:

Da Redispatch vor allem aus Engpässen im Stromnetz resultiert, ist die logischste und direkteste Vermeidungsstrategie natürlich ein Netzaus- und -umbau. Die Herausforderung ist hier, das über die Jahrzehnte gewachsene Stromnetz, welches auf die großen Kohlekraftwerke im Westen und Osten des Landes sowie auf die Verbrauchszentren im Süden der Republik ausgerichtet war, nun entsprechend den Erfordernissen der Energiewende anzupassen. Diese Pläne liegen auch schon länger vor, allerdings gab es im ersten Jahrzehnt des Jahrtausends nur sehr geringe Investitionen in die Netzinfrastruktur und bis heute erhebliche soziale Widerstände sowie politische Verzögerungen. Auch wenn der Netzausbau inzwischen an Fahrt aufnimmt und es konkrete Zeit- und Ausbaupläne gibt, existieren teilweise noch mangelnde Abtransportmöglichkeiten für die dynamisch gewachsenen Erneuerbaren Energien. Aufgrund der oft mehrjährigen Realisierungsdauer für Erneuerbare-Energien-Projekte, insbesondere bei (Offshore-)Windenergieanlagen und da die deutschen Erneuerbaren- und Klimaziele für 2020 bereits absehbar verfehlt werden, ist eine Verlangsamung des Erneuerbaren-Ausbaus keine zielführende Option. Stattdessen müssen alternative Ansätze wie zur Netzengpassvermeidung den laufenden Ausbau der Stromnetze begleiten.

Schon bei den bestehenden Netzen besteht hier Optimierungspotenzial. So kann etwa durch innovative Ansätze wie Freileitungsmonitoring, Hochtemperaturbeseilung oder auch

mittels lastflusssteuernder Elemente die Kapazität bestehender Leitungen erhöht bzw. besser ausgenutzt werden. Engpasssituationen würden so allein mit den bestehenden Verbindungen eingedämmt. Auch die Optimierung des Redispatchprozesses selbst, etwa durch die Ausweitung der Absprachen zwischen Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern sowie eine bessere Einbindung von Erneuerbare-Energien-Anlagen könnten die Menge an abgeregeltem Strom senken.³

Auch die Zwischenspeicherung von Energie kann Redispatch verringern. Zu den räumlichen Transportmöglichkeiten über die Netze würde sich so noch eine zeitliche Verschiebeoption gesellen, womit der notwendige Stromtransport gleichmäßiger gestaltet und eine Abregelung von Einspeiseleistungen vermieden werden könnte⁴. Insbesondere die Kopplung von Batteriespeichern mit fluktuierenden Erneuerbaren Energien ist hier eine denkbare Variante, die insbesondere bei Solarstrom-, aber auch bei Windenergieanlagen schon zur Anwendung kommt. Aber auch die direkte Kopplung von Pumpspeichern und einem Windpark wird bereits versucht. Auch wenn vermehrte Zwischenspeicherungskapazitäten das Problem der Abregelung Erneuerbarer Energien zumindest dämpfen könnten, würden diese zeitlich verschobene Einspeisung nicht das Problem lösen, dass der Süden Deutschlands durch die vollständige Abschaltung aller Atomkraftwerke in Zukunft vermehrt auf Stromimporte aus dem Norden angewiesen sein wird. Bayern und Baden-Württemberg erzeugten noch 2015 etwa 43 bzw. 35 Prozent ihres Stroms aus Atomkraft und waren dabei schon auf zusätzliche Importe angewiesen. Allein für die Versorgung der industriellen Zentren im Süden braucht es also neue Transportkapazitäten.



Als alternative Speichermöglichkeit wird der Power-to-Gas-Ansatz diskutiert. Bei dieser Technologie wird aus Ökostrom Wasserstoff oder synthetisches Methan erzeugt, wodurch sehr viel größere Energiemengen gespeichert und mittels einer Anbindung an das Gasnetz auch transportiert werden könnten. Dass dieser Ansatz prinzipiell funktioniert, zeigt eine Vielzahl an Pilotanlagen. Allerdings geht bei dieser Umwandlung einiges an Energie verloren. Insbesondere wenn synthetisches Methan in Wärmekraftwerken wieder rückverstromt werden soll, ist der Effizienzverlust gegenüber dem Transport

über das Stromnetz bzw. der Speicherung in Batterien erheblich. Zudem ist das Power-to-Gas-Verfahren aktuell teurer als Batteriespeicher und hätte damit gegenüber dem Netzausbau noch deutlichere ökonomische Nachteile – auch wenn die Technologie als Langfristspeicher sowie für Wärme- und Verkehrsanwendungen nach aktuellem Stand der Debatte auf Dauer ohnehin gebraucht wird und dann die Abregelungs-/Redispatchmengen zusätzlich verringern kann.

Auch eine standortnahe Alternativnutzung des Stroms, beispielsweise zur Wärmeerzeugung oder für flexible Verbraucher in der Industrie, ist eine Option zur Verringerung der Abregelung. Obgleich dies das Problem nur einseitig lösen würde und den erhöhten Strombedarf jenseits des Netzengpasses nicht verhindert, könnte so immerhin die Abregelung von eigentlich erzeugbarem klimafreundlichen Strom eingedämmt werden – und damit auch die resultierenden Entschädigungszahlungen.

Als regulatorische Maßnahme wird auch über die Aufspaltung des deutschen Strommarktes in zwei Preiszonen nachgedacht, um den mangelnden Transportkapazitäten im Markt besser Rechnung zu tragen: Im Süden würde Strom dadurch tendenziell teurer, hier würde sich der Neubau von Kraftwerken, welcher aktuell nicht rentabel ist, wieder lohnen. Im Norden wäre der Strom günstiger, wodurch sich auch die oben genannten Alternativen des Stroms in anderen Sektoren stärker lohnen könnten. Da eine solche Regelung jedoch sehr tief in das deutsche Energiewirtschaftssystem eingreifen würde und beispielsweise dafür sorgen könnte, dass große Industrieunternehmen ihre Produktion von der teureren in die günstigere Preiszone verlagern, wird dieser Schritt von kaum einem politischen Akteur ernsthaft verfolgt. Zudem wäre eine Aufteilung in Preiszonen in einem relativ eng vermaschten Stromnetz wie in Deutschland auch schwierig umzusetzen – und nicht zuletzt würde der ohnehin beschlossene Netzausbau die Unterschiede zwischen den Zonen auf Dauer ohnehin nivellieren⁵. Allerdings wird durchaus über abgeschwächte Varianten dieses Ansatzes nachgedacht, etwa in Form von flexiblen Netzentgelten, die je nach Einspeise- und Verbrauchssituation schwanken können und auch eine regionale Komponente beinhalten, um so den Netzzustand stärker in die marktliche Preisbildung zu integrieren⁶.

Auch der verstärkte Ausbau von Erzeugungskapazität hinter dem Netzengpass könnte die Situation entschärfen. Aus Klimaschutzsicht sollten hierbei natürlich vorrangig Erneuerbare-Energien-Anlagen genutzt werden. Allerdings gehen im Süden der Republik durch den Atomausstieg bis 2022 zunächst noch erhebliche weitere konventionelle Kapazitäten vom Netz. Ein vollständiger Ersatz dieser Stromerzeuger nur durch CO_2 -freie Erneuerbare Energien, würde eine Vervielfachung des aktuellen Ausbautempos in diesen Regionen bedeuten, was verschärfte Akzeptanzdebatten auslösen könnte. Zudem wäre es volkswirtschaftlich unsinnig, die großen Potenziale kostengünstiger Windenergieerzeugung in Nord-

deutschland bzw. auf Nord- und Ostsee nicht auch für den Süden Deutschlands zu nutzen. Kurz gesagt: Der – nicht nur hinsichtlich einer Verringerung des Redispatches – sinnvolle Ausbau der Erneuerbaren in ganz Deutschland kann den Ausbau der Übertragungsnetze nicht vollständig ersetzen.

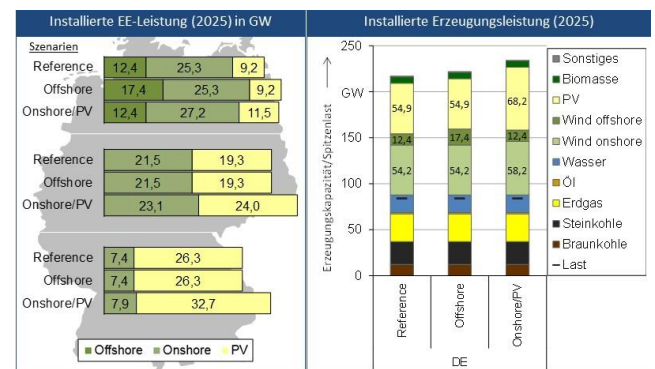
Neben dem Ausbau von Kraftwerkskapazität hinter dem Netzengpass würde natürlich auch eine Verringerung der Einspeisung vor dem Netzengpass helfen - insbesondere mit Blick auf die Vielzahl an Situationen, in denen Windenergieanlagen im Norden bereits abgeregelt werden, während konventionelle Kraftwerke noch laufen⁷. Grund für diese unerwünschten Situationen sind technische Inflexibilitäten der Kohlekraftwerke sowie Verpflichtungen zur Regenergie- bzw. Wärmebereitstellung. Eine Übernahme dieser Lieferung durch andere Erzeuger, idealerweise Erneuerbare Energien, sowie eine Flexibilisierung bzw. Abschaltung vor allem der im Osten Deutschlands gelegenen Kohlekraftwerke würde damit nicht nur zu einer Verringerung der Treibhausgasemissionen, sondern auch der Netzengpasssituationen führen.

Ein Um- und Ausbau der bislang auf Basis des konventionellen Systems gewachsenen Stromnetze kann also als eine entscheidende Voraussetzung für eine erfolgreiche Energiewende betrachtet werden, auch hinsichtlich einer Verringerung des Redispatchvolumens und der Abregelung von Erneuerbaren Energien. Die aufgezeigten Alternativoptionen haben spezifische Vorteile und sollten ergänzend angegangen werden, können den Netzausbau aber zumindest aus ökonomischen, teilweise auch aus technischen Gründen nicht ersetzen. Im Folgenden soll näher auf diese Flexibilitätsoption eingegangen werden. Das Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft der RWTH Aachen hat hierzu im Auftrag von DONG Energy (ab November 2017: Ørsted) eine aktuelle Analyse verfasst, welche die Wirkung des Netzausbaus auf das Engpassmanagement untersucht⁸. Methodik und Ergebnisse der Studie werden im Folgenden zusammengefasst.

4 METHODIK DER RWTH-STUDIE

Grundlage der Analyse ist eine von der RWTH Aachen entwickelte Modellierung des deutschen und europäischen Stromversorgungssystems. Für die Jahre 2024 und 2025 wurde diese Modellierung hinsichtlich der aktuellen Netzausbauplanungen sowie des von der Bundesregierung angestrebten Ausbaus Erneuerbarer Energien weiterentwickelt. Im Netzmodell des Jahres 2024 ist also etwa das Projekt Ultratnet enthalten, das nach Angaben der Bundesnetzagentur 2021 in Betrieb gehen soll, aber noch nicht die großen Hochspannungsgleichstrom-Übertragungsleitungen (HGÜ) SuedLink und SuedOstLink. Diese sollen nach aktueller Planung der Netzbetreiber ab 2025 bereitstehen und sind dementsprechend erst in den Szenarien für dieses Jahr berücksichtigt (genaue Angaben zu den Netzausbauprojekten unter www.netzausbau.de).

Für das Jahr 2025 wurden neben einem Referenz- zudem auch Alternativszenarien mit einem erhöhten Ausbau Erneuerbarer Energien erstellt. Diese Alternativszenarien gehen jeweils von einer Erhöhung der Ökostromerzeugung um 20 TWh aus, was mehr als 3 Prozent der gesamten Stromerzeugung dieses Jahres entspricht. Im ersten Alternativszenario wurde diese Erhöhung mit einem dezentralen Erneuerbaren-Ausbau von Onshore-Wind und Photovoltaik realisiert, was einen um 17,3 GW größeren Kraftwerkspark erfordert (13,3 GW Photovoltaik + 4 GW Wind Onshore). Im zweiten Szenario wurde ein verstärkter Offshore-Ausbau untersucht, wobei für die gleiche zusätzliche Strommenge nur eine Leistungserhöhung um 5 GW bei dieser Technologie erforderlich war, welche allerdings naturgemäß auf den Norden Deutschlands konzentriert ist.



Quelle: RWTH Aachen

Auf Basis dieser Szenarien wurde eine europaweite Marktsimulation durchgeführt, in der immer die günstigsten Kraftwerke die aktuelle Erzeugung decken – wobei die technischen Rahmenbedingungen der einzelnen Kraftwerke, Kosten für Rohstoffe, Betriebsmittel und CO₂-Zertifikate sowie die Leistungsmöglichkeiten der Grenzkuppelstellen berücksichtigt wurden. Auf Basis dieser Kraftwerksplanung wurde dann für Deutschland genau untersucht, welche Redispatchmaßnahmen nötig wären, wie sich diese verteilen und welchen Einfluss die Inbetriebnahme der HGÜ-Leitungen bzw. ein verstärkter Erneuerbaren-Ausbau auf die notwendigen Eingriffe ins Stromnetz haben. Darüber hinaus wurde genauer betrachtet, inwiefern zusätzliche Kapazitäten von Offshore-Windenergieanlagen an Netzverknüpfungspunkten an der Nord- und Ostseeküste einen Einfluss auf die Netzbelastung haben und wie hiermit im Rahmen des Übertragungsnetzbetriebs umgegangen werden kann.

5 ERGEBNISSE / WEITERE ENTWICKLUNG DER REDISPATCMENGEN

Die europaweite Marktsimulation zeigt zunächst, dass Deutschland auch Mitte des nächsten Jahrzehnts seinen Jahresbedarf an Strom aus eigenen Quellen mehr als decken kann. Die Exportmengen gehen zwar etwas gegenüber dem heutigen Niveau zurück, für das Jahr 2024 wird aber weiterhin ein positiver Saldo der Im- und Exporte von 23,6 TWh erreicht,

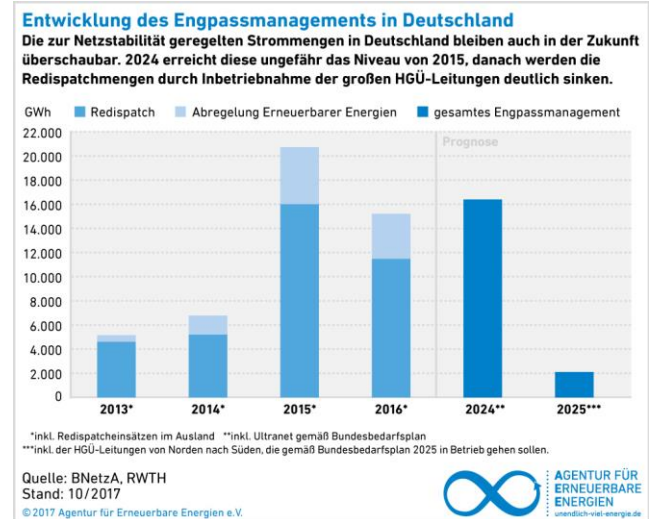
was etwa dem des Jahres 2012 entspricht. Der grenzüberschreitende Stromhandel nimmt dabei generell in alle Richtungen zu, was einerseits durchaus an dem europaweit verstärkten Einsatz (fluktuierender) Erneuerbarer Energien liegt, andererseits aber auch einfach in dem stärkeren Zusammenwachsen der europäischen Energiemärkte und der Rolle Deutschlands als Drehkreuz für diesen Handel begründet liegt.

Unter anderem dieser verstärkte Stromhandel führt zu Netzengpässen, welche dann Redispatchmaßnahmen bzw. die Abregelung von Erneuerbaren-Anlagen erfordern. Für das Jahr 2024 ergibt das errechnete Szenario, dass die Engpässe im Übertragungsnetz wie schon heute vorrangig in Nord-Süd-Richtung auftreten. Ein typischer Eingriff durch die Netzbetreiber wären das Herunterregeln von Windenergieanlagen im Norden und Osten sowie das Hochfahren von Gaskraftwerken im Süden, teilweise auch im Westen des Landes. Die im System dann noch existierenden Braunkohlekraftwerke würden sich im Prinzip gut für Redispatchmaßnahmen eignen, da sie geographisch nahe an bzw. vor den Netzengpässen liegen. Da diese Kraftwerke in dem angewendeten Fundamentalmodell jedoch auch für die Vorhaltung von Regelleistung eingespannt sind bzw. Lieferverträge über die Bereitstellung von Fernwärme einhalten müssen, lassen sich diese nur sehr eingeschränkt herunterregeln. Mit einer verstärkten Regelleistungsbereitstellung bzw. Wärmeversorgung durch Erneuerbare Energien ließen sich also stärker auch Kohlekraftwerke herunterregeln und damit die Abregelung insb. von Windstrom verringern.

Auch wenn ein Nicht-Nutzen eigentlich erzeugbarer CO₂-freier Energie möglichst vermieden werden sollte, ist der Umfang der Maßnahmen insgesamt jedoch überschaubar. Nach den RWTH-Berechnungen beläuft sich die im Jahr 2024 insgesamt in den Kraftwerken herauf- und heruntergeregelte Energiemenge auf rund 16 TWh, was etwa dem Niveau des Jahres 2016 entspricht und deutlich unter dem Wert von 2015 liegt. Der Umfang der Eingriffe in den Kraftwerksbetrieb würde zudem deutlich unter den bisherigen Prognosen bleiben – so hatte etwa TenneT, einer der vier Übertragungsnetzbetreiber in Deutschland, laut Bundesregierung für 2023 mit einem Redispatchvolumen von 33 TWh gerechnet⁹.

Schon vor Inbetriebnahme der großen HGÜ-Leitungen, die ab 2025 Windstrom von Nord nach Süd transportieren sollen, bleibt der Umfang der Eingriffe in den Kraftwerksbetrieb also auf dem heutigen Niveau, welches zwar vergleichsweise hoch, aber auch durchaus bewältigbar ist. Durch die Integration der HGÜ SuedLink und SuedostLink sinkt die Summe der für einen sicheren Netzbetrieb abgeregelten bzw. zusätzlich eingespeisten Strommenge dann sehr deutlich und beläuft sich im untersuchten Jahr 2025 auf nur noch 2,1 TWh pro Jahr. Die wenigen verbleibenden Eingriffe finden vor allem in Mitteldeutschland (Abregelungen) sowie im Ruhrgebiet (Leistungserhöhungen) statt. Im Norden Deutschlands finden bis auf wenige Ausnahmen in Niedersachsen kaum noch Abregelungen

statt, der dortige Windkraftwerkspark an Land und auf See kann dann fast ohne Einschränkungen voll genutzt werden.

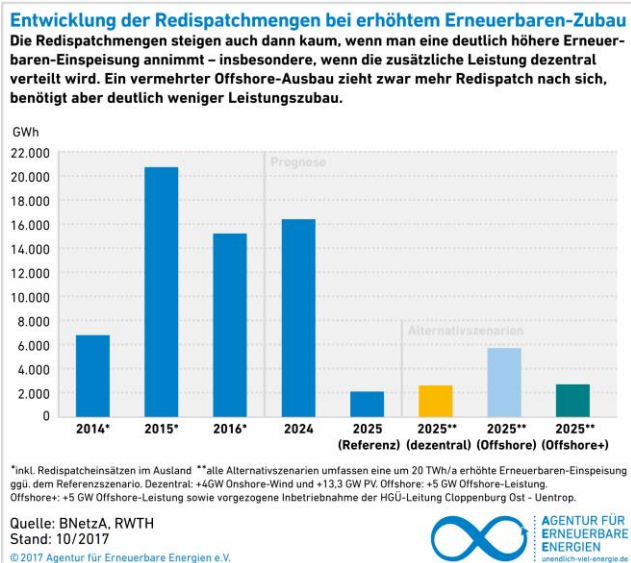


Während das Referenzszenario einen Anteil von ungefähr 50 Prozent Erneuerbaren Energien im Jahr 2025 ergibt und damit in etwa den Zielen der Bundesregierung entspricht (40–45 Prozent EE-Anteil am Bruttostromverbrauch, der Anteil am Nettostromverbrauch liegt methodisch bedingt immer etwas höher), wurde in der RWTH-Analyse auch untersucht, wie ein verstärkter Ausbau Erneuerbarer Energien auf den Umfang des notwendigen Netzengpassmanagements wirken würden. Es wurde dabei von einer um 20 TWh pro Jahr erhöhten Einspeisung Erneuerbarer Energien ausgegangen, die im ersten Alternativszenario durch einen dezentralen Zubau von Onshore-Windenergie- und Photovoltaikanlagen, im zweiten Alternativszenario allein durch zusätzliche Offshore-Wind-Kapazität bereitgestellt wird (s.o.).

Im dezentralen Alternativszenario erhöhen sich die netzbedingten Eingriffe auf den Kraftwerksbetrieb dabei kaum, trotz eines um insgesamt 17,4 GW größeren Erneuerbaren-Kraftwerkspark steigt die Redispatchmenge nur wenig auf 2,7 TWh/a und bleibt damit weiter sehr klar unter dem heutigen Niveau. Dies liegt natürlich auch daran, dass die Mehrheit der zusätzlichen Leistung in der Mitte und im Süden der Republik verortet wird, ist angesichts von u.a. angenommenen 2 GW zusätzlicher Onshore-Windleistung im Norden aber durchaus bemerkenswert.

Im Offshore-Alternativszenario steigt dagegen das Redispatchvolumen deutlicher auf 5,7 TWh und liegt damit etwa doppelt so hoch wie im ersten Alternativszenario. Hier macht sich bemerkbar, dass mit dieser Technologie zwar deutlich weniger Leistung zur Erzeugung der angestrebten zusätzlichen 20 TWh/a Stromerzeugung nötig ist, dass die Kapazitäten aber naturgemäß in wenigen Regionen konzentriert sind bzw. diese zusätzliche Stromerzeugung an nur wenigen Netzknoten eingespeist wird. Nichtsdestotrotz liegt auch diese erhöhte Redispatchmenge noch deutlich unter dem heutigen Niveau, der geplante Netzausbau sorgt also auch mit deutlich

mehr Offshore-Windenergie (+5 GW) für eine erhebliche Entspannung beim Netzengpassmanagement.



Entsprechend der regionalen Konzentration der zusätzlichen Leistung im Offshore-Szenario fallen die zusätzlich erforderlichen Abregelungen vor allem an den Netzknoten an der niedersächsischen Nordseeküste an, zusätzliche Leistung wird wie schon im Referenzszenario vor allem im Ruhrgebiet abgerufen. Der für die Eingriffe hauptsächlich verantwortliche Netzengpass lässt sich regional stark eingrenzen und damit gut beheben: Eine Sensitivitätsberechnung mit einer zusätzlich installierten HGÜ vom Offshore-Anlandepunkt Cloppenburg Ost nach Uentrop, welche auch im ersten Entwurf zum Netzentwicklungsplan 2030 enthalten ist, würde das Redispatchvolumen unmittelbar um mehr als die Hälfte senken. Das Eingriffsvolumen bliebe mit der verstärkten Leistung also etwa auf dem Niveau des Dezentral-Szenarios bzw. nur wenig über dem Referenzszenario.

6 ZUSAMMENFASSUNG/FAZIT

Die Energiewende erfordert nicht nur einen Ausbau Erneuerbarer Energien, sondern auch eine Anpassung der umgebenden Infrastruktur. Dazu gehört auch ein Um- und Ausbau der Stromnetze. Dass hier Engpässe bestehen, wird an den steigenden Eingriffen in den Kraftwerksbetrieb deutlich, die zur Netzstabilität notwendig sind - auch wenn diese Überlastungssituationen nicht nur am Ausbau Erneuerbarer Energien, sondern teilweise auch an unflexiblen konventionellen Kraftwerken liegen. Der von der Bundesregierung geplante Netzausbau würde dabei nicht nur zusätzliche Flexibilität ins Elektrizitätssystem bringen, sondern auch die Versorgungssicherheit Süddeutschlands sichern und ermöglichen, dass die dort wegfallenden Atomkraftwerkskapazitäten auch durch günstigen Meeres- und Landwindstrom aus dem Norden Deutschlands ersetzt werden können.

Dass die Pläne der Bundesregierung die aktuell bestehenden Engpässe im Netz ganz überwiegend beseitigen würden, bestätigt die hier behandelte Analyse der RWTH Aachen. Die Untersuchung zeigt aber auch, dass sogar schon vor der Inbetriebnahme der großen HGÜ-Leitungen im Jahr 2025 die Eingriffe ins Netz etwa auf heutigem Niveau bleiben und nicht wie teilweise vorhergesagt noch deutlich steigen. Die HGÜ-Leitungen würden sogar Platz für einen deutlich erhöhten Ausbau Erneuerbarer Energien lassen. Selbst wenn dieser zusätzliche Ausbau nur über Offshore-Windenergie stattfinden würde, wäre die Redispatchmenge zwar deutlich höher als im Referenzszenario, betrüge aber trotzdem nur etwa ein Drittel des heutigen Wertes.

Mit den HGÜ-Leitungen wird also durchaus Raum für eine verstärkte Nutzung Erneuerbarer Energien geschaffen. Ein verstärkter Ausbau der unterschiedlichen Erneuerbaren Energien ist zur Erreichung der Klimaziele auch notwendig, entsprechende Projekte, insbesondere bei der (Offshore-) Windenergie benötigen aber einige Jahre Vorlaufzeit. Daher sollte mit einem verstärkten Erneuerbaren-Ausbau nicht erst bis zur Umsetzung der Netzausbaupläne gewartet werden, sondern dieser auch schon in der Zeit bis 2025 umgesetzt werden. Einer möglichen Erhöhung der Netzengpasssituationen zuvor kann durch ergänzende Maßnahmen wie Speicherausbau, verstärkte Sektorenkopplung oder auch die Flexibilisierung/Abschaltung von Kohlekraftwerken entgegengewirkt werden.

WEITERE INFORMATIONEN

- **Agentur für Erneuerbare Energien (Hg.):** „Erneuerbare im Netz. Die notwendige Anpassung der Versorgungsinfrastruktur.“ Berlin, 2011.

www.unendlich-viel-energie.de/mediathek/hintergrundpapiere/erneuerbare-im-netz

- **Bundesnetzagentur:** Informationsportal zum Netzausbau

www.netzausbau.de

- **Übertragungsnetzbetreiber:** Netztransparenz.de. Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber

www.netztransparenz.de/

- ¹ BDEW: Redispatch in Deutschland. Auswertung der Transparenzdaten. Berlin, 08. Juni 2017.
[https://www.bdew.de/internet.nsf/id/7FF9D6CC1CA14D85C12580CD004A10B3/\\$file/2017-06-08_Bericht%20Redispatch_Stand%20Juni%202017.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/id/7FF9D6CC1CA14D85C12580CD004A10B3/$file/2017-06-08_Bericht%20Redispatch_Stand%20Juni%202017.pdf), Abruf am 04. Oktober 2017.
- ² Bundesnetzagentur: Berichte zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen sowie Jahresbericht 2016.
<https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Allgemeines/Presse/Mediathek/Berichte/berichte-node.html>, Abruf am 05. Oktober 2017.
- ³ Deutsche Energie-Agentur: Höhere Auslastung des Stromnetzes. Ergebnispapier des dena-Stakeholder-Prozesses. Berlin, September 2017.
https://shop.dena.de/fileadmin/denashop/media/Downloads_Dateien/esd/9209_Ergebnispapier_dena-Stakeholder-Prozess-Hoehere_Auslastung_Stromnetze.pdf, Abruf am 05. Oktober 2017.
- ⁴ Agora Energiewende: Stromspeicher in der Energiewende. Berlin, September 2014. https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/downloads/publikationen/Studien/Speicher_in_der_Energiewende/Agora_Speicherstudie_Web.pdf, Abruf am 05. Oktober 2017.
- ⁵ DIW Wochenbericht: Energiewende und Strommarktdesign: Zwei Preiszonen für Deutschland sind keine Lösung. Berlin, 2015.
https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.497518.de/15-9-3.pdf, Abruf am 05. Oktober 2017.
- ⁶ Bundesministerium für Wirtschaft und Energie: Ergebnispapier Strom 2030. Berlin, Juni 2017.
https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/strom-2030-ergebnispapier.pdf?__blob=publicationFile&v=32, Abruf am 05. Oktober 2017.
- ⁷ Energy Brainpool: Kurzanalyse zur Stromerzeugung bei netzbedingter Abschaltung Erneuerbarer Energien. Berlin, 30. Mai 2016.
https://www.energybrainpool.com/fileadmin/download/Studien/Studie_2016-05-30_Energy_Brainpool_Kurzanalyse_Stromerzeugung_bei_EE-Abregelung_Greenpeace.pdf, Abruf am 05. Oktober 2017.
- ⁸ IAEW der RWTH Aachen: Einflussgrößen auf die Redispatchmengen in Deutschland. Aachen, August 2017.
- ⁹ Schriftliche Fragen mit den in der Woche vom 6. Juni 2016 eingegangenen Antworten der Bundesregierung. Bundestagsdrucksache 18/8766, S. 5
<http://dipbt.bundestag.de/doc/btd/18/087/1808766.pdf>, Abruf am 04. Oktober 2017.

IMPRESSUM

Agentur für Erneuerbare Energien e.V.

Invalidenstraße 91

10115 Berlin

Tel.: 030 200535 30

Fax: 030 200535 51

kontakt@unendlich-viel-energie.de

www.unendlich-viel-energie.de

Redaktion

Sven Kirrmann

V.i.S.d.P

Philipp Vohrer

Stand

06. Oktober 2017

Weitere Informationen

www.unendlich-viel-energie.de

www.kommunal-erneuerbar.de

www.foederal-erneuerbar.de

www.forschungsradar.de

www.kombikraftwerk.de

www.waermewechsel.de