

GENERATION AND LOAD DATA PROVISION METHODOLOGY (GLDPM)

EIN METHODISCHER ÜBERBLICK



INHALT

AUTOREN

Prof. Dr.-Ing. Martin Braun
Prof. Dr.-Ing. habil. Lutz Hofmann
Dr. Axel Braun
Dr. Jan Dobschinski
Dr. Rafael Fritz
Dr. Reinhard Mackensen
Dr. Christoph Scholz
Dr. Sebastian Wende - von Berg
André Baier
Holger Becker
Juliane Liebelt
Denis Mende
David Sebastian Stock

HERAUSGEBER

Fraunhofer IEE
Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und
Energiesystemtechnik

Königstor 59
34119 Kassel

www.iee.fraunhofer.de

Zusammenfassung	4
1. Überblick über die Generation and Load Data Provision Methodology (GLDPM)	7
2. Bereitstellung von Daten für die Netzmodellierung aus der Hochspannungsebene	11
2.1 Zielsetzung und Anforderungen	11
2.2 Detailliertes Netzmodell	11
2.3 Netzmodelläquivalente	12
2.4 Betriebsmittelgrenzen und Flexibilitäten	19
3. Prognosen für die Netzberechnung	21
3.1 Anforderungen der GLDPM an die Prognosen	21
3.2 Prognoseverfahren und benötigte Eingangsdaten	21
3.3 Weiterentwicklung von Prognosen durch Status- und Planungsdaten	24
4. Prozess der Datenübertragung	27
4.1 Beschreibung CIM CGMES	27
4.2 Übermittlung der Betriebsplanungsdaten	28
5. Möglichkeiten zur weiteren Nutzung	31
6. Zusammenfassung und Ausblick	33
7. Über das Fraunhofer IEE	35
Referenzen	36
Abkürzungsverzeichnis	38
Abbildungs- und Tabellenverzeichnis	39

Zur Bestimmung von maximalen Übertragungskapazitäten zwischen den europäischen Marktgebieten werden länderübergreifende Lastflussberechnungen durchgeführt. Um diese noch zuverlässiger zu gestalten und um die Vorgänge der Übertragungsebene (150 kV bis 380 kV, in Westeuropa hauptsächlich 220 kV und 380 kV) detaillierter abzubilden, wurde die Generation and Load Data Provision Methodology (GLDPM) entwickelt, welche die für die Lastflussberechnung erforderlichen Netzdaten bereitstellen soll. Deren Implementierung sollte 2018 abgeschlossen sein. Es steht bereits fest, dass der Datenaustausch von Netzmodellen über den ENTSO-E Common Grid Modeling Standard (CGMES) erfolgen soll. Hier steht die Bereitstellung von 110-kV-Netzmodellen an den Übertragungsnetzbetreiber im Fokus. Welche Varianten es für Netzmodelle gibt und wie Prognosen diese unterstützen können, wird in diesem Whitepaper näher beleuchtet.

Eine zentrale Anforderung des GLDPM ist es, dass **Netzmodelle** zwischen den Netzbetreibern ausgetauscht werden müssen, mit denen Änderungen im Höchst- oder Hochspannungsnetz und deren Auswirkungen auf das jeweils andere Netz betrachtet werden können. Hierfür gibt es verschiedene Umsetzungsmöglichkeiten. Zum einen kann das detaillierte Netzmodell direkt übergeben werden, um Lastflüsse zu berechnen. Eine weitere Möglichkeit ist es, reduzierte Netze in Form von Äquivalentnetzen zu übertragen. Dafür gibt es verschiedene Varianten. Grundsätzlich gilt, dass mehrere Lasten und Erzeugungsanlagen zu einer Ersatzspeisung zusammengefasst werden und äquivalente Verbindungen zwischen ihnen geschaffen werden können. Eine wesentliche Anforderung an solche **Äquivalentnetze** ist, dass trotz dieser Reduzierung die Lastflussberechnung noch alle relevanten und aktuellen Informationen enthält, und das Verhalten auch bei Netzzustandsänderungen weitgehend realitätsgetreu abgebildet werden kann. Weiterhin besteht mit diesen Äquivalentnetzen die Möglichkeit, das Systemverhalten bei Einspeiseänderungen über **Sensitivitäten** darzustellen. Der Vorteil hier

ist, dass die Berechnung sehr genau ist sowie einfach und schnell erfolgen kann. Ein Nachteil ist allerdings, dass Sensitivitäten nur auf Basis von Gesamtsystemmodellen genügend genau berechnet werden können.

Bei allen Varianten sollten jedoch Belastungsgrenzen in dem Netz bei der Modellierung berücksichtigt werden. Auch sollten die Netzmodelle mindestens die Detailtiefe aufweisen, dass die Auswirkung von Leistungsänderungen relevanter Erzeugungsanlagen im Verteilnetz auf die vertikalen Austauschleistungen in den Verknüpfungspunkten mit dem Übertragungsnetz ausreichend genau abgebildet wird. Beim Ausfall einer Leitung im Übertragungsnetz können induzierte Transitflüsse eine Zusatzbelastung für die Betriebsmittel einer unterlagerten Netzgruppe darstellen, weshalb bei (n-1)-Berechnungen im Übertragungsnetz die Untersuchung der Auswirkungen auf die Verteilnetzebene möglich sein sollte. Dieses geschieht im Netzmodell durch die Berücksichtigung von Leitungen zwischen den einzelnen Verknüpfungspunkten mit dem Übertragungsnetz.

Die Qualität der Ergebnisse der Lastflussberechnung im europäischen Stromnetz hängt maßgeblich von einer möglichst genauen **Prognose** über die erwartete Einspeisung bzw. Last ab. Insbesondere bei den wetterabhängigen Einspeisungen aus erneuerbaren Energien gibt es große Unsicherheiten über deren Einspeiseverhalten, sodass exakte und aussagekräftige Erzeugungsprognosen von Wind, PV, Biomasse und Wasserkraft erforderlich sind.

Neben den Einspeiseprognosen gewinnen aber auch zunehmend vertikale **Lastprognosen** an Relevanz. Wenn auch das Leistungserhalten von großen Verbrauchern noch gut planbar ist, so sind aus Sicht der 110-kV-Netze vor allem die Leistungsverläufe an den Netzverknüpfungspunkten zur Mittelspannungsebene durch den starken Zubau von EE zunehmend mit Unsicherheiten behaftet. Durch die Einspeisung von vielen Kleinanlagen in das Niederspannungsnetz sind auch Prognosen für diese Netzebenen zu berücksichtigen. Wichtig ist, dass diese sog. vertikale Lastprognose an den Netzverknüpfungspunkten (MS zu HS Netz) in geeigneter hoher regionaler Auflösung erstellt wird. Die Prognoseerstellung erfolgt mittels physikalischer und statischer Verfahren, wobei sich im Bereich der statischen Verfahren zunehmend maschinelle Lernverfahren durchsetzen.

Die an den Übertragungsnetzbetreiber zu übermittelnden 110-kV-Netzmodelle können entweder die vollständige Netzstruktur abbilden, oder es wurde im Vorfeld, in Abhängigkeit der Netzstruktur und durch Anwendung geeigneter **Reduktionsverfahren** eine vereinfachte Netzstruktur erstellt. Die Berücksichtigung entsprechender Prognosen für

die Einspeiseleistung von volatilen Erzeugungsanlagen liefert zuverlässige Aussagen über die Austauschleistungen an den Verknüpfungspunkten der einzelnen Netzebenen. Der erhöhte Informationsaustausch führt zu einem starken Anstieg an Datenströmen, die verarbeitet werden müssen. Als **Datenübertragungsformat** eignet sich das Common Information Model (CIM), auf dem das CGMES basiert und das speziell für den Austausch von Netzdaten in der Übertragungsebene entwickelt wurde.

Die Einführung des GLDPM erfordert bei sämtlichen Akteuren große Anstrengungen in die Implementierung neuer Prozesse. Andererseits bietet sich auch die Möglichkeit eine noch detailliertere Netzkenntnis zu bekommen, um die Netze auch zukünftig sicher und zuverlässig zu betreiben. Darüber hinaus ergeben sich durch die Einführung GLDPM neue Nutzungsmöglichkeiten für die im Prozess erhobenen Daten, auf die ein kurzer Ausblick gegeben wird.

1

ÜBERBLICK ÜBER DIE GENERATION AND LOAD DATA PROVISION METHODOLOGY (GLDPM)

Hintergrund Kapazitätsberechnung und regionale Betriebssicherheitsanalyse

Funktionierende Strommärkte und vor allem Stromnetze sind von besonderer Bedeutung für eine sichere Energieversorgung. Insbesondere auf europäischer Ebene ist es aus diesem Grund ein zentrales Ziel, Stromnetze effizient zu nutzen und die Regelungen zu grenzüberschreitenden Lastflüssen weiter zu harmonisieren. Das betrifft insbesondere Vorschriften für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement bei Verbindungsleitungen und Übertragungsnetzen [1].

Von zentraler Bedeutung für funktionierende Strommärkte ist eine koordinierte Berechnung der grenzüberschreitenden Übertragungskapazität, um die sogenannte einheitliche vortägige (Day-Ahead-) und innertägige (Intraday-) Strommarktkopplung realisieren zu können. Aus diesem Grund sind die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) aufgefordert ein gemeinsames Netzmodell zu bilden. Dieses soll für jede Stunde in den nächsten 48 Stunden Schätzungen zu folgenden Daten beinhalten:

- Stromerzeugung
- Last
- Netzstatus

Die verfügbare Übertragungskapazität wird anhand der lastflussbasierten Berechnungsmethode bestimmt. Ziel dieser Methode ist es, dem Strommarkt die maximale Übertragungskapazität im Rahmen eines sicheren Netzbetriebes zur Verfügung zu stellen [2]. Die freie Kapazität wird für relevante

kritische Zweige bestimmt. Bei kritischen Zweigen handelt es sich um Betriebsmittel im Übertragungsnetz (Leitungen oder Transformatoren), auf denen es bei Normalbetrieb oder Ausfall eines oder mehrerer anderer Betriebsmittel ((n-x)-Prinzip) gemäß den Ergebnissen der regionalen Betriebssicherheitsanalyse zu Überlastungen kommen kann.

Für die Erstellung eines gemeinsamen Netzmodells hat dann jeder europäische ÜNB ein Einzelnetzmodell zur Verfügung zu stellen, die dann zu einem gemeinsamen Netzmodell zusammengefügt werden [1]. Dieses kann nur gelingen, wenn alle ÜNB die hierzu erforderlichen Erzeugungs- und Lastdaten zur Verfügung gestellt bekommen. Vor diesem rechtlichen Hintergrund wurde ein Vorschlag für eine Methode zur Bereitstellung von Erzeugungs- und Lastdaten (GLDPM- Generation and Load Data Provision Methodology) gemeinsam von allen durch ENTSO-E repräsentierten Übertragungsnetzbetreibern entwickelt [2].

Die Relevanz der GLDPM leitet sich jedoch nicht nur aus europäischen Leitlinien ab, sondern ist auch von zentraler Bedeutung für die Netzsicherheitsrechnung und somit die Betriebsführung der ÜNB. So wird zur Gewährleistung eines sicheren Netzbetriebs die sog. regionale Betriebssicherheitsanalyse durch die ÜNB durchgeführt, die eng mit der Kapazitätsrechnung verzahnt ist und einen sicheren Betrieb der Übertragungsnetze ermöglicht. Die regionale Betriebssicherheitsanalyse umfasst alle Aktivitäten, welche zur Bewertung der Betriebssicherheit im Übertragungsnetz sowie zur Ermittlung von Gegenmaßnahmen zur Wahrung der Betriebssicherheit nötig sind. Die zunehmende Verlagerung der Einspeisung in

die Verteilungsnetze im Zuge des Ausbaus dezentraler Erzeugungsanlagen hat erhebliche Auswirkungen auf das Übertragungsnetz und muss rechtzeitig erkannt und bewertet werden [2]. Außerdem werden zunehmend konventionelle thermische Erzeugungsanlagen (Kohle- und Kernenergie) in der Höchstspannung abgeschaltet. Dadurch steigt die Notwendigkeit, zusätzlich zu Verbrauchs- auch die Erzeugungsinformationen aus der Hochspannung (HS) bei den Netzberechnungen des Übertragungsnetzes mit einer möglichst hohen Genauigkeit zu berücksichtigen. Insbesondere ist es für den ÜNB wichtig, relevante Planungsdaten über Erzeugung, Verbrauch und Netzführung aus der Hochspannung zu erhalten, um das Übertragungsnetz sicher und stabil zu betreiben. Mit Einführung der GLDPM wird nun eine Grundlage geschaffen, die Übergabe von zusätzlichen erforderlichen Daten zu definieren und zu regeln.

In diesem Whitepaper wird zunächst der Prozess der GLDPM kurz dargestellt, dessen Implementierung nun seit Beginn des Jahres 2018 abgeschlossen ist [3]. Der Fokus des Dokuments liegt aber auf den auszutauschenden Netzmodellen und verschiedenen Varianten an Netzreduktionsverfahren, sowie auf der Erstellung von Prognosen für die Einspeisungen aus Erneuerbaren Energien, die für die Bereitstellung von Planungsdaten von Erzeugungsanlagen und Lasten relevant werden können.

Daten- und Informationsbedarf

Wie bereits beschrieben, ist mit der Einführung der GLDPM jeder Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) verpflichtet, ein belastbares Einzelnetzmodell zu erstellen, welches wie das gemeinsame Netzmodell auf Erzeugungs-, Last- und Netztopologiedaten beruht sowie die dazugehörigen Regeln für die Änderung dieser Daten während der Kapazitätsberechnung beschreibt [1]. Auf der gemeinsamen Informationsplattform der vier deutschen ÜNB www.netztransparenz.de, ist eine umfassende Dokumentation der Implementierungsvorschriften für die

GLDPM vorhanden. Im folgenden Abschnitt wird ein Überblick über den wesentlichen Datenbedarf gegeben.

Durch die GLDPM sollen detaillierte Informationen zu Einspeisungen und Lasten verfügbar und deren Auswirkungen auf die Lastflüsse im HöS-Netz sichtbar gemacht werden. Durch die Verwendungen von Netzdaten mehrerer ÜNB sowie relevanter Verteilnetze werden die Detailtreue und die Genauigkeit der Ergebnisse erhöht.

Bei den zu liefernden Daten im Rahmen des GLDPM handelt es sich einerseits um Stammdaten, die die grundsätzlichen Eigenschaften (z. B. elektrische Parameter, Bemessungsleistung, etc.) beinhalten und einmalig übergeben werden müssen. Zum anderen müssen Betriebsplanungsdaten regelmäßig übergeben werden. Bei Betriebsplanungsdaten handelt es sich um Bewegungsdaten (Einspeise- und Lastverläufe) zum geplanten Betrieb wie z. B. Schaltzustand des Netzes, Fahrweise und Flexibilität von Erzeugungsanlagen und Speichern, etc. Ebenso zählen zu den Betriebsplanungsdaten auch Einspeisungen aus den Erneuerbaren Energien (EE), für die entsprechende Prognosen erstellt werden müssen. Grundsätzlich wird bei den Anlagenkategorien zwischen dargebotsabhängigen und nicht dargebotsabhängigen EE unterschieden.

Im Detail handelt es sich bei den Erzeugungsanlagen um konventionelle Erzeugungseinheiten mit einer Nennleistung gleich oder größer 10 MW und mit Spannung am Netzanschlusspunkt von 110 kV oder höher, die jedoch bereits für den Kraftwerkseinsatzplanungs-Prozess erfasst sind und Fahrpläne liefern. Das betrifft auch Groß-Stromspeichereinheiten.

So ist für alle nicht dargebotsabhängigen Erzeugungsanlagen, die alle EE mit Ausnahme von Windkraft und Photovoltaik umfassen, in Analogie zu den konventionellen Großanlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 10 MW, die ihren Netzanschlusspunkt in der 110-kV-Ebene oder höher haben,

eine Einsatzplanung abzugeben [3]. Die Aktualisierung der Daten soll regelmäßig erfolgen.

Für dargebotsabhängige erneuerbare Energieanlagen wird diese Regelung erstmal noch nicht verpflichtend eingeführt, aber in der Zukunft anvisiert. Weiterhin werden auch sonstige Erzeugungsanlagen, die eine Nennleistung von mehr als 10 MW besitzen in diese Regelung mit einbezogen, wenn diese hauptsächlich stromgeführt betrieben werden. Zudem müssen Verbrauchseinheiten mit einer Entnahmeleistung von mehr als 50 MW Planungsdaten liefern [3].

Unabhängig von den aktuellen Forderungen ist es sinnvoll, auch kleinere Erzeugungsanlagen in unterlagerten Netzebenen in der Prognose zu berücksichtigen, sofern die Summe der Nennleistungen der zu einem 110-kV-Netz zugeordneten Wind- und Photovoltaikanlagen einen Wert von 10 MW übersteigt. Neben der Datenlieferung von Erzeugungsanlagen und Verbrauchlasten sind relevante VNB (VNB der 110-kV-Netze mit einem direkten Anschluss an das HöS-Netz) verpflichtet, im Rahmen der GLDPM-Umsetzung Netzmodelle bereitzustellen [3]. Diese dienen dem ÜNB zur genauen Berechnung seiner Lastflüsse und sollen in ihren Eigenschaften denen des jeweiligen angeschlossenen Hochspannungsnetzes entsprechen.

Das beinhaltet beispielsweise auch die Berechnung von Änderungen der Lastflüsse, die sich durch Maßnahmen des Engpassmanagements (z. B. Redispatch) oder durch die Bereitstellung von Systemdienstleistungen (hier Regelenergie) ergeben. Hierfür werden Anlagen in der Hochspannung berücksichtigt, um einen möglichst genauen Effekt am Netzverknüpfungspunkt (NVP) und somit auch auf die infrage stehenden Netzelemente im HöS-Netz zu beschreiben. Es ist also von Vorteil nicht nur Wirk- und Blindleistung des HS-Netzes am NVP zu kennen, sondern man soll auch in der Lage sein, Änderungen im HS-Netz zu bestimmen und deren Einfluss auf die HöS-Ebene zu berücksichtigen. Eine Betrachtung der (n-1)-Sicherheit im

Verteilnetz erfolgt allerdings im Rahmen der GLDPM nicht, obwohl diese künftig von stärkerem Interesse sein kann, da immer mehr Erzeugung aus der Hoch- und Mittelspannung kommt und diese zukünftig eine Rolle im Redispatchprozess spielen wird. Die Möglichkeiten, die zur Verfügung stehen, um Verteilnetze und deren Energieflüsse möglichst realistisch nachzubilden, werden im nächsten Kapitel beschrieben.



2

BEREITSTELLUNG VON DATEN FÜR DIE NETZMODELLIERUNG AUS DER HOCHSPANNUNGSEBENE

Der Übertragungsnetzbetreiber ist verpflichtet, von seinem Netzgebiet ein Einzelnetzmodell zu erstellen, welches auf europäischer Ebene zu einem Gesamtnetzmodell (Common Grid Model) zusammengesetzt werden kann. Das Einzelnetzmodell muss relevante Strukturen der Hochspannungsebene (in Deutschland 110 kV) enthalten [2].

Prinzipiell gibt es für den VNB verschiedene Möglichkeiten, dem ÜNB die im Rahmen von GLDPM benötigten Daten aus der Hochspannungsebene zur Verfügung zu stellen. Alternativ zur Übergabe des vollständigen Netzdatensatzes kann zunächst eine Netzreduktion innerhalb einer 110-kV-Netzgruppe erfolgen, bei der ein vereinfachtes Netzmodell übergeben wird. Es ist darauf zu achten, dass die relevanten Zusammenhänge darin Berücksichtigung finden, und in der Gesamtsimulation auf Ebene des Übertragungsnetzes die notwendigen Effekte untersucht werden können. Eine weitere Variante die notwendigen Netzinformationen zu übergeben, ist die Darstellung über Sensitivitäten. In den folgenden Abschnitten werden Untersuchungsziele der Netzberechnung aufgezeigt sowie die möglichen Verfahren der Netzreduktion vorgestellt.

2.1 Zielsetzung und Anforderungen

Auf Grundlage des Common Grid Models soll auf internationaler Ebene eine koordinierte, lastflussbasierte Kapazitätsberechnung für die gesamte CORE-Region (Frankreich, Benelux, Deutschland, Österreich, Polen, Tschechien, Slowakei, Ungarn, Rumänien, Kroatien und Slowenien) ermöglicht werden. Mit der steigenden Anzahl von Erzeugungsanlagen mit Hochspannungsanschluss geht eine notwendige detaillierte Betrachtung der 110-kV-Netze einher, weshalb aufgrund der Wechselwirkungen mit dem Übertragungsnetz auch die unterlagerte Netzstruktur, die in der Regel vermascht betrieben wird, berücksichtigt werden muss [2].

2.2 Detailliertes Netzmodell

Zur Berechnung der stationären Zustände innerhalb des Hochspannungsnetzes bietet sich zunächst das detaillierte reale Netzmodell des jeweiligen Netzgebietes an. Hierbei wird neben Betriebsmittel- und Topologiedaten auch der aktuelle Schaltzustand zur Verfügung gestellt. Mit diesen Informationen ist es möglich, die Lastflüsse innerhalb des Hochspannungsnetzes zu berechnen und auch Änderungen an den GLDPM relevanten Elementen (Erzeugungsanlagen, Lasten, Speicher) zu berücksichtigen. Bei einem einmal vorhandenen Datensatz müssen in der Folge nur noch zeitabhängige Informationen der Lasten, Erzeugungsanlagen, ggf. Topologieänderungen (Schaltzustandsänderungen, Stufenschalteränderungen, ...) sowie Messwerte überliefert werden.

Weiterhin lassen sich mit einem solchen Modell auch potenzielle Betriebsmittelüberlastungen in dem unterlagerten Netz bestimmen, die bei Änderungen der GLDPM relevanten Elemente auftreten können. Dieses ermöglicht einen umfassenden und detaillierten Blick in die entsprechende Netzgruppe, erfordert dafür aber einen verhältnismäßig hohen Datenaufwand und die Einbindung umfangreicher Netze in das Common Grid Model.

2.3 Netzmodelläquivalente

Übersicht

Um die Komplexität des Gesamtmodells zu reduzieren und damit den Aufwand der Netzberechnung zu vereinfachen, können die Modelle der vollständigen Hochspannungsnetze an den Verknüpfungsknoten zum Übertragungsnetz reduziert werden. Den Vorteilen eines reduzierten Daten- und Berechnungsaufwand bei der Netzanalyse stehen ein erhöhter Rechenaufwand bei der Erstellung der vereinfachten Netze durch den VNB sowie eine durch die Vereinfachung verursachte Unschärfe des Ergebnisses gegenüber. Letztendlich bedeutet eine Modellvereinfachung immer ein Kompromiss aus Rechenaufwand und Ergebnistreue. Bei der Vereinfachung sollte immer das spätere Untersuchungsziel und in dieser Hinsicht der Fehler im Ergebnis berücksichtigt werden.

Vollständige Netzreduktion und Randnetznachbildung

Bei der vollständigen Netzreduktion werden alle passiven Elemente des zu reduzierenden Netzes in Ersatzimpedanzen zwischen den Elementen bzw. Knoten zusammengefasst. Die Reduktion findet für eine konkrete Netzsituation (Topologie, Lastflussdaten) statt. Die sich in den Verbindungsknoten zwischen den Netzen ergebenden Austauschleistungen werden durch Einspeiseelemente wie z. B. Ward- oder Extended-Ward-Elemente abgebildet (siehe Abbildung 1). Das reduzierte Netz

wird klassischerweise als Randnetznachbildung für das detaillierte Netz bezeichnet. Da sich die Einspeiseelemente auf einen konkreten Lastfall beziehen, und die einzelnen Erzeugungsanlagen im reduzierten Netz nicht mehr explizit berücksichtigt sondern in Ersatzinspeiseelementen zusammengefasst werden, eignet sich dieses Verfahren nicht für Untersuchungen mit sich ändernden Lastflüssen sowie Redispatchmaßnahmen im Verteilnetz, und ist auch für Berechnungen im Übertragungsnetz in der Nähe des Randnetzes ggf. ungeeignet. Für jede Änderung der Einspeisesituation müsste ein neues Äquivalent berechnet werden.

Partielle Netzreduktionsverfahren

Bei der partiellen Netzreduktion wird die bestehende Netzstruktur vereinfacht, und ggf. werden Erzeugungsanlagen und Lasten zusammengefasst. Die Berücksichtigung von Kabeln und Leitungen findet ggf. durch den Einsatz von Ersatzimpedanzen vereinfacht statt. Dabei besteht in Abhängigkeit des gewählten Verfahrens die Möglichkeit, bestimmte Strukturinformationen wie z. B. Teile der Netztopologie oder einzelne Erzeugungsanlagen im reduzierten Netz abzubilden.

Die sich durch die Reduktion ergebende Netzstruktur und damit die Anzahl der zu bildenden Ersatzelemente, hängen von der Netztopologie, vom gewählten Netzreduktionsverfahren sowie den darzustellenden Erzeugungsanlagen und Verbrauchern ab. Zur Identifizierung der Auswirkungen der Änderung der Einspeiseleistung an einem Netzknoten auf die Austauschleistung in einem NVP ist es erforderlich, Verbindungen (durch real existierende oder durch Ersatzimpedanzen) von dieser Erzeugungsanlage zu allen NVP bzw. zu anderen Netzknoten mit Verbindung zu den NVP zu bilden.

Es existieren in der Praxis vielfältige Möglichkeiten der Reduktion von Stromnetzen. Drei der genannten Anforderungen genügende Beispiele sind in Abbildung 2 aufgezeigt (an [2] angelehnt). Die Netzgrafik oben links zeigt

den Originalzustand eines einfachen 110-kV-Beispielnetzes mit zwei Verknüpfungspunkten ins Übertragungsnetz. Die folgenden nach unterschiedlichen Verfahren reduzierten Netze haben weiterhin zwei Verknüpfungspunkte mit dem

Übertragungsnetz, weisen jedoch eine unterschiedliche Anzahl von Leitungen, Ersatzimpedanzen bzw. Ersatzerzeugungsanlagen auf. Die aufgezeigten Reduktionsverfahren werden im Folgenden vorgestellt und diskutiert.

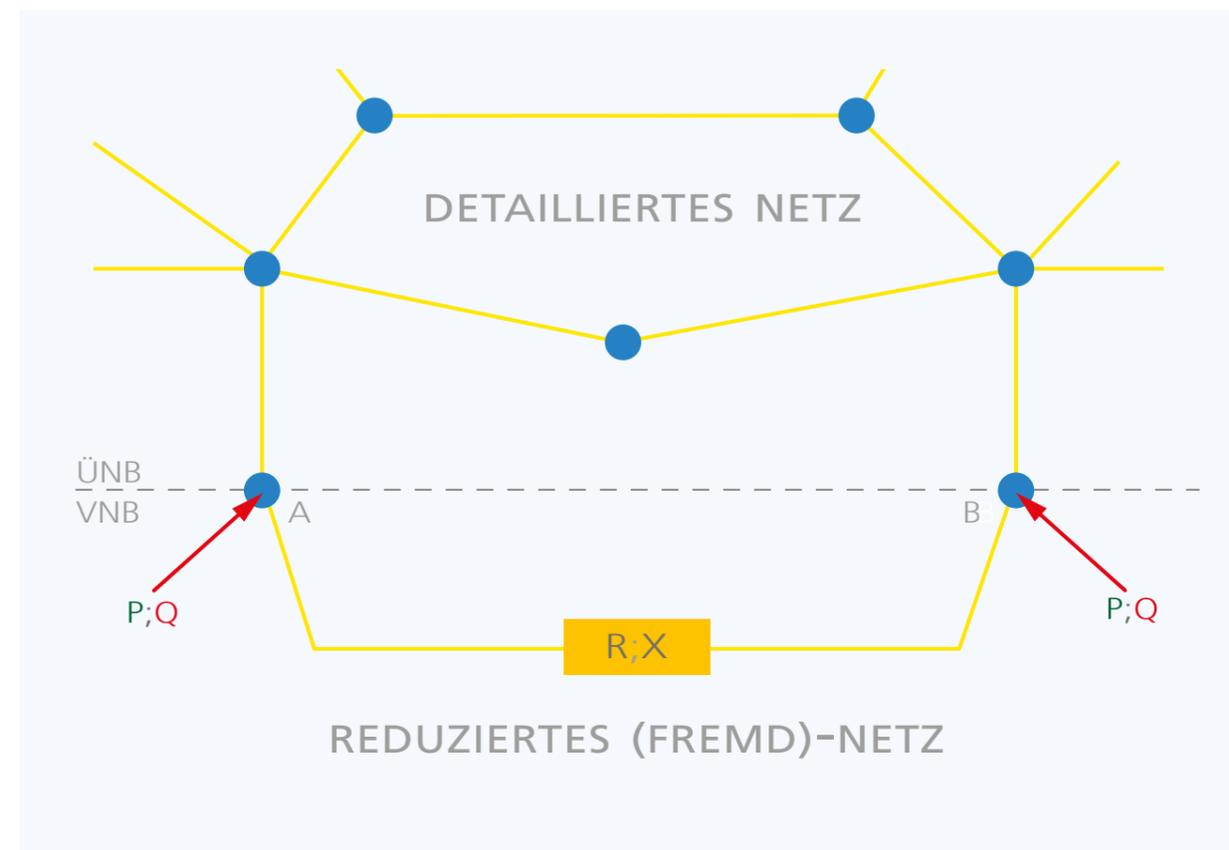
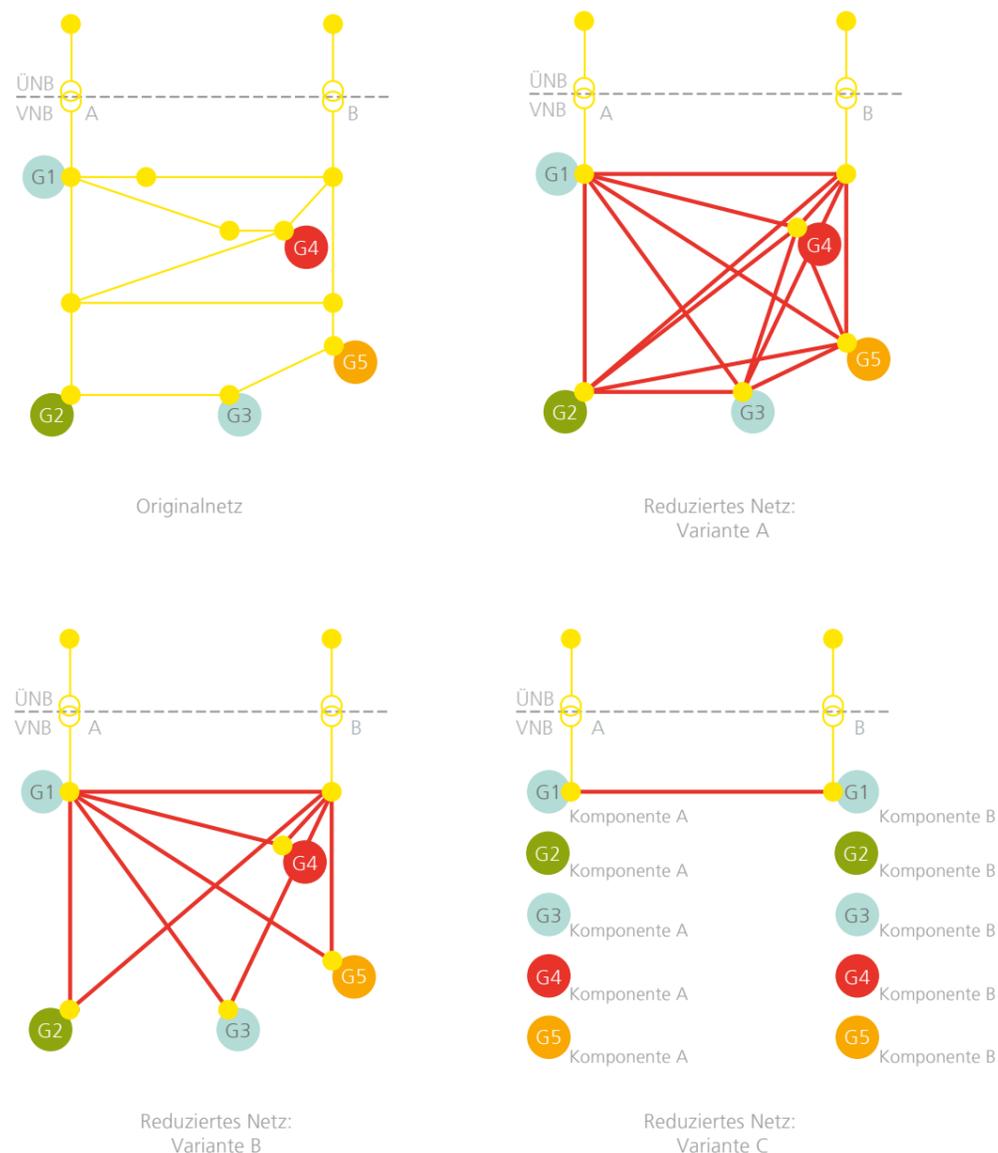


Abbildung 1: Beispieldarstellung für ein vollständig reduziertes Netz. Das Verteilnetz wurde durch eine Ersatzimpedanz zwischen den Verknüpfungspunkten modelliert. An jedem Verknüpfungspunkt ist eine Ersatzinspeisung für Wirk- und Blindleistung installiert.



Variante A (Reduktion nicht relevanter Knoten)

Bei dieser Reduktionsmethode werden alle zu reduzierenden Knoten eliminiert und die angrenzenden Leitungen durch Ersatzimpedanzen im verbleibenden Netz berücksichtigt. So bleibt bei der Reduktion die Netzstruktur zwischen den verbleibenden Knoten des Originalnetzes erhalten. Das Ziel dieser Methode liegt darin, den quantitativen Einfluss der einzelnen Erzeugungsanlagen auf die Verknüpfungspunkte möglichst genau abzubilden. Als Ergebnis sind alle verbleibenden Knoten über die originalen Kabel bzw. Leitungen und/oder über Ersatzimpedanzen miteinander verbunden.

Durch diese Methode werden die Netzimpedanzen zwischen den Verknüpfungspunkten (ÜNB / VNB) möglichst genau berücksichtigt, wodurch im Common Grid Model die in die Verteilnetze induzierten Transitflüsse entsprechend abgebildet werden. Dabei wird im Vergleich zu den anschließend dargestellten Methoden das Originalnetz möglichst genau abgebildet. Dadurch ist bei Redispatchmaßnahmen im 110-kV-Netz eine gute Modellierung der sich in den Verknüpfungspunkten ändernden Austauschleistungen zu erwarten. Dem gegenüber stehen ein entsprechender Aufwand bei der Erstellung des Netzes sowie eine relativ komplexe Netzstruktur. Das reduzierte Netz zeichnet sich im Vergleich durch eine sehr große Zahl an Längszweigen zwischen den Knoten in Form von Leitungen bzw. Ersatzimpedanzen aus.

Variante B (Ersatzelemente zwischen jedem Erzeuger- oder Lastknoten und den Verknüpfungspunkten)

Bei dieser Reduktionsmethode (Abbildung 2, links unten dargestellt) werden zunächst alle Verbindungen eliminiert, und von jedem beizubehaltenden Netzknoten (Erzeuger- oder Lastknoten) werden Ersatzleitungen zu jedem Verknüpfungspunkt (ÜNB/VNB) sowie zwischen den einzelnen Verknüpfungspunkten hergestellt. Diese Methode wird auch »REI« (Radial – Equivalent – Independent) Methode genannt, da zwischen den

einzelnen verbleibenden Knoten – im Gegensatz zu Variante A - keine Verbindungen mehr bestehen. [4] Dadurch verringert sich die Komplexität des reduzierten Netzes zulasten einer vereinfachten Berücksichtigung der Impedanzen zwischen den einzelnen Netzknoten. Hier muss nach topologischen Veränderungen im Originalnetz ein neues Ersatznetz berechnet und übergeben werden.

Da hier im Vergleich zu Variante A keine Ersatzimpedanzen zwischen den einzelnen Knoten geschaltet werden, reduzieren sich der Erstellungsaufwand sowie die zu übergebenden Daten. Dieses wird mit einer leichten Unschärfe in der Sensitivität einzelner Redispatchmaßnahmen auf Änderung der Austauschleistungen in den Übergabeknoten erkauft. Ebenso erfährt bei Simulationen im Common Grid Model die Darstellung der aus dem Übertragungsnetz in das Verteilnetz induzierte Transitleistung durch die Vereinfachung der Netzstruktur eine entsprechende Vereinfachung.

Variante C (Feste Aufteilung der Erzeugungsleistung auf Anschlussknoten)

Die Idee dieser Methode geht davon aus, dass sich die Einspeiseleistung einer Erzeugungsanlage im 110-kV-Netz, unabhängig von der Lastflusssituation im Netz, immer in demselben Verhältnis auf die einzelnen Verknüpfungspunkte zum Übertragungsnetz aufteilt. Dazu wird, ähnlich wie bei Berechnung der Sensitivitätsmatrix, für jede Erzeugungsanlage ein Einflussfaktor auf jeden Verknüpfungspunkt mit dem Übertragungsnetz ermittelt. Die Leitungen zwischen Einspeiseanlagen und Netzknoten werden dabei vollständig vernachlässigt. Die sich durch die komplexe Netzstruktur ergebenden Impedanzen zwischen den Verknüpfungspunkten werden lediglich jeweils durch eine Ersatzimpedanz dargestellt. Hinsichtlich der zu übergebenden Netzdaten weist dieses Verfahren die einfachste Struktur auf, jedoch steigt durch die Berücksichtigung jeder Erzeugungsanlage an jedem Verknüpfungspunkt in diesem Fall die Zahl der Generatoren im reduzierten Netz. Da sich die Einspeiseleistung

Abbildung 2: Beispielhafte Darstellung zur Reduzierung eines Netzes mithilfe von Ersatzimpedanzen ([2] entnommen). Links oben ist das Ausgangsnetz dargestellt. Im Netz oben rechts sind die nicht relevanten Knoten reduziert worden. Links unten ist die originale Netzstruktur reduziert, und von jedem relevanten Knoten eine Ersatzverbindung zum Umspannwerk gezogen. Unten rechts sind die relevanten Generatoren über Einflussfaktoren auf die Umspannwerke aufgeteilt. Die relevanten Erzeugungsanlagen sind hier mit G gekennzeichnet und die beiden Netzverknüpfungspunkte (HS/HÖS) mit A und B.

an einem Verknüpfungspunkt durch Summation der Einspeiseleistungen der real existierenden Erzeugungsanlagen unter Berücksichtigung der entsprechenden Einflusskoeffizienten ergibt, hält sich der Rechenaufwand trotz der Anzahl der Generatoren in Grenzen.

Allgemeine Darstellung über Sensitivitäten

Eine Erweiterung des Ansatzes C ist es, den Einfluss eines zu variierenden Elementes auf die NVP und weitere Netzelemente zu untersuchen. Dieses erfolgt über Sensitivitäten.

Diese beschreiben die Vorgänge im Netz im Rahmen der linearen Näherung, bei nicht zu großer Abweichung vom aktuellen Arbeitspunkt hinreichend genau. Die Matrizen sind, genau wie die Netzäquivalente, abhängig vom aktuellen Netzzustand und müssen bei Änderung der Netztopologie (Schalthandlungen, Stufenstellungen, ...) immer wieder neu bestimmt werden. Auch bei größeren Leistungsänderungen der Erzeugungsanlagen, Verbraucher und Speicher müssen die Sensitivitäten angepasst werden. Die Berechnung der Sensitivitäten lässt

sich allerdings sehr einfach und schnell bewerkstelligen. Sie werden indirekt bei jeder Lastflussberechnung mit erzeugt. Im Detail wird der Einfluss jedes Knoten auf alle anderen Knoten und Leitungselemente bestimmt. Dieses erfolgt durch die Variation von Blind- und Wirkleistung an dem jeweiligen Knoten. In der Praxis kann man die Variation auf die Knoten mit veränderlichen Elementen beschränken. Um in der Darstellung von Methode C zu bleiben, befinden sich bei einer vollständigen Darstellung über Sensitivitätsmatrizen, die Einflusskoeffizienten der Anlagen nicht nur an den NVP (siehe Abbildung 2), sondern auch an allen anderen Knoten und Leitungen im Hochspannungsnetz. Man ist nun in der Lage, Spannungs- und Leistungsauslastungsänderungen durch Variation der Erzeugungsanlagen, Verbraucher oder Speicher überall im Netz zu bestimmen. Allerdings immer unter der Voraussetzung, dass sich der neue Netzzustand im Rahmen dieser Linearisierung nicht zu weit vom ursprünglichen Arbeitspunkt wegbewegt hat und der Einfluss der über- und unterlagerten Netze bei Änderungen im Hochspannungsnetz nicht mit berücksichtigt wird.

BASISSZENARIO	G1	G2	G3	G4	G5
EINSPEISELEISTUNG IN MW	80	80	80	80	100

REDISPATCHMASSNAHME	G1	G2	G3	G4	G5
EINSPEISELEISTUNG IN MW	80	80	80	80	20

▲ Tabelle 1: Einspeiseleistungen für Basis- und Redispatchszenario

▶ Tabelle 2: Ergebnis: Vertikale Austauschleistungen für Basis- und Redispatchszenario

Die geeignete Netzreduktion ist vom Anwendungsfall abhängig

Die vorgestellten Reduktionsverfahren unterscheiden sich sowohl im Aufwand, der für die Erstellung des reduzierten Netzes notwendig ist, als auch in der Komplexität des Netzes sowie der Detailtreue. Die Einflussfaktoren hängen von der Topologie des zu modellierenden Netzes sowie von der Anzahl der Erzeugungsanlagen und Verknüpfungspunkte ab. Somit kann keine generelle Empfehlung hinsichtlich eines geeigneten Netzreduktionsverfahren ausgesprochen werden. Vielmehr sollte im konkreten Fall eine Analyse der Struktur des zu reduzierenden Netzes als Basis für das optimale Reduktionsverfahren hinsichtlich Rechen- und Datenaufwand sowie Detailtreue vorgenommen werden. So hätten z. B. (n-1)-Ausfallrechnungen für das HöS-Netz einen ganz anderen Anspruch an die Netzäquivalente als die Bestimmung von Redispatchmaßnahmen. In [2] wird gefordert, dass für eine (n-1)-Rechnung im Übertragungsnetz die Wechselwirkungen mit den unterlagerten Netzen Berücksichtigung finden können.

Vergleich anhand von Beispielnetzen

Um eine Abschätzung der durch die einzelnen Methoden verursachten Unschärfe zu erstellen, wird für das in Abbildung 2 (oben links) dargestellte Beispielnetz nach den genannten Varianten reduziert. Zum Vergleich werden die Ergebnisse einer im Originalnetz und ebenfalls in den reduzierten Netzen beispielhaft durchgeführten Redispatchmaßnahme gegenübergestellt.

Im Redispatchszenario wird die Erzeugungsleistung von Generator 5 reduziert (siehe Tabelle 1). Als Ergebnis für Original- und Redispatchszenario sind für die jeweiligen Netze die vertikalen Austauschleistungen an den Verknüpfungspunkten angegeben (siehe Tabelle 2).

	BASISSZENARIO		REDISPATCHSZENARIO	
VERWENDETES NETZ	P _A	P _B	P _A	P _B
VOLLSTÄNDIGES NETZ	-183,5	-135,5	-144,6	-94,7
NETZ VARIANTE A	-183,5	-135,5	-144,7	-94,8
NETZ VARIANTE B	-191,6	-128,0	-146,4	-93,2
NETZ VARIANTE C	-183,5	-135,5	-151,4	-88,2
SENSITIVITÄTEN	-183,5	-135,5	-144,7	-94,8

Ergebnisdiskussion

Die Ergebnisse der Beispielrechnungen im vollständigen Originalnetz sowie in den vier reduzierten Netzen sind Tabelle 2 zu entnehmen. Durch die verhältnismäßig umfangreiche Berücksichtigung der originalen Netzstruktur mit entsprechendem Datenumfang weisen die Ergebnisse im nach Variante A reduzierten Netz sowohl im Basis- als auch im Redispatchszenario eine äußerst gute Übereinstimmung mit den Referenzergebnissen auf.

Die Radialstruktur des nach Variante B reduzierten Netzes lässt nahezu keine Rückschlüsse auf die ursprüngliche Netztopologie schließen, was in der Regel zu einem reduzierten Datenaufwand gegenüber Variante A führt. Dabei übernimmt jede Ersatzimpedanz lediglich die Leistung der Einspeisung bzw. Last eines Knotens. Dadurch werden Wechselwirkungen, die im Originalnetz zwischen verschiedenen Generatoren bzw. Lasten existieren, nicht berücksichtigt. Die leichten Abweichungen der Ergebnisse von Basis- und Redispatchszenario im Vergleich zum Originalnetz lassen sich durch diese Topologievereinfachung erklären.

Die Aufteilungsfaktoren der Variante C werden auf Grundlage des Basisszenarios ermittelt, wodurch sich die Übereinstimmung mit den Ergebnissen des vollständigen Netzes erklären lassen. Durch die Vernachlässigung der Netzstruktur ergeben sich entsprechende Unschärfen bei Ergebnissen des Redispatchszenarios.

Etwas detaillierter als Variante C, ist die vollständige Berechnung von Sensitivitäten der Anlagen im Verteilnetz auf die Netzverknüpfungspunkte. Die Ergebnisse in Tabelle 2 liegen sehr nahe an den tatsächlichen Ergebnissen und sind bis auf weitere Nachkommastellen identisch mit den Ergebnissen aus Variante A.

Anhand dieses Beispiels konnte gezeigt werden, dass sich die vier Verfahren grundsätzlich dazu eignen, die Veränderungen der Einspeise- bzw. Lastsituation im unterlagerten Netz auf die vertikalen Austauschleistungen mit dem Übertragungsnetz auch mit reduzierten Netzmodellen zu bestimmen. Tendenziell steigt mit dem Reduzierungsgrad der Netzstruktur der Fehler im Ergebnis.

Bei Verwendung der nach den Varianten A bis C reduzierten Netze werden die Leitungen zwischen den Verknüpfungspunkten mit dem Übertragungsnetz berücksichtigt, weshalb im Common Grid Model die Verlagerung von Transitflüssen ins Verteilnetz abgebildet wird. Weiterhin eignen sich diese Netze für eine Netzsicherheitsrechnung im Übertragungsnetz unter Berücksichtigung der unterlagerten Verteilnetze.

2.4 Betriebsmittelgrenzen und Flexibilitäten

Ein wichtiger Aspekt, den es bei der Darstellung von Netzen in einer Ersatzformulierung zu berücksichtigen gilt, sind neben der Auswirkung von Änderungen auf Netzelemente die Betriebsmittelgrenzen dieser Elemente. Bei der Verwendung von Ersatzimpedanzen wie auch bei Sensitivitäten kann nicht mehr festgestellt werden, ob an den eigentlichen Leitungen oder Sammelschienen die festgelegten Grenzen eingehalten werden. Bei der Äquivalentbeschreibung der Leitungen werden auch mehrere Leitungsquerschnitte zusammengefasst und somit auch mehrere Auslastungsgrenzen. Dabei entsteht das Problem, dass nicht mehr bestimmt werden kann, über welche Leitung im reduzierten Netzgebiet wieviel Leistung fließt und dementsprechend unbekannt ist, welche Leitung wie ausgelastet ist. Bei Annahme der geringsten Stromgrenze für die Ersatzimpedanz würden so wichtige Kapazitäten verschenkt werden. Beim Aufsummieren der Grenzen können einzelne Leitungen überlastet werden. Analog verhält es sich mit den Spannungen an den Sammelschienen. Auch hier ist unbekannt, welche Spannungen sich in den reduzierten Netzbereichen einstellen. Folglich können, obwohl alle Spannungsgrenzen an den Anschlussknoten der Netzelemente eingehalten werden, Spannungen an den Knoten in den reduzierten Bereichen im realen Netz über- oder unterschritten werden.

Um das zu vermeiden, können im Vorfeld zur Netzreduktion die Flexibilitäten für Wirk- und Blindleistung, unter Berücksichtigung der Betriebsmittelgrenzen im Netz, an den Anlagen bestimmt und als effektive Grenzen mit übermittelt werden. Allerdings ergibt sich auch hier das Problem, dass bei der Bestimmung der Grenzen pro Anlage, beim Einsatz von mehreren Anlagen wieder Betriebsmittel überlastet werden könnten, welches zusätzlich berücksichtigt werden müsste. Die Bestimmung der Anlagengrenzen unter Einbeziehung

aller Anlagen würde zu stark verringerten Flexibilitäten führen und ist somit auch nicht erstrebenswert. Einen Ausweg kann der Einsatz von Sensitivitäten bringen, wenn die Einflüsse der Anlagen auf die Sammelschienen und Leitungen betrachtet werden. Mithilfe der Leitungs- und Knotensensitivitäten kann die Änderung pro Betriebsmittel bestimmt werden und mit einer vorher erstellten Liste über aktuelle Auslastungen zu diesem Zeitpunkt abgeglichen und festgestellt werden, ob die Änderung den Grenzwert überschreiten würde. Die Anwendung der Berechnung durch Sensitivitäten ist nur aussagekräftig, wenn sich das Netz durch die Änderungen nicht zu weit weg vom ursprünglichen Arbeitspunkt bewegt. Ein weiterer Ausweg ist die Bestimmung der Potenziale aus dem Verteilnetz über Optimierungsverfahren unter Beachtung aller Grenzen im VN und der darauf folgenden Übermittlung der Potenziale für die Verknüpfungspunkte zwischen ÜNB und VNB (siehe hierzu auch [5] sowie [6], [7] und [8]).



3

PROGNOSEN FÜR DIE NETZBERECHNUNG

3.1 Anforderungen der GLDPM an die Prognosen

Die Erstellung eines möglichst exakten Abbildes des aktuellen aber auch des zukünftigen Systemzustandes im Übertragungs- und Verteilnetz erfordert genaueste Informationen über die Wirk-, Blindleistung (für Last und Erzeugung) sowie über den Spannungsbetrag und -winkel an jedem einzelnen Netzknoten des Übertragungs- und Verteilnetzes. Erst ein exaktes Abbild des Systemzustandes und eine darauf aufbauende Lastflussberechnung der verschiedenen Spannungsebenen ermöglicht einen zuverlässigen Austausch genauer Systemzustände/Lastflüsse, wie sie von jedem Netzbetreiber erwartet werden, um die Netze optimal zu belasten und um systemsicherheitsrelevante Eingriffe (z. B. EISMAN) optimiert und effizient veranlassen zu können. Aus diesem Grund sind möglichst exakte Prognosen der Einspeisung aus erneuerbaren Energieträgern sowie der Lastsituation Grundlage für eine zuverlässige vorausschauende Lastflussberechnung. Wichtig hierbei ist, dass die Prognosen in geeigneter regionaler Auflösung erstellt werden. Die Übertragung der Prognosen sollte mit den Übertragungszeiten der Netzmodelle übereinstimmen und dementsprechend für den Day-Ahead-Kapazitätsberechnungszeitbereich zwei Tage vorher und für den Intraday-Kapazitätsberechnungszeitbereich einen Tag vorher erfolgen. Detaillierte Informationen über den Einsatz sowie die Art der Prognosen sind in der Verordnung der Kommission zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb beschrieben [9].

Prognosen können für folgende dargebotsabhängige Energieträger erstellt werden:

- Wind Onshore,
- Wind Offshore,
- Photovoltaik (PV)

Bei den dargebotsunabhängigen Energieträgern sind für eine Prognose vor allem die Biomasse, aber auch Wasserkraftwerke relevant.

Nachfolgend werden Prognoseverfahren für die erneuerbaren Energieträger Wind, PV, Biomasse und Wasserkraft näher betrachtet. Neben den reinen energieträgerspezifischen Erzeugungsprognosen wird ebenfalls die Prognose der Lastflüsse an den Netzverknüpfungspunkten vorgestellt.

3.2 Prognoseverfahren und benötigte Eingangsdaten

Zur Prognose der dargebotsabhängigen Einspeisung räumlich verteilter Windenergie- und Photovoltaikanlagen sowie der dargebotsunabhängigen Energieträger Biomasse und Wasser existieren verschiedenste Verfahren und Modellierungsansätze. Grundlegend wird hier zwischen statistisch und physikalisch basierten Modellansätzen unterschieden, welche auf Wetterprognosen numerischer Wettermodelle basieren. Wetterprognosen werden von verschiedensten Wetterdienstleistern zur Verfügung gestellt. Der maximale Prognosehorizont der Leistungsprognose hängt von dem maximalen Prognosehorizont des eingesetzten Wettermodells ab und beträgt für viele Modelle mehr als eine Woche. Es hat sich gezeigt, dass eine Kombination verschiedener Wetterprognosen zu einer erhöhten Prognosequalität führt. Numerische Wetterprognosen



werden üblicherweise in einem größeren Zeitraster als dem energiewirtschaftlichen Zeitraster von 15 Minuten und in einer groben räumlichen Auflösung (größer als 2x2 km) erstellt und müssen deshalb auf die Produktion der zu prognostizierenden Erzeugungsanlagen kalibriert werden. Innerhalb einer Modellkalibrierungsphase werden bei diesen Verfahren die unbekanntes Modellparameter auf Basis historischer Einspeisezeitreihen und Wetterprognosen optimiert, um den Zusammenhang zwischen einer prognostizierten Wettersituation und einer beobachteten PV- oder Windstromeinspeisung abbilden zu können [10]. Im Rahmen der statistischen Modellierung kommen häufiger Verfahren der Künstlichen Intelligenz (KI) zum Einsatz. Für die meisten Modellkalibrierungen werden ein oder mehrere Jahre historischer Daten benötigt, um die Abhängigkeiten in verschiedensten Wettersituationen erlernen zu können. Es gibt aber auch Ansätze, welche auf einer geringeren Datenbasis zuverlässige Ergebnisse liefern können [11].

Wind

Windenergieanlagen speisen in Deutschland zum Großteil in die Mittel- und Hochspannungsebene (MS/HS) ein, weswegen im Rahmen des GLDPM-Prozesses in erster Linie Prognosen der Windeinspeisung einzelner netzverknüpfter Windparks benötigt werden. Für diese Windparks werden neben historischen Messdaten bestenfalls auch Informationen über die zu den vergangenen Zeiten installierte und in Betrieb befindliche Nennleistung (inkl. Informationen über Abregelungen) benötigt.

Falls keine, nur ungenügende oder nicht verwendbare historische Daten vorliegen, lassen sich die benötigten Windparkprognosemodelle ebenfalls über eine physikalisch basierte Modellbildung erstellen. Hierbei werden die Windprognosen numerischer Wettermodelle unter Berücksichtigung der thermischen Stabilität auf Nabenhöhe berechnet, durch Hersteller- oder verallgemeinerte Kennlinien in Leistung transformiert und Abschattungseffekte auf Basis der Windparkstruktur

berücksichtigt. Physikalische Modelle benötigen somit detaillierte Informationen über die einzelnen Turbinen eines Windparks [12].

Photovoltaik

Für PV-Parks, welche ebenfalls direkt in die MS/HS-Ebene einspeisen, gelten grundlegend die gleichen Anforderungen wie für Windparks. Ein Großteil der PV-Anlagen ist jedoch an der Niederspannungsebene angeschlossen. Aus diesem Grund müssen hier zusätzliche Prognoseverfahren eingesetzt werden, um die Gesamtheit der an einem Netzverknüpfungspunkt angeschlossenen PV-Anlagen vorhersagen zu können. Ansätze dieser Art berücksichtigen statistische Informationen über die Charakteristika (Ausrichtung und Neigung) der angeschlossenen Anlagen und berechnen unter Zuhilfenahme physikalisch basierter Anlagenmodelle eine aggregierte PV-Einspeisung am Netzverknüpfungspunkt [13]. Im Falle der Verfügbarkeit regionaler historischer PV-Messungen lässt sich die Prognosegüte durch zusätzliche Kalibrierungsverfahren weiter steigern. Neben nicht exakt prognostizierten Wolken- und Nebelfeldern, welche eine der großen Herausforderungen für numerische Wettermodelle darstellen und hinsichtlich ihrer »scharfen Kanten« besonders kritisch für regional fokussierte PV-Prognosen sind, stellen Schneefallereignisse eine besondere Herausforderung für PV-Prognosen dar. Auch hier gibt es bereits verschiedenste Ansätze auf Basis aktueller Messdaten, welche im Mittel zuverlässige Ergebnisse liefern [14]. Neben den wetterbedingten Unsicherheiten führt eine flächendeckende Integration von PV-Speichersystemen ebenfalls zu einer zusätzlichen Volatilität der Netzeinspeisung, welche auf den Zustand und das Management der einzelnen Speicher zurückzuführen ist. Kenntnisse über Managementstrategien und Stammdaten der Speicher sowie Smart-Meter-Daten erlauben jedoch auch perspektivisch eine modelltechnische Abbildung der Systemzustände, welche in den Prognosen berücksichtigt werden können.

Wasserkraft

Wasserkraft als erneuerbarer Energieträger wird im Wesentlichen nach Laufwasser- und Speicherwasserkraftwerke sowie Pumpspeicher mit natürlichem Zufluss unterschieden. Die größten Potenziale zur Wasserkraftnutzung liegen in den südlichen Bundesländern Bayern und Baden-Württemberg, da hier der Voralpenraum für ein günstiges Gefälle sorgt [15].

Fast 99,9% der Anlagen weisen eine installierte Leistung von unter 10 MW auf und sind überwiegend an der Nieder- und Mittelspannungsebene angeschlossen. Der Anteil der Anlagen mit einer installierten Gesamtkapazität von mindestens 10 MW, welcher entsprechend der GLDPM ressourcenscharfe Planungsdaten übermitteln soll, beträgt lediglich ca. 3% (Stand 2015) [16]. Bei diesen sogenannten Kleinwasserkraftwerken handelt es sich mit großer Mehrzahl um Laufwasser- und Speicherkraftanlagen [15]. Insbesondere Laufwasserkraftwerke erzeugen ganztags Strom und sind daher grundlastfähig. Dennoch gibt es Unsicherheiten hinsichtlich der genauen Energieeinspeisung, da deren Wassermenge witterungsbedingt schwankt und es Zeiten mit Hoch- und Niedrigwasser gibt. Aus diesem Grund werden bei der Wasserkraftprognose Vorhersagen zum Abfluss und der damit verbundenen Energieerzeugung erstellt. Relevante Eingangsparameter sind die Niederschlagsmenge, Wasser aus Grund- oder Bodenwasser sowie Schmelzwasser aus Schnee als aktuelle und historische Messdaten.

Biomasse

Biomasse-Anlagen mit einer installierten Kapazität von mindestens 10 MW sind generell verpflichtet dem Übertragungsnetzbetreiber ressourcenscharfe Planungsdaten zur Verfügung zu stellen. Der Anteil dieser Anlagen an der installierten Gesamtkapazität der Biomasse-Anlagen beträgt in Deutschland ca. 15%. Da nahezu alle Biomasse-Anlagen (99,24%, Stand 2015) an der Nieder- bzw. Mittelspannungsebene

angeschlossen sind, besteht immer noch eine Unsicherheit bezüglich der zu erwartenden Einspeisung aus Biomasse-Anlagen am Netzverknüpfungspunkt [16]. Um diese Unsicherheit zu reduzieren, ist hier eine Prognose der Gesamteinspeisung aus Biomasse-Anlagen am jeweiligen Netzverknüpfungspunkt erforderlich. Ähnlich wie die Prognose am Netzverknüpfungspunkt werden historische Messungen, Wetterprognosen (hierbei hauptsächlich Temperatur) und Zeitinformationen benutzt, um Prognosemodelle zu erstellen.

Lastprognose

In der Vergangenheit handelte es sich hierbei tatsächlich um Verknüpfungspunkte mit Verbrauchern, deren Entnahmeverhalten aufgrund von zuverlässigen Standortlastprofilen für kleinere Verbrauchseinheiten wie beispielsweise Haushalte oder Fahrpläne für größere Industrien im Vorfeld überwiegend bekannt war. Demzufolge waren die Lastflüsse innerhalb und aus der Nieder- sowie Mittelspannungsebene hinaus gut planbar. In den letzten Jahren sind im Zuge der Energiewende jedoch zunehmend Energieerzeugungsanlagen hinzugekommen, sodass sich immer häufiger die Energieflüsse umkehren und Energie vom NS-/MS-Netz ins HS-HÖS-Netz fließt und die Lastflüsse an den Netzverknüpfungspunkten schwieriger zu prognostizieren sind.

Zur exakteren Bestimmung von Lastflüssen an den NVK können Prognosen für die Wirk- und Blindleistung erstellt werden, die dann in die Netzmodelle einfließen können, um eine Lastflussberechnung für die Kapazitätsberechnung durchzuführen. Als Prognoseverfahren können die gleichen Verfahren, wie bereits zu Beginn dieses Abschnitts beschrieben worden sind, verwendet werden.

Relevante Eingangsdaten für diese Prognose sind Eingangsdaten aus Wettermodellen sowie historischen Messwerten an den Netzverknüpfungspunkten. Darüber hinaus werden Informationen über die Zeit (Monat, Tag, Stunde, Feiertag,



Urlaubstag) bei der Prognose berücksichtigt. Darüber hinaus können zum einen Prognosen zu den erneuerbaren Energien, die dem NVP zugehörig sind in die Prognose einfließen sowie Fahrpläne zu Erzeugungs-, Stromspeichereinheiten von mindestens 10 MW sowie Verbrauchseinheiten von mindestens 50MW. Zum anderen kann die Prognose um Informationen von kleineren Stromverbrauchseinheiten, sonstigen Stromerzeugungs- und Stromspeichereinheiten ergänzt werden. Bei den kleinen Stromverbrauchseinheiten, z.B. Haushalten mit PV-Anlagen ist der Stromverbrauch zunehmend schwieriger zu kalkulieren, da es einen Eigenverbrauch des erzeugten Stromes gibt. In diesem Fall kann zusätzlich zu den bereits erwähnten Daten eine Eigenbedarfsprognose in die NVP-Prognose einfließen.

Bedeutung der Online-Verfügbarkeit von Messwerten

Im Kurzzeitprognosebereich bis zu einer Vorlaufzeit von etwa 5 Stunden lassen sich enorme Reduktionen des Prognosefehlers durch die Integration aktueller Messdaten der zu prognostizierenden Einheit oder durch repräsentative Messungen des betrachteten Netzgebietes erreichen. Am Beispiel der Windleistungsprognose zeigt die folgende Abbildung 3 [17] die Abhängigkeit des Prognosefehlers (hier RMSE: root-mean-square-error) vom Vorhersagehorizont für verschiedene Aggregationslevel, von einzelnen Windparks (blau) bis hin zur Einspeisung in Gesamtdeutschland (grün) über verschiedene Portfoliogrößen. Die starke Reduktion des Fehlers für kurze Vorhersagehorizonte ist auf die Verwendung aktueller Leistungsmesswerte zurückzuführen.

Im PV-Bereich werden neben PV-Messungen zudem häufig aktuelle Satellitenbeobachtungen eingesetzt, um die Solarstrahlung möglichst gut regional auflösen zu können. Aktuelle Leistungsmessungen oder andere Beobachtungsdaten sollten dem Prognosesystem bestenfalls in einem 15 minütigen

Rhythmus zur Verfügung gestellt werden. Die Prognosemodelle erlauben somit eine kontinuierliche Aktualisierung der Leistungsprognosen, welche nicht nur durch die Verfügbarkeit einer neuen Wetterprognose, sondern durch jeden neuen Messwert angestoßen werden kann. Bei der Biomasseprognose lässt sich eine Fehlerreduktion durch bessere Temperaturprognosen erreichen.

3.3 Weiterentwicklung von Prognosen durch Status- und Planungsdaten im Rahmen von GLDPM

Die Güte von Prognosen hängt entscheidend von einer qualitativ hochwertigen Datenverfügbarkeit ab, z. B. von historischen und aktuellen Messwerten sowie Kombinationen geeigneter Wetterprognosen. Neben schwer vorherzusagenden Wetterereignissen weichen Prognosen auch dann von der tatsächlichen Einspeisung ab, wenn wetterunabhängige Einflüsse, wie z.B. geplante oder nicht-geplante Nichtverfügbarkeiten, zum Tragen kommen. Aufgrund netzsicherheitsrelevanter Maßnahmen oder durch negative Preise am Strommarkt kommt es aber zunehmend zu Abschaltungen von Anlagen, die in der Prognose derzeit nicht adäquat berücksichtigt werden können, wenn die entsprechenden Informationen nicht online vorliegen. Die Einführung des GLDPM bietet durch die Berücksichtigung zusätzlicher Informationen die Chance die Prognosegüte zu steigern. Im folgenden Abschnitt werden die Auswirkungen der in der GLDPM geforderten Daten auf die Prognose beschrieben.

Hierbei handelt es sich um folgende Erzeugungs- und Bewegungsdaten von Erzeugungseinheiten nach Artikel 10(1) der GLDPM [1].

- a. Informationen zu positiven und negativen Wirkleistungsreserven und anderen Arten von Systemdienstleistungen

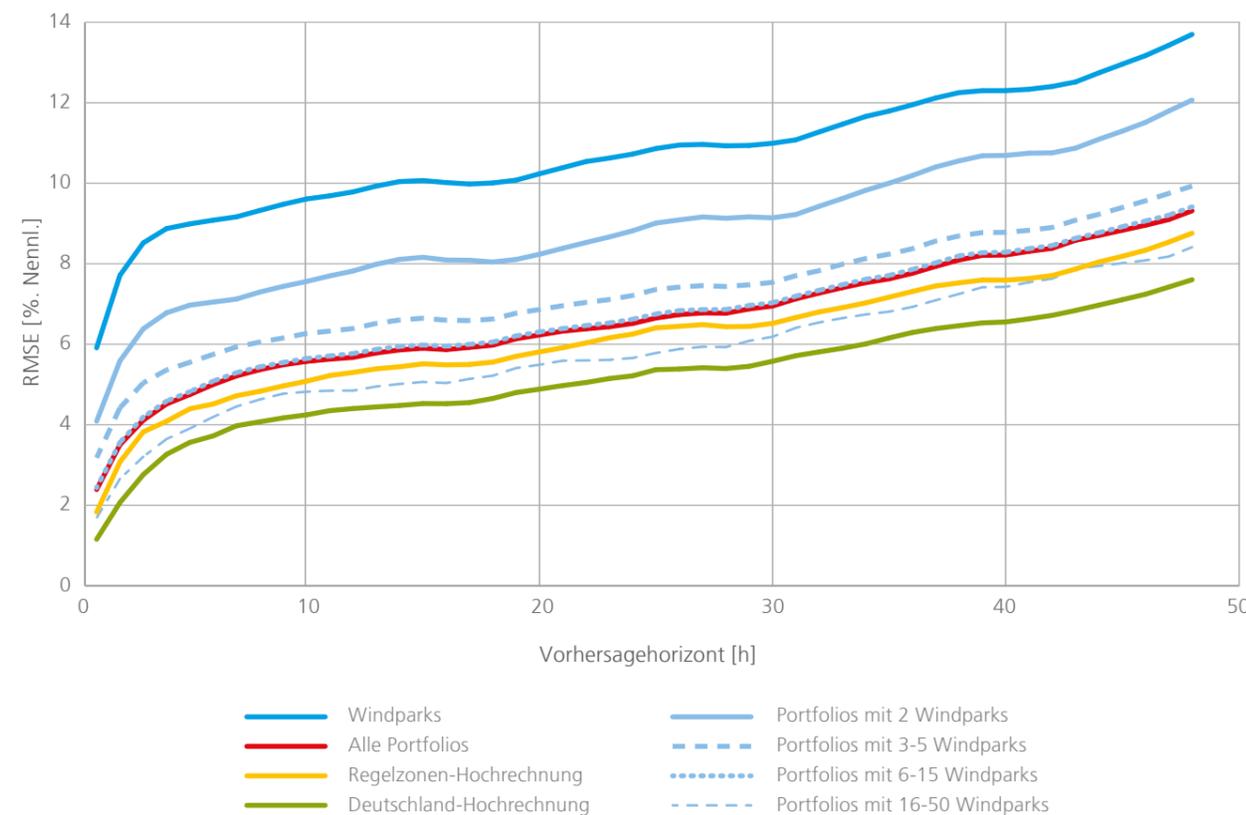


Abbildung 3: Darstellung der Prognoseabweichung (hier RMSE) unterschiedlich großer Aggregationslevel über dem Vorhersagehorizont.

- b. Abschaltplanung
- c. Testprofile
- d. geplante Nichtverfügbarkeiten
- e. jegliche Wirkleistungskapazitätsbeschränkungen
- f. aktuellste verfügbare Markt-Fahrpläne
- g. prognostizierte Wirkleistungserzeugung

online-Bereitstellung auch für Einheiten in den unterlagerten Spannungsebenen vorteilhaft für die Prognoseerstellung. Die Prognosequalität kann sich deutlich verbessern, wenn eine oder mehrere der vorangegangenen Informationen in die Prognose einfließen. So können beispielsweise die Anlagen bei geplanten Nichtverfügbarkeiten oder Abschaltungen aus der Prognose herausgerechnet werden. Das betrifft ebenfalls Lasten und deren Abschaltplanung gemäß Artikel 12(1) der GLDPM [1].

Artikel 10(1) der GLDPM bezieht sich zwar lediglich auf die Spannungsebenen größer 220 kV, jedoch ist die Erfassung und

4

PROZESS DER DATENÜBERTRAGUNG

4.1 Beschreibung CIM CGMES

Die ENTSO-E schlägt als Austauschformat für Netzmodelle den *Common Grid Model Exchange Standard* (CGMES) vor [18] [19]. Dieser basiert auf dem Common Information Model (CIM) [20] und ist bereits verpflichtend für die ÜNB zum Austausch ihrer individuellen Netzdaten eingeführt. Das CIM ist ein objektbasiertes Datenmodell mit Klassen, Attributen und Assoziationen der Klassen untereinander (vgl. Abbildung 4 und Abbildung 5 und siehe auch [21]). Das CIM ist speziell für elektrische Energiesysteme entworfen worden und wird in den IEC Normen 61970, 61968 und 62325 beschrieben. Das CGMES ist ein Profil aus dem IEC 61970 und wurde von

ENTSO-E speziell für den Austausch von Netzdaten zwischen Übertragungsnetzbetreibern erarbeitet. Das Modell unterteilt sich in mehrere Profile. Das sind zum einen die Profile:

- Equipment (EQ)
- Topology (TP)
- Steady State Hypothesis (SSH)
- State Variables (SV)
- Boundary Equipment (BEQ)
- Boundary Topology (BTP),

sowie weitere Profile die unter anderem die geografischen sowie darstellungsrelevanten Informationen enthalten können.

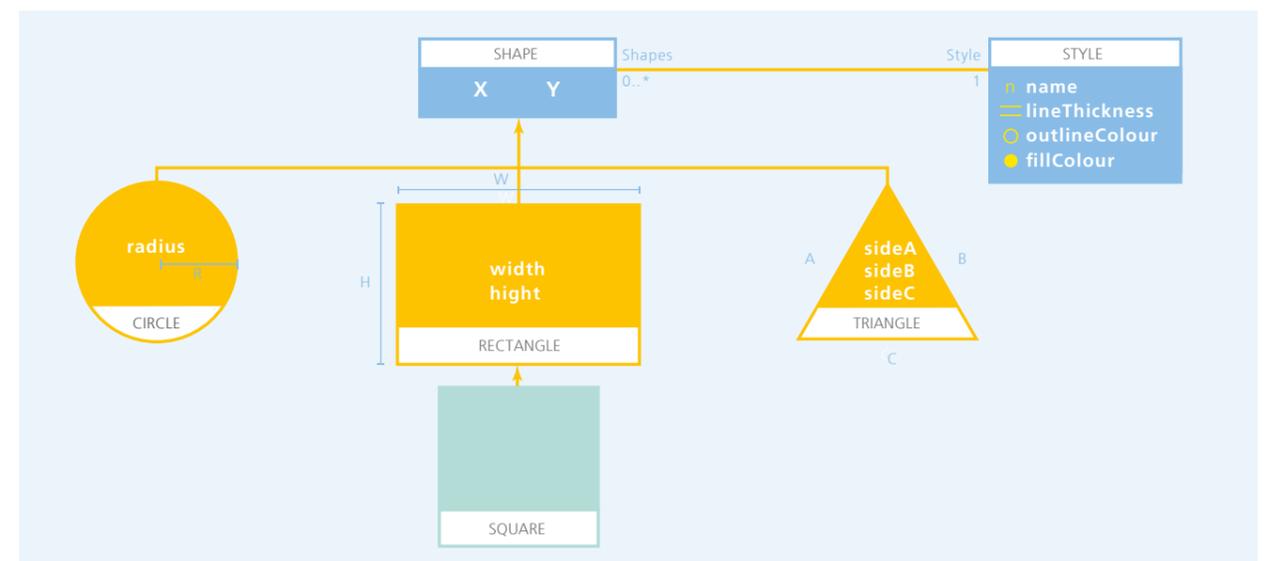


Abbildung 4: Grafische Darstellung der Klassen und deren Verbindungen in einem UML basierten Datenmodell. Die Pfeile stellen Verbindungen dar (z.B. Circle erbt von Shape). Die Verbindungen mit Nummern stellen Assoziationen dar (Shape kann Eigenschaften von Style haben) wobei die Nummern die mögliche Anzahl an assoziierten Objekten anzeigen (Shape kann genau einen Style haben, aber Style kann mit vielen Shapes verbunden sein).

Übertragen werden diese Daten in Form von Ressource Description Framework (RDF) Dateien. Dieses ist eine XML basierte Darstellung, in der Objekte mit anderen Objekten über Verweise verbunden werden können.

4.2 Übermittlung der Betriebsplanungsdaten

Äquivalentnetze

Ein durch Äquivalenten beschriebenes Netzwerk kann problemlos im CGMES abgebildet werden. Das Datenmodell liefert die dazu notwendigen Klassen mitsamt den benötigten Attributen. Dieses sind z.B. Ersatzimpedanzen, Ersatzerzeugung- und -verbrauch oder Ersatzkompensatoren. Eine reduzierte Darstellung der CIM Klassen findet sich in Abbildung 5. Für die Äquivalentklassen existieren korrespondierende SSH Klassen, in denen die aktuellen Zustandsinformationen über die Netzelemente beschrieben werden. Diese sind z.B. momentane Einspeisungen oder Bezüge, sowie Schalter- und Stufenstellerpositionen. Diese Äquivalentnetze können an die individuellen Netze der ÜNB angebunden und in die Lastflussrechnungen integriert werden. Der ÜNB ist dann in der Lage Wechselwirkungen zwischen dem HÖS-Netz und HS-Netz zu berücksichtigen, sowie Änderungen an Anlagen im HS-Netz im Falle von z.B. Regelenergie- oder Redispatchaufrufen und deren Einfluss auf die Netzverknüpfungspunkte.

Prognosedaten

Je nach Anforderung können Prognosen für unterschiedliche Aggregationsebenen erstellt werden. So benötigt der ÜNB für die Vermarktung nach dem EEG erwartungstreue Prognosen der EE-Erzeugung in den Regelzonen, wohingegen er für die Netzberechnung Prognosen der direkt an das Übertragungsnetz angeschlossenen Erzeuger und Verbraucher sowie zusätzliche

Prognosen der Erzeugung und des Verbrauchs an den Umspannanlagen bzw. Transformatoren hin zur Hochspannung benötigt. Die VNB verwenden mehrheitlich Prognosen für die Vielzahl von Netzanschlusspunkten innerhalb von Hoch- und Mittelspannung, sowie für die Last und Erzeugung an den Umspannanlagen bzw. Transformatoren und Ortsnetzstationen zwischen Hoch-, Mittel- und Niederspannung.

Die technischen Übertragungs-, sowie Implementierungsmöglichkeiten sind wiederum ähnlich. So können im Rahmen des GLDPM die Prognosezeitreihen über die erwartete Einspeisung und den Verbrauch in die Netzberechnungen einfließen, aber auch direkt zur weiteren Verwendung in gängigen Übertragungsformaten (CIM, kiss etc.) übergeben werden.

Die Implementierung eines Prognosemoduls kann direkt vor Ort mithilfe eines separaten Servers oder direkt im Leitsystem beim Netzbetreiber erfolgen. Eine weitere Möglichkeit ist die Prognose als »Software as a Service (SaaS)« anzubinden.

Die Vorteile eines Servers vor Ort oder direkt im Leitsystem beim Netzbetreiber sind:

- Höhere IT-Sicherheit nach ISMS
- »Verantwortung« beim Netzbetreiber

Die Vorteile der »Software as a Service« sind:

- Einbindung in operativ getestete, effektive Prozesse von erfahrenen Prognoseanbietern
- Keine Detailkenntnisse über Prognoseerstellung beim Netzbetreiber notwendig
- Schnellere Software-Updates (bzgl. Software-Stabilität oder neuer Prognosemodelle oder -verfahren)
- Üblicherweise eine bessere, resultierende Prognosegüte

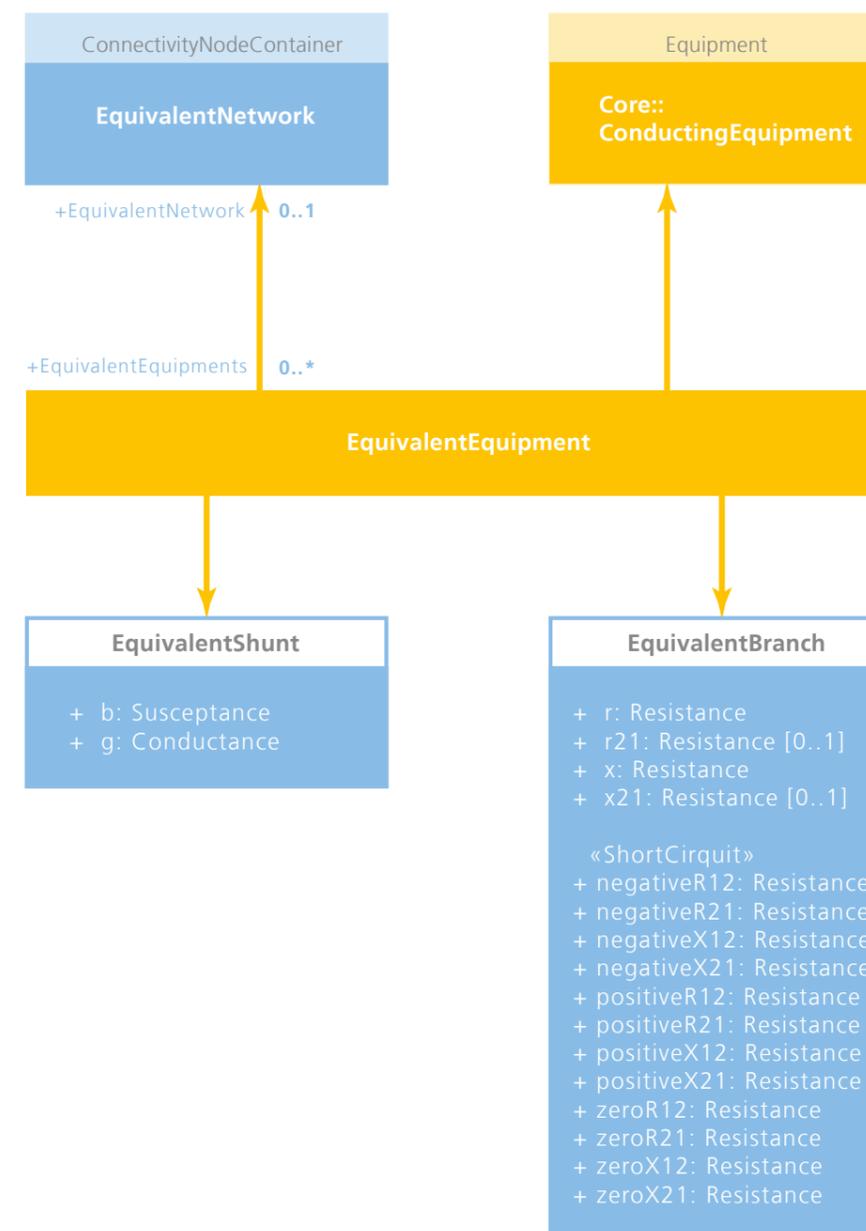


Abbildung 5: Darstellung einiger Klassen und Attribute, die für die Beschreibung von Netzäquivalenten benötigt werden. (Abbildung wurde mit Sparx Enterprise Architect erstellt).



5

MÖGLICHKEITEN ZUR NUTZUNG

Die Erfordernisse der GLDPM wurden bereits zu Beginn dieses Dokuments ausführlich erläutert. Darüber hinaus ergeben sich durch deren Einführung Chancen, die im Rahmen des Prozesses erhobenen Daten für zusätzliche Anwendungsfälle einzusetzen, um positive Effekte innerhalb sowie auch zwischen den beteiligten Unternehmen zu generieren. Nachfolgend werden verschiedene Nutzungskonzepte vorgestellt:

1. CGMES als Schnittstelle zwischen VNB

Die im Rahmen des GLDPM verpflichtende Einführung des Datenaustauschformates CGMES bietet die Möglichkeit als einheitliche Datenschnittstelle zwischen den VNB genutzt zu werden. Hierdurch lassen sich beispielsweise Daten über die Erzeugung, Netzsituation oder topologische Daten ohne größere Abstimmungsprozesse einfach und schnell sowohl vertikal als auch horizontal zwischen den Netzbetreibern übertragen. Das Datenformat kann darüber hinaus auch als Schnittstelle zur Leitsystemanbindung sowie zu externen Partnern genutzt werden.

2. Standardisiertes Datenformat für Prognosen

Eine zuverlässige Systemführung macht den Einsatz von Prognosen über das Einspeiseverhalten volatiler erneuerbarer Energieerzeuger erforderlich. Innerhalb des GLDPM werden nun das Format sowie die Häufigkeit und Art der zu liefernden Daten vorgegeben. Darüber hinaus gibt es mit dem CGMES ein einheitliches Datenformat, welches eine schnelle, standardisierte und zuverlässige Übertragung der Erzeugungs- und Verbrauchsprognosen erlaubt.

3. Entwicklung einer innovativen Betriebsplanung

Ein weiterer Anwendungsfall für die Nutzung der durch die GLDPM erhobenen Daten könnte die Weiterentwicklung der Betriebsplanung sein. So könnten u.a. lang-, mittel- und kurzfristig anstehende Wartungs- und Instandhaltungsarbeiten durch die Übertragung von Nichtbeanspruchbarkeiten von Anlagen zuverlässiger geplant werden. Darüber hinaus könnten Planungsdaten von Anlagen die Planung der Systemführung unterstützen. Mittels des CGMES Formates können sämtliche für die Betriebsplanung erforderlichen Daten problemlos übertragen werden. Außerdem wäre es denkbar, eine sogenannte prädiktive Optimierung vorzunehmen, d.h. die bisherige Betriebsplanung wird durch die Integration von Prognosen ergänzt.

4. Übertragung der GLDPM auf die Mittel- und Niederspannung

Aktuell betreffen die Datenlieferungen der GLDPM die VNB der 110-kV-Netze mit einem direkten Zugang zum HöS-Netz [3]. Möglicherweise könnte sich der Betrieb des Netzes verbessern, wenn die GLDPM auch auf die Mittel- und Niederspannungsebene übertragen wird und die VNB der darunter liegenden Netzebenen verstärkt Daten an die VNB der 110-kV-Netze mit direktem Zugang zum HöS-Netz bereitstellen würden.

6

ZUSAMMENFASSUNG UND AUSBLICK

Im Zuge des nationalen sowie internationalen Zubaus an erneuerbaren Energien und der damit verbundenen Vielzahl an kleinen Erzeugungsanlagen, insbesondere in den unteren Spannungsebenen, wird der sichere Betrieb von Energienetzen zunehmend herausfordernder und erfordert einen erhöhten Informationsaustausch zwischen den Netzebenen. Die Umsetzung des GLDPM bietet nun die Gelegenheit diesen zu verstärken. Neben den konkreten Festlegungen zur Umsetzung gibt es noch Ausgestaltungsspielräume, die nun in Bezug auf die Netzmodellierung und Prognosen erneuerbarer Energien in diesem Whitepaper untersucht wurden.

So können Netzmodelle unterschiedliche Detaillierungsstufen aufweisen, welche die gesamten oder nur relevanten Informationen, in Form von reduzierten Netzen, beinhalten und für unterschiedliche Anwendungsfälle geeignet sind. So weist das detaillierte Netzmodell den höchsten Informationsgehalt auf. Das Verfahren der vollständigen Netzreduktion und Randnetznachbildung ist wiederum nicht für Untersuchungen mit sich ändernden Lastflüssen sowie Redispatchmaßnahmen im Verteilnetz geeignet. Bei dem partiellen Netzreduktionsverfahren bleiben bestimmte Strukturinformationen erhalten. Hierfür existieren unterschiedliche Verfahren, die eine unterschiedliche Anzahl von Ersatzimpedanzen bzw. Ersatzerzeugungsanlagen aufweisen:

- Ersatzelemente zwischen allen Netzknoten
- Ersatzelemente zwischen jeden Erzeuger- oder Lastknoten und den Verknüpfungspunkten
- Feste Aufteilung der Erzeugungsleistung auf Anschlussknoten

Es ist jedoch nicht zwingend erforderlich, hochkomplexe Netzmodellierungen durchzuführen. Eine weitere Möglichkeit ist, die Netzbelastung über Sensitivitäten abzubilden, die kein Netzmodell erfordern.

Für die Bereitstellung der Netzmodelle sind Prognosen erforderlich. Hier gibt es schon verschiedene etablierte Verfahren. Die künftige Herausforderung besteht nun darin, die bestehenden Verfahren weiterhin zu optimieren. Wobei eine besondere Schwierigkeit in der großen Anzahl von sehr kleinen Erzeugungsanlagen in den Mittel- und Niederspannungsebenen liegt. Darüber hinaus werden auch zunehmend vertikale Lastprognosen interessant, welche die gesamte Last an einem Netzverknüpfungspunkt abbilden. Erste Ansätze und Prognosen hierzu existieren bereits und werden weiter optimiert.

Darüber hinaus eröffnet sich mit der Einführung des GLDPM nun die Möglichkeit, die zur Verfügung stehenden Daten für weitere Zwecke einzusetzen. So könnte beispielsweise zum einen das CGMES als einheitliche Schnittstelle oder zum anderen standardisierte Datenformate die Zusammenarbeit zwischen den VNB vereinfachen und gleichzeitig stärken.

Bei allen Details, die sich in der Praxis noch etablieren müssen, darf nicht vergessen werden, dass die erfolgreiche Implementierung des GLDPM zum einen dem Ziel dient, die Energiewende in Deutschland weiter voranzubringen sowie einen Meilenstein in der Digitalisierung der Energiewende darzustellen. Zum anderen ist die Umsetzung des GLDPM aber auch ein wichtiger Beitrag für die Systemsicherheit im europäischen Elektrizitätsnetz, um auch für die nächsten Jahrzehnte in Europa eine sichere und stabile Energieversorgung zu garantieren.

7

ÜBER DAS FRAUNHOFER IEE

Mit mehr als 350 Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern befasst sich das Fraunhofer IEE mit anwendungsorientierter Forschung und Entwicklung auf dem Gebiet der Nutzung erneuerbarer Energiequellen und der dezentralen Energieversorgungstechnik. Im Rahmen wissenschaftlicher Projekte und industrienahe Kooperationen werden schwerpunktmäßig elektro- und systemtechnische Fragestellungen bearbeitet. Das Leistungsspektrum erstreckt sich von theoretischen Arbeiten über experimentelle Untersuchungen und Feldtests bis hin zu geräte-technischen Entwicklungen. Ziel der Forschungsarbeiten ist es, die vorhandenen Potenziale und Möglichkeiten in dem Bereich der erneuerbaren Energien auszuschöpfen und gleichzeitig neue Perspektiven zur bedarfsorientierten Energieproduktion unter Marktbedingungen zu eröffnen.

Bei den in diesem Whitepaper betrachteten Themenschwerpunkten verfügt das Fraunhofer IEE über eine langjährige Expertise. So werden im Kompetenzfeld Elektrische Netze die technischen und wirtschaftlichen Aspekte der Übertragung und Verteilung elektrischer Energie in Energieversorgungssystemen mit einem großen Anteil erneuerbarer Energien untersucht. Es werden Mikronetze, Verteilungsnetze, Versorgungsinseln sowie Übertragungsnetze betrachtet. Folgende Fragestellungen werden hier betrachtet: Frequenzhaltung, Spannungshaltung, Versorgungswiederaufbau, System- und Betriebsführung sowie Netzregelung und Planung von Netzen. Besonders hervorzuheben sind hierbei die umfassenden Untersuchungen zur Netzintegration von Erneuerbaren Energien und dezentralen Speichern in Verteilungsnetzen:

- Erhöhung Netzaufnahmefähigkeit
- Netzstabilität
- Netzanschluss und Netzintegrationstests
- Intelligente Spannungs- und Blindleistungsregelung für alle Spannungsebenen

Aktuell bietet das Fraunhofer IEE dazu folgende Produkte bzw. Leistungen an:

- Automatisierte Netzanalyse- und Netzplanungstools
- Pilot-, Test- und Simulationssysteme für die Betriebsführung
- Unterstützung bei komplexen Aufgaben der Netzplanung und -betriebsführung

Im Bereich der energiemeteorologischen Informationssysteme gibt es eine langjährige vertrauensvolle Zusammenarbeit zwischen dem Fraunhofer IEE und der Industrie. So sind die Prognose- und Online-Hochrechnungssysteme der Energieerzeugung aus erneuerbaren Energien speziell auf die Anforderungen des Netzbetriebes und die Bedürfnisse von Netzbetreibern angepasst und befinden sich produktiv deutschland- und EU-weit im Einsatz. Das Fraunhofer IEE bietet dazu nachfolgend aufgeführte Leistungen an:

- Prognosen der Windstromeinspeisung (Kurzfrist, Folgetag und längerfristig)
- Prognosen der Solarstromeinspeisung (Kurzfrist, Folgetag und längerfristig)
- Online Bestimmung von Wind- und Solarstrom in Verteil- und Übertragungsnetzen
- Biomasseprognose
- Prognosen der Lastflüsse

Alle Produkte weisen eine hohe Güte auf, arbeiten mit verschiedenen hochwertigen Wettermodellen und werden ständig verbessert. Die Systeme des Fraunhofer IEE sind exakt auf die Bedürfnisse des Kunden zugeschnitten und auf vielfältige Weise beim Kunden direkt oder per Web Service im Einsatz.

¹ Zum Stichtag 01.01.2018 erfolgte eine Neuorganisation des IWES und daraus resultierend die Schaffung des Schwerpunkts Systemintegration als eigenständiges Institut am Standort Kassel.

REFERENZEN

- [1] entso-e, »All TSOs' proposal for a generation and load data provision methodology in accordance with Article 16 of Commission Regulation (EU) 2015/1222 of 24 July 2015 establishing a guideline on capacity allocation and congestion management«, entso-e, Brüssel, 2016.
- [2] 50Hertz, Amprion, TransnetBW und TenneT, »Umsetzung der »Generation and Load Data Provision Methodology« in Deutschland, Erläuterung des Hintergrunds«, 2017.
- [3] 50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW, »Umsetzung der »Generation and Load Data Provision Methodology in Deutschland, Beschreibung der Prozesse«, 2017.
- [4] M. Gavrilas, I. Ovidiu und G. Gavrilas, »REI Equivalent Design for Electric Power Systems with Genetic Algorithm«, WSEAS Transactions on Circuits & Systems, Bd. Issue 10, Volume 7, pp. 911-921, 2008.
- [5] S. Wende - von Berg, N. Bornhorst, S. Gehler, S. Schneider, H. Hänchen, T. Pilz, K. Seidel, U. Zickler, M. Braun, U. Schmidt, T. Wagner, J. Götz, J. Schwedler und E. Habermann, »SYSDL 2.0 - Systemdienstleistungen aus Flächenverteilnetzen: Methoden und Anwendungen«, in 14. Symposium Energieinnovation, Graz, Österreich, 2016.
- [6] S. Stock, A. Venzke, L. Löwer, K. Rohrig und L. Hofmann, »Optimal Reactive Power Management for Transmission Connected Distribution Grid with Wind Farms«, in IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies 2016 Asian Conference, Melbourne, 2016.
- [7] S. Stock, A. Venzke, T. Hennig und L. Hofmann, »Model Predictive Control for Reactive Power Management in Transmission Connected Distribution Grids«, in IEEE PES Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference 2016, Xian, 2016.
- [8] S. Stock und L. Hofmann, »Moderne Optimierungsverfahren zum Betrieb von Windparkclustern in Norddeutschland«, in 14. Symposium Energieinnovation »Energie für unser Europa«, Graz, 10.-12. Februar 2016.
- [9] D. E. Kommission, Verordnung (EU) 2017/1485 DER KOMMISSION vom 2. August 2017 zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb, Brüssel: DIE EUROPÄISCHE KOMMISSION, 2017.
- [10] A. Wessel, J. Dobschinski und B. Lange, »Integration of offsite wind speed measurements in shortest-term wind power prediction systems«, Bremen (DE), 2009.
- [11] R. J. Barthelmie, S. Pryor, S. Frandsen und G. Larsen, »Analytical modelling of large wind farm clusters«, Proceedings special topic conference: The science of making torque from Wind, Delft (NL), 2004.
- [12] M. Lange und U. Focken, »Physical approach to short-term wind power prediction«, softcover version of original hardcover ed. 2006, 2010.
- [13] Y.-M. Saint-Drenan, S. Bofinger, R. Fritz, S. Vogt, G. H. Good und J. Dobschinski, »An empirical approach to parameterizing photovoltaic plants for power forecasting and simulation«, Solar Energy 120, pp. 479-493, 2015.
- [14] E. Lorenz, D. Heinemann und C. Kurz, »Local and regional photovoltaic power prediction for large scale grid integration: Assessment of a new algorithm for snow detection«, Prog. Photovolt: Res. Appl. 20 (6), Nr. DOI: 10.1002/pip. 1224, pp. 760-769, 2012.
- [15] Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien, »Informationsportal Erneuerbare Energien«, Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, [Online]. Available: <http://www.erneuerbare-energien.de/EE/Navigation/DE/Technologien/Wasserkraft/wasserkraft.html>. [Zugriff am 11 09 2017].
- [16] 50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW, »Netztransparenz.de«, [Online]. Available: <https://www.netztransparenz.de/EEG/Anlagenstammdaten>. [Zugriff am 30 08 2017].
- [17] J. Dobschinski, »Vorhersage der Prognosegüte verschieden großer Windpark-Portfolios«, Kassel University Press (Intelligent Embedded Systems, 8), Zugl.: Kassel, Diss., 2015.
- [18] entso-e, »ENTSO-E Approves Crucial Milestone for Grid Operation, Development and Electricity Market Integration«, 19 12 2013. [Online]. Available: <https://www.entsoe.eu/news-events/announcements/announcements-archive/Pages/News/ENTSO-E-Approves-Crucial-Milestone-for-Grid-Operation%2c-Development-and-Electricity-Market-Integration.aspx>. [Zugriff am 13 07 2017].
- [19] 50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW, »CGMES-Implementierungsleitfaden (Leitfaden für Verteilungsnetzbetreiber zur Umsetzung des Austauschs von Netzmodell Daten im Rahmen der GLDPM)«, 2017.
- [20] C. U. Group, »CIM User Group«, [Online]. Available: <http://cimug.ucaiug.org/default.aspx>. [Zugriff am 13 07 2017].
- [21] B. Requardt, S. Wende - von Berg, T. Wagner und M. Braun, »Modular system architecture for processing of CIM«, in ETG Tagung, Bonn, 2017.

ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS

ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
GLDPM	Generation and Load Data Provision Methodology
HöS-	Höchstspannung(s)-
HS-	Hochspannung(s)-
IGM	Individual Grid Model
kV	Kilovolt – Einheit für die Spannung
MS-	Mittelspannung(s)-
MW	Megawatt – Einheit für die Leistung
NVP	Netzverknüpfungspunkt
P	Leistung
PV	Photovoltaik
Q	Blindleistung
R	Wirkwiderstand
U	Spannung
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
W	Wirkleistung
X	Induktanz auch Blindwiderstand
Z	Impedanz auch Scheinwiderstand
Var	Einheit für die Blindleistung Q

ABBILDUNGS- UND TABELLENVERZEICHNIS

Abbildung 1: Beispieldarstellung für ein Netz mit Ersatzelementen. Die Netzgebiete die außerhalb des grünen Bereiches liegen, wurden durch eine Ersatzimpedanz modelliert. An deren Enden befinden sich jeweils Ersatzspeisungen. (R und X stehen für den Widerstand der Ersatzimpedanz, P und Q für Wirk- und Blindleistung der Ersatzspeisung)	13
Abbildung 2: Beispielhafte Darstellung zur Reduzierung eines Netzes mithilfe von Ersatzimpedanzen. Ganz links ist das Ausgangsnetz dargestellt. In der Mitte ist das vollständig reduzierte Netz dargestellt. Ganz rechts ist das teilweise reduzierte Netz dargestellt. Die relevanten Erzeugungsanlagen sind hier mit G gekennzeichnet und die beiden Netzverknüpfungspunkte (HS/HöS) mit A und B.	14
Abbildung 3: Darstellung der Prognoseabweichung (hier RMSE) unterschiedlich großer Aggregationslevel über dem Vorhersagehorizont.	25
Abbildung 4: Grafische Darstellung der Klassen und deren Verbindungen in einem UML basierten Datenmodell. Die Pfeile stellen Vererbungen dar (z.B. Circle erbt von Shape). Die Verbinder mit Nummern stellen Assoziationen dar (Shape kann Eigenschaften von Style haben) wobei die Nummern die mögliche Anzahl an assoziierten Objekten anzeigen (Shape kann genau einen Style haben, aber Style kann mit vielen Shapes verbunden sein).	27
Abbildung 5: Darstellung einiger Klassen und Attribute die für die Beschreibung von Netzäquivalenten benötigt werden. (Abbildung wurde mit Sparx Enterprise Architect erstellt)	29
<hr/>	
Tabelle 1: Einspeiseleistungen für Basis- und Redispatchszenario	16
Tabelle 2: Ergebnis: Vertikale Austauschleistungen für Basis- und Redispatchszenario	17

