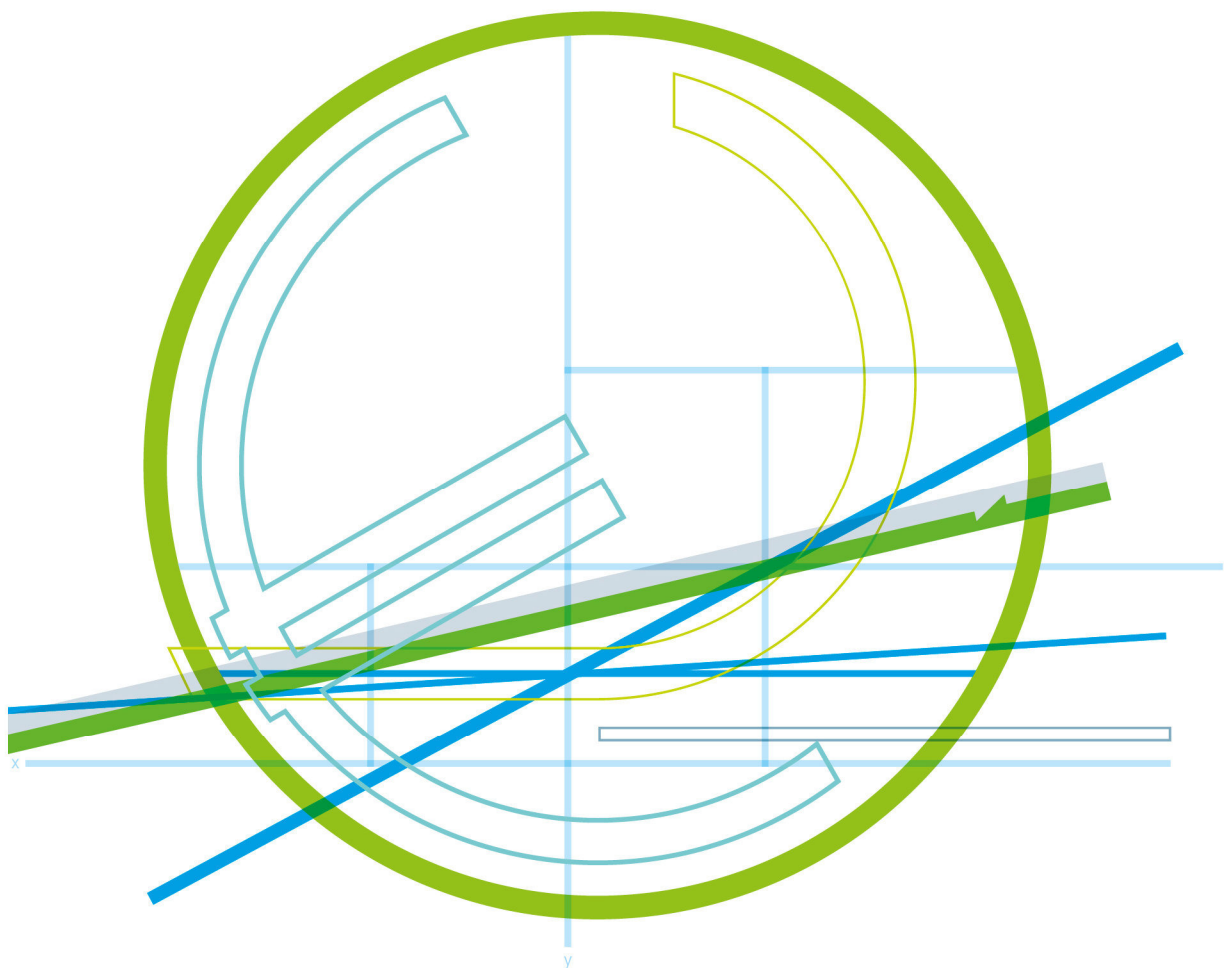


AutRES100

Hochauflösende Modellierung des Stromsystems bei hohem erneuerbaren Anteil - Richtung 100% Erneuerbare in Österreich



VORWORT

Die Publikationsreihe **BLUE GLOBE REPORT** macht die Kompetenz und Vielfalt, mit der die österreichische Industrie und Forschung für die Lösung der zentralen Zukunftsaufgaben arbeiten, sichtbar. Strategie des Klima- und Energiefonds ist, mit langfristig ausgerichteten Förderprogrammen gezielt Impulse zu setzen. Impulse, die heimischen Unternehmen und Institutionen im internationalen Wettbewerb eine ausgezeichnete Ausgangsposition verschaffen.

Jährlich stehen dem Klima- und Energiefonds bis zu 150 Mio. Euro für die Förderung von nachhaltigen Energie- und Verkehrsprojekten im Sinne des Klimaschutzes zur Verfügung. Mit diesem Geld unterstützt der Klima- und Energiefonds Ideen, Konzepte und Projekte in den Bereichen Forschung, Mobilität und Marktdurchdringung.

Mit dem **BLUE GLOBE REPORT** informiert der Klima- und Energiefonds über Projektergebnisse und unterstützt so die Anwendungen von Innovation in der Praxis. Neben technologischen Innovationen im Energie- und Verkehrsbereich werden gesellschaftliche Fragestellung und wissenschaftliche Grundlagen für politische Planungsprozesse präsentiert. Der **BLUE GLOBE REPORT** wird der interessierten Öffentlichkeit über die Homepage www.klimafonds.gv.at zugänglich gemacht und lädt zur kritischen Diskussion ein.

Der vorliegende Bericht dokumentiert die Ergebnisse eines Projekts aus dem Forschungs- und Technologieprogramm „Neue Energien 2020“. Mit diesem Programm verfolgt der Klima- und Energiefonds das Ziel, durch Innovationen und technischen Fortschritt den Übergang zu einem nachhaltigen Energiesystem voranzutreiben.

Wer die nachhaltige Zukunft mitgestalten will, ist bei uns richtig: Der Klima- und Energiefonds fördert innovative Lösungen für die Zukunft!

A handwritten signature in black ink, reading 'Theresia Vogel'.

Theresia Vogel
Geschäftsführerin, Klima- und Energiefonds

A handwritten signature in black ink, reading 'Ingmar Höbarth'.

Ingmar Höbarth
Geschäftsführer, Klima- und Energiefonds

Kurzfassung

Die fundamentale und gegenwärtig noch nicht zufriedenstellend beantwortete Frage ist: Wie muss das Stromsystem verändert werden, um einen hohen Anteil an fluktuierenden erneuerbaren Energien zu integrieren? Im Rahmen des Projektes AutRES100 wurde untersucht, wie in Österreich und Deutschland technisch und wirtschaftlich eine fast zu 100% auf erneuerbare Energien basierende Stromversorgung erreicht werden kann.

Das Projekt AutRES100 adressiert diese Frage und untersucht die folgenden Aspekte:

- Wie kann man bei einem hohen Anteil von Erneuerbaren, operativ und wirtschaftlich die Systemzuverlässigkeit und Versorgungssicherheit gewährleisten?
- Was sind technische und wirtschaftliche Möglichkeiten zur Bereitstellung der Residuallast bei fehlender Wind- und Solarstrom Erzeugung?
- Welche Strukturanpassungen ergeben sich für die historisch gewachsenen Kraftwerksparks?
- Welche Rolle spielen Pumpspeicherkraftwerke und andere Stromspeichermöglichkeiten?
- Welchen Beitrag können zukünftige Technologien der flexiblen Nachfragesteuerung liefern?
- Welchen Einfluss hat der zu erwartende Klimawandel auf die Auslegung des zukünftigen Stromsystems zur Integration eines hohen Anteils von Erneuerbaren?

Der Fokus der Untersuchung ist, Implikationen und Aussagen für Österreich abzuleiten. Da die Funktionsweise des österreichischen Stromsystems, der Kraftwerkseinsatz und die Profitabilität der kalorischen und der Speicherkraftwerke stark von den Entwicklungen in Deutschland abhängen, wurde aber zur Beantwortung all dieser zusammenhängenden Fragen das hochauflösende Simulationsmodell HiREPS entwickelt, das sowohl das österreichische als auch das deutsche Stromsystem, sowie die damit gekoppelten Wärmesysteme, abbildet. HiREPS erlaubt eine stündliche detaillierte Simulation der Kraftwerkseinsatzoptimierung der über 400 wichtigsten Wasserkraftwerke, der thermischen Kraftwerke (inklusive Startkosten, Minimallast und Reduktion der Effizienz bei Teillast), der fluktuierenden Erneuerbaren (Wasser, Wind und Solar), der Kraftwärmekopplung, des Wärmesektors und zukünftiger Möglichkeiten der Flexibilisierung der Nachfrage. Das Modell HiREPS verwendet Reanalysen des historischen Wetters der Jahre 2001 bis 2012, um die Funktionsweise eines zukünftigen Strom- und Wärmesystems mit hohem Erneuerbaren-Anteil zu simulieren. Ergänzend wurden in AutRES100 auch die Ergebnisse von Klimasimulationen verwendet, um mögliche Effekte auf das Stromsystem abschätzen zu können. Investitionen und die Versorgungssicherheit werden endogen im Modell optimiert.

Es wurde angenommen, dass die zukünftige Entwicklung energierelevanter Steuern, Abgaben und regulatorischer Rahmenbedingungen im Gleichklang mit dem angestrebten Wandel des Energiesystems erfolgt bzw. diesen bedingen, aber keinesfalls seiner kosteneffizienten und auf Erneuerbaren basierenden Ausgestaltung des Energiesystems entgegenstehen. Nicht betrachtet wurde die Frage von möglichen Lock-In Effekten durch Kraftwerks- und Infrastrukturprojekte vor dem Jahr 2050. Die Auswirkungen

etwaiger Limitierungen seitens der Stromnetze wurden vereinfachend mit einem Netzlimitierungsszenario abgeschätzt. Eine detaillierte Simulation des erforderlichen Netzausbaus und alternativer Maßnahmen für einfast zu 100% auf erneuerbaren Energien basierendes Strom- und Wärmesystem ist ein wichtiges Thema für zukünftige Forschungsvorhaben. Für das Projekt AutRES100 wurden Österreich und Deutschland in den HiREPS Simulationen zwar als Verbundsystem gemeinsam untersucht, jedoch wurde vereinfachend eine Isolation vom Rest Europas angenommen. Da Synergieeffekte im europäischen Stromverbund die Integrationskosten von Erneuerbaren senken, sind die simulierten Kosten in diesem Sinn als konservative Abschätzung nach oben zu betrachten.

Unter diesen Voraussetzungen zeigen die Ergebnisse der hochauflösenden Simulation, dass ein nahezu 100% erneuerbares Strom- und Wärmesystem für Österreich und Deutschland ökonomisch und technisch machbar ist.

Im 90% Dekarbonisierungsszenario reduzieren sich die spezifischen CO₂ Emissionen der Stromerzeugung für Österreich und Deutschland auf 67 gCO₂/kWh im Vergleich zu 518 gCO₂/kWh im Jahr 2011. Die mittleren Stromgestehungskosten im Jahr 2050 belaufen sich auf 81.2 €/MWh- dies ist 18% mehr als im fossilen Szenario mit Stromgestehungskosten von 69 €/MWh und spezifischen CO₂ Emissionen von 522 gCO₂/kWh im selben Vergleichszeitraum. Im 90% Dekarbonisierungsszenario entfallen 9% der mittleren Stromgestehungskosten auf eine Kapazitätsprämie, die dazu dient einen wirtschaftlichen Betrieb von fossilen und erneuerbaren Kraftwerken mit gesicherter Leistung zu ermöglichen und somit die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Die Bereitstellung gesicherter Leistung ist daher nicht prohibitiv teuer, muss jedoch abseits des Energy-Only Marktes geregelt werden.

Im Null Emissionsszenario wird unterstellt, dass alle CO₂-Emissionen bei der Strom und Wärmeerzeugung bis 2050 vermieden werden sollen. Die Stromgestehungskosten betragen 91 €/MWh im Jahr 2050 und sind somit 33% teurer als im fossilen Szenario. In diesem Szenario werden 56 GW an Power-to-Gas Anlagen benötigt, um aus Überschüssen der erneuerbaren Stromerzeugung erneuerbares Erdgas zu erzeugen. Diese Power-to-Gas Technologie ist momentan im Stadium von ersten Demonstrationsprojekten.

Die Endkundenstromnachfrage von Österreich und Deutschland hat in den Szenarien eine maximale Last von 120 GW. In den erneuerbaren Szenarien werden ca. 24 GW an Wärmepumpen installiert. Es wird daher angenommen, dass die Stromnetze ausreichend ausgebaut werden um die Wärmepumpen versorgen zu können. Im Netzlimitierungsszenario ist die Summe der Stromnachfrage durch Endkunden, der Stromnachfrage im Wärmesektor und der Stromnachfrage durch Stromspeicher mit 140 GW limitiert. Diese 140 GW Limitierung erlaubt in Kombination mit Wärmespeichern und dem Tagesgang der Endkundenstromnachfrage eine ausreichende Stromversorgung der Wärmepumpen. Es wurde angenommen, dass die thermischen Kraftwerke und die Photovoltaik regional dort installiert werden, wo auch die Last ist. Dadurch ergibt sich eine geringe Belastung für das Übertragungsnetz. Da die guten Onshore Windenergiestandorte für Deutschland und die Offshore Windstandorte eher im Norden sind und daher nur mäßig

mit den Lastzentren korrelieren (siehe Kapitel 9.5), wird im Netzlimitierungsszenario zusätzlich die Windstromeinspeisung für Deutschland und Österreich mit 110 GW begrenzt. Trotz dieser starken Begrenzungen (Last <140 GW und Wind < 110 GW) erhöhen sich die Gesamtsystemkosten für die Strom und Wärmeerzeugung nur um 5% im Vergleich zum ursprünglichen 90% Dekarbonisierungsszenario, während die Dekarbonisierung im Gleichklang erfolgt.

Charakteristiken der Strom- und Wärmeerzeugung:

Für die Reduktion des CO₂-Ausstoßes der Stromerzeugung um ca. 90% sind keine neuen Stromspeichertechnologien nötig, die noch entwickelt werden müssten. Effiziente Gas- und Dampfkraftwerke können die Residuallast bei fehlender Wind- und Solarstromerzeugung günstig und mit relativ geringen CO₂-Emissionen decken. Essentiell für die Integration eines hohen Anteils von Wind und Solarenergie ist eine flexible Stromnachfrage. In den erneuerbaren Szenarien werden Wärmepumpen in Kombination mit Wärmespeichern für starke CO₂-Einsparungen im Gebäudesektor und für die Bereitstellung von flexibler Stromnachfrage eingesetzt. In Gebäuden ohne Wärmepumpen und im Fernwärmesystem nutzen günstige Direktstromzusatzheizregister in Kombination mit Wärmespeichern den Strom in Zeiten von Wind- und Solarstrom-Überangebot und stellen so eine flexible Stromnachfrage bereit. Der normale Brennstoff wird folglich substituiert, was sich auch positiv auf die Kosten der Wärmeversorgung, die anfallenden CO₂ Emissionen und in Folge auch auf die Kosten der Integration von Wind- und Solarenergie auswirkt. Der Ausbau von Pumpspeichern erleichtert ebenso die Integration von Wind- und Solarenergie und senkt die CO₂ Emissionen sowie die Kosten der Strom- und Wärmeerzeugung. Im 90% Dekarbonisierungsszenario ergibt sich aus der HiREPS Simulation für Österreich und Deutschland ein ökonomisches Potential zur Leistungserhöhung bestehender (Pump-)Speicher in der Höhe von 12 GW. Im Szenario K, wo auch Neubauten von zusätzlichen Speicherseen möglich sind, ergibt die HiREPS Simulation ein ökonomisches Pumpspeicherausbaupotential von 23 GW.

In der Zukunft werden auch noch weitere Nutzungsformen für Strom in Zeiten von Wind- und Solarstrom-Überangebot entwickelt werden (z.B. Elektromobilität und Anwendungen in der Industrie). Energieeffizienz-Maßnahmen im Strom- und Wärmesektor erleichtern den Aufbau eines 100% erneuerbaren Strom und- Wärmesystems und reduzieren die erforderlichen installierten Wind und Photovoltaik Kapazitäten.

Klimawandel:

Der Klimawandel, wie ihn die 3 Klimamodelle REMO-UBA, RegCM3 und Aladin-Arpege für die Periode 2050-2080 für das A1B-Szenario beschreiben, hat nur geringe Auswirkungen auf die Stromsysteme, wie sie in den erneuerbaren Szenarien (siehe Kapitel 9.1) dargestellt sind. Der stärkste Effekt ist die Abnahme der mittleren Jahreserzeugung der Laufwasserkraft in Österreich und Deutschland um etwa 5,6% bei einer gleichzeitigen saisonalen Verlagerung der Laufwasserzeugung vom Sommer in den Frühling. Etwaige leichte mittlere Abnahmen bei der Wind- und Wasserkrafterzeugung müssten durch den Zubau von Wind- und Photovoltaikanlagen kompensiert werden.

Nicht Gegenstand der Untersuchungen im Projekt AutRES100 waren mögliche Änderungen im Nutzerverhalten durch den Klimawandel, z.B. eine höhere Durchdringung mit Klimatisierungsanlagen oder mögliche Probleme mit der Kühlwasserverfügbarkeit von thermischen Kraftwerken. Diese Punkte sind Themen des laufenden PRESENCE-Forschungsprojektes, in dem das HiREPS-Modell zu Analyse dieser Effekte verwendet wird.

Die eigentliche Herausforderung scheint nicht technischer oder ökonomischer Natur, sondern die politische und gesellschaftliche Organisation des Energiesystemumbaus.

Dieser Umbau beeinträchtigt die Geschäftstätigkeit von Energieunternehmen und erfordert Änderungen in der Strommarktorganisation (siehe Kapitel 7 zu Kapazitätsmechanismen) sowie in der Ausgestaltung von Energiesteuern und Netzgebühren. Weiters ist es eine Herausforderung, den erforderlichen hohen Ausbau an Windenergie und Solarenergie gesellschaftlich verträglich zu gestalten und gemeinsam mit der Energieeffizienz weiter voranzutreiben.

Um die oben skizzierten Entwicklungen zu ermöglichen, wurden folgende Handlungsfelder identifiziert:

- Wind- und Solarstrom haben das größte Ausbaupotential der Erneuerbaren und sind essenziell für ein kostengünstiges zukünftiges erneuerbares Stromsystem. Auch andere, teilweise kostengünstigere, erneuerbare Erzeugungstechnologien, wie Wasserkraft und Biomasse, werden im Rahmen ihrer Ausbaupotentiale einen Beitrag leisten können und müssen. Ohne einen starken Ausbau der Wind- und Solarstromerzeugung ist ein erneuerbares Stromsystem in Österreich und Deutschland jedoch nicht möglich. Um einen hohen Erneuerbaren-Anteil im Stromsystem zu erreichen, sind daher, solange der CO₂ Preis nicht stark steigt, Maßnahmen zur Förderung des Wind- und Solarstromausbaus notwendig. Etwaige Profite der Endnutzer durch Eigenverbrauch minimieren sich wenn die Steuern und Netzgebühren flexibel gestaltet werden, um, bei gleichbleibenden Einnahmen, die Integration vom Strom- und Wärmesystem zu ermöglichen.
- Das Strommarktdesign muss den Erfordernissen eines hohen erneuerbaren Anteils angepasst werden (siehe Kapitel 7 zu Kapazitätsmechanismen). Ein konkreter Vorschlag dazu ist, die Bilanzgruppen für die Beschaffung von Reserve-Kapazitäten eigenverantwortlich zu machen (siehe [29]). Die Kosten der gesicherten Leistungsbereitstellung belaufen sich für das 90% Dekarbonisierungsszenario auf 9% der mittleren Stromgestehungskosten. Daraus kann man den Schluss ziehen, dass auch in einem erneuerbaren Stromsystem die Bereitstellung von gesicherter Leistung nicht prohibitiv teuer sein muss.
- Ein wichtiges noch offenes Forschungsthema ist die detaillierte Simulation des erforderlichen Netzausbaus und alternativer Maßnahmen für ein fast zu 100% auf erneuerbaren Energien basierendes Strom- und Wärmesystem.
- Zeitliche Flexibilisierung der Steuern und Netzgebühren: Die Steuern und Netzgebühren sind derzeit größtenteils proportional zur bezogenen Strommenge und betragen mehr als die Hälfte des Endkundenstrompreises. Dies würde eine Nutzung

von Strom- im Wärmesystem und eine kosteneffiziente Integration von Wind und Solarenergie behindern. Steuern und Netzgebühren sollten neu gestaltet werden, um einer effizienten Kopplung von Strom- und Wärmesystem nicht entgegenzustehen.

- Effiziente Wärmepumpen mit guten Arbeitszahlen können einen großen Beitrag zur CO₂-Emissionsminderung im Gebäudesektor leisten und sollten in Kombination mit Wärmespeichern ein Fokus für Anstrengungen zur Kopplung des Strom- und des Wärmesystems sein. Gemeinsam mit Direktstromzusatzheizregistern sorgen sie für die nötige flexible Stromnachfrage zur Integration eines hohen Anteils von Wind und Solarenergie.
- Um das Ziel starker CO₂-Emissionsreduktionen zu erreichen, muss die Gebäudeenergieeffizienz weiter erhöht werden. Hier scheint auch ein Fokus auf Synergien mit dem Stromsystem sinnvoll.
- Energieeffizienz-Maßnahmen im Strom- und Wärmesektor sind essenziell und wichtig, um ein 100% erneuerbares Strom- und Wärmesystem zu erreichen, da sie die erforderlichen installierten Wind und Photovoltaik Kapazitäten reduzieren.

1 Inhaltsverzeichnis

1	Inhaltsverzeichnis	1
2	Einleitung	7
3	HiREPS-Modell des Strom- und Wärmesystems.....	11
4	Meteorologische Reanalyse	26
5	Validierung der Wind- und Solarstromsimulation.....	28
6	Mittelfrist-Vorhersagbarkeit von Windstromerzeugung über Europa.....	33
7	Kapazitätsmechanismen	36
8	Szenarien-Definition.....	40
9	Simulationsergebnisse	46
9.1	90%-Dekarbonisierungsszenario 2050	46
9.2	Gesicherte Leistung.....	53
9.3	Finanzierung der thermischen Kraftwerke.....	54
9.4	Fahrweise thermischer Kraftwerke.....	55
9.5	Auswirkungen von Netzlimitierungen	57
9.6	Bedeutung des Pumpspeicher-Ausbaus.....	60
9.7	Das Leistungsparadoxon	62
9.8	Variation CO ₂ -Ziel.....	65
9.9	Variation Erneuerbaren-Mix	68
9.10	Vergleich Optionen der flexiblen Nachfrage.....	70
9.11	Klimawandelauswirkungen auf das Energiesystem	73
10	Schlussfolgerungen	78
11	Ausblick und Empfehlungen.....	81
12	Literaturverzeichnis	83
13	Anhang	85
13.1	Technologie Daten	86

2 Einleitung

Aufgabenstellung

Eine national und international noch ungeklärte und wichtige Frage ist, ob ein nahezu 100 % erneuerbares Stromsystem funktionieren kann und zu welchen Kosten. Dabei wird häufig argumentiert, dass:

- es nicht genug Strom-Speicherkapazitäten gäbe, um die variable Wind- und Solarstromerzeugung auszugleichen
- die Kosten eines solchen erneuerbaren Stromsystems explodieren würden
- in 2 – 3 Jahren die installierten Solar- und Windstrom-Kapazitäten in Deutschland bereits größer als die Maximallast sein werden und dass daher ein weiterer Ausbau keinen Sinn mache.

Das Ziel des AutRES100-Projektes ist es, mit einem hochauflösenden Simulationsmodell des Strom- und Wärmesystems diese und weitere Fragestellungen zu untersuchen und gut fundierte Antworten zu geben. Antworten zur technischen Machbarkeit und den zu erwartenden Kosten eines zukünftigen Stromsystems.

Eine fundamentale und gegenwärtig noch nicht zufriedenstellend beantwortete Frage ist: Wie muss das Stromsystem verändert werden, um einen hohen Anteil an fluktuierenden Erneuerbaren zu integrieren? Das Projekt AutRES100 adressiert diese Frage und die folgenden Aspekte:

- Wie kann man bei einem hohen Anteil von Erneuerbaren operativ und wirtschaftlich die Systemzuverlässigkeit und Versorgungssicherheit gewährleisten?
- Was sind technische und wirtschaftliche Möglichkeiten zur Bereitstellung von Ausgleichsenergie?
- Welche Strukturanpassungen ergeben sich für die historisch gewachsenen Kraftwerksparks?
- Welche Rolle spielen Pumpspeicherkraftwerke und andere Stromspeichermöglichkeiten?
- Welche Rolle können zukünftige Technologien der flexiblen Nachfragesteuerung liefern?
- Welchen Einfluss hat der zu erwartende Klimawandel auf die Auslegung des zukünftigen Stromsystems zur Integration eines hohen Anteils von Erneuerbaren?

Schwerpunkte des Projektes

Das Ziel des Forschungsprojektes AutRES100 ist es, realistische Antworten zu geben zur Frage der kosteneffizienten Integration eines hohen erneuerbaren Anteils in das

österreichische Stromsystem. Da die Funktionsweise des österreichischen Stromsystems, der Kraftwerkseinsatz und die Profitabilität der kalorischen und der Speicherkraftwerke stark von den Entwicklungen in Deutschland abhängen und davon dominiert werden, wurde ein hochauflösendes Simulationsmodell des österreichischen und deutschen Stromsystems und der damit gekoppelten Wärmesysteme entwickelt. Basierend auf realen Solar-, Wind-, Temperatur-, Nachfrage- und Wasserkraft-Daten der Vergangenheit wurden stündliche dynamische Simulationen von unterschiedlichen möglichen zukünftigen Strom- und Wärmesystemen für das Jahr 2050 durchgeführt. Dabei standen die technische und ökonomische Machbarkeit und die optimale Kombination der verschiedenen Komponenten eines an die 100 % erneuerbaren Stromsystems im Fokus.

Einordnung in das Programm

Die Kernziele des Klima- und Energiefonds sind im Leitfaden für die Projekteinreichung zur 3. Ausschreibung des Neue-Energien-2020-Forschungs- und Technologieprogramms dargelegt. In der folgenden Punktation sind Aussagen aus dem 2. Kapitel „Ausrichtung und Ziele des Programms“ dieses Leitfadens zitiert:

- *„Der Klima- und Energiefonds versteht sich als ein bedeutender Impulsgeber für die heimische Klimapolitik und die nachhaltige Restrukturierung des österreichischen Energiesystems. Er wirkt additiv, ist innovativ und impulsgebend. Seine Maßnahmen sollen systemverändernden Einfluss haben.“*
- *„Ziel muss die Optimierung des gesamten Energiesystems sein, deshalb sind systemische Lösungsansätze und die Systemintegrierbarkeit von Lösungen und Technologien von besonderer Bedeutung.“*
- *„Erneuerbare Energieträger spielen in einem zukunftsfähigen europäischen Energiesystem eine wichtige Rolle, um die Abhängigkeit von fossilen Energieträgern zu reduzieren, dem Druck zu nuklearen Lösungen zu begegnen und gleichzeitig die Treibhausgas-Emissionen des Energiesystems zu verringern.“*
- *„Das Programm hat auch die Aufgabe, auf gesellschaftliche Fragestellungen einzugehen und Wissen für kurz-, mittel- und langfristige Planungsprozesse zu erarbeiten.“*
- *„Das Programm soll aber auch dazu beitragen, Entscheidungsgrundlagen für die österreichische Energie- und Klimapolitik zu erarbeiten.“*

Und diese Punkte sind genau das Thema des Forschungsprojektes AutRES100. Ein realitätsnahes Stromsystemmodell HIREPS wurde entwickelt, um das zukünftige österreichische Stromsystem optimieren zu können für einen hohen Erneuerbaren-Anteil bei gleichzeitig garantierter Versorgungssicherheit und moderaten Kosten. Die im Projektbericht dokumentierten Erkenntnisse und Schlussfolgerungen sollen dazu dienen, das Strommarktdesign und die Energiepolitik anpassen zu können, um erfolgreich zu einem

hohen Erneuerbaren-Anteil im Stromsystem bei gleichzeitig garantierter Versorgungssicherheit und moderaten Kosten zu gelangen.

Weiters trägt AutRES100 zu den folgenden Zielen der 3. Ausschreibung bei:

Zu den energiestrategischen Zielen:

Ziel(1.1) Sicherstellung der Kriterien der Nachhaltigkeit: ökonomisch, ökologisch und sozial dauerhaft

Ziel (1.3) Reduktion der Importabhängigkeit

Ziel(1.5) Aufbau und Sicherung langfristig klimaschützender Raum- und Wirtschaftsstrukturen

Ziel (1.6) Verbesserung des Wissens über langfristige Entwicklungen, ihre Kosten und Wirkungen.

Zu den systembezogenen Zielen:

Ziel (2.1) Reduktion des Verbrauchs fossiler und nuklearer Energieträger

Ziel (2.2) Erschließung von Ressourcen erneuerbarer Energieträger

Ziel (2.5) Herstellung einer Optionenvielfalt bei Technologien und Energieträgern

Ziel (2.7) (Kosten-)Effizienz der Treibhausgasreduktion

Zu den technologiestrategischen Zielen:

Ziel (3.2) Erhöhung des inländischen Wertschöpfungsanteils im Energiesystem

Ziel (3.3) Forcierung von Kooperationen und Partnerschaften zwischen Wissenschaft und Wirtschaft

Ziel (3.4) Verstärkung interdisziplinärer Kooperationen und des Systemdenkens

Ziel (3.6) Verstärkung internationaler Kooperationen und Ausbau der internationalen Führungsrolle

Ziel (3.7) Förderung von Qualifikationen im Energie- und Klimaschutzbereich und Ausbau des Forschungsstandortes

Verwendete Methoden

Im Projekt AutRES100 wurde das Optimierungsmodell HiREPS des Strom- und Wärmesystems für Österreich und Deutschland aufgebaut. Dabei wurden besonders Fokus auf die Kraftwerkseinsatzoptimierung von über 400 Wasserkraftwerken und ihrer Stauseen, auf die detaillierte Modellierung der thermischen Kraftwerke (inklusive Startkosten, Minimallast und Reduktion der Effizienz bei Teillast), der fluktuierenden Erneuerbaren (Wasser, Wind und Solar), der Kraftwärmekopplung, des Wärmesektors und zukünftiger Möglichkeiten der Flexibilisierung der Nachfrage gelegt. Dieses Modell verwendet Simulationen des historischen Wetters von 2001 bis 2012, um die Funktionsweise eines zukünftigen Strom- und Wärmesystems mit hohem Erneuerbaren-Anteil zu simulieren. Historische Wetterdaten werden verwendet, weil sie in großer Auflösung und Genauigkeit vorliegen (siehe Kapitel 5 zur Validierung). Als Ergänzung wurden in AutRES100 auch die

Ergebnisse von Klimasimulationen verwendet, um mögliche Effekte auf das Stromsystem abschätzen zu können. Umfangreiche Auswertungsprogramme und Validierungen waren nötig, um die historischen Wetterdaten und die Klimadaten für das Projekt AutRES100 verwenden zu können. Weiters wurde die mittelfristige Vorhersagbarkeit der Windstromerzeugung über Europa untersucht.

Aufbau der Arbeit

Der Endbericht ist wie folgt strukturiert. In Kapitel 3 werden die Funktionsweise des HiREPS-Modells und der Aufbau der verschiedenen Module erläutert. In Kapitel 4 wird dargestellt, wie die historischen Wetterdaten berechnet wurden. In Kapitel 5 werden die im Kapitel 9 verwendeten Wind- und Solardaten anhand von historischen Messdaten validiert. In Kapitel 6 werden die Ergebnisse der Analyse der Vorhersagbarkeit der Windstromerzeugung über Europa dargestellt. In Kapitel 7 werden die Szenarienannahmen und Definitionen erklärt. Der Kern des Projektes AutRES100 stellt das Kapitel 8 mit den Simulationen von verschiedenen Szenarien des zukünftigen Strom- und Wärmesystems dar. Verschiedene Aspekte des zukünftigen Stromsystems werden hier genauer beleuchtet. Von der zukünftigen Rolle der Pumpspeicher und des Pumpspeicher-Ausbaus bis hin zu den verschiedenen Optionen der flexiblen Nachfrage. Hier sind auch verschiedene Sensitivitätsanalysen dargestellt. Die Variation der CO₂-Ziele, die Variation des Erneuerbaren-Mixes der Vergleich verschiedener Optionen der flexiblen Nachfrage. In Kapitel 9 sind die Schlussfolgerungen des AutRES100-Projektes dargelegt und in Kapitel 10 wird ein Ausblick auf kommende Forschungen und offene Fragestellungen gegeben.

3 HiREPS-Modell des Strom- und Wärmesystems

Für die Beantwortung der Frage der technischen und ökonomischen Machbarkeit eines Stromsystems mit an die 100% erneuerbaren Energien wurde das HiREPS(High Resolution Power System)-Modell entwickelt. Das HiREPS-Modell wird dabei eingesetzt, um die verschiedenen Gestaltungsoptionen für das zukünftige Strom- und Wärmesystem zu bewerten und wichtige Zusammenhänge für eine kostengünstige Auslegung des Gesamtsystems zu erforschen.

Das HiREPS wurde als Optimierungsmodell mit stündlicher Auflösung aufgebaut und beinhaltet eine detaillierte Modellierung der fluktuierenden Erneuerbaren (Wasser, Wind und Solar), der (Pump-) Speichertechnologien, der konventionellen Kraftwerke (inklusive Startkosten, Minimallast und Reduktion der Effizienz bei Teillast), der Kraftwärmekopplung und zukünftiger Möglichkeiten der Flexibilisierung der Nachfrage. Die Investitionen und die Versorgungssicherheit werden endogen im Modell optimiert. Die Zielfunktion des HiREPS-Modells ist die Minimierung der Gesamtsystemkosten für Strom und Wärmeherzeugung:

$$\begin{aligned} &\text{Minimierung der Gesamtsystemkosten} \\ &= \sum (\text{Investitionskosten Strom} + \text{Wärme}) \\ &+ \sum (\text{Betriebskosten Strom} + \text{Wärme}) \end{aligned}$$

Die Gesamtsystemkosten inkludieren die Investitionskosten für die Strom-,für die Wärmeherzeugung und für die Speichertechnologien (Pumpspeicher, P2G, Adiabate Druckluftspeicher, Wärmespeicher), die Betriebskosten (Brennstoff-, CO₂-, Startkosten) und die jährlich fixen und variablen Wartungskosten. Exogen vorgegeben sind der Stromverbrauch der Endnutzer, der Wärmebedarf in den 5 Wärmesektoren des HiREPS-Modells, die Energiepreise, die Investitionskosten und technologiespezifischen Parameter (siehe die Szenarien Definition in Kapitel8). Da der Fernwärmebedarf exogen vorgegeben ist, sind auch die Fernwärmenetze nicht Teil der Optimierung und nicht in den Gesamtsystemkosten inkludiert. Die Analyse und Simulation des erforderlichen Stromnetzausbaus und von alternativen Maßnahmen dazu ist eine wichtige Forschungsaufgabe, die im Rahmen des Projektes AutRES100 nicht durchgeführt wurde. Sie ist das Thema für zukünftige Forschungsvorhaben mit dem HiREPS-Modell. Daher sind in den Gesamtsystemkosten die Kosten eines Netzausbaus nicht inkludiert. Das HiREPS-Modell optimiert also das Gesamtsystem aus der Sicht eines zentralen Planers. Damit sich in einem privatisierten Markt der entsprechende Investitionsmix ergibt, müssen die Marktregeln den Erfordernissen angepasst werden. Ein vielversprechender Vorschlag dazu ist es, die Bilanzgruppen für die Beschaffung von Reserve-Kapazitäten eigenverantwortlich zu machen (siehe Kapitel 7 zu Kapazitätsmechanismen).

In diesem Projektbericht wird das HiREPS-Modell sowohl als *Optimierungsmodell* als auch als *Simulationsmodell* bezeichnet. Dies ergibt sich daher, dass der Kraftwerkseinsatz, der sich aus dem Optimierungsmodell HiREPS ergibt, der profitmaximierenden Fahrweise der Kraftwerke entspricht, die ein Kraftwerksbetreiber, bei den Strompreisen, wie sie mit HiREPS simuliert werden, wählen würde. Die Optimierungsergebnisse sind somit eine Simulation des zu erwartenden zukünftigen Kraftwerkseinsatzes bei den Strompreisen, wie sie im Modell simuliert werden.

Weiters ist das Modell als Perfect-Foresight-Modell ausgeführt. D.h. im Modell wird angenommen, dass es keine Unsicherheit bei der Prognose der Erneuerbaren-Erzeugung und der Last gibt. Dies ist eine Vereinfachung, die zu einer Überschätzung des Nutzens von Speichertechnologien führt.

Im den folgenden Abschnitten werden die einzelnen HiREPS-Module genauer beschrieben:

- Kraftwerkseinsatz-Simulationsmodell der Wasserkraft,
- Kraftwerkseinsatz-Simulationsmodell der kalorischen Kraftwerke,
- Simulationsmodell für die Fernwärme und die Kraftwärmekopplung in AT+DE,
- Simulationsmodell für die dezentrale Wärmeerzeugung für 2050,
- Simulationsmodell für die Übertragungsnetze,
- Power-to-Gas(P2G)-Modul,
- Biogas-Modul,
- Adiabate-Druckluftspeicher-Modul,
- Programm zur Berechnung der Wetterdaten (Solar, Wind, Temperatur)

Kraftwerkseinsatz-Simulationsmodell der Wasserkraft

Die Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke haben zukünftig eine wichtige Rolle bei der Integration der Wind- und Solarstrom-Erzeugung, da sie die billigste Technologie zur Stromspeicherung sind. Es wird kontrovers diskutiert, wie viel die Wasserkraft wirklich zur Integration der erneuerbaren Energien beitragen kann. Dies kommt auch daher, weil es, unseres Wissens nach, kein Modell gibt, das den Kraftwerkseinsatz für alle wichtigen Wasserkraftwerke für Österreich und Deutschland realistisch simulieren kann. Daher wurde für das HiREPS-Modell ein sehr detailliertes Modell der über 400 wichtigsten Wasserkraftwerke in Österreich und Deutschland aufgebaut.

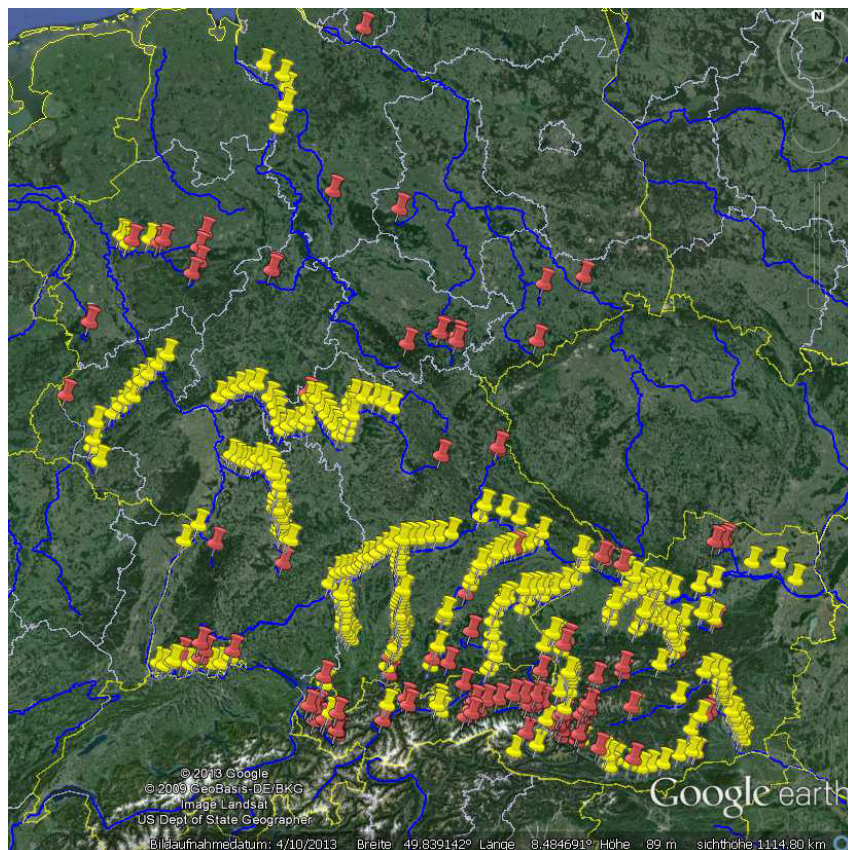


Abbildung 1: Darstellung der über 400 im HiREPS-Modell detailliert modellierten Wasserkraftwerke. Die roten Pins stehen für Speicher- und Pumpspeicher-Kraftwerke, die gelben Pins für Laufwasserkraftwerke. Die großen Flüsse sind als blaue Linien dargestellt.

In Abbildung 1 sind die im HiREPS-Modell detailliert modellierten Wasserkraftwerke dargestellt. Es wurden die existierenden und im Bau befindlichen Kraftwerke größer 5 – 10 MW berücksichtigt. Im HiREPS-Modell sind die oft komplexen hydrologischen Zusammenhänge für die über 400 Wasserkraftwerke detailliert modelliert. Siehe beispielhaft Abbildung 2 zur Kraftwerksgruppen Malta und Reißeck/Kreuzeck. Hier kann z.B. Wasser vom Tagespeicher Roßwiese in den Großen Mühdorfer See gepumpt werden, oder vom Großen Mühdorfer See nach Rottau abgearbeitet werden, oder von Rottau zum Speicher Gößkar hinaufgepumpt werden, oder vom Speicher Gößkar wieder in den Großen Mühdorfer See. Dies ist im Detail im HiREPS-Modell implementiert, mit den Stau- und Absenkzielen, den Volumina, den maximalen Durchflüssen und Leistungen, den variablen Pegelständen und Fallhöhen.

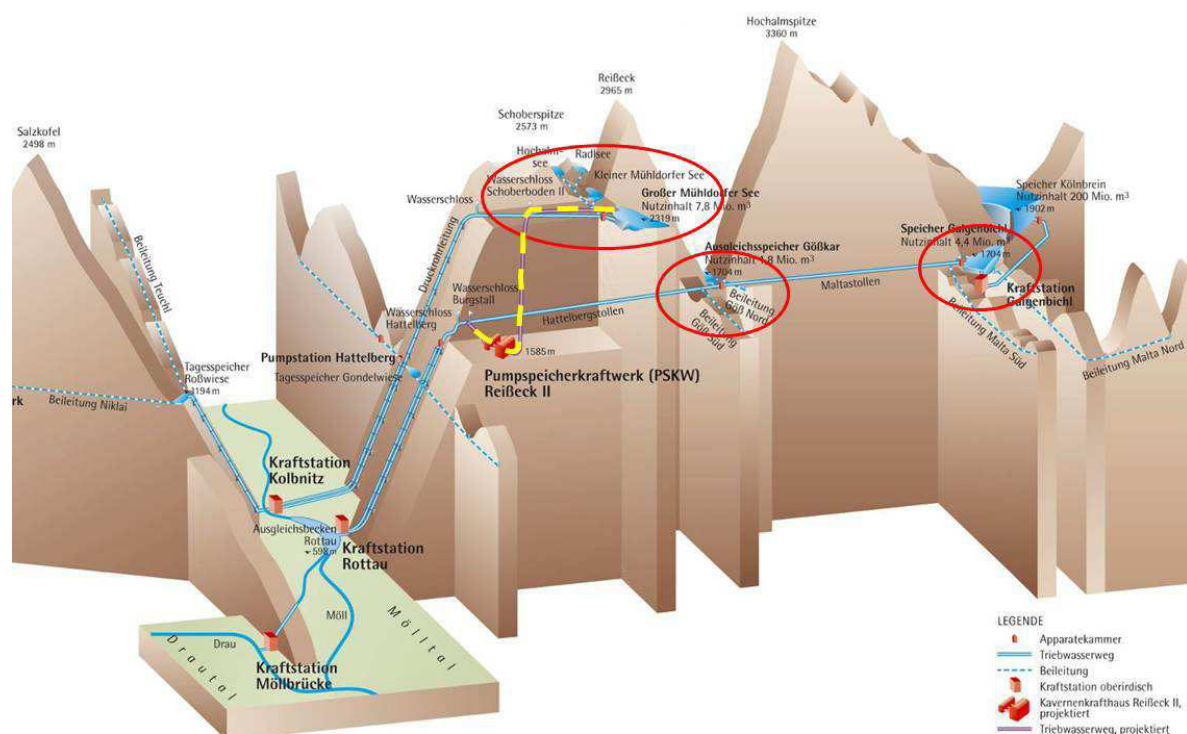


Abbildung 2: Darstellung der hydrologischen Zusammenhänge der Kraftwerksgruppen Malta und Reißeck/Kreuzeck. Bildquelle: Verbund Hydro Power

Weiters sind auch die Laufzeiten des Wassers von einem Kraftwerk zum nächsten implementiert. Dies ist wichtig, weil das Wasser aus Speicherkraftwerken auch in den darunterliegenden Laufwasserkraftwerken Strom erzeugt. Dies aber nicht zeitgleich, sondern verzögert mit vielen Stunden Laufzeit. Wenn zum Beispiel das Speicherkraftwerk Mayrhofen in Tirol Wasser aus dem Speicher Stillupp abarbeitet, fließt dieses Wasser auch noch durch alle Kraftwerke des österreichischen und deutschen Inn und dann durch die Donaukraftwerke. Die Stromerzeugung in Mayrhofen beträgt nur 61% und die der Laufwasserkraftwerke stromab 39% der gesamten Stromerzeugung durch Wasser aus dem Speicher Stillupp in Deutschland und Österreich.

Da für die Simulationen der Strom- und Wärmeerzeugung der Zukunft Wetter- (Wind, Strahlung, Temperatur), Stromnachfrage- und Hydrologie-Daten der Jahre 2001 – 2011 verwendet werden, mussten für alle mehr als 400 im Modell befindliche Wasserkraftwerke und Stauseen tägliche Zufluss-Daten gesammelt werden.

Für die AutRES100-Szenarien wurde kein Neubau von Speicherseen angenommen, da es unklar ist, wie viele neue Speicherseen gesellschaftlich akzeptabel sind. Sehr wohl wurde in allen Szenarien aber angenommen, dass die Leistungen der bestehenden Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke ausgebaut werden kann, falls das profitabel sein sollte. Da ein Leistungsausbau meist unter Tage mit neuen Druckstollen und Kavernenkraftwerken geschieht, wird das als unproblematisch angesehen.

Kraftwerkseinsatz-Simulationsmodell der kalorischen Kraftwerke

Wie die AutRES100-Ergebnisse in Kapitel 9 zeigen, sind die thermischen Kraftwerke auch für das zukünftige Stromsystem mit einem sehr hohen Erneuerbaren-Anteil wichtig. Daher wurden die thermischen Kraftwerke detailliert im HiREPS-Modell abgebildet.

Folgende Kraftwerkstypen sind im HiREPS-Modell für das AutRES100-Projekt implementiert:

- Gasturbinen (GT)
- Gas-und-Dampfturbinen-Kraftwerk (GuD)
- GuD als Entnahmekondensationsanlage für Kraftwärmekopplung
- GuD als Gegendruckanlage für Kraftwärmekopplung
- Biogas-Motoren mit und ohne KWK
- Biomasse-Dampfkraftwerk als Gegendruckanlage für Kraftwärmekopplung
- Kohlekraftwerk
- Kohlekraftwerk als Entnahmekondensationsanlage für Kraftwärmekopplung
- Müllverbrennungsanlagen als Gegendruckanlage für Kraftwärmekopplung

Tabelle 1: Liste der im HiREPS-Modell implementierten Typen thermischer Kraftwerke

Für die Kraftwerkseinsatzoptimierung wurden unter anderem die Startkosten (als Brennstoffmehrverbrauch und als monetäre Kosten durch Verschleiß), die reduzierte Effizienz bei Teillast, minimale Einschalt- und Ausschaltzeitdauern, Brennstoff-, Wartungs- und CO₂-Kosten für die oben gelisteten thermischen Kraftwerkstypen im HiREPS-Modell im Modell abgebildet (siehe Abbildung 3). Im Anhang sind die Kostenannahmen dargestellt. Weiters sind im HiREPS-Modell für die unterschiedlichen thermischen Kraftwerke verschiedene Altersklassen definiert, die sich durch abnehmende Effizienz mit dem Alter kennzeichnen.

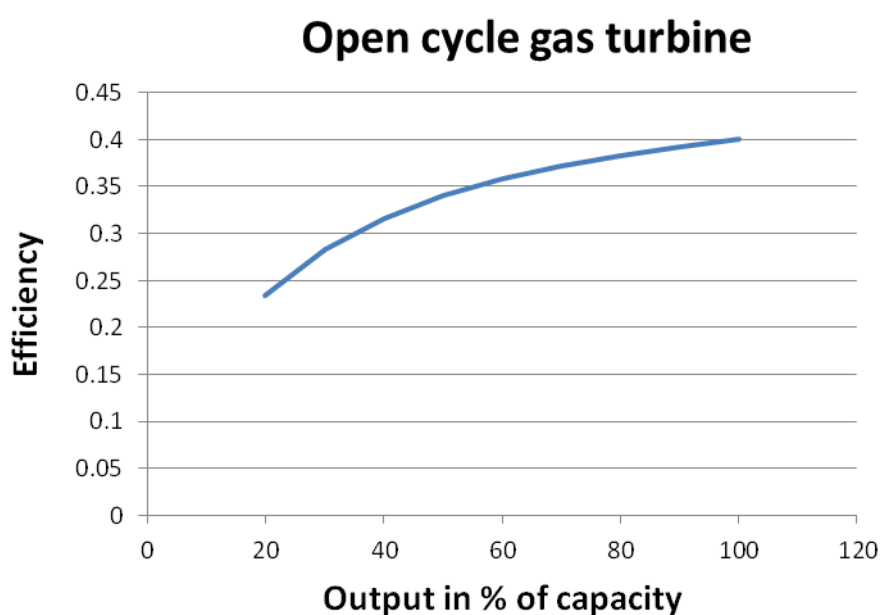


Abbildung 3: Das Teillastverhalten von Gasturbinen im HiREPS-Modell

Simulationsmodell für Fernwärme und Kraftwärmekopplung

Es wurde für das HiREPS-Modell ein Fernwärmesimulationsmodul erstellt. Die Fernwärmesysteme von Österreich und Deutschland werden im HiREPS-Modell abgebildet, da sie einen Einfluss auf das zukünftige Stromsystem haben. Einerseits führt der Fernwärmebedarf im Winter unter Umständen dazu, dass KWK-Anlagen wegen des Wärmebedarfes Strom erzeugen, obwohl es gerade ein Überangebot an Wind-Energie gibt. Hier verursachen Fernwärmesysteme potentiell Inflexibilität bei der Stromerzeugung. Andererseits kann man dem durch Bau von Fernwärmespeichern entgegenwirken (siehe Kapitel 9.1) und es kann überschüssiger Wind- und Solarstrom (im Sommer) mit Hilfe von Elektrodenheizkesseln genutzt werden.

Anhand von realen gemessenen stündlichen Fernwärmebedarfszeitreihen von 3 Städten wurde ein Regressionsmodell entwickelt, welches basierend auf Außentemperatur, Uhrzeit, Wochentag und Datum den Fernwärmebedarf simuliert. In Abbildung 4 wird das Regressionsmodell für den Fernwärmebedarf verglichen mit den realen Messdaten eines Fernwärmenetzes. Die Standardabweichung zwischen realen Daten und dem Fernwärmeregressionsmodell beträgt 6%.

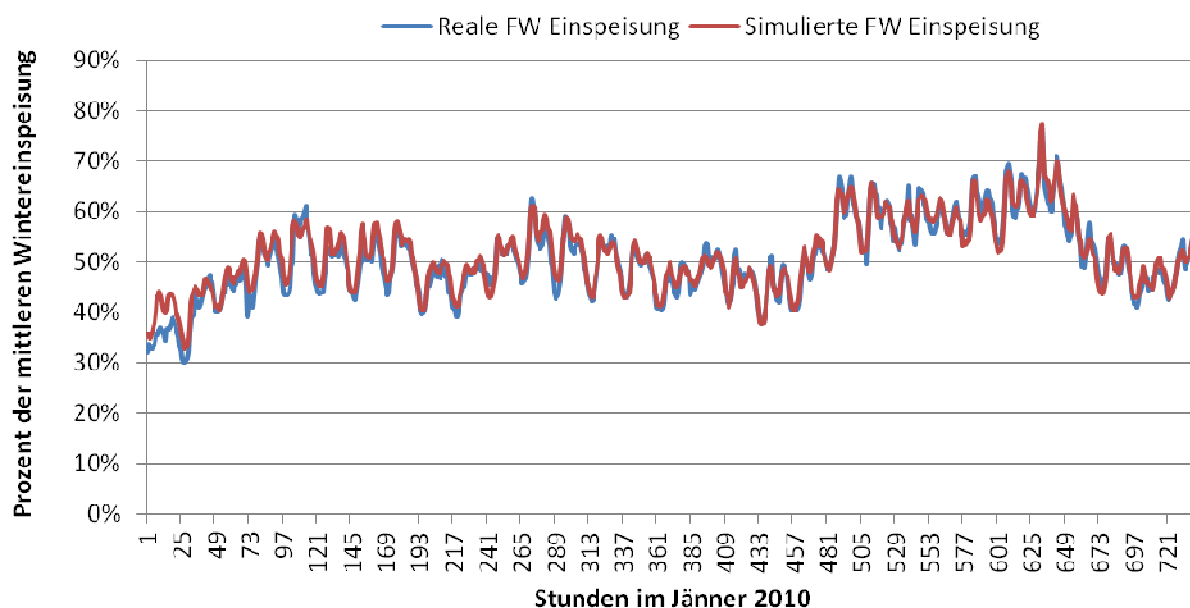


Abbildung 4: Regressionsmodell für den Fernwärmebedarf: Vergleich Messung mit Simulation

Dieses Fernwärmeregressionsmodell ermöglicht es für die Simulation mit einem ausgewählten Wetterjahr auch einen zum Wetter passenden Fernwärmebedarf zu simulieren. Entsprechend den Szenario-Annahmen zur Entwicklung des Wärmebedarfes bis 2050 wurde das Regressionsmodell angepasst. Dabei wurde angenommen, dass der Warmwasserbedarf (Sommerlast) pro Kopf konstant bleibt und nur der Heizenergiebedarf zurückgeht. Da es bei den AutRES100-Simulationsläufen um die Interaktion von Strom und Wärmesystem Deutschland und Österreich geht, war es hinreichend für das jeweils ausgewählte Wetterjahr, die mit GIS-Daten der Bevölkerungsdichte gewichtete mittlere 10-

Meter-Temperatur für Österreich und Deutschland für das Fernwärmeregressionsmodell zu verwenden.

In Tabelle 2 sind die verschiedenen möglichen Komponenten der Fernwärmeerzeugung aufgelistet.

- GuD als Entnahmekondensationsanlage für Kraftwärmekopplung
- GuD als Gegendruckanlage für Kraftwärmekopplung
- Gasheizwerk
- Biomasse-Dampfkraftwerk als Gegendruckanlage für Kraftwärmekopplung
- Kohlekraftwerk als Entnahmekondensationsanlage für Kraftwärmekopplung
- Müllverbrennungsanlagen als Gegendruckanlage für Kraftwärmekopplung
- Zentrale Solarthermieranlagen auf Freiflächen
- Elektrodenheizkessel
- Zentrale Fernwärmespeicher

Tabelle 2: Liste der im HiREPS-Modell implementierten Fernwärmeerzeugungskomponenten

KWK Entnahmekondensationsanlagen können bei gegebener Feuerleistung (z.B. Volllast und Minimallast in Abbildung 5) beliebig zwischen nur Strom und maximaler Fernwärmeauskopplung regeln. Dem gegenüber haben KWK-Gegendruckanlagen bei einer gegebenen Feuerleistung ein fixes Verhältnis von Strom zu Wärmeauskopplung. Der Vorteil von Gegendruckanlagen ist, dass sie einen höheren Gesamtwirkungsgrad haben bei maximaler Fernwärmeauskopplung.

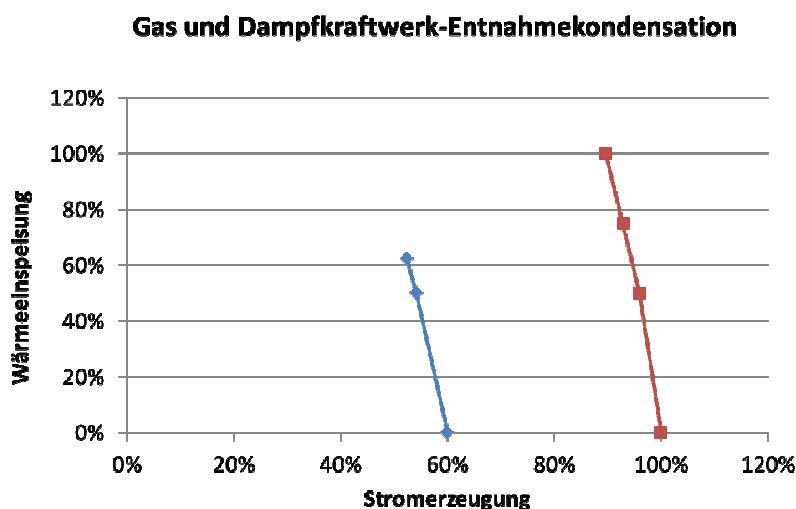


Abbildung 5: Typische Kennlinien von GuD-Entnahmekondensationsanlagen. Volllast ist durch die rote Linie und Mindestlast durch die blaue Linie dargestellt. Der zulässige Bereich für Strom und Wärmeerzeugung ist der zwischen den beiden Linien.

In den Szenarioläufen in Kapitel 9 bestimmt das HiREPS-Modell den kostenoptimalen Mix der verschiedenen Erzeugungskomponenten (siehe Tabelle 2) unter Berücksichtigung der

Randbedingungen wie den CO₂-Preisen und den sich aus dem Modell ergebenden endogenen Strompreisen.

Exemplarisch ist in Abbildung 6 das Ergebnis für die Fernwärmeerzeugung im 90%-Dekarbonisierungsszenario dargestellt (siehe auch Kapitel9).

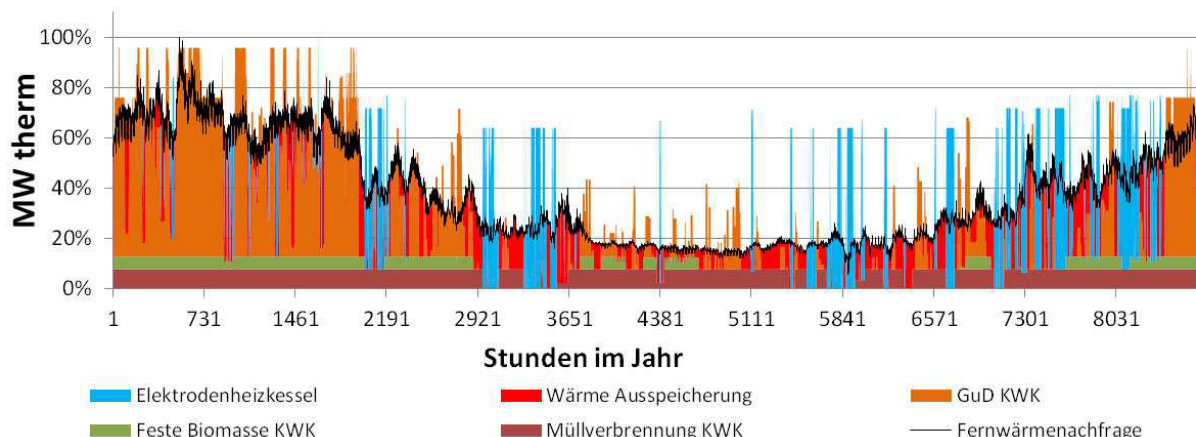


Abbildung 6: HiREP- Simulation der Fernwärmeerzeugung im 90%-Dekarbonisierungsszenario. Die Einspeicherung in die Fernwärmespeicher ist als Erzeugungsanteile, die die schwarze Fernwärmenachfragelinie überschießen, dargestellt.

In Österreich und Deutschland haben Fernwärmenetze meist Vorlauftemperaturen über 90°C. Es ist gegenwärtig noch unklar, ob es für so hohe Temperaturen Wärmepumpenlösungen gibt, die in einem Fernwärmenetz sinnvolle Arbeitszahlen erreichen. Weiters ist es unklar, welche Wärmequellen man verwenden könnte, um einen signifikanten Anteil der Fernwärme von großen Städten ökonomisch sinnvoll mit Wärmepumpen zu erzeugen. Um die Ergebnisse konservativ zu berechnen, wird daher hier angenommen, dass es für die Fernwärmeerzeugung keine ökonomisch sinnvolle Wärmepumpen-Technologie gibt. Diese Frage ist aber gegenwärtig Gegenstand von Untersuchungen. Eine Möglichkeit überschüssigen Wind- und Solarstrom direkt im Fernwärmesystem zu nutzen sind Elektrodenheizkessel. Diese haben kein Problem mit hohen Temperaturen und nur etwa 4% der Kosten im Vergleich zu Wärmepumpen, aber auch eine viel geringere Effizienz.

Simulationsmodell für die dezentrale Wärmeerzeugung für 2050

Es wurde für das HiREPS-Modell ein Modul für die Simulation der Warmwasser- und Heizwärmeerzeugung erstellt, um die möglichen Synergieeffekte mit dem Stromsystem zu bestimmen. Es wurde in den Szenarien (siehe Kapitel8) angenommen, dass für das Stromsystem und das Wärmesystem der gleiche CO₂-Preis gilt. Oder alternativ, dass es für Strom- und Wärmesystem ein gemeinsames CO₂-Ziel gibt. Das HiREPS-Modell bestimmt dann die Konfiguration des Gesamtsystems Strom+Wärme, das diese CO₂-Ziele mit minimalen Kosten erreicht. In Tabelle 2 sind die verschiedenen möglichen Komponenten der Fernwärmeerzeugung aufgelistet. Die Kostenannahmen sind im Anhang angegeben.

- Erdgas-Brennwertheizung
- Pellets-Heizung
- Kombiwärmepumpen für Heizen und Warmwasser
- Direktstrom-Zusatzheizregister
- Aufdach-Solarthermieranlagen
- Wärmespeicher

Tabelle 3: Liste der Investitionsmöglichkeiten im HiREPS-Modell zur dezentralen Wärmeerzeugung

Es wird zwischen 4 unterschiedlichen dezentralen Gebäudetypen unterschieden: Gebäude, die für Wärmepumpen geeignet sind und einen Gasanschluss haben, Gebäude, die nicht für Wärmepumpen geeignet sind und einen Gasanschluss haben, Gebäude, für die alternativ je nach Wirtschaftlichkeit als Hauptwärmequelle eine Wärmepumpe oder eine Pellets-Heizung in Frage kommt und Gebäude, die nicht wärmepumpengeeignet sind und keinen Gasanschluss haben. Für alle 4 dezentralen Gebäudetypen bestimmt das HiREPS-Modell die im Gesamtsystem Strom+Wärme kostengünstigsten Investitionen in die Wärmeversorgung mit den in Tabelle 3 angegebenen Komponenten. Es wird angenommen, dass das Warmwasser über eine Frischwasserstation mit der Wärme aus dem Wärmespeicher erzeugt wird. Die Warmwasserwärmepumpe speist mit 55° in den Warmwasserspeicher ein. Die Direktstromheizung und die anderen Heizquellen speisen in den Warmwasserspeicher mit 95° ein.

Arbeitszahl der Wärmepumpen für Heizung	3
Arbeitszahl der Wärmepumpen für Warmwasser	2.5
Haushaltanschlussleistung:	Max. 3 kW simultane Leistungsaufnahme von Wärmepumpe, Direktstromheizregister und normaler Haushaltslast
Warmwasserspeicher	Inv. Kosten 900 Euro/m ³ , Verlust 0,2% der Energie pro Stunde
Gebäudewärmespeicherkapazität der für Wärmepumpen geeigneten Gebäude	An normalem Wintertag kann die Wärmepumpe 3 Stunden ausgeschaltet werden ohne Komfortverlust

Tabelle 4: Annahmen zur dezentralen Wärmeerzeugung

In einem Bericht zu Wärmepumpen-Effizienz des Fraunhofer ISE wurden reale Wärmepumpen vermessen[1]. Bei Häusern mit Fußbodenheizungen erreichten Erdreichwärmepumpen eine Arbeitszahl von 4 und Luft-Wärmepumpen eine Arbeitszahl von 3. Die Annahmen in Tabelle 4 sind daher konservative Werte.

Simulationsmodell für die Übertragungsnetze

In das HiREPS-Modell wurde auch ein Modul zur integrierten DC-Lastfluss-Berechnung für Österreich entwickelt. Damit kann schon bei der Kraftwerkseinsatzoptimierung auf mögliche Netzengpässe eingegangen werden. Dazu wurden alle existierenden thermischen Kraftwerke und alle Wasserkraftwerke einem Verteilnetzgebiet oder einem direkten Höchstspannungsnetzknotten zugeordnet.

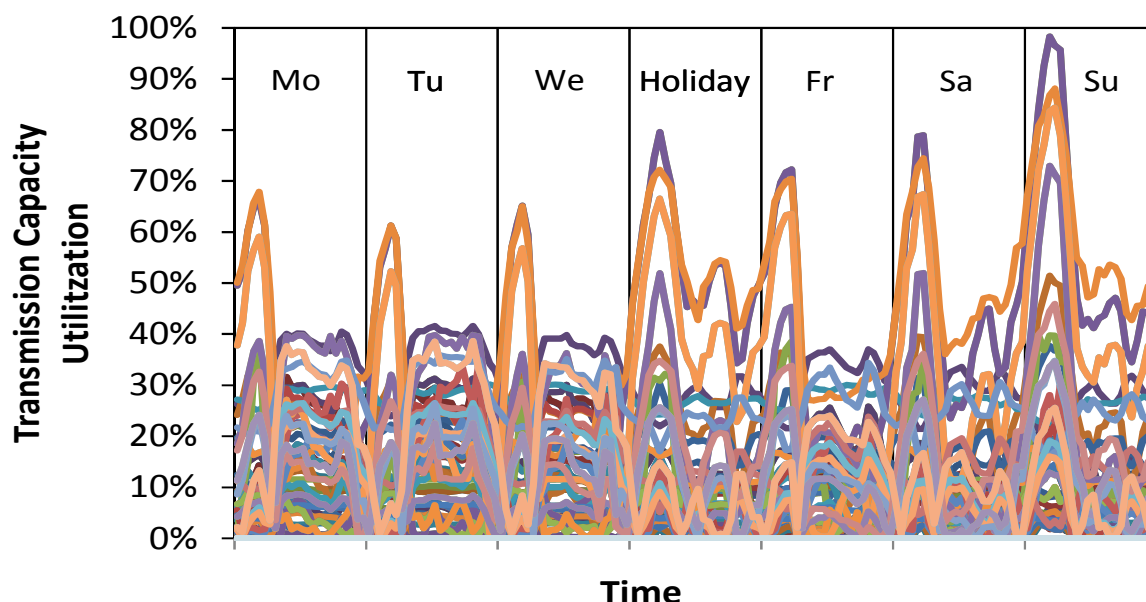


Abbildung 7: HiREPS Simulation des Kraftwerkseinsatzsimulation und DC-Lastfluss für Österreich im Zeitraum 23. – 29.10.2006. Die farbigen Linien stellen die Netzauslastung in den 101 Höchstspannungsleitungen dar.

In Abbildung 7 ist beispielhaft die HiREPS-Simulation der Kraftwerke und des Lastflusses in der Woche um den Nationalfeiertag dargestellt. Um das Netzmodell zu testen, wurde verschärfend für die Simulation angenommen, dass Österreich netzmäßig isoliert sei und dass die Stromnachfrage das 1,5-Fache des gemessenen Wertes sei.

Für die Netzsimulation und Optimierung des Netzausbaus für Österreich und Deutschland 2050 ist es nötig, auch die Standorte von zukünftigen Kraftwerken, Phasenschiebern, Druckluftspeichern, P2G-Anlagen, Wind- und Solaranlagen zu optimieren. Sonst würde sich ein unnötig großer Netzausbau ergeben. Weiters müssen aber auch die Fernwärmenetze und die dezentralen Wärmelasten den Netzknoten zugeordnet werden. Es stellte sich daher bald heraus, dass eine Netzmodellierung für Österreich und Deutschland 2050 im Rahmen des Projektes AutRES100 in der begrenzten Zeit und mit dem begrenzten Budget nicht durchführbar ist. Diese Frage des nötigen Netzausbaus in einem fast zu 100% erneuerbaren Stromsystem ist ein wichtiges Thema für ein zukünftiges Forschungsprojekt. Vereinfachend wurden daher für AutRES100 die Auswirkungen von Stromnetzlimitierungen anhand des Netzlimitierungsszenarios untersucht (siehe Kapitel 8 und 9.5).

Weitere HiREPS-Modellkomponenten

Folgende weitere Module wurden für HiREPS-Modell erstellt und werden in den Szenarioläufen verwendet:

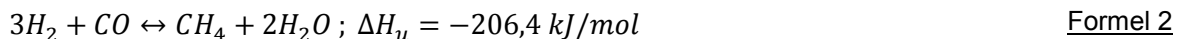
Power to Gas (P2G):

Mit P2G bezeichnet man die Umwandlung von Strom in Wasserstoff bzw. weiter in Methan. Eine Möglichkeit für die Wasserstoffnutzung zur Stromspeicherung ist es lokal in den Gebieten mit hoher Windstromerzeugung den Wasserstoff zu erzeugen, zu speichern und in der Folge wieder zu verstromen. Da es zur kosteneffiziente Speicherung von Wasserstoff in ehemaligen Erdgasspeichern, Aquiferen und unterirdischen Salzkavernen noch keine ausreichende Erfahrungswerte gibt, ist im HiREPS-Modell die Umwandlung von Strom in Erdgas implementiert. Die Verwendung von höheren Anteilen von H₂ im Gasgemisch bei GuD Anlagen ist auch noch nicht ausreichend untersucht. Dies geschieht durch Erzeugung von Wasserstoff mittels Elektrolyse und anschließender Methanisierung. Die Methanisierung mittels CO₂ (Formel 3) ist eine Kombination aus dem endothermen Prozess der umgekehrten Wassergas-Shift-Reaktion (Formel 1) und dem exothermen Prozess der Methanisierung mit Kohlenmonoxid (CO) (Formel 2) [2].

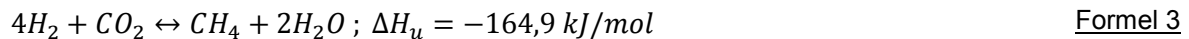
Prozess 1: umgekehrte Wassergas-Shift-Reaktion (endotherm):



Prozess 2: Kohlenmonoxid-Methanisierung (exotherm):



Gesamtreaktionsgleichung:



Als mögliche CO₂-Quellen sind im HiREPS-Modell verschiedene thermische Kraftwerke, Biogasanlagen und industrielle Prozesse (Stahl, Zement, Raffinerie) mit Kosten implementiert. Als Wirkungsgrad der Umwandlung von Strom zu Methan werden 60% bezüglich des Heizwertes angenommen. 60% sind im optimistischen oberen Bereich der in der Literatur angegebenen Wirkungsgrade^[2,3]. Im HiREPS-Modell wird angenommen, dass das so erzeugte Erdgas ins Erdgasnetz mit den bereits existierenden Erdgasspeichern eingespeist wird. Da die CO₂-Abscheidung (z.B. bei Kraftwerksbetrieb) und die Elektrolyse (bei billigen Strompreisen durch Überschuss an Wind- und Solarstromerzeugung) zeitlich unterschiedliche Verläufe haben werden, wird für das HiREPS-Modell angenommen, dass das CO₂ zwischengespeichert werden muss. Daher ist im HiREPS-Modell eine stündliche CO₂-Bilanz implementiert und die gewährleistet, dass die CO₂-Bereitstellung durch Erzeugung und Zwischenspeicher gleich der Verbrauch ist. Deswegen investiert das HiREPS-Modell z.B. im *0-Emissionsszenario* (siehe Kapitel 9.8) auch in CO₂-Zwischenspeicher. Hierfür werden die Kosten von Salzkavernen hinterlegt.

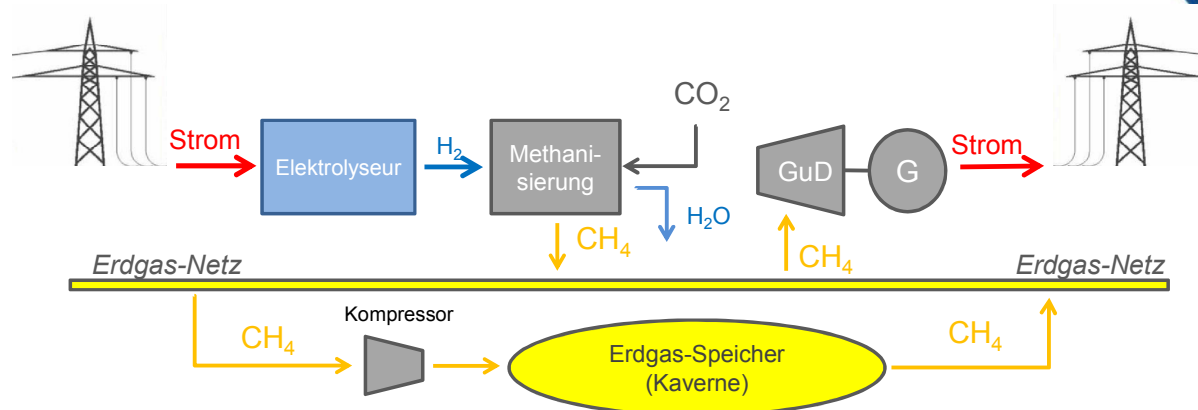


Abbildung 8: Schema Power-to-Gas Methan

Adiabate Druckluft-Speicher:

Druckluftspeicherkraftwerke stellen eine interessante Alternative zu Pumpspeicherkraftwerken dar, zumal die sichtbaren Eingriffe in die Natur weniger sichtbar sind. Daher wurde ein Druckluftspeicher-Simulationsmodul in das HiREPS-Modell implementiert.

Es wird zwischen zwei Typen von Druckluftspeicher-Kraftwerken unterschieden, den diabaten und den adiabaten Druckluftspeichern. Bei **diabaten** Druckluftspeicherkraftwerken (Compressed Air Energy Storage – CAES) handelt es sich im Prinzip um herkömmliche Gasturbinen-Spitzenlastkraftwerke. Mit Hilfe von überschüssiger elektrischer Energie wird ein Motor und in weiterer Folge ein Kompressor angetrieben, der Luft verdichtet und anschließend in einen Speicher leitet. Die bei der Kompression entstehende Wärme wird ungenutzt abgeführt. Die Luft wird bei etwa 50 – 70 bar gespeichert^[4]. Als Speicher kommen zumeist Formationen im Untergrund in Frage, wie zum Beispiel Salzkavernen, Aquifer-Strukturen und aufgelassene Bergwerke. Je nach Bedarf wird die komprimierte Luft aus dem Speicher entnommen und einer Gasturbine zugeführt. Die aus dem Speicher, entnommene Luft muss durch die Zugabe eines Brennstoffes (Erdgas) wieder erhitzt werden (BINE 2007), um einem Vereisen der Turbine entgegenzuwirken^[4].

Die Entwicklung von **adiabaten** Druckluftspeicherkraftwerken (Advanced Adiabatic-Compressed Air Energy Storage – AA-CAES) soll den niedrigen Nutzungsgraden von diabaten Druckluftspeicherkraftwerken entgegenwirken. Neben der Luft wird bei adiabaten Druckluftspeicherkraftwerken die bei der Kompression entstehende Wärme adiabatisch zwischengespeichert und bei Entnahme der gespeicherten Luft wieder zugeführt (siehe Abbildung 9). Auf diese Weise kann auf den Einsatz von Erdgas gänzlich verzichtet und Nutzungsgrade von bis zu 70 % erreicht werden. Bisher ist noch kein Druckluftspeicherkraftwerk dieser Art in Betrieb, jedoch wird die Entwicklung intensiv vorangetrieben [5,6].

Die Errichtung eines adiabaten Druckluftspeicherkraftwerks hängt von der Komponenten- und Prozessentwicklung in den Bereichen der Wärmespeicherung, Kompressor- und

Luftturbinentechnik ab (BINE 2007). Kompressoren müssen Temperaturen von etwa 650 °C und Drücken von 100-200 bar standhalten und kurze Anfahrzeiten garantieren. Die derzeit verfügbaren Kompressoren erfüllen diese Anforderungen nicht. Für die Speicherung, der bei der Kompression entstehenden Wärme mit einem Temperaturniveau von 50 – 650 °C, kommen derzeit sensible Wärmespeicher, wie z.B. Feststoffspeicher (z.B. Beton, Naturstein) oder Flüssigspeicher (z.B. Öle, Flüssigsalze), in Frage.

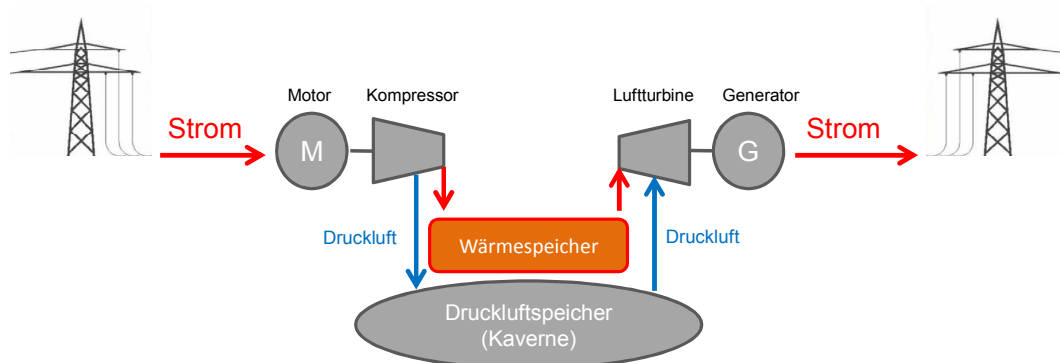


Abbildung 9: Schema adiabater Druckluftspeicher

Im Druckluftspeicher-Simulationsmodul des HiREPS-Modell ist die Möglichkeit des Baus und des Betriebs von adiabaten Druckluftspeichern implementiert. Die Kostenannahmen sind 812 €/kW für das Kraftwerk und 60 €/kWh für die Speicherkosten.

Stromerzeugung aus Biogas und Biomethan

Für Biogas werden Erzeugungskosten von 55 €/MWh Heizwert im HiREPS-Modell angenommen (siehe [8]). Das Biogas wird mittels Gasmotoren zur Strom- und Wärmeerzeugung verwendet. Im HiREPS-Modell werden die Investitionskosten von 2MW-Gasmotoren mit 700 €/kW angenommen (siehe Anhang). Um die Stromerzeugung den variablen Strompreisen anpassen zu können, kann das HiREPS-Modell auch Biogasspeicher bauen. Für Biogas-Doppelmembran-Speicher werden Kosten von 27 €/Nm³ Biogas angenommen (siehe [7]). In den Szenarien wird definiert, welches Biogas-Potential zur Verfügung steht und in welchem Prozentsatz es auch einen Abnehmer für die Wärme gibt.

Unter Biomethan wird in diesem Bericht ein in Erdgas-Qualität aufbereitetes Biogas verstanden, das direkt in das Erdgasnetz eingespeist wird. Hierfür werden Erzeugungskosten von 70 €/MWh Biomethan angenommen (siehe [8]). Da das Erdgasnetz über genügend Speicher verfügt, wird hier angenommen, dass keine weiteren Biomethan-Speicher notwendig sind.

Programm zur Berechnung der Wetterdaten (Solar, Wind, Temperatur)

Das grundlegende Vorgehen für die HiREPS-Simulationsläufe ist es, für die Simulationen des Jahres 2050 konsistente Wetter(Wind, Strahlung, Temperatur)-, Stromnachfrage- und Hydrologie-Daten der Vergangenheit zu verwenden, um die Windstromeinspeisung, die Solarstromeinspeisung, die Wasserkrafterzeugung, den Wärmebedarf und den Strombedarf in einem zukünftigen Strom- und Wärmesystem zu simulieren. Für die Wetterdaten der

ZAMG und des DWD (siehe Arbeitspaket 3) wurden in der Programmiersprache IDL Auswertungsroutinen geschrieben. Diese Wetterdaten liegen als tausende stündliche Files verschiedener Wetterparameter für ganz Europa mit 7 – 10 km Auflösung im binären GRIB-Format vor. Es wurde für jeden Gitterpunkt die Erzeugung einer 3 MW Enercon E101 mit 100 Meter Nabenhöhe simuliert und daraus der langjährige mittlere Ertrag berechnet. Zur Berechnung der Windstromeinspeisung für Deutschland und Österreich wurde angenommen, dass an allen guten Standorten eine 3 MW Enercon E101 mit 100 Meter Nabenhöhe Strom erzeugt. Als gute Standorte wurden jene Gitterpunkte definiert, an denen eine 3 MW Enercon E101 mit 100 Meter Nabenhöhe mehr als 2000 Volllaststunden (VLS) erzielen würde. Weiters wurden auch all jene Gitterpunkt ausgeschlossen, die über 1200 Meter Seehöhe liegen. In Abbildung 10 rechte Grafik sind die laut DWD-Wetterdaten guten Standorte gekennzeichnet. Zur Berechnung der Windstrom-Erzeugungszeitreihen für Deutschland und Österreich wurden natürlich nur jene Gitterpunkte verwendet, die in dem entsprechenden Land liegen.

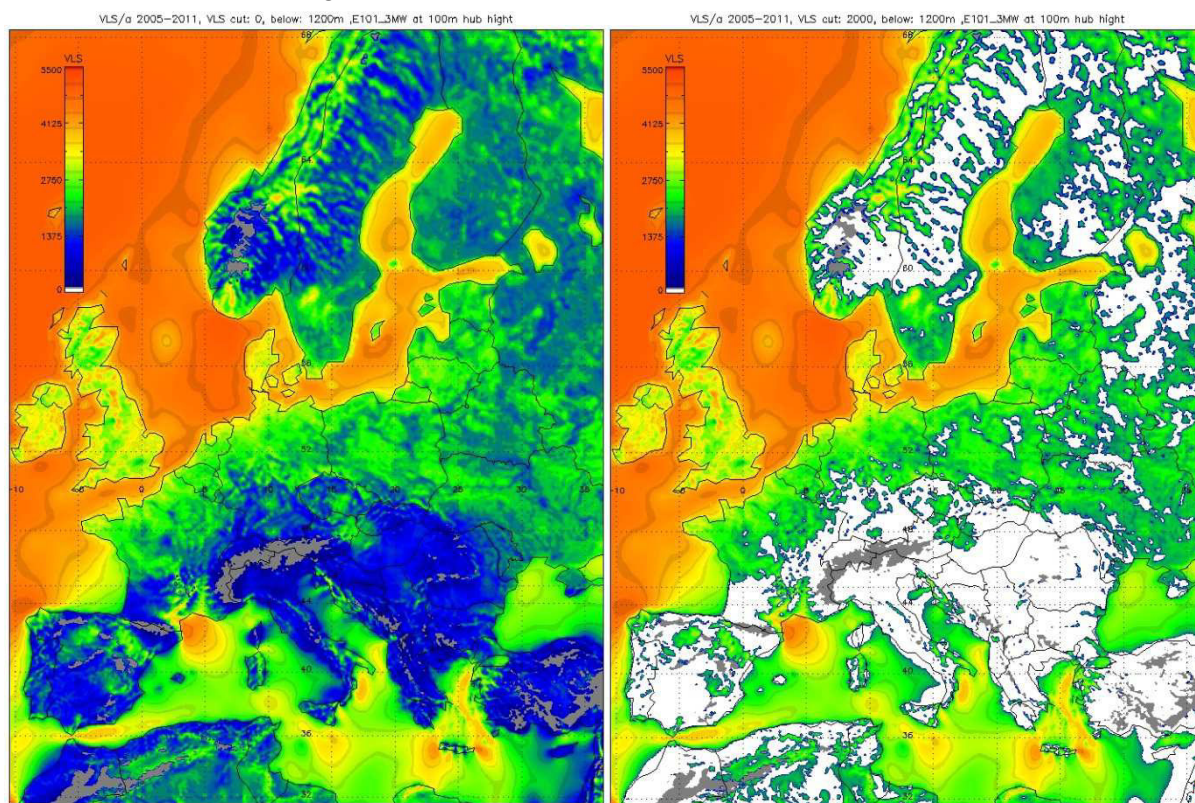


Abbildung 10: Simulierte Volllaststunden (VLS) einer 3MW E101 mit 100 Metern Nabenhöhe bei 7 km Auflösung basierend auf Wetter-Daten des DWD. In den Grafiken sind Regionen als grau gekennzeichnet, die über 1200 Meter Meereshöhe liegen. In der rechten Grafik sind all jene Punkte, an denen die E101 die weniger als 2000 VLS erzielt, weiß eingefärbt.

Die so berechneten Zeitreihen werden im HiREPS-Modell so skaliert, dass die Erzeugungszeitreihe den zu simulierenden GW an Windenanlagen entspricht. Für Ergebnisse zur Validierung siehe Kapitel 5.

Für die Simulation der Photovoltaik-Stromerzeugung wurden Globalstrahlungs- und Direktstrahlungsdaten der ZAMG und vom Meteosat Auswertungen verwendet. Es wurde ein

IDL-Programm geschrieben, das für jeden Gitterpunkt den Sonnenstand simuliert und daraus die solare Einstrahlung auf 30° geneigte und Süd ausgerichtete Module simuliert. Zur Berechnung der österreichischen und deutschen Solarstromerzeugungszeitreihe wurden angenommen, dass es sich um gebäudeintegrierte Solaranlagen handelt. D.h. die angenommene flächige Verteilung der Photovoltaik-Anlagen entspricht der Verteilung der bebauten Fläche. In Kapitel 5 sind die Validierungsergebnisse für die Wind- und Solarstromberechnungen dargestellt.

4 Meteorologische Reanalyse

Das grundlegende Vorgehen für die HiREPS-Simulationsläufe ist es, für die Simulationen des Jahres 2050 konsistente Wetter(Wind, Strahlung, Temperatur)-, Stromnachfrage- und Hydrologie-Daten der Vergangenheit zu verwenden, um die Windstromeinspeisung, die Solarstromeinspeisung, die Wasserkrafterzeugung, den Wärmebedarf und den Strombedarf in einem zukünftigen Strom- und Wärmesystem zu simulieren. Das Thema dieses Kapitels ist die Berechnung der notwendigen Wetterdaten.

Basierend auf monatlichen Mittelwerten der Windgeschwindigkeiten über Europa (ERA-Interim[9] Daten 1989 – 2010 des European Center for Medium Range Weather Forecasts–ECMWF¹) wurden 10 Jahre für die genaueren Reanalysen ausgewählt.

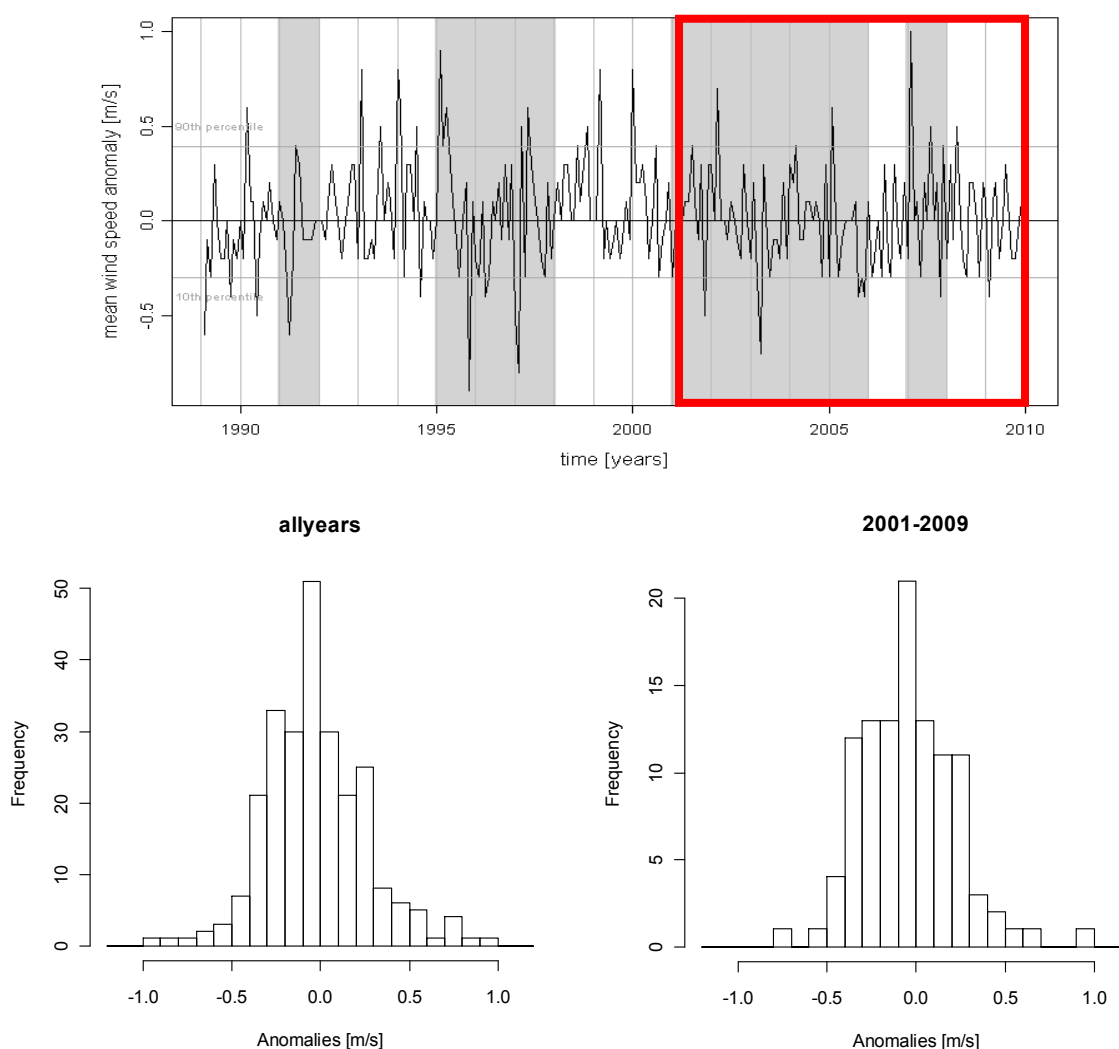


Abbildung 11: Häufigkeitsverteilung der Anomalien der monatlichen mittleren Windgeschwindigkeit. Links ERA-Interim 1989 – 2008 und rechts für die Jahre 2001 bis 2010.

¹ European Centre for Medium-Range Weather Forecasts, <http://www.ecmwf.int/>

Da die Jahre 2001 – 2010 (siehe Abbildung 11) die Häufigkeitsverteilung der gesamten Periode gut wiedergeben, wurden die Jahre 2001 – 2010 für die hochauflösenden Reanalysen ausgewählt.

Hochauflösende Reanalysen der Jahre 2001 – 2010:

Die ERA-Interim-Daten des weltweiten historischen Wetters von 1989 bis jetzt haben eine horizontale Auflösung von etwa 80 km und sind in Intervallen von 6 Stunden abgespeichert, um Speicherplatz zu sparen. Für die Simulation des zukünftigen Stromsystems sind die 80km räumliche Auflösung und zeitliche Auflösung von 6 Stunden aber zu grob. Daher wurde mit dem numerischen Wettermodell ALADIN-AUSTRIA[10] eine hochauflösende Nachrechnung des historischen Wetters (=Reanalyse) durchgeführt. ALADIN-AUSTRIA ist ein hydrostatisches, spektrales Modell für räumlich begrenzte Analysen und wird gewöhnlich an ein globales Modell gekoppelt z.B. ARPEGE oder das ECMWF-Modell. Die Auflösung der Reanalysen mit ALADIN-AUSTRIA wurde mit 10 km räumlicher Auflösung für Europa (siehe Abbildung 12), 45 Höhenschichten und stündlich abgespeicherten Daten festgelegt. Das Modell hat intern eine Zeitauflösung von 400 Sekunden. Die globalen ERA-Interim Daten stellen dabei alle 6 Stunden eine neue Initialisierung dar und sind gleichzeitig die räumlichen Randbedingungen an den Grenzen des ALADIN-AUSTRIA-Berechnungsgebietes (siehe Abbildung 12).

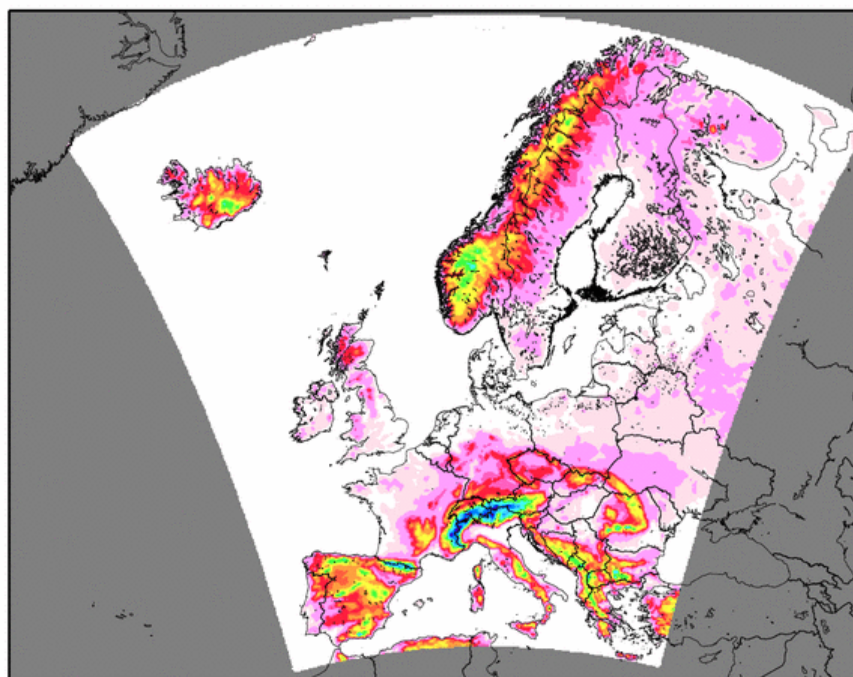


Abbildung 12: Berechnungsgebiet des ALADIN-AUSTRIA für diese Reanalysen. Farblich dargestellt ist die Orographie von ALADIN-AUSTRIA.

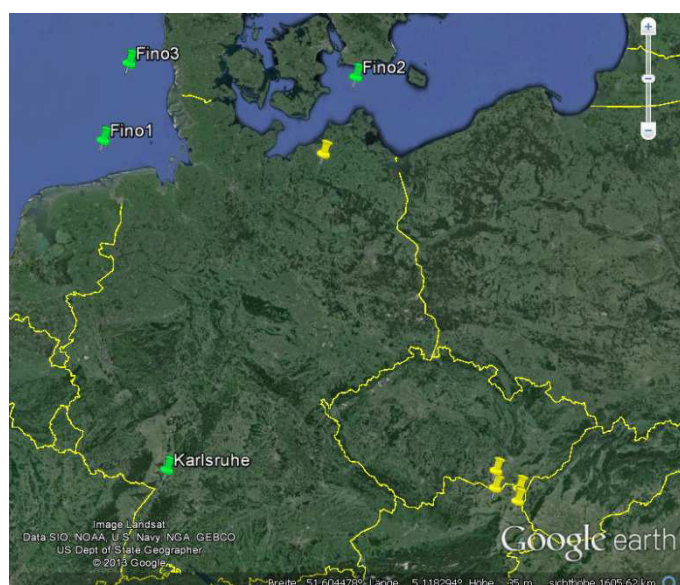
5 Validierung der Wind- und Solarstromsimulation

Für die HiREPS-Simulationen des Stromsystems der Zukunft werden sowohl die Aladin-Reanalyse-Daten für die Jahre 2001 – 2010 verwendet als auch Wetterdaten des Deutschen Wetterdienstes(DWD)[11] für die Jahre 2005 – 2012 und METEOSAT[12]-Satelliten-Auswertungen der Globalstrahlung und Direktstrahlung für die Jahre 2005 – 2012. Eine umfangreiche Datenvalidierung der ALADIN-AUSTRIA-Globalstrahlungsdaten [13] und -Windgeschwindigkeitsdaten[14] wurde im Rahmen von 2 exzellenten Diplomarbeiten durchgeführt. Insgesamt zeigte sich, dass die Daten gut für die Simulation historischer Windgeschwindigkeiten und Globalstrahlung verwendet werden können. Da die DWD-Daten über eine noch etwas bessere räumliche Auflösung von 7km verfügen und die METEOSAT-Sattelitendaten die historischen Messdaten noch etwas besser abbilden,wurden für die Simulationen in Kapitel 9diese DWD- und METEOSAT-Daten verwendet. Im Folgenden wird daher die Datenvalidierung dieser DWD- und METEOSAT-Daten weiter erläutert.

Winddaten-Validierung:

In Abbildung 13 sind die zur Validierung verwendeten Windanlagen und Windmessmasten dargestellt.

Die stündlichen DWD-Winddaten liegen für verschiedene Höhenschichten über dem Grund vor. Für die Auswertung in der Tabelle 5 wurde für die 5 Windanlagen die



Windgeschwindigkeit auf 105 Meter Nabenhöhe interpoliert und mittels der Kennlinie des dort verwendeten Windrades Vestas V90-2MW in eine stündliche Stromerzeugungszeitreihe umgerechnet. Stunden, bei denen dieAnlagenerfassung einen möglichen Fehlerrauswies (z.B. eine Verfügbarkeit), wurden nicht in die Auswertung mit einbezogen. Wie man in Tabelle 5 sieht, können die Wetterdaten sogar den Jahresertrag von Einzelanlagen erstaunlich gut simulieren.

Abbildung 13: Zur Validierung verwendete Windanlagen (gelb) und Windmessmasten (grün).

Anlage	Mittel	DE	CZ	AT-1	AT-2	AT-3
Nabenhöhe	105	105	105	105	105	105
Anlage	V90-2MW	V90-2MW	V90-2MW	V90-2MW	V90-2MW	V90-2MW
VLS real	2473	3053	2102	2297	2168	2836
VLS Cosmo/WEB bei Stunden ohne Fehlermeldungen	1.014	0.98	0.97	1.10	1.05	0.97

Tabelle 5: Validierung der DWD-Winddaten anhand von realen Windanlagen.

Für Tabelle 6 wurden die DWD-Wetterdaten für die Standorte von 3 Offshore-Windmessmasten[15] und einem Onshore-Windmessmast[16], die jeweils Windgeschwindigkeitssensoren in etwa 100 Meter Höhe haben, verglichen. Einerseits wird in Tabelle 6 die mittlere Windgeschwindigkeit verglichen und andererseits wurde, basierend auf den Zeitreihen der Windgeschwindigkeiten, die Windstromerzeugung einer Vestas V90 2MW simuliert und dann verglichen. Die Datenverfügbarkeit der Messmasten betrug zwischen 1 und 5 Jahren. Wie man sieht, ist auch hier die Simulation mit den Wetterdaten erstaunlich gut.

	Fino1	Fino2	Fino3	Karlsruhe
Messhöhe (Meter)	100	102	100	100
Volllaststunden				
Wettermodell/Messstation	0.978	1.077	0.945	
Mittlere Geschwindigkeit				
Wettermodell/Messstation	0.995	1.100	0.964	1.09

Tabelle 6: Vergleich der DWD-Windgeschwindigkeitsdaten-Messungen einzelner Onshore- und Offshore-Windmessmasten.

Der Windmessmast in Karlsruhe liegt in einem hügeligen und bewaldeten Gebiet. Die Berechnung der Windgeschwindigkeiten für ein solches Gebiet ist besonders schwierig für Wettermodelle. In Abbildung 14 sind die mit den DWD-Wetterdaten simulierte Windgeschwindigkeit und die realen Messwerte aufgetragen. Die mittlere Abweichung der gemessenen von der berechneten Modellwindgeschwindigkeit über das Jahr 2007 beträgt $-0,18 \pm 1,4\text{m/s}$.

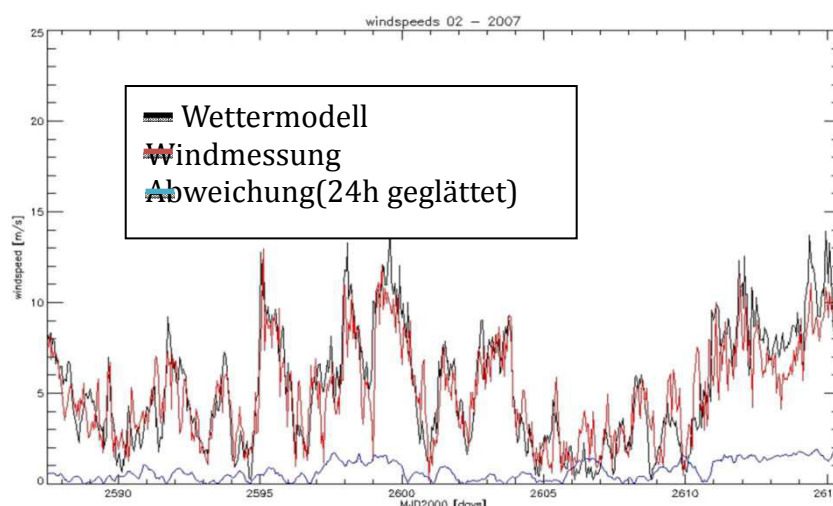


Abbildung 14: Stündliche gemessene und simulierte Windgeschwindigkeiten auf 100 Meter Höhe für den Februar 2007 und den Windmessmast des KIT in Karlsruhe[16,17].

Als weiterer Test wurde die deutsche Windstromerzeugung für 2010 und 2011 mit den DWD-Wetterdaten simuliert. Dazu wurde eine Datenbank der existierenden Windparks verwendet und angenommen, dass an jedem dieser Standorte eine Enercon E82-3MW mit 80 Meter

Nabenhöhe stehen würde. In Wirklichkeit sind es ja hunderte verschiedene Anlagen mit unterschiedlichen Nabenhöhen. Für jeden Standort wurden mit den DWD-Daten die Windgeschwindigkeit auf 80 Meter Nabenhöhe bestimmt und dann mit der Kennlinie der Enercon E82-3MW in eine Stromerzeugung umgerechnet. Die daraus entstehende Summenerzeugung wurde dann skaliert, um der real installierten Leistung zu entsprechen. In der Abbildung 15 werden die Simulation und die reale Windstromerzeugung für 7 Wochen im Spätsommer 2011 verglichen.

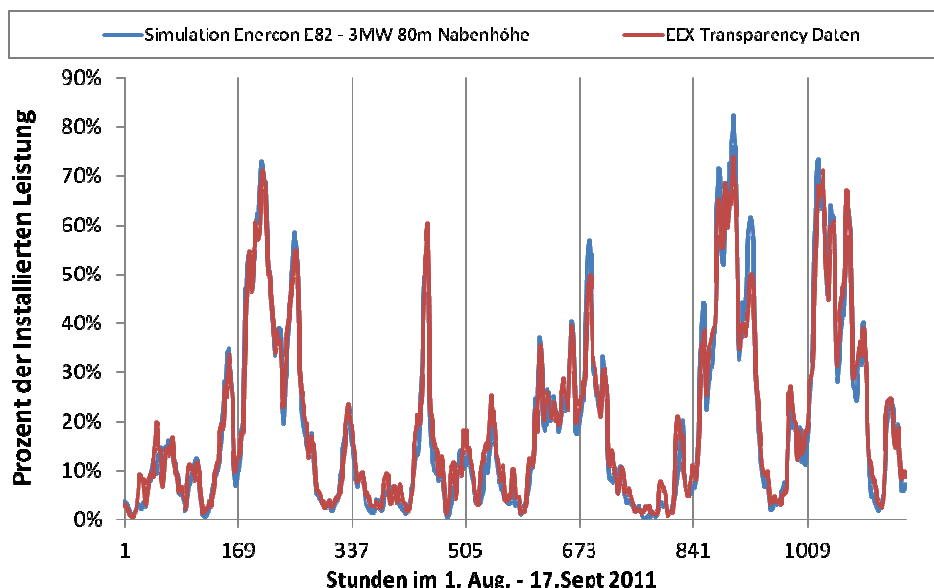


Abbildung 15: Vergleich der Simulation der stündlichen deutschen Windstromerzeugung mit DWD-Wetterdaten mit realen historischen Einspeise-Daten der EEX-Transparenzplattform^[18].

In Abbildung 16 wird die Häufigkeitsverteilung der stündlichen Änderungen (Änderung der Windstrom-einspeisung pro Stunde: GW/h) 2010 – 2011 als Dauerlinie dargestellt. In der Dauerlinie sind alle stündlichen Änderungen der Windstromerzeugung der Größe nach sortiert. Die Abbildung zeigt, dass auch die Häufigkeitsverteilung der Erzeugungsänderungen (Rampen) gut mit den Wetterdaten simuliert werden kann.

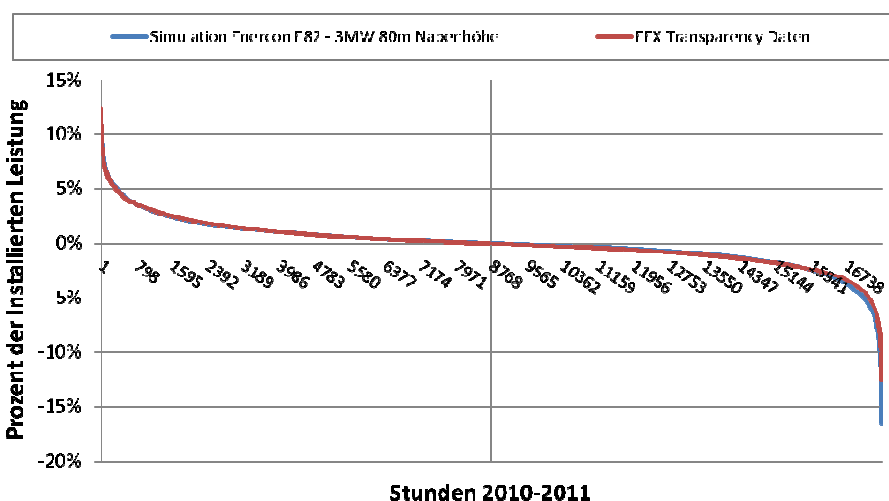


Abbildung 16: Dauerlinie der stündlichen Änderungen der Windstromerzeugung. Vergleich der Simulation mit DWD-Wetterdaten mit realen historischen Einspeise-Daten der EEX-Transparenzplattform.

Solardaten-Validierung:

Zur Validierung der Berechnung der PV-Erzeugung aus den Meteosat-Diffus- und -Direktstrahlungsdaten (30-km-Raster) wurden reale PV-Einspeisedaten der EEX-Transparenzplattform[18] für Deutschland für den Zeitraum 07.2011 – 03.2012 verwendet. Für die Simulation wurde angenommen, dass alle Module 30° geneigt und nach Süden ausgerichtet sind. Weiters wurden die installierte Leistung pro Bundesland Ende 2011[19] als auf die bebaute Fläche des Bundeslandes gleichverteilt angenommen. Mit einer Geoinformationssoftware wurde dies umgesetzt und somit ein 30-km-Raster der installierten PV-Leistung für ganz Deutschland gerechnet. Die so abgeschätzte regionale Verteilung der PV-Installationen am 31. 12. 2011 wurde für den ganzen Zeitraum 07.2011 bis 03.2012 entsprechend den Daten[19] zum gesamtdeutschen PV-Ausbau skaliert (siehe Abbildung 17). Da von Meteosat und von den Netzbetreibern die Daten in 15-Minuten-Auflösung vorliegen, wurde diese Auflösung in der Validierung verwendet. Für jeden Gitter-Punkt des 30-km-Rasters der Meteosat-Daten wurden der Sonnenstand und die Einstrahlung auf die Module berechnet und dann zu einer gesamtdeutschen PV-Einspeisung aufsummiert. Die so simulierten PV-Erzeugungszeitreihen zeigen für diesen Zeitraum ein Korrelationskoeffizient von 0,99 mit den Daten der EEX-Transparenzplattform. In Abbildung 18 ist beispielhaft der Vergleich der Simulation der PV-Erzeugung mit realen Einspeise-Daten für eine Woche im August 2011 dargestellt. In Abbildung 17 wird die simulierte PV-Erzeugung basierend auf den obigen Annahmen und den Meteosat-Daten verglichen mit den Einspeisedaten der EEX-Transparenzplattform[18].

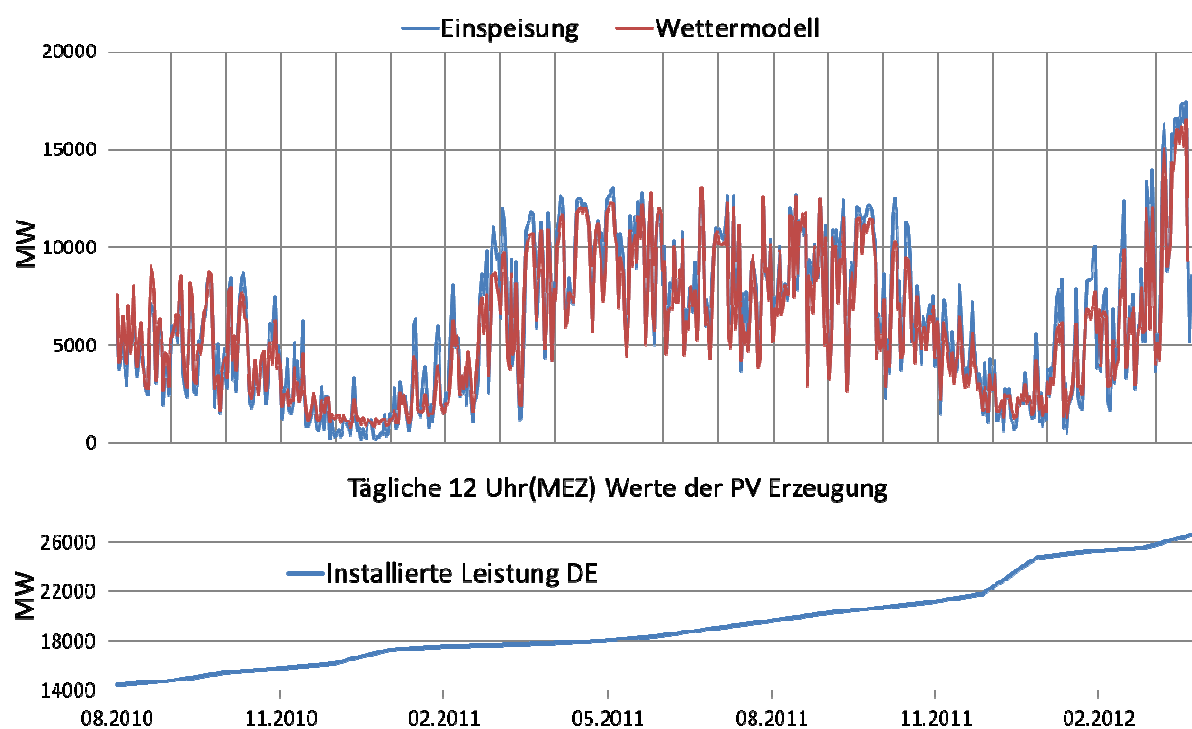


Abbildung 17: Vergleich der simulierten (rot) historischen Erzeugung mit den Daten der EEX-Transparenzplattform (blau). In der unteren Grafik ist die für die Simulation angenommene Entwicklung der installierten Leistung dargestellt.

In der Abbildung 17 sind für jeden Tag im Zeitraum 07.2011 bis 03.2012 nur jeweils der 12-Uhr(MEZ)-Wert dargestellt. Da in der Nacht die Sonne nie scheint, würde sonst die Grafik unübersichtlich werden.

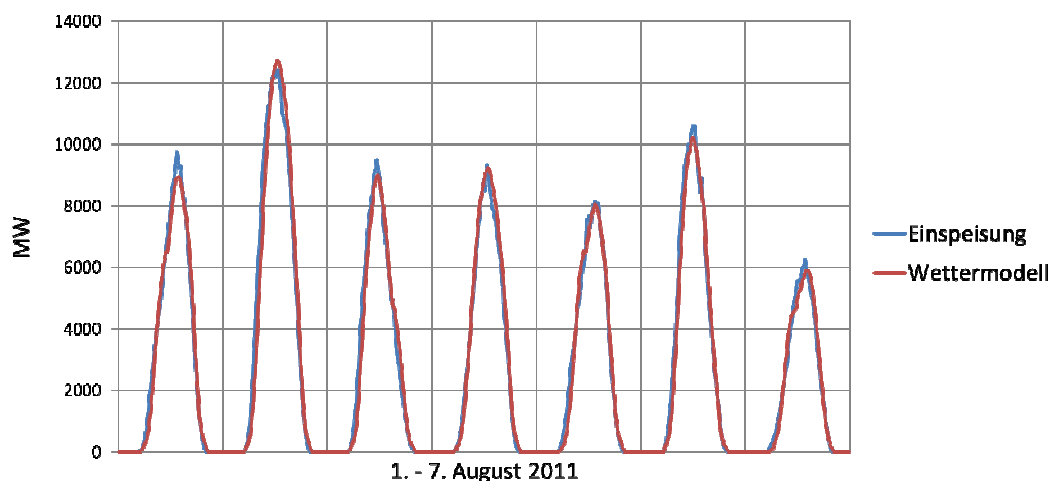


Abbildung 18: Simulation der PV-Erzeugung basierend auf den Meteosat-Daten im Vergleich mit den Einspeise-Daten der EEX-Transparenzplattform für eine Woche im August.

Zusammengefasst zeigt die Simulation eine gute Übereinstimmung mit der historischen Einspeisung.

Für die Simulationen in Kapitel 9 kann man also annehmen, dass die Variabilität der Wind- und Solarerzeugung realistisch abgebildet ist.

6 Mittelfrist-Vorhersagbarkeit von Windstromerzeugung über Europa

Die Vorhersagbarkeit der Windstromerzeugung wird immer wichtiger für die Kraftwerkseinsatzplanung in Europa. Da im AutRES100-Projekt ein Stromsystem mit nahezu 100% erneuerbarer Energie simuliert wird, wurde auch untersucht, wie gut die längerfristige Vorhersagbarkeit der Windstromerzeugung in Europa ist. Im zukünftigen Stromsystem ist es besonders für die Einsatzplanung der Speicherwasserkraft und anderer Speichertechnologien wichtig, zu wissen, ob eine Windflaute bevorsteht oder ob es in den kommenden Tagen eine starke Windstromerzeugung geben wird.

Das ECMWF² berechnet einmal wöchentlich (seit kurzem 2 mal wöchentlich) eine Wettervorhersage für 30 Tage in die Zukunft. Die Idee dahinter ist, dass diese Zeitspanne vermutlich noch kurz genug ist, dass die Atmosphäre noch durch den Initialzustand vorhersagbar ist, und möglicherweise lang genug, dass die Veränderungen in den Ozeanen auf die atmosphärische Zirkulation wirken können. Daher ist das monatliche Vorhersagesystem eine Fortsetzung des mittelfristigen VArEPS, aber mit einer Kopplung zwischen Ozean- und Atmosphärenmodell nach dem 10. Vorhersagetag. Diese einmal wöchentlich berechnete Monatsvorhersage besteht aus einem Ensemble von 51 Vorhersageläufen. Für 50 Vorhersageläufe werden die Initialwerte für die Atmosphäre und den Ozean leicht verändert, um die Unsicherheit bei diesen Initialwerten darzustellen. Zusätzlich wird eine stochastische Wettermodellphysik verwendet, um die Unsicherheit im Wettermodell abzubilden. Ein Vorhersagelauf, der Kontrolllauf, verwendet die beste Schätzung der Initialwerte aus der Wetter-Analyse und die ungestörte Modellphysik.

Für die Ergebnisse in Abbildung 20 wurden die 54 Ensemble-Vorhersageläufe – einer pro Woche – für das Jahr 2011 ausgewertet. Für das EU-Festland plus Offshore in der Nordsee und für Deutschland wurde die vorhergesagte Windstromerzeugung simuliert unter der Annahme, dass an allen geeigneten Standorten eine Enercon E101 mit 100 Meter Nabenhöhe Stromerzeugt. Das Wettermodell für die Monatsvorhersage hat eine geringere Auflösung als die DWD Wetterdaten. Die Definition der geeigneten Standorte für Windräder wurde für die Monatsvorhersageanalyse so angepasst, dass sich ähnliche Flächen als geeignete Standorte ergeben wie bei den DWD Wetterdaten (siehe Abbildung 10). Daher wurden jene Gitterpunkte des Wettermodells geeigneten Standorte für Windräder definiert, wo eine Enercon E101 mit 100 Meter Nabenhöhe mindestens 1900 Volllaststunden (VLS) erreicht und wo die Modell-Orographie weniger als 1150m Seehöhe aufweist. Diese geeigneten Standorte an Land sind in Abbildung 19 farblich mit ihren Volllaststunden dargestellt. Als geeignete Offshore-Standorte wurden die in der Abbildung 19 eingezeichneten Gebiete inkludiert.

² European Centre for Medium-Range Weather Forecasts (ECMWF):
<http://www.ecmwf.int/>

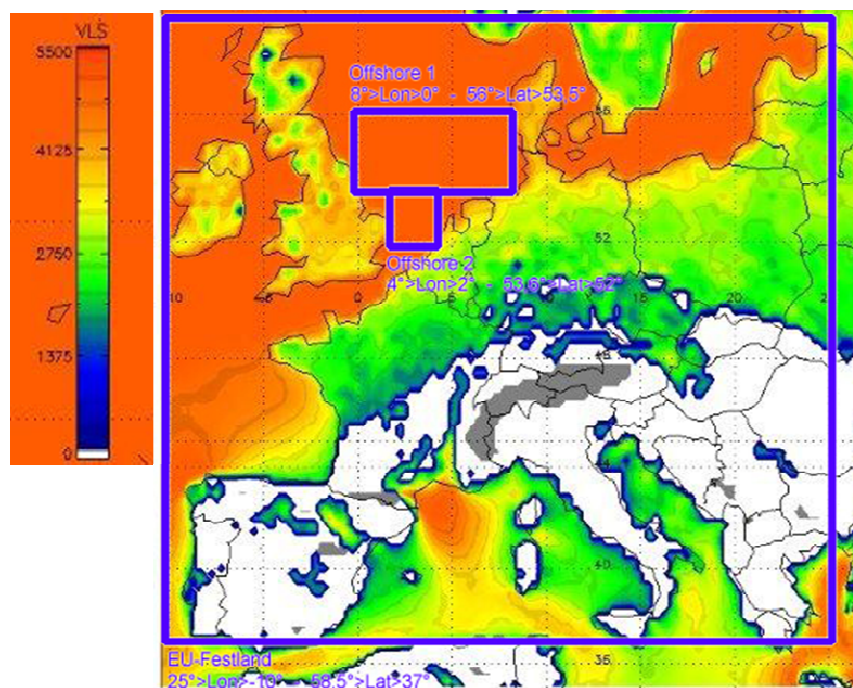


Abbildung 19: Karte der Volllaststunden einer Enercon E101 mit 100 Meter Nabenhöhe.

Weiters wurde auch die vorhergesagte Windstromerzeugung für Deutschland simuliert. Für Deutschland wurden nur die geeigneten (siehe Absatz oben) Standorte auf Land genommen. In der Ergebnisdarstellung in Abbildung 20 kann man erkennen, dass die untersuchte ECMWF-Ensemble-Monatswettervorhersage eine mit dem Vorhersagehorizont linear abnehmende Vorhersagegüte hat. Nach circa 11 Tagen bleibt der Vorhersagefehler konstant. Nach circa 11 Tagen pendelt sich die Ensemblevorhersage auf dem saisonalen Mittelwert der Windstromerzeugung ein.

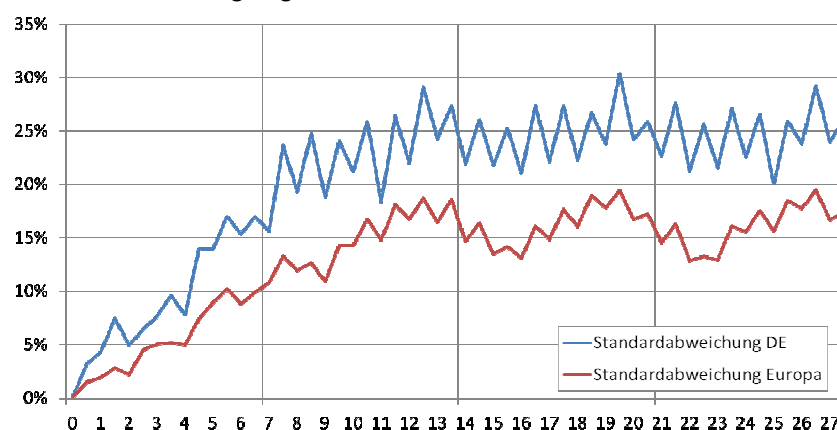


Abbildung 20: Standardabweichung der vorhergesagten Windenergieerzeugung bezogen auf die gesamte installierte Leistung über den Vorhersagezeitraum in Tagen.

Der Unterschied im Vorhersagefehler zwischen Deutschland und Europa kommt daher, dass über Europa gemittelt die Windstromerzeugung nicht mehr so variabel ist (siehe Abbildung 21). Es kommen keine Tage mit völliger Flaute vor und auch kaum Tage mit extremer Windstrom-Erzeugung vor. Somit ist die Abweichung der Windstromerzeugung vom saisonalen Mittelwert für Europa relativ gering. Die Windstromerzeugungsvorhersage für Europa ist in 7 Tagen in etwa genauso gut wie die Vorhersage für Deutschland in 4 Tagen. Wegen der kleinen Stichprobe von 54 Vorhersage-Läufen ist die Streuung in der Auswertungsgrafik allerdings noch recht hoch.

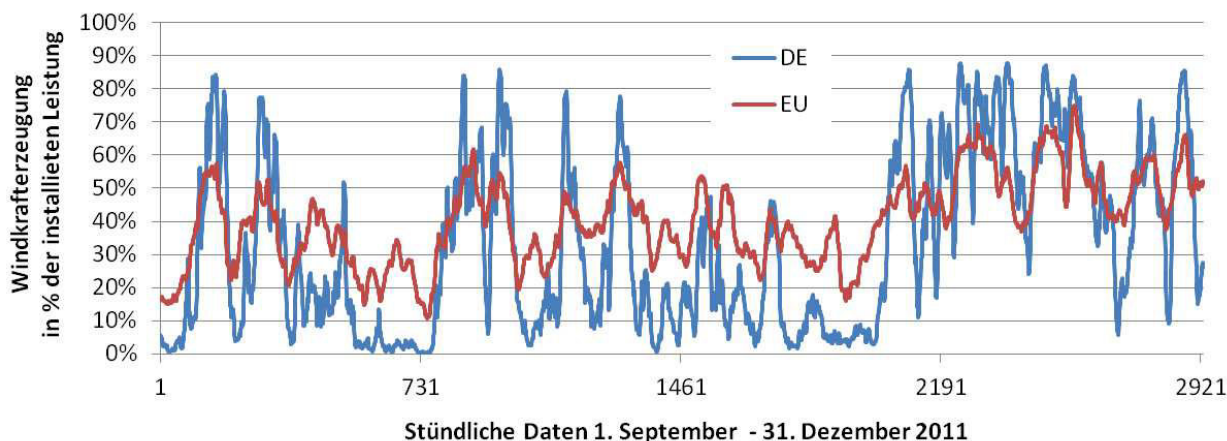


Abbildung 21: Windstrom-Erzeugung simuliert mit den hochauflösenden DWD-Winddaten für eine E101 mit 100 Metern Nabenhöhe für Deutschland und für die EU wie in Abbildung 19 definiert.

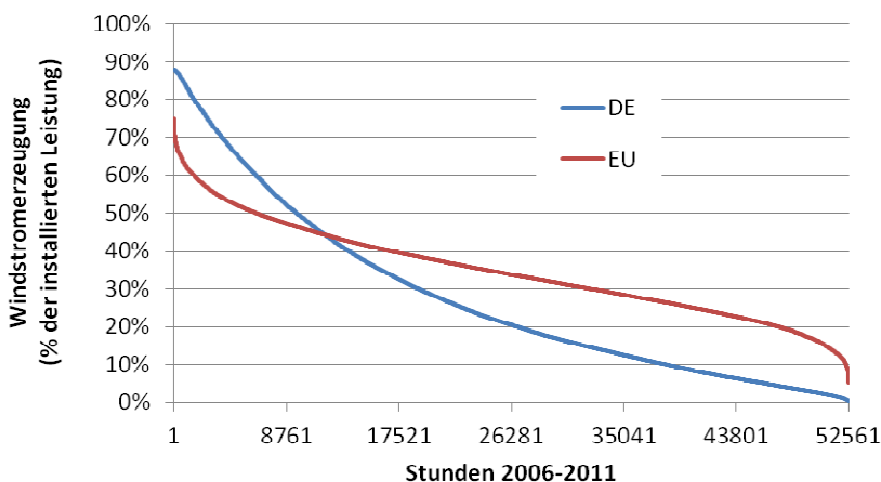


Abbildung 22: Dauerlinien der Windstrom-Erzeugung simuliert mit den hochauflösenden DWD-Winddaten für eine E101 mit 100 Metern Nabenhöhe für Deutschland und für die EU wie in Abbildung 19 definiert.

7 Kapazitätsmechanismen

In der Literatur wird kontrovers diskutiert, ob und wann Kapazitätsmechanismen im Allgemeinen und im Speziellen für Deutschland und Österreich notwendig sind, um eine ausreichende Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Auch wird häufig unterstellt, dass die volatilen erneuerbaren Energien der Grund für eine Notwendigkeit von Kapazitätsmechanismen seien. Das Problem der Refinanzierung von Kraftwerken kann aber in Märkten mit und ohne Erneuerbaren Energien auftreten[20]. In Märkten ohne Erneuerbare Energien ist dies verstärkt auch dann der Fall, wenn in Zukunft die technologische Entwicklung thermischer Kraftwerke ausgereizt ist und die Effizienz neuer Kraftwerke kaum höher ist als jene von abgeschriebenen Altanlagen. Damit fallen, unter Annahme einer Preisbildung durch kurzfristige Grenzkosten, in Zukunft die Deckungsbeiträge für neue Kraftwerke geringer aus als gegenwärtig. Sofern in so einem Marktdesign unter Wettbewerbsbedingungen keine Knappheitspreise auftreten können (z.B. durch die fehlende Einbindung der Nachfrageseite), ergibt sich eine Finanzierungslücke für notwendige Investitionen in neue Kraftwerke. Erneuerbare Energien sind also nicht die primäre Ursache, können aber die Finanzierungsprobleme verstärken.

Im Folgenden werden verschiedene Optionen zur Gestaltung eines Kapazitätsmechanismus dargestellt. Die Kosten eines effizienten Kapazitätsmechanismus, werden in Kapitel 9.3 für das 90% Dekarbonisierungsszenario 2050 berechnet und sind hier zur Illustration kurz wiedergegeben. Der Wert der gesicherten Leistung, d.h. die notwendige Kapazitätsprämie, im Erneuerbaren Szenario 2050 ist 48 Euro/kW und Jahr. Dies sind genau die jährlichen Abschreibungskosten und Fixkosten für den Neubau der spezifisch (in €/kW) billigsten Kraftwerkstechnologie unter Berücksichtigung eines Verfügbarkeitsfaktors. Unter den Szenarioannahmen ist dieses billigste (in €/kW) neue Kraftwerk eine „simple cycle“ Gasturbine. Eventuell kann der Kapazitätspreis auch durch Altanlagen gesetzt werden, welche durch die Kapazitätsprämie weiter in Bereitschaft gehalten werden. Mit der Kapazitätsprämie wird die Bereitstellung der gesicherten Leistung von 156 GW finanziert. Wenn alle 156 GW an gesicherter Leistung diese Prämie bekommen und diese Kosten auf die 957 TWh Strombedarf umgerechnet werden, ergeben sich 7,3 €/MWh an Kosten für die gesicherte Leistung. Das sind 9% der mittleren Stromgestehungskosten von 81,2 €/MWh im 90% Dekarbonisierungsszenario. Daraus kann man den Schluss ziehen, dass die Kostenbelastung eines effizienten Kapazitätsmarktes, d.h. die Summe der anfallenden Kosten aus der Bereitstellung von gesicherter Leistung, nicht prohibitiv teuer sein muss. Es ist außerdem zu bemerken, dass hier von einem 2050 Szenario und darauf aufbauend von der Finanzierung eines kostenminimalen Kraftwerksparks ausgegangen wird. Um Fehlinvestitionen zu vermeiden, ist in der Übergangszeit eine anreizkonforme Gestaltung des Kapazitätsmechanismus vonnöten.

Nachfolgend werden drei grundsätzliche Optionen zur möglichen Gestaltung eines Kapazitätsmechanismus dargestellt; die strategische Reserve, der zentrale Kapazitätsmarkt und der dezentrale, auf Bilanzgruppen basierte Kapazitätsmechanismus. Generell können Kapazitätsmechanismen nach ihrer Effektivität bei der Erreichung des Ziels der Versorgungssicherheit, nach ihrer Effizienz (Erreichung des Ziels unter möglichst geringen

Kosten) und nach ihrer Praktikabilität (nicht zu schwere Umsetzbarkeit durch Kompatibilität mit politischen und gesetzlichen Rahmenbedingungen) bewertet werden[21].

Strategische Reserve

Die strategische Reserve zeichnet sich dadurch aus, dass nicht die gesamte nötige gesicherte Leistung beschafft wird, sondern nur ein kleiner Teil. Zum Beispiel 4 GW im Fall von Deutschland [22]. Kraftwerke, die einmal an der strategischen Reserve teilgenommen haben, dürfen nicht mehr am Strommarkt teilnehmen. Dies verhindert eine Benachteiligung von Kraftwerken, die nur am normalen Strommarkt teilnehmen und keine Prämie durch die strategische Reserve erhalten. Weiters reduziert diese „No Way Back“ Regel das Risiko, dass Kraftwerke aus Nachbarländern, welche an der strategischen Reserve teilnehmen, nur scheinbar die Versorgungssicherheit erhöhen, weil deren Fehlen im Nachbarland nicht erkannt wird. Die Kraftwerke der strategischen Reserve werden mit dem maximal erlaubten Preis im Strommarkt gehandelt, um so sicherzustellen, dass das normale Market Clearing am Strommarkt nicht beeinflusst und diese Kraftwerke nur zur Bereitstellung der Versorgungssicherheit verwendet werden. Die Kapazität der Kraftwerke im „Energy Only“ Strommarkt reduziert sich in der Folge so weit, bis die sich bildenden Knappheitspreise in Stunden mit Versorgungsengpässen eine ausreichende Finanzierung auch der Kraftwerke am Strommarkt darstellt. Wenn die sich bildenden Knappheitspreise hinreichend hoch und berechenbar sein sollten, könnte dies auch zu Investitionen in Maßnahmen zur Nachfrageflexibilisierung führen.

Vorteile:

- Die Möglichkeit Marktmacht auszuüben ist stark reduziert, da nur ein kleiner Teil der notwendigen gesicherten Leistung als strategische Reserve kontrahiert wird.
- Die Kosten sind potentiell niedrig, wenn tatsächlich nur ein kleiner Teil der notwendigen gesicherten Leistung kontrahiert wird.
- Kraftwerke in Nachbarländern können gut eingebunden werden und es ist transparent, da diese Kraftwerke dann nicht mehr am Strommarkt im Nachbarland teilnehmen.

Nachteile:

- Es ist unklar ab welcher Größe der strategischen Reserve, die sich bildenden Knappheitspreise tatsächlich zu einer ausreichenden Finanzierung der restlichen Kraftwerke am „Energy Only“ Strommarkt führen und somit zu einer stabilen Kapazität an Kraftwerken mit gesicherter Leistung außerhalb der Strategischen Reserve.
- Die schwer vorherzusagenden Knappheitspreise führen zu zusätzlicher Investitionsunsicherheit und damit verbundenen Kosten.
- Die Kraftwerke der strategischen Reserve nehmen nicht am Strommarkt teil und sind daher selten im Betrieb. Dies ist ineffizient und würde zusätzliche Kosten verursachen, wenn die notwendige Größe der strategischen Reserve größer ist als angenommen.

Zentraler Kapazitätsmarkt

Die gesamte nötige gesicherte Leistung wird auf einen zentralen Kapazitätsmarkt beschafft [23,24,25]. Bei diesem Design nehmen alle Kraftwerke auch am Strommarkt teil. Da die gesamte Leistung ausgeschrieben wird und in vielen Ländern wenige Marktteilnehmer einen Großteil der Installierten Kapazitäten kontrollieren, gibt es in einem vollständigen Kapazitätsmarkt ein hohes Marktmachtpotential. Auch ist unklar, wie Kapazitäten in Nachbarländern transparent eingebunden werden können, sofern diese nicht den gleichen Kapazitätsmechanismus implementiert haben. Da die Kosten für die gesicherte Leistung auf alle Stromkunden gleichmäßig aufgeteilt werden, gibt es keinen Wettbewerb der Stromversorger (um bspw. die Kapazitätskosten gering zu halten, oder optimale Maßnahmen zur Nachfrageflexibilisierung und zur Reduzierung der Spitzenlast durchzuführen). Bei entsprechender Ausgestaltung könnten aber Aggregatoren, entsprechend der erforderlichen Kriterien, ihre Nachfrageflexibilitäten bündeln und am Kapazitätsmarkt anbieten. Für den zentralen Kapazitätsmarkt müssen Ausschreibungen mit verschiedenen Fristigkeiten, Vertragsdauern und Anforderungen platziert werden, um Kraftwerksneubauten mit mehrjährigen Bewilligungsverfahren und Bauzeiten und mehreren Jahrzehnten Abschreibungsdauer zu ermöglichen.

Dezentraler Kapazitätsmechanismus

Der dezentrale Ansatz basiert darauf, dass man die einzelnen Bilanzgruppen verpflichtet, die für die Versorgung ihrer Kunden nötige gesicherte Leistung in Eigenverantwortung vorzuhalten [26,27,23,28,29]. Diese Leistung kann entweder durch eigene Kraftwerkskapazität, oder durch entsprechende Verträge mit externen Partnern garantiert werden. Die Planung und Durchführung der Beschaffung der gesicherten Leistung übernimmt die Bilanzgruppe. Der Regulator kontrolliert einerseits, dass jede Bilanzgruppe über die für ihre Kunden nötige gesicherte Leistung verfügt und andererseits, ob die Planung der Reserve angemessen ist.

Es gibt verschiedene Ansätze zur Umsetzung. Hier seien nur drei davon erwähnt:

- Der Netzbetreiber setzt, bei sich ankündigender Knappheit, ein Knappheitssignal. Bei dessen Wirksamwerden ist eine Unterdeckung der Bilanzgruppe mit einem hohen Pönale belegt. Die Bilanzgruppe muss in jedem Verteilnetzgebiet, in welcher die Bilanzgruppe aktiv ist, eine Unterdeckung vermeiden. Dieses Verfahren setzt auch die richtigen Anreize zur Positionierung der Kraftwerke im Netz. Diese Pönale ist so hoch, dass die Bilanzgruppen gesicherte Leistung vorhalten[26].
- Die Beschaffung und der Handel der gesicherten Leistung erfolgt mit Hilfe von Leistungszertifikaten, die generiert werden sobald physische Kapazität bereitgestellt wird[23].
- Regulatorische Vorgabe, dass die Bilanzgruppen über eine gesicherte Leistung verfügen müssen und Plausibilitätskontrolle der eingereichten Berichte zur gesicherten Leistung.

Die Vorteile der dezentralen Kapazitätsmechanismen sind:

- Keine zentralen Vorgaben nötig zu Anforderungen, Fristigkeiten und Vertragsdauern von Kapazitätsausschreibungen.
- Die Bilanzkreise kennen ihre Kunden am besten und können so am ehesten die Lastflexibilisierungspotentiale heben.
- Die Versorger können mit ihren Kunden Vereinbarungen über die Möglichkeit treffen, die bezogene Leistung zu begrenzen wenn Versorgungsengpässe drohen.
- Da die Stromerzeuger die Kosten der gesicherten Leistung ihren Kunden verrechnen müssen, sind diese Kosten einem Wettbewerb ausgesetzt. Es bestehen nur geringe Risiken von überhöhten Kosten für die Bereitstellung von gesicherter Leistung für den Endkunden.
- Die Verortung der gesicherten Leistung im Stromnetz wird vom Bilanzgruppenverantwortlichen selber so optimiert, dass keine Gefahr besteht, dass Netzengpässe eine Unterdeckung verursachen könnten.

Ein Nachteil ist:

- Es ist unklar, wie Kraftwerke aus den Nachbarländern teilnehmen können ohne, dass die Versorgungssicherheit nur scheinbar gesichert ist, weil das Nachbarland nicht auf die verkaufte Kapazität reagiert.

Bei allen Kapazitätsmechanismen ist es wichtig sie so zu gestalten, dass die Kraftwerke für die gesicherte Leistung passend ins Stromnetz eingebunden werden und nicht durch Netzengpässe behindert sind. Wichtig ist es auch bei der Diskussion zu Kapazitätsmechanismen die europäische Dimension nicht außer Acht zu lassen. Etwaige Kapazitätsmechanismen müssen dem europäischen Recht entsprechen.

8 Szenarien-Definition

In den Szenarien des AutRES100-Projektes wird untersucht, ob und wie ein weitgehend CO₂ neutrales Energiesystem für Österreich und Deutschland technisch und ökonomisch bis zum Jahr 2050 machbar ist.

Die Grundlage für die im Projekt AutRES100 untersuchten Szenarien ist das Primes-Referenzszenario 2011 mit aktualisierten Weltenergiepreisen[30]. Dies ist ein in der EU häufig verwendetes aktuelles Szenario. Für die AutRES100-Szenarien wurden folgende Werte aus dem Primes-Referenzszenario 2011 verwendet: Die Brennstoffpreise, der CO₂-Preis (nur im fossilen Szenario) und die Entwicklung der Stromnachfrage. Da für das Jahr 2010 der Primes-Stromverbrauch nicht genau mit dem Stromverbrauch laut ENTSO-E Consumption³ übereinstimmt, wurden die ENTSO-E-2010-Werte mit den Primes-Wachstumszahlen kombiniert, um die Stromverbrauchswerte der Szenarien bis 2050 zu berechnen. Diese berechneten Stromverbrauchswerte sind in der Tabelle 7 dargestellt. Die Brennstoffpreise sind in Euro pro MWh Heizwert (Hu) angegeben.

	Einheiten	2010	2020	2030	2050	2050/2010
Kohle	€/MWh	7,1	9,4	17,6	19,6	2,8
Erdgas	€/MWh	18,3	29,7	41,2	57,5	3,2
Erdöl	€/MWh	29,7	46,6	55,1	74,1	2,5
CO ₂ -Preis	€/tCO ₂	11,9	18,7	42,8	53,6	4,5
Stromverbrauch¹						
AT+DE	TWh	616	638	661	749	1.22

Tabelle 7: Grundannahmen der AutRES100-Szenarien. Sie basieren auf dem Primes-Referenzszenario 2011.

Der CO₂ Preis des Primes-Referenzszenario 2011(siehe Tabelle 7) wird nur für das fossile Szenario verwendet. Die Erneuerbaren Szenarien brauchen höhere CO₂ Preise um die angestrebten CO₂ Emissionsreduktionen zu erreichen. Für die AutRES100-Szenarien wurde kein Neubau von Speicherseen angenommen, da es unklar ist, wie viele neue Speicherseen gesellschaftlich akzeptabel sind. Sehr wohl wird in allen Szenarien, außer Szenario H, aber angenommen, dass die Leistungen der bestehenden Speicher und Pumpspeicherkraftwerke ausgebaut werden können, falls das die Gesamtsystemkosten senken würde. Da ein Leistungsausbau meist unter Tage mit neuen Druckstollen und Kavernenkraftwerken geschieht, wird das als umsetzbar angesehen. In den Szenarien werden Pumpen oder Turbinen nur dann ausgebaut, wenn es schon eine Pumpe oder Turbine gibt. Gänzlich neue

³Stromverbrauch=Stromverbrauch der Endnutzer, inklusive der Leitungsverluste, inklusive der Industrie-Eigenerzeugung, exklusive des Pumpstrombedarfs und exklusive des Eigenverbrauchs der Kraftwerke.
<https://www.entsoe.eu/data/data-portal/consumption/>

Nutzungsmöglichkeiten bereits existierender Speicher werden in den Szenarien nicht analysiert. In Szenario K wird auch der komplette Neubau von Pumpspeichern inklusive von Asphaltbecken analysiert.

Für alle Szenarien bis 2050 werden die 2020-Ziele für Wind und Photovoltaik als Mindestausbau vorgegeben (siehe Tabelle 8).

	Wind Onshore GW	Wind Offshore GW	Solar-Photovoltaik GW	Quelle
Österreich	3		1.2	Ökostromgesetz 2012 [31]
Deutschland	36	10	52	NREAP DE[32]

Tabelle 8: 2020 Ziele für Österreich und Deutschland. Dieser Ausbau ist in allen Szenarien als untere Grenze vorgeschrieben.

Eine Studie des Fraunhofer IEWS aus dem Jahr 2012 kommt zum Ergebnis, dass das Onshore-Windenergie-Potential in Deutschland 198 GW ist, wenn man die Flächennutzung auf 2% der Fläche für jedes Bundesland limitiert. Ohne diese Limitierung berechnet das IWES ein Windenergiepotential von 722 GW. In den AutRES100-Szenarien wurde angenommen, dass das Onshore-Windenergie-Potential für Österreich und Deutschland mit 200 GW beschränkt ist. Es wurden aber auch ein Szenario mit maximal 100 GW Onshore-Wind und eines mit unlimitiertem Onshore-Wind simuliert, um die Wichtigkeit dieser Annahme zu bewerten. Siehe Szenarien-Übersicht in Tabelle 10.

Für die Simulation der Windstromerzeugung wurde angenommen, dass an allen geeigneten Standorten eine 3 MW Enercon E101 mit 100 Meter Nabenhöhe steht. Als geeignete Standorte werden alle Standorte angenommen, die unter 1200 Meter Seehöhe in der DWD-Modell-Orographie liegen und an denen eine 3 MW Enercon E101 mit 100 Meter Nabenhöhe mindestens 2000 Volllaststunden erzeugen würden. Eine Grafik der simulierten Volllaststunden einer E101 für Europa ist in Abbildung 10 dargestellt. Die Summenerzeugung der geeigneten Standorte in Österreich und Deutschland wird anschließend so skaliert, dass die installierten Leistungen den Szenarioannahmen entsprechen. Weiters werden von den so simulierten Erzeugungsdaten noch pauschal 12% als Verluste abgezogen. Diese Verluste wurden abgeschätzt als 7% (Verfügbarkeit+Elektrische Verluste+Vereisungsverluste)+5% Windparkverluste. Siehe Kapitel 5 für eine genauere Beschreibung der Berechnungsmethode.

Für die Simulation der Photovoltaik-Stromerzeugung wird angenommen, dass die Module 30° geneigt und nach Süden ausgerichtet sind. Siehe Kapitel 5 für eine Validierung dieser Annahmen. Von der simulierten PV-Stromerzeugung wurden noch pauschal 28% als Verluste abgezogen. Diese 28% ergaben sich aus Abschätzung der folgenden Verluste(multiplikativ!): 14% Systemverluste, 5% Reflexion, Schnee, Abschattung,

Verschmutzung, 6% Temperaturverluste und 6% mittlere Degradierungsverluste bei einem Mix aus 20 Jahre alten und neuen Solarmodulen.

Da Biomasse eine knappe Ressource ist, wird angenommen, dass in einem größtenteils CO₂ neutralen Wirtschaftssystem ein beträchtlicher Teil der Biomasse für die Industrie, für die stoffliche Nutzung und den Verkehr benötigt wird (siehe z.B. auch [33]). In den AutRES100-Szenarien wird daher angenommen, dass maximal 90 TWh an Bioenergie für die Wärme und die Stromversorgung in Österreich und Deutschland genutzt werden können. In den Szenarien wird angenommen, dass 25% von diesen 90 TWh als Biomethan- oder Biogas-Potential zur Verfügung stehen. In den Szenarien wird angenommen, dass 70% des Biogases zu Biomethan aufgearbeitet werden kann und in das Erdgasnetz eingespeist werden kann. Das restliche Biogas kann mit Gasmotoren verstromt werden. Hier wird angenommen, dass es für 2/3 des Biogaspotentials auch eine Abwärmenutzung gibt, bei der 70% der anfallenden Abwärme genutzt werden kann. Wie für alle Technologien im HiREPS-Modell sind auch die Biomasse- und Biogas-Technologien Teilder Kostenoptimierung des Gesamtsystems. Zu den Kostenannahmen siehe Anhang.

In den Szenarien gilt für das Stromsystem und das Wärmesystem der gleiche CO₂-Preis, oder alternativ ein gemeinsames CO₂-Ziel. Das HiREPS-Modell bestimmt dann die Konfiguration des Gesamtsystems Strom+Wärme, das diese CO₂-Ziele mit minimalen Kosten erreicht.

Annahmen zum Wärmebedarf:

In Tabelle 9 ist die Entwicklung des Wärmebedarfs in den AutRES100-Szenarien dargestellt. Diese Annahmen basieren auf dem Szenario Misch-Ineffizient des Projektes „Erarbeitung einer integrierten Wärme- und Kältestrategie(WuK)“ [33] aus dem Jahr 2013 für Deutschland und wurden für Österreich proportional zu den Werten von 2008 skaliert. Die Annahme ist, dass der Wärmebedarf bis 2050 um 33% zurückgeht. Was als sehr moderat angesehen werden kann. In den Effizienz-Szenarien des WuK-Projektes wird davon ausgegangen, dass der Wärmebedarf bis 2050 um 55% abnimmt. In den AutRES100-Szenarien wird davon ausgegangen, dass 66% der Gebäude bis 2050 wärmepumpengeeignet sind. Weiters wird angenommen, dass von den nicht mit Wärmepumpen geheizten Gebäuden 57% mit Erdgas und 43% mit fester Biomasse geheizt werden. Zu den unterschiedlichen Wärmesektoren und zur Implementierung im HiREPS-Modell siehe Kapitel3.

DE+AT TWh thermisch	2010	2020	2030	2040	2050	2050/2010
Dezentrale Wärmebereitstellung	818	697	585	504	459	0.56
Fern+Nahwärme	118	155	181	187	170	1.43
Summe	936	852	766	691	628	0.67

Tabelle 9: Entwicklung des Wärmebedarfs für Raumwärme und Warmwasser in Österreich und Deutschland bis 2050 in den AutRES100-Szenarien.

Es ist dem Modell vorgegeben, dass die Direktstromheizung die Maximalwerte Stromnachfrage/Netzlast nicht vergrößern darf. Zur Festlegung der maximalen Stromnachfrage/Netzlast wurde zuerst ein Modelllauf gemäß dem Szenario A, aber ohne Direktstromheizungen durchgeführt. Der Maximalwert dieses Laufes (177 GW) wurde in den folgenden Simulationsläufen für die Szenarien als obere Grenze der Stromnachfrage/Netzlast festgelegt. Da Direktstromheizungen sehr niedrige Investitionskosten haben (<60 €/kW), würde das Fehlen von Stromnetzlimitierungen unrealistisch große maximale Netzlasten zu Folge haben bei geringem Nutzen für die Erneuerbaren-Integration. Die Limitierung der maximalen Stromnachfrage/Netzlast auf 177 GW gilt für alle Szenarien in diesem Projektbericht außer im Netzlimitierungsszenario (L). Da in den erneuerbaren Szenarien ein sehr hohe installierte Wind- und Solarstromkapazität simuliert werden, wurde das Netzlimitierungsszenario gestaltet um diese Frage zu untersuchen. Im Rahmen des Projektes mussten, aus Budgetgründen hierfür vereinfachende Annahmen getroffen werden. Vereinfachend wurde angenommen dass die thermischen Kraftwerke und die Photovoltaik dort installiert werden wo auch die Last ist. Dadurch ergibt sich eine geringe Belastung für das Übertragungsnetz. Da die guten Onshore Windenergiestandorte für Deutschland und die Offshore Windstandorte eher im Norden sind wurde im Netzlimitierungsszenario für Windenergie eine Netzlimitierungsgleichung implementiert:

$$\text{Wind Onshore Erzeugung} + \text{Wind Offshore Erzeugung} - \text{Einspeicherung}(DL + P2G) + \text{Ausspeicherung}(DL + P2G) \leq 110 \text{ GW}$$

Hier ist die Annahme das lokale Druckluftspeicher (DL) und Power2Gas (P2G) Anlagen verwendet werden können um lokal den Windstrom zwischen zu speichern soweit es ökonomisch ist. Da Pumpspeicher meist in den Alpen und die Windenergieerzeugung vorrangig im Norden sind, würden sie zu keiner Netzentlastung führen und sind daher in dieser vereinfachenden Gleichung nicht inkludiert. Da in den erneuerbaren Szenarien ca. 24 GW an Wärmepumpen installiert sind wird angenommen, dass die Stromnetze hinreichend ausgebaut werden um die auch Wärmepumpen mit Strom zu versorgen. Im Netzlimitierungsszenario wird die maximale Stromnachfrage von Endkunden, Stromnutzung im Wärmesektor und Stromnutzung von Stromspeichern mit 140 GW limitiert. Dies ist 20 GW (17%) mehr als die maximale Endkundenstromnachfrage von 120 GW (ohne Strom für Heizung und Warmwasser) und erlaubt in Kombination mit Wärmespeichern und dem Tagesgang der Endkundenstromnachfrage eine ausreichende Stromversorgung der Wärmepumpen. Die Limitierung auf 140 GW führt dazu, dass in Zeiten hoher Last die Pumpspeicher und die Nutzung von Strom im Wärmesystem beschränkt sind und Wärmespeicher verstärkt genutzt werden. Im Netzlimitierungsszenario sind die CO₂ Emissionen für die Strom- und Wärmeerzeugung auf die 78 Mio Tonnen CO₂ des 90% Dekarbonisierungsszenarios fixiert.

Szenario Name	Beschreibung/Annahmen
90%-Dekarbonisierungsszenario(A)	Das Standard-Szenario: 200 GW Limit für Onshore-Wind, Emissionen für Strom und Wärme limitiert auf 78 Mio. tCO ₂ oder äquivalent dazu einem CO ₂ -Preis von 110 €/tCO ₂
0-Emissionsszenario(B)	Keine CO ₂ -Emissionen für Strom und Wärmeerzeugung. 100% Erneuerbares Strom- und Wärmebereitstellung
Fossiles Szenario(C)	Wind und Photovoltaik fixiert mit den 2020-Werten. Der CO ₂ -Preis gemäß dem Primes-Referenzszenario (53.6 €/tCO ₂).
Netzlimitierungsszenario(L)	Wind Onshore+ Wind Offshore<110 GW. Gesamtlast(Endnutzer + Pumpspeicher + Stromnutzung im Wärmesystem) < 140 GW. Emissionen für Strom und Wärme limitiert auf 78 Mio. tCO ₂ . Sonst wie Szenario A.
Variation des Erneuerbaren-Mixes	
100 GW Onshore Wind Limit(D)	CO ₂ -Preis von 110 €/tCO ₂ , Onshore-Wind-Kapazitäten maximal 100 GW
Unbeschränkter Wind(E)	CO ₂ -Preis von 110 €/tCO ₂
Offshore70GW Onshore100GW (I)	Wind Onshore auf 100 GW und Wind Offshore auf 70 GW limitiert. CO ₂ -Limit mit 76,5 Millionen Tonnen CO ₂ . Das entspricht den Emissionen des Szenario D.
PV 2020 Onshore 100GW (J)	PV auf die 2020-Ziele und Wind Onshore auf 100 GW limitiert. CO ₂ -Limit mit 76,5 Millionen Tonnen CO ₂ . Das entspricht den Emissionen des Szenario D.
Vergleich Optionen der flexiblen Nachfrage	
Ohne Direktstromheizungen (F)	Im Wärmesektor sind Wärmepumpen zugelassen, aber keine Direktstromheizungen, sonst wie Szenario A, CO ₂ -Preis von 110 €/tCO ₂ .
Ohne Wärmepumpen und ohne Direktstromheizungen (G)	Im Wärmesektor sind keine Wärmepumpen und keine Direktstromheizungen zugelassen, sonst wie Szenario A, CO ₂ -Preis von 110 €/tCO ₂ .
Ohne Pumpspeicherausbau (H)	Kein Pumpspeicherausbau zugelassen. Sonst wie Szenario A, CO ₂ -Preis von 110 €/tCO ₂ .

Unlimitierte generische PSP (K)

In diesem Szenario sind beliebig viele neue generische Pumpspeicher an Flüssen mit Asphaltbecken zugelassen. Sonst wie Szenario A, CO₂-Preis von 110 €/tCO₂.

Tabelle 10: Übersicht über die im Rahmen von AutRES100 mit dem HiREPS-Modell simulierten Szenarien für Österreich und Deutschland.

9 Simulationsergebnisse

9.1 90%-Dekarbonisierungsszenario 2050

Das Ziel dieses Szenarios war es die spezifischen CO₂ Emissionen bei der Stromerzeugung um ca. 90% zu senken. Dazu wurde ein CO₂-Preis für die Strom- und Wärmeerzeugung von 110 Euro/Tonne CO₂ festgesetzt. Mit diesem CO₂-Preis und unter Berücksichtigung der weiteren Kosten und Szenario Annahmen (siehe Kapitel 8) berechnet das HiREPS-Modell im dem Optimierungslauf die kostengünstigste Lösung der Strom- und Wärmebereitstellung. Die Simulation ergibt, dass sich unter den Szenario Annahmen die spezifischen CO₂ Emissionen für Österreich und Deutschland auf 67 gCO₂/kWh reduzieren. Im Jahr 2011 betrugen die spezifischen CO₂ Emissionen für Österreich und Deutschland 518 gCO₂/kWh. Das Szenario beschreibt ein Stromsystem für Österreich und Deutschland, dass 87% weniger CO₂ emittiert als im Jahr 2011. Daher wird in diesem Bericht dieses Szenario als 90%(gerundet)-Dekarbonisierungsszenario bezeichnet. Die mittleren Stromgestehungskosten belaufen sich in diesem Szenario auf 81,2 Euro/MWh. Die mittleren Stromgestehungskosten beinhalten nicht die CO₂ Kosten, da der CO₂ Preis nur eine Lenkungsabgabe ist und die CO₂ Kosten keine realen Kosten für die Volkswirtschaft darstellen.

	Spezifischer Emissionsfaktor f. Strom	Mittl. Stromgestehungskosten
90%- Dekarbonisierungsszenario	67 gCO ₂ /kWh	81,2 Euro/MWh

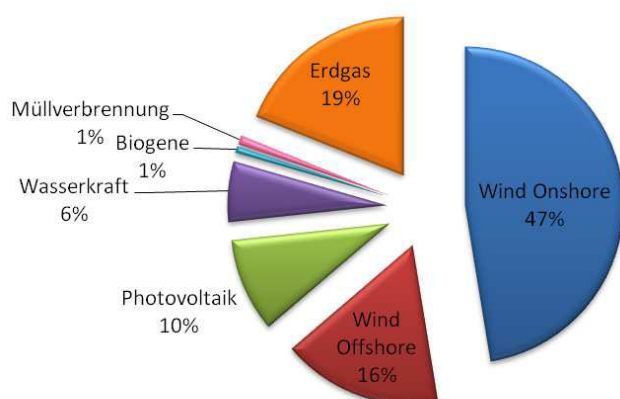


Abbildung 23: Ergebnis der HiREPS-Optimierung – Anteile der Stromerzeugung in Österreich und Deutschland für das 90%-Dekarbonisierungsszenario 2050.

In Abbildung 23 ist der Stromerzeugungsmix dargestellt wie er sich aus der Optimierung ergibt.

	Installierte Leistung [GW]	Jahreserzeugung [TWh]	VLS
Wind Onshore	200	457	2285
Wind Offshore	38	158	4149
Photovoltaik	111	92	827
Wasserkraft	36	59	
Feste Biomasse	1,2	4,8	4133
BioGas	0,7	1,8	2532
Müllverbrennung	1,3	9	6981
Gasturbinen	59	1,8	30
GuD	77	181	2337
Gesamte Stromerzeugung :		964	

Tabelle 11: Stromerzeugung im 90%-Dekarbonisierungsszenario für Deutschland und Österreich im Jahr 2050.

In Tabelle 11 ist der Stromerzeugungsmix für das 90%-Dekarbonisierungsszenario im Detail aufgelistet. Die Volllaststunden sind die mittleren Volllaststunden über alle simulierten Altersklassen des jeweiligen Kraftwerkstyps. Im Folgenden wird dargestellt, wie die Strom- und Wärmeerzeugung in diesem 90%- Dekarbonisierungsszenario funktioniert.

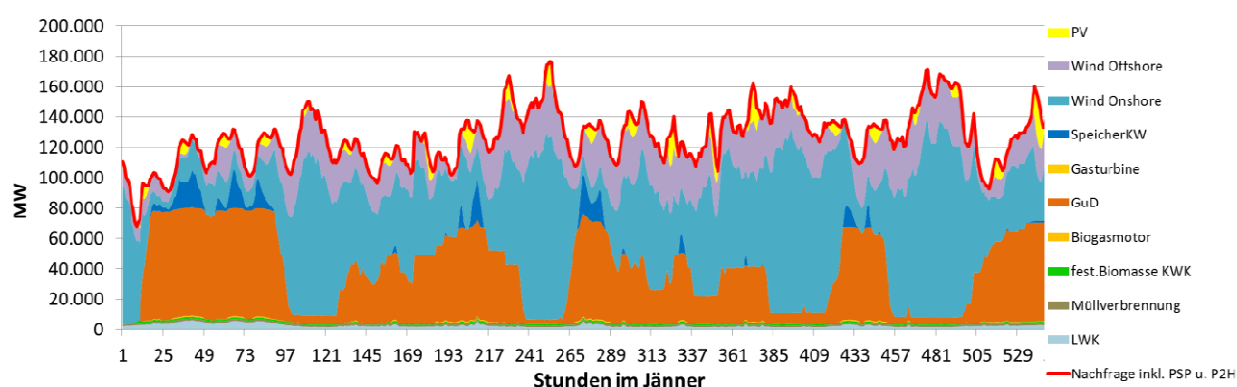


Abbildung 24: HiREPS-Simulation der Stromerzeugung im 90%-Dekarbonisierungsszenario für 3 Wochen im Jänner.

In Abbildung 24 ist das Ergebnis der HiREPS-Simulation der Stromerzeugung im 90%-Dekarbonisierungsszenario für 3 Wochen im Jänner dargestellt. Die rote Linie ist die Stromnachfrage inklusive des Strombedarfs für Raumheizung und des Pumpstrombedarfs.

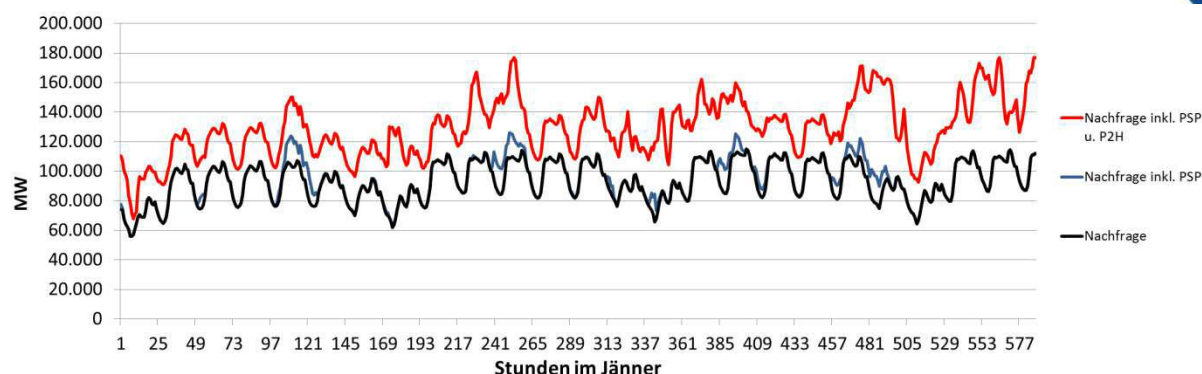


Abbildung 25: Darstellung der Stromnachfragekomponenten.

In Abbildung 25 sind die verschiedenen Stromnachfragekomponenten des 90%-Dekarbonisierungs-szenario-Laufes dargestellt. Als schwarze Linie ist der normale Endkunden-Stromverbrauch inklusive der Netzverluste dargestellt. Die blaue Linie enthält zusätzlich noch die Stromnachfrage durch die Pumpspeicher. Die rote Linie enthält zusätzlich zu der Endkunden- und Pumpspeicherstromnachfrage auch noch die Stromnachfrage durch Wärmepumpen und Direktstromzusatzheizungen (P2H ist die Abkürzung für Power to Heat). Man kann erkennen, dass die Stromnutzung im Wärmesektor mehr an flexibler Nachfrage bereitstellt als Pumpspeicher, obwohl die Pumpspeicherleistungen in diesem Szenario kostenoptimal ausgebaut werden. Allerdings ist in diesem Szenario kein Neubau von zusätzlichen Stauseen zugelassen.

In der folgenden Abbildung 26 sind sowohl die Erzeugungskomponenten als auch die Nachfragekomponenten in einer Abbildung dargestellt.

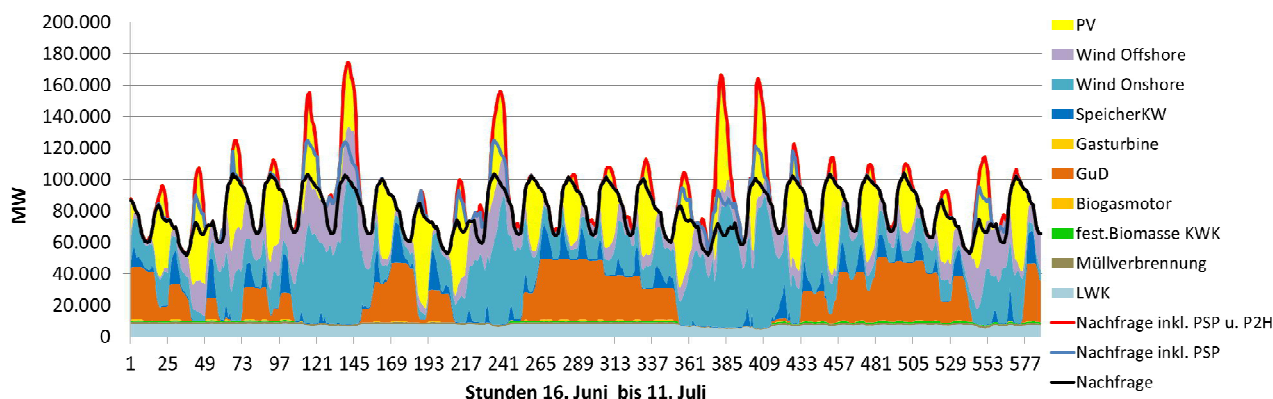


Abbildung 26: HiREPS-Simulation der Stromerzeugung im 90%-Dekarbonisierungsszenario für 3 Wochen im Sommer.

Aus Abbildung 24 und Abbildung 26 kann man erkennen, dass größere Stromerzeugungslücken auf Seiten der Erneuerbaren großteils durch Gas-und-Dampf(GuD)-Kraftwerke kompensiert werden. Im Mittel über alle Anlagen (alte und neue) kommen die GuD-Anlagen auf 2300 Volllaststunden⁴. Kurzfristige Erzeugungslücken können gut durch Pumpspeicher gedeckt werden(siehe Abbildung 27, Position 1). Wenn die Erzeugungslücken

⁴Die Volllaststunden (VLS) sind definiert als $VLS = \frac{\text{Jahresstromerzeugung in MWh}}{\text{Installierte Leistung in MW}}$.

zu groß und zu lang sind, dann kommen Gasturbinen zum Einsatz (siehe Abbildung 27, Position 2). Im Vergleich zu GuD-Anlagen haben Gasturbinen geringere spezifische Investitionskosten (ca. 400 €/kW), aber auch einen deutlich schlechteren Wirkungsgrad. Daher werden Gasturbinen im simulierten zukünftigen Stromsystem als Ergänzung zu GuD und Pumpspeichern verwendet, um seltene, aber länger andauernde Versorgungslücken zu decken, die durch die Pumpspeicher nicht ausgleichbar sind.

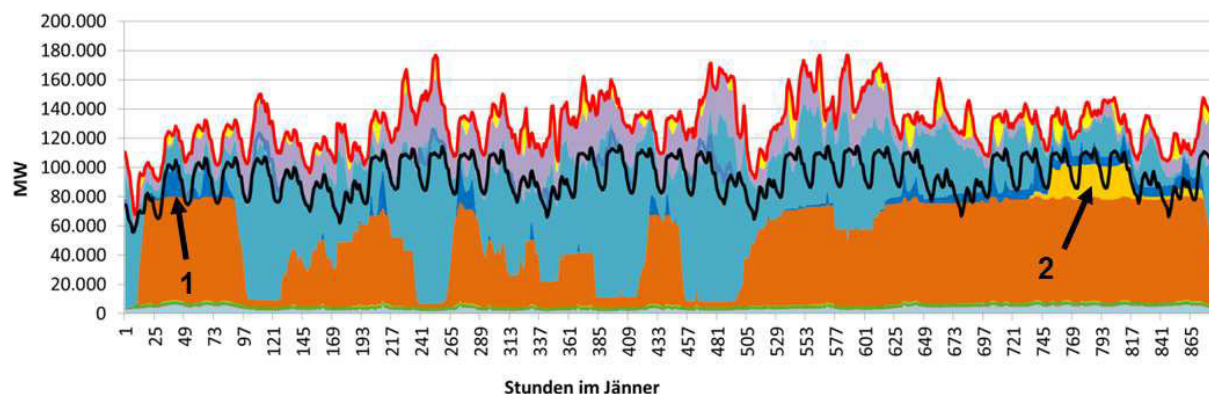


Abbildung 27: HiREPS-Simulation der Stromerzeugung bei einer längeren Windflaute Anfang Februar. Position 2 kennzeichnet den Einsatz der Gasturbinen bei einer längeren Windflaute. Bei Position 1 können Pumpspeicher eine kurze Flaute ausgleichen. Die Legende ist die gleiche wie in den Abbildungen davor.

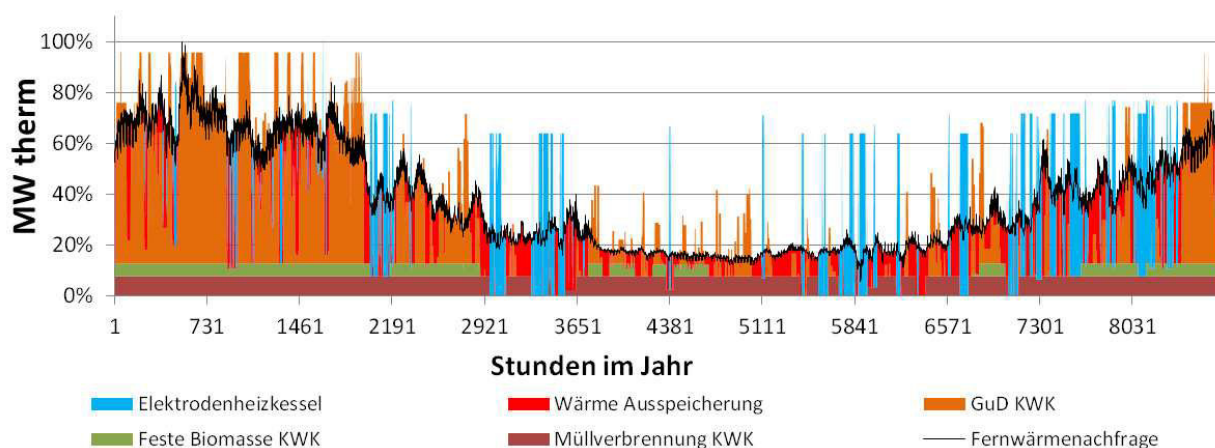


Abbildung 28: HiREPS-Simulation der Fernwärmeerzeugung im 90%-Dekarbonisierungsszenario. Die Einspeicherung in die Fernwärmespeicher ist als Erzeugungsanteile, die die schwarze Fernwärmenachfragelinie überschießen, dargestellt.

In Abbildung 28 ist die stündliche Fernwärmeerzeugung für das simulierte Jahr dargestellt. Die Investitionsoptimierung unter den Szenarioannahmen ergibt Investitionen in Fernwärmespeicher mit einer Wärmekapazität, die 2,4 Tagen des mittleren Winterfernwärmebedarfes entspricht. In Abbildung 28 ist die Einspeicherung in die Fernwärmespeicher als Erzeugungsanteile, die die schwarze Fernwärmenachfragelinie überschießen, dargestellt. Durch die Kombination von Elektrodenheizkesseln und KWK mit Wärmespeichern wird eine Flexibilisierung der Stromerzeugung und des Strombezugs ermöglicht und damit eine Reduktion der Kosten des Gesamtsystems ermöglicht. Siehe Kapitel 9.10 zum Vergleich verschiedener Optionen der flexiblen Nachfrage.

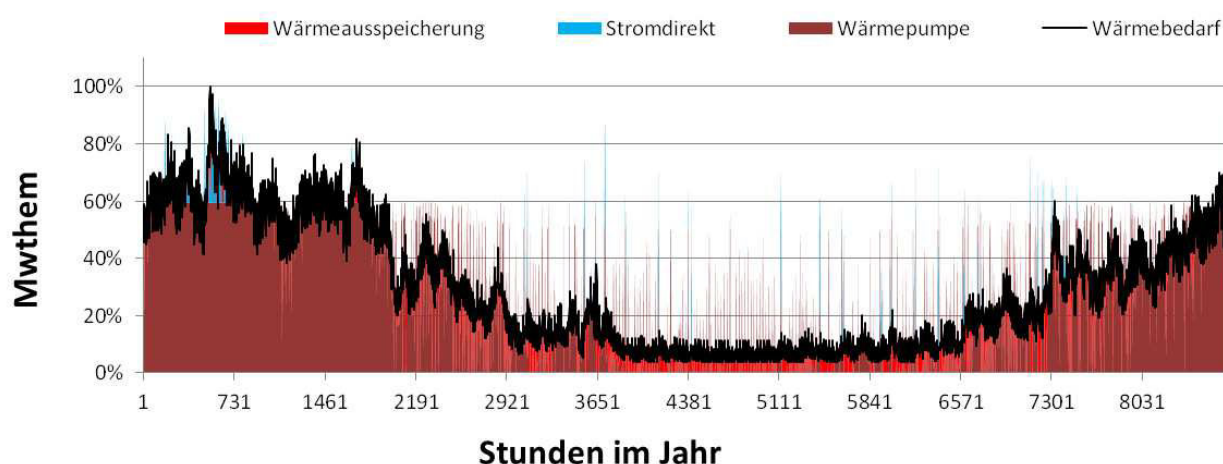


Abbildung 29: Simulation der Wärmeerzeugung in wärmepumpengeeigneten Gebäuden.

In Abbildung 29 ist die Simulation der Wärmeerzeugung in wärmepumpengeeigneten Gebäuden dargestellt. Die Einspeicherung in die Wärmespeicher ist als Erzeugungsanteile, die die schwarze Wärmenachfragelinie überschießen, dargestellt. Dabei trägt die Wärmepumpe 96% und die Direktstromheizung 4% des Jahreswärmebedarfes bei. Die optimale Auslegung des Wärmespeichers beträgt 7 Stunden der mittleren Winterlast. Es wird angenommen, dass 66% der Gebäude im Jahr 2050 wärmepumpengeeignet sind. Zur Beschreibung der Modellierung des Wärmesektors siehe Kapitel 3.

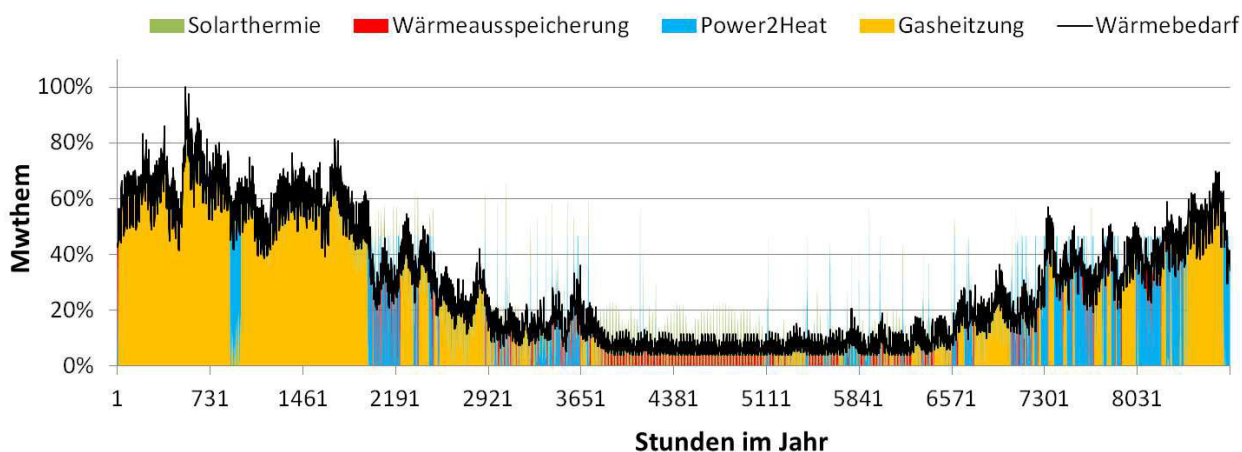


Abbildung 30: Simulation der Wärmeerzeugung bei gasbeheizten Gebäuden, die nicht wärmepumpengeeignet sind.

In Abbildung 30 ist die Jahressimulation der Wärmeerzeugung für Erdgas beheizte Gebäude, die nicht wärmepumpengeeignet sind, dargestellt. Die Einspeicherung in die Wärmespeicher ist als Erzeugungsanteile, die die schwarze Wärmenachfragelinie überschießen, dargestellt. Dabei trägt die Gasheizung 66%, die Direktstromheizung 23% und Solarthermie 11% des Jahreswärmebedarfes bei. Die optimale Auslegung des Wärmespeichers beträgt 3 Stunden der mittleren Winterlast.

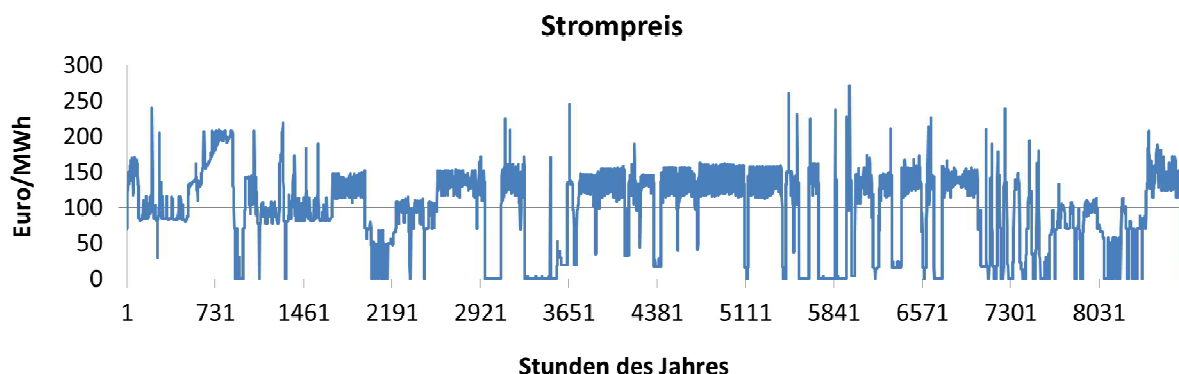


Abbildung 31 Simulierte Strompreise für das 90%-Dekarbonisierungsszenario. Diese Strompreise beinhalten auch die CO₂-Kosten von 110 Euro/tCO₂.

In Abbildung 31 sind die simulierten Strompreise für das 90%-Dekarbonisierungsszenario für Wetter wie im Jahr 2006 dargestellt. Das HiREPS-Modell minimiert die Gesamtsystemkosten des Strom- und Wärmesystems. Der Kraftwerkseinsatz, der sich aus dem Optimierungsmodell HiREPS ergibt, entspricht aber der profitmaximierenden Fahrweise, die ein Kraftwerksbetreiber, bei den Strompreisen, wie sie mit HiREPS simuliert werden, wählen würde. Die Optimierungsergebnisse sind somit eine Simulation des zu erwartenden zukünftigen Kraftwerkseinsatzes bei den Strompreisen, wie sie im Modell simuliert werden. Die Finanzierung der Kraftwerke erfolgt einerseits über den Strompreis und andererseits über eine Kapazitätsprämie. Die erforderliche Kapazitätsprämie ist auch ein Simulationsergebnis und entspricht dem Schattenpreis der Gleichung für die gesicherte Leistung (siehe Kapitel 8 und 9.3).

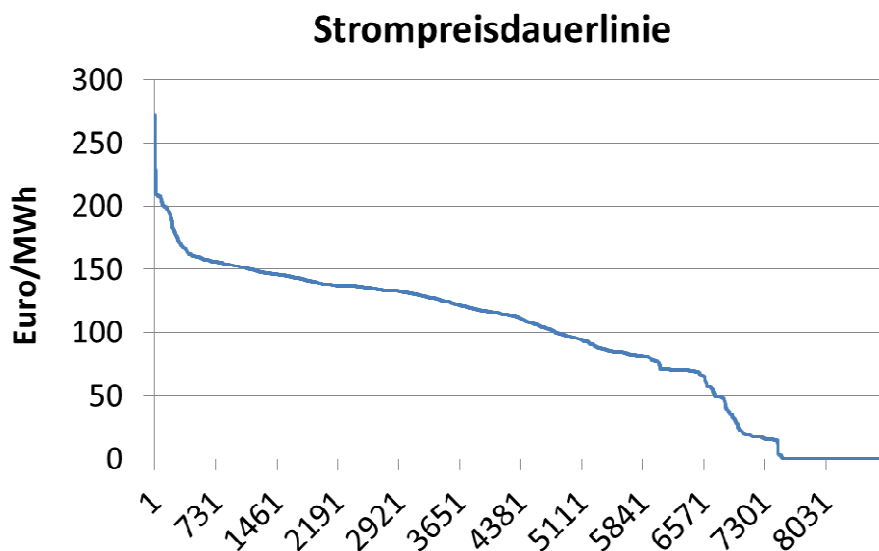


Abbildung 32 Darstellung der simulierten Strompreise als Dauerlinie: d.h. sie wurden sortiert nach absteigender Größe. Diese Strompreise beinhalten auch die CO₂-Kosten von 110€/Tonne CO₂.

Man kann erkennen, dass keine negativen Strompreise auftreten. Wind- und Solarstromerzeugung sind durch die angenommenen hohen CO₂ Preise wettbewerbsfähig

und werden profitmaximierend eingesetzt. Solange die Kapazitäten zur Nutzung des Stromes im Wärmesektor und zur Pumpspeicherung nicht ausgelastet sind, bildet sich auch bei starker Wind- und Solarstromerzeugung ein Strompreis der dem aktuellen Wert des Stromes im Wärmesektor und in der Pumpspeicherung entspricht. Nur wenn die Stromerzeugung alle profitablen Möglichkeiten der Stromnutzung übertrifft fällt der Strompreis auf 0 €/MWh und die Wind- und Solarstromerzeugung wird reduziert um negative Preise und damit Kosten zu vermeiden. In der Abbildung 32 kann man sehen, dass im 90%-Dekarbonisierungsszenario die Strompreise für 1244 Stunden kleiner 1 €/MWh sind.

9.2 Gesicherte Leistung

Gemäß den Szenario-Vorgaben müssen die Investitionsentscheidungen, das 1,1 fache der Spitzenlast für die normale Endkundenstromnachfrage plus die installierte Wärmepumpen-Leistung (inkl. Netzverluste) als gesicherte Erzeugung zur Verfügung stellen. In Tabelle 12 und Abbildung 33 ist die Bereitstellung der gesicherten Erzeugung im 90% Dekarbonisierungsszenario dargestellt.

	Installierte Leistung [GW]	Gesicherte Leistung (inkl. Verfügbarkeit) [GW]	Verfügbarkeit
Gasturbine	59	54	0.92
GuD	77	71	0.92
Biogene KW	2.4	2.2	0.92
Müllverbrennung	1.3	1.2	0.92
Speicher KW	30	28	0.95
Summe	170	157	

Tabelle 12: Bereitstellung der gesicherten Leistung für Österreich und Deutschland im 90% Dekarbonisierungsszenario 2050

Zur Finanzierung der gesicherten Leistung siehe das Kapitel 9.3.

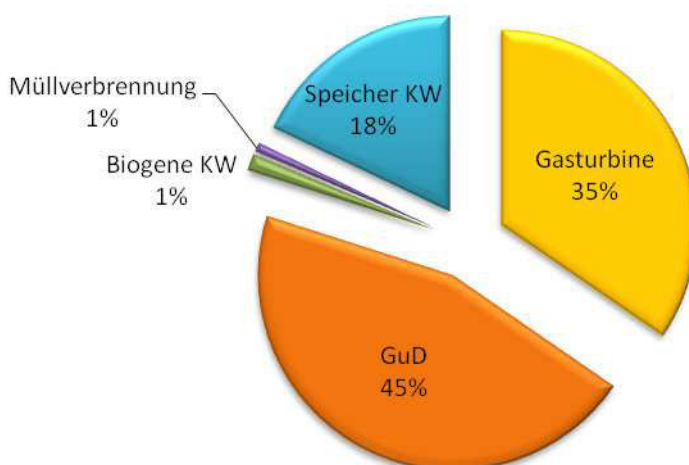


Abbildung 33: Bereitstellung der gesicherten Leistung für Österreich und Deutschland im 90% Dekarbonisierungsszenario 2050.

9.3 Finanzierung der thermischen Kraftwerke

Aus der im Szenario vorgeschriebenen Kapazität an gesicherter Leistung ergibt sich für das 90% Dekarbonisierungsszenario 2050 endogen in der Simulation eine notwendige Kapazitätsprämie mit 48 Euro/kW und Jahr. Damit wird die Bereitstellung der gesicherten Leistung von 157 GW finanziert. Die 48 Euro/kW und Jahr sind genau die jährlichen Abschreibungskosten und Fixkosten für den Neubau der spezifisch (in €/kW) billigsten Kraftwerkstechnologie unter Berücksichtigung eines Verfügbarkeitsfaktors. Unter den Szenarioannahmen ist dieses billigste (in €/kW) neue Kraftwerk eine „simple cycle“ Gasturbine. Wenn alle 157 GW an gesicherter Leistung diese Prämie bekommen und diese Kosten auf die 957 TWh Strombedarf umgerechnet werden, ergeben sich 7,3 €/MWh an Kosten für die gesicherte Leistung. Das sind 9% der Stromgestehungskosten von 81,2 €/MWh im 90% Dekarbonisierungsszenario.

In Abbildung 34 ist die Erlösstruktur für verschiedene Kraftwerkstypen angegeben. Bei der Gasturbine decken die Stromerlöse genau die variablen Betriebskosten und die Kapazitätsprämie deckt die jährlichen Abschreibungs- und Fixkosten. Bei den KWK Anlagen mit hohen Volllaststunden (Biomasse und Müllverbrennung) steuern im 90% Dekarbonisierungsszenario die Wärmeerlöse mehr als die Hälfte der Einnahmen bei.

Die erforderliche Kapazitätsprämie von 48 Euro/kW und Jahr bedeutet aber nicht, dass ein *zentraler* Kapazitätsmarkt nötig ist. Es gibt viele Vorschläge zu wettbewerblichen dezentralen Kapazitätsmechanismen, die darauf hinauslaufen die Bilanzgruppen zu verpflichten, 100% der Jahreshöchstlast ihrer Kunden an gesicherter Kapazität vorzuweisen. Entweder durch eigene Kraftwerke oder Verträge mit anderen Kraftwerksbetreibern. Dies würde den Bilanzgruppen auch erlauben, mit ihren Kunden Verträge abzuschließen, die eine Abregelung der Last vorsehen, falls es zu Engpässen in der Versorgung kommt.

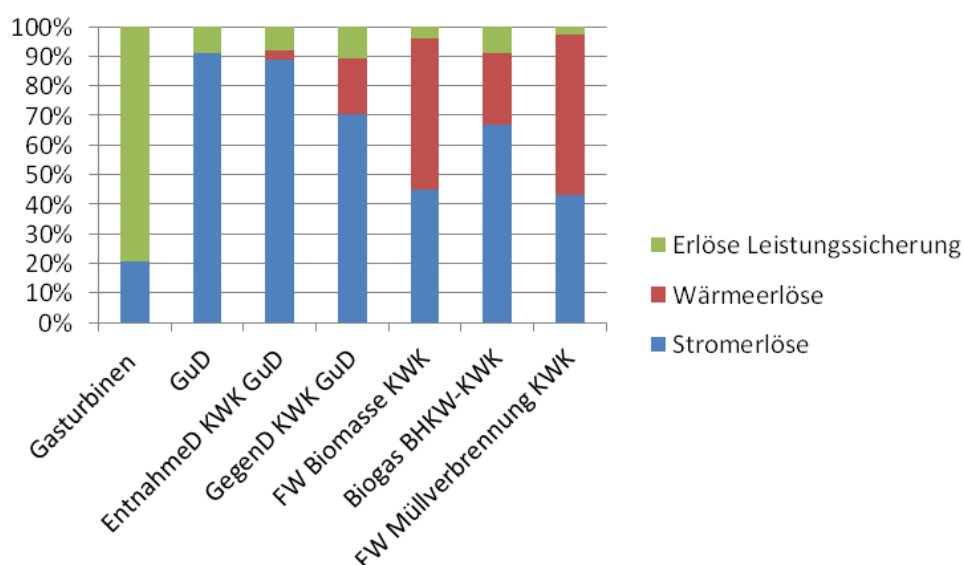


Abbildung 34: Erlösstruktur für das 90% Dekarbonisierungsszenario im Jahr 2050. FW steht für Fernwärme KWK.

Diese 59 GW Gasturbinen im 90% Dekarbonisierungsszenario können aber genauso gut alte Kraftwerke am Ende der Lebensdauer sein, die für diesen Einsatz noch bereitgehalten

werden. Die verschiedenen Optionen zu Kapazitätsmechanismen wurden in Kapitel 7 genauer dargelegt.

9.4 Fahrweise thermischer Kraftwerke

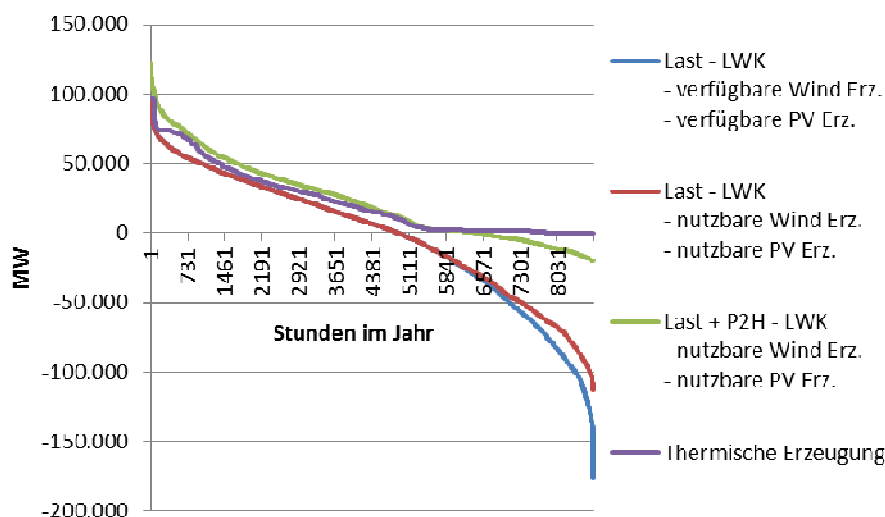


Abbildung 35: Integration von Wind- und Solarenergie in das Stromsystem. Gezeigt sind die Dauerlinien für verschiedene Residuallastanteile.

In Abbildung 35 sind verschiedene Dauerlinien dargestellt. Die blaue Linie ist definiert als die Endkundenstromnachfrage (ohne Strom für Wärme) abzüglich der verfügbaren Wind-, Solar-, und Laufwasserkraftstromerzeugung (LWK). Die rote Linie ist definiert als Endkundenstromnachfrage (ohne Strom für Wärme) abzüglich der nutzbaren Wind-, Solar-, und Laufwasserkraftstromerzeugung. Die grüne Linie ist definiert als die Endkundenstromnachfrage plus die Stromnachfrage im Wärmesektor minus der nutzbaren Wind-, Solar-, und Laufwasserkraftstromerzeugung. Siehe Kapitel 9.1 und Kapitel 3 für die genauere Beschreibung der Simulation der Wärmeversorgung im HiREPS Modell. Die violette Linie ist die Dauerlinie der Thermische Erzeugung und sie ist gleich der Endkundenstromnachfrage plus die Stromnachfrage durch Verwendung von Strom zur Wärmeerzeugung minus der nutzbaren Wind-, Solar-, und minus der gesamten Wasserkraftstromerzeugung (inklusive der Pumpspeicher).

Zur besseren Erklärung:

- Der Unterschied zwischen der blauen und der roten Dauerlinie ist die Wirkung der Abregelung von nicht nutzbarem Wind- und Solarstrom.
- Der Unterschied zwischen der roten und der grünen Dauerlinie ist die Wirkung der flexiblen Stromnachfrage im Wärmesystem.
- Der Unterschied zwischen der grünen und der violetten Dauerlinie ist die Wirkung der Pumpspeicher.

Man kann erkennen, dass die flexible Stromnachfrage im Wärmesystem einen großen Beitrag leistet um den erneuerbaren Strom in Stunden mit starker Wind- und Solarstromerzeugung in das Energiesystem zu integrieren.

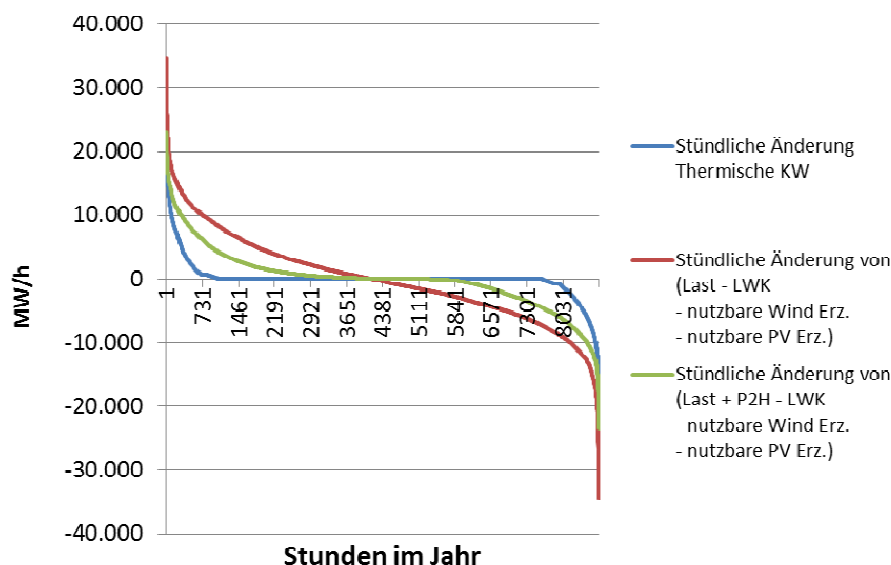


Abbildung 36: Dauerlinie der stündlichen Änderungen in der thermischen Erzeugung und verschiedener Residuallastanteile. (P2H= Power to Heat=Strom für Wärmeerzeugung).

In Abbildung 36 sind die Dauerlinien (d.h. Werte der Größe nach sortiert) der stündlichen Änderungen der thermischen Stromerzeugung, der stündlichen Änderungen von Endkundenstromverbrauch minus der Laufwasserkraftstromerzeugung (LWK) minus Wind- und minus Photovoltaikstromerzeugung und der stündlichen Änderungen von Endkundenstromverbrauch inklusive des Stromverbrauchs für Heizung und Warmwasser (P2H) minus der Laufwasserkraftstromerzeugung (LWK) minus Wind- und minus Photovoltaikstromerzeugung. P2H wird als Abkürzung für „Power to Heat“ verwendet und bezeichnet die Nutzung von Strom für Fernwärme, Raumheizung und Warmwasser. Man kann erkennen, dass die thermischen Kraftwerke für die meiste Zeit (6500 Stunden im Jahr) ihre Leistung konstant halten und keine Gradienten fahren müssen. Dies wird ermöglicht durch die ausgleichende Wirkung der Pumpspeicher und dem flexiblen Einsatz von Strom zur Wärmeerzeugung in Kombination mit Wärmespeichern.

Die Maximalwerte betragen +22/-20 GW pro Stunde für die Summe aller thermischen Kraftwerke, +23/-23 GW pro Stunde für die Residuallast inklusive Strom für Wärme und +35/-34 GW pro Stunde für die Residuallast. Da im 90%-Dekarbonisierungsszenario 59 GW an Gasturbinen und 77 GW an Gas- und Dampf-Kraftwerken installiert sind, sind diese Rampen von 22 GW/h für den Kraftwerkspark ohne Problem zu bewältigen. Negative Rampen sind sowieso kein Problem, weil Wind- und Photovoltaik Stromerzeugung auch abgeregelt werden kann.

9.5 Auswirkungen von Netzlimitierungen

Da im 90% Dekarbonisierungsszenario ein sehr hohe installierte Wind- und Solarstromkapazität simuliert wird, wird die Betrachtung der Stromnetze wichtig. Im Rahmen des Projektes mussten, aus Budgetgründen hierfür vereinfachende Annahmen getroffen werden. Vereinfachend wurde angenommen dass die thermischen Kraftwerke und die Photovoltaik dort installiert werden wo auch die Last ist. Dadurch ergibt sich eine geringe Belastung für das Übertragungsnetz. Da die guten Onshore Windenergiestandorte für Deutschland und die Offshore Windstandorte eher im Norden sind wurde im Netzlimitierungsszenario für Windenergie eine Netzlimitierungsgleichung implementiert:

$$\text{Wind Onshore Erzeugung} + \text{Wind Offshore Erzeugung} - \text{Einspeicherung(DL + P2G)} + \text{Ausspeicherung(DL + P2G)} \leq 110\text{GW}$$

Hier ist die Annahme das lokale Druckluftspeicher (DL) und Power2Gas (P2G) Anlagen verwendet werden können um lokal den Windstrom zwischen zu speichern soweit es ökonomisch ist. Da Pumpspeicher meist in den Alpen und die Windenergieerzeugung vorrangig im Norden sind, würden sie bei hoher Windeinspeisung zu keiner Netzentlastung führen und sind daher in dieser vereinfachenden Gleichung nicht inkludiert.

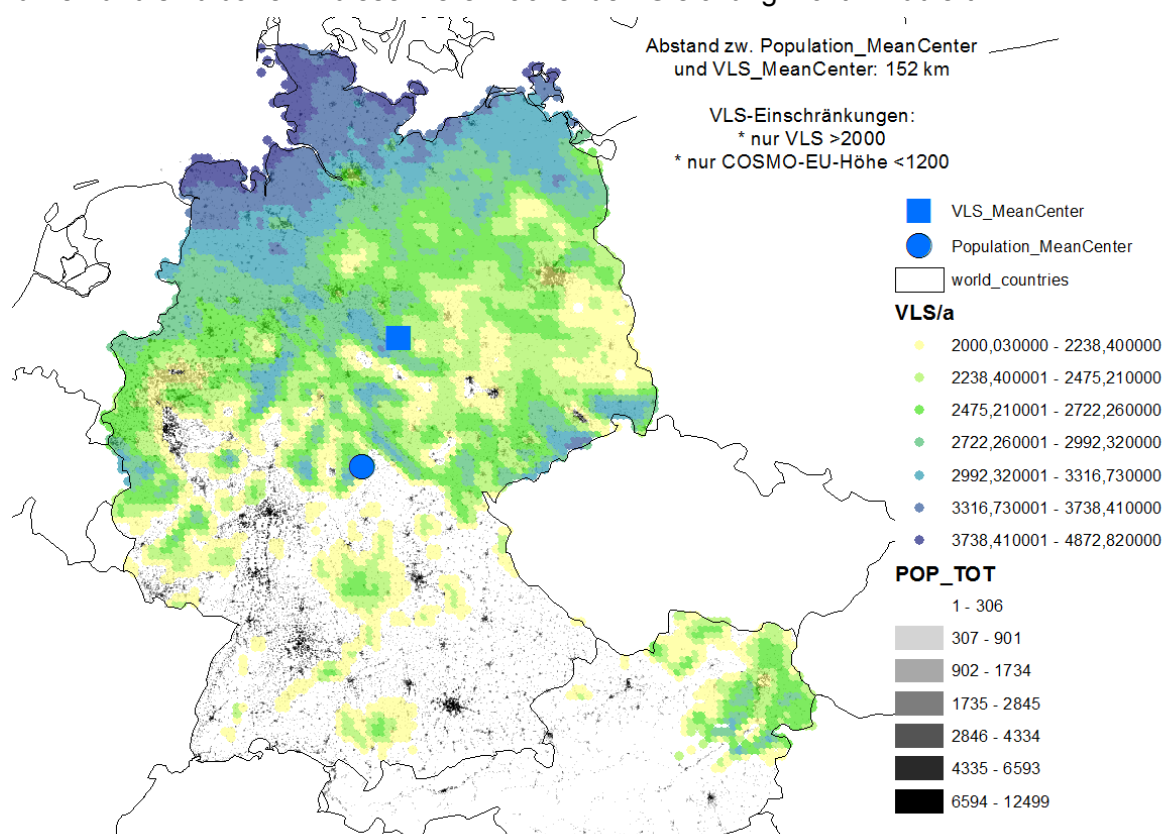


Abbildung 37: Vergleich der räumlichen Verteilung der Bevölkerungsdichte mit den für Windenergie geeigneten Standorten. Die Schwerpunkte (gewichtete Mittelpunkte) der Windenergieerzeugung liegen 152km vom Schwerpunkt der Bevölkerungsdichte entfernt.

In Abbildung 37 wird die räumliche Verteilung der geeigneten Windenergiestandorten verglichen mit der räumlichen Verteilung der Bevölkerungsdichte. Die Bevölkerungsdichte korreliert gut mit dem regionalen Strombedarf. Als für Windenergie geeignete Standorte sind

hier vereinfachend jene Punkte definiert wo Berechnung mit den Reanalyse-Winddaten eine Enercon E101 mit 100 Metern Nabenhöhe mindestens 2000 Volllaststunden erreichen würde und wo die Seehöhe (in der Reanalysedaten Orographie) unter 1200 Metern liegt (siehe Kapitel 3). Das Ergebnis zeigt das die Schwerpunkte(gewichtete Mittelpunkte) der Windenergieerzeugung 152 km vom Schwerpunkt der Bevölkerungsdichte entfernt liegt.

Da in den erneuerbaren Szenarien ca. 24 GW an Wärmepumpen installiert sind wird angenommen, dass die Stromnetze hinreichend ausgebaut werden um die auch Wärmepumpen mit Strom zu versorgen. Im Netzlimitierungsszenario wird die maximale Stromnachfrage von Endkunden, Stromnutzung im Wärmesektor und Stromnutzung von Stromspeichern mit 140 GW limitiert. Dies ist 20 GW (17%) mehr als die maximale Endkundenstromnachfrage von 120 GW (ohne Strom für Heizung und Warmwasser) und erlaubt in Kombination mit Wärmespeichern und dem Tagesgang der Endkundenstromnachfrage eine ausreichende Stromversorgung der Wärmepumpen. Die Limitierung auf 140 GW führt dazu, dass in Zeiten hoher Last die Pumpspeicher und die Nutzung von Strom im Wärmesystem beschränkt sind und Wärmespeicher verstärkt genutzt werden. Im Netzlimitierungsszenario sind die CO₂ Emissionen für die Strom- und Wärmeherzeugung auf die 78 Mio Tonnen CO₂ des 90% Dekarbonisierungsszenarios fixiert.

	Abregelung Wind+ PV %	CO ₂ Preis €/tCO ₂	Gesamtkosten Strom- +Wärmesystem (Mrd. Euro pro Jahr)	Wind Onshore GW	Wind Offshore GW	Photo- voltaik GW	Summe Kapazität Wind+PV
Netzlimit Szenario (L)							
Wind Tr.Limit 110GW	-12%	187	99,3	200	35	161	396
Last Limit 140GW							
90% Dekarbonisation (A)							
Wind Tr.Limit: NO	-4%	110	94,9	200	38	111	349
Last Limit 177GW							

Tabelle 13: Vergleich des Netzlimitierungsszenario mit dem 90% Dekarbonisierungsszenario.

In Tabelle 13 werden die Ergebnisse des Netzlimitierungsszenario mit dem 90% Dekarbonisierungsszenario verglichen. Durch die Limitierung der Windeinspeisung auf 110 GW und die Limitierung der maximalen Last auf 140 GW muss der Wind und Solarstrom häufiger abgeregelt werden. Dadurch sind 12% der potentiellen Wind und Solarstromerzeugung nicht nutzbar. Druckluftspeicher und P2G Anlagen sind auch in diesem Netzlimitierungsszenario nicht wirtschaftlich. Weil die Photovoltaik durch die Nähe zu den Verbrauchern weniger limitiert ist, steigt die installierte PV Leistung im Netzlimitierungsszenario auf 161 GW. Da die CO₂ Emissionen im Netzlimitierungsszenario auf die 78 Mio Tonnen CO₂ des 90% Dekarbonisierungsszenarios beschränkt sind und 12% der potentiellen Wind und Solarstromerzeugung aber nicht nutzbar sind, muss der CO₂Preis von 110 €/tCO₂ auf 187 €/tCO₂ steigen. Die Gesamtsystem Kosten für die Strom und Wärmeherzeugung steigen um 5% im Netzlimitierungsszenario. In den folgenden Abbildungen

ist die Stromerzeugung im Winter, im Sommer und für 4 windstarke Wochen im Herbst dargestellt.

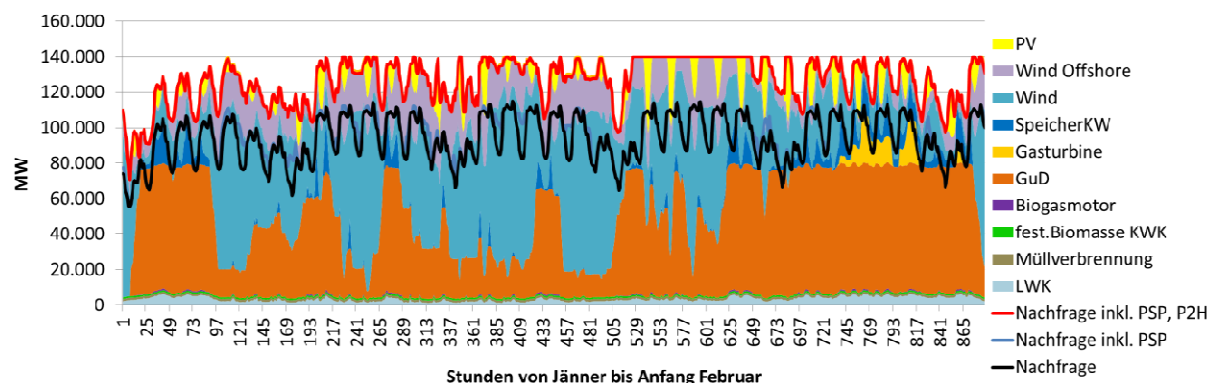


Abbildung 38: Stromerzeugung im Netzlimitierungsszenario für Deutschland und Österreich 2050.

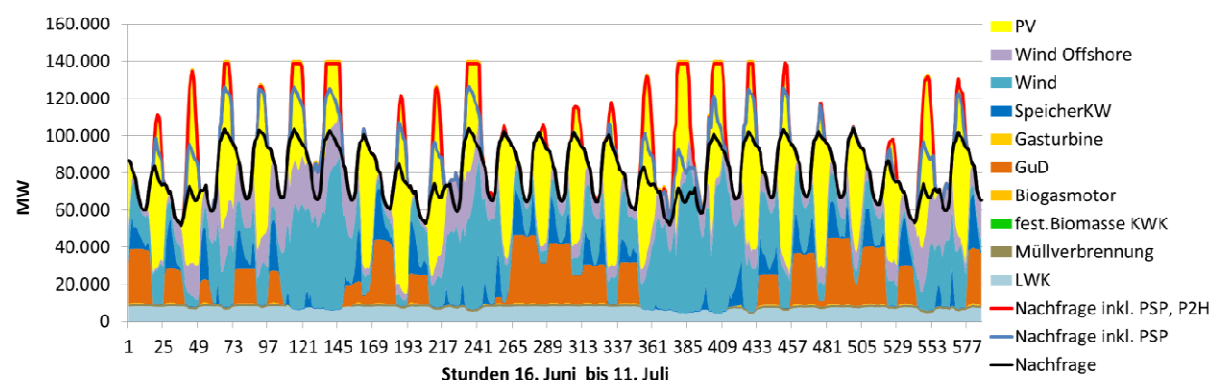


Abbildung 39: Sommerstromerzeugung im Netzlimitierungsszenario für Deutschland und Österreich 2050.

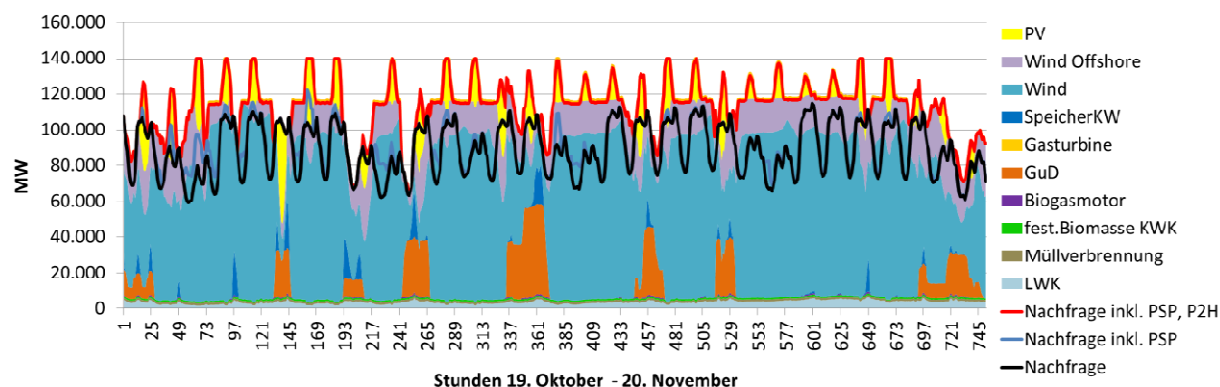


Abbildung 40: Stromerzeugung in 4 Windstarken Wochen im Herbst im Netzlimitierungsszenario für Deutschland und Österreich 2050.

9.6 Bedeutung des Pumpspeicher-Ausbaus

In diesem Kapitel wird die zukünftige Rolle der Pumpspeicher und des Pumpspeicher-Ausbaus untersucht. Dazu werden zwei Szenarien als Sensitivitäten zum 90% Dekarbonisierungsszenario betrachtet. Im 90%-Dekarbonisierungsszenario wird kein Neubau von Speicherseen angenommen, sehr wohl können aber im 90%-Dekarbonisierungsszenario die Leistungen der Kraftwerke erhöht werden. Die betrachteten Sensitivitätsszenarien sind einerseits freier Ausbau von PSKW (sowohl Leistungserhöhung in Bestandsystemen, als auch Neubau von generischen Pumpspeichern mit einem oder zwei neuen Speicherseen) und kein Pumpspeicherausbau. . Vergleich der Szenarien ist in Tabelle 14 dargestellt.

In allen 3 Szenarien ist der CO₂ Preis auf 110 €/tCO₂ festgesetzt. Im Szenario K können sowohl die existierenden (Pump-)Speicherkraftwerke leistungsmäßig ausgebaut werden (bei Kosten von 900 €/kW) als auch beliebig viele neue generische Pumpspeicher gebaut werden. Die Kosten für die generischen Pumpspeicher werden mit 800 €/kW für die Leistung und 20 €/MWh für das Speichervolumen (Asphaltbecken) und Druckstollen angenommen. Die weiteren Annahmen sind in allen 3 Szenarien gleich wie in dem 90%-Dekarbonisierungsszenario Szenario A.

	Abregelung Wind+ PV %	CO ₂ Emissionen Strom+Wärme Mio t CO ₂	Wind + PV Einspeisung TWh	Jahres- Strom- Erzeugung TWh	Gas zur Strom- Erzeugung TWh	Mittlere Stromgeste- hungs- kosten Euro/MWh	Total Cost Heat and Power (Mrd. Euro pro Jahr)	Installierte Kapazität			Ausbau (Pump-) Speicher- Kraft GW
								Wind Onshore GW	Wind Offshore GW	Photo- voltaik GW	
90% Dekarbonisation (A)	3.6	78	707	964	335	81	95	200	38	111	12
Ohne Pumpspeicher Ausbau (H)	3.8	83	693	966	361	83	95	200	37	100	0
Unlimitierte Generische PSP (K)	3.6	74	717	961	312	81	95	200	39	121	23

Tabelle 14: Analyse der Auswirkungen des Pumpspeicherausbaus für Österreich und Deutschland. In blauer Schrift sind jene Werte angegeben, die an den oberen oder unteren Schranken des jeweiligen Szenarios liegen.

Im Szenario K werden 14 GW an generischen Pumpspeichern gebaut und existierende Pumpspeicher mit 8,6 GW ausgebaut. Im Vergleich zu Szenario A ist der Ausbau der Pumpspeicher also um 11 GW größer. Die Gesamtsystemkosten für die Strom und Wärmeerzeugung bleiben in allen 3 Szenarien gleich wie in Szenario A, da die CO₂ die CO₂Preise mit 110 €/tCO₂ vorgegeben waren. Die CO₂Emissionen des Strom und Wärmesystems in Österreich und Deutschland nehmen im Szenario H (Ohne Pumpspeicherausbau) um 7% zu und im Szenario K (unbegrenzter Pumpspeicherausbau) um 5% zurück. Der Leistungsausbau von existierenden Stauseen und der Neubau von Speicherseen erhöht bei gleichen Kosten die Integrierbarkeit von Wind- und Photovoltaikstromerzeugung und senkt dadurch den Gasverbrauch und die CO₂ Emissionen. Wenn man statt des CO₂ Preises in allen 3 Szenarien ein CO₂Emissionsziel konstant halten würde, senkt der Pumpspeicherausbau die Gesamtsystemkosten.

Szenario Name	Ausbau existierend er (Pump-) Speicher- Wasserkraft	Ausbau Generischer PSP	Verlagerungs- dauer typ. SpeicherKW h	Wind Onshore GW	Wind Offshore GW	Photovoltaik GW	Abregelung Wind + PV Erzeugung %	CO2 Emissionen Strom+Wär me Mio t CO2	CO2 Preis €/tCO2
	GW	GW							
90% Dekarbonisation (A)	12	Nicht erl.	26	200	38	111	3.6	78.0	110
0 Emissionsszenario (B)	28	Nicht erl.	11	200	118	203	12.1	0	609
100 GW Wind Onshore(D)	11	Nicht erl.	30	100	91	97	1.2	76.5	110
PV 2020 Fixiert 76.5MtCO2 Limit (J)	11	Nicht erl.	26	100	101	53	1.2	76.5	121
100 GW Onshore 70 GW Offshore 76.5 MtCO2 Limit (I)	17	Nicht erl.	18	100	70	184	1.0	76.5	187
Unlimitierter Wind (E)	13	Nicht erl.	26	273	10	107	7.7	77.2	110
Ohne Wärmepumpe und Direktstrom Heizung (G)	15	Nicht erl.	18	200	10	115	10.0	125.5	110
Unlimitierte Generische PSP (K)	8.6	14	42	200	39	121	3.6	74.0	110
Fossiles Szenario (C)	1.4	Nicht erl.	131	39	10	53	0	460.9	53.6

Tabelle 15: Vergleich des Pumpspeicherausbaus in den verschiedenen Szenarien. In blauer Schrift sind jene Werte angegeben, die an den oberen oder unteren Schranken des jeweiligen Szenarios liegen.

Bei der Simulation des Pumpspeicherausbaus, konnten die unterschiedlichen geologische Gegebenheit der verschiedenen Pumpspeicher nicht berücksichtigt werden. Es kann also sein, dass ein im HiREPS Modell als ökonomisch bewerteter Pumpspeicherausbau in der Realität technisch nicht möglich ist. Auch unterscheiden sich die Kosten sehr stark je nach den geologischen Gegebenheiten. Somit ist der simulierte Pumpspeicherausbau nur eine Abschätzung des real ökonomisch und technisch möglichen Potentials, zeigt aber den Bedarf für Pumpspeicher im Stromsystem.

9.7 Das Leistungsparadoxon

Sind 350 GW installierte Solar- und Wind-Kapazität sinnvoll bei nur 120 GW Maximallast?

Oft liest man ja in den Medien und in politischen Stellungnahmen, dass die installierten Kapazitäten von Wind- und Photovoltaikanlagen in Deutschland bald die Maximallast übersteigen werden und, dass daher ein weiterer Ausbau der Erneuerbaren keinen Sinn mache. In diesem Kapitel soll auf diese Fragestellung eingegangen werden.

Im 90%-Dekarbonisierungsszenario beträgt die maximal Last (d.h. Endkunden-Stromverbrauch plus Leitungsverluste) 120 GW. Die installierten Kapazitäten an Wind- und Photovoltaikanlagen betragen aber in Summe 350 GW (Siehe Tabelle 16).

Wie ist das möglich?

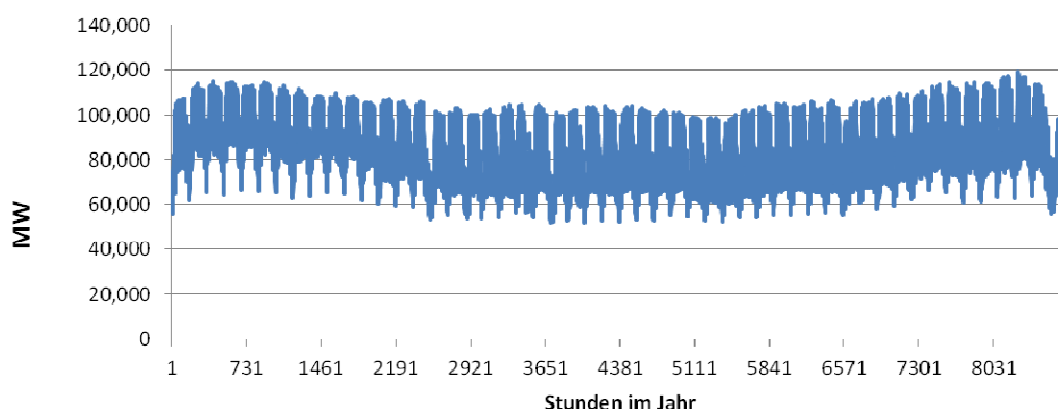


Abbildung 41: Angenommener Stromverbrauch für DE+AT im Jahr 2050 laut dem 90%-Dekarbonisierungsszenario. Maximale Last 120 GW, Mittelwert 86 GW, minimale Last 52 GW.

	Installierte Nennleistung GW
Wind Onshore	200
Wind Offshore	38
Solar-PV	111
Summe	349

Tabelle 16: Installierte Wind und PV Leistungen im 90%-Dekarbonisierungsszenario.

Zum ersten handelt sich es um die Summe der Nennleistungen der PV-Module und der Windräder. Reale PV- und Wind-Anlagen haben Verluste, die verhindern, dass die maximale Leistung ins Netz eingespeist werden kann. Bei PV-Anlagen sind es unter anderem Systemverluste, Reflexion, Schnee, Abschattung, Verschmutzung, Temperaturverluste, Degenerationsverluste, Abschattung und Verluste bei Nichtverfügbarkeit. Bei Windanlagen sind dies unter anderem elektrische und Vereisungsverluste, Verluste durch Nichtverfügbarkeit und Windparkverluste (besonders bei dem angenommenen starken

Windenergieausbau). Weiters bläst nicht überall in Deutschland und Österreich die Wind- und Solarstrahlung gleichzeitig mit maximaler Intensität. Meist ist die Windeinspeisung im Winter stärker, während im Sommer die Solarstrahlung am stärksten ist. Die Verluste und die nicht vorhandene Gleichzeitigkeit von Solar und Wind reduzieren das Erzeugungsmaximum auf 243 GW bei einer installierten Leistung von 349 GW (siehe Abbildung 42 und Tabelle 17).

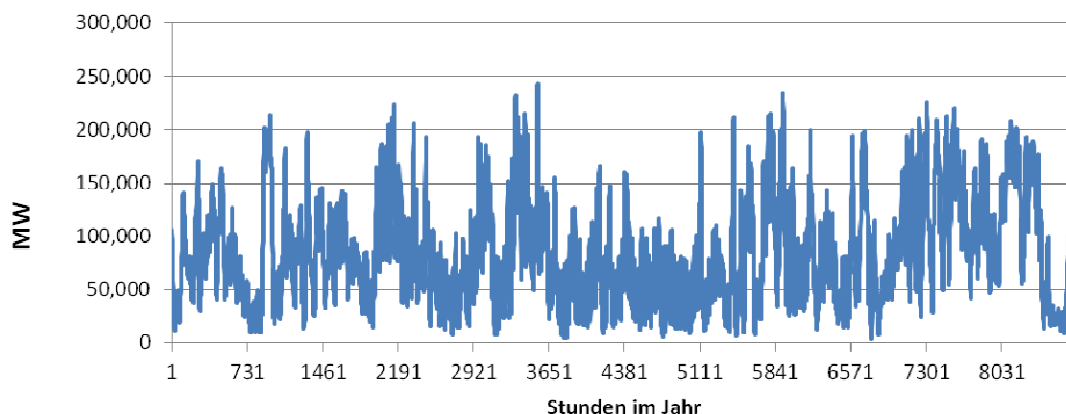


Abbildung 42: Simulierte Summenerzeugung von PV und Wind ohne Abregelung im 90%-Dekarbonisierungsszenario.

Wie man in Abbildung 42 sieht, tritt bei einer installierten Kapazität von 350 GW an Wind- und Solar-PV-Anlagen selten eine Erzeugung von mehr als 150 GW auf. Der Grund dafür ist einerseits, dass Erzeugungsmaxima von Wind und PV an sich selten sind, dass Wind und PV ihre Erzeugungsmaxima nicht gleichzeitig erreichen und dass Wind und PV verschiedene Verlustfaktoren haben, die in der Summe über Deutschland und Österreich die erzeugte Leistung im Vergleich zur installierten Nennleistung mindern.

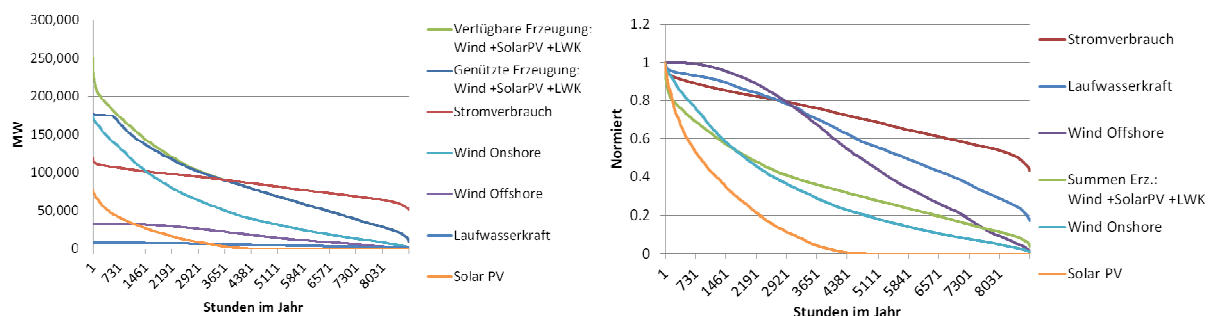


Abbildung 43: Dauerlinien der Erneuerbaren Energiequellen und des Stromverbrauchs. Linke Abbildung in MW für das 90%-Dekarbonisierungsszenario und die rechte Abbildung mit der maximalen Leistung jeweils auf 1 normiert.

In Abbildung 43 sind die Dauerlinien der verfügbaren (nicht alles kann genutzt werden) Wind-, Solar- und Laufwasserkraft-Stromerzeugung dargestellt.

Wie man in Abbildung 42 sieht, sind große Erzeugungsleistungen von Wind + PV selten. In Abbildung 44 ist dargestellt, wie viel Prozent der Erzeugung von Wind + Solar-PV und Laufwasserkraft man im 90%-Dekarbonisierungsszenario verlieren würde, wenn man die Erzeugung auf die Leistung auf der x-Achse begrenzen würde. Wenn man die Leistung auf 150 GW begrenzen würde, verliert man nur 5% der Jahreserzeugung.

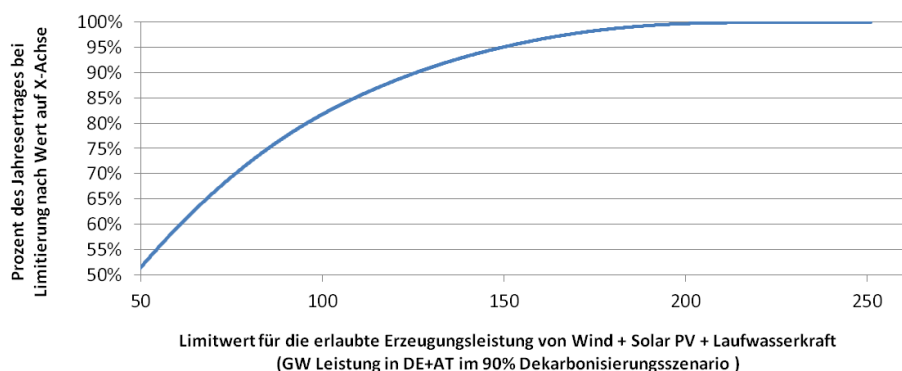


Abbildung 44: Änderung des Jahresertrages der Stromerzeugung von Wind + PV + Laufwasserkraft im 90%-Dekarbonisierungsszenario wenn man die Summenerzeugung in DE+AT ab einer gewissen Leistung abregeln würde.

Im 90%-Dekarbonisierungsszenario ist die gesamte Erzeugung aller Technologien (Wind, Solar, Wasserkraft, Thermische Kraftwerke) auf 177 GW begrenzt (siehe Szenarien-Definition in Kapitel8). In Tabelle 17 sind die Auswirkungen davon auf die maximalen Erzeugungsleistungen und die Stromerzeugung dargestellt.

	Installierte Nennleistung GW	Max. verfügbare Leistung GW	Mögliche Jahreserzeug. TWh	Max Leistung integriert GW	Real integrierte Jahreserzeug. TWh	Abregelung	VLS
Wind Onshore	200	175	475	159	458	3.4%	2292
Wind Offshore	38	33	163	33	157	4.0%	4119
Solar-PV	111	78	95	78	92	3.6%	824
Summe	349	286	733	270	707	3.6%	
Integrierbar							
Sonne+Wind		243	733	175	707	3.6%	

Tabelle 17: Ergebnisse der HiREPS-Simulation für das 90%-Dekarbonisierungsszenario

In Tabelle 17 kann man erkennen, dass im 90%-Dekarbonisierungsszenario bei 350 GW installierter Kapazität von Wind und Solar-PV nur 3,6% der Energie abgeregelt werden müssen. Hier ist aber zu beachten, dass im Rahmen dieses Szenarios die Limitierungen des Stromnetzes nicht berücksichtigt wurden. Es wurde nur pauschal die maximale Netzlast mit 177GW limitiert(siehe Szenarien-Definition in Kapitel8).

Im **Netzlimitierungsszenario** (siehe Kapitel 9.5) ist die maximale Windstromeinspeisung auf 110 GW limitiert und die maximale Last auf 140 GW bei einer Installierten Leistung von 396 GW an Wind- und Photovoltaikanlagen und trotzdem müssen nur 12% der potentiellen Wind und PV Erzeugung abgeregelt werden!

9.8 Variation CO₂-Ziel

In Tabelle 18 wird das 90%-Dekarbonisierungsszenario (A) mit dem 0-Emissionsszenario (B) und dem fossilen Szenario (C) verglichen. Beim Szenario A ist der CO₂ Preis mit 110 €/tCO₂ festgelegt. Im Szenario B sind keine Emissionen für Strom und Wärme erlaubt. Im fossilen Szenario CO₂-Preis wird der CO₂ Preis des Primes Referenzszenarios von 2011 von 53.6 €/tCO₂ verwendet und die installierten Wind- und PV-Kapazitäten sind mit den 2020-Zielen fixiert. Im fossilen Szenario C wird die Biomasse nicht auf 90 TWh begrenzt, da nicht angenommen wird, dass wegen einer verstärkten Nutzung der Biomasse in der Industrie, zur stofflichen Nutzung und im Verkehr eine Biomasse-Knappheit auftritt. Um eine Vergleichbarkeit zu gewährleisten, wird aber die Biomassenutzung im Fernwärmesystem im Szenario C mit den Werten im Szenario A limitiert. In allen Szenarien gilt eine Limitierung der maximalen Stromnachfrage/Netzlast auf 177 GW (siehe Szenarien-Definition in Kapitel 8).

Die CO₂-Emissionslimitierung im Szenario A ist äquivalent zu einem CO₂-Preis von 110 €/tCO₂. Bei den mittleren Stromgestehungskosten und den Gesamtsystemkosten-Angaben in diesem Endbericht sind aber nicht CO₂-Kosten inkludiert, da die CO₂-Kosten nur eine Lenkungsabgabe und keine Kosten für die Volkswirtschaft darstellen.

Die mittleren Stromgestehungskosten inkludieren sämtliche Investitionskosten, O&M-Kosten und Brennstoffkosten. Also alle Investitionen, Brennstoffkosten und O&M-Kosten der thermischen Kraftwerke, Annahmen zu den Vollkosten der existierenden Wasserkraftwerke, die Kosten für den simulierten Leistungsausbau von Speicherkraftwerken, die Kosten für P2G, die Kosten für Wind und PV. Siehe Anhang zu den Kostenannahmen. Die Kosten-Aufteilung bei KWK-Anlagen wurde entsprechend dem Schattenpreis für Fernwärme im Modell durchgeführt. Die Stromkosten für die Stromheizung und die Wärmepumpen wurden entsprechend den sich im Modell bildenden Strompreisen den Wärmesektoren zugerechnet.

	Mittlere Stromgestehungskosten €/MWh	Gesamtsystemkosten Strom+Wärme Mrd. €	Spez. Emissionsfaktor f. Strom gCO ₂ /kWh	Abnahme CO ₂ Emissionen Strom 2011-2050	Anteil erneuerbare Stromerzeugung	Jahresstromerzeugung TWh	CO ₂ Emissionen Strom+Wärme Mio t CO ₂
90% Dekarbonisation (A)	81	95	67	87%	81%	964	78
0 Emissionsszenario (B)	91	119	0	100%	100%	1138	0
Fossiles Szenario (C)	69	86	522	-1%	34%	753	461

	Verlagerungsdauer typ. Speicher h	Wind Onshore GW	Wind Offshore GW	Photovoltaik GW	Abregelung Wind + PV Erzeugung %	Kapazität P2G GW
90% Dekarbonisation (A)	26	200	38	111	3.6	0
0 Emissionsszenario (B)	11	200	118	203	12	56
Fossiles Szenario (C)	131	39	10	53	0	0

Tabelle 18: Szenario-Vergleich.

Die Stromgestehungskosten sind im Szenario A 18% und im Szenario B 33% höher als im fossilen Szenario 2050. Die Gesamtsystemkosten Strom und Wärme sind im Szenario A 11% und im Szenario B 39% höher als im fossilen Szenario. Im Szenario A ist der erneuerbaren Anteil der Stromerzeugung 81% und die CO₂-Emissionen nehmen gegenüber 2011 um 87% ab. Daher der Name 90%(gerundet)-Dekarbonisierungsszenario. Die starke Abnahme der CO₂-Emissionen im Szenario A ergibt sich durch die Reduktion des fossilen Anteils der Stromerzeugung auf 19% und durch die Verwendung von effizienten Gas- und Dampfkraftwerken und durch die Vermeidung von Kohlekraftwerken. Die Stromerzeugung steigt im Szenario A um 28% und im Szenario B um 51% im Vergleich zum fossilen Szenario C. Dies erklärt sich dadurch, dass im Szenario A 66% der dezentralen Gebäude durch Wärmepumpen versorgt werden. In Szenario C werden zusätzlich noch 19% der Gebäude mit erneuerbarem Erdgas geheizt. Dies sind jene Gebäude, die nicht wärmepumpengeeignet sind und für die auch Biomasse keine Option ist. Das erneuerbare Erdgas wird mit P2G („Power to Gas“, siehe Kapitel 3 Seite 21) aus Stromerzeugt.

Dass im fossilen Szenario die CO₂-Emissionen im Wärmesystem nicht extrem sind, kommt daher, dass nicht eindeutig ist welche Szenario Annahmen im fossilen Szenario für die Wärmeversorgung angenommen werden sollten. Es ist unwahrscheinlich, dass die gesamte Wärmeversorgung mit der kostengünstigsten Option einer Kohleheizung geschehen würde. Da der Fokus des AutRES100 Projektes auf dem Stromsystem liegt, wurden daher für den Wärmesektor im fossilen Szenario die gleichen Annahmen wie in den erneuerbaren Szenarien gewählt: Die nicht mit Wärmepumpen geheizten Gebäude werden zu 57% mit Erdgas und 43% mit fester Biomasse geheizt. Also ist auch im fossilen Szenario die dezentrale Wärmeerzeugung bereits sehr klimafreundlich.

Adiabate Druckluftspeicher sind unter den Kostenannahmen in keinem der drei Szenarien wirtschaftlich. In diesen 3 Szenarien wurden aber die möglichen Limitierungen durch das Stromnetz nicht berücksichtigt. Diese werden in Kapitel 9.5 abgeschätzt. Die Wirtschaftlichkeit von Druckluftspeichern und P2G kann bei detaillierter Berücksichtigung der Stromnetzlimitierungen steigen. In Tabelle 19 sind die Kosten für das 90% Dekarbonisierungsszenario, das Netzlimitierungsszenario und das fossile Szenario genauer aufgeschlüsselt.

	90% Dekarbonisierungs- szenario	Netzlimit Szenario	Fossiles Szenario 2050
Spezifische Emissionen Strom gCO ₂ /kWh	67	68	522
Gesamtsystemkosten Strom+ Wärme (Mrd € 2012)	93,6	99,3	85,9
Brennstoffkosten			
Fossiles Erdgas (Heizen und Strom)	23,3%	22,2%	18,6%
Kohle	0,0%	0,0%	25,9%
BioMethan+Biogas	1,4%	1,4%	0,3%
Feste Biomasse (Heizen und Strom)	2,7%	2,8%	11,6%
Müllentsorgung	-0,3%	-0,2%	-0,3%
Investitions- und Betriebskosten der Stromerzeugung (ohne Brennstoff)			
WindOnShore_Kosten	26,1%	24,6%	5,5%
WindOffShore_Kosten	13,3%	11,4%	3,8%
PV	9,1%	12,5%	4,7%
Gasturbine	1,5%	2,5%	1,9%
GuD	6,7%	6,3%	1,3%
Kohle	0,0%	0,0%	12,9%
Biogene KW	0,5%	0,4%	0,2%
Müllverbrennung	2,5%	2,4%	2,5%
HydroAusbau +Generische PS	1,1%	1,1%	0,2%
Investitions- und Betriebskosten der Wärmeerzeugung (ohne Brennstoff, KWK Kraftwerke sind bei der Stromerzeugung aufgeführt)			
Wärmepumpen	7,0%	7,1%	0,0%
Wärmespeicher	1,0%	1,2%	0,2%
Direktstromzusatzheizregister	0,2%	0,1%	0,0%
Gasheizung	0,8%	0,8%	2,5%
Biomasseheizung	1,9%	1,8%	6,2%
Solarthermie	1,0%	1,6%	2,2%

Tabelle 19: Kostenstruktur der österreichischen und deutschen Strom- und Wärmeerzeugung im 90% Dekarbonisierungsszenario, dem Netzlimitierungsszenario und dem fossilen Szenario für 2050.

9.9 Variation Erneuerbaren-Mix

Analyse des Einflusses des Erneuerbaren-Mixes auf die Stromgestehungskosten:

Interessant ist auch, dass in den Szenarien der Tabelle 22 die optimale installierte Photovoltaik-Leistung immer größer 100 GW ist, während die Offshore-Windenergie Kapazitäten im Szenario E bis auf die vorgeschriebene Mindestmenge, dem 2020-Ziel von 10 GW, sinken. D.h. PV bleibt im System, obwohl z.B. Onshore-Wind und auch Offshore-Wind geringere Stromgestehungskosten hat. Der Grund liegt in den sich ergänzenden Verläufen von Wind- und Solarstrom und in einer besseren Korrelation von PV mit der Last.

	Investment Kosten 2050 [in €2010]	Volllaststunden	FixCost [€/kW-el per year]	Stromgestehungs- kosten €/MWh
Wind Onshore	1075	2300	30	53
Wind Offshore	3100	4200	62	78
PV	800	840	8	91

Tabelle 20: Annahmen zu den Stromgestehungskosten von Wind und PV. Angenommen sind 25 Jahre Lebensdauer und 7% Zinssatz.

Um den Einfluss des realisierbaren Onshore-Windpotentials besser zu beleuchten, wurden die Szenarien D und E simuliert. Sie unterscheiden sich vom 90%-Dekarbonisierungsszenario (A) nur in der verfügbaren Menge an Onshore-Wind. Im Szenario A sind es 200 GW, im Szenario D 100 GW und im Szenario E ist die Onshore und Offshore Wind-Kapazität unlimitiert. In allen 3 Szenarien ist der CO₂-Preis mit 110 Euro festgesetzt. Die Ergebnisse sind in Tabelle 21 dargestellt. Es zeigt sich, dass die optimale installierte Leistung Photovoltaik immer mindestens etwa 100 GW sind. Auch im Szenario E mit dem unlimitierten Windenergiepotential! Im Szenario E sinken die Offshore-Windenergie Kapazitäten auf die vorgeschriebene Mindestmenge, dem 2020-Ziel von 10 GW. Bei den Szenarien A,D,E bleibt die Summe aus Onshore- und Offshore-Windstromerzeugung mit circa 620 TWh fast konstant, ebenso wie die PV-Stromerzeugung mit 87 TWh. Die Onshore-Windkapazität hat, bei dem vorgegebenen CO₂-Preis von 110 €/tCO₂, kaum Auswirkungen auf die CO₂-Emissionen des Gesamtsystems von Strom und Wärme. In den Szenarien wurde keine Zunahme des *Kühlenergiebedarfes* angenommen. Ein steigender Kühlenergiebedarf wird den optimalen Photovoltaik-Anteil noch weiter steigern. Dies ist unter anderem Gegenstand der laufenden Forschungen im SOLAR-GRIDS-Projekt des Klima- und Energiefonds.

Um den Einfluss der Anteile der Wind- und Photovoltaik-Stromerzeugung weiter zu untersuchen, wurde das Szenario D weiter abgewandelt. In den Szenarien I und J sind die CO₂-Emissionswerte des Szenarios D als obere Schranke vorgegeben. Der CO₂-Preis bildet sich dadurch endogen im HiREPS-Modell (siehe Tabelle 21). Im Szenario I ist über die Vorgaben des Szenario D hinaus noch die Offshore-Windanlagenkapazität auf 70 GW limitiert. Aus den Ergebnissen sieht man, dass die installierte Kapazität von Photovoltaik sich auf 184 GW fast verdoppelt. Gleichzeitig geht die Stromnutzung im Wärmesystem etwas zurück und wird durch einen Ausbau der Solarthermie kompensiert. Die

Gesamtsystemkosten steigen nur geringfügig um 1%. Im Szenario J ist über die Vorgaben des Szenario D hinaus die Photovoltaikkapazität mit den 2020-Zielen von 53 GW fixiert. Wie man in Tabelle 21 sieht, wird die Photovoltaik-Limitierung, bei vorgegebenem CO₂-Ziel, kompensiert durch höhere installierte Kapazitäten von Offshore-Wind. Die Stromnachfrage und die Gesamtsystemkosten ändern sich kaum.

	Wind Onshore GW	Wind Offshore GW	Photovoltaik GW	Abregelung Wind+ PV Erzeugung %	Einspeisung Wind On+Off TWh	Einspeisung PV TWh	Einspeisung Wind+PV TWh	Gesamtsystem Kosten Strom+Wärme Mrd. €	CO ₂ Emissionen Strom+Wärme Mio t CO ₂	CO ₂ Preis €/tCO ₂
100 GW Wind Onshore(D)	100	91	97	1.2	619	82	701	98.3	76.5	110
200 GW Wind Onshore (A)	200	38	111	3.6	615	92	707	94.9	78.0	110
Unlimitierter Wind (E)	273	10	107	7.7	635	87	721	94.2	77.2	110
100 GW Onshore 70 GW Offshore 76.5 MtCO ₂ Limit (I)	100	70	184	1.0	533	155	688	99.2	76.5	187
PV 2020 Fixiert 76.5MtCO ₂ Limit (J)	100	101	53	1.2	664	45	709	98.5	76.5	121

Tabelle 21: Sensitivitätsanalyse zum Einfluss des Wind- und Photovoltaik-Mixes. In blauer Schrift sind jene Werte angegeben, die an den oberen oder unteren Schranken des jeweiligen Szenarios liegen.

Zusammenfassend gibt es eine große Flexibilität bei den möglichen Anteilen von Onshore-Wind, Offshore-Wind und Photovoltaik. Diese Anteile haben nur relativ geringe Auswirkung auf die Gesamtsystemkosten und CO₂-Emissionen, wenn das Gesamtsystem Strom + Wärme darauf angepasst wird. Einschränkungen bei der Windstromerzeugung werden durch vermehrte Photovoltaik-Erzeugung, reduzierte Stromnachfrage im Wärmesektor und Solarthermie kompensiert. Einschränkungen bei der Solarstromerzeugung werden durch Windstromerzeugung kompensiert. Aus dem Vergleich der Szenarien D und I und D und J ergibt sich, dass für jede Reduzierung der Offshore-Windstromerzeugung Gesamtsystemkosten von 10,3 Mio€/TWh Offshore Erzeugungsreduktion entstehen und für jede Reduktion der Photovoltaikstromerzeugung Gesamtsystemkosten von 5,3 Mio€/TWh PV Erzeugungsreduktion.

9.10 Vergleich Optionen der flexiblen Nachfrage

Analyse der Bedeutung der Kopplungen von Strom- und Wärmesystem:

In Tabelle 22 sind die Ergebnisse von drei HiREPS-Simulationen dargestellt. Einerseits ist es das 90%-Dekarbonisierungsszenario A, dann das Szenario F mit den gleichen Annahmen, nur dass keine Direktstromheizungen erlaubt sind. Im dritten Szenario G sind keine Wärmepumpen und auch keine Direktstromheizungen erlaubt. Es gilt in allen Szenarien die Annahme, dass von den nicht mit Wärmepumpen geheizten Gebäuden 57% mit Erdgas und 43% mit fester Biomasse geheizt werden. Da aber im 90%-Dekarbonisierungsszenario 66% der dezentralen Gebäude mit Wärmepumpen beheizt werden, ist in diesem 3. Szenario die Limitierung der Biomasse auf 90 TWh nicht mehr möglich. Daher wird für die dezentrale Gebäudeheizung im Szenario G die Biomasse-Menge nicht limitiert. Um eine Vergleichbarkeit zu gewährleisten, wird die Biomassenutzung im Fernwärmesystem in den Szenarien F und G mit den Werten im Szenario A fixiert. In den Szenarien A, F und G ist der *CO₂-Preis mit 110 Euro pro Tonne CO₂* der gleiche.

Die Ergebnisse zeigen, dass ohne Nutzung der Direktstromheizung die Wind- und Solarstromerzeugung schlechter genutzt werden kann. Die Abregelung von Wind und PV steigt von 3,6% im Szenario A auf 10 - 11% in den Szenarien F und G. Die erschwerte Integration von Wind und Solarenergie in den Szenarien F und G führt dazu, dass trotz des gleichen CO₂-Preises die Emissionen signifikant steigen. Das Vorhandensein von Wärmepumpen im Szenario F erlaubt bei dem gleichen Gesamtsystem wie im Szenario G eine Dekarbonisierung im gasbeheizten Gebäudebereich und ein Einsparen von Biomasse. Weiters kann man sehen, dass durch die fehlende Stromnachfrageflexibilität in den Szenarien F und G mehr Bedarf an Pumpspeicherleistung existiert und der Ausbau der Leistung der Speicherwasserkraft zunimmt. Da die Reservoir-Größe in den Szenarien als unverändert angenommen wird, sinkt daher die Verlagerungsdauer. Zum Vergleich ist auch das Szenario H angegeben. Es ist gleich wie Szenario A, nur ist ein Leistungsausbau von Pumpspeichern nicht erlaubt. Man sieht in Tabelle 22, dass die CO₂-Emissionen um 7% steigen bei gleichbleibendem CO₂-Preis von 110 €/tCO₂. Bemerkenswert ist, dass durch die reduzierte Flexibilität der Stromnachfrage in den Szenarien F, G und H bei gleichbleibendem CO₂ Preis der Gasverbrauch zur Stromerzeugung steigt, obwohl der Strombedarf sinkt!

Im Szenario K wurde der unlimitierte Zubau neuer generischer Pumpspeicher erlaubt. Sonst ist das Szenario gleich wie Szenario A. Im Vergleich zu Szenario A ist nun der Ausbau und Zubau der Pumpspeicher um 11 GW größer. Die Gesamtsystemkosten bleiben in Szenario K aber gleich wie in Szenario A. Die CO₂-Emissionen gehen um 5% zurück auf 74 Millionen Tonnen CO₂. Durch den Ausbau der generischen Pumpspeicher müssen die existierenden Speicher weniger ausgebaut werden und haben daher höhere Verlagerungsdauern.

Da es im Szenario G keine Wärmenutzung von Strom gibt, reduziert sich der Strombedarf. Interessant ist, dass die Offshore-Windenergie Kapazität auf die vorgeschriebene Mindestmenge, das 2020-Ziel von 10 GW sinkt. D.h. PV bleibt im System, obwohl z.B.

Offshore-Wind geringere Stromgestehungskosten hat. Der Grund liegt in den sich ergänzenden Verläufen von Wind- und Solarstrom und in einer besseren Korrelation von PV mit der Last.

	Abregelung Wind+ PV %	CO2 Emissionen Strom+Wärme Mio t CO2	Wind + PV Einspeisung TWh	Jahres- Strom- Erzeugung TWh	Gas zur Strom- Erzeugung TWh	Total Cost Heat and Power (Mrd. Euro pro Jahr)	Installierte Kapazität			Ausbau (Pump-) Speicher- Wasserkraft GW	Verlagerungs- dauer typ. SpeicherKW h
							Wind Onshore GW	Wind Offshore GW	Photo- voltaik GW		
90% Dekarbonisation (A)	3.6	78	707	964	335	95	200	38	111	12	26
Ohne Direktstrom Heizung (F)	11	103	569	870	427	100	200	12	135	14	19
Ohne Wärmepumpe und Direktstrom Heizung (G)	10	126	486	758	372	101	200	10	115	15	18
Ohne Pumpspeicher Ausbau (H)	3.8	83	693	966	361	95	200	37	100	0	131
Unlimitierte Generische PSP (K)	3.6	74	717	961	312	95	200	39	121	23	42

Tabelle 22: Analyse der Bedeutung der Kopplung des Strom- und Wärmesystems.In blauer Schrift sind jene Werte angegeben, die durch die oberen oder unteren Schranken des jeweiligen Szenarios fixiert sind.

In der Zukunft werden auch noch weitere Nutzungsformen für Strom in Zeiten von Wind- und Solarstrom-Überangebot entwickelt werden. Zum Beispiel die Elektromobilität und in der Industrie. Der durchschnittliche Energiebedarf beträgt bei Elektrofahrzeugen rund 16 – 20 kWh/100 km. Bei einer hohen Durchdringung (z.B. 10 Mio. Fahrzeuge in Österreich und Deutschland) wäre der zusätzliche Energiebedarf dann ca. 20 TWh für Österreich und Deutschland zusammen. Dies sind ca. nur 3% des gesamten Strombedarfs. Wenn die Elektroautos aber gesteuert geladen werden können entsprechen diese 20 TWh an flexibler Stromaufnahme gut den 25 TWh an Pumpenstromaufnahme pro Jahr im 90% Dekarbonisierungsszenario. Eine Möglichkeit ist auch die Verwendung der Batterie des Elektroautos als Stromspeicher, soweit keine Lebensdauererluste der Batterie dadurch entstehen, mit Beladung und Entladung vom Stromnetz. Bei dieser „Vehicle to Grid“ (V2G) Betriebsweise, würde sich die verlagerbare Strommenge noch erhöhen.

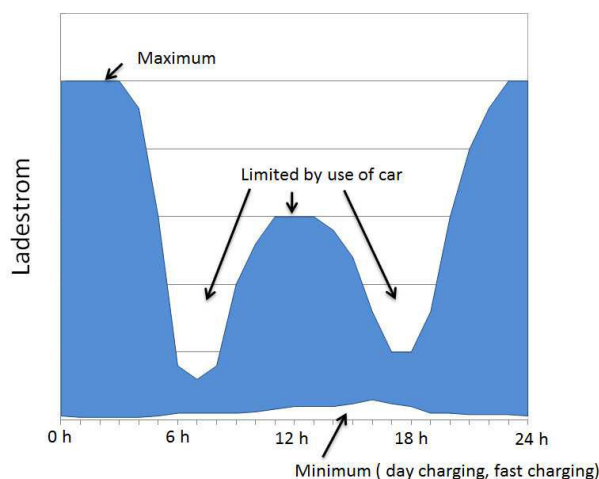


Abbildung 45: Schematische Darstellung der möglichen Ladeflexibilität durch Elektromobilität. Quelle: GridTECH EU Projekt, Gerd Schauer Verbund AG.

In Abbildung 45 ist schematisch die mögliche Ladeflexibilität als blaues Band dargestellt. Im Unterschied zu Pumpspeichern müssen Elektromobile aber zu bestimmten, vom Endnutzer definierten, Zeitpunkten geladen sein. Dies zeigt, dass Elektromobilität potentiell einen wichtigen Beitrag zur flexiblen Nachfrage leisten kann. Die möglichen Auswirkungen der Elektromobilität werden mit dem HiREPS Modell im laufenden ERA-NET Plus Electromobility+ Projekt DEFINE detailliert simuliert.

Zusammenfassung:

- *Direktstromzusatzheizregister ermöglichen eine Kostensenkung und bessere Ausnutzung der Wind- und Solarenergie und somit eine CO₂-Emissionsreduktion.*
- *Wärmepumpen ermöglichen die Einsparung von Gas und Biomasse ohne zu einer Verteuerung des Gesamtsystems zu führen.*
- *Reduzierte Nachfrageflexibilität führt zu einem erhöhten Gasverbrauch zur Stromerzeugung.*
- *Pumpspeicherausbau ermöglicht die Integration eines höheren Erneuerbaren-Anteils. Im Vergleich zur Nutzung des Stroms im Wärmesektor sind die Auswirkungen aber von geringerem Umfang.*
- *Der optimale Mix von Wind-Onshore, Wind-Offshore und Photovoltaik ändert sich je nach Szenario. Es gibt aber eine große Flexibilität bei den möglichen Anteilen von Wind-Onshore, Wind-Offshore und Photovoltaik. Diese Anteile haben nur relativ geringe Auswirkung auf die Gesamtsystemkosten und CO₂-Emissionen(siehe Kapitel 9.9).*

9.11 Klimawandelauswirkungen auf das Energiesystem

Auswirkungen auf die erneuerbaren Energiequellen

Im Rahmen des EU-FP7-Projektes ENSEMBLES ^[34] wurde ein Ensemble bestehend aus insgesamt 22 möglichen Klimaentwicklungen für Europa bis 2050 (15 Klimaentwicklungen bis 2100) unter Annahme des Emissionsszenario A1B simuliert. Der dabei entstandene Datensatz umfasst flächige Zeitreihen (in einem Raster von ~25 km × ~25 km) von einer Vielzahl von Klimaelementen auf Tagesbasis. Für die projektrelevanten Elemente Temperatur, Niederschlag, Globalstrahlung und Windgeschwindigkeit wurde im Rahmen von AutRES100 ein Analyse-Package namens „Wegener Center Uncertainty Explorer“ (WUX) (http://www.wegcenter.at/relocim/igam7www_relocim_tools.htm) für das Open-Source-Statistik-Programm „R“ (cran.r-project.org) zur effizienten Auswertung von ensemblebasierten Klimasimulationen entwickelt. Für AutRES100 wurde unter anderem WUX verwendet, um jährliche und saisonale Klimaänderungssignale und deren Unsicherheitsbereiche für Temperatur, Niederschlag, Globalstrahlung und Windgeschwindigkeit eines Ensembles von 22 regionalen Klimasimulationen aus dem Projekt ENSEMBLES in Europa und in Subregionen (siehe Abbildung 46) zu analysieren. Es wurden Ensemblemittel, -verteilungen und 0,05- und 0,95-Quantile von Klimaänderungssignalen aus den beiden 30-Jahresperioden 2021 – 2050 und 1961 – 1990 errechnet. Zusätzlich wurden Klimaänderungssignale unterschiedlicher Klimaelemente aller Simulationen miteinander verglichen, um meteorologische Zusammenhänge im Klimawandel darzustellen.

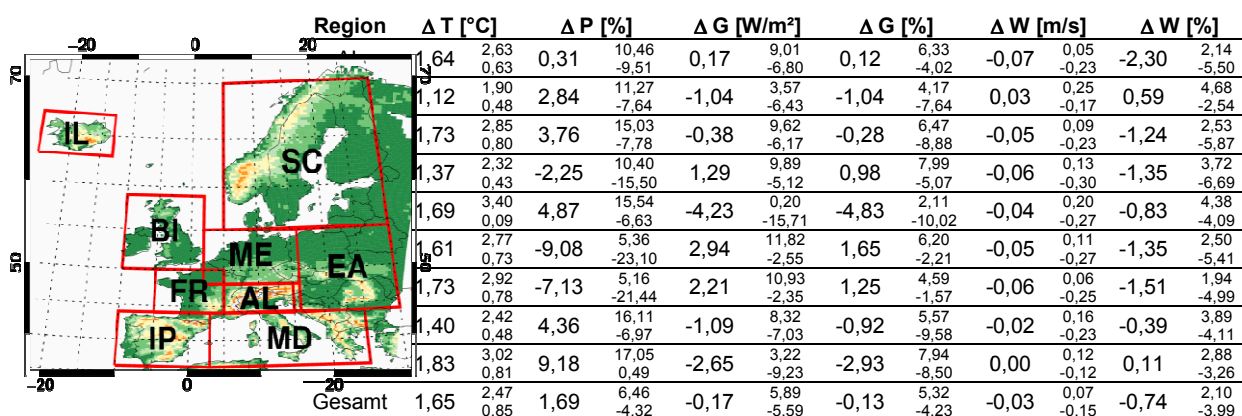


Abbildung 46: Regionseinteilung Europas (links) und mittlere jährliche Klimaänderungssignale (rechts), errechnet aus den Perioden 2021 – 2050 und 1961 – 1990 für Temperatur (ΔT), Niederschlag (ΔP), Globalstrahlung (ΔG) und Windgeschwindigkeit (ΔW). Unsicherheitsbereiche sind durch Angabe der 0,05- und 0,95-Quantile des Ensembles dargestellt.

Aus den durchgeführten Analysen geht hervor, dass es (unabhängig von Jahreszeit und Region) zu deutlichen Temperaturerhöhungen kommt. Das Ensemblemittel ergibt für Gesamteuropa eine Temperaturerhöhung von +1,65 °C (siehe Abbildung 46) zwischen den Perioden 2021 – 2050 und 1961 – 1990. Alle Klimasimulationen des Ensembles weisen dasselbe Vorzeichen auf (auch die 0,05- und 0,95-Quantile liegen im positiven Bereich), was auf eine äußerst hohe Eintrittswahrscheinlichkeit der Temperaturzunahme schließen lässt.

Die Änderungen der Niederschlagsmengen zeigen ein nicht so einheitliches Bild: Im Norden Europas nehmen Niederschlagsmengen zu, während sie im Süden abnehmen; dazwischen liegt eine Übergangszone (in der sich auch der Alpenraum befindet), welche zuverlässige Aussagen erschwert. Die Zu- und Abnahmen der Niederschlagssummen unterliegen einer jahreszeitlichen Schwankung: Die Abnahmen im Süden (Eintrittswahrscheinlichkeit >95%, d.h. >95% der 22 ENSEMBLES-Simulationen haben dasselbe Vorzeichen) sind besonders stark im Frühling und im Sommer (bis -16,2% im Mittel auf der Iberischen Halbinsel und bis -14,3% im mediterranen Raum) ausgeprägt, die Zunahmen im Norden (Eintrittswahrscheinlichkeit >95%) sind stärker im Herbst und im Winter (bis +10,0% im Mittel in Skandinavien).

In schwacher Korrelation mit den Niederschlagsänderungen, die im Frühling etwas stärker ausgeprägt ist, nimmt die Globalstrahlung im Norden ab (-5,7 W/m² in Skandinavien im Frühling; Eintrittswahrscheinlichkeit >90%), während sie im Süden zunimmt (+3,8 W/m² auf der Iberischen Halbinsel und im mediterranen Raum im Sommer; Eintrittswahrscheinlichkeit >80%).

Die mittleren Windgeschwindigkeiten in Europa scheinen sich kaum zu ändern, sind aber tendenziell rückläufig (Änderungen <|0.1| m/s). Die stärkste saisonale Abnahme mit einer Eintrittswahrscheinlichkeit >99,9% ergab sich mit -0,1 m/s im Herbst für die Iberische Halbinsel.

Alle durchgeführten Analysen beziehen sich auf saisonale und ganzjährige Klimaänderungen. Änderungen auf Tages- oder Subtagesskala, wie sie etwa bei kurzfristigen Wetterschwankungen (z.B. Extremereignisse) benötigt werden, sind daraus nicht ableitbar.

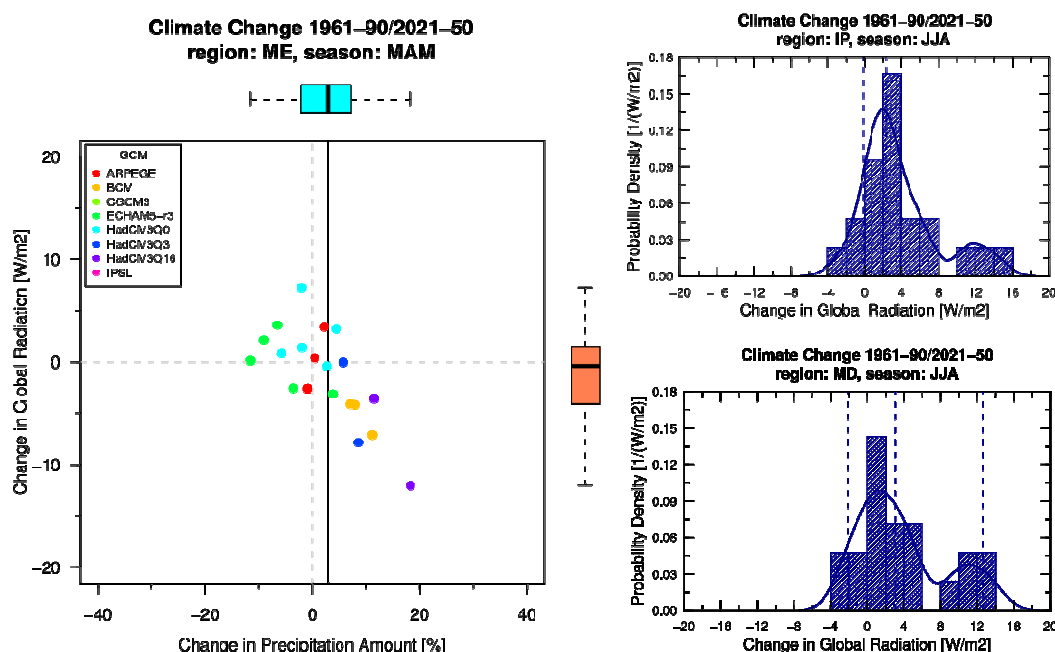


Abbildung 47: Saisonale Klimaänderungssignale (Perioden 2021 – 2050 und 1961 – 1990) der Globalstrahlung und des Niederschlages. Links: Gegenüberstellung aller 22 Simulationen in Mitteleuropa für Frühling; rechts: Häufigkeitsverteilungen der Änderungen der Globalstrahlung im Sommer für die Iberische Halbinsel (oben) und denmediterranen Raum (unten).

Die sich ergebenden Unsicherheitsbereiche (Bandbreiten des Ensembles) sind vor allem mit dem Einsatz unterschiedlicher Klimamodelle begründbar. Aus heutiger Sicht ist eine Selektion der Modelle jedoch nicht möglich. Durch verstärkte Modellweiterentwicklungen wird man aber in Zukunft in der Lage sein, konvergentere Simulationsergebnisse zu erhalten und damit den Unsicherheitsbereich in Klimaänderungssignalen zu verringern. Eine mögliche Weiterentwicklung besteht beispielsweise in einer verbesserten Erfassung von atmosphärischer Turbulenz, da sie eine zentrale Rolle bei Klimamodellen einnimmt.

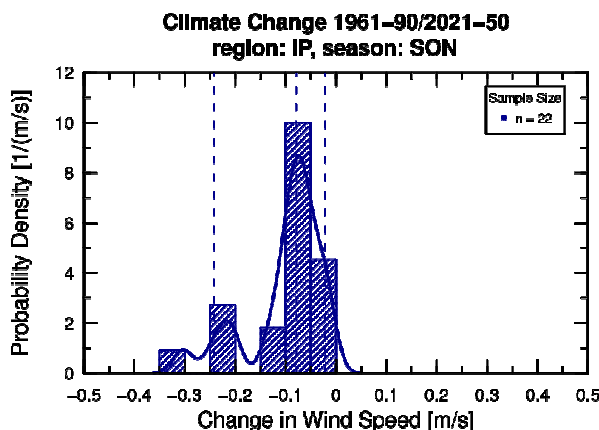


Abbildung 48: Häufigkeitsverteilung der saisonalen Änderung der Windgeschwindigkeit (Perioden 2021 – 2050 und 1961 – 1990) für die Iberische Halbinsel im Herbst.

Klimawandelauswirkungen auf die Simulationsläufe

Für dieses Kapitel wurden schon Bias-korrigierte Daten des noch laufenden Neue-Energien-2020-Projektes PRESENCE verwendet, um die Stromerzeugung für das Stromsystem des 90%-Dekarbonisierungsszenarios in den Jahren 2051 – 2080 unter Berücksichtigung des Klimawandels zu simulieren. Es wird also ein Stromsystem angenommen (siehe Kapitel 9.1), in dem 200 GW Wind an Land und 111 GW Photovoltaik in Österreich und Deutschland installiert sind. Für diese installierten Leistungen, für die Laufwasserkraft (alle 283 Laufwasserkraftwerke im HiREPS-Modell) und für die Stromnachfrage wurden stündliche Zeitreihen für die Klimamodelle REMO-UBA, RegCM3 und Aladin-Arpege für AutRES100 berechnet. Sowohl für die Kontrollperiode 1971 – 1989 als auch für die A1B-Szenarien-Periode 2051 – 2080. Die regionale Klimamodelle RegCM3 des ICTP und REMO-UBA des MPI verwenden als treibendes Globalmodell ECHAM5. Das Aladin-Arpege des CNRM wird vom Globalmodell Arpege angetrieben.

Für die Stromnachfrage wurde anhand von historischen Daten der letzten Jahre (2006 – 2001) ein Regressionsmodell entwickelt, das die Stromnachfrage in Abhängigkeit von der Temperatur, der Globalstrahlung, der Uhrzeit, des Wochentages und des Datums simuliert. Dieses Regressionsmodell wurde auf die Klimadaten angewendet, um eine zum Klimawetter und damit zur Wind- und Solarstromproduktion passende Stromnachfrage zu berechnen. Nicht berücksichtigt sind hier zukünftige mögliche Änderungen im Nutzerverhalten, z.B.

eine höhere Durchdringung an Klimatisierungsanlagen⁵. Im Folgenden werden die Ergebnisse genauer erläutert.

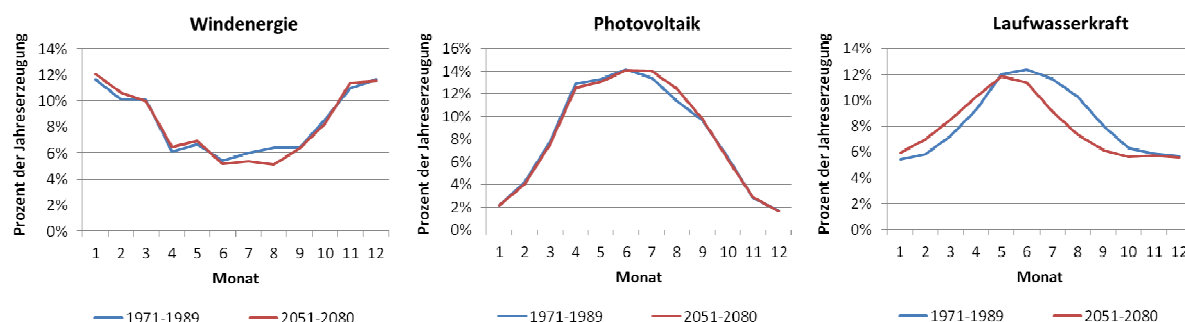


Abbildung 49: Mittlere monatliche Stromerzeugung für die Kontrollperiode 1971 – 1989 und die A1B-Szenarien-Periode 2051 – 2080 als Mittelwert über die 3 Klimamodelle REMO-UBA, RegCM3 und Aladin-Arpege. Normiert bezüglich der mittleren Jahreserzeugung in der Kontrollperiode.

In Abbildung 49 ist der Jahresverlauf der Stromerzeugung für Windkraft, Photovoltaik und Laufwasserkraft dargestellt für die Kontrollperiode 1971 – 1989 und die Szenarien-Periode 2051 – 2080. Der monatliche Mittelwert wurde als Mittelwert der stündlichen Daten über alle Jahre der jeweiligen Periode und über alle 3 Klimamodelle gebildet. Normiert wurden die Werte in der Darstellung bezüglich der mittleren Jahreserzeugung in der Kontrollperiode. Bei der Wind- und Photovoltaik-Stromerzeugung sind nur geringe Unterschiede zu erkennen. Sowohl vom Jahresverlauf als auch bei der Jahreserzeugung (siehe Tabelle 23). Bei der Laufwasserkraft nimmt die mittlere Jahreserzeugung in Österreich und Deutschland um etwa 5,6% ab, und gleichzeitig ergibt sich eine saisonale Verlagerung der Laufwassererzeugung der 283 Laufwasserkraftwerke im HiREPS-Modell vom Sommer in den Frühling.

	Stromerzeugung Windkraft [TWh]				Stromerzeugung Laufwasserkraft [TWh]				Stromerzeugung Photovoltaik [TWh]			
	1971–89	2051–80	Änderung [TWh]	Änderung [%]	1971–89	2051–80	Änderung [TWh]	Änderung [%]	1971–89	2051–80	Änderung [TWh]	Änderung [%]
Minimale Erz.	370	331	-38.2	-10.3%	30	21	-9.46	-31.4%	85	85	-0.59	-0.7%
1. Quartil	446	436	-10.9	-2.4%	41	37	-3.34	-8.2%	92	91	-0.98	-1.1%
Mittlere Erz.	472	468	-3.9	-0.8%	43	41	-2.43	-5.6%	95	95	0.50	0.5%
Median	477	468	-9.1	-1.9%	44	41	-3.14	-7.1%	95	94	-1.07	-1.1%
3. Quartil	497	508	10.5	2.1%	47	45	-2.23	-4.7%	97	99	2.49	2.6%
Maximale Erz.	579	566	-13.5	-2.3%	52	53	0.97	1.9%	108	110	2.28	2.1%

Tabelle 23: Statistik der Jahreserzeugung für Windkraft, Laufwasserkraft und Photovoltaik für das 90%-Dekarbonisierungsszenario. Die Statistik bezieht sich auf die Daten aller 3 Klimamodelle REMO-UBA, RegCM3 und Aladin-Arpege für die Kontrollperiode 1971 – 1989 und die A1B-Szenarien-Periode 2051 – 2080.

In Tabelle 23 ist eine Auswertung der Jahreserzeugung für Windkraft, Laufwasserkraft und Photovoltaik des 90%-Dekarbonisierungsszenarios dargestellt. Die Windkraft-, Laufwasserkraft- und Photovoltaik-Stromerzeugung wurden dabei basierend auf Daten der 3 Klimamodelle REMO-UBA, RegCM3 und Aladin-Arpege für das A1B-Szenario und

⁵Dies ist eines der Forschungsthemen des PRESENCE-Projektes.

die Kontrollperiode berechnet. Dabei wurde für jede Periode eine Statistik für alle Jahre dieser Periode für alle 3 Klimamodelle gemeinsam berechnet und in Tabelle 23 dargestellt. Von den Änderungssignalen der mittleren jährlichen Erzeugung und von den Änderungssignalen bei den Quartilen kann man erkennen, dass die 3 Klimamodelle für Wind und Photovoltaik kaum eine Änderungen erkennen lassen. Bei Laufwasserkraft nimmt, wie schon im vorherigen Paragraph beschrieben, die mittlere Jahreserzeugung in Österreich und Deutschland um etwa 5,6% ab.

	Residuallast (Last-Wind-PV-LWK) [TWh]				Maximale stündliche Residuallast [GW]				Maximale stündliche Last [GW]			
	1971–89	2051–80	Änderung [TWh]	Änderung [%]	1971–89	2051–80	Änderung [GW]	Änderung [%]	1971–89	2051–80	Änderung [GW]	Änderung [%]
Minimum	34	48	13.22	38.5%	93	93	0.3	0.3%	115	114	-1.5	-1.3%
1. Quartil	116	108	-7.39	-6.4%	102	100	-1.9	-1.9%	118	117	-1.3	-1.1%
Mittelwert	142	144	2.54	1.8%	103	102	-1.0	-1.0%	124	122	-1.9	-1.6%
Median	139	144	4.86	3.5%	103	102	-1.5	-1.5%	124	119	-4.7	-3.8%
3. Quartil	166	175	8.30	5.0%	105	104	-1.0	-0.9%	129	128	-0.6	-0.5%
Maximum	242	272	29.49	12.2%	118	119	1.0	0.8%	136	138	2.0	1.4%

Tabelle 24: Statistik der Residuallast für das 90% Dekarbonisierungsszenario. Die Statistik bezieht sich auf die Daten aller 3 Klimamodelle REMO-UBA, RegCM3 und Aladin-Arpege für die Kontrollperiode 1971 – 1989 und die A1B-Szenarien-Periode 2051 – 2080.

In Tabelle 24 ist nun die Auswertung der Residuallast (Last – Wind – PV – LWK) für das 90%-Dekarbonisierungsszenarios dargestellt. In der linken Hälfte die Statistik der jährlichen Jahressummen der Residuallast, in der Mitte die Statistik der jährlichen maximalen stündlichen Residuallasten und rechts die Statistik der jährlichen maximalen stündlichen Lasten. Dabei wurde für jede Periode eine Statistik für alle Jahre dieser Periode und für alle 3 Klimamodelle gemeinsam berechnet. Bei den Jahressummen der Residuallast kann man erkennen, dass die 3 Klimamodelle im Mittelwert eine leichte Zunahme der Jahressummen der Residuallast in der Szenario-Periode 2051 – 2080 beschreiben.

Zusammengefasst kann man feststellen, dass die Auswirkungen des Klimawandels wie ihn die 3 Klimamodelle REMO-UBA, RegCM3 und Aladin-Arpege für das A1B-Szenario beschreiben nur sehr geringe Auswirkungen auf das Stromsystem haben würden, wie es im 90%-Dekarbonisierungsszenario (siehe Kapitel 9.1) dargestellt ist. Da in allen Szenarien dieser Studie unabhängig eine 100 prozentige Versorgungssicherheit durch Gas-Reservekraftwerke gegeben ist, hat der Klimawandel keinen Einfluss auf die Versorgungssicherheit der analysierten Stromsysteme. Etwaige leichte mittlere Abnahmen bei der Wind- und Wasserkrafterzeugung müssten durch den Zubau von Wind- und Photovoltaikanlagen kompensiert werden.

Nicht Gegenstand der Untersuchungen in AutRES100 waren mögliche Änderungen im Nutzerverhalten durch den Klimawandel, z.B. eine höhere Durchdringung mit Klimatisierungsanlagen oder mögliche Probleme mit der Kühlwasserverfügbarkeit von thermischen Kraftwerken. Diese Punkte sind Themen des laufenden PRESENCE-Forschungsprojektes, in dem das HiREPS-Modell zu Analyse dieser Effekte verwendet wird.

10 Schlussfolgerungen

Im Projekt AutRES 100 wurde verschiedene Ausgestaltungen des Energiesystems 2050 mit hohem Erneuerbaren Anteil für Österreich und Deutschland auf ihre technische und ökonomische Machbarkeit untersucht. Dazu wurde das hochauflösende Simulationsmodell des Strom- und Wärmesystems HiREPS angewandt. Es wurde angenommen, dass Steuern, Abgaben und regulatorische Rahmenbedingungen sich mit dem Energiesystem weiterentwickeln und einer kosteneffizienten und erneuerbaren Ausgestaltung des Energiesystems nicht entgegenstehen. Nicht betrachtet wurden die Frage von möglichen Lock-In Effekten durch Kraftwerks- und Infrastrukturprojekte vor dem Jahr 2050. Die Auswirkungen der Limitierungen durch die Stromnetze wurden vereinfachend im Netzlimitierungsszenario abgeschätzt. Eine detaillierte Simulation des erforderlichen Netzausbaus und alternativer Maßnahmen für ein nahezu 100 % erneuerbares Strom- und Wärmesystem ist ein wichtiges Thema für zukünftige Forschungsvorhaben. Für das Projekt AutRES100 wurden Österreich und Deutschland in den HiREPS Simulationen isoliert betrachtet. Da Synergieeffekte im europäischen Stromverbund die Integrationskosten von Erneuerbaren senken, sind die simulierten Kosten in diesem Sinn als konservative Abschätzung nach oben zu betrachten.

Unter diesen Voraussetzungen zeigen die Ergebnisse der hochauflösenden Simulation, dass ein nahezu 100% erneuerbares Strom- und Wärmesystem für Österreich und Deutschland ökonomisch und technisch machbar ist.

Im 90% Dekarbonisierungsszenario reduzieren sich die spezifischen CO₂ Emissionen der Stromerzeugung für Österreich und Deutschland auf 67 gCO₂/kWh im Vergleich zu 518 gCO₂/kWh im Jahr 2011. Die mittleren Stromgestehungskosten im Jahr 2050 belaufen sich auf 81.2 €/MWh - dies ist 18% mehr als im fossilen Szenario mit Stromgestehungskosten von 69 €/MWh und spezifischen CO₂ Emissionen von 522 gCO₂/kWh im selben Vergleichszeitraum. Im 90% Dekarbonisierungsszenario entfallen 9% der mittleren Stromgestehungskosten auf eine Kapazitätsprämie, die dazu dient einen wirtschaftlichen Betrieb von fossilen und erneuerbaren Kraftwerken mit gesicherter Leistung zu ermöglichen und somit die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Die Bereitstellung gesicherter Leistung ist daher nicht prohibitiv teuer, muss jedoch abseits des Energy-Only Marktes geregelt werden.

Im Null Emissionsszenario wird unterstellt, dass alle CO₂-Emissionen bei der Strom und Wärmeerzeugung bis 2050 vermieden werden sollen. Die Stromgestehungskosten betragen 91 €/MWh im Jahr 2050 und sind somit 33% teurer als im fossilen Szenario. In diesem Szenario werden 56 GW an Power-to-Gas Anlagen benötigt, um aus Überschüssen der erneuerbaren Stromerzeugung erneuerbares Erdgas zu erzeugen. Diese Power-to-Gas Technologie ist momentan im Stadium von ersten Demonstrationsprojekten.

Die Endkundenstromnachfrage von Österreich und Deutschland hat in den Szenarien eine maximale Last von 120 GW. In den erneuerbaren Szenarien werden ca. 24 GW an Wärmepumpen installiert. Es wird daher angenommen, dass die Stromnetze ausreichend

ausgebaut werden um die Wärmepumpen versorgen zu können. Im Netzlimitierungsszenario ist die Summe der Stromnachfrage durch Endkunden, der Stromnachfrage im Wärmesektor und der Stromnachfrage durch Stromspeicher mit 140 GW limitiert. Diese 140 GW Limitierung erlaubt in Kombination mit Wärmespeichern und dem Tagesgang der Endkundenstromnachfrage eine ausreichende Stromversorgung der Wärmepumpen. Es wurde angenommen, dass die thermischen Kraftwerke und die Photovoltaik regional dort installiert werden, wo auch die Last ist. Dadurch ergibt sich eine geringe Belastung für das Übertragungsnetz. Da die guten Onshore Windenergiestandorte für Deutschland und die Offshore Windstandorte eher im Norden sind und daher nur mäßig mit den Lastzentren korrelieren (siehe Kapitel 9.5), wird im Netzlimitierungsszenario zusätzlich die Windstromeinspeisung für Deutschland und Österreich mit 110 GW begrenzt. Trotz dieser starken Begrenzungen (Last <140 GW und Wind < 110 GW) erhöhen sich die Gesamtsystemkosten für die Strom und Wärmeherzeugung nur um 5% im Vergleich zum ursprünglichen 90% Dekarbonisierungsszenario, während die Dekarbonisierung im Gleichklang erfolgt.

Charakteristiken der Strom- und Wärmeherzeugung:

Für die Reduktion des CO₂-Ausstoßes der Stromherzeugung um ca. 90% sind keine neuen Stromspeichertechnologien nötig, die noch entwickelt werden müssten. Effiziente Gas- und Dampfkraftwerke können die Residuallast bei fehlender Wind- und Solarstromherzeugung günstig und mit relativ geringen CO₂-Emissionen decken. Essentiell für die Integration eines hohen Anteils von Wind und Solarenergie ist eine flexible Stromnachfrage. In den erneuerbaren Szenarien werden Wärmepumpen in Kombination mit Wärmespeichern für starke CO₂-Einsparungen im Gebäudesektor und für die Bereitstellung von flexibler Stromnachfrage eingesetzt. In Gebäuden ohne Wärmepumpen und im Fernwärmesystem nutzen günstige Direktstromzusatzheizregister in Kombination mit Wärmespeichern den Strom in Zeiten von Wind- und Solarstrom-Überangebot und stellen so eine flexible Stromnachfrage bereit. Der normale Brennstoff wird folglich substituiert, was sich auch positiv auf die Kosten der Wärmeversorgung, die anfallenden CO₂ Emissionen und in Folge auch auf die Kosten der Integration von Wind- und Solarenergie auswirkt. Der Ausbau von Pumpspeichern erleichtert ebenso die Integration von Wind- und Solarenergie und senkt die CO₂ Emissionen sowie die Kosten der Strom- und Wärmeherzeugung. Im 90% Dekarbonisierungsszenario ergibt sich aus der HiREPS Simulation für Österreich und Deutschland ein ökonomisches Potential zur Leistungserhöhung bestehender (Pump-) Speicher in der Höhe von 12 GW. Im Szenario K, wo auch Neubauten von zusätzlichen Speicherseen möglich sind, ergibt die HiREPS Simulation ein ökonomisches Pumpspeicherausbaupotential von 23 GW.

In der Zukunft werden auch noch weitere Nutzungsformen für Strom in Zeiten von Wind- und Solarstrom-Überangebot entwickelt werden (z.B. Elektromobilität und Anwendungen in der Industrie). Energieeffizienz-Maßnahmen im Strom- und Wärmesektor erleichtern den Aufbau eines 100% erneuerbaren Strom und- Wärmesystems und reduzieren die erforderlichen installierten Wind und Photovoltaik Kapazitäten.

Klimawandel:

Der Klimawandel, wie ihn die 3 Klimamodelle REMO-UBA, RegCM3 und Aladin-Arpege für die Periode 2050-2080 für das A1B-Szenario beschreiben, hat nur geringe Auswirkungen auf die Stromsysteme, wie sie in den erneuerbaren Szenarien (siehe Kapitel 9.1) dargestellt sind. Der stärkste Effekt ist die Abnahme der mittleren Jahreserzeugung der Laufwasserkraft in Österreich und Deutschland um etwa 5,6% bei einer gleichzeitigen saisonalen Verlagerung der Laufwassererzeugung vom Sommer in den Frühling. Etwaige leichte mittlere Abnahmen bei der Wind- und Wasserkrafterzeugung müssten durch den Zubau von Wind- und Photovoltaikanlagen kompensiert werden.

Nicht Gegenstand der Untersuchungen im Projekt AutRES100 waren mögliche Änderungen im Nutzerverhalten durch den Klimawandel, z.B. eine höhere Durchdringung mit Klimatisierungsanlagen oder mögliche Probleme mit der Kühlwasserverfügbarkeit von thermischen Kraftwerken. Diese Punkte sind Themen des laufenden PRESENCE-Forschungsprojektes, in dem das HiREPS-Modell zur Analyse dieser Effekte verwendet wird.

Die eigentliche Herausforderung scheint nicht technischer oder ökonomischer Natur, sondern die politische und gesellschaftliche Organisation des Energiesystemumbaus.

Dieser Umbau beeinträchtigt die Geschäftstätigkeit von Energieunternehmen und erfordert Änderungen in der Strommarktorganisation (siehe Kapitel 7 zu Kapazitätsmechanismen) sowie in der Ausgestaltung von Energiesteuern und Netzgebühren. Weiters ist es eine Herausforderung, den erforderlichen hohen Ausbau an Windenergie und Solarenergie gesellschaftlich verträglich zu gestalten und gemeinsam mit der Energieeffizienz weiter voranzutreiben.

Um die oben skizzierten Entwicklungen zu ermöglichen, wurden folgende Handlungsfelder identifiziert:

- Wind- und Solarstrom haben das größte Ausbaupotential der Erneuerbaren und sind essenziell für ein kostengünstiges zukünftiges erneuerbares Stromsystem. Auch andere, teilweise kostengünstigere, erneuerbare Erzeugungstechnologien, wie Wasserkraft und Biomasse, werden im Rahmen ihrer Ausbaupotentiale einen Beitrag leisten können und müssen. Ohne einen starken Ausbau der Wind- und Solarstromerzeugung ist ein erneuerbares Stromsystem in Österreich und Deutschland jedoch nicht möglich. Um einen hohen Erneuerbaren-Anteil im Stromsystem zu erreichen, sind daher, solange der CO₂ Preis nicht stark steigt, Maßnahmen zur Förderung des Wind- und Solarstromausbaus notwendig. Etwaige Profite der Endnutzer durch Eigenverbrauch minimieren sich wenn die Steuern und Netzgebühren flexibel gestaltet werden, um, bei gleichbleibenden Einnahmen, die Integration vom Strom- und Wärmesystem zu ermöglichen.
- Das Strommarktdesign muss den Erfordernissen eines hohen erneuerbaren Anteils angepasst werden (siehe Kapitel 7 zu Kapazitätsmechanismen). Ein konkreter Vorschlag dazu ist, die Bilanzgruppen für die Beschaffung von Reserve-Kapazitäten eigenverantwortlich zu machen (siehe [29]). Die Kosten der gesicherten

Leistungsbereitstellung belaufen sich für das 90% Dekarbonisierungsszenario auf 9% der mittleren Stromgestehungskosten. Daraus kann man den Schluss ziehen, dass auch in einem erneuerbaren Stromsystem die Bereitstellung von gesicherter Leistung nicht prohibitiv teuer sein muss.

- Ein wichtiges noch offenes Forschungsthema ist die detaillierte Simulation des erforderlichen Netzausbaus und alternativer Maßnahmen für ein fast zu 100% auf erneuerbaren Energien basierendes Strom- und Wärmesystem.
- Zeitliche Flexibilisierung der Steuern und Netzgebühren: Die Steuern und Netzgebühren sind derzeit größtenteils proportional zur bezogenen Strommenge und betragen mehr als die Hälfte des Endkundenstrompreises. Dies würde eine Nutzung von Strom im Wärmesystem und eine kosteneffiziente Integration von Wind und Solarenergie behindern. Steuern und Netzgebühren sollten neu gestaltet werden, um einer effizienten Kopplung von Strom- und Wärmesystem nicht entgegenzustehen.
- Effiziente Wärmepumpen mit guten Arbeitszahlen können einen großen Beitrag zur CO₂-Emissionsminderung im Gebäudesektor leisten und sollten in Kombination mit Wärmespeichern ein Fokus für Anstrengungen zur Kopplung des Strom- und des Wärmesystems sein. Gemeinsam mit Direktstromzusatzheizregistern sorgen sie für die nötige flexible Stromnachfrage zur Integration eines hohen Anteils von Wind und Solarenergie.
- Um das Ziel starker CO₂-Emissionsreduktionen zu erreichen, muss die Gebäudeenergieeffizienz weiter erhöht werden. Hier scheint auch ein Fokus auf Synergien mit dem Stromsystem sinnvoll.
- Energieeffizienz-Maßnahmen im Strom- und Wärmesektor sind essenziell und wichtig, um ein 100% erneuerbares Strom- und Wärmesystem zu erreichen, da sie die erforderlichen installierten Wind und Photovoltaik Kapazitäten reduzieren.

11 Ausblick und Empfehlungen

Das im Rahmen des Projektes AutRES100 entwickelte HiREPS-Modell des Strom- und Wärmesystems von Österreich und Deutschland wird in mehreren Projekten erweitert und angewendet:

- Im laufenden Neue-Energien-2020-Projekt SOLAR GRIDS werden unter anderem die Auswirkungen eines steigenden Kühlbedarfes auf das Stromsystem mit dem HiREPS-Modell untersucht. Dazu wird das HiREPS-Modell um ein Modul zur Kühlung erweitert.
- Im laufenden ERA-NET Plus Electromobility+ Projekt DEFINE wird das HiREPS-Modell verwendet, um die Auswirkungen der Elektromobilität auf das Stromsystem und auf die Integration von Wind- und Solarenergie zu untersuchen. Dazu wird ein Elektromobilitätsmodul für das HiREPS-Modell entwickelt.

- Im Rahmen des Intelligent-Energy-Europe-Projektes BETTER wird HiREPS verwendet, um Fragen des europäischen Stromsystems zu analysieren. Dazu wird ein vereinfachtes HiREPS-Modell für Europa entwickelt.
- Im EU Projekt GridTECH werden die im Rahmen von AutRES100 entwickelten Ladeszenarien zu Ladeszenarien für EU 27erweitert.
- Im laufenden Neue-Energien-2020 Projekt Stromspeicher 2050, wird mit dem HiREPS Modell untersucht, wie sich bei einem steigenden Erneuerbaren-Anteil in der Stromerzeugung bis 2030 und 2050, die Variabilität der Strompreise und der Stromspeicherbedarf für Tages-, Wochen-, Monats- und Jahresspeicher und für die Regelreserve entwickelt. Für Österreich wird das Pumpspeicherausbaupotential mit dem zukünftigen Speicherbedarf verglichen.

Ein wichtiges offenes Forschungsthema ist eine detaillierte Simulation des erforderlichen Netzausbaus und alternativer Maßnahmen für ein nahezu 100 % erneuerbares Strom- und Wärmesystem. Der Ausbau der Stromnetze stößt seit einiger Zeit auf einen gewissen gesellschaftlichen Widerstand.

Offene Fragen sind:

- Welcher Netzausbau ist notwendig für ein Stromsystem mit hohem Erneuerbaren-Anteil?
- Welche Alternativen und entlastenden Maßnahmen gibt es zum Stromnetzausbau?
- Analyse der Beiträge zukünftiger Optionen der flexiblen Stromnachfrage zur Entlastung der Netze: Strom zur Wärmeerzeugung, Elektromobilität, Schalten von Lasten, Stromspeicher, Wärmespeicher und Kältespeicher.
- Analyse der netzentlastenden Positionierung der Standorte für neue Kraftwerke, für die neuen Wind- und Solarenergieanlagen und für neue Stromspeicher (Pumpspeicher, Druckluftspeicher, Batteriespeicher).
- Analyse der möglichen Beiträge von regelbaren Transformatoren, Hochtemperatur-Seilen, Dynamic Line Rating und Stromspeichern.
- Analyse der unterschiedlichen Effekte im Übertragungsnetz und im Verteilnetz.
- Simulation des optimalen Zusammenspiels der verschiedenen oben erwähnten Komponenten des Stromsystems und der Nachfrageoptionen.
- Simulation der Gesamtsystemkosten und Bewertung der Umsetzbarkeit der verschiedenen Gestaltungsoptionen.

12 Literaturverzeichnis

1. Fraunhofer ISE, *Wärmepumpen Effizienz – Messtechnische Untersuchung von Wärmepumpen zur Analyse und Bewertung der Effizienz im realen Betrieb*, im Auftrag des deutschen Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie, 2011
2. M. Sterner, *Bioenergy and renewable power methane in integrated 100% renewable energy systems*, Universität Kassel, 2011, Link: <http://www.upress.uni-kassel.de/publi/abstract.php?978-3-89958-798-2>. (Abgerufen: Oktober 2013)
3. R.R. Dickinson et al., *Alternative carriers for remote renewable energy sources using existing CNG infrastructure*, International Journal of Hydrogen Energy, 35(3), pp.1321–1329, 2010.
4. D. Oertel, *Energiespeicher – Stand und Perspektiven*, Berlin: Büro für Technikfolgenabschätzung beim Deutschen Bundestag, 2008.
5. BINE, *Druckluftspeicher - Kraftwerke*, Bonn: BINE Informationsdienst, 2007. Link: http://www.bine.info/fileadmin/content/Publikationen/Projekt-Infos/2007/Projekt-Info_05-2007/projekt_0507internet-x.pdf. (Abgerufen: Oktober 2013)
6. S. Zunft et al., *Adiabatic Compressed Air Energy Storage for the Grid Integration of Wind Power. In Sixth international Workshop on large scale integration of windfarms and transmission networks for offshore windfarms*, 2006.
7. Fraunhofer IWES, *Flexible Stromproduktion aus Biogas und Biomethan*, Projekt Bericht im Auftrag des deutschen Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), 2011.
8. Fraunhofer UMSICHT, *BMBF-Verbundprojekt Biogaseinspeisung*, Band 4 Technologien und Kosten der Biogasaufbereitung und Einspeisung in das Erdgasnetz. Ergebnisse der Markterhebung 2007-2008
9. European Center for Medium Range Weather Forecasts - ERA-Interim: <http://www.ecmwf.int/research/era/do/get/era-interim> (Abgerufen: Oktober 2013)
10. Y. Wang, T. Haiden, and A. Kann, *The operational limited-area modelling system at ZAMG: ALADIN-Austria*, Österreich, Beitr. Meteorol. Geophys. 37: ISSN 1016–6254, 2006.
11. Deutscher Wetterdienst: <http://www.dwd.de/> (Abgerufen: Oktober 2013)
12. METEOSAT Satelliten Daten von EUMETSAT: <http://www.eumetsat.int/website/home/index.html>
13. Jakob Anger, *Analyse der zeitlichen Variabilität der Globalstrahlung über Europa unter der Verwendung eines mesoskaligen numerischen Wettervorhersagemodells ALADIN*, Diplomarbeit im Rahmen des AutRES100 Projektes, 2011.
14. Maximilian Fattinger, *Analyse des Zusammenhangs zwischen Windgeschwindigkeit, Windkraftherzeugung und den simulierten Winddaten ALADIN*, Diplomarbeit im Rahmen des AutRES100 Projektes, 2012.
15. FINO Forschungsplattformen in Nord- und Ostsee: <http://www.fino-offshore.de/> (Abgerufen: Oktober 2013)
16. 200 m - Messmast am Karlsruher Institut für Technologie (KIT): <http://imkbemu.physik.uni-karlsruhe.de/~fzkmast/>. (Abgerufen: Oktober 2013)
17. Masterarbeit Alexander Kaiser, *Europäisches Windenergiemodell - Outputmodellierung unter Verwendung von meteorologischen Reanalysen*, Betreuung: F. Tatzber, G. Totschnig, Fachhochschule Technikum Wien, März 2012
18. EEX-Transparenzplattform: <http://www.transparency.eex.com/de/> (Abgerufen: Oktober 2013)
19. PHOTON-Netzbetreiberstatistik, Bundesnetzagentur
20. C. Elberg, et al., *Untersuchungen zu einem zukunftsfähigen Strommarktdesign*, EWI im Auftrag des deutschen Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie (BMWi), 2011
21. C. Weber et al., *Anforderungen an Kapazitätsmechanismen in Deutschland – was ist zielführend, was nicht?*, Energiewirtschaftliche Tagesfragen 63, Jg. 2013 Heft 1/2
22. Fachdialog Strategische Reserve, Ergebnisbericht des Fachdialogs der Verbände BDEW (Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.) und BEE (Bundesverband Erneuerbare Energie) mit den Wissenschaftlern Dr. Christoph Maurer (Consentec), Prof. Dr. Albert Moser und Christopher Breuer (Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft, RWTH Aachen), Dr. Marco Nicolosi (Ecofys), Markus Peek (r2b energy consulting), Dr. Frank Sensfuß (Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI) und Prof. Dr. Michael Sterner (Hochschule Regensburg, Moderation), 2013. Link: <http://www.bmu.de/themen/klima-energie/energiewende/strommarkt/versorgungssicherheit/> (Abgerufen: Oktober 2013)

23. Jan Richter, Tobias Paulun, *Kapazitätsmechanismen: Der Bedarf ist unklar, die Lösungsvorschläge komplex*, EEX.COM, Energiewirtschaftliche Tagesfragen 63, Jg. 2013 Heft 9
24. Agora Energiewende, *Strommarktdesign im Vergleich: Ausgestaltungsoptionen eines Kapazitätsmarkts*, Dokumentation der Stellungnahmen der Referenten für die Diskussionsveranstaltung am 10. Juni 2013, Link: <http://www.agora-energiewende.de> (Abgerufen: Oktober 2013)
25. Agora Energiewende, *Brauchen wir einen Kapazitätsmarkt?*, Stellungnahmen der Referenten des Fachgesprächs Kapazitätsmarkt; Diskussionsveranstaltung von Agora Energiewende und Energie & Management am 24. August 2012 in Berlin, Link: <http://www.agora-energiewende.de> (Abgerufen: Oktober 2013)
26. C. Cremer, *Vorschlag für ein Marktdesign der privatisierten Leistungsversorgung*, Energiewirtschaftliche Tagesfragen 63, Jg. 2013 Heft 1/2
27. Enervis, BET und VKU, *Ein zukunftsfähiges Energiemarktdesign für Deutschland*, 2013, Link: http://www.enervis.de/images/stories/enervis/pdf/publikationen/gutachten/emd_gutachten_lan_gfassung_enervis_bet_vku_20130301.pdf (Abgerufen: Oktober 2013)
28. U. Leprich, E. Hauser, *Vertriebe zu Akteuren aufwerten*, Zeitschrift für Kommunale Wirtschaft 8, 2012
29. G. Erdmann, IEWT2013 an der TU Wien, Februar 2013, *Warum Kapazitätsmärkte das Ende des Wettbewerbs im Strommarkt bedeuten*, http://www.eeg.tuwien.ac.at/eeg.tuwien.ac.at_pages/events/iewt/iewt2013/uploads/plenarysessions/PL1_4_Erdmann.pdf (Abgerufen: Oktober 2013)
30. NTUA, *PRIMES EU 27 Reference case with updated world energy prices*, National Technical University of Athens, 21th June 2011.
31. Das Ökostromgesetz 2012 (ÖSG 2012), BGBl. I Nr. 75/2011 http://www.ris.bka.gv.at/Dokumente/BgblAuth/BGBLA_2012_I_11/BGBLA_2012_I_11.pdf (Abgerufen: Oktober 2013)
32. National renewable energy action plans(NREAP): http://ec.europa.eu/energy/renewables/action_plan_en.htm (Abgerufen: Oktober 2013)
33. *Erarbeitung einer integrierten Wärme- und Kältestrategie*, im Auftrag des Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), 2013, <http://www.erneuerbare-energien.de/unser-service/mediathek/downloads/detailansicht/artikel/endberichte-erarbeitung-einer-integrierten-waerme-und-kaeltestrategie/> (Abgerufen: Oktober 2013)
34. EU-FP7 Projektes ENSEMBLES, www.ensembles-eu.org
35. Andreas Schröder, Friedrich Kunz, Jan Meiss, Roman Mendelevitch and Christian von Hirschhausen, *Current and Prospective Costs of Electricity Generation until 2050*, DataDocumentation, Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung, 2013
36. Enerinet.dk, *Technology Data For Energy Plants*, 2012 Link: [www.energinet.dk/SiteCollectionDocuments/Danske dokumenter/Forskning/Technology_data_for_individual_heating_plants_and energy_transport.pdf](http://www.energinet.dk/SiteCollectionDocuments/Danske dokumenter/Forskning/Technology_data_for_individual_heating_plants_and_energy_transport.pdf) (Abgerufen: Oktober 2013)

13 Anhang

13.1 Technologie Daten

In Tabelle 25 sind die wichtigsten technologiespezifischen Daten für die Szenarien angegeben.

	Abschreibungs- dauer	Investitions- kosten 2050	Einheit der Investitionskosten	Effizienz	
Stromtechnologien					
Kohle	35	1340	[€2012/kW-el]	46	Netto bez. des Heizwertes
Kohle KWK	35	1402	[€2012/kW-el]	46	Netto bez. des Heizwertes
Braunkohle	40	1608	[€2012/kW-el]	45	Netto bez. des Heizwertes
GuD	25	615	[€2012/kW-el]	60	Netto bez. des Heizwertes
Entnahmed. GuD KWK	25	670	[€2012/kW-el]	60	Netto bez. des Heizwertes
Simple Cycle Gasturbine	25	400	[€2012/kW-el]	40	Netto bez. des Heizwertes
Biogasmotor <= 2MW KWK	25	700	[€2012/kW-el]	40	Netto bez. des Heizwertes
BioGasSpeicher	15	5	[€2012/kWh-Biogas]	100	Netto bez. des Heizwertes
Gasmotor >= 3MW KWK	25	600	[€2012/kW-el]	46	Netto bez. des Heizwertes
Feste Biomasse gegend. KWK	30	2600	[€2012/kW-el]	24	Netto bez. des Heizwertes
Müllverbrennung gegend. KWK	20	2000	[€2012/kW-primär Feuerleistung]	18	Netto bez. des Heizwertes
Photovoltaik	25	800	[€2012/kW-el]	72	Einstrahlung zu Strom
Wind - Onshore	25	1075	[€2012/kW-el]	88	Verluste zuzüglich der Hersteller Kennlinie
Wind - Offshore	25	3100	[€2012/kW-el]	88	Verluste zuzüglich der Hersteller Kennlinie
AA-CAES Leistung	30	813	[€2012/kW-el]	71	Ein+Auspeichern
AA-CAES Speicher	30	60	[€2012/kWh-el]	-	
LeistungsUpGrade	35	900	[€2012/kW-el]	74	Ein+Auspeichern
generischer Pumpspeicher Leistung	35	800	[€2012/kW-el]	74	Ein+Auspeichern
generischer Pumpspeicher Speicher	35	22	[€2012/kWh-el]	-	
P2G	35	1000	[€2012/kW-el Strom Aufnahme]	60	Netto bez. des Heizwertes
Wärmetechnologien					
Stromdirektheizung	20	30	[€2012/kWh-el]	97	
Fernwärme					
Stromdirektheizung Gebäude	20	10	[€2012/kWh-el]	97	
Wärmepumpe	20	800	[€2012/kW-therm]	300	
Solarthermie Freifläche	30	290	[Euro/m2 Kollektorfläche] für die Gesamtanlage ohne Speicherkosten	60	Einstrahlung zu Wärme
Solarthermie Gebäude	30	400	[Euro/m2 Kollektorfläche] für die Gesamtanlage ohne Speicherkosten	60	Einstrahlung zu Wärme
Thermischer Gas Spitzenkessel	30	100	[€2012/kW-therm]	97	
Gasheizung	20	200	[€2012/kW-therm]	97	
Pelletsheizung	20	500	[€2012/kW-therm]	97	
Zentrale Wärmespeicher	30	100	[€2012/m3]	0.2	% pro Stunde
Dezentrale Wärmespeicher	20	900	[€2012/m3]	0.014	% pro Stunde

Tabelle 25: Überblick über die wichtigsten technologiespezifischen Annahmen in den Szenario Läufen.

Die Daten sind eigene Synthese basierend auf verschiedenen Quellen. Die wichtigsten Quellen sind:

1. Andreas Schröder, Friedrich Kunz, Jan Meiss, Roman Mendelevitch and Christian von Hirschhausen, Current and Prospective Costs of Electricity Generation until 2050, Data Documentation, Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung, 2013
2. Enerinet.dk, Technology Data For Energy Plants, 2012 Link:
[www.energinet.dk/SiteCollectionDocuments/Danske dokumenter/Forskning/Technology_data_for_individual_heating_plants_and energy_transport.pdf](http://www.energinet.dk/SiteCollectionDocuments/Danske%20dokumenter/Forskning/Technology_data_for_individual_heating_plants_and_energy_transport.pdf)Kontakt Daten (Abgerufen: Oktober 2013)

Projektleiter:

Projektleiter	Dr. techn. Gerhard Totschnig
Institut/Unternehmen	Technische Universität Wien – Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe
Postadresse	Gusshausstraße 25-29/ E370-3, 1040 Wien, Österreich
Telefon	0043-1-58801-370356
Fax	0043-1-58801-370397
E-Mail	totschnig@eeg.tuwien.ac.at
Webpage des Instituts/Unternehmens	www.eeg.tuwien.ac.at
Webpage des gegenständlichen Projekts	http://eeg.tuwien.ac.at/AutRES100

Projektpartner:

Projektmitarbeiter	Mag. Alexander Kann
Institut/Unternehmen	Zentralanstalt für Meteorologie und Geodynamik (ZAMG)
Postadresse	1190 Wien, Hohe Warte 38
Telefon	+43 (0)1 / 36 0 26 / 2322
Fax	+43 (0)1 / 36 0 26 / 2320
E-Mail	alexander.kann@zamg.ac.at
Webpage des Instituts/Unternehmens	http://www.zamg.ac.at

Projektmitarbeiter	Heimo Truhetz
Institut/Unternehmen	Wegener Zentrum für Klima und Globalen Wandel
Postadresse	Brandhofgasse 5, A-8010 Graz
Telefon	+43-316-380-8442
Fax	+43-316-380-9830
E-Mail	heimo.truhetz@uni-graz.at
Webpage des Instituts/Unternehmens	http://www.wegcenter.at

Projektmitarbeiter	Markus Pflieger, Wilhelm Ottendörfer
Institut/Unternehmen	VERBUND-Hydro Power AG (VHP)
Postadresse	Am Hof 6a, A-1010 Wien
Telefon	
Fax	
E-Mail	Markus.Pflieger@verbund.com
Webpage des Instituts/Unternehmens	http://www.verbund.com

Projektmitarbeiter	Gerd Schauer
Institut/Unternehmen	Verbund AG
Postadresse	Am Hof 6a, A-1010 Wien
Telefon	+43 (0)50313 - 53922
Fax	+43 (0)664 -4600314
E-Mail	Gerd.Schauer@verbund.com
Webpage des Instituts/Unternehmens	www.verbund.at

- 1 Fraunhofer ISE, Wärmepumpen Effizienz – Messtechnische Untersuchung von Wärmepumpen zur Analyse und Bewertung der Effizienz im realen Betrieb, 2011, im Auftrag des deutschen Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie
- 2 Sterner, M., 2009. Bioenergy and renewable power methane in integrated 100% renewable energy systems. Kassel: Universität Kassel. Available at: <http://www.upress.uni-kassel.de/publi/abstract.php?978-3-89958-798-2>.
- 3 Dickinson, R.R. et al., 2010. Alternative carriers for remote renewable energy sources using existing CNG infrastructure. International Journal of Hydrogen Energy, 35(3), pp.1321–1329.
- 4 Oertel, D., 2008. Energiespeicher – Stand und Perspektiven, Berlin: Büro für Technikfolgenabschätzung beim Deutschen Bundestag.
- 5 BINE, 2007. Druckluftspeicher - Kraftwerke, Bonn: BINE Informationsdienst. Available at: http://www.bine.info/fileadmin/content/Publikationen/Projekt-Infos/2007/Projekt-Info_05-2007/projekt_0507internet-x.pdf.
- 6 Zunft, S. et al., 2006. Adiabatic Compressed Air Energy Storage for the Grid Integration of Wind Power. In Sixth international Workshop on large scale integration of windfarms and transmission networks for offshore windfarms.
- 7 Fraunhofer IWES, Flexible Stromproduktion aus Biogas und Biomethan, 2011, Projekt Bericht im Auftrag des deutschen Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU).
- 8 Fraunhofer UMSICHT, BMBF-Verbundprojekt Biogaseinspeisung, Band 4 Technologien und Kosten der Biogasaufbereitung und Einspeisung in das Erdgasnetz. Ergebnisse der Markterhebung 2007-2008
- 9 European Center for Medium Range Weather Forecasts - ERA-Interim: <http://www.ecmwf.int/research/era/do/get/era-interim>
- 10 Wang Y., T. Haiden, and A. Kann, 2006: The operational limited-area modelling system at ZAMG: ALADIN-Austria. Österreich. Beitr. Meteorol. Geophys. 37: ISSN 1016–6254.
- 11 Deutscher Wetterdienst: <http://www.dwd.de/>
- 12 METEOSAT Satelliten Daten von EUMETSAT: <http://www.eumetsat.int/website/home/index.html>
- 13 Jakob Anger, 2011, Analyse der zeitlichen Variabilität der Globalstrahlung über Europa unter der Verwendung eines mesoskaligen numerischen Wettervorhersagemodells ALADIN, Diplomarbeit im Rahmen des AutRES100 Projektes
- 14 Maximilian Fattering, 2012, Analyse des Zusammenhangs zwischen Windgeschwindigkeit, Windkrafterzeugung und den simulierten Winddaten ALADIN, Diplomarbeit im Rahmen des AutRES100 Projektes
- 15 FINO Forschungsplattformen in Nord- und Ostsee: <http://www.fino-offshore.de/>
- 16 200 m - Messmast am Karlsruher Institut für Technologie (KIT): <http://imkbemu.physik.uni-karlsruhe.de/~fzkmast/>

17 Masterarbeit Alexander Kaiser, Europäisches Windenergiemodell - Outputmodellierung unter Verwendung von meteorologischen Reanalysen, Betreuung: F. Tatzber, G. Totschnig, Fachhochschule Technikum Wien, März 2012

18 EEX-Transparenzplattform: <http://www.transparency.eex.com/de/>

19 PHOTON-Netzbetreiberstatistik, Bundesnetzagentur

²⁰ Elberg, 2011: C. Elberg, et al., EWI: „Untersuchungen zu einem zukunftsfähigen Strommarktdesign“ im Auftrag des deutschen Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie(BMWi), 2011

²¹WEBER, 2013: C. Weber et al.: „Anforderungen an Kapazitätsmechanismen in Deutschland – was ist zielführend, was nicht?“ Energiewirtschaftliche Tagesfragen 63, Jg. 2013 Heft 1/2

²² FACHDIALOG STRATEGISCHE RESERVE, 2013: Ergebnisbericht des Fachdialogs der Verbände BDEW (Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.) und BEE (Bundesverband Erneuerbare Energie) mit den Wissenschaftlern Dr. Christoph Maurer (Consentec), Prof. Dr. Albert Moser und Christopher Breuer (Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft, RWTH Aachen), Dr. Marco Nicolosi (Ecofys), Markus Peek (r2b energy consulting), Dr. Frank Sensfuß (Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI) und Prof. Dr. Michael Sterner (Hochschule Regensburg, Moderation). Abrufbar unter <http://www.bmu.de/themen/klima-energie/energiewende/strommarkt/versorgungssicherheit/>

²³ RICHTER, 2013: Jan Richter, Tobias Paulun „Kapazitätsmechanismen: Der Bedarf ist unklar, die Lösungsvorschläge komplex“, EEX.COM, Energiewirtschaftliche Tagesfragen 63, Jg. 2013 Heft 9

²⁴AGORA, 2013: Agora Energiewende „Strommarktdesign im Vergleich: Ausgestaltungsoptionen eines Kapazitätsmarkts“ Dokumentation der Stellungnahmen der Referenten für die Diskussionsveranstaltung am 10. Juni 2013, Link: <http://www.agora-energiewende.de>

²⁵ AGORA, 2012: Agora Energiewende „Brauchen wir einen Kapazitätsmarkt?“ Stellungnahmen der Referenten des Fachgesprächs Kapazitätsmarkt; Diskussionsveranstaltung von Agora Energiewende und Energie & Management am 24. August 2012 in Berlin, Link: <http://www.agora-energiewende.de>

²⁶ CREMER, 2013: C. Cremer „Vorschlag für ein Marktdesign der privatisierten Leistungsversorgung“, Energiewirtschaftliche Tagesfragen 63, Jg. 2013 Heft 1/2

²⁷ ENERVIS, 2013: Enervis, BET und VKU „Ein zukunftsfähiges Energiemarktdesign für Deutschland“ 2013, Link: http://www.enervis.de/images/stories/enervis/pdf/publikationen/gutachten/emd_gutachten_langfassung_enervis_bet_vku_20130301.pdf

²⁸ LEPRICH, 2012: U. Leprich, E. Hauser: „Vertriebe zu Akteuren aufwerten“ Zeitschrift für Kommunale Wirtschaft 8, 2012

²⁹ ERDMANN, 2013: Warum Kapazitätsmärkte das Ende des Wettbewerbs im Strommarkt bedeuten, Vortrag G. Erdmann am 13. Februar 2013 bei IEWT2013; http://www.eeg.tuwien.ac.at/eeg.tuwien.ac.at_pages/

30 NTUA (2011): PRIMES EU 27 Reference case with updated world energy prices - conducted by National Technical University of Athens, 21th June 2011.

31 Das Ökostromgesetz 2012 (ÖSG 2012), BGBl. I Nr. 75/2011

http://www.ris.bka.gv.at/Dokumente/BgblAuth/BGBLA_2012_I_11/BGBLA_2012_I_11.pdf

32 National renewable energy action plans(NREAP):

http://ec.europa.eu/energy/renewables/action_plan_en.htm

33 Erarbeitung einer integrierten Wärme- und Kältestrategie im Auftrag des Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), 2013, <http://www.erneuerbare-energien.de/unser-service/mediathek/downloads/detailansicht/artikel/endberichte-erarbeitung-einer-integrierten-waerme-und-kaeltestrategie/>

34 EU-FP7 Projektes ENSEMBLES, www.ensembles-eu.org

IMPRESSUM

Verfasser

Energy Economics Group (EEG)
TU Wien, Institut für Energiesysteme und
Elektrische Antriebe E370-3

Gerhard Totschnig
Gusshausstraße 25-29 / 370-3
A - 1040 Wien, Österreich
Tel: 01-58801-370356
Fax: 01-58801-370397
E-Mail: totschnig@eeg.tuwien.ac.at
Web: eeg.tuwien.ac.at/AutRES100

Projektpartner und Autoren

- Gerhard Totschnig, Technische Universität Wien
- Alexander Kann, Zentralanstalt für Meteorologie und Geodynamik
- Heimo Truhetz, Wegener Zentrum für Klima und Globalen Wandel
- Markus Pfleger, Wilhelm Ottendörfer, VERBUND Hydro Power
- Schauer Gerd, Verbund AG

Eigentümer, Herausgeber und Medieninhaber

Klima- und Energiefonds
Gumpendorfer Straße 5/22
1060 Wien
office@klimafonds.gv.at
www.klimafonds.gv.at

Disclaimer

Die Autoren tragen die alleinige Verantwortung für den Inhalt dieses Berichts. Er spiegelt nicht notwendigerweise die Meinung des Klima- und Energiefonds wider.

Der Klima- und Energiefonds ist nicht für die Weiternutzung der hier enthaltenen Informationen verantwortlich.

Gestaltung des Deckblattes

ZS communication + art GmbH