

Energiesystemanalyse Bayern

Projektnews

März 2014 | Ausgabe 5

Bildnachweis: Fotolia, ag, visuell

Energiesystemanalyse Phase 1 – Abschlussbericht Die Energiewende verändert die Versorgungsstruktur im Strombereich

Die Energiewende in Bayern ist eine äußerst anspruchsvolle Aufgabe, die eine interdisziplinäre Zusammenarbeit unterschiedlicher technisch-wirtschaftlicher Disziplinen erfordert. Eine möglichst konfliktfreie Lösung des energiewirtschaftlichen Zieldreiecks Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit und Umweltverträglichkeit ist bei diesen Betrachtungen eine große Herausforderung.

Vor der Energiewende war die Stromerzeugung und Verteilung in Deutschland durch ein „klassisches“ System großer, zentraler Kraftwerke geprägt: Drei Klassen von Kraftwerken stellten die Versorgung in der Grund-, Mittel- und Spitzenlast sicher. Die Bereitstellung der Grundlast erfolgte durch Braunkohle- und Kernkraftwerke, die in der Regel hohe Kosten für die Beschaffung des Kraftwerks (Investitionskosten), jedoch im Vergleich zu den Mittel- und Spitzenkraftwerken niedrigere Kosten für den Betrieb des Kraftwerks aufweisen. Es dauert auch relativ lange bis sie aus dem Stillstand, heißt aus dem kalten Zustand, die Betriebstemperatur erreichen. Sie sind aufgrund ihrer Konstruktion im Vergleich zu den anderen Typen für schnelle Änderungen der Last schlecht bzw. gar nicht geeignet. Diese Kraftwerke wurden in der Regel über 6 000 Stunden im Jahr betrieben. Der elektrische Wirkungsgrad von Braunkohlekraftwerken liegt zwischen 40 % und 45 %. Bei den in dieser Arbeit genannten Einhüllenden für die Wirkungsgrade und Betriebsstunden kann es Abweichungen nach oben oder unten geben. Mit Steinkohle gefeuerte Anlagen wurden in der oberen Mittellast (4 000 bis 6 000 Stunden pro Jahr) betrieben. Ihre Investitionskosten liegen unter denen von Braun-



Bild: Bayern Innovativ

Teilnehmer an einer der Partnersitzungen

kohle, der Brennstoff Steinkohle ist jedoch teurer. Dieser Kraftwerkstyp ist bezüglich Lastwechsel flexibler, der Wirkungsgrad liegt zwischen 45 % und 50 %. Hohe Werte um die 50 % können mit höchsten Dampftemperaturen und Drücken erreicht werden, die den Einsatz von Hochtemperaturwerkstoffen (Nickelbasislegierungen) erfordern, die teuer und im Vergleich zu den konventionellen Werkstoffen schlechter zu verarbeiten sind. Mit Erdgas betriebene Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerke erreichen elektrische Wirkungsgrade zwischen 55 % und 60 %. Sie sind in ihrer Anschaffung billiger als Kohle- oder Kernkraftwerke, flexibler im Betrieb, teillastfähig und haben niedrige Anfahrzeiten. Gas ist jedoch teurer als Kohle, weshalb sie in der Regel in der unteren Mittellast bei ca. 4 000 Betriebsstunden „im Geld“ waren.

Als Spitzenlastkraftwerke mit wenigen 1 000 Betriebsstunden im Jahr wurden aufgrund ihrer flexiblen Betriebsweise (überaus teillastfähig, kürzeste Startzeiten), ihrer kurzen Bauzeit und geringen Kosten für die Anlage selbst in der Regel Gasturbinenkraftwerke eingesetzt. Allerdings liegt bei modernen Gasturbinen der elektrische Wirkungsgrad im unteren Bereich der Spanne für Braunkohlekraftwerke. Die Energiewende hat diese „Hackordnung“ völlig durcheinander gebracht. Die

Der Abschlussbericht Phase 1 enthält:

- Eine Zusammenfassung der erzielten Ergebnisse sowie ein Verzeichnis von Veröffentlichungen
- Den Stand der Diskussion um eine Anpassung des EEG
- Auswirkungen von Maßnahmen auf das Bayerische Energiekonzept von 2011
- Weiteres Vorgehen und Arbeitsschwerpunkte in Projektphase 2

Karten wurden neu gemischt. Der Ausbau der erneuerbaren Energien (Strom) mit einem überwiegenden Anteil der wetterabhängigen Technologien Photovoltaik und Windkraft mit Einspeisungsvorrang ist vom Abschalten der in Bayern noch betriebenen Kernkraftwerke – in Bayern geht das letzte Kernkraftwerk 2022 vom Netz – überlagert. Erschwerend kommt hinzu, dass gegenüber dem Bund und anderen Bundesländern die Ausbauziele der Erneuerbaren im Freistaat ambitionierter sind. Kohle- und Gaskraftwerke werden nach variablen Kosten an der Börse gehandelt, was der Braunkohle – und dort insbesondere abbeschriebenen Kraftwerken sehr entgegen kommt.

In diesem Zusammenhang sei ein Ausblick gestattet: Deutschland sieht sich als Vorreiter des Umstiegs auf ein System mit langfristig 80 % Erneuerbaren. Falls erfolgreich, sollen Nachahmer von der Erfahrung in Deutschland profitieren und den eigenen Umstieg u. a. mit Aufträgen an deutsche Firmen sicherstellen. Sollte ein Großteil der EU Länder dem deutschen Vorbild unter Einhaltung der Kriterien Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit und Umweltverträglichkeit folgen: Wie würde dann die Versorgungsstruktur in Europa aussehen, was kostet sie und wer bezahlt sie?

Entwicklung des Energiesystemprojekts

Im Jahr 2011 wurde unter der Überschrift Bayerische Allianz für Energieforschung und –technologie von den Bayerischen Ministerien für Wirtschaft und Wissenschaft eine Expertenkommission berufen, die relevante, künftige Forschungs-, Entwicklungs- und Technologiefelder definiert hat. Der Cluster Energietechnik gehörte der Kommission an. Im Herbst 2011 wurde der Abschlussbericht veröffentlicht. Eines der von der Expertenkommission definierten Handlungsfelder war eine wissenschaftlich fundierte Energiesystemanalyse; mit diesem Instrument können verschiedene Handlungsoptionen, deren voraussichtliche Vor- und Nachteile sowie deren Umsetzungschancen einge-

grenzt werden. Für den Anwendungsbereich „elektrischer Strom“ wurde ein solches Projekt unter der Federführung des Clusters Energietechnik mit Unterstützung von Bayern Innovativ entwickelt und umgesetzt.

Im März 2012 wurde eine **Projektphase 1** über eine Laufzeit von 2 Jahren gestartet; die Finanzierung erfolgte durch folgende Partnerfirmen:

Bayerischen Energieagentur ENERGIE INNOVATIV (Politik), Allgäuer Überlandwerk GmbH, Areva NP GmbH, BayWa (RENERCO AG), E.ON AG, infra Fürth GmbH, Kraftanlagen München GmbH, OMV Power International, OSTWIND Verwaltungsgesellschaft mbH, Siemens AG, SWU Energie GmbH, TenneT TSO GmbH, Thüga AG, Verbund AG sowie der Würzburger Versorgungs- und Verkehrs-GmbH (alle Wirtschaft). Energie & Management-Verlag (Presse) beteiligte sich mit kostenlosen e&m Abonnements für die Lehrstühle. Das Projekt wurde vom Cluster Energietechnik koordiniert.

Folgende Modelle wurden bei der Universität Erlangen-Nürnberg in Auftrag gegeben:

- Simulationsmodell beim Lehrstuhl für Rechnernetze und Kommunikationssysteme, Leitung Prof. Reinhard German; Modellentwicklung Marco Pruckner
- Optimierungsmodell beim Lehrstuhl für Wirtschaftsmathematik, Leitung Prof. Alexander Martin; Modellentwicklung Christoph Thurner
- Elektrisches Netzmodell beim Lehrstuhl für Elektrische Energiesysteme, Leitung Prof. Matthias Luther; Modellentwicklung Gaby Seifert

Ergebnisse

In den 2 Jahren wurden lauffähige Einzelmodelle entwickelt, und Szenario-Rechnungen mit den Einzelmodellen, gegen Ende von Phase 1 auch gekoppelte Betrachtungen durchgeführt. Von den Partnern wurden Daten in einem beträchtlichen Umfang zur Verfügung gestellt – wie zum Beispiel Kosten von erneuerbaren Energieträgern wie Wasserkraft, Photovoltaik, Wind, von

konventionellen Kraftwerken sowie Datenreihen über Sonneneinstrahlung und Windgeschwindigkeit – ohne die die Ergebnisse von Szenarien-Rechnungen vermutlich nur eine sehr beschränkte Aussagekraft gehabt hätten. Dafür sei den Partnern von Phase 1 an dieser Stelle nochmals ausdrücklich gedankt.

Die Partner und ausgewählte Kolleginnen/en wurden über den aktuellen Stand der Arbeiten in einer Projektnews-Serie informiert; folgende Ausgaben wurden erstellt und verteilt – eine kurze Ergebniszusammenfassung ist eingefügt:

Ausgabe 1: K. Hassmann, M. Pruckner, R. German: Simulationsmodell – Einfluss Kraft-Wärme-Kopplung, April 2013
Ergebnisse: In Bayern ist bis 2023 im Leistungsbereich bis 2 MW_{el} mit einem Ausbau der erdgasbetriebenen KWK von insgesamt ca. 1700 Anlagen pro Jahr zu rechnen; die mittlere Leistung beträgt 20 kW. Bei größeren Anlagen erfolgt über den Bestand hinaus kein Zubau, da diese Anlagen zurzeit unwirtschaftlich sind. Die Energiebilanz für das Jahr 2023 zeigt im Basisfall bei einem Gesamtstromverbrauch von 85 TWh einen KWK-Bilanzanteil von 2,5 TWh. Im KWK-Ausbauzenario kann der Anteil der KWK auf 4,5 TWh gesteigert werden. Der Gasanteil erhöht sich durch den KWK-Zubau um ca. 2 %, der Stromimport wird um 0,5 % reduziert. Generell wird in der ersten Dekade des Energieumstiegs in allen untersuchten Szenarien der Ausbau der KWK den hohen Erwartungen nach einem nennenswerten Beitrag nicht gerecht.

Ausgabe 2: K. Hassmann, M. Pruckner, R. German: Simulationsmodell – Die Grenzen von Strom aus Sonne, Wind und Wasser ausloten, Juni 2013
Ergebnisse: Beim Ausbau der Erneuerbaren auf 50 % wird die Stromnachfrage im nächsten Jahrzehnt an sonnenreichen Tagen alleine durch die Einspeisung aus erneuerbaren Energien gedeckt. Sollte der Ausbauboom bei der Photovoltaik anhalten, muss schon vor 2023 Strom über einige Stunden an sonnenreichen Tagen deutlich unter seinem Wert exportiert oder PV/Wind-Anlagen sogar abgeschaltet werden. Bei einem erhöhten PV-Zubau würden sich die geplanten Abschaltungen von EE-Anlagen im Vergleich zum Basisszenario im Jahr 2023 nahezu verdoppeln. Zu den Alternativen während dieser Zeitspannen niedriger Strompreise zählen unterschiedliche Speichertechnologien. Politik und Wirtschaft reagieren auf den zunehmenden Bedarf an Wärme- bzw.



Bild: Hassmann



Bild: Hassmann

Stromspeichern: Im Mai 2013 hat der Bundestag beschlossen, das Verbot von Nachtspeicherheizungen aufzuheben. Einer der großen Betreiber hat angekündigt, dass er dadurch die Auslastung der eigenen Kohlekraftwerke verbessern will. Ein kommunaler Versorger baut einen großen Wärmespeicher, der mit der Fernwärmeversorgung gekoppelt ist; er wird mit Überschussstrom aus Erneuerbaren als auch mit Strom aus einem unzulänglich ausgelasteten Gaskraftwerk betrieben.

Ausgabe 3: C. Thurner, A. Martin, K. Hassmann: Optimierungsmodell – Optimale Kapazitätsplanung unter Kostengesichtspunkten, August 2013

Ergebnisse: In Bayern kann bei einem Zubau an Erneuerbaren auf 50 % der Ausfall der Atomkraftwerke kompensiert und die Stromnachfrage gedeckt werden, wenn, wie im Energiekonzept der Bayerischen Staatsregierung vorgesehen, hocheffiziente GuD Anlagen zugebaut werden. Sie müssen in Symbiose mit Importstrom die Versorgung an wetterbedingten Ausfällen von Photovoltaik und/oder Wind sicherstellen. Auch wird die Aussage aus der Ausgabe 2 bestätigt, dass es an wind- und sonnenreichen Tagen zu einer Überdeckung des Strombedarfs kommt.

Ausgabe 4: M. Pruckner, R. German: Simulationsmodell – Die Thüringer Strombrücke – Auswirkungen auf das Bayerische Energiesystem, Oktober 2013

Ergebnisse: Grundsätzlich ist nicht davon auszugehen, dass zu jeder Tageszeit im vollen Umfang Kraftwerkskapazitäten jenseits der bayerischen Ländergrenzen für Importe nach Bayern zur Verfügung stehen. Der Anteil von Importstrom bis ins Jahr 2023 wird stark zunehmen, wenn Bayern mit eigenen (planbaren) Erzeugungsleistungen nicht gegensteuert. Das mittlere von 3 Szenarien weist einen Importanteil von ca. 30 % aus. Im Modell wird zwischen Strom-

importen aus Windenergieanlagen, Braun- und Steinkohleerzeugungseinheiten unterschieden. Dabei wurden Plausibilitätsannahmen getroffen: Ein hoher Anteil an Importstrom ist verantwortlich dafür, dass die Volllaststundenzahlen bayerischer Gaskraftwerke weiter rückläufig sein werden. Durch Kohlestrom verschlechtert sich auch die Bayerische CO₂-Bilanz. Eine genauere Nachbildung der Braun- und Steinkohleerzeugungseinheiten im Norden, sowie der Offshore-Windenergieanlagen, werden zu einer detaillierteren Gewichtung des Transports von Strommengen aus Kohle bzw. Wind über die Thüringer Strombrücke beitragen.

Veröffentlichungen in Fachzeitschriften sowie bei Tagungen dokumentieren die Entwicklung des Projekts über die Laufzeit sowie die Ergebnisse und Erkenntnisse im Zusammenhang mit der Energiewende in Bayern; ein Verzeichnis von Veröffentlichungen befindet sich am Ende des Abschlussberichts.

Eingriffe in das Erneuerbare-Energien-Gesetz wird es geben.

Die Bundesregierung wird das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) reformieren und will damit erreichen, dass der Kostenanstieg der EEG-Umlage gedrosselt wird, den die Stromverbraucher für den Ausbau der Erneuerbaren bezahlen müssen. Diese Anpassung wird Einfluss auf die weitere Planung und Umsetzung der Energiewende in Bayern haben. Im Gespräch sind Maßnahmen bei den fluktuierenden (da wetterabhängig) sowie den nichtfluktuierenden erneuerbaren Stromerzeugern. Zum Beispiel sollen der Ausbau der Photovoltaik sowie der Biomasse gedeckelt werden. Die Windenergie soll nur mehr an Standorten gefördert werden, an denen ein hoher Prozentsatz eines noch nicht definierten Referenzwertes erreicht wird. Schwachwindstandorte, von denen es in Bayern viele gibt, würden nicht mehr in den Genuss einer Förderung kommen. Auch eine Abstandsregelung soll umgesetzt werden. Dadurch könnte der geplante Ausbau der Windenergie in Bayern unter den im Energiekonzept der Staatsregierung genannten unteren Grenzwert von 6 % rutschen.

Alle Einzelmaßnahmen der EEG-Anpassung sollten bezüglich ihres Einflusses auf den Ausbaupfad des Energieumstiegs in Bayern untersucht werden. Basierend auf Ergebnissen von Rechenläufen mit den in Phase 1 erstellten Modellen ist es noch nicht in vollem Umfang gelungen, die oben erwähnten 3 Kriterien Versorgungssicherheit, Umweltverträglichkeit und Wirt-

schaftlichkeit in Einklang zu bringen und darauf aufbauend die Rahmenbedingungen für Bayern Schritt für Schritt zu justieren. Dieses Ziel soll in der nächsten Projektphase erreicht werden.

Im Wettbewerb der Bundesländer um die beste Ausgangsposition muss und wird der Freistaat seine Interessen vertreten und mit möglichst schlagkräftigen Argumenten untermauern. Essenziell für Bayern ist, wie im Bayerischen Energiekonzept vorgesehen, neben dem Ausbau der Erneuerbaren ein starkes Fundament an Eigenversorgung durch Gaskraftwerke; sie haben das Potenzial, Strom mit einem hohen Wirkungsgrad und damit CO₂-arm zu erzeugen; diese Kraftwerke können sich, wie schon erwähnt, auch schnell an einen sich ändernden Bedarf anpassen. Bei den heutigen Regeln an der Strombörse kommen sie jedoch kaum zum Einsatz. Diesbezüglich sind Anpassungen erforderlich, um Anreize zum Bau solcher Kraftwerke in Bayern zu schaffen.

Dazu noch einige ergänzende Bemerkungen: Die Bundesnetzagentur hat für die transiente Phase der Energiewende für die nächsten Jahre einzelnen Betreibern von Kraftwerken, die man für die Versorgungssicherheit für bedeutsam einschätzt, die Stilllegung verweigert. Dafür war man bereit eine „Marktprämie“ (auch diese wird auf den Verbraucher umgelegt) für den Fall zu bezahlen, dass die Kraftwerke im Notfall zur Verfügung stehen. Der Bund sperrt sich jedoch gegen die Einführung einer generellen Marktprämie für Gaskraftwerke. Eine deutliche Erhöhung der CO₂-Preise, die an der Strombörse die Einsatzzeiten hocheffizienter Gaskraftwerken verbessern würde, wird, wenn überhaupt, nur in kleinen Schritten gelingen. Die EU bremst, da einige Mitgliedsländer bei höheren CO₂-Preisen eine Abwanderung von Arbeitsplätzen in Länder mit niedrigen Strompreisen befürchten. Der Gaspreis selbst kann sich nach heutiger Einschätzung nach oben oder auch nach unten verändern, nach oben, sollte der Konflikt West/Ost nach dem Umsturz in der Ukraine eskalieren und Russland den Gasexport in die EU drosseln, nach unten, falls das in einigen europäischen Ländern geplante Hydraulic Fracturing (besser bekannt unter dem Begriff „Schiefergas“) greift und den Gas-Importbedarf abschwächt – siehe USA.

Zur Eigenerzeugung in Bayern als Ergänzung zu den Erneuerbaren und zu Gaskraftwerken – es seien hier nur die Techniken erwähnt, die kurz- bzw. mittelfristig bis

zum Abschalten des letzten Kernkraftwerks einen wesentlichen Beitrag im Energiemix leisten können – werden Anlagen mit Kraft-Wärmekopplung zentral (groß) und dezentral (klein) beitragen sowie Pumpspeicher und (mit Abstrichen) elektrochemische Speicher. Bestehende Anreize für entsprechende Investitionen sind bezüglich ihrer Wirksamkeit zu überprüfen. Zur Eingrenzung einer für und in Bayern möglichst optimalen Mischung der oben erwähnten Technologien können Energiesystembetrachtungen helfen.

Sobald der oder die Ausbaupfade feststehen (das Ministerium überarbeitet zurzeit das im Mai 2011 veröffentlichte Energiekonzept), sind auch Aussagen in der Frage möglich, ob und wenn ja welche Import-Übertragungsleistung zur Versorgungssicherheit Bayerns nötig ist. Höchstspannungs-Stromtrassen nach und durch Bayern werden von der betroffenen bayerischen Bevölkerung abgelehnt. Um diesen Trend zu kippen, muss überzeugend gezeigt werden, dass über das oben erwähnte starke Fundament der Eigenenerzeugung in Bayern hinaus zur Versorgungssicherheit Stromimporte nach Bayern nötig sind. Die Verantwortlichen müssen diesen Bedarf aus dem Gesamtsystem ableiten und für den Bürger nachvollziehbar darstellen, warum neue Stromtrassen durch bestimmte Regionen Bayerns geführt werden müssen. Dazu kann die Energiesystemanalyse ebenfalls Beiträge leisten.

Projektphase 2

Im 4. Quartal 2013 wurden in Abstimmung mit den Projektpartnern von Phase 1 Gespräche mit der Bayerischen Energieagentur „Energie Innovativ“ (EI) aufgenommen; sie wurden nach Eingliederung von EI in das Bayerische Staatsministerium für Wirtschaft und Medien, Energie und Technologie mit dem Referat VIII/2 weitergeführt. Dem Energiesystemprojekt sollte eine kontinuierliche und auch längerfristige Perspektive gegeben werden. Ergebnis: Im Ministerium wurde entschieden, die Finanzierung von Phase 2 ab Mai 2014 für (zunächst) 2 Jahre sicherzustellen; die Projektstruktur wird erhalten bleiben.

Autor

Dr. Ing. **Klaus Hassmann** ist Sprecher des Clusters Energietechnik; er hat das Projekt Systemanalyse entwickelt und koordiniert es auch.

Dem Projektteam sei für die Durchsicht des Textes und für Verbesserungsvorschläge gedankt.

Arbeitsprogramm

Das Arbeitsprogramm umfasst Kurzfristthemen, die sich aus dem politischen Tagesgeschäft der Energiewende ableiten; diese Themen sind heute noch nicht definiert. Im Arbeitsprogramm sind auch folgende Langfristthemen enthalten:

Elektrischer Strom

- Ergänzung der Modelle innerhalb der Bilanzgrenze Bayern; die Vervollständigung der unterschiedlichen Eingangsparameter steht dabei im Mittelpunkt. Die Datensätze müssen bei Bedarf auch aktualisiert werden.
- Abbildung der Peripherie außerhalb der Bilanzregion Bayern. Dieser Arbeitsprogramm-punkt ist unter der Maßgabe „so genau wie nötig“ zu entwickeln und zu installieren. Für das „wie“ müssen noch Strategien entwickelt werden, die für die drei Einzelmodelle sehr unterschiedlich ausfallen können.

Netzmodell: für eine Bewertung der Strom-

trassen zum Transport von Off Shore Windstrom nach Bayern wird es nicht ausreichen, nur die unmittelbare Netz-Umgebung Bayerns abzubilden; vermutlich ist eine Modellierung des Europäischen Netzes notwendig, umso mehr als die Netze der Länder Polen und Tschechien einen Teil des Windstroms aus der Ostsee, die in Holland den Strom aus der Nordsee aufnehmen müssen; diese Länder werden Maßnahmen zu Lasten des Stromtransports von Windstrom nach Bayern ergreifen.

Optimierungs- und Simulationsmodell: Punktmodelle der wichtigen Regionen werden angestrebt.

Programmstruktur: Kopplung der drei Modelle, um damit die Optimierung unter Einschluss der Simulation und dem elektrischen Netz zu synchronisieren.

Wärme

- Untersuchung des Wärmemarkts innerhalb der Bilanzgrenze Bayern und wenn nötig auch grenzüberschreitend.

Literatur

¹ Pruckner, M.; Bazan, B.; German, R.: "Towards a simulation model of the Bavarian electrical energy system." INFORMATIK 2012, Smart Grid Wshp, Braunschweig, Sept. 2012

² Pruckner, M.; Bazan, B.; German, R.: "An Approach of a Simulation Model to Analyze the Future Energy Balance of Bavaria." Proceedings of IEEE International Conference on Smart Grid Technology, Economics and Policies, (SG-TEP 2012), Nuremberg, Germany, December, 2012

³ Wind kann's – aber nicht allein; Energie&Management 1. Nov 2012

⁴ Hassmann, K.; Pruckner, M.; German, R.: „Ratgeber und Werkzeug zur Steuerung der Energiewende“. BWK – Das Energie-Fachmagazin 1/2 (2013) S. 62-69.

⁵ Pruckner, M.; German, R.: "A Simulation Model to Analyze the Residual Load During the Extension of Highly Fluctuating Renewables in Bavaria, Germany." IEEE Int. Conf. on Power Engineering, Energy and Electrical Drives, POWERENG-2013, May 2013, Istanbul, Turkey

⁶ Versteckte Helfer; Energie&Management 1. Sept 2013

⁷ 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).

⁸ 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

⁹ Pruckner, M.; Seifert, G.; Luther, M.; German, R.: Gekoppeltes Energiesystemmodell für den Energieumstieg in Bayern 13. Symposium Energieinnovation, 12.-14.2.2014, Graz/Austria

¹⁰ Pruckner, M.; German, R.: "Modeling and Simulation of Electricity Generated by Renewable Energy Sources for Complex Energy Systems". Proceedings of the Annual Simulation Symposium 2014. Spring Simulation Multi Conference (SpringSim 2014). Tampa, USA; April 13-16, 2014



Kontakt

Cluster Energietechnik
Dr. Klaus Hassmann
Cluster-Sprecher
klaus.hassmann@gmx.de

Dr. Robert Bartl
Cluster-Manager
bartl@bayern-innovativ.de
Tel.: 0049 911 - 206 71 - 223

Impressum

Cluster Energietechnik
Bayern Innovativ GmbH
Gewerbemuseumsplatz 2
90403 Nürnberg
Email: schiller@bayern-innovativ.de
www.cluster-energietechnik.de