

Gekoppeltes Energiesystemmodell für den Energieumstieg in Bayern

Marco Pruckner¹, Gaby Seifert², Matthias Luther², Reinhard German¹

¹ Universität Erlangen-Nürnberg, Lehrstuhl für Rechnernetze und Kommunikationssysteme,
Martensstr. 3, 91058 Erlangen,
T: +49 9131 85 27697,
marco.pruckner@cs.fau.de, german@cs.fau.de, www7.cs.fau.de

² Universität Erlangen-Nürnberg, Lehrstuhl für Elektrische Energiesysteme,
Konrad-Zuse-Str. 3-5, 91052 Erlangen,
T: +49 9131 85 23451,
gaby.seifert@fau.de, matthias.luther@fau.de, www.ees.eei.fau.de

Kurzfassung: Der Umbau der Energieversorgung in Deutschland und insbesondere in Bayern steht vor großen Herausforderungen. Nach den Plänen der deutschen Bundesregierung wird das letzte deutsche Kernkraftwerk Ende 2022 abgeschaltet. Laut dem bayerischen Energiekonzept „Energie Innovativ“ soll der Wegfall der Kernenergie u.a. durch den schnelleren Ausbau der Erneuerbaren, dem Netzausbau, dem Zubau neuer hocheffizienter GuD-Anlagen, Energieeffizienzmaßnahmen und dem Ausbau von Stromspeichern kompensiert werden. In diesem Beitrag werden zunächst die Eckpunkte des bayerischen Energiekonzepts und die Entwicklung des Energiesystems beschrieben. Daraus lassen sich unterschiedliche Handlungsoptionen und Szenarien ableiten, welche mit einem an der Universität Erlangen-Nürnberg entwickelten gekoppelten Energiesystemmodell – bestehend aus einem Optimierungs-, Simulations-, und elektrischen Netzmodell – analysiert werden können. Der Schwerpunkt der hier beschriebenen Arbeit liegt in der Kopplung zwischen dem Simulations- und elektrischen Netzmodell. Erste Ergebnisse zur Überprüfung marktorientierter Einspeiseszenarien in stündlicher Auflösung mittels quasistationärer Netzberechnungen liegen vor.

Keywords: Elektrische Energiesysteme, Erneuerbare Energien, Hybride Simulation, Energiewende, Netzberechnung, Systemoptimierung

1 Ausgangssituation

1.1 Ausstieg aus der Kernenergie

Mitte 2011 beschloss der deutsche Bundestag die Beendigung der Kernenergienutzung und die Beschleunigung der Energiewende. Das Bundesland Bayern ist vom Kernenergieausstieg besonders betroffen. Gegenwärtig befinden sich in Bayern die Kernkraftwerke Grafenrheinfeld, Gundremmingen B, Gundremmingen C und Isar 2 in Betrieb, die mit einer aggregierten Nettonennleistung von 5,257 GW erheblich zur Versorgungssicherheit beitragen. In den letzten Jahren hatte die Kernenergie einen hohen Anteil an der Stromerzeugung in Bayern. In 2010 lag der Anteil der Kernenergie an der Bruttostromerzeugung bei 51,5 %, 2011 bei 49,1 % und 2012 bei 47,0 % (vgl. [1]). Auch in Deutschland nahm der Anteil der Kernenergie an der Bruttostromerzeugung sukzessive von

22,2 % im Jahr 2010 auf 15,8 % im Jahr 2012 ab. Das Kernkraftwerk Isar 1 befindet sich bereits seit August 2011 außer Betrieb. Mit Grafenrheinfeld geht Ende 2015 ein weiteres bayerisches Kernkraftwerk vom Netz. Ende 2017 und 2021 folgen die beiden Blöcke in Gundremmingen. Isar 2 wird als letztes deutsches Kernkraftwerk Ende 2022 abgeschaltet.

1.2 Energiekonzept Bayern

Um den Kernenergieausstieg kompensieren zu können, hat die Bayerische Staatsregierung im Mai 2011 ein umfassendes, sehr konkretes und anspruchsvolles Energiekonzept [2] verabschiedet. Darin wird der Umbau der Energieversorgung hin zu einem weitgehend auf erneuerbaren Energien gestützten und klimafreundlichen Energieversorgungssystem beschrieben. Die wichtigsten Eckpunkte sind:

- Erneuerbare Energien deutlich schneller ausbauen
- Energienetze ausbauen
- Stromspeicher schaffen
- Bau neuer Gas-Kraftwerke
- Maßnahmen zur Energieeffizienz vorantreiben

1.2.1 Erneuerbare Energien deutlich schneller ausbauen

Bis 2021 sollen 50 % des bayerischen Stromverbrauchs aus erneuerbaren Energien gedeckt werden. Um diesen hohen Anteil der Erneuerbaren zu erreichen, soll die Wasserkraft von 13,6 % im Jahr 2010 auf 17 % im Jahr 2021, die Bioenergie von 6 % auf 10 %, die Photovoltaik von 4,9 % auf 16 % und die Windenergie von 2 % auf 6-10 % ausgebaut werden. In Abbildung 1 sind das Jahr 2010, die bisherige Entwicklung in den Jahren 2011 und 2012 und die Ziele für 2021 dargestellt.

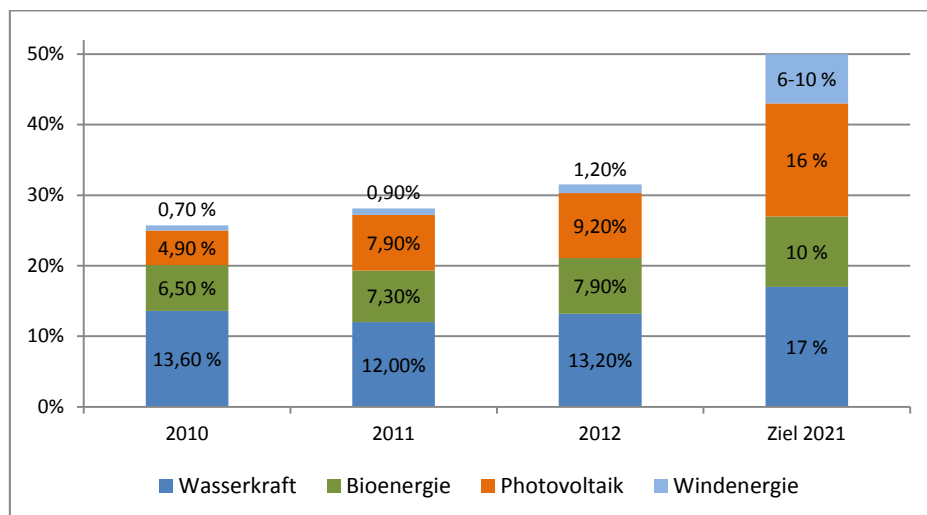


Abbildung 1 Entwicklung des Anteils von erneuerbaren Energien am Stromverbrauch in Bayern

Gerade die Wasserkraft unterliegt, wie auch Photovoltaik- und Winderzeugungsanlagen starken wetterbedingten Schwankungen. Obwohl die installierte Leistung in den letzten Jahren nahezu konstant geblieben ist, sind Abweichungen von knapp 2.000 GWh beobachtbar. Der Ausbau der Bioenergieträger (flüssige und feste Biomasse, Deponiegas, etc.) und insbesondere der Photovoltaik schreitet planmäßig voran, so dass die Ziele im Jahr

2021 wohl erreicht bzw. übertroffen werden können. Die Stromerzeugung aus Windenergieanlagen hat dagegen in den letzten Jahren nur mäßig zugenommen, so dass das Minimalziel von 6 % im Jahr 2021 wohl nicht erreicht wird.

1.2.2 Energienetze ausbauen

Ein umfassender Ausbau der Stromnetze in Deutschland ist Voraussetzung für einen erfolgreichen Umbau des Stromversorgungssystems. Für Bayern ist die Fertigstellung der Thüringer Strombrücke bis Ende 2015 eines der Schlüsselprojekte der Energiewende. Eigene Berechnungen haben ergeben, dass die neue Stromtrasse die gesicherte Transportkapazität zwischen Thüringen und Bayern um ca. 2 GW erhöht. Somit wäre es möglich, mehr Windstrom aus dem Norden in die Verbraucherzentren in Süddeutschland zu transportieren. Der Netzausbau zwischen Deutschland (Südbayern) und Österreich ist ebenfalls von großer Bedeutung, um die neu entstehenden Pumpwasserspeicherpotenziale zum Ausgleich der fluktuierenden Einspeisung aus Wind und Sonne nutzen zu können.

1.2.3 Stromspeicher schaffen

Durch die zunehmende volatile Einspeisung aus Photovoltaik- und Windenergieanlagen gewinnen Stromspeicher zunehmend an Bedeutung. Beispielsweise ist das geplante Pumpwasserspeicherkraftwerk Riedl mit einer Leistung von 300 MW und einer Kapazität von 5,6 GWh ein Standort mit entsprechendem Potenzial. Aber auch Biomasseanlagen sollen mit Speichern erweitert werden. Leistungsfähige Speichersysteme sind der Schlüssel für zukünftige Energieversorgungssysteme.

1.2.4 Bau neuer Gas-Kraftwerke

Um den Wegfall der bayerischen Kernkraftwerksleistung zu kompensieren, werden im bayerischen Energiekonzept fünf Standorte für hocheffiziente GuD-Anlagen mit einer Leistung von jeweils 800 MW genannt. Diese GuD-Anlagen sollen anstelle der Kernkraftwerke die gesicherte Leistung bereitstellen, um die Versorgungssicherheit weiterhin zu gewährleisten. Allerdings kann beispielsweise schon heute das effizienteste Gas-Kraftwerk Irsching 4 aufgrund der derzeitigen Marktsituation nicht mehr wirtschaftlich betrieben werden. Deshalb ist der Neubau von modernen, hocheffizienten Gas-Kraftwerken gegenwärtig nicht sichergestellt.

1.2.5 Maßnahmen zur Energieeffizienz vorantreiben

Eine entscheidende Voraussetzung für den Umbau des Versorgungssystems ist die Erhöhung der Energieeffizienz sowohl bei der Erzeugung als auch beim Verbrauch. In Summe soll der Stromverbrauch in Bayern durch stromsparende Maßnahmen in den nächsten 10 Jahren auf dem Niveau von 85 TWh pro Jahr (2009) gehalten werden. In den Jahren 2010 bzw. 2011 lag der Bruttostromverbrauch allerdings bei 90 bzw. 92 TWh.

1.3 Projekt „Energiesystemanalyse Bayern“

Das bayerische Energiekonzept zeigt verschiedene Handlungsoptionen für einen erfolgreichen Umbau des Energieversorgungssystems auf. Allerdings ist zum gegenwärtigen Zeitpunkt nicht klar, welche dieser Ziele tatsächlich bzw. in welchem Umfang umgesetzt werden können. Wie bereits erwähnt, können möglicherweise die Ausbauziele für die

Stromerzeugung aus Windenergieanlagen oder Wasserkraftanlagen bis 2021 nicht erreicht werden. Die rechtzeitige Fertigstellung des geplanten Netzausbaus ist ebenfalls noch nicht gesichert. Aus wirtschaftlichen Gesichtspunkten ist zum heutigen Zeitpunkt nicht klar, wann und wie viele neue Gas-Kraftwerke in Bayern errichtet werden. Auch das Ziel, den Stromverbrauch in Bayern auf dem Niveau von ca. 85 TWh jährlich zu halten, ist in Gefahr. Auf der anderen Seite wurden die Abschaltzeitpunkte der Kernkraftwerke von der Bundesregierung bereits verbindlich festgelegt.

Computergestützte Energiesystemanalysen können helfen, unterschiedliche Szenarien und das Zusammenspiel von Stromerzeugung, -übertragung und -verbrauch detailliert zu untersuchen. Connolly et. al [3] haben insgesamt 37 unterschiedliche Computertools, die sich mit der Integration von Erneuerbarem Strom befassen, analysiert. Die Autoren kommen zu dem Schluss, dass das ideale Werkzeug stark von den verfolgten Zielen abhängig ist. In Bayern ist die Entwicklung des Energieversorgungssystems mit großen Unsicherheiten verbunden. Im Rahmen des Forschungsprojekts „Energiesystemanalyse Bayern“ (siehe auch [4]) wird an der Universität Erlangen-Nürnberg ein gekoppeltes Optimierungs-, Simulations- und elektrisches Netzmodell entwickelt. Im Optimierungsmodell wird zunächst eine optimale Kapazitätsausbauplanung von Erzeugungseinheiten unter Kostengesichtspunkten durchgeführt. Im Simulationsmodell können die optimalen Ausbaupfade für erneuerbare und konventionelle Erzeugungsanlagen und weitere Szenarien, welche beispielsweise aus den unterschiedlichen Handlungsoptionen des bayerischen Energiekonzepts generiert werden können, in einer hohen zeitlichen Auflösung simuliert werden. Der detaillierte Kraftwerkseinsatz, inkl. der Einspeisung aus erneuerbaren Energien wird in das elektrische Netzmodell übertragen und knotenscharf im elektrischen Netz nachgebildet, um die dadurch entstehenden Leistungsflüsse und eventuelle Engpässe zu berechnen.

Die Kopplung zwischen dem Optimierungs- und Simulationsmodell wurde bereits in [5] vorgestellt. In Kapitel 2 werden das Simulationsmodell, das elektrische Netzmodell und die Kopplung beider Modelle beschrieben. In Kapitel 3 werden erste exemplarische Untersuchungsergebnisse vorgestellt.

2 Komponenten und Kopplung des Energiesystemmodells

2.1 Das Simulationsmodell

Am Lehrstuhl für Rechnernetze und Kommunikationssysteme wird seit Anfang 2012 an einem Simulationsmodell für den Energieumstieg in Bayern gearbeitet. Einen Schwerpunkt bildet die bilanzielle Modellierung stark fluktuierender Erzeuger, wie Photovoltaik- oder Windenergieanlagen, um das Zusammenspiel mit konventionellen Kraftwerken, Energiespeichern und der Nachfrage untersuchen zu können. Für die Implementierung wird ein hybrider Simulationsansatz, der in [6] genauer beschrieben wird, verwendet. Grundsätzlich werden bei diesem Ansatz zwei Simulationsansätze – diskrete Ereignissimulation und kontinuierliche Simulation (System Dynamics) – kombiniert, um sowohl diskrete Entscheidungen als auch kontinuierliche Prozesse abbilden zu können. Das Simulationsmodell ist modular aufgebaut. Die einzelnen Module unterliegen einer ständigen Weiterentwicklung.

Um Aussagen zu den zukünftigen Entwicklungen des Energieversorgungssystems tätigen zu können, ist die Modellierung von Eingangsparametern besonders wichtig. In Abbildung 2 sind die Eingangs- und Ausgangsgrößen schematisch dargestellt. Für die Modellierung der Last und der Einspeisestruktur von Wind- und Solarenergie bilden veröffentlichte Profile der ENTSO-E bzw. der Übertragungsnetzbetreiber die Grundlage. Politische Rahmenbedingungen geben beispielsweise die Abschaltzeitpunkte der Kernkraftwerke oder die vorrangige Einspeisung von erneuerbarem Strom vor. Um abschätzen zu können, welche Stromleistungsmengen mit den angrenzenden Bundesländern Baden-Württemberg, Hessen und Thüringen und den Nachbarschaftsstaaten Österreich und Tschechien ausgetauscht werden können, werden Kuppelkapazitäten für den Stromaustausch modelliert. Die Modellierung von Brennstoff- und CO₂-Preisen spielen für die zukünftige Entwicklung des Energiesystems eine besonders große Rolle, da der Kraftwerkseinsatz gemäß Merit Order erfolgt. Für die Preisentwicklungen wurden jährliche Zeitreihen in Kooperation mit den Projektpartnern erstellt. Für die Modellierung von Kraftwerken werden sowohl technische (z.B. Mindestleistung, Wirkungsgrad) als auch wirtschaftliche (z.B. variable Betriebs- und Instandhaltungskosten) Parameter berücksichtigt. Aktuell werden alle bayerischen Kraftwerke größer 100 MW diskret abgebildet. Kraftwerke mit einer Leistung unter 100 MW werden aggregiert nach Energieträgern modelliert. Neben den Abschaltzeitpunkten der Kernkraftwerke werden bei konventionellen Kraftwerken auch Stilllegungen nach Erreichen der technischen Lebensdauer berücksichtigt.

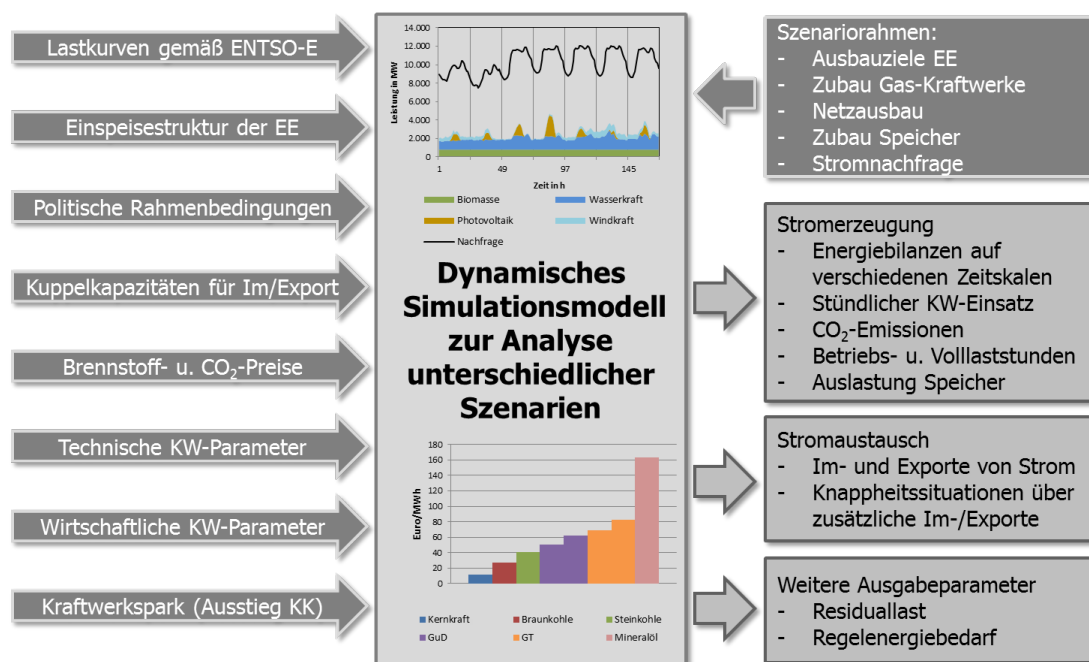


Abbildung 2 Schematischer Aufbau des Simulationsmodells

Der Szenariorahmen basiert auf den in Kapitel 1 beschriebenen Handlungsoptionen, die sich am bayerischen Energiekonzept orientieren. Durch eine schnelle Anpassung des Modells können auch Szenarien mit einem sehr hohen Anteil an regenerativem Strom oder großen zusätzlichen Speicherkapazitäten (z.B. Batteriespeichern) untersucht werden.

Mit dem entwickelten Simulationsmodell ist es weiterhin möglich, eine Reihe von Ausgabeparametern zu untersuchen. Beispielsweise können Energiebilanzen in verschiedenen zeitlichen Granularitäten (Jahr, Monat, Woche) analysiert werden. Des

Weiteren kann der Kraftwerkseinsatz und die Einspeisung erneuerbarer Energieträger in einer stündlichen Auflösung ausgegeben werden. Für die Auswirkungen auf die Umwelt können unterschiedliche Szenarien hinsichtlich ihrer jährlichen CO₂-Emissionsbilanz verglichen werden. Um die Wirtschaftlichkeit gegenwärtiger und neuer Kraftwerke studieren zu können, werden für jedes einzelne Kraftwerk Betriebs- und Volllaststunden protokolliert. Die Entwicklung des Stromaustauschs mit angrenzenden (Bundes)Ländern kann ebenso analysiert werden, wie die Entwicklung der Residuallast oder des Regelenergiebedarfs.

2.2 Das elektrische Netzmodell

Am Lehrstuhl für Elektrische Energiesysteme wurde für die Untersuchungen ein elektrisches Netzmodell entwickelt, das das aktuelle deutsche Höchstspannungsnetz (380kV und 220kV) realitätsnah nachbildet. Unterlagerte Netzebenen werden in Form von Äquivalenten in aggregierter Form modelliert.

Das Netzmodell innerhalb von Bayern umfasst derzeit ca. 100 Knoten und 160 Leitungen bzw. Transformatoren.

Anhand quasistationärer Netzberechnungen kann die Einhaltung der Normen und Richtlinien (z.B. thermische Belastbarkeit der Betriebsmittel oder Einhaltung des Spannungsbandes) überprüft werden. Zu den Ergebnissen der Netzberechnungen gehören die Betriebsmittelauslastungen zu den einzelnen Zeitpunkten oder Zeitspannen, Grenzwertüberschreitungen je Zeitpunkt oder Betriebsmittel, sowie die zu jedem Zeitpunkt im Netz benötigte Blindleistung und die Netzverluste.

Im Rahmen der stationären Netzberechnung werden Grenzwertverletzungen folgender Bewertungskriterien aufgelistet:

- Überschreitung der thermischen Belastbarkeit von Betriebsmitteln im Grundfall und (n-1)-Fall
- Einhaltung des zulässigen Spannungsbandes im Grundfall und (n-1)-Fall
- Einhaltung der maximal zulässigen Spannungsdifferenz

Im Freistaat Bayern sind bis 2023 zahlreiche Netzausbaumaßnahmen im Höchstspannungsnetz geplant, damit die Leistung der bis dahin stillgelegten Kernkraftwerke über Leistungsimporte v.a. aus dem Norden Deutschland ersetzt werden kann. So wird in 10 Jahren voraussichtlich etwa ein Drittel des Stromverbrauchs in Bayern importiert werden [7].

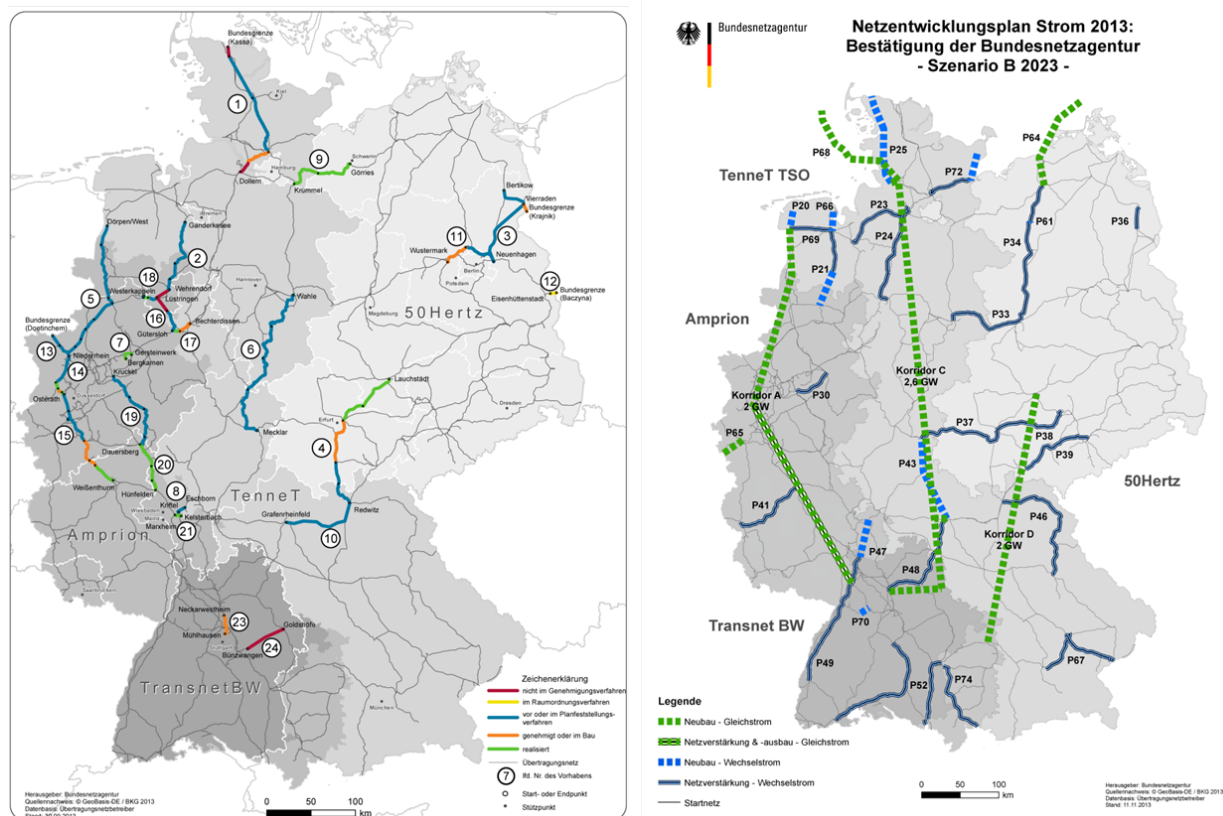


Abbildung 3 Geplanter Netzausbau in Deutschland gemäß EnLAG (links) und NEP Strom 2013 (rechts) [Quelle: Bundesnetzagentur]

Bereits im Gesetz zum Ausbau von Energieleitungen (EnLAG) [8], das 2009 von der Bundesregierung verabschiedet wurde, sind zwei größere bayerische Leitungsbauprojekte enthalten (Nr. 4: Lauchstäd – Redwitz, die sog. „Thüringer Strombrücke“ und Nr. 10: Redwitz – Grafenrheinfeld, die sog. „Südwestkuppelleitung“). In dem von der Bundesnetzagentur genehmigten Netzentwicklungsplan Strom 2013 [9] sind zusätzlich zu den beiden DC-Verbindungen Wilster - Grafenrheinfeld und Lauchstäd - Meitingen, sechs weitere AC-Projekte mit teilweise mehreren Maßnahmen enthalten. Dabei handelt es sich konkret um die Projekte P43, P46, P48, P52, P67 und P74 (siehe Abbildung 3). Allein die Trassenverstärkungen im Bestand bei diesen AC-Projekten umfassen – ohne die Berücksichtigung der DC-Trassen – für Bayern in Summe 545 km. Zu den Trassenverstärkungen im Bestand zählen laut Definition der Umbau von AC nach DC, die AC-Umbeseilung, sowie der AC-Neubau in einer Bestandstrasse.

Bei den hier dargestellten Netzberechnungen wurde zunächst von einer relativ pessimistischen Variante des realisierten Netzausbaus ausgegangen. Dies zum einen, um zu zeigen, dass sich bei nicht plangemäßigem Netzausbau Grenzwertverletzungen entwickeln können; zum anderen, dass einzelne Netzausbaumaßnahmen manchmal nicht ausreichend sind, d.h. Engpassstellen werden lediglich verschoben. Um die volle Wirksamkeit einer Maßnahme ausnutzen zu können, zieht dies die Realisierung anderer Maßnahmen nach sich.

Bei den Berechnungen mit dem Netzmodell wurde lediglich die Thüringer Strombrücke (zweite Stromtrasse zwischen Thüringen und Bayern) als realisiert angenommen. Diese

Verbindung wird häufig als entscheidende Maßnahme des Netzausbaus in Verbindung mit der Stilllegung des Kernkraftwerks Grafenrheinfeld genannt. Derzeit besteht zwischen Thüringen und Bayern nur eine Verbindungsleitung, die an ihre Kapazitätsgrenze stößt.

Je nach gewähltem Netzausbauszenario kann das Netzmodell auch zum Monitoring eines ggf. noch nicht fertiggestellten Netzausbaus eingesetzt werden oder zusätzlich notwendige Netzverstärkungsmaßnahmen identifizieren. Es können sowohl besonders kritische Situationen identifiziert werden, als auch Betriebsmittel identifiziert werden, bei denen besonders häufig Grenzwertverletzungen auftreten.

2.3 Kopplung von Simulations- und Netzmodell

Im Rahmen der Kopplung des Simulations- und elektrischen Netzmodells werden die im Simulationsmodell generierten stündlich aufgelösten Zeitreihen für den Kraftwerkseinsatz, die Einspeisung aus Erneuerbaren Energien, sowie den Verbrauch an das Netzmodell übergeben.

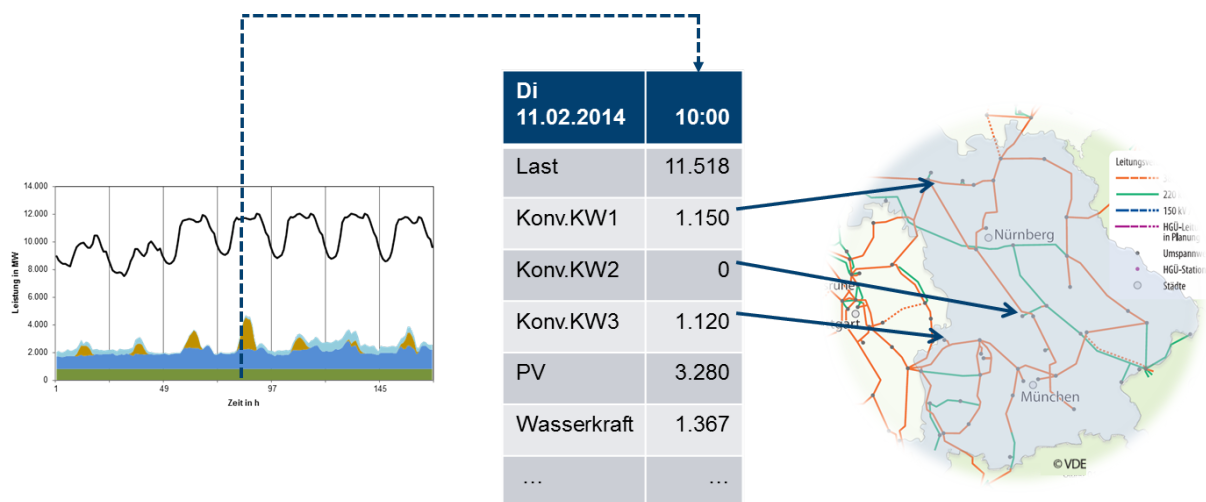


Abbildung 4 Prinzipielle Kopplung zwischen Simulations- und Netzmodell

Im elektrischen Netzmodell werden die Einspeisewerte der Kraftwerke und Anlagen jeweils eines Zeitpunktes standortscharf den entsprechenden Netzknoten zugewiesen. Die Erzeugung aus erneuerbaren Energiequellen wird derzeit je Energieträger den einzelnen Netzknoten im Verhältnis zur installierten Leistung zugewiesen – diese Vorgehensweise gilt ebenfalls für die Stromnachfrage. Auf dieser Grundlage ist es möglich, die entstehenden Leistungsflüsse im elektrischen Netz für jeden Zeitpunkt zu berechnen und unzulässige Systemzustände zu identifizieren (Betriebsmittelüberlastung, Verletzung des (n-1)-Kriteriums, Verletzung des Spannungsbandes usw.). Hieraus resultieren ggf. Netzausbaumaßnahmen, die bei der Systementwicklung auch monetär zu berücksichtigen sind.

3 Ergebnisse

In diesem Kapitel werden exemplarisch die Ergebnisse für den simulierten Kraftwerkseinsatz für jeweils einen Sommer- und Wintertag im Jahr 2023 und die aus dem elektrischen Netzmodell resultierenden Grenzwertüberschreitungen dargestellt. Die Rahmenbedingungen für das verwendete Szenario sind in Tabelle 1 hinterlegt.

Tabelle 1 Annahmen für das untersuchte Szenario

Erneuerbare Energieträger		Konventionelle Energieträger / Speicher	
Wasserkraft	3.200 MW	Steinkohle	843 MW
Bioenergie	1.450 MW	Gas	5.033 MW
Photovoltaik	14.000 MWp	Mineralöle	988 MW
Windenergie	4.250 MW	Abfälle	180 MW
Geothermie	300 MW	Pumpspeicher	900 MW; 8,95 GWh

Für erneuerbare bzw. konventionelle Energieträger ist in Tabelle 1 die installierte Gesamtleistung bzw. aggregierte Nettonennleistung je Energieträger angegeben. Dabei wurden altersbedingte Kraftwerksabschaltungen bis Ende 2022, sowie die der Kernkraftwerke berücksichtigt. Die installierte Leistung der einzelnen erneuerbaren Energieträger wurde so gewählt, dass das 50 %-EE-Ziel aus dem bayerischen Energiekonzept erreicht wird. Für Gas-Kraftwerke wurde von einem Zubau von zwei großen GuD-Anlagen mit einer Nettonennleistung von jeweils 800 MW und kleineren Anlagen mit einer aggregierten Nettonennleistung von 400 MW ausgegangen. Die aggregierte Pumpspeicherleistung und -kapazität kann ebenfalls aus Tabelle 1 entnommen werden. Hierbei wurde z.B. der Neubau des Pumpspeicherkraftwerks Riedl angenommen. Zudem ist in diesem Szenario die Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Bayern und Thüringen bei Fertigstellung der Thüringer Strombrücke zu berücksichtigen.

In Abbildung 5 ist exemplarisch die stündliche Stromerzeugung an einem sonnigen Werktag im Sommer 2023 dargestellt. Der typische Verlauf der Stromnachfrage ist deutlich erkennbar. Im Sommer ist die Stromnachfrage deutlich geringer als im Winter und variiert zwischen 7.650 MW und 10.960 MW. Durch den hohen Anteil an erneuerbaren Energien kann in den Mittagsstunden die Stromnachfrage komplett durch regenerativ erzeugten Strom gedeckt werden. Die Photovoltaik hat mit Spitzenwerten von 8.725 MW einen erheblichen Anteil. Bilanziell gesehen werden zwischen 12:00 Uhr und 16:00 Uhr keine konventionellen Kraftwerke benötigt. In den Morgen- und Abendstunden werden die konventionellen Erzeugungsanlagen jedoch benötigt und haben einen Anteil von über 60 % an der Stromerzeugung.

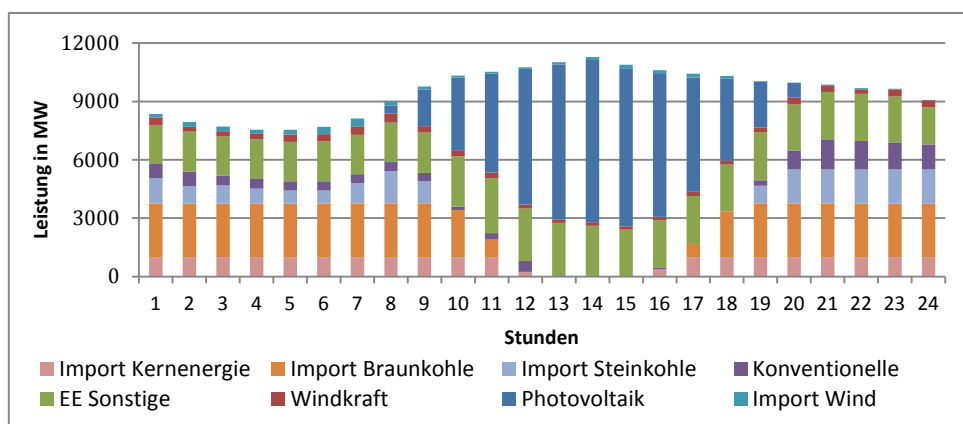


Abbildung 5 Stromerzeugung in stündlicher Auflösung an einem Werktag im Sommer 2023

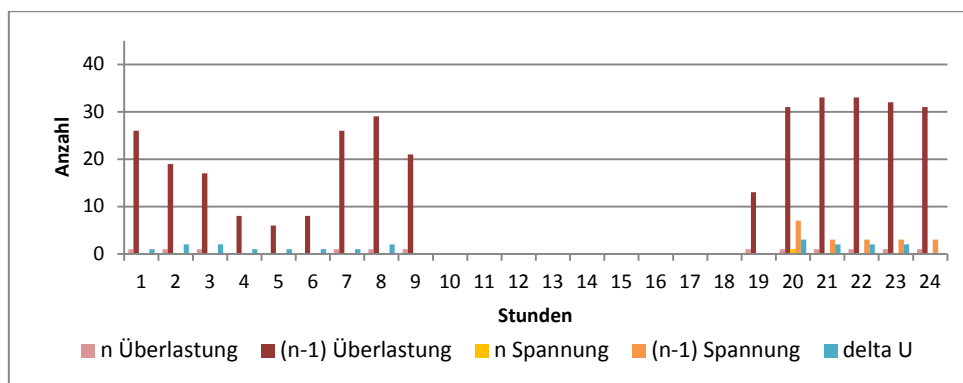


Abbildung 6 Anzahl der Grenzwertüberschreitungen nach Szenario in Abbildung 5

In Abbildung 6 sind die unterschiedlichen Kriterien an Grenzwertverletzungen inkl. deren Anzahl je Stunde zu erkennen. Im Zeitraum zwischen der 10. Stunde und der 18. Stunde sind keine vorhanden. Dies liegt daran, dass es sich um einen Sommertag mit hoher regionaler Einspeisung handelt.

Die maximale Anzahl an (n-1)-Überlastungen stellt sich zu den Zeitpunkten ein, an denen besonders hohe Leistungen nach Bayern importiert werden. Tritt zudem bereits im n-Fall eine Grenzwertverletzung auf, so ist die Anzahl der Grenzwertverletzungen im (n-1)-Fall stark erhöht.

In den Abendstunden treten außerdem Verletzungen des Spannungsbandes im (n-1)-Fall auf. Dies ist durch die Annahme der noch nicht fertiggestellten Netzausbaumaßnahmen bedingt.

In dem untersuchten Winterszenario, das in den Abbildungen 7 und 8 dargestellt ist, ergibt sich tendenziell ein komplett anderes Bild. Es handelt sich hierbei um einen bedeckten, kalten Januartag mit mittlerer Windenergieeinspeisung in Norddeutschland. Die Nachfrage ist deutlich höher als im Sommerszenario und variiert zwischen ca. 9.100 MW und 12.000 MW. Konventionelle Kraftwerke innerhalb und außerhalb Bayerns werden den ganzen Tag über benötigt, um den Stromverbrauch zu decken. Stromimporte von Strom aus Kernenergie, Braun- und Steinkohle haben durchgängig einen Anteil von ca. 50 % an der Stromerzeugung. Die bayerischen Gas-Kraftwerke werden hauptsächlich dazu eingesetzt, die Differenz zwischen regenerativer Stromerzeugung und Stromnachfrage durch die Bereitstellung von Regelleistung auszugleichen. Die aggregierte Einspeiseleistung variiert

zwischen 700 MW und 2.700 MW und wird hauptsächlich von modernen GuD-Anlagen bereitgestellt, welche die notwendige Flexibilität aufweisen.

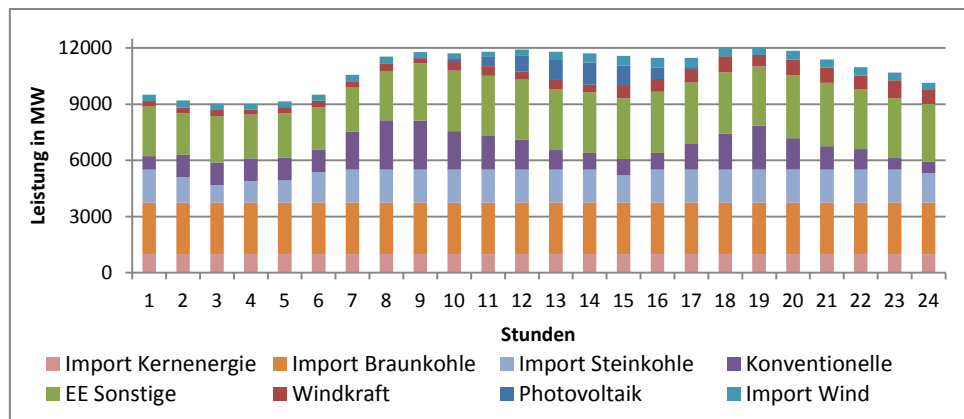


Abbildung 7 Stromerzeugung in stündlicher Auflösung an einem Werktag im Winter 2023

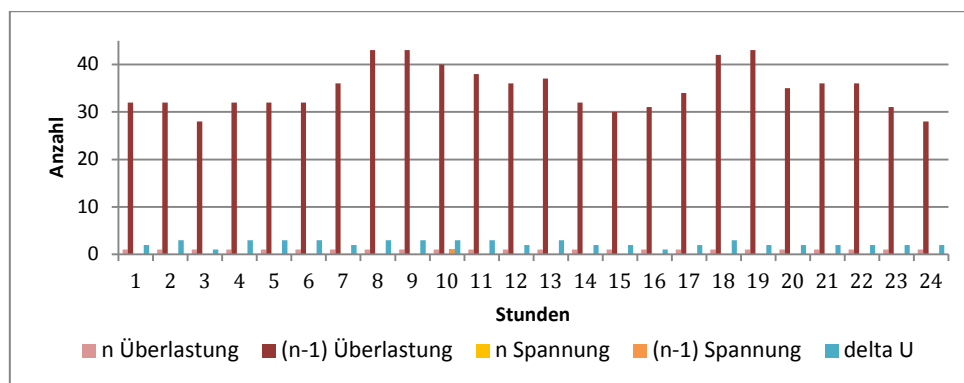


Abbildung 8 Anzahl der Grenzwertüberschreitungen nach Szenario in Abbildung 7

Die Grenzwertverletzungen im Winterszenario sind durchgehend unzulässig und weisen auf durchgehend kritische Netzzustände hin, da über den kompletten Tag hinweg hohe Leistungsflüsse auf den Verbindungsleitungen aus Hessen, Thüringen und der Tschechei auftreten.

Mit dem Modell ist es ebenfalls möglich, die Grenzwertüberschreitungen je Betriebsmittel darzustellen (s. Abbildung 9). Die Auswertungen bestätigen, dass einige wenige Betriebsmittel für eine hohe Anzahl an Grenzwertverletzungen verantwortlich sind, was mit den Erfahrungen in der Praxis übereinstimmt.

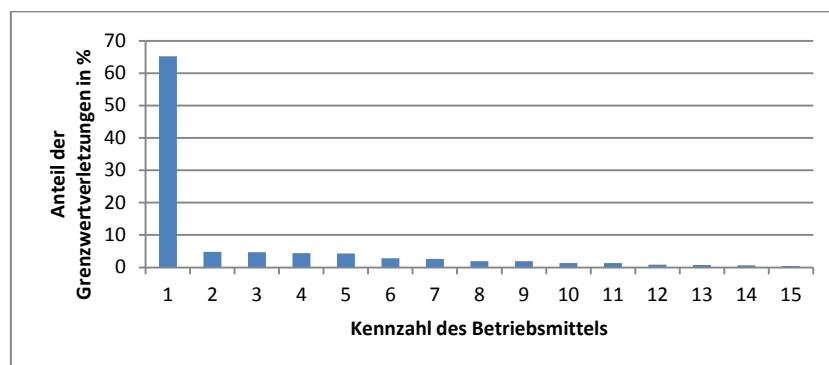


Abbildung 9 Prozentuale Aufteilung der Grenzwertüberschreitungen auf die am häufigsten betroffenen Betriebsmittel im Monat Januar 2023

Nachdem die „Thüringer Strombrücke“ in diesem Netzausbauszenario als bereits realisiert angenommen wurde, verschieben sich die Engpässe im Netz. Die hier auftretenden Überlastungen können durch die Umstellung des 220-kV-Netzes auf 380kV behoben werden, da die nach Bayern importierte Leistung dann auch innerhalb Bayerns weiterverteilt werden kann.

Insgesamt ist zu erkennen, dass die Netzanalysen die Netzverstärkungs- und Ausbaumaßnahmen aus dem EnLAG und Netzentwicklungsplan bestätigen.

4 Zusammenfassung und Ausblick

Die Universität Erlangen-Nürnberg entwickelt und verifiziert derzeit ein gekoppeltes Optimierungs-, Simulations- und elektrisches Netzmodell zur Bewertung und Untersuchung der weiteren Entwicklung der elektrischen Energieversorgung in Bayern.

Im Simulationsmodell können optimierte Ausbaupläne und weitere Szenarien in einer hohen zeitlichen Auflösung simuliert werden. Hierbei wird sowohl der Volatilität der regenerativen Erzeugung als auch dem notwendigen Ersatz der in Deutschland geplanten Abschaltung der Kernkraftwerke Rechnung getragen.

Durch die Kopplung mit dem für die Höchst- und Hochspannungsebene generierten Netzmodell werden die im Simulationsmodell generierten stündlichen Zeitreihen regional aufgelöst und in quasistationäre Lastflussberechnungen übertragen. Die Netzberechnungen liefern insbesondere wichtige Ergebnisse für die zukünftige Gestaltung der Energieversorgung in Bayern in Hinblick auf die integrierte Systementwicklung (Netze und Kraftwerke) und die Versorgung mit gesicherter Leistung.

Erste Netzberechnungen für zwei exemplarische Szenarien in 2023 liefern plausible Ergebnisse und identifizieren Netzengpässe für Zeiten, in denen in Bayern hohe Leistungen importiert werden müssen, wenn die regenerative Erzeugung wetterbedingt nicht zur Verfügung steht.

Die Energiesystemanalyse liefert wichtige Erkenntnisse für die zukünftige Gestaltung der elektrischen Energieversorgung und den Umbau von Netz und Erzeugung. Die Modellsystematik, die bei der Nachbildung des Energiesystems für Bayern angewandt wird, kann analog auf andere Regionen übertragen werden.

Zukünftige Arbeiten werden den Schwerpunkt der Analyse noch stärker auf die Nachbildung der regionalen und dezentralen Einspeisung aus erneuerbaren Energien und die Nachbildung von innovativen Speicherkonzepten legen.

Danksagung

Diese Arbeit entstand innerhalb des Projekts „Energiesystemanalyse Bayern“, welches von Dr. Klaus Hassmann (Clustersprecher Energietechnik, Bayern Innovativ, www.bayern-innovativ.de) koordiniert wird. Das Projekt wird gefördert durch die Bayerische Energieagentur, Allgäuer Überlandwerk, Areva, renerco, E.ON, infra Fürth, Kraftanlagen München, OMV, Ostwind, Siemens, SWU, Tennet, Thüga, Verbund und WVV. Die Autoren danken Herrn Dr. Hassmann und den Projektpartnern für die zahlreichen fachlichen Diskussionen und die Bereitstellung des Datenmaterials.

Literatur

- [1] Bayerisches Landesamt für Statistik und Datenverarbeitung: Stromerzeugung und -verbrauch; Stand: Dezember 2013; online verfügbar: https://www.statistik.bayern.de/medien/statistik/bauenwohnen/sg36_stromerzgg.und_-verbrauch_12122013.xls
- [2] Bayerische Staatsregierung: Energiekonzept „Energie innovativ“; online verfügbar: <http://www.bayern.de/Anlage10344945/BayerischesEnergiekonzeptEnergieinnovativ.pdf>
- [3] Connolly, D.; Lund, H.; Mathiesen, V.; Leahy, M.: „A Review of Computer Tools for Analysing the Integration of Renewable Energy into various energy systems“. Applied Energy 87 (4): 1059-1082.
- [4] Hassmann, K.; Pruckner, M.; German, R.: „Ratgeber und Werkzeug zur Steuerung der Energiewende“. BWK – Das Energie-Fachmagazin 1/2 S. 62-69.
- [5] Pruckner, M.; Thurner, Ch.; Martin, A.; German, R.: „A Coupled Optimization and Simulation Model for the Energy Transition in Bavaria“. Proceedings of the International Workshop on Demand Modeling and Quantitative Analysis of Future Generation Energy Networks and Energy Efficient Systems (FGENET 2014). (to appear)
- [6] Pruckner, M.; German, R.: „A Hybrid Simulation Model for Large-Scaled Electricity Generation Systems“. Proceedings of the 2013 Winter Simulation Conference (WinterSim 2013). Washington DC, USA.
- [7] Bundesnetzagentur: Szenariorahmen zu NEP Strom 2013, online verfügbar: http://www.netzausbau.de/cln_1912/DE/BundesweitePlaene/Bravo/SzenariorahmenBravo/SzenariorahmenBravo-node.html
- [8] Bundesministerium der Justiz: Gesetz zum Ausbau von Energieleitungen (Energieleitungsausbaugesetz – EnLAG). Stand: 23.7.2013. online verfügbar: <http://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/enlag/gesamt.pdf>
- [9] Bundesnetzagentur: Netzentwicklungsplan Strom 2013, online verfügbar: http://www.netzausbau.de/cln_1912/DE/BundesweitePlaene/Bravo/NEP-UB_Bravo/NEP-UB_Bravo-node.html