Umsetzung der „Generation and Load Data Provision Methodology“ in Deutschland

Erläuterung des Hintergrunds

1 Rechtlicher Hintergrund

Das gemeinsame Netzmodell der europäischen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) ist ein zentrales Element der europäischen Vorgaben zur Kapazitätsberechnung in der Capacity Allocation and Congestion Management (CACM) Verordnung[1] und weiteren europäischen Rechtsquellen wie etwa der Forward Capacity Allocation (FCA) Verordnung[2]. Diese Vorgaben betreffen die Kapazitätsberechnung für verschiedene Marktzeitbereiche; im Falle der CACM Verordnung sind dies der Day-Ahead- und der Intraday-Marktzeitbereich. Für jeden Zeitbereich, für den ein gemeinsames Netzmodell zu erstellen ist, hat jeder europäische Netzbetreiber ein Einzelnetzmodell zur Verfügung zu stellen. Die Einzelnetzmodelle werden dann zum gemeinsamen Netzmodell zusammengefügt.

Die Vorgaben der CACM Verordnung zur Erstellung des gemeinsamen Netzmodells werden in der Common Grid Model Methodology (CGMM), einer Methode für das gemeinsame Netzmodell, konkretisiert. Die CGMM wurde von den europäischen ÜNB entwickelt, öffentlich konsultiert und im Sommer 2016 den jeweiligen nationalen Regulierungsbehörden zur Genehmigung vorgelegt[3]. Die Zustimmung der BNetzA zur CGMM erfolgte per Beschluss BK6-16-052 am 11. Mai 2017.

Die Erstellung von Einzelnetzmodellen, und damit dem gemeinsamen Netzmodell, ist nur dann in hoher Qualität und dem zukünftig europaweit harmonisierten Format möglich, wenn die dafür erforderlichen Daten verfügbar sind. Die CACM Verordnung greift dieses Erfordernis auf und verpflichtet die europäischen ÜNB, eine Generation and Load Data Provision Methodology (GLDPM), eine Methode für die Bereitstellung der Erzeugungs- und Lastdaten, zu entwickeln, die die Verfügbarkeit der erforderlichen Daten gewährleisten soll.

Artikel 28 (1) und (2) der CACM Verordnung verweisen auf die GLDPM und bestimmen:
„(1) Für jeden Kapazitätsberechnungszeitbereich gemäß Artikel 14 Absatz 1 übermittelt jede Erzeugungseinheit und jede Lasteinheit, die Artikel 16 unterliegt, dem für die jeweilige

[1] Commission Regulation (EU) 2015/1222 of 24 July 2015 establishing a guideline on capacity allocation and congestion management

[2] Commission Regulation (EU) 2016/1719 of 26 September 2016 establishing a guideline on forward capacity allocation

[3] Die den Regulierungsbehörden zur Genehmigung vorgelegte Fassung vom 27. Mai 2016 ist unter https://www.entsoe.eu/Documents/Network%20codes%20documents/Implementation/cacm/CGMM-2016-05-27-1400h.pdf verfügbar.

Regelzone verantwortlichen ÜNB innerhalb der festgelegten Fristen die in der Methode für die Bereitstellung der Erzeugungs- und Lastdaten genannten Daten.
(2) Jede Erzeugungseinheit und jede Lasteinheit, die Informationen gemäß Artikel 16 Absatz 3 bereitstellt, liefert die zuverlässigsten praktikablen Schätzungen."

Die europäischen Regulierungsbehörden haben sich darauf verständigt, den GLDPM-Entwurf der europäischen ÜNB[4] bis zum 11. Januar 2017 ohne Änderungen zu genehmigen. Die Zustimmung der Bundesnetzagentur (BNetzA) erfolgte per Beschluss BK6-16-051 am 22. Dezember 2016.

In ihrer gemeinsamen Stellungnahme zur GLDPM (verfügbar von www.netztransparenz.de) schreiben die europäischen Regulierungsbehörden: „(...) All Regulatory Authorities consider the GLDPM provides appropriate checks and balances, which can be managed at a national level, and are therefore confident that the necessary data can be requested in an efficient and proportionate way to deliver the requirements of Regulation 2015/1222." Hierbei beziehen sie sich auf die in Artikel 3 der GLDPM formulierten Kriterien, die erfüllt sein müssen, wenn ein ÜNB auf der Grundlage der GLDPM die Bereitstellung von Daten verlangt:

- Die Daten müssen für die Erstellung des Einzelnetzmodells (oder die Erfüllung anderer für die Erstellung des gemeinsamen Netzmodells wesentlicher Verpflichtungen) erforderlich sein.
- Die Daten stehen dem ÜNB nicht auf einer anderen gesetzlichen oder vertraglichen Grundlage zur Verfügung.
- Die Daten müssen in der GLDPM beschrieben sein.

Das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) sieht in §12 Absatz 4 bereits weitreichende Datenlieferungsverpflichtungen für Marktteilnehmer an Stromnetzbetreiber vor, wenn die Daten für den sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb notwendig sind. Sofern und soweit diese vorhandene gesetzliche Grundlage einschlägig ist, greift das in Artikel 3 der GLDPM enthaltene Subsidiaritätsprinzip. Im Übrigen ergibt sich die Datenlieferungsverpflichtung aus der GLDPM. Das heißt, dass im Rahmen der nationalen Umsetzung der GLDPM die Summe der in der GLDPM beschriebenen Daten sowohl auf Basis des § 12 Absatz 4 EnWG als auch auf Basis der GLDPM resp. Artikel 28 der CACM Verordnung angefordert wird.

Ein unmittelbarer Bezug zum Prozess der Kapazitätsberechnung ist hinsichtlich der zu liefernden Daten nicht erforderlich. Die CACM Verordnung, die die rechtliche Grundlage für die GLDPM darstellt, zielt zwar wesentlich darauf ab, verbindliche europäische Vorgaben für den Prozess der Kapazitätsberechnung und -vergabe zu machen, sie erkennt jedoch explizit an, dass eine Kapazitätsberechnung ohne entsprechende Netzsicherheitsrechnungen nicht möglich ist. So bestimmt Artikel 19(3) der CACM Verordnung, dass „[d]ie Einzelnetzmodelle (...) alle Netzelemente des Übertragungsnetzes [umfassen], die in der regionalen Betriebssicherheitsanalyse für den betreffenden Zeitbereich verwendet werden." Der Begriff der regionalen Betriebssicherheitsanalyse ist entsprechend von zentraler Bedeutung in der

[4] Die den Regulierungsbehörden zur Genehmigung vorgelegte Fassung vom 13. Mai 2016 ist unter https://www.entsoe.eu/Documents/Network%20codes%20documents/Implementation/cacm/GLDPM-2016-05-16-1800h.pdf verfügbar.

GLDPM und wird darin an zahlreichen Stellen verwendet. Die Erforderlichkeit eines Datums für die regionale Betriebssicherheitsanalyse ist eine hinreichende Bedingung dafür, dass die ÜNB dieses Datum von den Adressaten der GLDPM anfordern dürfen.

2 Verwendung der angeforderten Daten

Der vorliegende Abschnitt erläutert in allgemeiner Weise die Verwendung der im Rahmen der GLDPM-Umsetzung von den ÜNB angeforderten Daten. Dabei wird zunächst der Begriff der regionalen Betriebssicherheitsanalyse erklärt, der von zentraler Bedeutung ist. Anschließend wird die Methodik der Kapazitätsbestimmung aufskizziert, um die Verwendung der (zusätzlichen) Daten zu beschreiben. Der Nutzen der (zusätzlichen) Daten wird in einem separaten Abschnitt anhand einiger Beispiele illustriert.

2.1 Regionale Betriebssicherheitsanalyse

Damit rund um die Uhr ein sicherer Netzbetrieb gewährleistet werden kann, müssen die ÜNB Probleme im Stromnetz frühzeitig erkennen und präventiv Gegenmaßnahmen einleiten. Hierzu führen die Übertragungsnetzbetreiber sog. regionale Betriebssicherheitsanalysen durch.

Eine regionale Betriebssicherheitsanalyse umfasst grundsätzlich alle computerbasierten, manuellen und automatischen Aktivitäten, welche zur Bewertung der Betriebssicherheit im Übertragungsnetz sowie zur Ermittlung von Gegenmaßnahmen zur Wahrung der Betriebssicherheit nötig sind[5].

Im Detail führen die deutschen ÜNB heute die folgenden Prozesse zur regionalen Betriebssicherheitsanalyse durch:

- „Week-ahead Planning Process" und „präventiven Redispatch Prozess":
  Im Rahmen dieser Prozesse ermitteln die deutschen ÜNB täglich bis zu sieben Tage im Voraus den erwarteten Netzzustand und ermitteln bei Gefährdungen, ggf. mit internationalen Partnern, mögliche Gegenmaßnahmen, welche aufgrund der teilweise hohen Vorlaufzeiten, wie z.B. beim Einsatz von Reservekraftwerken, frühzeitig angewiesen werden müssen.
- „Coordinated Security Assessment":
  Im Rahmen dieses Prozesses wird von den 13 in der TSO Security Cooperation (TSC) organisierten ÜNB sowohl am Vortag als auch untertägig stündlich rollierend eine regionale Betriebssicherheitsanalyse durchgeführt, um Probleme im Stromnetz zu identifizieren und geeignete, ggf. grenzüberschreitende Gegenmaßnahmen zu ermitteln. Hierzu wird bereits heute mit den verfügbaren Daten ein gemeinsames Netzmodell erstellt.

Die regionale Betriebssicherheitsanalyse stellt somit einen grundlegenden Prozess in der Betriebsführung der ÜNB dar und ist eng mit der Kapazitätsberechnung verzahnt, um auch bei hohem Transportbedarf und einem hohen Anteil volatiler Einspeisungen einen jederzeit sicheren Betrieb des Übertragungsnetzes gewährleisten zu können. Die Verlagerung der Einspeisung in die Verteilungsnetze führt zum Erfordernis, die daraus resultierenden Effekte

[5] Vgl. auch die Definition in Artikel 3 (50) der voraussichtlich im Sommer 2017 in Kraft tretenden Commission Regulation (...) establishing a guideline on electricity transmission system operation.

detailliert abzubilden, um die erheblichen Auswirkungen auf das Übertragungsnetz rechtzeitig zu erkennen und zu bewerten.

2.2 Lastflussbasierte Kapazitätsberechnung

Ziel der Kapazitätsberechnung ist, dem Strommarkt die maximale im Rahmen des sicheren Netzbetriebs mögliche Übertragungskapazität zur Verfügung zu stellen. Das Zielmodell für die Kapazitätsberechnung ist die sog. „lastflussbasierte Kapazitätsberechung“ (Flow-Based-Verfahren), welches heute bereits in der CWE-Region angewendet wird. Dieses Verfahren wird im Folgenden weiter beschrieben.
Im Rahmen des Flow-Based-Verfahrens wird die freie Kapazität für relevante kritische Zweige bestimmt. Kritische Zweige sind Betriebsmittel im Übertragungsnetz (Leitungen oder Transformatoren), auf denen es bei Normalbetrieb oder Ausfall eines oder mehrerer anderer Betriebsmittel (N-1-Prinzip) gemäß den Ergebnissen der regionalen Betriebssicherheitsanalyse zu Überlastungen kommen kann. Kritische Zweige können grundsätzlich an jedem Ort im Übertragungsnetz liegen und sind nicht auf die Kuppelleitungen zwischen Marktgebieten (Gebotszonen) beschränkt. Die Genauigkeit der Berechnung hängt wesentlich vom Detailgrad der Eingangsgrößen ab, die bei der Flow-Based-Kapazitätsberechnung verwendet werden. Im Vordergrund steht hierbei die Genauigkeit eines gemeinsamen Netzmodells, z. B. des 2 Day Ahead Congestion Forecast (D2CF) Netzmodells, welches die Grundlage für die Flow-Based-Berechnung bildet. In diesem Datensatz bildet jeder beteiligte ÜNB den erwarteten Systemzustand seiner Regelzone für übermorgen ab. Hier sind unter anderem folgende Informationen inkludiert:

- Struktur und elektrische Daten des in der Betriebssicherheitsanalyse zu betrachtenden Netzbereiches
- Kraftwerkseinsatzplanung
- Lastsituation
- Einspeisung aus erneuerbaren Energieträgern

Für die erwartete Einspeisung aus erneuerbaren Energieträgern sowie die Lastsituation kann der ÜNB Prognosen heranziehen. Über die Kraftwerkseinsatzplanung von übermorgen hingegen können wegen der erst am Vortag stattfindenden Markträumung und folgenden Einsatzplanung seitens der Kraftwerksbetreiber nur Annahmen getroffen werden. Diese orientieren sich an der erwarteten Lastsituation sowie Energieträger und Erzeugungskosten der Kraftwerke.

Auf Grundlage dieser Informationen wird eine Lastflussberechnung durchgeführt, welche den sogenannten Referenzfluss für die kritischen Zweige ergibt und Ausgangspunkt für die Kapazitätsberechnung ist. Der Referenzlastfluss für die kritischen Zweige wird dabei für eine Lastflusssituation ermittelt, in der der Export oder Import über die deutschen Außengrenzen den im Rahmen der Jahres- und Monatsauktionen erworbenen Kapazitäten entspricht, die auch tatsächlich durch die Marktteilnehmer in Anspruch genommen werden[6]. Dieser

[6] Nicht in Anspruch genommene Rechte an Langfristkapazitäten werden dem day-ahead-MarketCoupling Prozess bzw. der expliziten day-ahead Auktion zur Verfügung gestellt (Verfahren hängt von der Außengrenze zum jeweiligen Land ab)

Referenzfluss wird nun zusammen mit einer Sicherheitsmarge (federt Prognoseungenauigkeiten ab) von der maximal möglichen Stromtragfähigkeit des kritischen Zweiges subtrahiert. Das Resultat dieser Subtraktion stellt den für den Markt auf einem kritischen Zweig nutzbaren Leistungsbereich dar. Je geringer also die Prognoseungenauigkeit ausfällt, desto geringer fällt die Sicherheitsmarge bzw. desto größer das dem Markt zur Verfügung stehende Übertragungsvermögen aus.

Danach wird mit Hilfe von Generation Shift Keys (GSK) ein zusätzlicher Energieaustausch zwischen den am Flowbased-Market-Coupling partizipierenden Marktgebieten simuliert. Die GSKs stellen dar, wie sich Ort und Höhe der Erzeugung in den Marktgebieten durch den Energieaustausch zwischen diesen ändert.

Die dem Markt zur Verfügung stehende Marge pro kritischem Zweig im (n-1)-Fall mit den entsprechenden Sensitivitäten (PTDF) bestimmen die verfügbaren Übertragungskapazitäten zwischen den Marktgebieten.

Für die Kapazitätsberechnung ist es daher unabdingbar, die Höhe und Sensitivität aller Einspeisungen und Lasten je Netzknoten im Höchstspannungsnetz (HöS-Netz) möglichst genau zu bestimmen. Dies ist jedoch immer schwieriger, da aufgrund der bereits seit längerem zu beobachtenden Verlagerung der Erzeugung in die VNB-Spannungsebenen, die zudem noch sehr volatil und zum Teil schlecht zu prognostizieren ist, der Einfluss der unterlagerten Erzeugung auf die Lastflüsse im HöS-Netz stark angestiegen ist und sich als Trend weiter fortsetzen dürfte. Die Frage, welche Übertragungskapazitäten dem Markt zwischen den Marktgebieten für einen marktpreisbasierten Austausch zur Verfügung gestellt werden können, kann daher nicht mehr hinreichend genau ohne die Beachtung der Lastflussrückwirkungen aus den Verteilungsnetzen beantwortet werden. Zur Berücksichtigung dieser Effekte reicht jedoch eine aggregierte Lastflussprognose je HöS-Netzknoten aus folgenden Gründen nicht aus:

- Der Lastfluss in einem vermascht betriebenen Hochspannungsetz (HS-Netz) mit mehreren Netzknoten zum HöS-Netz steht in Wechselwirkung mit dem Lastfluss im Übertragungsnetz. Dies gilt sowohl im Normalbetrieb, aber insbesondere bei Ausfällen von Betriebsmitteln im HöS- oder HS-Netz. Die vom ÜNB durchgeführten N-1 Rechnungen müssen diesen Umstand berücksichtigen können.
- Zur Berücksichtigung von Prognoseunsicherheiten von Lasten und Erzeugern muss der ÜNB deren einheitenscharfe Sensitivität je HöS-Netzknoten bei aktueller Topologie im HS-Netz kennen.
- Die Simulation der Auswirkung von Energieaustauschen zwischen den Marktgebieten mittels GSK setzt voraus, dass der ÜNB Kenntnis über die einheitenscharfe Sensitivität je HöS-Netzknoten hat und die nötigen Attribute wie Verfügbarkeit, Erzeugungskosten oder technische Grenzen den Anlagen zuordnen kann. Auch der Effekt marktpreisbedingter reduzierter Einspeisungen kann nur dann korrekt berücksichtigt werden, wenn die Sensitivitäten dieser Anlagen auf die HöS-Netzknoten bekannt sind.

Die Sicherheitsmarge wird pro kritischem Zweig anhand einer statistischen Auswertung des Prognosefehlers bestimmt: Für historische Daten wird der auf Grundlage des Flow-Based-Verfahrens ermittelte erwartete Lastfluss mit dem real aufgetretenen Lastfluss verglichen.

Aus diesen Beobachtungen lässt sich die Verteilung des Fehlers und damit die Höhe der Sicherheitsmarge ableiten.

Um die hier beschriebenen Analysen durchführen zu können, werden von Erzeugungsanlagen und Lasten zwei große Gruppen von Daten benötigt. Die erste Gruppe von Daten ermöglicht eine Modellierung der erwarteten Einspeisung bzw. des erwarteten Verbrauchs. Die zweite Gruppe von Daten erlaubt es den ÜNB, die (vom erwarteten Wert abweichende) mögliche Erzeugung resp. den möglichen Verbrauch zu simulieren. Die im nachfolgenden Abschnitt 2.2.1 beschriebenen Einzeldaten für Erzeugung und Last fallen stets in eine der beiden Gruppen.

2.2.1 Modellierung der erwarteten Einspeisung bzw. des Verbrauchs

Für eine qualititativ hochwertige Berechnung des Lastflusses im europäischen Stromnetz ist es erforderlich, die erwartete Einspeisung bzw. den Verbrauch in geeigneter regionaler Auflösung im gemeinsamen Netzmodell zu modellieren. Die Güte dieser Modellierung hat direkten Einfluss auf die verfügbare Übertragungskapazität zwischen Marktgebieten. Das heißt, je genauer diese Modellierung erfolgt, desto treffsicherer ist die Kapazitätsberechnung. Der ÜNB benötigt daher grundsätzlich alle Einspeise- und Verbrauchsdaten in hinreichender regionaler Auflösung. Einen Teil dieser Daten kann der ÜNB selbst prognostizieren. Dieses Verfahren ist aber nur solange hinreichend genau, wie ein einfach prognostizierbares Einspeise- oder Verbrauchsverhalten vorliegt. Für aktiv am Markt teilnehmende Erzeugungseinheiten/Verbraucher ist dies nicht möglich. Die Wirkung der einzelnen Anlage auf den Lastfluss variiert abhängig vom marktbedingten Leistungsaustausch einer Erzeugungseinheit/Last am Netzanschluss und der sich aus der Netztopologie ergebenen Sensitivität auf kritische Zweige. Diese Auswirkung hängt stark vom einzelnen Netznutzungsfall, z.B. von der Höhe und Richtung internationaler Handelsflüsse oder der aktuellen Netztopologie, ab.

2.2.2 Simulation von möglicher Einspeisung bzw. des Verbrauchs

Das grundlegende Verfahren der Kapazitätsberechnung ist, die Auswirkung von Austauschen auf die Auslastung von Netzelementen zu simulieren und auf dieser Grundlage die zwischen Marktgebieten maximal möglichen Leistungsaustausche zu bestimmen. Für die Simulation von Austauschen ist wichtig:

- Einordnung von Erzeugungseinheiten und Verbrauchen in eine merit-order (vgl. Erläuterungen zur Relevanz der Kenntnis von variablen Kosten im nachfolgenden Abschnitt 2.3).
- Berücksichtigung der marktlich möglichen Erzeugungsbandbreite von Erzeugern, d.h. Pmax abzüglich nicht marktlich genutzter Leistungsscheiben wie Regelleistungsvorhaltung oder Besicherung.

Hinsichtlich der regionalen Abbildung der marktaktiven Einheiten im Netzmodell gilt, dass die Auswirkung von Austauschen auf den Lastfluss, und damit die verfügbaren Übertragungskapazitäten, nur dann korrekt abgeschätzt werden kann, wenn die marktaktiven Erzeugungseinheiten und Lasten im vermaschten Netz auch elektrisch richtig zugeordnet sind. Dies gilt insbesondere auch für das Verteilungsnetz. Hieraus folgt, dass eine rein

statische Zuordnung von Erzeugungseinheiten und Lasten im vermaschten Verteilungsnetz zu den HöS-Knoten zur Simulation der Erzeugungsverlagerung nicht ausreicht.

Eine ungenaue Modellierung hat folgende Konsequenzen:

- Kurzfristig resultiert hieraus eine Unter- oder Überschätzung der Übertragungskapazität, was entweder zu einer unnötigen Einschränkung des Stromhandels oder zu Gegenmaßnahmen der ÜNB führt.
- Langfristig bewirken Fehleinschätzungen der Übertragungskapazität eine Erhöhung der Sicherheitsmarge und damit eine Reduzierung der Übertragungskapazität.

2.3 Zusätzliche Daten: Anwendungsfälle

Im vorliegenden Abschnitt soll die Erforderlichkeit der (zusätzlichen) Daten an Beispielen aufgezeigt werden.

2.3.1 Modellierung des Kraftwerkseinsatzes

Artikel 10(1)(g) der GLDPM erlaubt die Forderung nach der prognostizierten Wirkleistungserzeugung („forecast active power output“). Dieses Datum, welches den ÜNB heute insbesondere zum Zeitpunkt D-2 noch nicht zur Verfügung steht, ist aus folgendem Grund relevant: Die Kapazitätsberechnung basiert auf einem Netzmodell, in welchem die erwartete Einspeisung abgebildet werden muss. Dieses Netzmodell stellt die Grundlage der Kapazitätsberechnung dar. Zur Berechnung der Kapazitäten werden zusätzliche Austausche simuliert. Hierfür ist wichtig zu wissen, welche Erzeugungseinheiten resp. Marktteilnehmer diese zusätzlichen Austausche verursachen könnten. Eine solche Einschätzung lässt sich insbesondere auf die prognostizierte Wirkleistungserzeugung abstützen.

Allerdings wäre eine Übermittlung dieser Daten durch die entsprechenden Marktteilnehmer für diese mit hohem Aufwand verbunden, wenn die Daten belastbar sein sollen: Im Grunde genommen ist hierfür von jedem Betroffenen eine Prognose auf Basis eines Marktmodells erforderlich. Die ÜNB schlagen darum eine für die Marktteilnehmer aufwandsärmere Lösung vor, indem die ÜNB selbst die Wirkleistungserzeugung prognostizieren. Als Eingangsdaten hierfür benötigen die ÜNB Daten der Marktteilnehmer, die sie im Rahmen der GLDPM-Umsetzung anfordern, nämlich die Nichtbeanspruchbarkeiten der Kraftwerke und die verschiedenen Bestandteile der variablen Kosten. Auf Basis dieser Daten können die ÜNB eine merit-order erstellen und damit das Netzmodell optimieren sowie die Genauigkeit der oben erwähnten Generation Shift Keys (GSKs) verbessern. Dies wird eine im Vergleich zum Status Quo deutlich bessere Prognose der geographischen Verteilung der Wirkleistungserzeugung ermöglichen.

2.3.2 Sensitivitäten HöS-Knoten vs. Grenzen

Die zweite Illustration bezieht sich weniger auf ein konkretes Datum als vielmehr auf den Zusammenhang zwischen Lastflussverschiebungen an Knoten des HöS-Netzes und Lastflüssen auf den engpassbehafteten Grenzen. Die nachfolgende Graphik zeigt exemplarisch für jeden HöS-Netzknoten einer deutschen Regelzone dessen maximale Auswirkung auf den Leistungsaustausch an einer engpassbehafteten Grenze dieser Regelzone[7]. Die Sensitivität gibt an, um wieviel MW sich der Lastfluss an einer engpassbehafteten Grenze maximal ändert, wenn sich der Lastfluss an dem betreffenden HöS-Knoten um ein MW ändert. In keinem Fall liegt diese Sensitivität unter 6%; die höchsten Werte übersteigen 35%.

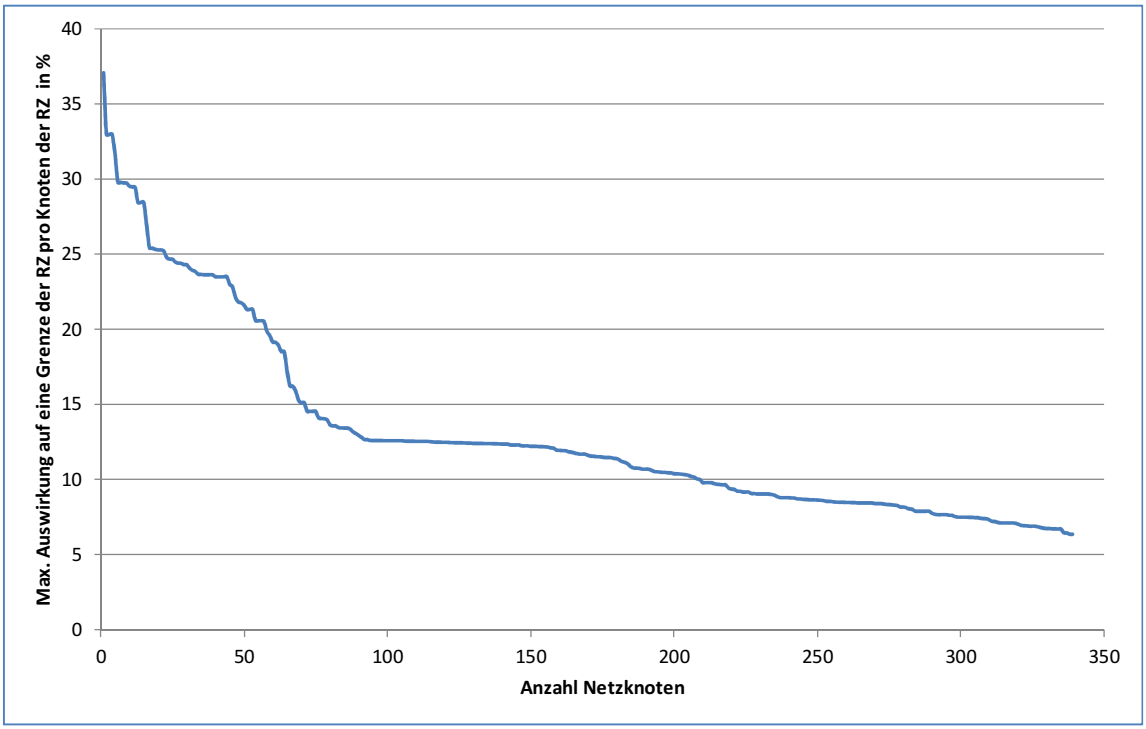


Abbildung 1: Maximale Sensitivitäten pro HöS-Netznoten

Diese Analyse unterstreicht sehr deutlich den Wert einer möglichst genauen Modellierung für die Kapazitätsberechnung. Die Auswirkungen von Fehlern können beträchtlich sein.

[7] Methodik: Auf Grundlage des ENTSO-E Winter Referenz-Datensatzes Winter 2017 wurde für jeden Netzknoten der Regelzone die Wirkung eines Leistungsaustausches mit Erzeugungsknoten außerhalb Deutschlands berechnet. Hierbei wurden die Leistungsänderungen an den Erzeugungseinheiten außerhalb Deutschlands proportional verteilt. Anschließend wurde für jeden Knoten die Änderung des Summenlastflusses auf den Kuppelleitungen zu jedem der benachbarten Marktgebiete gebildet und als geordnete Dauerlinie dargestellt.

2.3.3 Marktbedingte Eingriffe in die EE-Erzeugung

In Deutschland sind Anfang des Jahres 2017 rund 39 GW an Photovoltaik- und 45 GW an Windenergieleistung installiert. Davon wurden im Falle der Photovoltaik rund 8,3 GW (21 %) und im Falle der Windenergie rund 41,4 GW (92 %) gemäß §21b Abs.1 EEG 2017 direktvermarktet.

Die Kenntnis über die Einspeisung von erneuerbaren Energien (EE) basiert auf Prognosen und Hochrechnungen, die von einem meteorologischen Dargebot ausgehen. Diese können aufgrund verschiedenster Einflüsse z. B. unerwartete Wettereinflüsse, fehlerbehaftet sein. Finden zusätzlich marktbasierte Eingriffe statt, kann der ÜNB Lastflusseffekte nicht mehr bestimmen.

Beim direktvermarkteten Anteil der dargebotsabhängigen EE-Anlagen gilt zu Zeiten sehr niedriger Strompreise nicht mehr der Grundsatz, dass ein meteorologisches Energiedargebot vollständig in elektrische Leistung umgewandelt wird. Stattdessen hat der starke Zubau von EE-Anlagen in den vergangenen Jahren dazu geführt, dass eine hohe EE-Einspeisung bei gleichzeitiger geringer Netzlast immer öfter zu negativen Preisen an der Strombörse führt und die Direktvermarkter ihre EE-Anlagen in diesen Situationen abregeln. Eine weitergehende Marktintegration von EE-Anlagen (z. B. in den Regelleistungsmarkt, Kurzfristhandel am Spotmarkt) wird zusätzlich dazu beitragen, dass die tatsächliche EE-Einspeisung zeitweise mehr und mehr vom meteorologischen Dargebot abweichen dürfte.

Die dadurch nicht mehr durch den ÜNB vorhersehbare Differenz zwischen der Prognose und der Ist-Situation, die sich durch marktbasierte Abregelungen ergibt, nimmt durch die weiterhin steigende Leistung aus direktvermarkteten Anlagen weiter zu. Dies führte bereits zu zahlreichen Situationen, in denen am Vortag prognostizierte Einspeisung aus Windenergieanlagen stark von der tatsächlichen Einspeisung abwich und zu einer neuen Netzsituation führte. Eine beispielhafte Situation vom 8. Mai 2016 wird nachfolgend beschrieben.

Situation am 8. Mai 2016

Abbildung 2 zeigt die Situation am 8. Mai 2016 (Sonntag), einem Tag mit hoher Windeinspeisung und geringer Verbrauchslast. Am Vortag des Betriebstages wurde der Durchzug eines Windfeldes zunächst nicht prognostiziert und dieses erst am Folgetag wenige Stunden vor dem Erfüllungszeitpunkt erkannt. Die gegenüber der Vortagesprognose um 4 GW bis 6 GW erhöhte Windeinspeisung in der betroffenen Regelzone führte im Ergebnis dazu, dass insbesondere im Onshore-Bereich erhebliche Windleistungen durch die Direktvermarkter aus dem Markt genommen wurden, ohne dass dieses seitens der Einsatzverantwortlichen angekündigt wurde. Dadurch entstand eine angespannte Netzsituation.

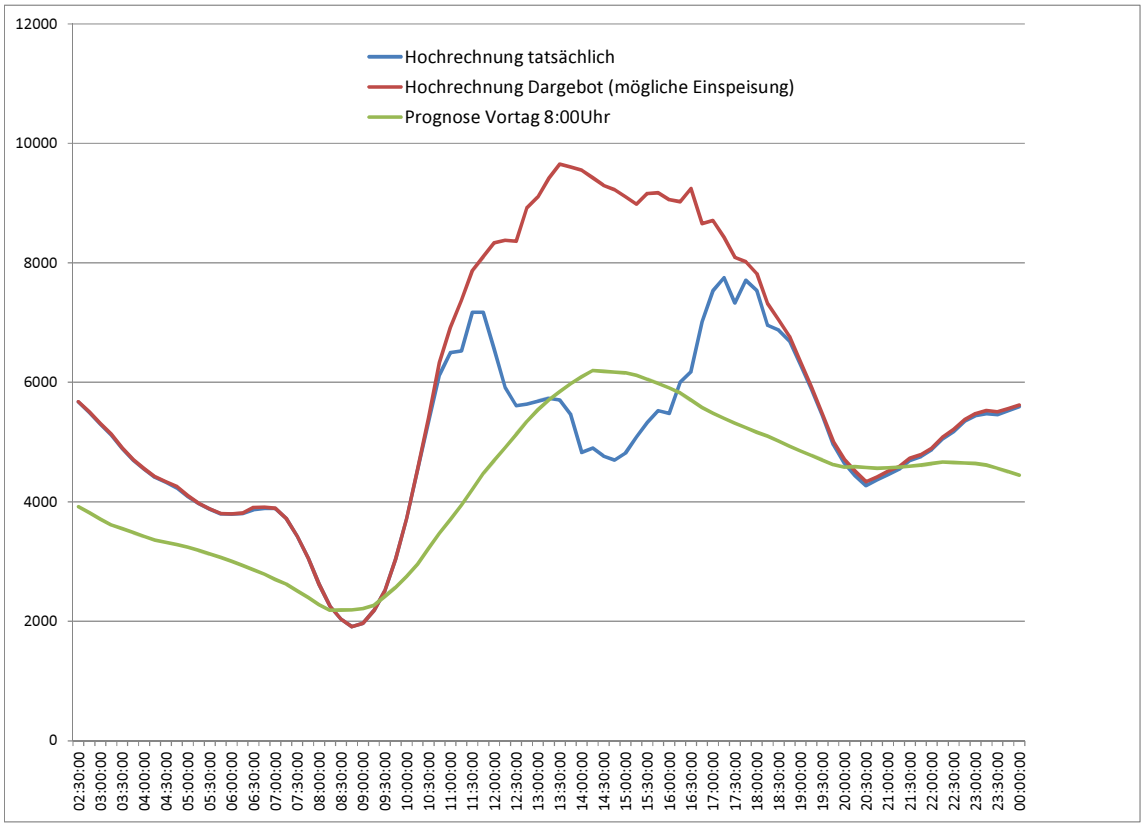


Abbildung 2: Windeinspeiseprognose Vortag sowie hochgerechnete und dargebotsseitige Erzeugung (Leistung in MW), 08.05.2016

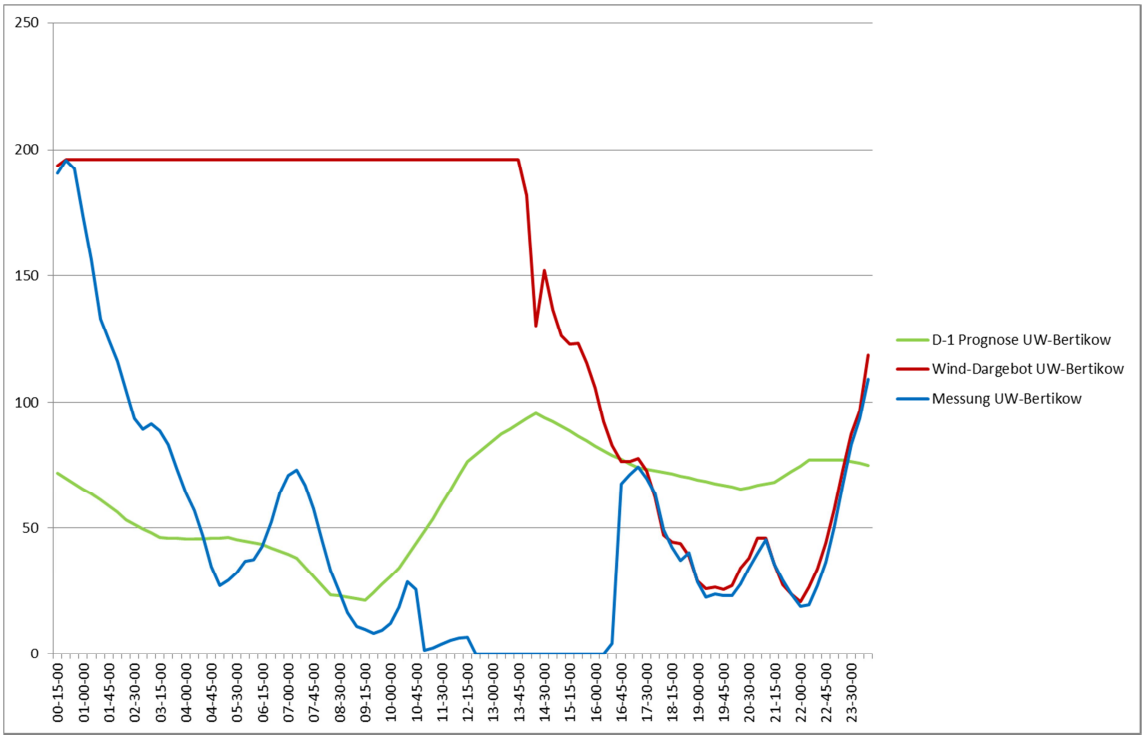


Abbildung 3: Vergleich erwarteter und tatsächlicher Einspeisung eines Windparks im HöS-Netz (in MW) am 08.05.2016

Die beschriebene Situation zeigt einerseits das Problem der bilanziellen Abweichung zwischen der Prognose und der Ist-Situation und andererseits auch die daraus resultierenden lokalen Prognosefehler auf. Aufgrund der Nichtkenntnis über die abweichende Einspeisesituation, können sich Lastflusssituationen einstellen, die letztendlich auch zu Fehlern bei der Kapazitätsberechnung führen können.

Diese Situation zeigt ebenso deutlich auf, dass seitens der ÜNB ein Bedarf an Informationen über marktbasierte Abregelungen durch Direktvermarkter besteht.

2.3.4 Modellierung der HS-Ebene

Die zunehmende Verlagerung der Erzeugung in die Verteilungsnetze macht es erforderlich, der Modellierung der HS-Ebene auch im Rahmen der Kapazitätsberechnung größere Aufmerksamkeit zu widmen. Für die Modellierung dieser Netze sollten (Roh-)Daten vom Absender zur Verfügung gestellt werden, da eine Reduzierung / Äquivalentierung eines (Teil-) Netzes nur für einen Betriebszustand Gültigkeit hat. Der Empfänger der (Roh-) Daten hat so die Möglichkeit, das Modell flexibel für verschiedene Betriebszustände anzupassen.