

# AUSWIRKUNG INTENSIVER WIND- UND PHOTOVOLTAIKEINSPEISUNG AUF DAS HÖCHSTSPANNUNGSNETZ

Stephan Österbauer\*, Herwig Renner

Institut für Elektrische Anlagen, Technische Universität Graz, 8010 Graz Inffeldgasse 18,  
Tel: 0316 873 7557, Fax: 0316 873 7553,  
stephan.oesterbauer@gmail.com, herwig.renner@tugraz.at  
<http://www.ifea.tugraz.at>

**Kurzfassung:** In den nächsten Jahren ist ein gradueller Ausbau der Erzeugung elektrischer Energie aus erneuerbaren Energiequellen vorgesehen. Dies dient in erster Linie der Erreichung der Klima- und Energieziele der EU bis 2020. Die daraus entstehenden Veränderungen und Herausforderungen für das Höchstspannungsnetz reichen aber weit über diesen Zeithorizont hinaus. Die Kernproblematik liegt hierbei in der volatilen und mit dem Verbrauch zum Teil schlecht korrelierten Einspeisecharakteristik von Windkraft- und Photovoltaikanlagen. Aufgrund dieser unangenehmen Eigenschaft und der daraus resultierenden Wechselwirkung mit Energiespeichern, insbesondere Pumpspeicherkraftwerken, ist eine entsprechende Auswirkung auf das Übertragungsnetz zu erwarten.

Es wurde im Rahmen des e-Trend Forums - organisiert durch das österreichische Umweltbundesamt - eine Simulation zum Zwecke der Prognose dieser Auswirkungen auf das österreichische Höchstspannungsnetz entworfen. Ziel war vor allem die Ermittlung der zu erwartenden Leitungsbelastungen. Üblicherweise angewendeten deterministischen Methoden auf der Grundlage von Worst-Case Szenarien reichen für die Berechnung der stochastischen Einspeisecharakteristik nicht mehr aus. Daher wurde die Monte Carlo Methode im Rahmen einer probabilistischen Lastflussrechnung zur Ermittlung der Wirklastflüsse des Netzes herangezogen. Zur besseren Berücksichtigung der gegenseitigen Abhängigkeiten von Einspeisung und Last wurden diese mithilfe von korrelierten Zufallszahlen eingebunden. Die Ermittlung der dazu notwendigen Korrelationskoeffizienten wurde auf Basis von realen Daten durchgeführt.

Mit den ermittelten Eingangsparametern wurde ein Teil des österreichischen Übertragungsnetzes - die ehemalige Regelzone APG in Zentral- und Ostösterreich - modelliert. Westösterreich und das umgebende Ausland wurde durch ein Äquivalenzmodell berücksichtigt. Die Simulation wurde anhand von bereits vorliegenden Messungen evaluiert. In weiterer Folge wurde eine Prognose für das Jahr 2050 auf Basis der energiewirtschaftlichen Ergebnisse des SUSPLAN Projekts für Alpine Regionen und der dabei ermittelten sogenannten Storylines erarbeitet. Dabei wurden verschiedene Szenarien ausgewählt und miteinander verglichen. Mit Hilfe dieses Modells können zukünftig drohende Engpässe erkannt und rechtzeitig die notwendigen Gegenmaßnahmen ergriffen werden.

**Keywords:** Probabilistische Lastflussberechnung, Korrelationskoeffizienten, Monte Carlo Methode, Windenergie, Photovoltaik

## 1 Hintergrund und Zielsetzung

Um die Beweggründe für die Arbeit besser zu verstehen werden die wichtigsten und allgemein bekannten Punkte zur Thematik umrissen.

Der globale Anstieg der atmosphärischen Konzentration von Kohlendioxid, Methan und Lachgas aufgrund von menschlichen Aktivitäten seit dem Jahr 1750 übersteigt die aus Eisborkernen bekannten weit zurückreichenden historischen Werte erheblich, wobei der Anstieg von Kohlendioxid primär auf die Nutzung von fossilen Brennstoffen zurückzuführen ist und das wichtigste anthropogene Treibhausgas darstellt [1].

Um sich den Ursachen dieser Entwicklungen und deren Auswirkungen zu stellen hat sich die Europäische Union im Dezember 2008 dazu entschlossen ein umfangreiches Klima – und Energiepaket zu verabschieden. Dabei wurden folgenden bis 2020 zu erreichende Ziele definiert [2].

- 20 % Steigerung der erneuerbaren Energiequellen
- 20 % Senkung des Energieverbrauchs
- 20 % Senkung der CO<sub>2</sub> Treibhausgasemissionen

Österreich hat sich im Rahmen dieser Richtlinie verpflichtet, dass Großemittenten wie Kraftwerke und Industrieanlagen im Jahr 2020 um 21 % weniger Emissionsrechte erhalten als im Jahr 2005. Außerdem wird eine Senkung der Emissionen, in den Sektoren die nicht von EU – Emissionshandel betroffen sind, um 16 % bezogen auf das Jahr 2005 angestrebt. In weiterer Folge sollen Maßnahmen gesetzt werden, um die Erzeugung von Energie aus erneuerbaren Energiequellen von 24,4 % im Jahr 2005 auf 34 % im Jahr 2020 zu erhöhen [3].

Um die hohen Zielvorgaben der EU erfüllen zu können, sieht die österreichische Elektrizitätswirtschaft die notwendige Ausschöpfung der möglichen Potentiale erneuerbarer Energieträger im Ausmaß von 14,3 TWh bis 2020. Dies entspricht einem Ausbau von 34 % bezogen auf den jetzigen Stand. Auch kann dadurch die Stromproduktion um 22 % erhöht werden. Der Löwenanteil fällt hierbei auf den Ausbau der Wasserkraft um 7 TWh. Die Produktion aus Windkraftanlagen soll sich um 4,3 TWh erhöhen. Einen weiteren Anteil soll die Biomasse mit 2,9 TWh liefern. Die Photovoltaik und die Geothermie besitzen ein Potential von jeweils 0,1 TWh [4].

Im Kontext der hier skizzierten zukünftigen Erzeugungsszenarien drängen sich einige Fragen auf. Was bedeutet diese massive Umstrukturierung des österreichischen Erzeugungsmixes, der vermutlich weiter ansteigende Inlandsverbrauch und die sich veränderten Strukturen im Europäischen Umfeld für das österreichische Elektrizitätsnetz? Wie könnte man zukünftige Entwicklungen abschätzen? Reichen die vorhandenen Werkzeuge und Möglichkeiten, um die Netze zu dimensionieren? Diese Fragen wurden am Institut für Elektrische Anlagen der TU Graz in Zusammenarbeit mit dem Umweltbundesamt, Austrian Power Grid und der Energiewirtschaftsgruppe der TU Wien im Rahmen des e-Trend Forums "Stromszenarien 2050" behandelt [5], [6].

## 1.1 Zielsetzung

Abgesehen vom stark geförderten Ausbau der regenerativen Stromerzeuger spielen die sich veränderten Rahmenbedingungen des Marktes und der dadurch steigende Kostendruck auf die Netzbetreiber eine gewichtige Rolle. Es ist davon auszugehen, dass die angeführten Problematiken weit über den Horizont von 2020 hinaus einen massiven Einfluss auf das Höchstspannungsnetz haben werden. Ein wesentlicher Grund warum derzeitige Standardmethoden, wie zum Beispiel die Reduktion der Lastflussszenarien auf Stark- und Schwachlast, nicht mehr allein ausreichen werden, ist die unangenehme Eigenschaft der Wind- und Photovoltaikanlagen eine stochastische, zu dem Verbrauch nicht korrelierte Einspeisecharakteristik zu besitzen. Deshalb wurde ein auf probabilistischen Methoden beruhendes Modell für die Bestimmung der Netzauslastung entwickelt. Folgende Teilaufgaben wurden dabei gelöst:

- Erstellung einer Datenbasis für Einspeiser und Verbraucher
- Statistische Analyse unterschiedlichen Erzeuger und Verbrauchercharakteristiken
- Implementierung in ein Simulationsmodell
- Evaluierung des Modells
- Prognose 2050

## 1.2 Einschränkungen

Um die Durchführbarkeit der Arbeit zu gewährleisten muss der Umfang der Aufgabenstellung soweit reduziert werden, dass zwar der notwendige Genauigkeitsgrad für eine fundierte Beurteilung der verwendeten Methoden und Annahmen gegeben ist, aber die zur Verfügung stehenden Ressourcen, wie Zeit und Daten nicht überstrapaziert werden. Aus dieser Überlegung heraus ergaben sich einige Einschränkungen.

Das Modell wird auf das ostösterreichische Hoch- und Höchstspannungsnetz beschränkt. Zu einem ist die Situation trotz Ausbaumaßnahmen in der Übertragungsebene der APG noch immer angespannt, zum anderen wird davon ausgegangen, dass die Problematik der zufälligen Einspeisung in den Verteilnetzen beherrschbar ist. Die Möglichkeit der ausschließlichen Betrachtung des zentralen und östlichen Teilabschnittes des Höchstspannungsnetzes ab dem Knoten Tauern geht auf frühere Erfahrungen der Autoren bzw. zur Verfügung stehende Daten zurück.

Bei der Recherche der Daten für den österreichischen Kraftwerkspark wurden alle Kraftwerke mit einer Leistung über 10 MW berücksichtigt. Diese Gruppe stellt 86,2 % der Engpassleistung dar und repräsentiert 84,4 % der gesamten Jahreserzeugung. Um in einem ersten Schritt das Modell und die darauf aufbauende Simulation so einfach wie möglich zu halten, wurde die Lastflussberechnung auf eine reine Wirklastflussberechnung reduziert. Damit wird dem zukünftigen Netz unterstellt immer genügende Blindleistung liefern zu können. Eine weitere Maßnahme zur Vereinfachung der probabilistischen Lastflussrechnung ist die Verwendung der Monte Carlo Methode. In einem späteren Entwurf kann die Komplexität des Modells noch immer erhöht werden.

## 2 Szenarien

Ein Teil der Aufgabe beinhaltet die Forderung eine Prognose für das Jahr 2050 zu erstellen. Daher wurden die Ergebnisse des Projektes SUSPLAN (PLANning for SUStainability) für die Simulation herangezogen. Das Projekt ist in verschiedenen regionale Teilstudien aufgeteilt. Für die Prognose werden deshalb die Vorgaben aus dem Fallbeispiel 9 Alpine Regionen (Westliche und Östliche Alpen) verwendet [7].

Um die möglichen Szenarien für die Netzintegration der erneuerbaren Energien (REG) zu limitieren, beschränkt sich die Analyse im SUSPLAN Projekt auf 4 sogenannte Storylines. Die Abgrenzung erfolgt anhand zweier Indikatoren. Auf der Abszisse wird der technische Fortschritt aufgetragen, dabei wird in die eine Richtung ein schneller technischer Fortschritt angenommen und in die entgegengesetzte Richtung wird dem Szenario ein langsamer technischer Fortschritt unterstellt. Der zweite Indikator ist die öffentliche Meinung. Diese wird auf der Ordinate aufgetragen. Hierbei unterscheidet man zwischen einem positiven öffentlichen Interesse und einem eher indifferenten öffentlichen Interesse. Aus dieser Unterteilung ergeben sich 4 unterschiedliche Quadranten. Diese stellen die 4 Möglichen Rahmenbedingungen für die Szenarios dar. Wobei der Quadrant Green das für die REG am günstigsten anzunehmende Szenario beschreibt.

Für die Simulation wurden die beiden extremen Szenarien Green und Red ausgewählt. Durch die Auswahl dieser beiden möglichen Perspektiven für den österreichischen Erzeugungsmix sollten die Auswirkungen auf das Höchstspannungsnetz deutlicher zu erkennen sein.

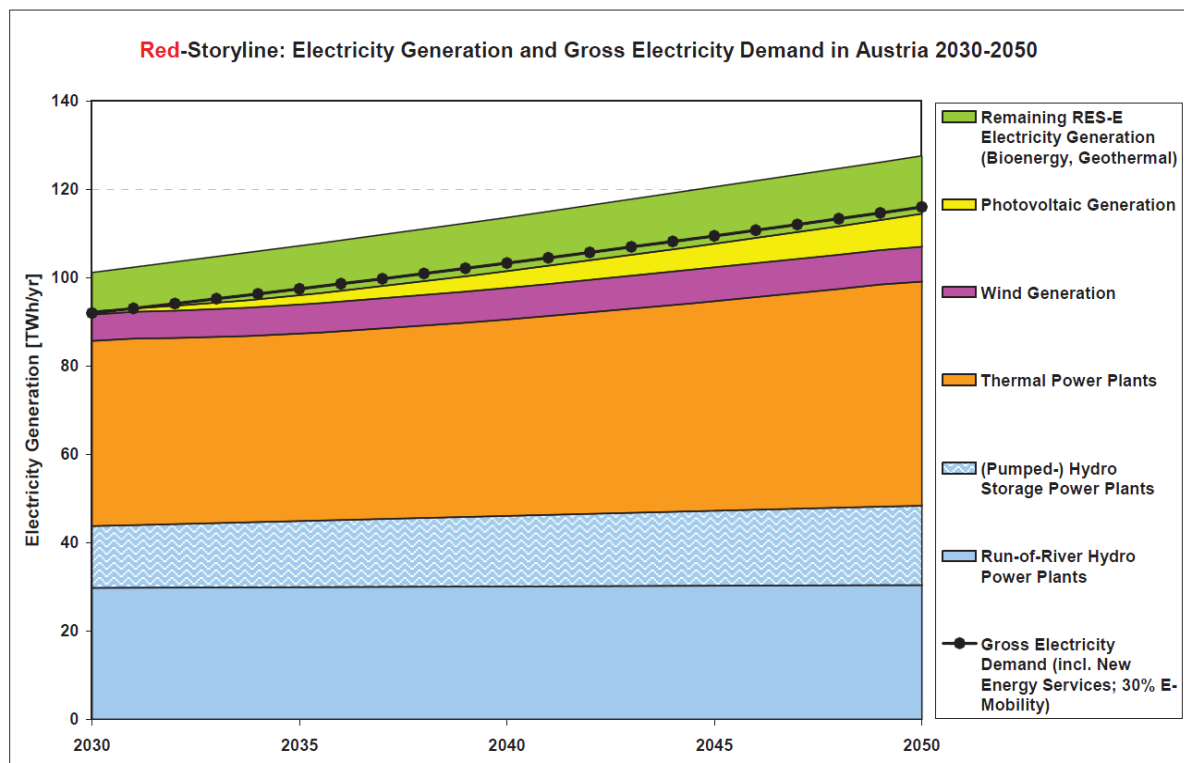


Abbildung 1 Energetischer Entwicklungsverlauf Szenario Red [7] S. 30

In der Abbildung 1 ist der prognostizierte Entwicklungsverlauf des Kraftwerkparks in Form von eingespeisten Energiemengen sowie der zu erwartende Verbrauch in Österreich für das Szenario Red dargestellt. Bei diesem Szenario geht man von einem langsamen technischen Fortschritt und einem eher gleichgültigen Interesse der Öffentlichkeit gegenüber erneuerbaren Energien aus. Daraus ergibt sich ein sehr langsames Wachstum im Bereich der Photovoltaikanlagen und für die E-Mobilität ergibt sich eine Marktdurchdringung von 30 %. Der Großteil der zusätzlich erforderlichen Erzeugung wird durch den Zuwachs an Thermischen Kraftwerken abgedeckt. Die Erzeugung aus Laufwasserkraft und Windkraftanlagen ist ungefähr gleichbleibend. Einen leichten Zuwachs verzeichnen die Pumpspeicherkraftwerke.

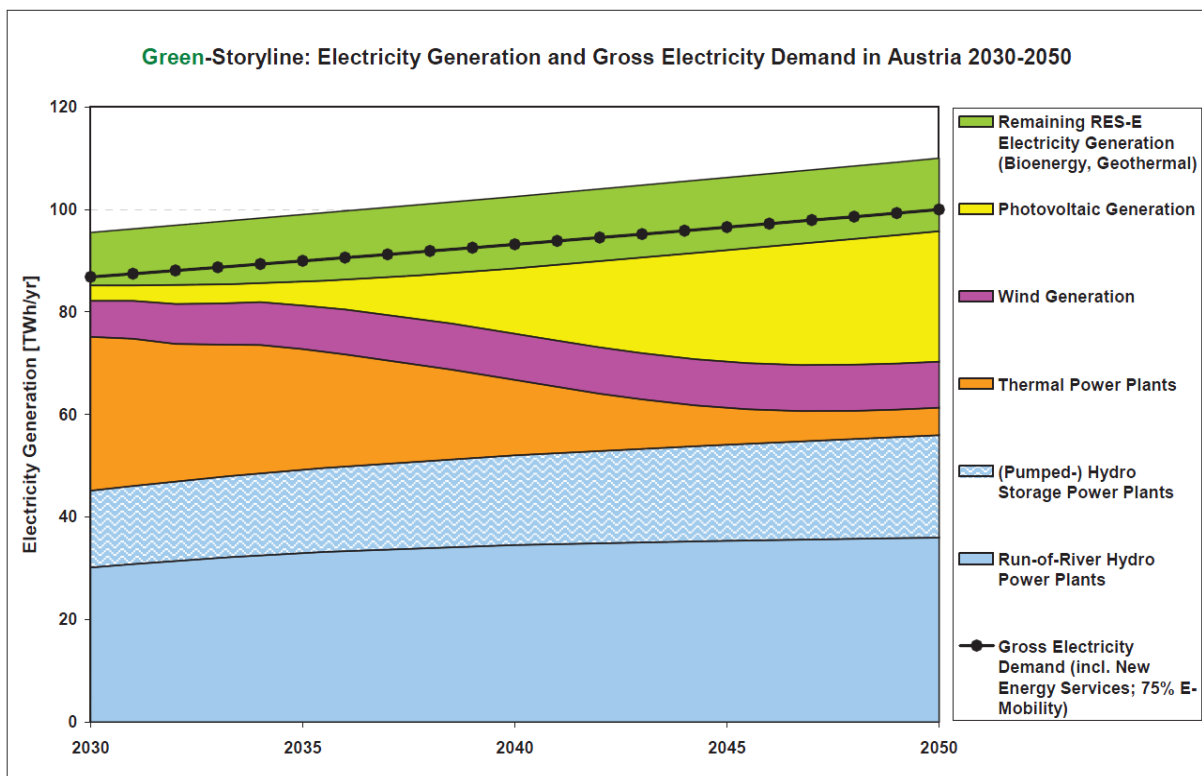


Abbildung 2 Energetischer Entwicklungsverlauf Szenario Green [7] S. 35

Im Szenario Green ist die Verteilung der benötigten Energien auf die einzelnen Erzeugungsklassen einem groben Wandel unterworfen. Aus der Abbildung 2 sind die Auswirkungen deutlich zu erkennen. Hierbei wird auch angenommen, dass der technologische Fortschritt sehr schnell von statten geht und die Bevölkerung eine sehr positive Einstellungen gegenüber den erneuerbaren Energien besitzt. Daraus ergibt sich in erster Linie ein markanter Rückgang der traditionellen thermischen Erzeugung. Um diese schwindenden Kapazitäten zu ersetzen und den zusätzlichen Bedarf durch die rasche Entwicklung der E-Mobilität abzudecken, wird vor allem der massive Ausbau der Photovoltaik forciert. Aber auch alle anderen Erzeugungsarten verzeichnen einen Zuwachs, wobei dieser Zuwachs von ihren möglichen Potentialen anhängt.

### **3 Methoden und Modell**

In diesem Abschnitt sollen die grundsätzlichen Überlegungen erläutert werden. Hier geht es darum die notwendigen Werkzeuge zu erörtern und die Auswahl zu begründen. Für das Modell wurde eine Datenbank erstellt. Diese Datenbank beinhaltet alle für die Simulation benötigten Daten. Hierbei handelt es sich vor allem um die Kennwerte der Kraftwerke, des Netzes, der Last und der Grenzknoten. Als Entwicklungsumgebung wurde ausschließlich MATLAB verwendet.

#### **3.1 Probabilistische Lastflussberechnung mit Monte-Carlo-Methode**

Der Überbegriff "Probabilistische Lastflussberechnung" umfasst verschiedene Methoden. Alle Verfahren bieten gewisse Vor- und Nachteile [8]. Für die vorliegende Aufgabenstellung haben sich die Autoren für die Anwendung des Monte-Carlo-Verfahren entschieden. Es wird hierfür das Gesetz der großen Zahlen herangezogen. Diese Simulationsmethode basiert im Grunde auf der sehr häufigen Wiederholung eines Berechnungsvorganges. Die für jeden Berechnungsvorgang benötigten Eingangswerte werden mithilfe eines Zufallsgenerators bestimmt. Die Verteilung der Zufallszahlen soll dabei eine bestimmte Funktion nachbilden.

#### **3.2 Gang- und Dauerlinien von Erzeugern und Verbrauch**

Als Eingangswerte für Simulation muss für jeden Netzknoten die Leistungsbilanz aus Erzeugern und Verbrauchern des unterlagerten Netzes ermittelt werden. Diese werden unter Berücksichtigung der entsprechenden Dauerlinien bestimmt. Dazu ist es notwendig für jedes Kraftwerk und für die Last die jeweilige Jahresganglinie zu kennen. Da diese Daten in der notwendigen Anzahl und Genauigkeit nicht vorlagen, mussten gewisse Verallgemeinerungen getroffen werden. Aus diesem Grund wurden 9 Kraftwerksklassen festgelegt, wobei auch der Verbrauch als Kraftwerk mit negativer Leistung einbezogen wird. Analog wurde die Klasse der Speicherkraftwerke im Pumpbetrieb behandelt. Die aus vorliegenden beispielhaften Ganglinien ermittelten charakteristischen Ganglinien der Kraftwerkstypen sind ein wesentlicher Bestandteil der Simulation.

Aus den für die einzelnen Kraftwerkstypen ermittelten Ganglinien wurden die für die Simulation relevanten und auf Nennleistung normierten Jahresdauerlinien generiert. Dabei tritt bereits ein Informationsverlust auf, da die Information über die zeitliche Abfolge und somit auch über die Dauer der Ereignisse verloren geht. Die Ergebnisse sind in Abbildung 3 dargestellt.

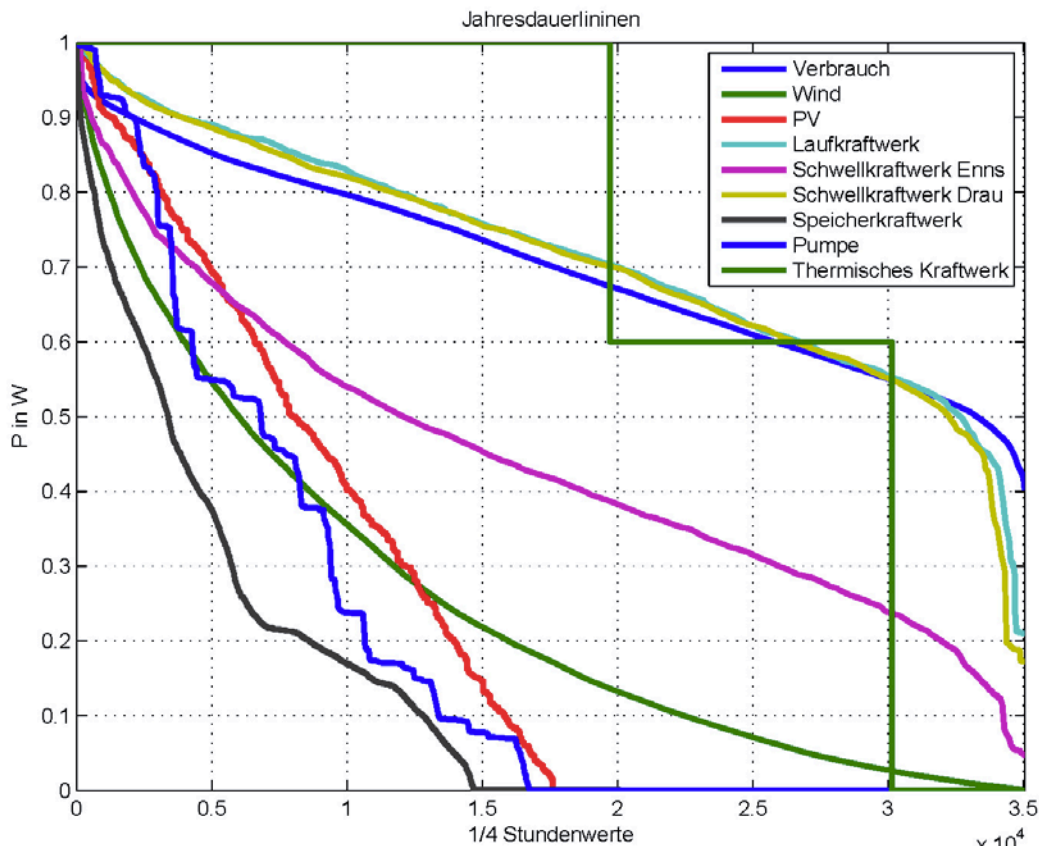
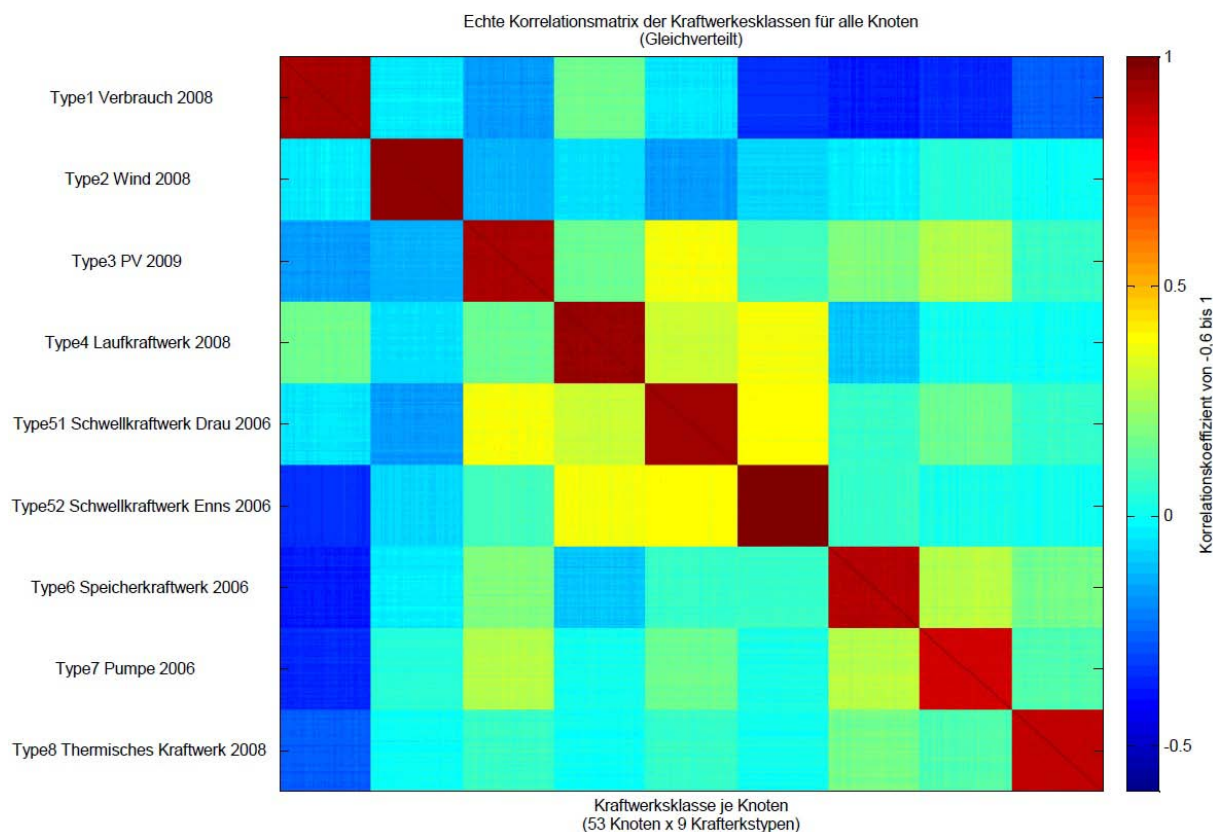


Abbildung 3 Normierte Jahresdauerlinien der Kraftwerksklassen sowie des Verbrauchs

### 3.3 Korrelationsmatrix

Eine große Herausforderung ist die Tatsache, dass bei einer rein zufälligen Auswahl der Knotenleistungen aus der Jahresdauerlinie die gegenseitige Abhängigkeit von (konventionellen) Einspeisern und Verbrauch verloren geht. Damit werden die aus der Simulation gewonnenen Ergebnisse stark verfälscht. Um diese Abhängigkeit der Erzeuger und Verbraucher voneinander und auch untereinander zu berücksichtigen musste eine Lösung gefunden werden. Die Wahl fiel dabei auf korrelierte Zufallszahlenreihen. Die Korrelationen sollten sicherstellen, dass die Systemeigenschaften des Netzes trotz Zufallsvariablen in der Simulation berücksichtigt werden. Die Korrelationskoeffizienten wurden mithilfe der ursprünglichen Ganglinien ermittelt, wobei insgesamt 218 Datensätze als Ausgangsbasis zur Verfügung standen. Nach einem aus mehreren Schritten bestehenden Verfahren wurden aus diesen Daten die charakteristischen Jahresdauerlinien für jede Kraftwerksklasse, die Korrelationskoeffizienten der Kraftwerksklassen untereinander und die Korrelationskoeffizienten innerhalb der Kraftwerksklasse ermittelt. Die resultierenden Korrelationskoeffizienten sind in der Abbildung 4 dargestellt.



**Abbildung 4** Korrelationskoeffizientenmatrix

Um die systematischen Zusammenhänge besser zu erkennen wurde die Korrelationskoeffizientenmatrix in Abbildung 4 farblich kodiert. Wie anhand der Farbskala ersichtlich ist bedeutet ein dunkelrot gefärbter Koeffizient eine hohe positive Korrelation und ein mit einem dunkelblauen Feld gekennzeichnete Koeffizient weist auf eine hohe negative Korrelation hin.

### 3.4 Ermittlung der Zufallsleistungsreihen

Als Eingangswerte der Wirklastflussberechnung benötigt man die Zufallsleistungsreihen der einzelnen Knotenleistungen, die einerseits die oben beschriebenen gegenseitigen Abhängigkeiten berücksichtigen, andererseits auch die entsprechenden Dauerlinien aufweisen. Dazu wurden für jeden Erzeuger und jede Last mithilfe der in MATLAB zur Verfügung stehenden Funktion *copularnd* zwischen 0 und 1 liegende gleichverteilte korrelierten Zufallsvektorreihen generiert. Im nächsten Schritt werden diesen Zufallsvektoren über die individuellen Dauerlinien entsprechende Leistungsreihen zugewiesen (Abbildung 5). Die individuellen Dauerlinien ergeben sich aus der normierten Klassen-Dauerlinie (Abbildung 3) durch Multiplikation mit der jeweiligen Engpassleistung.



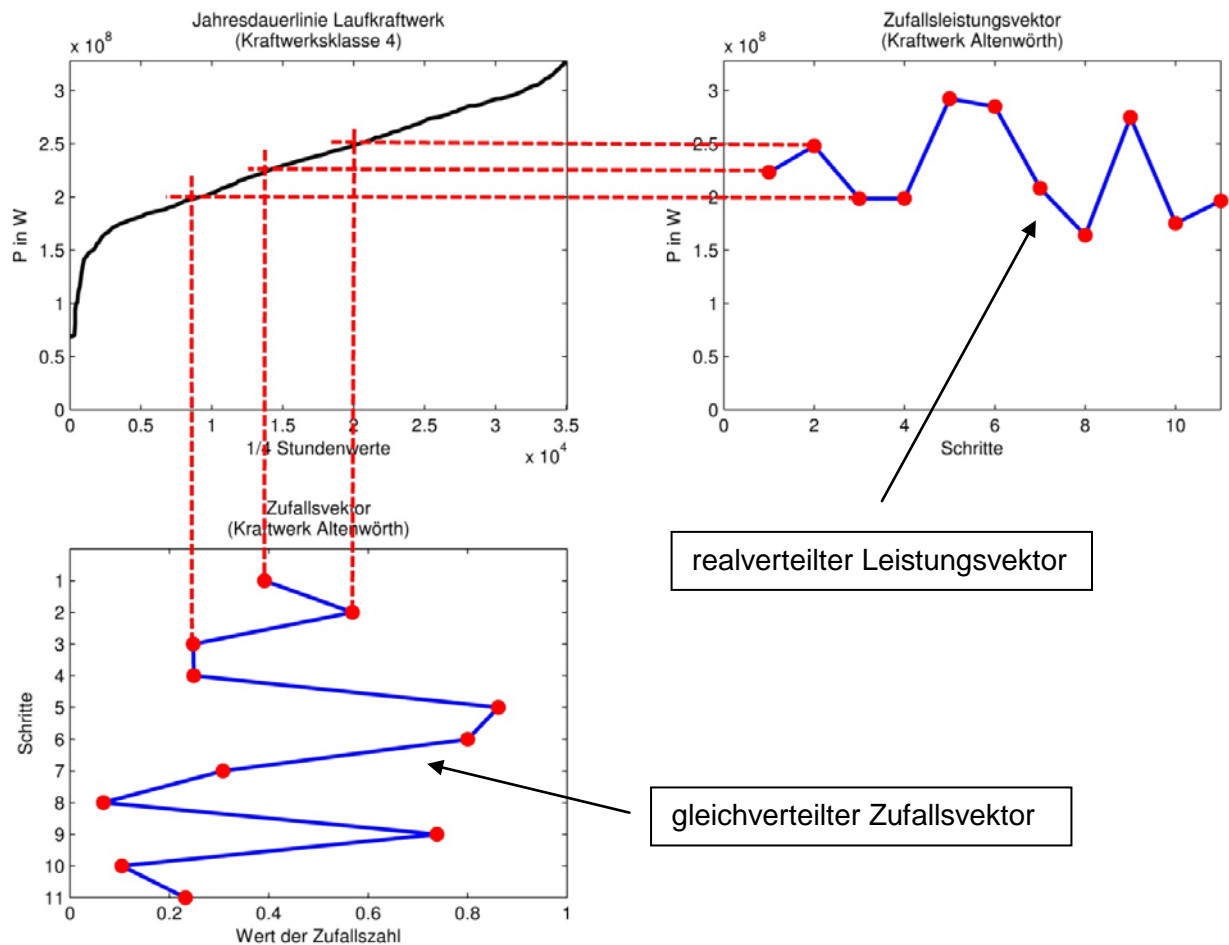


Abbildung 5 Darstellung des Übergangs von gleichverteilten Zufallszahlen zu real verteilten Leistungsreihen

Wie in Abbildung 5 anhand des Beispiels eines Laufkraftwerkes gezeigt wird, wird die normierte Jahresdauerlinie mit der Engpassleistung multipliziert. Aus dieser speziellen Jahresdauerlinie wird nun mithilfe der jeweiligen korrelierten Zufallszahl ein Leistungswert ermittelt. Durch die Wiederholung dieses Vorgangs erhält man die für das Kraftwerk gültige Zufallsleistungsreihe. Den gesamten Ablauf wird nun für jedes Kraftwerk und jede Last wiederholt. Die Summe der einzelnen Zufallsleistungsreihen ergeben die Zufallsleistungsreihen für die jeweiligen Knoten. Diese Zufallsleistungsreihen der Knoten bilden nun die Eingangswerte für wiederholte Wirklastflussberechnungen (Monte Carlo Methode).

## 4 Evaluierung und Ergebnisse

Um zu beweisen, dass die Methode also solche auch funktioniert und um das Simulationsmodell an sich zu überprüfen wurde eine Evaluierung des Simulationsmodells mit realen Messwerten durchgeführt. Dabei standen Messwerte aus dem Jahr 2008 zur Verfügung.

### 4.1 Vergleich der Jahreserzeugung und der Leistungsdauerlinien

Als einen ersten Anhaltspunkt für die Eignung des Simulationsmodells für eine Prognose wurden die berechneten Jahreserzeugungen je Kraftwerksklasse mit den Angaben der E-Control aus dem Jahr 2009 verglichen. Damit wurden unter anderem die gewählten charakteristischen Jahresdauerlinien auf ihre Richtigkeit überprüft. Die Frage nach der Korrektheit der Zuordnung der verschiedenen Kraftwerke und Lasten zu den realen Knoten wird damit aber nicht beantwortet. Aus diesem Grund wurden ausgewählte Leistungsdauerlinien mit einander verglichen. In der Abbildung 6 wird ein solcher Vergleich dargestellt. Zusätzlich wurden hier zwei Varianten für den Bilanzausgleich getestet. Im ersten Fall erfolgt der Leistungsbilanzausgleich über Import bzw. Export, also mit Hilfe eines einen Slack-Knotens im Ausland. Im zweiten Fall werden Import und Export als Last bzw. Erzeuger an den Randknoten des Netzes vorgegeben und der Leistungsbilanzausgleich erfolgt verteilt über die im Modell nachgebildeten Speicherkraftwerke.

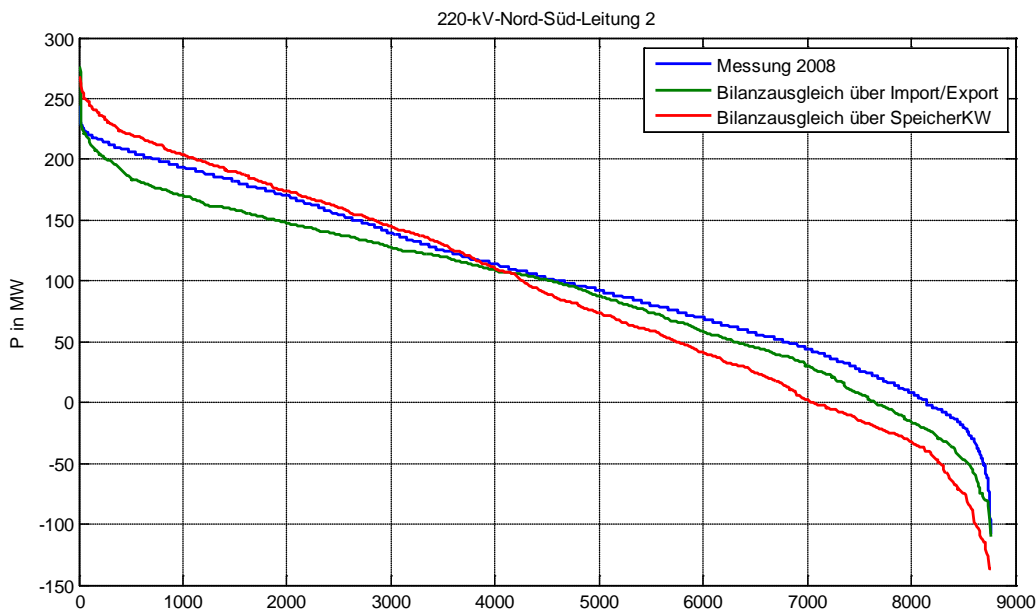


Abbildung 6 Belastung eines Systems der 220-kV-Nord-Süd-Transitleitung 2

Generell kommt es zu einer guten Übereinstimmung der Streuung der Maximal- und Minimalwerte. Tendenziell liegen die Extremwerte der Leitungsbelastung in der Simulation etwas höher als bei der Messung. Das ist unter anderem auf die in der Realität durchgeführte Lastflussregelung mittels Phasenschiebertransformator zurückzuführen,

wodurch Spitzenbelastungen teilweise reduziert werden können. Bei einigen Leitungen tritt eine systematische Abweichung zwischen den realen Messungen und den Simulationsergebnissen auf. Als Grund wird hier eine zu ungenaue Zuordnung der Verbraucherlasten zu den Netzknoten vermutet.

## 4.2 Sensitivitätsanalyse der Korrelationskoeffizienten

Durch die Vernachlässigung der Systemeigenschaften wurde bereits am Beginn der Arbeit, bei einer rein zufälligen Auswahl der Knotenleistungen, eine zu große Abweichung von der Realität befürchtet. Daher wurde ein erheblicher Aufwand betrieben um diese charakteristischen Eigenschaften dem Verhalten der Simulation einzuprägen. Um einen genaueren Analyse des Einflusses der Korrelationskoeffizienten durchzuführen wurde die Korrelationsmatrix manipuliert.

Einer dieser Manipulationsvarianten ist die Möglichkeit, alle Korrelationskoeffizienten auf den Wert Null zu setzen und somit eine völlig unkorrelierte Berechnung durchzuführen. In einer weiteren Variante wurde die Korrelation innerhalb einer Kraftwerksgruppe auf 1 gesetzt und somit alle Kraftwerke von gleichem Typ synchron betrieben. Die Korrelationen zwischen den Kraftwerkstypen wurden nicht geändert. Dies sollte den möglichen Bereich der Abweichungen eingrenzen. Ein beispielhaftes Ergebnis ist in der Abbildung 7 zu sehen, wobei nur ein Ausschnitt der Dauerlinie dargestellt ist. Diese Leitung wurde gewählt da eine besonders ausgeprägte Sensitivität auf sich verändernde Korrelationskoeffizienten in der Nähe von Speicherkraftwerken vermutet wurde. Während die mittlere Belastung in allen Fällen ungefähr gleich ist, ergeben sich bei den Minimal- und Maximalbelastungen deutlich sichtbare Unterschiede. Insgesamt ist jedoch der Einfluss der Korrelationskoeffizienten geringer als erwartet, womit die exakte Bestimmung der Koeffizienten nicht als sehr kritisch anzusehen ist.

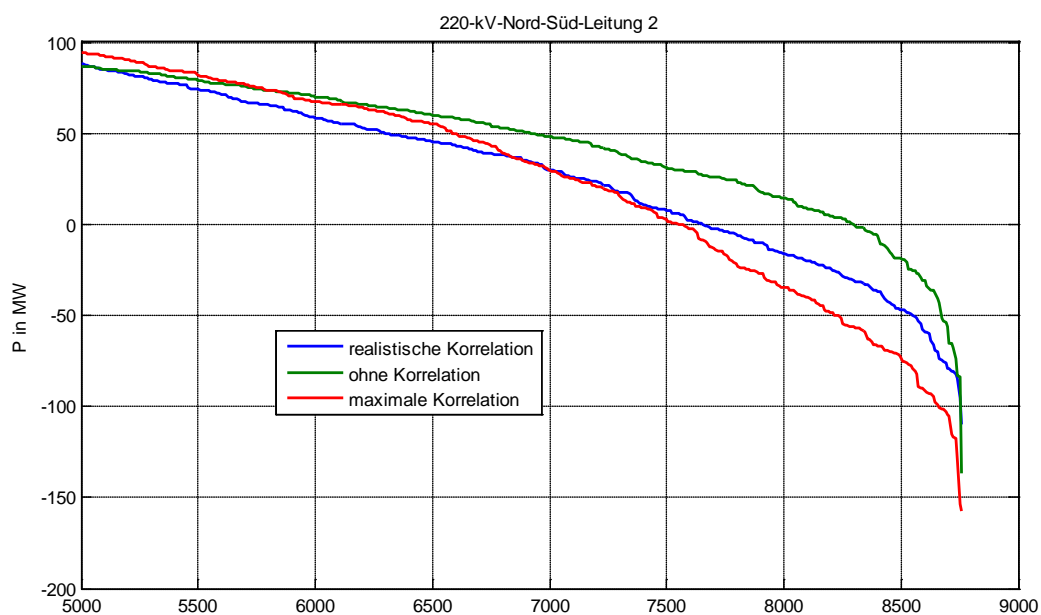


Abbildung 7 Ausschnitt aus der Dauerlinie eines Systems der 220-kV-Nord-Süd-Transitleitung 2 bei Variation der Korrelationskoeffizienten

### 4.3 Szenarienvergleich

Die mithilfe der Evaluierung des Simulationsmodells konnten die besten Einstellungen bestimmt und notwendige Korrekturen vorgenommen werden. Im Rahmen der durch die in Kapitel 2 festgelegten Szenarien wurde nun eine Prognose für das Jahr 2050 durchgeführt. Die Ergebnisse der beiden Szenarien wurden miteinander verglichen. Da nicht alle 143 untersuchten Leitungen in dieser Arbeit beschrieben werden können, werden für zwei besonders ausgewählte Leitungen und das Szenario "Green" die Ergebnisse präsentiert.

Als erstes Beispiel wird eine 220-kV-Nord-Süd-Leitung im Westen des untersuchten Netzgebietes herangezogen. Die Leitung ist einerseits durch die in der Nähe liegenden Speicherkraftwerke, aber auch durch den Leistungsaustausch mit Deutschland geprägt. Neben dem in Kapitel 2 beschriebenen Ausbau der Einspeisung aus erneuerbaren Energieträgern wurden 3 Varianten für die Import-Export-Leistungen untersucht:

Variante 1: Die österreichischen Pumpspeicherkraftwerke werden ausschließlich für den Ausgleich der österreichischen Leistungsbilanz verwendet, es erfolgt kein fahrplanmäßiger Import oder Export.

Variante 2: Die österreichischen Pumpspeicherkraftwerke werden auch für den Ausgleich fluktuierender Erzeugung im Ausland eingesetzt, wobei die maximale Import- bzw. Exportleistung bei 4000 MW liegt und damit in der Größenordnung dem derzeitigen Wert entspricht.

Variante 3: Die österreichischen Pumpspeicherkraftwerke werden auch für den Ausgleich fluktuierender Erzeugung im Ausland eingesetzt, wobei die maximale Import- bzw. Exportleistung auf etwa 8000 MW gesteigert wird.

Die Ergebnisse der Prognose für diese Leitung sind in der Abbildung 8 veranschaulicht. Im Vergleich zu den Messwerten des Referenzjahres 2008 sind vor allem die Maximalwerte deutlich gestiegen. Interessant ist, dass alleine durch den Ausgleich der fluktuierenden Einspeisung in Österreich durch die Pumpspeicherkraftwerke eine massive Erhöhung der Belastung in beiden Richtungen erwartet werden kann.

In Abbildung 9 werden die gleichen Varianten für eine Leitung im Osten des untersuchten Netzgebietes dargestellt. In unmittelbarer Nähe findet relativ konzentriert der Großteil der Einspeisung aus Windkraftwerken statt. Hier sticht sofort die einseitige Erhöhung der Maximalbelastung gegenüber dem Referenzszenario auf mehr als das Dreifache ins Auge. Durch die große Entfernung zu Pumpspeicherkraftwerken ergeben sich für die 3 Varianten für 2050 praktisch keine Unterschiede.

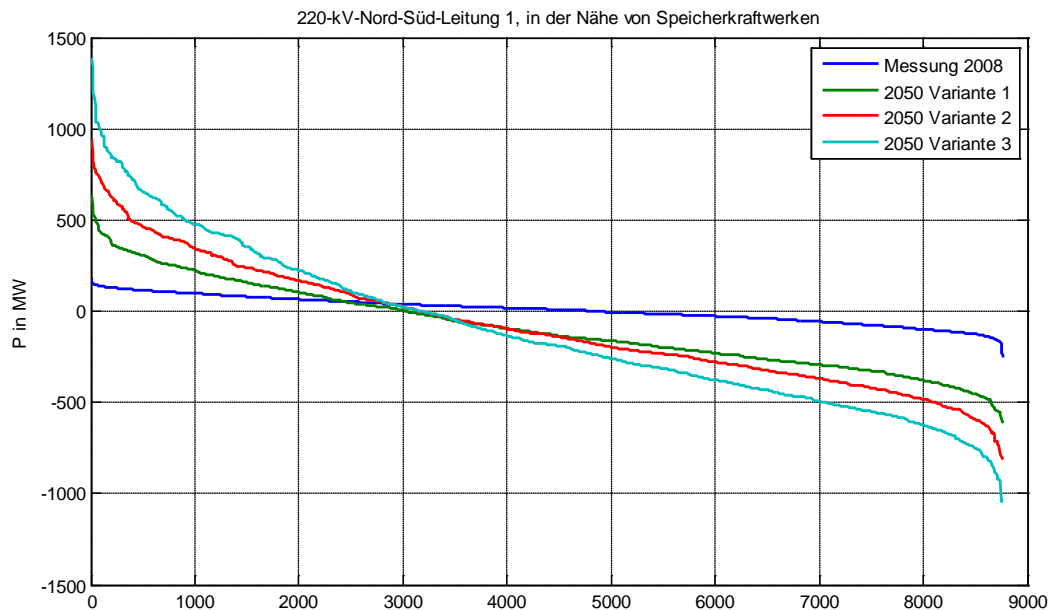


Abbildung 8 Dauerlinie eines Systems der westlichen Nord-Süd-Leitung im untersuchten Netzgebiet, Variantenvergleich für das Jahr 2050, Szenario Green

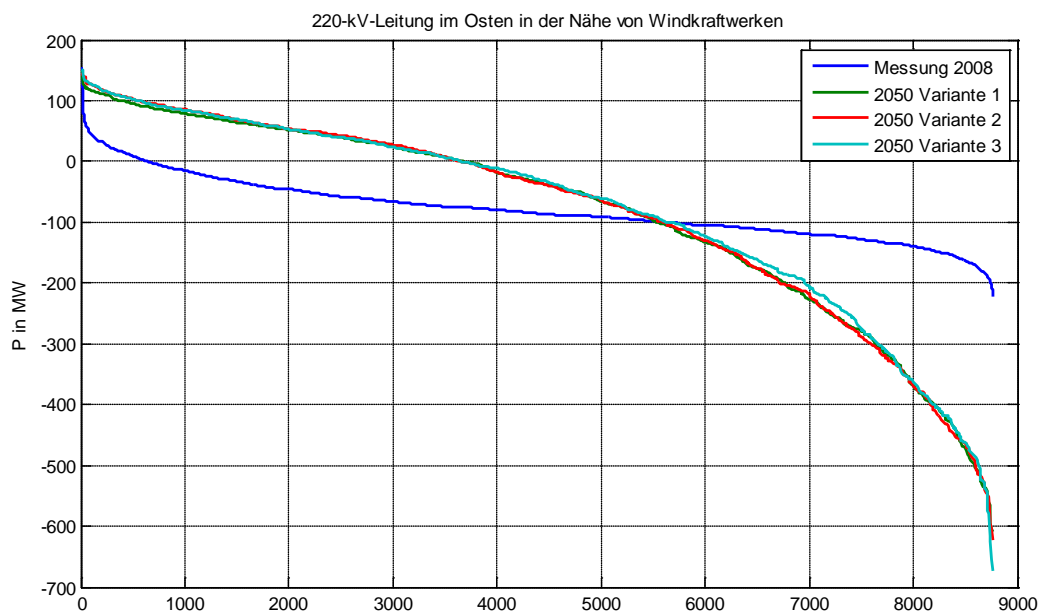


Abbildung 9 Dauerlinie eines Systems im Osten des untersuchten Netzgebiets in der Nähe von massiver Windenergieeinspeisung, Variantenvergleich für das Jahr 2050, Szenario Green

## 5 Diskussion und Ausblick

Prinzipiell ermöglicht die vorgestellte Methode sehr gut die Prognose von Netzbelastungen unter Berücksichtigung von unvermeidbaren Unsicherheiten der Eingangsdaten. Die Ermittlung der Eingangsdaten ist nachvollziehbar und – sofern Ganglinien in ausreichendem Maße vorhanden sind – vergleichsweise einfach, da kein aufwändiges marktwirtschaftliche

Modell benötigt wird. Für das vorliegende Projekt entsprechen die bis dato ermittelten Daten noch nicht allen erwünschten Kriterien. Hier seien vor allem die fehlenden realen Jahresganglinien für die Klasse der Photovoltaik angesprochen. Dies ist insbesondere für die Prognose ein wichtiger Punkt, da diese Erzeugungsklasse in Zukunft eine gewichtige Rolle im Erzeugungsmix spielen dürfte.

Ebenfalls einer Überarbeitung bedarf die Verbrauchsaufteilung anhand der in den Knoten installierten Transformatorleistungen. Die Unterteilung der Kraftwerke in Kraftwerksklassen lässt sich optimieren. Es hat sich zum Beispiel herausgestellt, dass die Aufteilung der Schwellkraftwerke in zwei unterschiedliche Klassen unnötig ist. Dafür wäre die Einführung einer zweiten thermischen Kraftwerksklasse, zur Unterscheidung von Grund- und Mittellastkraftwerken, wünschenswert.

Interessant ist jedenfalls die Tatsache, dass der Einfluss der Genauigkeit der Korrelationskoeffizienten eine untergeordnete Bedeutung hat.

Ein besonderes Augenmerk ist auf die Modellierung der Grenzknoten bzw. die Nachbildung der Import/Export-Szenarien zu richten, da diese einen wesentlichen Einfluss auf die Ergebnisse ausüben. Eine Verbesserung könnte durch Ersatz der Ward-Äquivalente durch REI - Äquivalente erreicht werden. Damit ist eine eindeutigere Zuordnung von Einspeisungen im Ausland zu den im Modell verwendeten Ersatzeinspeisungen möglich.

## Literatur

- [1] IPCC: *Klimaänderung 2007:Wissenschaftliche Grundlagen*, Zusammenfassung für politische Entscheidungsträger, Beitrag der Arbeitsgruppe I zum vierten Sachstandsbericht des zwischenstaatlichen Ausschusses für Klimaänderung (IPCC) 5. Februar 2007.
- [2] Europäische Kommission: *Das Klima- und Energiepaket der EU*. ec.europa.eu. [Online] 12 2008.
- [3] EnergieStrategie Österreich: *Eckpunkte der Energiestrategie Österreichs*. www.energiestrategie.at. [Online] 11. März 2010
- [4] Verband der Elektrizitätsunternehmen Österreich: *Energiepaket in Rot-Weiß-Rot* <http://www.energiestrategie.at>. [Online] 18. Februar 2009.
- [5] S. Österbauer: *Auswirkung intensiver Wind- und Photovoltaikeinspeisung auf das Höchstspannungsnetz*, Diplomarbeit TU Graz, 2011.
- [6] Auer H. e.a.: *Stromszenario 2050 -Abschlussbericht der Diskussionsplattform e-Trend Forum*, Hrsg. Umweltbundesamt, Wien, 2011 Band 0335ISBN: 978-3-99004-137-6
- [7] H. Auer, et al.: *Development of regional and Pan-European guidelines for more efficient integration of renewable energy into future infrastructure SUSPLAN*. <http://www.susplan.eu>. [Online] 29. Oktober 2010
- [8] A. Gaun, *Probabilistische Übertragungsnetzzuverlässigkeitsoptimierung*, Dissertation an der TU Graz, 2010