



TECHNISCHE
UNIVERSITÄT
WIEN



Endbericht

Stromzukunft Österreich 2030 - Analyse der Erfordernisse und Konsequenzen eines ambitionierten Ausbaus erneuerbarer Energien

Autoren:

Gustav Resch, Bettina Burgholzer, Gerhard Totschnig,
Georg Lettner, Hans Auer, Jasper Geipel, Reinhard
Haas; Technische Universität Wien,
Energy Economics Group

Mai 2017

Endbericht der gleichnamigen Studie

Auftraggeber:

IG Windkraft, Kompost & Biogas Verband Österreich,
IG-Holzkraft

Projektleitung:

Technische Universität Wien (TU Wien),
Energy Economics Group

Gusshausstraße 25-29 / 370-3, A-1040 Wien, Österreich



Studie:

Stromzukunft Österreich 2030 – Analyse der Erfordernisse und Konsequenzen eines ambitionierten Ausbaus erneuerbarer Energien

<u>Projektlaufzeit:</u>	August 2016– Mai 2017
<u>Auftraggeber:</u>	IG Windkraft, ARGE Biogas-Kompost, IG Holzkraft

Autoren:

Gustav Resch, Bettina Burgholzer, Gerhard Totschnig, Georg Lettner, Hans Auer, Jasper Geipel, Reinhard Haas;

Technische Universität Wien, Energy Economics Group



Kontakt Daten:

Reinhard Haas

TU Wien, Institut für Energiesystem und elektrische Antrieb, Energy Economics Group (EEG)

Adresse: Gusshausstrasse 25/370-3, A-1040 Wien, Österreich

Telefon: +43 1 58801 370352

Fax: +43 1 58801 370397

Email: haas@eeq.tuwien.ac.at

Web: www.eeq.tuwien.ac.at

Danksagung:

Die Autoren und das gesamte Projektteam bedanken sich für die finanzielle und intellektuelle Unterstützung dieser Arbeit seitens der IG Windkraft, dem Österreichischen Biomasseverband, der IG Holzkraft und der ARGE Biogas-Kompost.

Rechtlicher Hinweis:

Für den Inhalt der Studie zeichnen sich die Studienautoren verantwortlich. Der Inhalt reflektiert nicht zwingendermaßen die Ansicht der Auftraggeber.

Alle Rechte sind vorbehalten; kein Teil dieser Publikation darf übersetzt, reproduziert oder übertragen in jeglicher Form werden ohne vorherige schriftliche Einverständniserklärung des Herausgebers.

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	9
1.1	Struktur dieses Berichts	9
2	Die Methodik im Gesamtüberblick	11
2.1	Die verwendeten Energiesystemmodelle im Überblick	12
2.2	Kernannahmen und Eingangsgrößen der Modellierung	14
2.2.1	Energiewirtschaftliche Kernparameter	14
2.2.2	Schlüsselparameter für die Modellierung der energiepolitischen Instrumente zur Förderung erneuerbarer Energien (Green-X) 16	
2.2.3	Potenziale und Kosten der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien	19
2.3	Die betrachteten Szenarien im Überblick	24
3	Die unterstellte Marktentwicklung erneuerbarer Energien in Österreich bis 2030	26
4	Die Analyse von Stromaufbringung und –nachfrage in stündlicher Auflösung	29
4.1	Übersicht der Abbildung der Strom- und Wärmeerzeugung mit dem Simulationsmodell HiREPS	29
4.2	Analysierte Szenarien	31
4.3	Abbildung der Interaktion zwischen Strom- und Fernwärmeerzeugung	31
4.4	Simulation von Gebäuden mit Wärmepumpen	33
4.5	Simulation des Strombezugs durch Elektro PKW	35
4.6	Simulation der Stromerzeugung	36
4.7	Marktwertfaktoren	38
4.8	Schlussfolgerung HiREPS Modellierung	39
5	Betrachtung des Netzes und der Versorgungssicherheit	41
5.1	Methodik und Modellannahmen	41
5.1.1	Geographischer Umfang des europäischen Stromnetzes	42
5.2	Analysierte Szenarien	43
5.3	Ergebnisse der Stromnetzanalyse	44
5.3.1	Identifizierte Engpässe im österreichischen Übertragungsnetz	48
5.3.2	Leitungsabschnitte mit hoher Relevanz für die Versorgungssicherheit	58
5.3.3	Bedarf an gesicherter Leistung im Jahr 2030 und die Abdeckung der jährlichen Spitzen(residual)lasten	58
5.3.4	Bewertung der Auswirkungen eines vermehrten Ausbaus dezentraler Photovoltaikanlagen auf Netzinvestitionen im Verteilnetz	61
5.3.5	Dezentralität von Biogasanlagen	63
6	Strompreisentwicklung 2030	65
7	Die Identifikation von erforderlichen Marktanreizen, Förderbedarf und Förderdesign	69
7.1	Analysierte Szenarien	69
7.2	Der Einfluss dezidierter Förderanreize für erneuerbare Energien auf Investitionen und Kosten	72
7.3	Fördersysteme im Vergleich	75
7.4	Sensitivitätsbetrachtungen: Der Marktwert dezentraler Photovoltaik, die (notwendige) Bestandssicherung der Biomasse und der Einfluss der Energiepreise	80
7.4.1	Der Marktwert dezentraler Photovoltaik und dessen Einfluss auf den Förderbedarf	80
7.4.2	Die Bestandssicherung bei Biomasse-Anlagen – eine Betrachtung der Folgen eines Wegfalls	82
7.4.3	Der Einfluss der Energiepreisentwicklung auf den erforderlichen Förderbedarf	83

7.5	Nutzwerte im Einklang mit dem Ausbau erneuerbarer Energien	85
7.5.1	Verminderte Strombezugskosten: der Merit-Order Effekt	85
7.5.2	Einsparung fossiler Energien und resultierende Treibhausgasreduktion	85
7.5.3	Beschäftigungseffekte.....	87
7.6	Fazit	90
8	Zentrale Erkenntnisse und Schlussfolgerungen	91
9	Literatur	94
10	Anhang	96
10.1	Stromnetzanalyse	96
10.1.1	Ergebnisse für das Jahr 2015.....	97
10.2	HiREPS-Modell-Kostenannahmen	98

Zusammenfassung

Die vorliegende Studie „**Stromzukunft Österreich 2030**“ gibt Aufschluss darüber wie die Transformation hin zu einem nahezu allein auf erneuerbarer Erzeugung basierendes österreichische Elektrizitätssystem aus technischer und ökonomischer Sicht funktionieren und aussehen kann und welche Erfordernisse bestehen, um diesen Wandel zu erreichen. Dabei wurden insbesondere die technischen und ökonomischen Voraussetzungen identifiziert und analysiert unter denen ein solcher Systemwandel gelingen kann.

Als Ausgangsbasis der im Rahmen dieser Studie durchgeführten Untersuchungen dient das vom Umweltbundesamt (UBA) entwickelte Szenario „Erneuerbare Energie 2030 und 2050“ (Krutzler et al., 2016), welches den Erzeugungsmix und die Stromnachfrage für 2030 in Österreich skizziert. Das darin aufgewiesene EE-Mengengerüst dient als Zielvorgabe für die Stromsystemanalyse sowie für die Identifikation erforderlicher Marktanreize. In einem Konsultationsprozess wurden die Vorgaben einer kritischen Betrachtung unterzogen und im Einklang mit der gegenwärtigen und der in naher Zukunft absehbaren Entwicklung modifiziert.

Die durchgeführten quantitativen Analysen fußen auf dem Einsatz dreier von der TU Wien entwickelten komplementärer Energiesystemmodelle:

- **HiREPs:** Das Kraftwerkseinsatzmodell HiREPs dient der detaillierten Modellierung des Einsatzes der konventionellen Energieträger sowie der Effekte der Kopplung der Strom- und Wärmeerzeugung mittels Power-to-Heat (P2H), des Ladens von Elektrofahrzeugen und des nötigen (Pump-) Speicherausbau. Das Dargebot der erneuerbaren Energieträger sowie die Stromnachfrage findet gemäß Szenariovorgabe als stündliche (Einspeise)-profile Eingang in das Modell.
- **EDisOn:** Das lineare Optimierungsmodell EDisOn dient der detaillierten Betrachtung des österreichischen und europäischen Netzes und der Versorgungssicherheit. Die Einspeisung erneuerbarer Energieträger in Österreich wird dazu geografisch verortet und in das Netzsimulationsmodell integriert.
- **Green-X:** Das Simulationsmodell Green-X dient der Identifikation von erforderlichen Marktanreizen, Förderbedarf und Förderdesign und ermöglicht eine detaillierte Analyse der Wirkungsweise unterschiedlicher energiepolitischer Instrumente. Des Weiteren erlaubt Green-X eine qualitative Analyse der Rahmenbedingungen für unterschiedliche Förderdesigns und der Auswirkungen auf Förderkosten.

Zur Wahrung der Konsistenz sind die Modelle mittels Schnittstelle zwischen detaillierter Stromsystemmodellierung auf stündlicher Basis (HiREPs, EDisOn) und der Untersuchung der Marktentwicklung von heute bis 2030 (Green-X) gekoppelt. Die Ergebnisse des Green-X Modells zum Ausbau erneuerbarer Kraftwerkskapazitäten dienen dabei als Input für die Optimierungsmodelle. An Green-X rückübergeben werden wiederum die simulierten Strompreise und die Marktwertentwicklung von erneuerbaren Energien.

Die der Modellierung zugrundeliegenden Annahmen bezüglich Energiepreise, EE-Potenziale und technischen und wirtschaftlichen Spezifikationen basieren auf der obigen UBA Studie, der EU-Energiepreisprognosen (EC, 2016) und Datenbanken der TU Wien. Ein besonderes Augenmerk bei der Analyse der energiepolitischen Rahmenbedingungen und Instrumente liegt auf der Bestimmung der Finanzierungsparameter, welche das Investitionsverhalten und die Wirtschaftlichkeit der erneuerbaren Energien entscheidend beeinflussen. Der Schlüsselparameter Finanzierungsrisiko (Weighted Average Cost of Capital (WACC)) setzt sich aus dem Markt- & Politikrisiko und dem Technologierisiko zusammen. Ersterer bildet das Erlösrisiko für Investoren ab variiert mit der Wahl der Förderinstrumente. Letzteres nimmt Bezug auf die Unsicherheit über den Erlös aufgrund von unerwarteten Produktionspausen, technischen Problemen.

Den durchgeführten modellbasierten Analysen liegt eine gemeinsame Basiswelt hinsichtlich der künftigen Entwicklung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Österreich sowie im europäischen Umfeld zugrunde. Zwei wesentliche Entwicklungspfade dienen als gemeinsame Grundlage aller durchgeführten Untersuchungen:

- Ein Referenzszenario (REF) bzw. „No Policy“ Szenario skizziert ein konservatives Bild der Stromzukunft Österreichs ohne Berücksichtigung klima- und energiepolitischer EU-Vorgaben für 2030. Dieses dient

als Referenz für Bewertung alternativer Pfade. Konkret wird hierin ein Auslaufen jedweder Förderungen für Strom aus neu zu errichtenden EE-Anlagen nach 2020 unterstellt.

- Das Kernszenario der Untersuchungen dieser Studie bildet das EE-Zielszenario / Renewable (RES) Szenario. Hierin wird das EE-Mengengerüst für das Jahr 2030 gemäß des UBA-Szenarios erreicht.

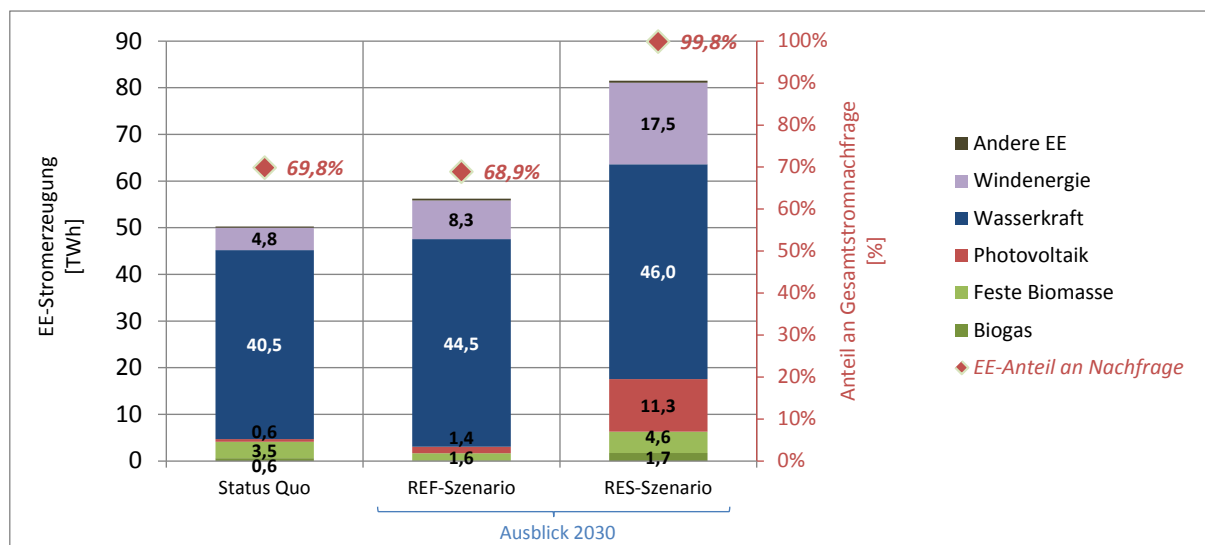


Abbildung: Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Österreich heute (Status Quo 2015) und morgen (Ausblick 2030) gemäß untersuchten Szenarien (Quellen: Green-X, basierend auf Krutzler et al., 2016)

Für die beiden Szenarien ergeben sich gemäß den getroffenen Vorgaben stark unterschiedliche Ausbaupfade der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Österreich. Bei einem Wegfall von Förderungen für erneuerbare Energien nach 2020, wie im Referenz (*No-Policy-Szenario*) unterstellt, kommt es unmittelbar zu einem Rückgang der EE-Stromerzeugung. Beim proaktiven RES PolitikszENARIO dagegen würde die Stromerzeugung aus Erneuerbaren im Zeitfenster nach 2020 stetig anwachsen und der bisherige Wachstumspfad fortgeführt. Eine proaktive Energiepolitik stellt folglich eine notwendige Voraussetzung dar um die unterstellten Ausbauziele für erneuerbare Energien zu erreichen. Politische Anreize sind insbesondere in Zeiten niedriger fossiler Energiepreise und marginaler Anreize seitens des Europäischen Treibhausgasemissionshandels notwendig.

Zentrale Untersuchungsergebnisse dieser Studie

- **Welche Auswirkungen sind aufgrund des forcierten Ausbaus erneuerbarer Energien in Österreichs Stromsektor zu erwarten hinsichtlich stündlicher Produktion, Speicherbedarf, Import/Export, Kosten, CO₂-Emissionen etc.?**

Mit dem Kraftwerkseinsatzmodell HiREPS wurde der Einsatz von Erzeugungskapazitäten und der Einsatz von Flexibilitätsoptionen auf stündlicher Basis simuliert. Die Simulationsläufe liefern Ergebnisse zum stündlichen Einsatz der Bereitstellungs- und Speichertechnologien unter Berücksichtigung von Im- und Exporten sowie zum Anteil Erneuerbarer und dem Einfluss auf die Emissionen der Stromerzeugung. In einem von erneuerbaren Energien geprägten Elektrizitätssystem (2030-RES Szenario), trägt in Österreich die Wasserkraft mehr als 50 % der Jahreserzeugung bei. Windkraft und Photovoltaik würden etwa 20 % respektive 15 % der benötigten Elektrizität erzeugen. Der forcierte Ausbau der erneuerbaren Energieträger führt im Vergleich zum Referenzszenario (2030-REF Szenario) zu einer Reduktion der durchschnittlichen Spotmarktpreise in Höhe von 3,35 €/MWh. Durch den starken Ausbau an Erneuerbaren ist zudem absehbar, dass Österreich ein starker Nettostromexporteur wird. Im Gegensatz dazu ist Österreich bis dato ein Nettostromimporteur. Die verstärkte Anbindung an das europäische Übertragungsnetz durch die angenommenen Netzverstärkungs- und Netzausbauvorhaben und die damit gegebene Möglichkeit zum Im-/Export bietet einen Großteil der benötigten Flexibilität um Erneuerbare

in das System zu integrieren. Die verbesserte Integration Österreichs in das europäische Verbundnetz federt Preisspitzen an den Spotmärkten ab, da etwaige Erzeugungseingänge durch Importe ausgeglichen werden können. Die Exporte über das verstärkte Übertragungsnetz tragen bis zu 11 GW und die Importe bis zu 7 GW zum Lastausgleich bei. Dies entspricht einer Steigerung von rund 7 GW im Vergleich zum bisherigen Maximalwert von rund 3 GW in Exportrichtung und entspricht ebenfalls einer Steigerung von rund 2 GW im Vergleich zum bisherigen Maximalwert rund 5 GW in Importrichtung [Quelle: Christiner IEWT 2017 – Folie 8] Dementsprechend reduziert sich der Bedarf und die Auswirkungen von weiteren, über die Szenarioannahmen hinausgehenden Flexibilitätsoptionen. Der zusätzliche notwendige Pumpspeicherausbau liegt in allen Szenarien - mit und ohne den Flexibilitätsoptionen Elektromobilität und P2H - im sehr niedrigen Bereich von 140-200 MW. Die Kopplung des Stromsektors mit Verkehrs- und Wärmesektor führt zu signifikanten Stromspitzen. Nimmt man einen Ausbau der Elektromobilität auf ~30 % an, so betragen deren maximalen Ladespitzen 5,9 GW. Pumpstromspitzen liegen bei 4,3 GW und der maximale P2H Strombezug bei 1,8 GW. Insgesamt führt die Sektorkopplung durch die erhöhte Nachfrage bei den betrachteten Szenarien zu einem Anstieg der Spotmarktpreise in Höhe von 10 €/MWh. Die größte Auswirkung der untersuchten Flexibilitätsoptionen ist eine Stabilisierung des PV Marktwertes um insgesamt 10pp. Dabei spielt die Elektromobilität die bedeutendste Rolle, da P2H in Zeiten hoher Photovoltaikeinspeisung nur eine geringe Leistungsaufnahme hat.

Die effektiven CO₂ Emissionen des österreichischen Kraftwerksparks im RES Szenario des forcierten Ausbaus betragen im Jahr 2030 2,1 Mt CO₂, im Referenzszenario dagegen 15,6 Mt CO₂. Durch den verstärkten Ausbau der erneuerbaren Energien können CO₂ Einsparungen in Höhe von 13,5 Mt CO₂ erzielt werden und die durch die Elektrizitätsnachfrage bedingten Gesamtemissionen signifikant reduziert werden.

Der vermehrte EE-Ausbau zieht signifikante Beschäftigungseffekte nach sich. Im Vergleich zwischen dem RES-Szenario – d.h. dem unterstellten ambitionierten Ausbau EE nach 2020 – und dem konservativen Referenzszenario, in dem ein Wegfall jeglicher EE-Unterstützungen unterstellt wurde ist im Mittel der Jahre 2021 bis 2030 eine Bruttobeschäftigung in Höhe von rund 36.000 bis 53.000 Vollzeitäquivalenten Arbeitsplätzen zu erwarten. Rund ein Drittel dessen entfällt auf die Energiebereitstellung, während zwei Drittel der Investition zuzurechnen sind.

► ***Welche Erkenntnisse liefert eine detaillierte Betrachtung des Stromnetzes und der Versorgungssicherheit?***

Um dieser Frage nachzugehen erfolgte mit dem Netzsimulationsmodell EDisOn eine Betrachtung des Stromnetzes und der Versorgungssicherheit auf Basis einer detaillierten Modellierung des Übertragungsnetzes in Österreich. Das österreichische Stromsystem ist hierbei in hohem Detaillierungsgrad (auf Basis von mehr als 70 Knoten) im Modell abgebildet, ebenso erfolgt eine Betrachtung des benachbarten und umgebenden Auslands.

Mittels der Simulationsergebnisse können wichtige Leitungsabschnitte für die Gewährleistung einer hohen Versorgungssicherheit Österreichs herausgefiltert werden, das sind:

- die Anbindungen der (Pump-)Speicherregionen, in Süd- und Westösterreich;
- die notwendige 380 kV-Einbindung der Windkraftanlagen in das Übertragungsnetz situiert im Burgenland, Brucker Becken und Weinviertel;
- die Donauschiene als Teil der Ost-West-Verbindung für Österreich, wichtig für die zu transportierenden Stromflüsse;
- der bereits verstärkte Salzburgabschnitt stellt eine wichtige Nord-Süd-Verbindung und Anbindung an die Pumpspeicher-Standorte in West- und Süd-Österreich dar.

Das bedeutet schlussendlich, dass die geplante vollständige Schließung des 380 kV-Rings eine notwendige Voraussetzung für die zukünftige Versorgungssicherheit Österreichs darstellt.

Gleichzeitig gilt: Sind alle angenommenen Rahmenbedingungen, wie zum Beispiel die derzeit geplanten und veröffentlichten Stromnetzerweiterungen in Österreich und Europa, rechtzeitig implementiert [APG 2016] &

[ENTSO-E 2015c], ist die Versorgungssicherheit, unter den gegebenen Annahmen, in Österreich zu 100 % sichergestellt, da die Stromnachfrage in jeder Stunde zu 100 % gedeckt werden kann.

► **Wie kann ein kosteneffizienter Pfad bis zu diesem Zielwert 2030 aussehen und welche ökonomischen und politischen Rahmenbedingungen müssen geschaffen werden, um diesen Pfad zu beschreiten?**

Mit dem Simulationsmodell Green-X wurde zur Beantwortung dieser Fragestellung die erforderlichen Marktanreize, Förderbedarf und Förderdesign identifiziert und analysiert.

Es zeigte sich, dass bei einem Wegfall von Förderanreizen mit einem äußerst verhaltenen Ausbau der Erneuerbaren Energien von 2020 bis 2030 zu rechnen ist. Zur Erreichung der RES Ziele dagegen bewegt sich der gesamte Förderbedarf im Rahmen von jährlich rund 250 bis 527¹ Millionen €, abhängig von Förderpolitik, Strompreisentwicklung und dem Marktwert dezentraler Photovoltaik. Der Merit-Order Effekt hat für die Endkonsumenten einen ausgleichenden Effekt und reduziert die Gesamtstromkosten, es resultiert ergo ein um rund 137 Millionen € reduzierter saldierter Förderbedarf. Dabei ist aus Kostengesichtspunkten von entscheidender Bedeutung „ideale“ Rahmenbedingungen zu schaffen. Eine Verminderung des Investitionsrisikos – wie unter „idealen“ Rahmenbedingungen unterstellt – senkt die Finanzierungskosten von EE-Projekten und in Folge auch die Kostenbelastung. Unterlässt man derartige Reformvorhaben, so steigt die Kostenbelastung substantiell an – um rund ein Drittel, wie diesbezüglich durchgeführte Untersuchungen verdeutlichen.

Im technologieneutralen Quotensystem resultiert ein ähnlicher Erzeugungsmix als wie unter Berücksichtigung der technologiespezifischen Zielvorgaben. Es kommt aber zu leichten Verschiebungen hin zu Windenergie und Wasserkraft, auf Kosten von PV und Biomasse/Biogas.

Die Green-X Analysen weisen darüber hinaus darauf hin, dass bei einem Wegfall bzw. Nicht-Gewährleisten der Bestandssicherung von Biomasse-Anlagen mittels Ausdehnung der Förderdauer ein erhöhter Förderbedarf resultiert. Grund hierfür ist der verstärkte Neubau von Biomasse-Anlagen, um den Wegfall des Anlagenbestands entsprechend zu kompensieren. Die Kostenunterschiede zwischen den betrachteten Fällen im Zeitraum 2021 bis 2030 betragen kumulativ rund 150 Millionen €.

Bezüglich des Instrumentenvergleichs erweisen sich gemäß der Green-X Ergebnisse Einspeiseprämiensysteme als vorteilhaft, wobei eine wettbewerbliche Festlegung geringfügige weitere Kostenvorteile mit sich bringen würde im Vergleich zur administrativen Festlegung der Förderhöhe. Demgegenüber stehen allerdings etwaige Nachteile aufgrund der Begrenztheit des heimischen Marktes, einer Erhöhung der Risikoprämien und einer etwaig resultierenden Verminderung der Akteursvielfalt. Des Weiteren ist zu beachten, dass die Möglichkeit einer technologiedifferenzierten Förderung einzelner Technologien ein ideales Design von Instrumenten für die jeweiligen Technologien ermöglichen würde. Somit ergäbe sich für jede Technologie ein kosteneffizienter Pfad. Der allgemeine aber geringe Vorteil einer wettbewerblichen Festlegung der Vergütungshöhe für alle Technologien wird demnach bei effizienter Ausgestaltung administrativ festgelegter Prämien bei einzelnen Technologien (etwa Windkraft oder Biogas) stark relativiert. Bei Biogas und Windkraft kommt es durch administrativ festgelegte Prämien – bei Windkraft etwa in Kombination mit einem Referenzertragsmodell – zu weitaus effizienteren Ergebnissen. Ein Systemwechsel hin zu einer technologieneutralen Quotenverpflichtung kombiniert mit handelbaren Grünstromzertifikaten erwies sich hingegen als kostenmäßig höchst ineffizient. Im allgemeinen sei abschließend angemerkt, dass zur Ermittlung der Vor- und Nachteile unterschiedlicher Fördersysteme eine weiterführende differenzierte Bewertung auf Technologieebene dienlich erscheint, denn aufgrund struktureller Vor- und Nachteile unterschiedlicher Technologien (Anbieter Vielfalt, verfügbare Ressourcen) ergeben sich hier teils unterschiedliche Voraussetzungen.

¹ Bei dieser Betrachtung wurden ineffiziente Politikansätze ausgeklammert – also konkret die technologieneutrale Förderung auf Basis des Quotenmodells.

1 Einleitung

Der verstärkte Einsatz erneuerbarer Energien (EE) im Bereich der Stromerzeugung erscheint aus Klimaschutz-Sicht unumgänglich, sowohl auf internationaler Ebene als auch in Österreich. Österreich kann hier auf einem soliden Fundament aufbauen, da historisch betrachtet bereits substantielle Anteile des Strombedarfs durch Erneuerbare gedeckt werden.

Im Rahmen der vorliegenden Studie „**Stromzukunft Österreich 2030**“ wird nun ein Blick in die Stromzukunft Österreichs geworfen. Eine Zukunft, die von dem verstärkten Einsatz erneuerbarer Energien geprägt ist. Dieses Vorhaben wurde seitens IG Windkraft, dem Österreichischen Biomasseverband und der ARGE Kompost-Biogas initiiert bzw. von der TU Wien durchgeführt. Das **zentrale Ziel dieser Studie** ist zu untersuchen, wie bei Fortführung des Systemwandels ein mittelfristig nahezu alleinig auf erneuerbarer Erzeugung basierendes Stromsystem aus technischer und ökonomischer Sicht funktionieren kann und welche Erfordernisse bestehen, um diesen Wandel zu erreichen.

Zentrale Fragestellungen dieser Studie

- Welche Auswirkungen sind aufgrund des forcierten Ausbaus erneuerbarer Energien in Österreichs Stromsektor zu erwarten hinsichtlich stündlicher Produktion, Speicherbedarf, Import/Export, Kosten, CO₂-Emissionen etc.?

Die Untersuchung der Aufbringung und Nachfrage auf stündlicher Basis soll hier Aufschlüsse bringen bezüglich Kraftwerkeinsatz, Speicherbedarf sowie im Hinblick auf eine erforderliche bzw. dienliche Systemflexibilität. Neben dem Stromsektor wird hier auch der Wärme- und Verkehrssektor mitbetrachtet, um entsprechende Kopplungseffekte zu beleuchten.

- Welche Erkenntnisse liefert eine detaillierte Betrachtung des Stromnetzes und der Versorgungssicherheit?

Es gilt hier zu klären, ob aufgrund der erhöhten erneuerbaren Stromaufbringung signifikante Engpässe im österreichischen Übertragungsnetz zu erwarten sind. Des Weiteren soll in vereinfachter Form untersucht werden, welche zusätzlichen Erweiterungen am Leitungsnetz erforderlich erscheinen, um die Versorgungssicherheit in Österreich zu gewährleisten. Ebenso gilt es zu klären, wie hoch der Bedarf an gesicherter Leistung im Jahr 2030 ist bzw. ob die Abdeckung der jährlichen Spitzen(residual)lasten ausreichend sichergestellt werden kann.

- Wie kann ein kosteneffizienter Pfad bis zu diesem Zielwert 2030 aussehen und welche ökonomischen und politischen Rahmenbedingungen müssen geschaffen werden, um diesen Pfad zu beschreiten?

Nebst der detaillierten Betrachtung energiepolitischer Instrumente zur Erreichung des Ausbauziels soll im Rahmen dieser Analyse auch in vereinfachter Form dargelegt werden, welche volkswirtschaftlichen Co-Effekte der forcierte Ausbau Erneuerbarer mit sich bringen würde.

1.1 Struktur dieses Berichts

Der nachfolgende Abschnitt 2 zeigt die methodische Vorgehensweise, die gewählt wurde, um die zugrundeliegenden zentralen Fragen zu erläutern. So wird einleitend das als Ausgangsbasis der in dieser Studie durchgeführten Untersuchungen dienende und vom Umweltbundesamt entwickelte Szenario „Erneuerbare Energie 2030 und 2050“ (Krutzler et al., 2016), welches den Erzeugungsmix und die Stromnachfrage für 2030 in Österreich skizziert, vorgestellt. Die quantitative Analyse im Rahmen dieser Studie fußt auf dem Einsatz dreier komplementärer Energiesystemmodelle (HiREPS, EDisOn und Green-X), die allesamt an der TU Wien entwickelt

wurden, und im Nachgang vorgestellt werden. Abschließend erfolgt eine Diskussion zentraler Annahmen und Eingangsparameter.

Die nachfolgenden Kapitel dienen der Ergebnisdiskussion. Einleitend wird in Abschnitt 3 der gemäß den getroffenen Vorgaben resultierende Ausbaupfad der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Österreich dargestellt. Im Anschluss zeigt Abschnitt 4 die Ergebnisse des ersten Untersuchungsblocks, welcher der Betrachtung von Nachfrage und Energiebereitstellung in stündlicher Auflösung gewidmet ist. Neben dem Kraftwerkseinsatz stehen hier Fragen zu Speicherbedarf und Systemflexibilität im Fokus der Betrachtung. Hierbei werden die Auswirkungen einer verstärkten Sektorenkopplung mituntersucht. Komplementär hierzu ist Abschnitt 5 der Betrachtung der Auswirkungen eines verstärkten Ausbaus Erneuerbarer auf Netz und der Versorgungssicherheit gewidmet. Abschnitt 6 beschreibt die aus dem Ausbau der Erneuerbaren resultierenden Preisentwicklungen auf den Strommärkten im Jahr 2030. Einen Blick auf den energiepolitischen Rahmen liefert Abschnitt 7. Es wird versucht, energiepolitische Erfordernisse zu ermitteln und konkrete Lösungsansätze im Hinblick auf anwendbare Förderinstrumente miteinander zu vergleichen. Auch hierfür liefert eine modellbasierte Analyse die Basis.

Abschließend werden in Abschnitt 8 zentrale Schlussfolgerungen und Empfehlungen vorgestellt.

2 Die Methodik im Gesamtüberblick

Als Ausgangsbasis der im Rahmen dieser Studie durchgeführten Untersuchungen dient das vom Umweltbundesamt (UBA) entwickelte Szenario „Erneuerbare Energie 2030 und 2050“ (Krutzler et al., 2016), welches den Erzeugungsmix und die Stromnachfrage für 2030 in Österreich skizziert. Der hieraus resultierende Ausbau Erneuerbarer ist als substanziell zu klassifizieren, so soll der Anteil Erneuerbarer an der Stromerzeugung von derzeit rund 75 % (2015) auf 95 % bis 2030 angehoben werden. Windenergie, Photovoltaik, Wasserkraft sowie Strom aus fester Biomasse und Biogas bilden hierbei die tragenden Säulen der künftigen Aufbringung.

Box 1: Das UBA-Szenario „Erneuerbare Energie 2030 und 2050“ im Überblick

Aufbauend auf den Szenarien „With Existing Measures“ (WEM) und „With Additional (Ambitious) Measures“ (WAM plus) (Umweltbundesamt 2015) wurde seitens des Umweltbundesamts für die Jahre 2030 und 2050 ein Szenario erneuerbare Energie berechnet. Das Ziel des Szenarios ist eine weitgehende Dekarbonisierung des Energiesystems bis zum Jahr 2050. Da für die Einhaltung des 2°C Klimaziels aber nicht nur der Wert 2050 sondern auch die kumulierten Emissionen wichtig sind, wurde das Jahr 2030 als wichtige Zwischenmarke gewählt und berechnet.

Für alle energierelevanten Sektoren wurden Annahmen getroffen, die entweder zu einer Erhöhung der Effizienz oder zu einer Substitution von fossilen durch erneuerbare Energieträger führen. Die Berechnungen wurden auf Basis von Expertenschätzungen durchgeführt. Es wurden keine Modellläufe initiiert. Daher wurden auch weder Wechselwirkungen zwischen den Sektoren noch wirtschaftliche Aspekte in vollem Umfang berücksichtigt.

Für die zur Verfügung stehenden Potenziale erneuerbarer Energieträger wurden Studien des Österreichischen Biomasseverbandes (ÖBV 2015), des Verbandes Erneuerbare Energie Österreich (EEÖ 2015) und anderer Studien (Streicher et al. 2010, ZEFÖ 2011) als Richtwerte herangezogen. Die allgemeinen Rahmenbedingungen und Eingangsparameter wurden aus dem Szenario WAM plus übernommen (Umweltbundesamt 2015).

Tabelle 1: Stromerzeugung in den Jahren 2010, 2030 und 2050 im Szenario erneuerbare Energie. (Quelle: Krutzler et al., 2016).

Alle Angaben in [TWh]	2010	2030	2050
Kohle	4,9	0,1	0,0
Kohlegase	1,8	0,9	0,0
Öl	1,3	0,8	0,0
Erdgas	14,4	2,9	1,0
Abfall	0,6	1,1	1,0
Wasserkraft	38,4	42,7	45,3
Biomasse	4,5	6,7	4,9
Geothermie	0,0	0,0	0,0
Photovoltaik	0,1	14,8	23,6
Wind	2,1	17,4	21,1
Stromerzeugung	67,9	87,3	98,4
Nettostromimporte	2,3	-14,1	-19,7
Stromnachfrage	70,3	73,2	78,7
EE-Anteil (an Nachfrage gemäß UBA-Szenario)	64%	112%	120%
EE-Anteil (an Nachfrage im Vergleich zum EU-Referenzszenario)		100%	

Eine Aufschlüsselung des gemäß Krutzler et al. (2016) resultierenden erzeugungsseitigen Mengengerüsts hinsichtlich der Stromerzeugung aus fossilen und erneuerbaren Energiequellen bietet Tabelle 1. Konkret wird hierin der österreichische Erzeugungsmix für die Jahre 2010, 2030 und 2050 dargestellt und mit der jeweiligen Stromnachfrage verglichen.

Im Zuge dieser Studie wurde anfänglich eine kritische Reflexion der Mengenvorgaben für das Jahr 2030 vorgenommen, da insbesondere die EE-Stromerzeugung die Basis für die im Rahmen dieser Studie durchgeführten Untersuchungen darstellt. Konkret dient das EE-Mengengerüst als Zielvorgabe für die Stromsystemanalyse sowie für die Identifikation erforderlicher Marktanreize.

Tabelle 2: EE-Stromerzeugung 2030 – Ausgangsbasis und revidierte Zielvorgabe (Quellen: Krutzler et al., 2016 und eigene Analysen)

EE-Stromerzeugung 2030 [TWh]	<u>Revidierte</u>		<u>Korrektur</u>
	<u>UBA-EE</u> <u>Szenario</u>	<u>Zielvorgabe</u> <u>(TU Wien)</u>	
Wasserkraft	42,7	45,6	2,9
Biomasse	6,7	6,7	
Geothermie	0,0	0,0	
Photovoltaik	14,8	11,9	-2,9
Wind	17,4	17,4	

Das Ergebnis dieses Konsultationsprozesses veranschaulicht Tabelle 2. So wurde in Folge die Zielvorgabe für die Stromerzeugung aus Wasserkraft nach oben revidiert, im Einklang mit der gegenwärtigen und der in naher Zukunft absehbaren Entwicklung. Im Gegenzug wurde der als äußerst ambitioniert zu klassifizierende Zielwert für Photovoltaik-Strom entsprechend nach unten revidiert.

Ebenso sei erwähnt, dass im Hinblick auf die Stromnachfrage eine Anpassung vorgenommen wurde, was vielmehr einer bilanztechnischen Verschiebung entspricht als einer realen Abänderung. Demnach wird im Rahmen dieser Studie eine verstärkte Kopplung des Strom- und des Transportsektor unterstellt, hier auf Basis eines Anstiegs der Elektromobilität während im Zuge der UBA-Studie eine Verschränkung der Sektoren mittels des Sekundärenergieträgers Wasserstoff erreicht wird. Analog zum aktuellen EU-Referenzszenario (siehe Abschnitt 2.2) wird im Rahmen der hier vorliegenden Analysen von einer Stromnachfrage im Jahr 2030 in Höhe von 83,2 TWh ausgegangen, während gemäß UBA-Studie der Bedarf an Elektrizität bei 73,2 TWh zu liegen käme. In Letzterer wird aber die Wasserstoffproduktion aus im Standardfall überschüssigem EE-Strom bilanztechnisch nicht zugerechnet.

2.1 Die verwendeten Energiesystemmodelle im Überblick

Die quantitative Analyse im Rahmen dieser Studie fußt auf dem Einsatz dreier komplementärer Energiesystemmodelle (HiREPS, EDisOn und Green-X), die allesamt an der TU Wien entwickelt wurden. Diese Modelle werden nachfolgend gemeinsam mit dem jeweiligen Untersuchungsschwerpunkt kurz vorgestellt.

Das Kraftwerkseinsatzmodell HiREPS: Modellierung des Mengengerüsts in stündlicher Auflösung

Das Dargebot der Erneuerbaren Energieträger sowie die Stromnachfrage gemäß Szenariovorgabe wird in stündliche Einspeiseprofile transformiert. Diese werden in das Kraftwerkseinsatzmodell HiREPs übernommen, in dem der Einsatz der verbleibenden Technologien inklusive Speicher simuliert wird. Neben der Stromerzeugung wird auch die Wärmebereitstellung in Wärmenetzen durch KWKs und Power2Heat in dem Modell berücksichtigt. Die Simulationsläufe liefern Ergebnisse zum stündlichen Einsatz der Bereitstellungs- und Speichertechnologien unter Berücksichtigung von Im- und Exporten sowie zum Anteil Erneuerbarer und dem Einfluss auf die Emissionen der Stromerzeugung. Des Weiteren erfolgt eine Abschätzung der stündlichen Strompreise und Gestehungskosten der Stromerzeugung sowie der Marktwerte der Technologien, insbesondere der variablen Erneuerbaren (Wind und PV).

Das Netzsimulationsmodell EDisOn: Betrachtung des Netzes und der Versorgungssicherheit

Anschließend an die Jahressimulationen erfolgt eine Betrachtung des Stromnetzes auf Basis einer detaillierten Modellierung des Übertragungsnetzes in Österreich unter Anwendung des Stromsystemmodells EDisOn. Das österreichische Stromsystem ist hierbei in hohem Detailierungsgrad (auf Basis von mehr als 70 Knoten) im Modell abgebildet, ebenso erfolgt eine Betrachtung des benachbarten und umgebenden Auslands. Die Einspeisung erneuerbarer Energieträger in Österreich wird dazu geografisch verortet und in das Netzsimulationsmodell integriert. Der Schwerpunkt der Untersuchungen liegt hier bei der Frage, ob durch den massiven Ausbau Erneuerbarer signifikante Engpässe im österreichischen Übertragungsnetz zu erwarten sind. Ebenso gilt es zu

klären, welche Erweiterungen am Leitungsnetz und bei Speichertechnologien sinnvoll bzw. notwendig erscheinen, um die Versorgungssicherheit in Österreich zu gewährleisten.

Das Simulationsmodell Green-X: Identifikation von erforderlichen Marktanreizen, Förderbedarf und Förderdesign

Auf Basis von Simulationsrechnungen unter Anwendung des Energiesystemmodells Green-X, das eine detaillierte Analyse der Wirkungsweise unterschiedlicher energiepolitischer Instrumente erlaubt, werden die Förderkosten zur Erreichung des unterstellten Mengengerüsts ermittelt. Dazu werden unterschiedliche technologiespezifische Förderinstrumente in unterschiedlichen Designs unterstellt und deren Kosten verglichen. Des Weiteren erfolgt eine qualitative Analyse der Rahmenbedingungen (z.B. Potenziale Erneuerbarer Energieträger, Eigentümerstrukturen etc.) für unterschiedliche Förderdesigns und der Auswirkungen auf Förderkosten.

Eine Kopplung der eingesetzten Modelle ist zur Wahrung der Konsistenz unumgänglich. Abbildung 1 veranschaulicht diese Kopplung, wobei der Schwerpunkt auf der Schnittstelle zwischen detaillierter Stromsystemmodellierung (HiREPs, EDisOn) auf stündlicher Basis und der Untersuchung der Marktentwicklung von heute bis 2030 unter Berücksichtigung energiepolitischer Rahmenbedingungen (Green-X) liegt.

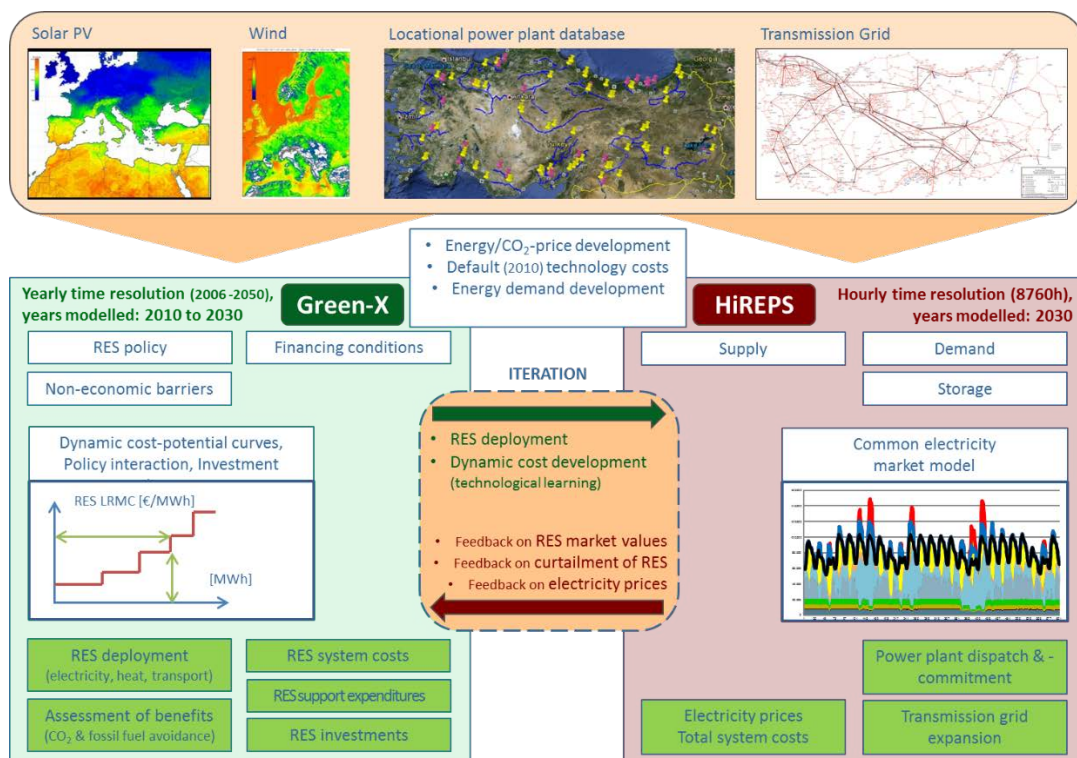


Abbildung 1: Kopplung der Modelle Green-X und HiREPs/EDisOn

Die Ergebnisse des Green-X Modells zum Ausbau erneuerbarer Kraftwerkskapazitäten dienen dabei als Input für die weitere Modellierung mit HiREPs/EDisOn. Die Ergebnisse von HiREPs sowie EDisOn, wie der stündliche Strompreis, sowie die Auslastung bzw. Überlastung des Übertragungsnetzes, werden dann dazu verwendet, um die Auswirkungen des Ausbaus der Erneuerbaren auf Strommarkt und Stromnetz zu untersuchen. Analysiert und an Green-X rückübergeben werden hierbei die Strompreis- und die Marktwertentwicklung von erneuerbaren Energien (relative Vergütung von Wind- und PV-Strom im Vergleich zum Grundlastpreis) auf jährlicher Basis sowie die gegebenenfalls erforderliche Abregelung variabler erneuerbarer Stromproduktion.

2.2 Kernannahmen und Eingangsgrößen der Modellierung

Die Quellen der Modellannahmen werden in Tabelle 3 dargestellt. Sie basieren auf EU-Energiepreisprognosen (EC, 2016) und Datenbanken der TU Wien. Einzelne Elemente wurden hierbei speziell für diese Untersuchung angepasst.

Tabelle 3: Quellen der Modellannahmen

Basierend auf PRIMES (EU-Energieprognosen)	Basierend auf der Green-X Datenbank	Entwickelt für diese Untersuchung
Primärenergie- und CO ₂ -Preise, ergänzt durch eigene Trendannahmen	Kosten Erneuerbarer (Investition, Brennstoff, O&M)	Förderpolitischer Rahmen für Erneuerbare
Konventionelles Erzeugungsportfolio und Umwandlungseffizienz je Sektor und Land	Potenziale Erneuerbarer	Strompreisentwicklung (basierend auf Nachfrage- und Preistrends)
CO ₂ Intensität je Sektor und Land	Spezifikationen bzgl. Biomasse-Handel	Bewertung von Investitionsrisiken (auf WACC)
Energienachfrage je Sektor und Land	Technologiediffusion / Nicht-ökonomische Barrieren	
	Lernraten	

2.2.1 Energiewirtschaftliche Kernparameter

Nachfolgend werden Kernannahmen, die den energiewirtschaftlichen Rahmen definieren vorgestellt. Hierzu sind die künftige Entwicklung der Energienachfrage, der Energiepreise und die Preise von Treibhausgas-Emissionsrechten im Europäischen Emissionshandel zu zählen.

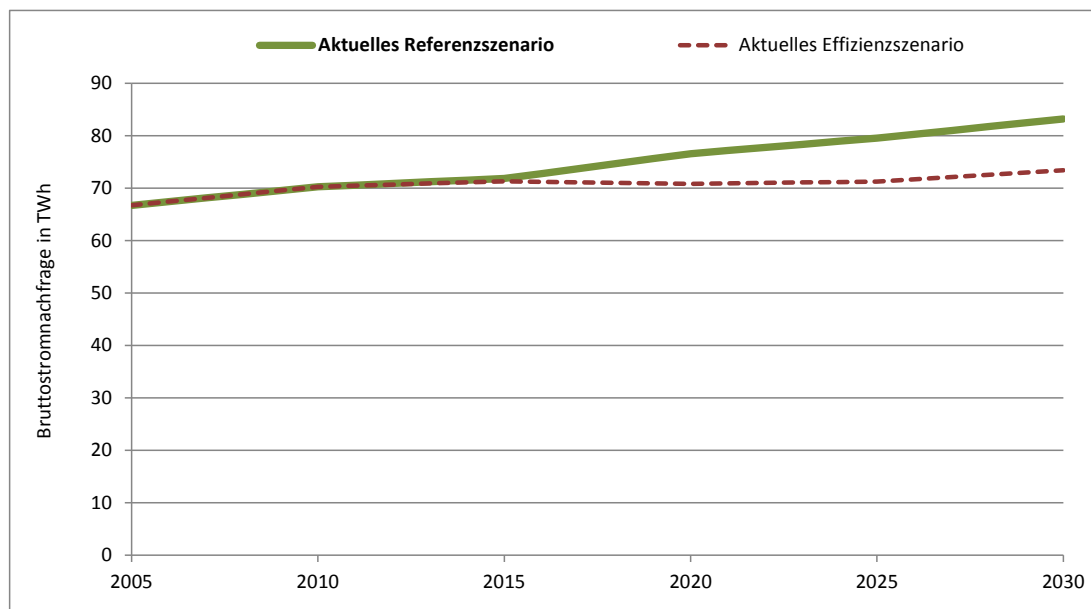


Abbildung 2: Bruttostromnachfrage in Österreich in TWh (Quelle: Aktuelles Referenz Szenario der Europäischen Kommission des Jahres 2016)

Energienachfrage: Der prognostizierte Bruttostrombedarf Österreichs laut Referenzszenario der EU wird in Abbildung 2 dargestellt. Zum Vergleich ist auch der Bruttostrombedarf gemäß einem Effizienz-szenario enthalten, das von der EU ergänzend zur aktuellen Referenzentwicklung erstellt wurde. Zwischen den Jahren 2015 und 2020 wächst die Stromnachfrage in Österreich dem Referenzszenario entsprechend um 1,3 % pro Jahr an.

Diese Wachstumsrate verringert sich zwischen 2020 und 2025 auf jährlich 0,8 %, um bis 2030 wieder auf 0,9 % anzusteigen. Daraus ergibt sich, dass der Strombedarf ausgehend von 71,8 TWh im Jahr 2015 auf 76,6 TWh in 2020 und 83,2 TWh im Jahr 2030 ansteigt.

Energiepreise: Einen Vergleich der spezifischen Energiepreise fossiler Energieträger erlaubt Abbildung 3. Die erwartete Entwicklung variiert je nach Quelle (EU Referenz, 2016 und IEA, 2015). Für die Modellierung in diesem Bericht werden die EU Referenzpreise 2016 verwendet. Gegenüber den zwei Preisszenarien aus dem World Energy Outlook der Internationalen Energieagentur (IEA), also dem „Current Policy Scenario (CPS)“ und dem „New Policy Scenario (NPS)“ (IEA, 2015), weist das aktuelle (2016) EU Referenzszenario für alle Primärenergieträger einen entscheidend geringeren Großhandelspreis aus. Demgegenüber steigen die Preise in dem verwendeten EU-Preisszenario bis 2020 stetig an, während der Kohle- und Ölpreis der IEA-Szenarien bis 2020 fällt. Im Jahr 2030 liegen die prognostizierten Preise für Primärenergieträger der beiden Quellen auf einem vergleichbaren Niveau.

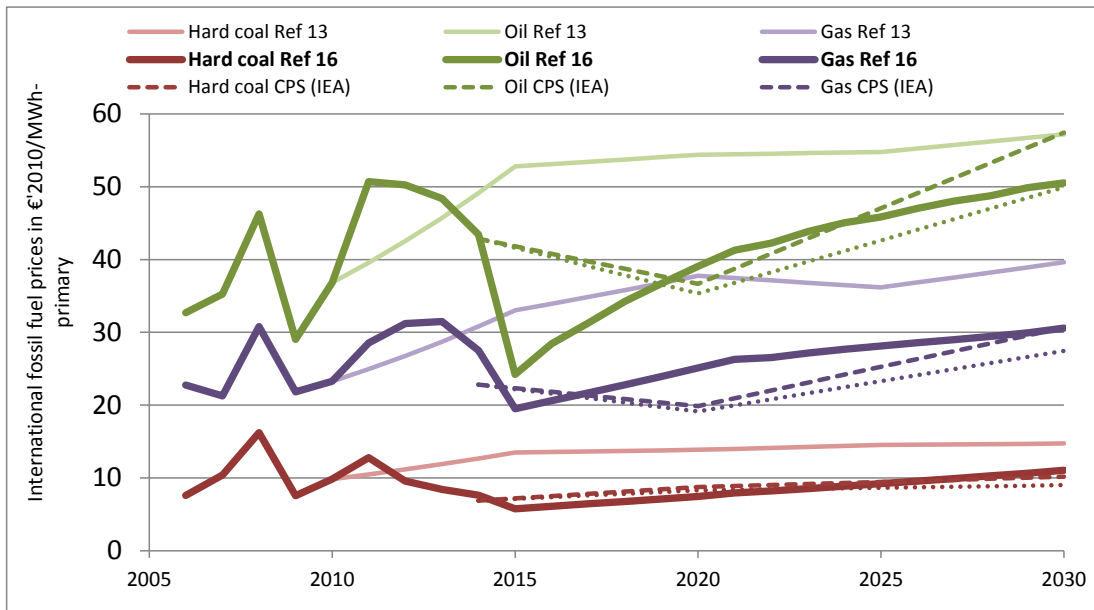


Abbildung 3: Preisannahmen für fossile Energieträger (Quelle: Aktuelles Referenz Szenario der Europäischen Kommission des Jahres 2016, IEA (2015))

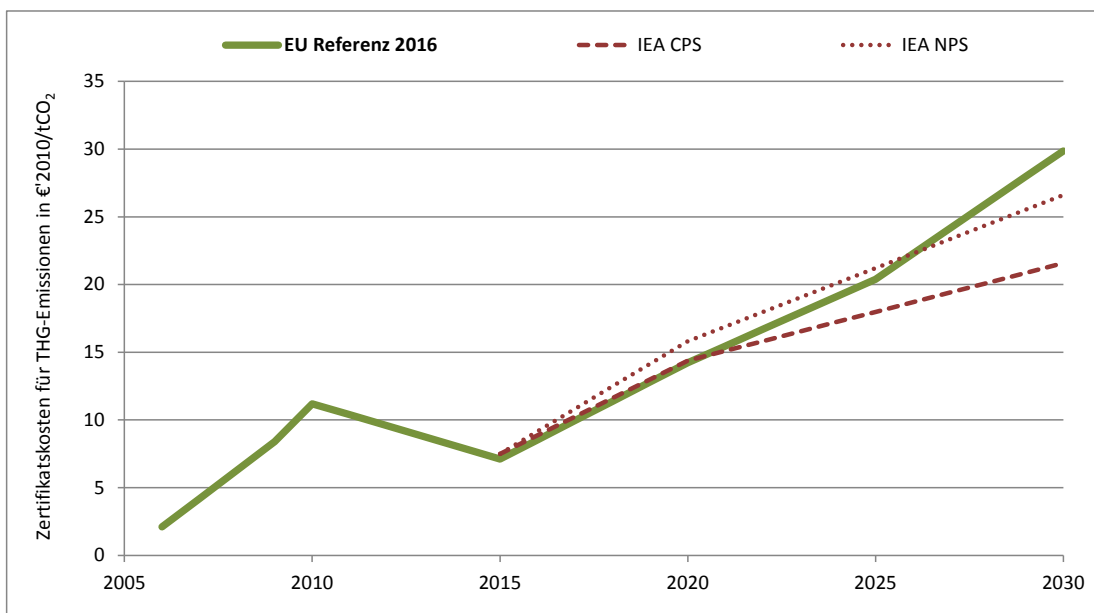


Abbildung 4: Preisannahmen für Treibhausgas (THG)-Emissionsrechte (Quelle: Aktuelles Referenz Szenario der Europäischen Kommission des Jahres 2016, IEA (2015))

Abbildung 4 zeigt die Preisannahmen für Treibhausgas-Emissionsrechte. Zwischen dem EU-Referenzszenario und den IEA-Szenarien besteht bis zum Jahr 2020 eine größere Übereinstimmung als bei den Energiepreisszenarien. Nach 2020 wird im EU-Referenzszenario verglichen mit den Szenarien der IEA von einem stärker steigenden Zertifikatspreis ausgegangen.

2.2.2 Schlüsselparameter für die Modellierung der energiepolitischen Instrumente zur Förderung erneuerbarer Energien (Green-X)

Finanzierungsrisiko / Weighted Average Cost of Capital: Im Folgenden werden die Schlüsselparameter der Modellierung der erforderlichen Marktanzreizsysteme (siehe Abschnitt 7), also der Förderregime mit ihren zugrundeliegenden Politikinstrumenten erläutert, wie sie im Green-X Modell implementiert sind. Der Fokus liegt auf Finanzierungsparametern, welche Investitionsverhalten und Wirtschaftlichkeit der erneuerbaren Energien entscheidend beeinflussen. Im Nachgang hierzu erfolgt eine knappe Abhandlung über die modellhafte Implementierung von Ausgleichsenergiekosten.

Das Green-X-Modell bildet die Auswirkung der Wahl des Förderinstrumentes auf die Investitionsrisiken und damit die Gesamtkosten ab. Mit höheren Risiken steigt die notwendige Projektrendite, das heißt die Fremd- und Eigenkapitalbedingungen. Diese Veränderung wird über eine Variation des gewichteten durchschnittlichen Kapitalkostensatzes (Weighted Average Cost of Capital - WACC) modelliert, wobei der WACC als Schätzung des internen Diskontsatzes eines Projekts bzw. der gewünschten Rendite für alle Anleger (Eigen- und Fremdkapitalanbieter) verwendet wird. Der WACC bestimmt also die erforderliche Rendite auf einer Gesamtvermögensbasis des Unternehmens. Formal sind die Vorsteuerkapitalkosten gegeben durch:

$$WACC^{pre-tax} = g_d \cdot r_d + g_e \cdot r_e = g_d \cdot [r_{fd} + r_{pd}] \cdot (1 - r_{td}) / (1 - r_{tc}) + g_e \cdot [r_{fe} + \beta \cdot r_{pe}] / (1 - r_{tc})$$

Wobei die folgenden Abkürzungen gewählt worden sind: Fremdkapital (g_d), Eigenkapital (g_e), Fremdkapitalrendite (r_d), Eigenkapitalrendite (r_e), Steuersatz (r_{fd} bzw. r_{fe}), Kosten nach Steuern (r_{pd} bzw. r_{pe}), Steuerabzug (r_{td}), Körperschaftssteuer (r_{tc}).

Tabelle 4 zeigt Basiswerte des WACC bei Investitionen in Energietechnologien in Österreich. Konkret findet sich ein als „WACC real“ bezeichneter Standardwert, der die gegenwärtige Situation widerspiegelt. Durch gezielte komplementäre Maßnahmen eine Verbesserung der Rahmenbedingungen für Investitionen erreicht werden kann. Dies bedeutet konkret eine Verbesserung der Netznutzungs- und Netzzugangsbedingungen (wie etwa der Wegfall der Kostenumlage auf Anlagenbetreiber), eine Vereinfachung des Genehmigungs- und Umweltrechts, die Bereitstellung günstiger Kredite sowie Maßnahmen zur Steigerung der Akzeptanz von erneuerbaren Energien (beispielsweise mittels aktiver Bürgerbeteiligungen an EE-Projekten). Ebenso wird in der Modellierung davon ausgegangen, dass verbesserte Rahmenbedingungen die Kosten für Ausgleichsenergie bei Betreibern von Wind- und Photovoltaikanlagen senken.

Gemäß einer Erhebung im Rahmen des Dia-Core Projekts beträgt diese Absenkung rund 2,1 Prozentpunkte (Noothout et al. 2016). In der Modellierung wird der Einfluss gezielter komplementärer Maßnahmen über den Vergleich der Kosten mit WACC real und WACC ideal quantifiziert.

Tabelle 4: WACC-Basisannahmen für Österreich (basierend auf (Noothout et al. 2016))

	WACC real	WACC ideal
Nach Steuern (nominal)	6,5 %	4,9 %
Vor Steuern (nominal)	8,7 %	6,5 %
Vor Steuern (real)	7,4 %	5,3 %

Um den Einfluss des Fördersystems und Technologieunterschiede zu berücksichtigen, werden WACC ideal und WACC real mit dem Markt- & Politikrisiko (f_{mp}) und dem Technologierisiko (f_t) multipliziert:

$$WACC_{real,p} = WACC_{real/ideal} * f_t * f_{mp}$$

Das "Markt- & Politikrisiko" (f_{mp}) bildet das Erlörisiko für Investoren ab. Es variiert mit der Wahl der Förderinstrumente. Das Risiko ist beispielweise in einem Quotenmodell gegenüber einem Einspeisetarif höher, da Unsicherheit bezüglich der Entwicklung der Zertifikatspreise besteht. Auch steigt das Risiko, wenn Betreiber einen Teil ihrer Einnahmen auf dem Strommarkt erzielen müssen und von der Strompreisentwicklung abhängig sind. Tabelle 5 zeigt die Bestimmung des WACC exemplarisch für zwei unterschiedliche Fälle - eine hohe Standard- und eine niedrige Risikobewertung. Die hohe Risikobewertung wird in Szenarien mit weniger stabilen Planungsbedingungen angewendet, das heißt in den Fällen, in denen durch die vorliegenden Rahmenbedingungen ein höheres Risiko für die Anlagenbetreiber entsteht als im Vergleich zur idealen Situation.

Tabelle 5: Ein Beispiel für eine Annahme von Werten für den WACC Ansatz

WACC Methodik	Abkürzung / Berechnung	Niedrige Risikobewertung (WACC ideal)		(Hohe) Standardrisikobewertung (WACC real)	
		Fremdkapital (d)	Eigenkapital (e)	Fremdkapital (d)	Eigenkapital (e)
Anteil Eigenkapital / Fremdkapital	g	70,0 %	30,0 %	67,5 %	32,5 %
Nominaler risikofreier Zinssatz	r_n	2,3 %	2,3 %	2,3 %	2,3 %
Inflationsrate	i	1,3 %	1,3 %	1,3 %	1,3 %
Realer risikofreier Zinssatz	$r_f = r_n - i$	1,0 %	1,0 %	1,0 %	1,0 %
Erwartete Marktrendite	r_m	3,0 %	5,6 %	4,4 %	7,0 %
Risikoprämie	$r_p = r_m - r_f$	2,0 %	4,6 %	3,4 %	6,0 %
Equity beta	b		1,6		1,6
Steuersatz (Steuerabzug)	r_{td}	25,0 %		25,0 %	
Steuersatz (Körperschaftsteuer)	r_{tc}		25,0 %		25,0 %
Kosten nach Steuern	r_{pt}	2,1 %	8,4 %	3,1 %	10,6 %
Kosten vor Steuern	$r = r_{pt} / (1 - r_{tc})$	2,8 %	11,1 %	4,1 %	14,1 %
Weighted average cost of capital (pre-tax)		5,3 %		7,4 %	
<i>Weighted average cost of capital (post-tax)</i>		<i>4,0 %</i>		<i>5,5 %</i>	

Tabelle 6: Markt- & Politikrisiko: Förderinstrumentenspezifische Risikofaktoren

Politik-Risiko: Instrument spezifischen Risikofaktor (Das heißt Multiplikator von Standard WACC)	
FIT (Feste Einspeisevergütung)	1,00
FIP (Einspeiseprämie auf Basis des gleitenden Prämienmodells bei administrativer Festlegung der Förderhöhe)	1,05
QUO (Quotensystem mit einheitlichen handelbaren grünen Zertifikaten)	1,20
ETS only (Ausschließlich Emissionshandelssystem - keine gesonderte EE-Unterstützung)	1,35
TEN (Einspeiseprämie auf Basis des gleitenden Prämienmodells bei wettbewerblicher Bestimmung der Förderhöhe (Ausschreibungen))	1,15

Die getroffenen Annahmen zu förderinstrumentenspezifischen Risikofaktoren sind in Tabelle 6 dargestellt. Die Werte sind ebenfalls an die Ergebnisse der kürzlich durchgeführten Erhebungen im Rahmen der Dia-Core-

Studie angelehnt (Noothout et al. 2016). Ein Risikofaktor von 1,0 entspricht einer nahezu risikolosen Förderung durch feste Einspeisetarife. Ein minimal erhöhtes Markt- & Politikrisiko (1,05) wird für Einspeiseprämiensysteme auf Basis einer gleitenden Prämie angenommen. Im Fall einer administrativen Festlegung kennt hier der Investor zwar den durchschnittlich zu erwartenden Gesamterlös. Als geringfügige Unsicherheit kommt hier jedoch die Vermarktungs- und Bilanzierungspflicht zu tragen. Ein erhöhtes Risiko ist mit der wettbewerblichen Bestimmung der Förderhöhe verknüpft. In Kombination mit dem gleitenden Prämienmodell wird hier ein Risikofaktor von 1,15 unterstellt. Das Investorenrisiko steigt im Falle eines Quotensystems auf Basis handelbarer Grünstromzertifikate im Vergleich zu den obig betrachteten Instrumenten weiter an, da hier beide Erlös-komponenten (d.h. Erlöse aus dem physikalischen Stromverkauf und Erlöse aus dem Verkauf von Grünstromzertifikaten) risikobehaftet sind. Hier wird in der Modellierung ein Risikofaktor von 1,2 unterstellt. Bei Wegfall jeglicher dezidierter Förderungen für EE erfolgt die höchste Risikoeinstufung, da man als EE-Stromproduzent alleinig von der mit hoher Unsicherheit behafteten künftigen Entwicklung der Preise am Großhandelsstrommarkt abhängig ist – der unterstellte Risikofaktor beträgt 1,35.

Ein zweites Risikofeld wird als „*Technologierisiko*“ (f_t) beschrieben. Dieses Risiko nimmt Bezug auf die Unsicherheit über den Erlös aufgrund von unerwarteten Produktionspausen, technischen Problemen etc. Solche Defizite können (unerwartete) zusätzliche Betriebs- und Wartungskosten verursachen oder erfordern erhebliche Reinvestitionen, die in der Regel von den Anlagebetreibern selbst getragen werden.

Im Fall von Biomasse umfasst dieses Risiko auch die Unsicherheit der zukünftigen Entwicklung der Rohstoffpreise. Tabelle 7 zeigt die Standardannahmen zu Technologierisiken für Anleger. Es sei angemerkt, dass die in Klammern angegebenen verminderten Faktoren sich auf den Zeitraum nach 2020 beziehen, während alle sonstigen Angaben den Status Quo widerspiegeln.

Tabelle 7: Technologiespezifische Risikofaktoren

Technologiespezifische Risikofaktoren (Multiplikator des Standard-WACC)	
<u>Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien</u>	
Biogas	1,00-1,05
Feste Biomasse	1,05
Bioabfall	1,05
Strom aus Geothermie	1,1
Großwasserkraft	0,95
Kleinwasserkraft	0,95
Photovoltaik	0,85-0,90
Wind Onshore	0,95

Annahmen zu Ausgleichsenergiekosten: Generell findet im Rahmen der modellhaften Analyse keine Abbildung der Ausgleichsenergiekosten statt. Die anfallenden Kosten für EE-Anlagenbetreiber werden in den Betriebskosten (O&M) subsummiert. Die gemäß den derzeitigen Rahmenbedingungen vergleichsweise hohen Aufwände für Ausgleichsenergie von Wind- und künftig auch Photovoltaikanlagenbetreibern bei Fördersystemen, in denen die Vermarktungs- und Bilanzierungsverantwortung von den Betreibern getragen werden müssen, werden mittels einer Verminderung der Markterlöse, konkret der Marktwertfaktoren, abgeschätzt. Für Windenergie wird hier eine zusätzliche Verminderung um 20 % im Vergleich zur modellierten Marktertragsanalyse gemäß Stromsystemmodellierung (mittels HiREPS und EDisOn) unterstellt, im Falle von PV eine Verminderung um 10 %. Bei Übergang auf „ideale“ Rahmenbedingungen wird hingegen davon ausgegangen, dass keinerlei zusätzliche Marktertragsminderung bei diesen EE-Technologien mehr auftreten würde.

2.2.3 Potenziale und Kosten der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien

Für eine umfassende Untersuchung der zukünftigen Marktentwicklung ist es von entscheidender Bedeutung, detaillierte Untersuchung der länderspezifischen Potenziale durchzuführen. Dabei soll das Potenzial der bestimmten EE-Technologien im Allgemeinen, sowie deren regionale Verteilung und die entsprechenden Erzeugungskosten im Besonderen betrachtet werden.

Dieser Abschnitt zeigt die konsolidierten Ergebnisse in Bezug auf EE-Potenziale und die damit im Zusammenhang stehenden Kosten aus verschiedenen Studien. Die Daten zu aus technischer Sicht realisierbaren langfristigen (2050) Potenzialen für erneuerbare Energien in der Europäischen Union stammen aus dem Green-X Modell. Sie bieten eine solide Basis für die nachfolgend dargestellte politische Bewertung des Ausbaus erneuerbarer Energien. Das Modell inkludiert neben den Potenzialen auch Annahmen zum technologischen Fortschritt und Lernraten. Beide dienen als Schlüsselement für die modellbasierte Einschätzung der zukünftigen Kosten der EE-Erzeugung.

Abbildung 5 zeigt die Langfristpotenziale für erneuerbare Energie exklusive Biomasse in Österreich im Vergleich zum Status in 2013. Bei der Photovoltaik verteilen sich die zukünftig verfügbaren Potenziale rund zu gleichen Teilen auf Freiflächen und gebäudeintegrierte Anlagen. Dort zeigt sich ein technisch realisierbares Potenzial von über 20 TWh in 2050. Für Windkraft ist dieses Potenzial sogar noch höher und liegt bei knapp 30 TWh. Beim Blick auf den Ist-Zustand wird deutlich, dass in 2013 schon ein höherer Anteil dieses Potenzials umgesetzt war als bei der Solarenergie. Bei der Wasserkraft erfolgt die Angabe des Gesamtpotenzials auf Basis des eingeschränkten technischen Gesamtpotenzials gemäß der Studie Regioenergy (Stanzer, 2010). Das mögliche Ausbaupotenzial umfasst rund 3,7 TWh Kleinwasserkraft sowie rund 7,6 TWh Großwasserkraft, deren Realisierung allerdings nur bei optimistischen Annahmen zur sozialen Akzeptanz möglich erscheint. Insgesamt liegt das projizierte Ausbaupotenzial für 2050 bei über 50 TWh. Im Bereich der Geothermie ist insgesamt nur ein sehr geringes Potenzial in Höhe von 19 GWh zu erkennen.

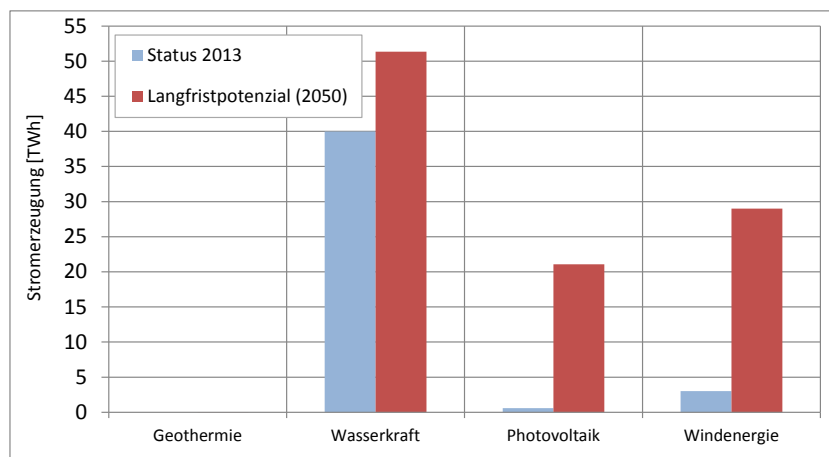


Abbildung 5: Langfristpotenziale für Strom aus erneuerbare Energien in Österreich

Biomasse ist in obiger Abbildung zu Langfristpotenzialen erneuerbarer Energien im Stromsektor nicht enthalten, da die breite Palette an hierunter subsummierten Energieträgern nicht nur für Strom, sondern vor allem auch im Wärmebereich, aber auch im Transportsektor genutzt werden können. Im Rahmen des Green-X Modell wird hinsichtlich der verfügbaren primärenergetischen Biomassepotenziale keine vorherige Allokation zu den Sektoren Strom, Wärme oder Transport als Technologie-Wettbewerb durchgeführt, sondern endogen im Modell ermittelt: Innerhalb und zwischen den Sektoren wird dies in geeigneter Weise im angewandten Modellierungsansatz widerspiegelt.

Da beim Energieträger Biomasse die Stromerzeugung nur einen geringen Teil der Nutzung ausmacht, wird hier zunächst das Potenzial und der Verbrauch im Bezug zur Primärenergie ausgewiesen.

Tabelle 8: Biomasse gesamt: Kennzahlen zu Langfristpotenzial und Verbrauch (Quelle: basierend auf Krutzler et al., 2016)

	Wert	Einheit
Langfristpotenzial 2050	85-117	TWh
UBA-EE Szenario Primärenergieverbrauch 2050	78	
Primärenergieverbrauch 2010	65,8	

In Tabelle 8 ist für Biomasse das primärenergetische Langfristpotenzial, der prognostizierte Primärenergieverbrauch 2050 gemäß den UBA-Berechnungen und den Primärenergieverbrauch 2010 dargestellt. Das Potenzial für die Biomasse wurde dem UBA-Szenario „Erneuerbare Energie 2030 und 2050“ (Krutzler et al., 2016) entnommen, das auch den Einsatz von Biomasse im Wärme und Verkehrsbereich berücksichtigt. So besteht ein Langfristpotenzial im Jahr 2050 in Höhe von 85-117 TWh. Im Vergleich zum derzeitigen Primärenergieverbrauch besteht bei der Biomasse folglich ein Ausbaupotenzial von 19-51 TWh. Es lässt sich zudem festhalten, dass die vorhandenen nachhaltig verfügbaren Biomassepotenziale voraussichtlich weder derzeit noch zukünftig komplett ausschöpft werden.

Tabelle 9: Biomasse: Energetischer Endverbrauch und Energieaufbringung in Österreich 2010 (Quelle: basierend auf Krutzler et al., 2016)

Sektor	Wert	Einheit
Industrie	14,6	TWh
Gebäude (Haushalte und Dienstleistungen)	20,6	
Verkehr	6,0	
Stromerzeugung	4,5	
Fernwärme	9,7	

Tabelle 9 zeigt nun die Zuordnung des Primärenergieträgers Biomasse auf die Sektoren Industrie, Gebäude, Verkehr, Stromerzeugung und Fernwärme. Es zeigt sich, dass nur ein geringer Teil der Biomasse direkt für die Stromerzeugung aufgewendet wird. Mit über 20 TWh entfällt der wesentliche Anteil am Verbrauch auf den Gebäudesektor, gefolgt von der Industrie mit knapp 15 TWh.

Tabelle 10: Biomasse: Stromerzeugung in Österreich im Jahr 2013 (Quelle: Statistik Austria, 2013)

Stromerzeugung	Wert	Einheit
Biomasse gesamt	4,6	TWh
Feste Biomasse	3,8	
Biogas	0,6	
Biogener Anteil MSW	0,2	

Tabelle 10 schlüsselt die Stromerzeugung durch Biomasse auf die Kategorien Feste Biomasse, Biogas und biogener Anteil des städtischen Hausmülls (Municipal Solid Waste (MSW)). Die Feste Biomasse ist für ~83 % der Stromerzeugung verantwortlich, während auf Biogas und den biogenen Anteil des MSW 13 % respektive 4 % entfallen.

Nachfolgend werden die Kostenannahmen bzgl. EE-Technologien erläutert. In Tabelle 11 findet sich ein Überblick über die Kostenstruktur der Green-X-Datenbank. Hierin werden Kosten- und Effizienzparameter angege-

ben bzw. weiter techno-ökonomische Charakteristika. Alle Kostenangaben erfolgen hierbei im Einklang mit der Modellierung auf realer Basis, in €₂₀₁₀. Als Ausgangsdaten nutzt die Green-X Datenbank das Jahr 2010 und rechnet die Kosten dynamisch auf die entsprechenden Zieljahre um. Abbildung 6 zeigt die prognostizierte Entwicklung der spezifischen Investitionskosten (im Vergleich zum Basisjahr 2010) von ausgewählten Technologien, wie sie im Modell hinterlegt worden sind bzw. sie Szenario-spezifisch resultieren.

Tabelle 11: Übersicht über wirtschaftliche- und technische Spezifikationen für neue EE-Anlagen (für das Basisjahr 2010)

Übersicht über wirtschaftliche- und technische Spezifikationen für neue EE-Anlagen (Für das Jahr 2010)							
EE Subkategorie	Anlagenspezifikation	Investitions-kosten	O&M Kosten	Effizienz (Elektrizität)	Effizienz (Wärme)	Lebensdauer (Durchschnitt)	Typische Anlagengröße
		[€/kW _{el}]	[€/kW _{el} year]	[1]	[1]	[Jahre]	[MW _{el}]
Biogas	Landwirtschaftliche Biogasanlage - KWK	4010 – 4995	255 – 286	0,28 - 0,35	0,27 - 0,55	25	0,1 - 0,5
	Deponiegasanlage	1445 - 2080	51 – 82	0,33 - 0,37	-	25	0,75 - 8
	Deponiegasanlage - KWK	1615 - 2255	56 - 87	0,32 - 0,36	0,5 - 0,53	25	0,75 - 8
	Klärgasanlage	2600 - 3875	118 – 168	0,29 - 0,33	-	25	0,1 - 0,6
	Klärgasanlage - KWK	2775 - 4045	127 – 179	0,27 - 0,31	0,53 - 0,57	25	0,1 - 0,6
Feste Biomasse	Biomassekraftwerk - KWK	2780 - 6000	120 – 248	0,25 - 0,27	0,63 - 0,66	30	0,01 – 25
	Zufeuerung	370 - 600	115 – 242	0,20 – 0,35	0,0 - 0,65	30	-
Bioabfall	Müllverbrennungsanlage	5150 – 6965	100 - 184	0,18 - 0,22	-	30	2 – 50
	Müllverbrennungsanlage - KWK	5770 - 7695	123 – 203	0,16 - 0,19	0,62 - 0,64	30	2 – 50
Geothermie Strom	Geothermie-Kraftwerk	2335 - 7350	101 - 170	0,11 - 0,14	-	30	5 – 50
Großwasserkraft	Großanlage	2350 - 3760	33 – 36	-	-	50	250
	Mittelgroße-Anlage	2525 – 4900	34 – 37	-	-	50	75
	Kleinanlage	2995 – 6265	35 – 38	-	-	50	20
	Modernisierung best. Anlagen	870 – 3925	33 – 38	-	-	50	-
Kleinwasserkraft	Großanlage	2510 - 3840	36 – 39	-	-	50	9.5
	Mittelgroße Anlage	2750 - 5475	37 – 40	-	-	50	2
	Kleinanlage	2950- 6590	38 – 41	-	-	50	0.25
	Modernisierung best. Anlagen	980 - 3700	36 – 41	-	-	50	-
Photovoltaik	Kleine Dachflächenanlage	3000 - 3480	33 - 41	-	-	25	0,001 - 0,015
	Große Dachflächenanlage	2800 - 3200	33 - 38	-	-	25	0,015 - 0,5
	Gebäudeintegrierte PV	3000 - 4000	33 - 38	-	-	25	0,001 - 0,05
	Große bodenmontiert PV-Anlage	2675 - 3000	33 - 35	-	-	25	0,5 - 200
Windkraftanlage an Land	Windkraftanlage	1350 – 1570	36 – 40	-	-	20	2 - 4

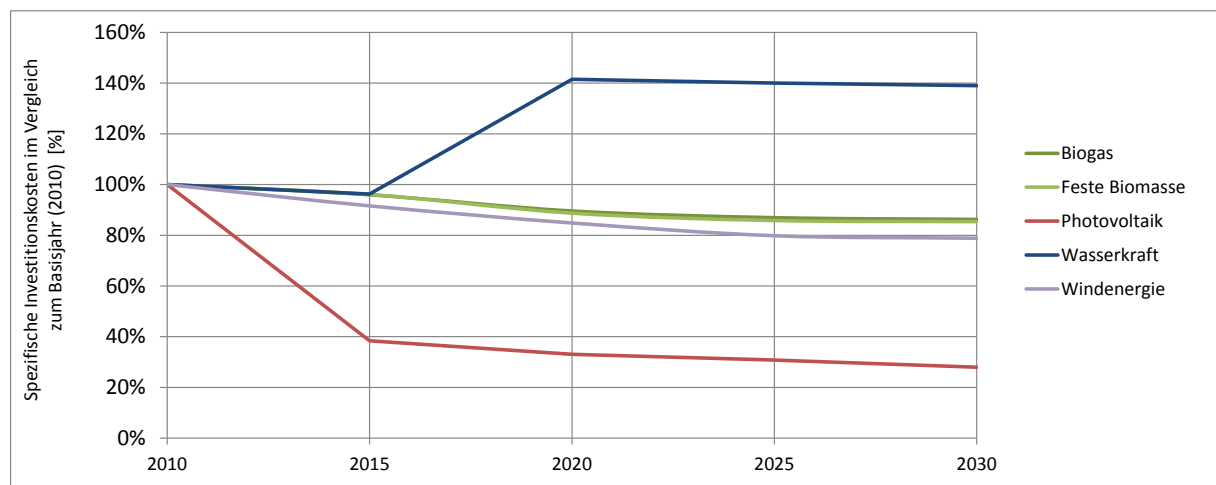


Abbildung 6: Prognostizierte Entwicklung der spezifischen Investitionskosten ausgewählter EE-Technologien, angegeben in Relation zum Basisjahr (2010)

Abbildung 6 zeigt, dass die Kostenentwicklung für Investitionen in Windenergie ein in Anfangsjahren stärker und in späteren Jahren nur minimal abflachendes Plateau erreicht. Konkret bewegen sich die Investitionskosten für Wind anfangs noch im Bereich 1.300 €/kW und flachen auf rund 1.200 €/kW in 2030 ab. Für die Verstromung fester Biomasse und Biogas lässt sich ein ähnlicher Trend ablesen, der sich aufgrund des höheren Ausgangsniveaus im Bereich von rund 2500 €/kW (Großanlagen auf Basis fester Biomasse) bzw. rund 4600 €/kW (landwirtschaftliche Biogas-KWK) abspielt. Bei der Photovoltaik ist die in der jüngsten Vergangenheit erreichte massive Kostenreduktion ersichtlich, so sanken die Investitionskosten bis 2015 auf unter 40 % des Basiswerts 2010, was gemäß heutigem Stand (2017) spezifischen Investitionskosten von unter 1000 €/kW entspricht im Falle mittlerer Anlagengröße. Für die kommenden Jahre wird ein Abflachen dieses Trends erwartet – im Mittel liegen die spezifischen Investitionskosten somit im Jahr 2030 bei rund 800 €/kW.

Für die Investitionskosten im Bereich der Wasserkraft zeigt sich jedoch ein anderes Bild. Dort ist ein Anstieg der spezifischen Kosten bis 2020 zu erwarten und in späterer Folge ein nahezu konstanter Verlauf. Diese Entwicklung ist dadurch zu erklären, dass das Potenzial an Wasserkraft dann schon zu großen Teilen ausgeschöpft ist und die noch realisierbaren Potenziale sich im oberen Kostenbereich bewegen, während in der jüngeren Vergangenheit noch günstige Optionen wie etwa Erweiterungen bestehender Anlagen dominierten.

Abbildung 7 wagt ergänzend zu obigen Angaben einen ersten „Blick über den Tellerrand“ – hierin wird ein Vergleich der Stromgestehungskosten erneuerbarer und fossiler Stromerzeugungstechnologien aus heutiger Sicht (Stand 2017) angestellt. Konkret erfolgt hier gemäß der unteren typischen Kostenbandbreite, also im Falle idealer Anlagenstandorte bei Wind, Wasserkraft und Photovoltaik bzw. kostengünstiger Anlagenkonfiguration im Falle thermischer Erzeugung, eine Aufschlüsselung der Gestehungskosten in einzelne Kostenelemente - gegliedert nach Investition, Betrieb und Wartung sowie Brennstoff- und CO₂-Kosten (im Falle fossiler Erzeugung) unter Berücksichtigung von Wärmeerlösen im Falle von Kraft-Wärme-Kopplung. Ergänzend wird hierbei jeweilig auch die typische Kostenbandbreite skizziert.

Diese Darstellung erfolgt gemäß dreierlei Varianten: Unter Berücksichtigung einer einheitlichen Abschreibedauer von 15 Jahren (Abbildung 7, oben) bzw. der technischen Lebensdauer bei heutigen (Abbildung 7, mittig) und künftig (2030) erwarteten Energiepreisen (Abbildung 7, unten). Die einheitliche Abschreibedauer widerspiegelt die in Österreich für Erneuerbare übliche Förderpraxis, gemäß derer eine finanzielle Unterstützung nur zeitlich begrenzt (auf 13 bzw. 15 Jahre) erfolgt, während die Lebensdauerbetrachtung dem in der Energiewirtschaft üblichen allgemeinen Standard entspricht. Von Interesse erscheint auch die Berücksichtigung künftiger Brennstoff- und CO₂ Preisentwicklungen, was einen massiven Anstieg der Gestehungskosten thermischer Stromproduktion auf Basis fossiler Energieträger zur Folge haben wird und die Konkurrenzfähigkeit von EE-Technologien deutlich erhöht.

Generell muss in der Diskussion über den benötigten Förderbedarf der erneuerbaren Energieträger beachtet werden, dass die Differenz zwischen den Erzeugungskosten und den derzeitigen Marktpreisen nicht zwingend die tatsächlichen Mehrkosten widerspiegelt. Stattdessen stellt sie einen Vergleich zwischen den Grenzkosten eines (subventionierten) bereits abgeschriebenen Anlagenbestandes mit EE-Neuanlagen dar. Bei den gegenwärtig niedrigen Spotmarktpreisen können praktisch keine neuen EE aber auch keine neuen fossilen Anlagen gebaut werden. Ein reiner Vollkostenvergleich zwischen erneuerbaren und fossilen Energieträgern zeigt, dass manche EE Anlagenkonstellationen bereits jetzt günstigere Vollkosten aufweisen als fossile Anlagen oder nur geringfügig über den Kosten von Erdgas liegen.

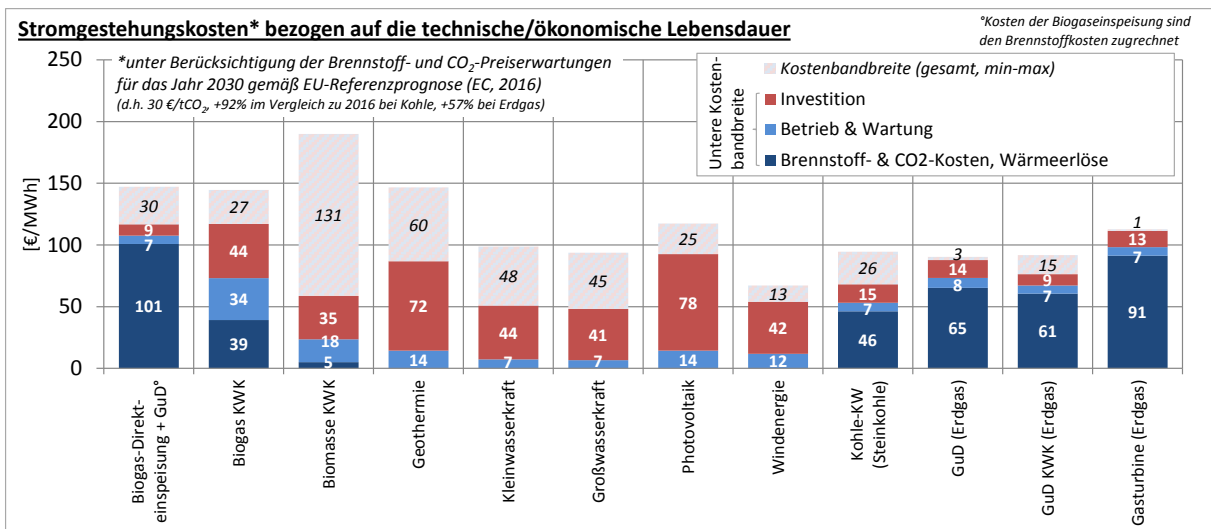
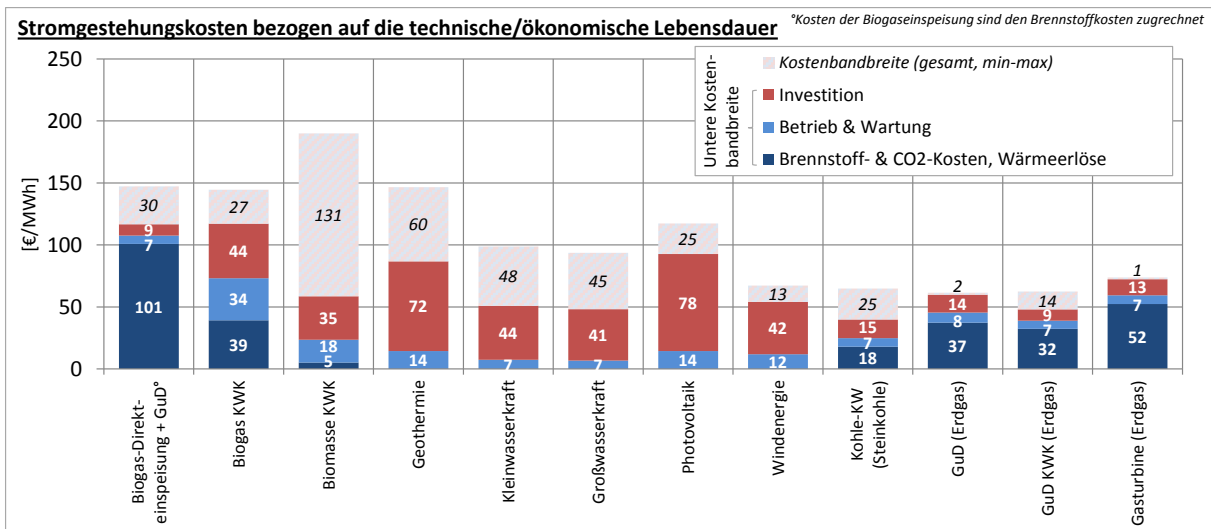
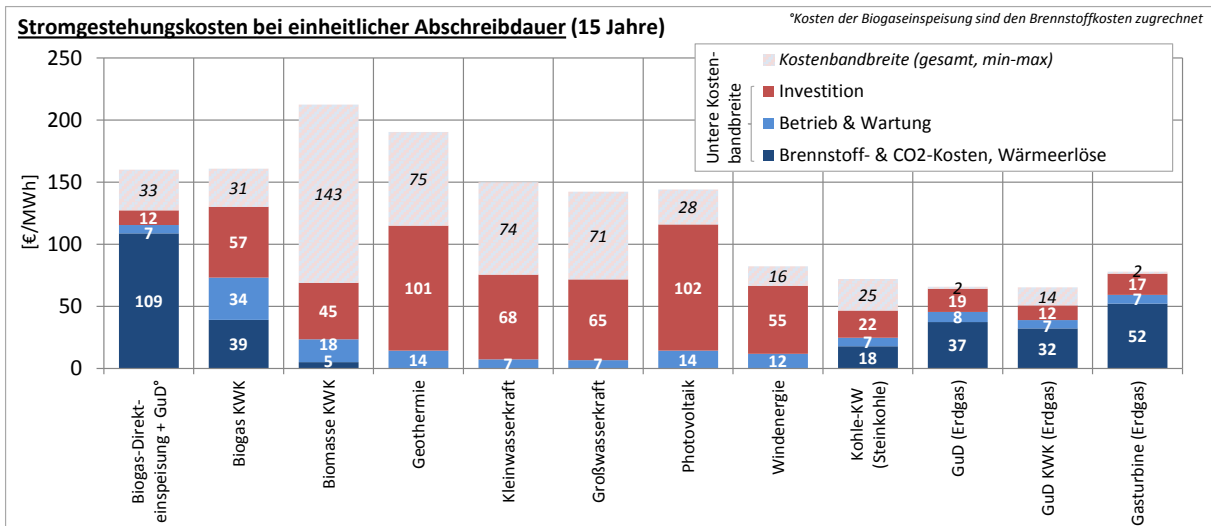


Abbildung 7: Vergleich der Gestehungskosten von erneuerbarer und fossiler Stromerzeugung aus heutiger Sicht (Stand 2017) unter Berücksichtigung einer einheitlichen Abschreibdauer von 15 Jahren (oben) bzw. der technischen Lebensdauer bei heutigen (Mitte) und künftig (2030) erwarteten Energiepreisen (unten)

2.3 Die betrachteten Szenarien im Überblick

Den im Rahmen dieser Studie durchgeführten komplementären modellbasierten Analysen liegt eine gemeinsame Basiswelt hinsichtlich der künftigen Entwicklung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Österreich sowie im mitbetrachteten europäischen Umfeld zugrunde. Konkret dienen hier zwei unterschiedliche Entwicklungspfade als Grundgerüst:

- Ein Referenzszenario (REF) bzw. „No Policy“ Szenario, das ein konservatives Bild der Stromzukunft Österreichs skizziert. Hierin erfolgt keinerlei Berücksichtigung klima- und energiepolitischer EU-Vorgaben für 2030. Es dient lediglich als Referenz für die techno-ökonomische und energiepolitische Bewertung alternativer Pfade und erhebt keinerlei Anspruch auf Realitätsbezug wie andersorts oftmals für den Term „Referenzentwicklung“ üblich. Konkret wird hierin ein Auslaufen jedweder Förderungen für Strom aus neu zu errichtenden EE-Anlagen nach 2020 unterstellt.
- Das Kernszenario der Untersuchungen im Rahmen dieser Studie bildet das EE-Zielszenario / Renewable (RES) Szenario. Hierin wird das EE-Mengengerüst für das Jahr 2030 gemäß des UBA-Szenarios „Erneuerbare Energie 2030 und 2050“ (Krutzler et al., 2016) erreicht. Wie einleitend zu Kapitel 2 erwähnt dient das im Rahmen der UBA-Studie entwickelte und im Zuge dieser Untersuchungen anfangs leicht modifizierte Mengengerüst für Strom aus erneuerbaren Energien als Zielwert, sowohl im Hinblick auf die aggregierte EE-Stromproduktion als auch hinsichtlich der technologiespezifischen Zielwerte.

Diese beiden Basiswelten dienen als gemeinsame Grundlage aller durchgeführten Untersuchungen. Die dynamischen EE-Ausbaupfade auf nationaler Ebene zur Erreichung dieser Zielwelten wurden eingangs mittels des Green-X Models entwickelt und in Folge in der Stromsystem- (HiREPs) und Netzanalyse (EdISON) aufgenommen. Wie in Abschnitt 2.1 beschrieben erfolgte in späterer Folge eine Rückkopplung zentraler Parameter (Strompreise und Marktwerte der EE-Technologien) für die abschließend durchgeführte Untersuchung des zur Erreichung des EE-Zielszenarios erforderlichen energiepolitischen Rahmens (Green-X).

Im Zuge der einzelnen Untersuchungen wurden ergänzend zu obig skizzierten Basispfaden weitere Szenarien definiert:

- So wurden beispielsweise im Rahmen der **Netzanalyse**, worin ein Blick über die nationalen Grenzen unumgänglich erschien, entsprechende Annahmen für die Strommarktentwicklung in den mitbetrachteten europäischen Ländern getroffen. Konkret wurde hier im Regelfall ein im Vergleich zu Österreich gleichläufiger Trend hinsichtlich des EE-Ausbaus unterstellt – d.h. im Rest Europas erfolgt im Referenzszenario (REF) ein ebenso stark gebremster Ausbau erneuerbarer Energie, während im EE-Zielszenario / Renewable (RES) Szenario ein analog zu Österreich fortschreitend ambitionierter Ausbau erneuerbarer Energien erfolgt – hier im Einklang mit den klima- und energiepolitischen Zielvorgaben für 2030 auf europäischer Ebene. Im Zuge einer Sensitivitätsbetrachtung wurden zwei weitere Szenarien betrachtet, wo im Vergleich zur österreichischen Entwicklung ein im Rest Europas gegenläufiger Trend unterstellt wurde – also im Falle eines ambitionierten EE-Ausbaus in Österreich ein Verhaltener im Rest Europas (nachfolgend als SensRES-Szenario bezeichnet) bzw. umgekehrt (siehe SensREF-Szenario).
- Im Zuge der **Analyse von Stromaufbringung und –nachfrage in stündlicher Auflösung**, wo insbesondere die Kopplung der Energiesektoren im Fokus der Betrachtung stand, wurden die Basispfade (REF und RES) aufgegriffen, aber spezifische Annahmen hinsichtlich der Kopplung des Strom- und Wärme- bzw. des Transportsektors entsprechend angepasst. Dies erschien zur Beantwortung der zugrundeliegenden Fragenstellungen unumgänglich.
- Zur **Identifikation des erforderlichen energiepolitischen Rahmens**, wo es konkret galt, kosteneffiziente Marktanzreizsystem im Grundgerüst zu entwickeln, wurden zur Erreichung des EE-Zielszenarios (RES) drei unterschiedliche Fördersysteme untersucht. Ebenso wurde eine umfassende Sensitivitätsanalyse im Hinblick auf zentrale Einflussgrößen (z.B. Strompreisentwicklung) und Detailspekte durchgeführt – wie etwa der Marktwert dezentraler Photovoltaik-Einspeisung oder die Ausweitung der Bestandsförderung bei brennstoffabhängigen Stromtechnologien (feste Biomasse und Biogas).

Die hierin jeweilig betrachteten Szenarien werden in den nachfolgenden Kapiteln, die sich den einzelnen Untersuchungsfeldern widmen, gesondert vorgestellt. Die gilt auch für etwaige spezifisch getroffene Annahmen.

3 Die unterstellte Marktentwicklung erneuerbarer Energien in Österreich bis 2030

Abbildung 8 zeigt die Ergebnisse der modellierten Szenarien zur zukünftigen Entwicklung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Österreich bis 2030. Dabei wird sowohl der Verlauf des EE-Anteils an der Stromnachfrage zwischen 2005 und 2030 prozentual angegeben (Abbildung 8 (links)) als auch die EE-Stromerzeugung in absoluten Werten dargestellt (Abbildung 8 (rechts)). Das EE-Zielszenario (RES) ist als blaue Linie dargestellt. Für das Referenzszenario (REF) bzw. „No Policy“ Szenario sind drei verschiedene Verläufe abgebildet, die von unterschiedlichen Preisentwicklungen der fossilen Energieträger ausgehen. Dadurch wird die Sensibilität des EE-Anteils an der Stromnachfrage von der zukünftigen Strompreisentwicklung dargestellt. Der Vergleich verschiedenen Szenarien verdeutlicht, dass der energiepolitische Rahmen den Ausbau erneuerbarer Energien wesentlich beeinflusst: Allen Szenarien liegt ein gemeinsamer energiepolitischer bzw. präziser formuliert förderpolitischer Rahmen bis 2020 zugrunde, da in der Modellierung angenommen wurde, dass ein etwaiger Umstieg auf neue Politikpfade Zeit in Anspruch nimmt und folglich erst nach 2020 Wirkung zeigt. Gleichwohl entwickelt sich der EE-Anteil bereits in den Jahren 2017 bis 2020 leicht unterschiedlich. Während der EE-Anteil im RES Szenario in dem Zeitraum um etwa 5 pp ansteigt, ist in den REF Szenarien nur ein halb so großer Anstieg zu beobachten. Diese unterschiedliche Entwicklung, trotz gleichen förderpolitischen Rahmenbedingungen, erklärt sich dadurch, dass flankierende Maßnahmen zur Senkung des Investorenrisikos bereits im Vorfeld ergriffen und rasch umgesetzt werden. So kalkulieren die Marktteilnehmer je nach Szenario mit unterschiedlichen Risikoaufschlägen – im Falle realer Rahmenbedingungen (REF-Szenario) mit den aus heutiger Sicht üblichen und im Falle verbesserter „idealer“ Rahmenbedingungen mit deutlich verminderten Aufschlägen (siehe Abschnitt 2.2.2).

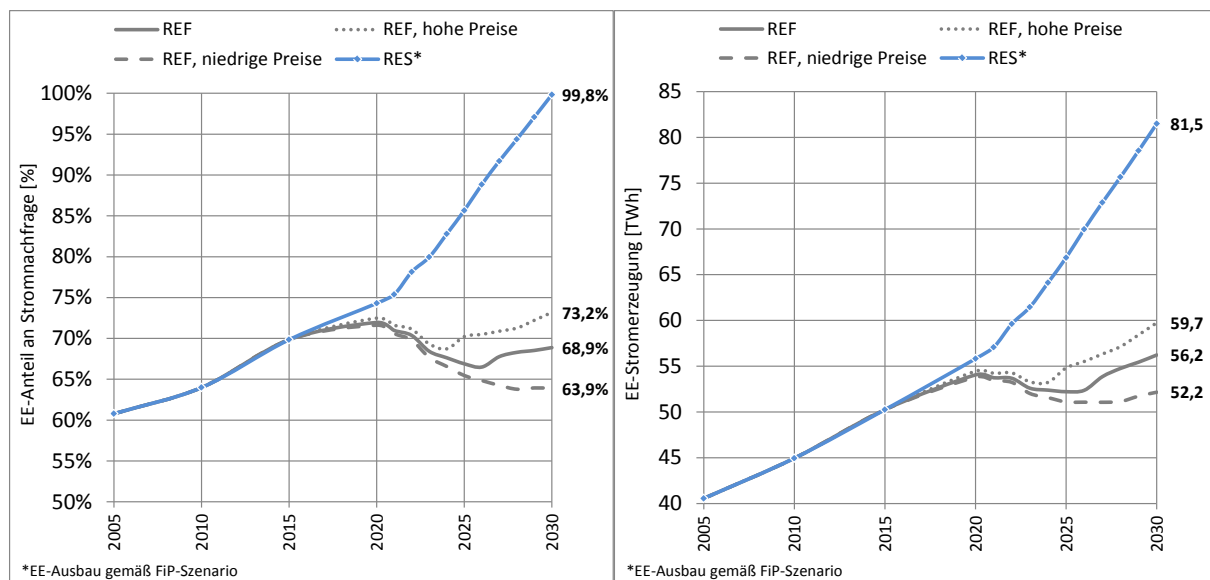


Abbildung 8: Künftige Entwicklung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bis 2030 gemäß unterschiedlichen Politikszenarios – relativ (als Anteil an Gesamtstromnachfrage) (links) und absolut (Stromerzeugung in TWh) (rechts). (Quelle: Green-X)

Ab 2020 manifestieren sich dann die unterschiedlichen politischen Rahmenbedingungen und es entwickeln sich massive Unterschiede zwischen den betrachteten Politikszenarios. Bei einem Wegfall von Förderungen für erneuerbare Energien nach 2020, wie in den drei REF *No-Policy-Szenario (NoPol)* unterstellt, bricht der Markt ein und es kommt unmittelbar zu einem Rückgang an EE-Stromerzeugung. So nimmt der EE-Anteil bei den drei REF Szenarien bis 2023 um etwa 5pp ab, was einer jährlichen EE-Stromerzeugung von ~2 TWh entspricht. Ab

dem Jahr 2023 führt die unterschiedliche Energiepreisentwicklung zu einer deutlichen Diversifizierung der Verläufe des EE-Anteils. So würde ein rascher Anstieg der Preise für Öl, Kohle und Gas wie im REF Szenario hoher Energiepreise unterstellt (gepunktete Linie), einen Erholung der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien zur Folge haben. Die EE-Erzeugung stiege in diesem Fall bis 2030 um etwa 9 TWh/Jahr an. Im REF Szenario mit einer moderaten Preisentwicklung, würde es erst ab dem Jahr 2026 aufgrund von steigenden Energie- und CO₂-Preisen sowie von der zu erwartenden weiteren Kostensenkung bei erneuerbaren Energien zu einem geringfügigen Anstieg des EE-Anteils kommen (durchgängige Linie). Bleiben die Preise fossiler Energieträger dagegen auf ihrem gegenwärtigen niedrigen Niveau, nimmt der EE-Anteil (gestrichelte Linie) zwischen 2020 und 2030 stetig ab und stabilisiert sich auf einem Niveau von etwa 64 % der Stromnachfrage.

Beim proaktiven RES PolitikszENARIO, das einen EE-Ausbau im Einklang mit den Zielvorgaben für 2030 annimmt, würde die Stromerzeugung aus Erneuerbaren im Zeitfenster nach 2020 stetig anwachsen und somit die bisherige Entwicklung fortgeführt. Im Jahr 2030 würde EE-Strom in Höhe von ca. 81,6 TWh ins österreichische Stromnetz eingespeist werden, was einem Anteil an der Gesamtstromnachfrage von rund 100 % entspricht, also einer Vollversorgung auf Basis erneuerbarer Energien. Im direkten Vergleich hierzu würde ohne eine Förderung der EE-Anteil auf 63,9 % bis 73,2 % absinken. Je nach Preisentwicklung führt das proaktive Szenario im Jahr 2030 also zu einer um 21,9-29,4 TWh erhöhten EE-Einspeisung.

Abbildung 9 bietet einen Ausblick auf den EE-Stromerzeugungsmix im Jahr 2030. Sie zeigt die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien auf Technologieebene im Jahr 2030. Zudem wird zu rechter Hand die im Jahr 2030 produzierte EE-Strommenge ausgewiesen, die durch jene Anlagen produziert wurde, die im Zeitraum 2020-2030 installiert wurden. Tabelle 12 gibt en Detail Aufschluss über die numerischen Werte der erzeugten Energiemengen.

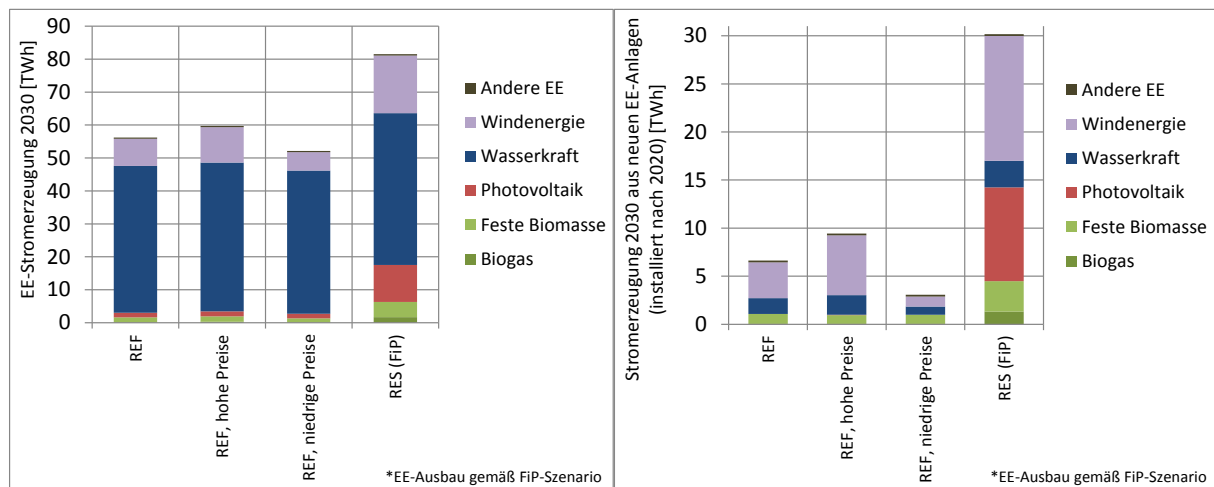


Abbildung 9: Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien auf Technologieebene im Jahr 2030 – gesamt (links) und mit Fokus auf neuen EE-Anlagen (errichtet nach 2020) (rechts). (Quelle: Green-X)

Es zeigt sich, dass in den REF Szenarien die EE-Erzeugung zum wesentlichen Teil aus Wasserkraft stammt. Hinzu kommt ein gewisser Anteil Windenergie, der je nach Energiepreisentwicklung zwischen 6 und 11 TWh beträgt. Im proaktiven RES Szenario ergibt sich für das Jahr 2030 ein diversifizierter EE-Energiemix: Sie EE-Stromerzeugung stammt zu etwa 55 % aus Wasserkraft, 21 % aus Windkraft, 15 % aus Photovoltaik. Der Rest entfällt auf EE-Energie aus Biomasse und andere EE. Interessant ist im Vergleich dazu die Betrachtung die EE-Stromerzeugung aus nach 2020 installierten Anlagen, da sie längerfristige Tendenzen aufzeigt. Obgleich die Wasserkraft den wesentlichen Teil der EE-Erzeugung ausmacht, findet sowohl in den REF Szenarien als auch im RES Szenario nur ein geringer Zuwachs an Wasserkraft statt. Die wirtschaftlichen Zubaupotenziale für Wasserkraft in Österreich scheinen daher begrenzt. In den REF Szenarien entfällt der EE-Zubau zum Großteil auf die Windenergie. Hinzu kommt etwa 1 TWh Strom aus Biomasse. Ein Ausbau der Photovoltaikanlagen findet in den REF-Szenarien nicht statt. Im RES-Szenario hingegen spielt die Photovoltaik eine wesentliche Rolle und kommt

folglich im Jahr 2030 für etwa ein Drittel der Stromproduktion aus neuen EE-Anlagen (Errichtung nach 2020) auf. Die Windkraft trägt mit 43 % dazu bei.

Tabelle 12: Stromerzeugung aus EE-Anlagen 2030 im Szenarienvergleich. (Quelle: Green-X)

<u>Akronym</u>			REF	REF, hohe Preise	REF, niedrige Preise	RES (FiP)
Stromerzeugung (jährlich)						
Gesamtbilanz						
Biogas	GWh	<u>2030</u>	42,7	290,4	42,9	1.686,4
Feste Biomasse	GWh	<u>2030</u>	1.606,3	1.650,3	1.263,8	4.599,2
Photovoltaik	GWh	<u>2030</u>	1.393,9	1.503,9	1.393,9	11.262,4
Wasserkraft	GWh	<u>2030</u>	44.531,6	45.151,7	43.481,2	46.031,5
Windenergie	GWh	<u>2030</u>	8.256,8	10.751,0	5.582,3	17.495,7
Anderer EE	GWh	<u>2030</u>	394,2	395,8	394,2	419,7
Gesamt (EE Fokus)	GWh	<u>2030</u>	55.831,2	59.347,3	51.764,1	81.075,3
Gesamt (EE gesamt)	GWh	<u>2030</u>	56.225,4	59.743,1	52.158,3	81.495,0
EE-Anteil an Nachfrage	%	<u>2030</u>	68,9%	73,2%	63,9%	99,8%
Neuanlagen (Errichtung nach 2020)						
Biogas	GWh	<u>2030</u>	31,8	31,7	32,0	1.323,5
Feste Biomasse	GWh	<u>2030</u>	1.039,5	914,5	960,3	3.153,6
Photovoltaik	GWh	<u>2030</u>	0,0	53,1	0,0	9.757,3
Wasserkraft	GWh	<u>2030</u>	1.649,1	2.031,1	847,8	2.766,7
Windenergie	GWh	<u>2030</u>	3.719,3	6.213,6	1.044,9	12.971,0
Anderer EE	GWh	<u>2030</u>	182,5	182,5	182,5	206,5
Gesamt (EE Fokus)	GWh	<u>2030</u>	6.439,7	9.244,0	2.885,0	29.972,1
Gesamt (EE gesamt)	GWh	<u>2030</u>	6.622,3	9.426,5	3.067,5	30.178,6

Anmerkung: *EE-Ausbau im RES Szenario gemäß der Politikvariante FiP (gleitende Marktprämie bei administrativer Preisbestimmung)

Insgesamt kann festgehalten werden, dass eine proaktive Energiepolitik eine notwendige Voraussetzung ist um die unterstellten Ausbauziele für erneuerbare Energien zu erreichen. Politische Anreize sind insbesondere in Zeiten niedriger fossiler Energiepreise und marginaler Anreize seitens des Europäischen Treibhausgasemissionshandels notwendig. Die künftige Entwicklung des Ausbaus erneuerbarer Energien in Österreich ist folglich politikgetrieben.

4 Die Analyse von Stromaufbringung und – nachfrage in stündlicher Auflösung

4.1 Übersicht der Abbildung der Strom- und Wärmeerzeugung mit dem Simulationsmodell HiREPS

Die Analyse des Stromnetzes für Zentraleuropa wurde für diese Studie mit dem Edison Modell durchgeführt. Ergänzend dazu wurden für diese Studie mit dem HiREPS (High Resolution Power System) Modell eine Analyse der Effekte der Kopplung der Strom- und Wärmeerzeugung mittels Power-to-Heat (P2H), des Ladens von Elektrofahrzeugen und des nötigen (Pump-) Speicherausbaus für Österreich und Deutschland durchgeführt. Um eine Kopplung des HiREPS Modells mit dem Edison Modell durchzuführen, wurden die Importe und Exporte von Strom in die Nachbarländer aus dem Netzsimulationsmodell Edison als stündliche Zeitserien ins HiREPS Modell implementiert.

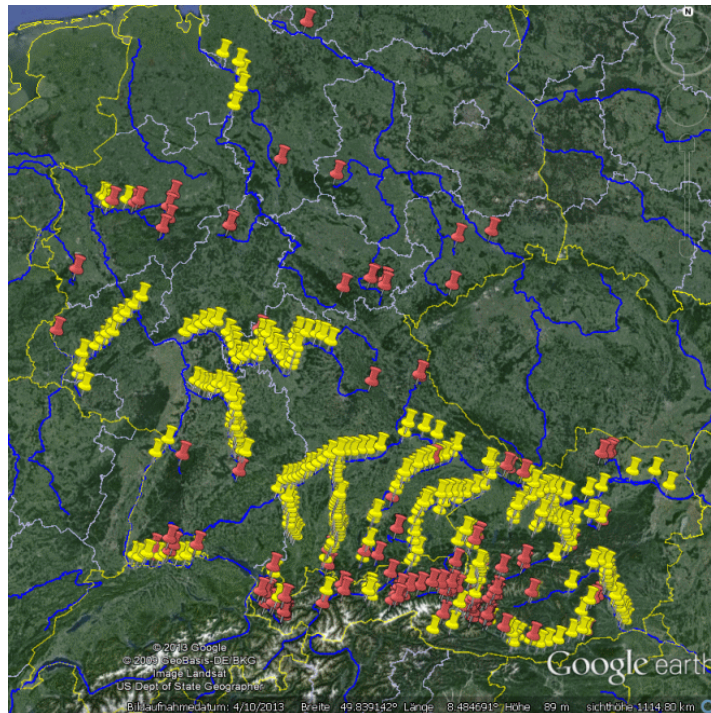


Abbildung 10: Darstellung der über 400 im HiREPS-Modell für Deutschland und Österreich detailliert modellierten Wasserkraftwerke. Die roten Pins stehen für Speicher- und Pumpspeicher-Kraftwerke, die gelben Pins für Laufwasserkraftwerke. Die großen Flüsse sind als blaue Linien dargestellt.

Das HiREPS Modell beinhaltet eine sehr detaillierte Modellierung aller konventionellen und zukünftig als vielversprechend geltenden Technologien in diesen Sektoren. Von Seiten der Stromerzeugung sind alle Wasserkraftwerke größer 10 MW (sowohl Laufwasser als auch Pump-/Speicherkraftwerke – siehe Abbildung 10), Energieanlagen mit variablen erneuerbaren Energieträgern (Wind-, Solarenergie) sowie konventionelle und erneuerbare thermische Gas-, Steinkohle-, Braunkohle-, Kernenergie-, Biogas-, Biomasse- und Müllverbrennungsanlagen in einem hohen Detailgrad (d. h. inklusive Startkosten, Minimallast und Reduktion der Effizienz bei Teillast etc.) implementiert. Wärmeseitig ist einerseits der Fernwärmesektor mit Kraftwärmekopplungskraftwerken (Gegendruck- und Entnahmedampfanlagen) sowie anderen zentralen Wärmeerzeugern repräsentiert. Andererseits wird auch die Bereitstellung von Heiz- und Warmwasserbedarf für alle nicht an die Fernwärme ange-

schlossenen Gebäudesektoren simuliert (z. B. Wärmeerzeugung mit: Gas, Biomasse, Solarthermie, Wärmepumpen, Strom-Zusatzheizung). Des Weiteren wird in HiREPS der Ausbau von Wärmespeichern kostenbasiert optimiert.

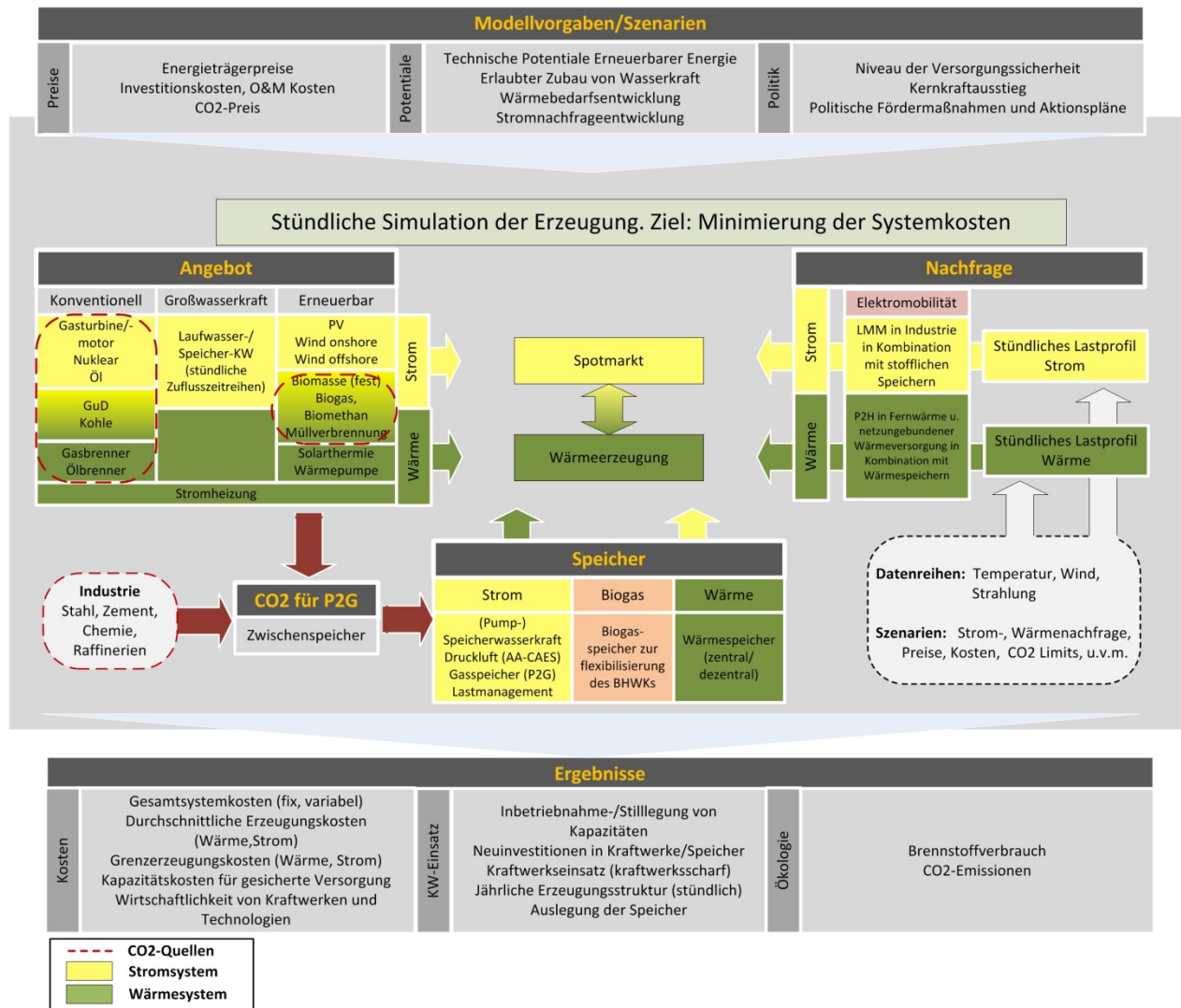


Abbildung 11: Schema des Simulationsmodells HiREPS

Die obige Abbildung 11 zeigt einen Überblick über den Aufbau des Modells. HiREPS besteht aus verschiedenen Modulen, welche die technisch-wirtschaftlichen Eigenschaften verschiedener Systemaspekte abbilden:

- Kraftwerkseinsatz-Simulationsmodul der Wasserkraft und (Pump-)Speicherausbau
- Kraftwerkseinsatz-Simulationsmodul der kalorischen Kraftwerke
- Simulationsmodul für das Fernwärmesystem und die Kraftwärmekopplung
- Simulationsmodul für verschiedene Sektoren der dezentralen Wärmeerzeugung
- Power-to-Gas (P2G)
- Biogas, Biomethan
- Adiabate Druckluftspeicher
- Elektromobilität
- Tool zur Berechnung der Wetterdaten (Solar, Wind, Temperatur)

4.2 Analyisierte Szenarien

Für diese Studie wurden mit dem HiREPS Modell die Effekte der Kopplung der Strom- und Wärmeerzeugung, des Ladens von Elektrofahrzeugen und der (Pump-)Speicherausbau für Österreich und Deutschland simuliert. Daher wurden mit dem HiREPS Modell die Szenarien RES und REF einmal mit einem Elektro-PKW und P2H Anteil simuliert und einmal ohne diese Anteile. Da im Szenario „Erneuerbare Energie“ die technischen Daten für Elektromobilität und Power-to-heat im Raumwärme- und Warmwassersektor nicht detailliert genug spezifiziert sind, wurden hier die Werte des verwandten Szenarios WAMplus verwendet. Die Annahmen zum konventionellen Kraftwerkspark (Gas, Kohle, Nuklear) 2030 beruhen wie beim EDisOn Modell auf dem ENTSO-e Szenario Vision1 (beim REF Szenario) und Vision3 (beim RES Szenario). Die erneuerbare Erzeugung wurde aus dem entsprechenden Green-X Szenario REF und RES entnommen. Bei den Annahmen zum Stromverbrauch wurde vom aktuellen EU Referenzszenario 2016 ausgegangen, welches mittels des PRIMES-Modells seitens der Technischen Universität in Athen entwickelt wurde (siehe EC, 2016). Da dieses Szenario aber einen deutlich geringeren Zuwachs am Stromverbrauch im Sektor Transport (Elektromobilität) als das Szenario WAMplus vorsieht, wurden die Szenario-Annahmen für die HiREPS Läufe modifiziert (siehe Tabelle 13).

GWh	EU Referenzszenario	RES und REF Szenario
Stromverbrauch 2015	70586	70586
Zuwachs – Industrie	3272	2718
Zuwachs – Haushalte	1704	1415
Zuwachs – Dienstleistungssektor	3310	2749
Zuwachs – Transport	1003	4950
Zuwachs – Energiesektor	1379	1145
Zuwachs – Netzverluste	380	316
Stromverbrauch 2030	81635	83880

Tabelle 13: Stromverbrauchszuwächse 2015-2030 für das EU Referenzszenario (PRIMES reference) und für die HiREPS Szenarien mit P2H und Elektromobilität

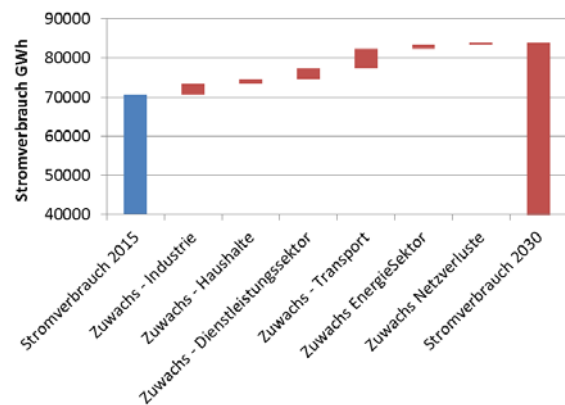


Abbildung 12: Stromverbrauchszuwächse 2015-2030 für die HiREPS Szenarien

4.3 Abbildung der Interaktion zwischen Strom- und Fernwärmeerzeugung

Die zu deckende Fernwärmenachfrage verursacht eine Einschränkung der Flexibilität der KWK-Kraftwerke (Kraftwerke mit Strom- und Fernwärmeerzeugung) auf dem Strommarkt. Durch den Bau von Fernwärmespeichern² kann die Wärmeerzeugung einer KWK zwischengespeichert werden und somit der Strom und Wärmebedarf entkoppelt werden und die KWK flexibler betrieben werden. Für diese Studie wurde die Kopplung der Strom- und der Fernwärmeerzeugung vereinfachend abgebildet: alle öffentlichen Fernwärmenetze mit KWK

² Ein Beispiel ist der neue Fernwärme-Speicher in Linz-Mitte mit 65 m Höhe und einem Speichervolumen von fast 34.500 m³ Wasser. Die Speichertemperatur des drucklosen Warmwasserbehälters beträgt zwischen 55° und maximal 97° C. Der Wärmespeicher vermeidet den Betrieb von Fernwärme-Spitzenkesseln. In Zeiten, in denen wenig Wärme gebraucht wird und die KWK läuft, füllt er sich mit heißem Fernwärme-Wasser. Bei Bedarfsspitzen oder wenn ein niedriger Strompreis die KWK unwirtschaftlich macht und diese daher ausgeschaltet ist, wird das heiße Wasser wieder entnommen.

Anlagen wurden zu einem aggregierten Fernwärmenetz zusammengefasst, das mit dem Optimierungsmodell HiREPS simuliert wurde. Nicht simuliert wurden Nah- und Fernwärmenetze mit reinen Heizwerken ohne KWK Anlagen, da sie keine Interaktion mit dem Stromsystem haben. Die reinen industriellen Fernwärmenetze (z.B. Ablauge KWK in der Papierindustrie) wurden separat abgebildet. Es wurde angenommen, dass die industriellen KWK Anlagen das ganze Jahr als Grundlast betrieben werden. Bei der Strom und Wärmeerzeugung aus Biogas wird 75 % der anfallenden Wärme in Mikronetzen und für Trocknungsdienstleistungen genutzt. Im HiREPS Modell wurde ein Betrieb von Biogas KWK in Mikronetzen angenommen, und dass 50 % der Wärme bei einem Wärmeerlös von 5€/MWh genutzt werden kann. Bei Biogas wurde weiters angenommen, dass die Fermenter zwischen 50 % und 100 % Biogaserzeugung geregelt betreiben werden können und ein Gasspeicher für 3 Stunden vorhanden ist. Weitere Gasspeicher können kostenbasiert im Modell endogen gebaut werden (siehe technischer Anhang).

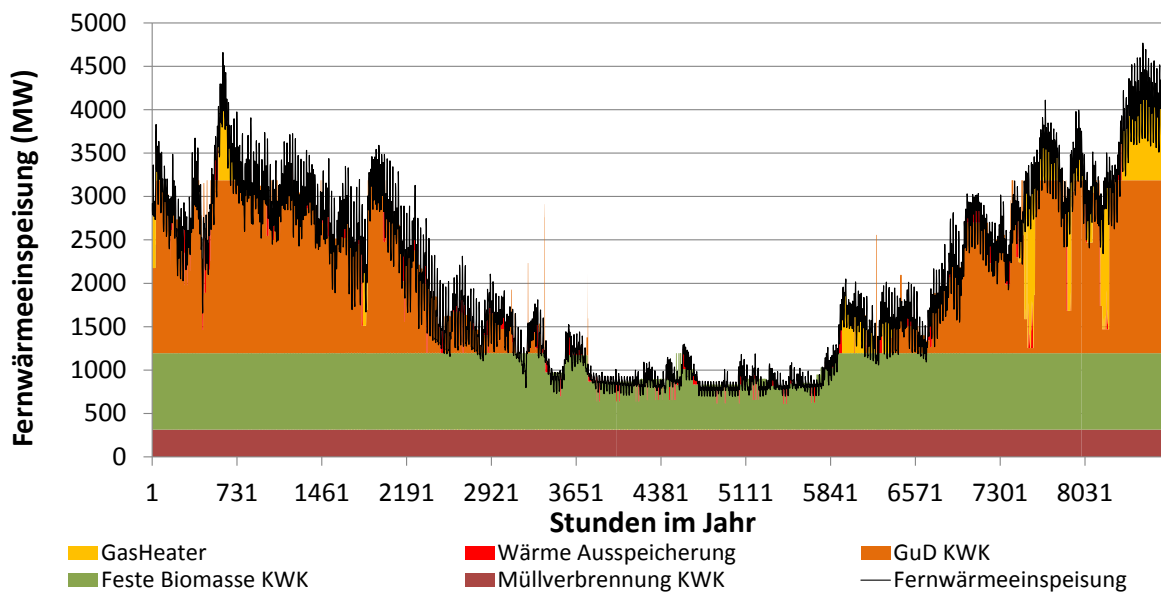


Abbildung 13: Simulierte Fernwärmeeinspeisung für ein Jahr in den öffentlichen KWK Fernwärmenetzen für das Szenario RES 2030.

Mit Invert/EE-Lab³ wurde für das WAMplus Szenario die Verbesserung der thermischen Gebäudequalität und entsprechend ein Rückgang im Heizenergiebedarf simuliert. Darauf aufbauend wurde für das WAMplus Szenario ein optimaler wirtschaftlicher Fernwärmenetzausbau und dessen Verdichtung simuliert. Generell wird in Zukunft der Warmwasseranteil im Vergleich zum Heizwärmebedarf steigen. Diese Ergebnisse für das WAMplus Szenario wurden verwendet und der Fernwärmelastgang und Fernwärmebedarf für die HiREPS Simulationen des EE Szenarios wurde entsprechend angepasst.

In Abbildung 13 ist die simulierte aggregierte Fernwärmeeinspeisung dargestellt. Die Erzeugungskomponenten sind als farbige Flächen dargestellt. Erzeugung, die über die schwarze Fernwärmeeinspeisungslinie hinausgeht, stellt die Einspeicherung in den Fernwärmespeicher dar. Man kann erkennen, dass die Müllverbrennung konstant als Grundlast fährt. Die Biomasse muss im Sommer bei reduzierter Leistung betrieben werden. Je nach Strompreis fahren entweder die GuD Anlagen oder die Gaskessel. Die Spitzenlast im aggregierten Fernwärmenetz wird durch Gaskessel bereitgestellt. Die Fernwärmespeicher werden wirtschaftlich optimiert so ausgebaut, dass sie im Winter über drei Stunden die gesamte Last decken können, in der Übergangszeit und im Sommer entsprechend länger. Die simulierten Fernwärmespeicher werden also nur für einen kurzfristigen Ausgleich eingesetzt.

³ <http://www.invert.at/>

4.4 Simulation von Gebäuden mit Wärmepumpen

Mit dem Stromsystem interagiert nicht nur die Fernwärmeerzeugung, sondern auch Wärmepumpen und Stromheizer in Gebäuden, die nicht an die Fernwärme angeschlossen sind. Daher wird mit HiREPS die gesamte Raumwärme- und Warmwassererzeugung aller Gebäude (aggregiert in 4 Sektoren) simuliert. Für 2030 ergibt sich aus der Gebäudesimulation mit Invert/EE-Lab für das WAMplus Szenario ein Wärmepumpenanteil bei Nichtfernwärmegebäuden von 10,3 %. Dies wurde auch für die HiREPS Simulationen des EE Szenarios übernommen. Weiters wurde angenommen, dass davon 70 % Luftwärmepumpen und 30 % Grundwasserwärmepumpen sind. Es werden Gebäude mit unterschiedlichen Vorlauftemperaturen mit Wärmepumpen versorgt. Die Annahme für die HiREPS Simulationen des EE Szenarios 2030 ist, dass die typischen Vorlauftemperaturen in Wärmepumpengebäuden für das Heizen 45°C und für Warmwasser 65°C sind. Da die Grundwassertemperaturen relativ konstant sind über das Jahr, wurde für Grundwasserwärmepumpen angenommen, dass der COP fürs Heizen 4.0 und für Warmwasser 3.0 ist (vgl. (Miara, 2011)). Für die Luftwärmepumpen wurden von der Außentemperatur abhängige COPs implementiert (siehe Abbildung 14). Des Weiteren wurde unterstellt, dass die maximale elektrische Leistungsaufnahme der Wärmepumpe konstant und unabhängig von der Außentemperatur ist⁴. Daher sinkt die thermische Leistung (=elektrische Leistung*COP) einer Luftwärmepumpe mit der Außentemperatur. Bei tiefen Temperaturen wird daher die Spitzenlast durch ergänzende Elektroheizer gedeckt (siehe Abbildung 15).

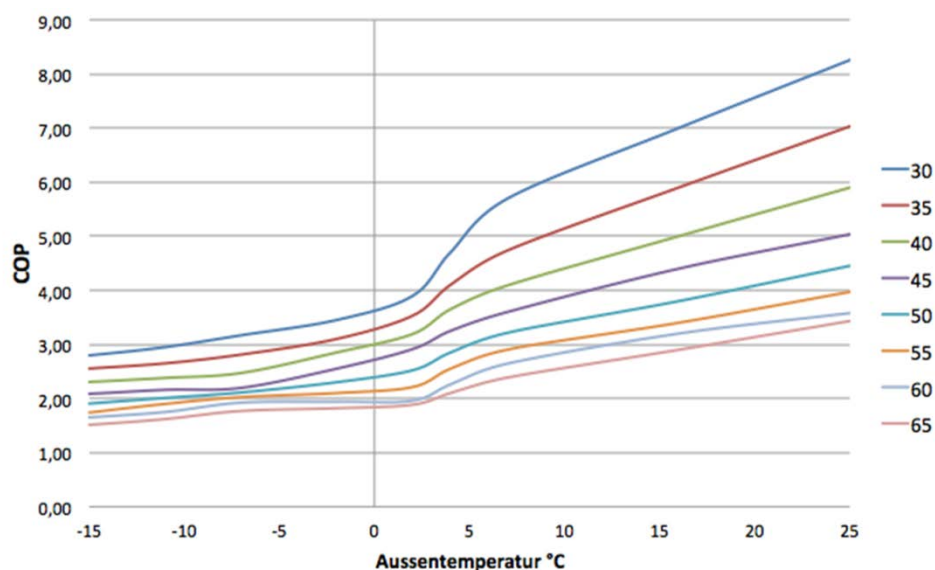


Abbildung 14: Annahmen zum COP von Luftwärmepumpen. Quelle[5] Als Heizungsvorlauftemperatur wurden 45°C und als Warmwassertemperatur 65°C angenommen.

In Abbildung 15 ist die Einspeicherung von Wärme in den Wärmespeicher als Erzeugung, die über die Nachfrage hinausgeht, dargestellt. Die mit der Außentemperatur variable thermische Leistungsfähigkeit der Luftwärmepumpe ist ebenso in Abbildung 15 dargestellt. In der Übergangszeit und im Sommer kann die Luftwärmepumpe in Kombination mit einem Pufferspeicher (siehe rote Flächen hinsichtlich Wärmeauspeicherung in Abbildung 15) flexibel betrieben werden und durch den besseren COP erreicht sie auch höhere thermische Leistungen. Dies sieht man auch in Abbildung 16, wo der Strombezug für Heizen und Warmwasser der Gebäude mit Wärmepumpen in Österreich für 2030 dargestellt ist. In Abbildung 16 sind die Strombezugsanteile aufeinander gestapelt und man erkennt, dass der Strombezug für Heizen und Warmwasser der Gebäude mit Wär-

⁴ http://www.effiziento.de/leistungsdiagramme_luft-wasser-waermepumpe_lueftung_heizung_20kw.html

⁵ <http://www.heizkostenrechner.com/luftwaermepumpe/>

mepumpen maximal bei 1,03 GW liegt. Die Maximallast (normale Nachfrage + Strombezug von Elektro-PWK + Strom für Gebäude mit Wärmepumpenheizungen) erhöht sich auch nur um 0,85GW da die Elektro-PKW ihre Last entsprechend verschieben. In diesen Stunden mit ca. 1 GW Stromnachfrage wird bei Gebäuden mit Luftwärmepumpen die Wärme zu 49 % durch Wärmepumpen und mit 51 % durch die Stromheizer erzeugt. Die Gebäude mit Luftwärmepumpen stellen 10,3% der Wärmenachfrage für Raumwärme und Warmwasser außerhalb der Fernwärme dar. Mit steigendem Anteil der Wärmepumpengebäude wächst auch proportional die dadurch verursachte Maximallast. Bei einem Anteil der Wärmepumpengebäude von 25 % an den nicht Fernwärmegebäuden beträgt die dadurch verursachte Erhöhung der Maximallast 2 GW. Im Vergleich dazu liegen die maximalen Lastspitzen der Elektromobilität bei 5-6 GW (siehe Abbildung 18). Die Maximallast durch gesteuertes Laden von Elektro- PKW erhöht sich aber nur um 3,2 GW, da die Autos gesteuert dann laden wenn es für das Stromsystem günstig ist. Wie man in Abbildung 17 sieht, ist die der P2H Strombezug in Gebäuden mit Luftwärmepumpen im Winter hoch und im Sommer gering. Daher ist auch die Korrelation mit PV negativ.

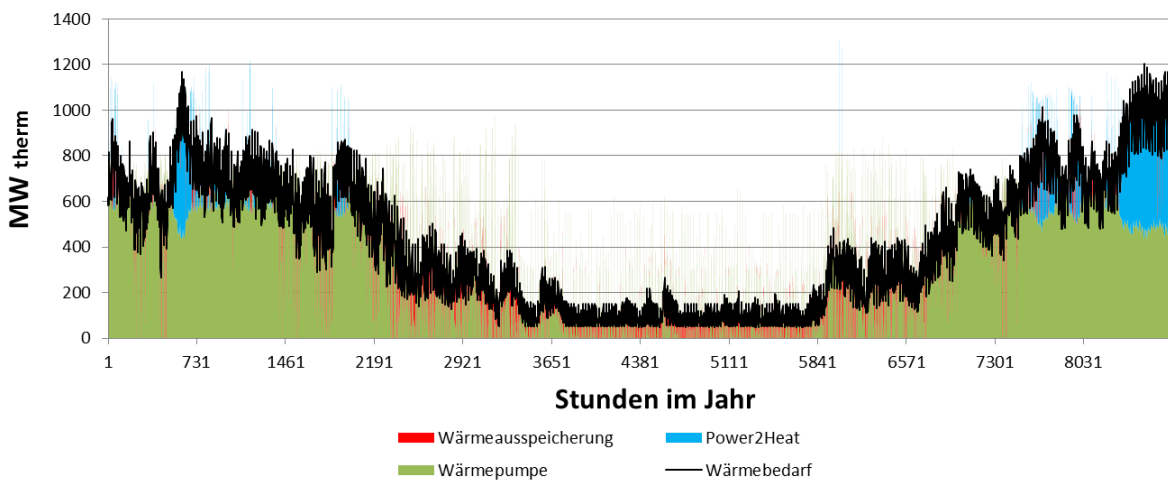


Abbildung 15: Simulation der Gebäude mit Luftwärmepumpen in Österreich für das Szenario RES 2030. (Quelle: HiREPS)

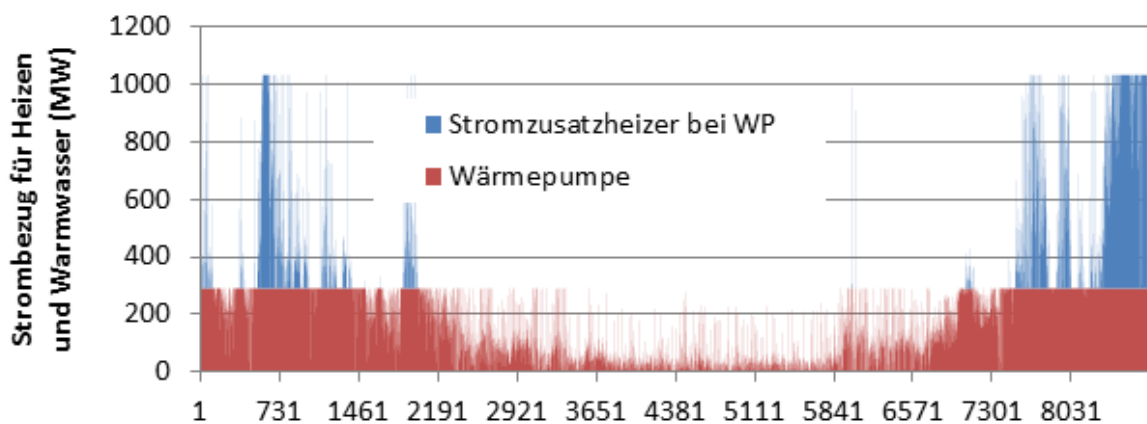


Abbildung 16: Strombezug für Heizen und Warmwasser aller Gebäude mit Wärmepumpen in Österreich für das Szenario RES 2030. In der Abbildung sind die Bezugsanteile als gestapelte Flächen dargestellt. Man kann also auch die Summennachfrage ablesen. (Quelle: HiREPS)

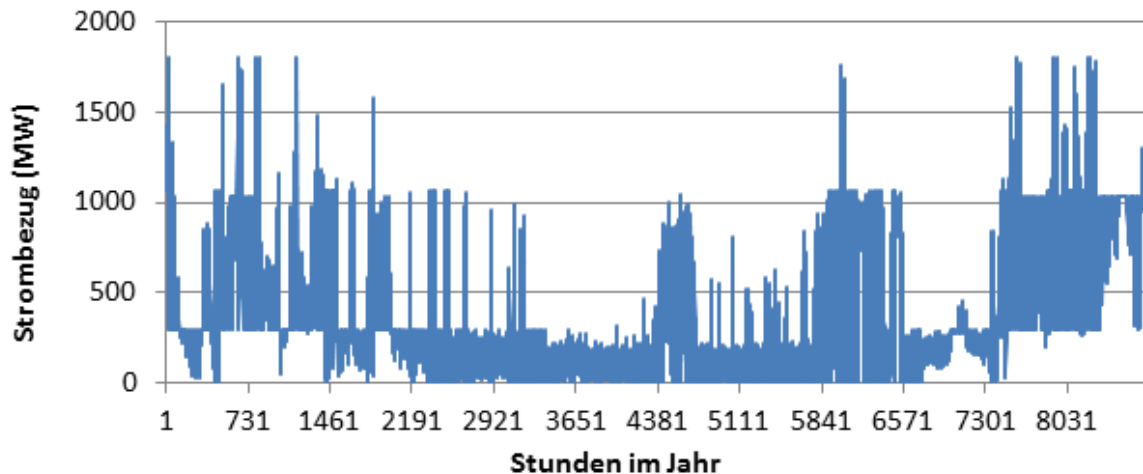


Abbildung 17: P2H Strombezug aller Sektoren in Österreich für das Szenario RES 2030. In der Abbildung ist der Strombezug als Liniengrafik dargestellt. (Quelle: HiREPS)

4.5 Simulation des Strombezugs durch Elektro PKW

Für das Szenario Erneuerbare Energie 2030 sind offizielle Annahmen für den Fahrzeugmix, das Nutzerverhalten und den Anteil an reinen Batteriefahrzeugen und Plugin-Hybriden nicht bekannt. Daher wurde ein Elektro-PKW Anteil von 31,7 % für das Jahr 2030 (Wert aus dem verwandten Szenario WAMplus) angenommen. Die technischen Spezifika der Fahrzeuge und das Nutzerverhalten wurden aus dem Emobility+ Szenario des ERA-NET Transport Electromobility+ Projekts DEFINE übernommen (DEFINE, 2015).

Die Simulation des Ladens von Elektroautos wird für 100 repräsentative Fahrprofile und 6 Elektroauto-Typen basierend auf Daten von Mobilitätshebungen in Österreich und Deutschland durchgeführt. Es wurde angenommen, dass die Nutzer von Elektroautos die PKWs immer an eine Ladesäule anschließen, wenn sie laden können. Weiters wurde angenommen, dass das Laden kostenminimierend dann durchgeführt wird, wenn die Strompreise am Strommarkt günstig sind (strommarktgesteuertes Laden). Es wurde angenommen, dass 20 % reine Batteriefahrzeuge und 80 % Plugin-Hybride sind. Für die Plugin-Elektromobile wurde vereinfachend angenommen, dass diese rein mit Strom fahren, bis die Batterie leer ist, und dann mit Diesel oder Benzin. Weiters wird angenommen, dass alle E-Autos in der Nacht zuhause mit 3,52 kW laden können, 15 % aller Autos am Arbeitsplatz eine Lademöglichkeit mit 10,45 kW haben und bei 30 % der Stopps im öffentlichen Raum eine Lademöglichkeit mit 10,45 kW verfügbar ist.

Aus Abbildung 18 kann man erkennen, dass die maximalen Lastspitzen der Elektromobilität in Österreich 2030 bei gesteuertem Laden bei 5-6 GW liegen. Zur Maximallast des Strombedarfes durch normale Nachfrage + Strombezug von Elektro-PKW + Strom für Gebäude mit reinen Strom- und Wärmepumpenheizungen tragen Elektro-PKW aber 3,2 GW bei, da die Autos gesteuert dann laden, wenn es für das Stromsystem günstig ist. Zum Vergleich, bei 50 % Anteil von Elektro-PKW beträgt der Anteil der Elektro-PKW an der so definierten Maximallast nur 4,3 GW. In Abbildung 20 sieht man, dass im Sommer durch die PV vermehrt zur Mittagszeit geladen wird und damit die Strompreise während des PV Peaks stabilisiert werden. Im Winter (Abbildung 19) wird verstärkt in der Nacht geladen – man erreicht somit auch einen Ausgleich der andernfalls auftretenden Schwankungen der Stromnachfrage. Das gesteuerte Laden der Elektro-PKW führt auch zu einer Reduktion der Lastspitzen, welche durch Strombezug von Gebäuden mit Luftwärmepumpen auftreten, auf 83% im Vergleich zum Basiswert. Die Elektro-PKW vermeiden bei gesteuertem Laden genau dann zu laden, wenn die Spitzenlast auftritt.

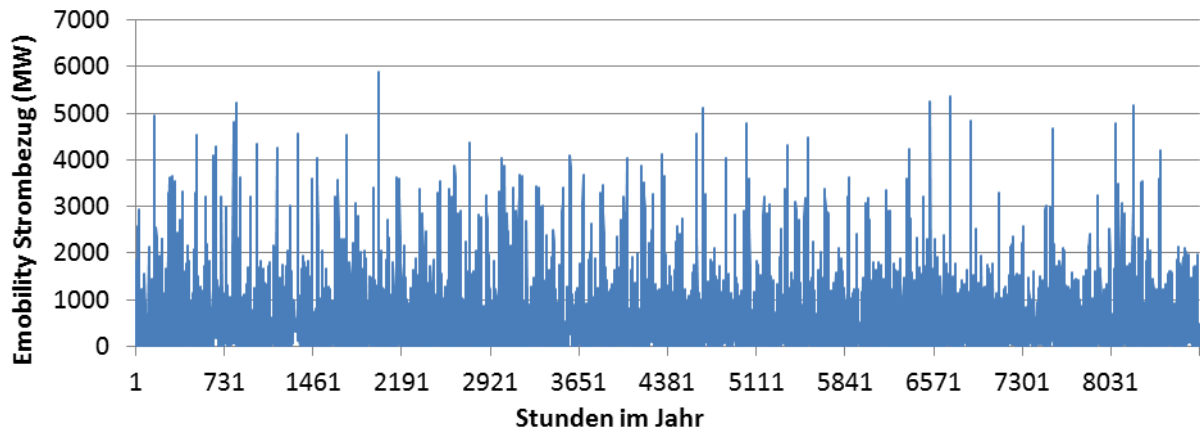


Abbildung 18: Simulierter Ladestrombezug der simulierten 31.7 % Elektroautos in Österreich 2030 für das Szenario RES. (Quelle: HiREPS)

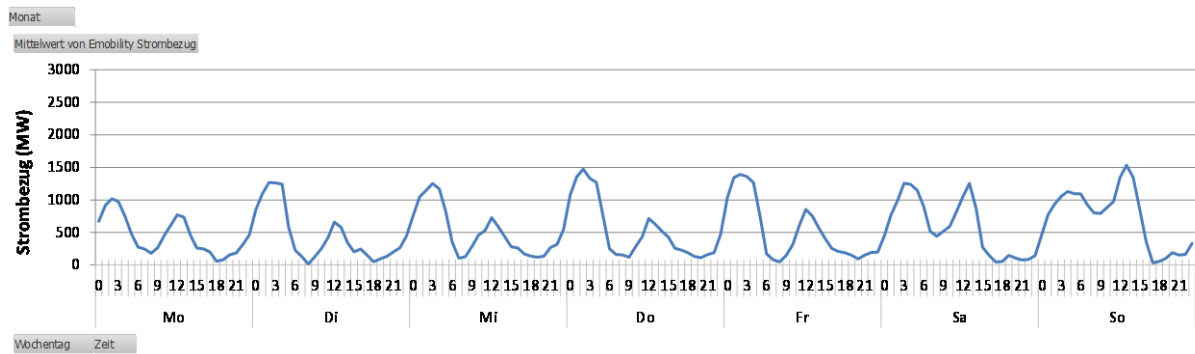


Abbildung 19: Durchschnittlicher Strombezug in Österreich durch Elektro PKW im Winter (Dezember, Jänner, Februar) gemäß Szenario RES 2030. (Quelle: HiREPS)

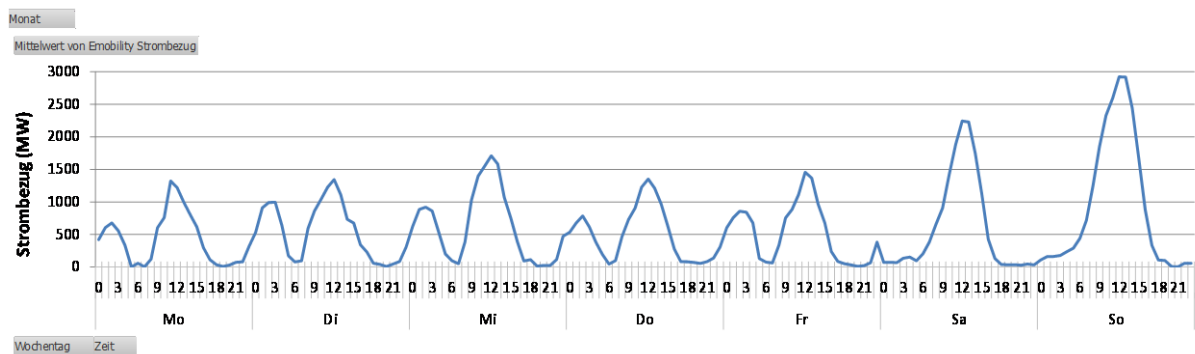


Abbildung 20: Durchschnittlicher Strombezug in Österreich durch Elektro PKW im Sommer (Juni, Juli, August) gemäß Szenario RES 2030. (Quelle: HiREPS)

4.6 Simulation der Stromerzeugung

Im folgenden Kapitel wird die Stromerzeugung im RES Szenario unter Einbeziehung von Elektromobilität und Power-to-heat dargestellt, so wie sie aus der Kopplung der Modelle Edison und HiREPS und den Szenariovorgaben resultiert.

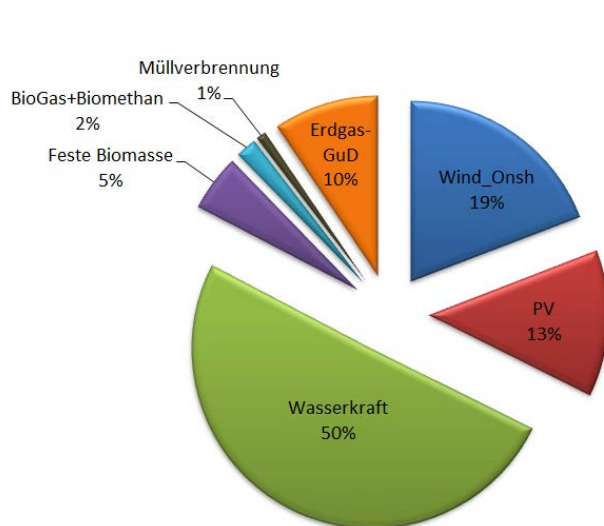


Abbildung 21: Stomerzeugungsmix in Österreich für das Szenario RES 2030.

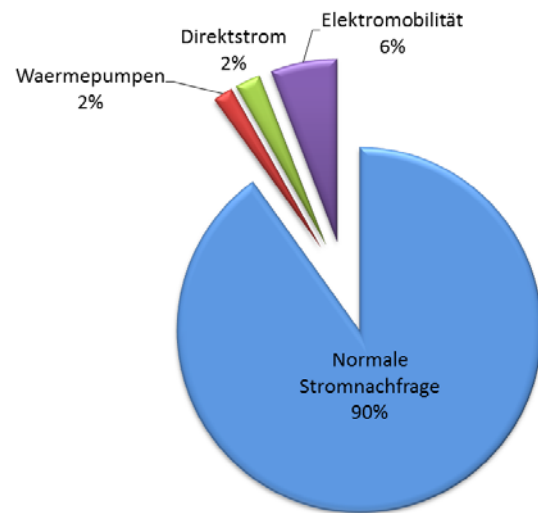


Abbildung 22: Stromnachfragekomponenten in Österreich für das Szenario RES 2030.

In Tabelle 14 sind die Jahreserzeugung, die installierten Kapazitäten und die Volllaststunden der verschiedenen Erzeugungstechnologien angegeben. Es wurde angenommen, dass Biomethan mit GuD Anlagen verstromt wird. Die Biomethananlagen erzeugen dabei, das Gas im Grundlastbetrieb und das Produktgas wird im Erdgasnetz zwischengespeichert. Am 31. Dezember 2015 waren in Österreich Erdgas Kraftwerke mit einer Installierten Leistung von 4,8 GW in Betrieb. Im Simulierten Jahr 2030 werden nur 2,9 GW an Erdgaskraftwerken bei 3300 Volllaststunden benötigt.

Tabelle 14: Stomerzeugungsmix in Österreich für das Szenario RES 2030. (Quelle: HiREPS)

	Jahreserzeugung [TWh]	Installierte Leistung [GW]	Volllaststunden [h/a]
Windenergie	17,4	7	2527
PV	11,9	12	1106
Wasserkraft	46	18	2499
Feste Biomasse	4,6	0,64	7290
BioGas	0,6	0,084	6891
GuD (Erdgas und Biomethan)	9,7	2,9	3321
Biomethananteil von GuD	1,1		
Müllverbrennung	0,8	0,099	8059
Import – Export	-6,4		

In Abbildung 23 und Abbildung 24 wird die stündliche Stomerzeugung dargestellt. Stomerzeugungskomponenten als Flächen und die Stromnachfragekomponenten als Linien abgebildet. Wobei z.B. die rote Stromnachfragelinie die „normale“ Stromnachfrage, den Strombezug durch Pumpspeicherkraftwerke und den Strombezug von Power to Heat Anlagen beinhaltet. Unter Power to Heat Anlagen sind hier sowohl Wärmepumpen als auch Elektrodenkessel oder sonstige Stromheizer zusammengefasst. Man kann in Abbildung 23 und Abbildung 24 erkennen, dass die Elektromobilität und Exporte am häufigsten Erzeugungsüberschüsse verwerten. Pumpspeicher brauchen Strompreisdifferenzen von 30-40 % um die Pumpverluste auszugleichen und sind seltener aktiv. Der Pumpspeicherausbau liegt in allen Szenarien mit und ohne den Flexibilitätsoptionen Elektromobilität und P2H im sehr niedrigen Bereich von 140-200 MW. Die Pumpspitzen liegen bei 4 GW Stromaufnahme. Power to Gas wird in keinem Szenario gebaut. Der Grund ist, dass die simulierten Exporte und Importe in die Nachbar-

länder einen großen Teil der erforderlichen Flexibilität abdecken und kaum ein wirtschaftlicher Bedarf für weitere Flexibilitätsoptionen besteht.

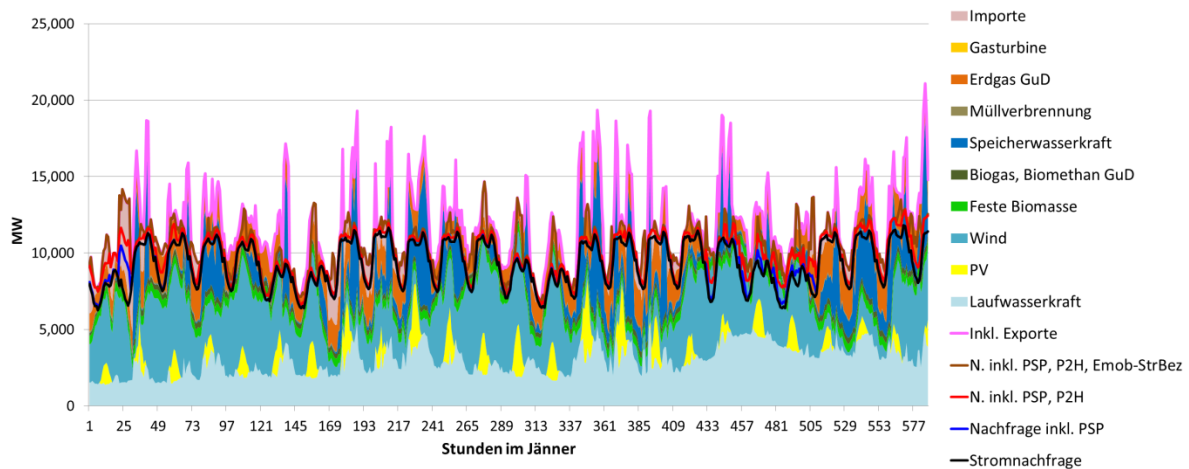


Abbildung 23: Stromerzeugung in Österreich im Jänner für das Szenario RES 2030. (Quelle: HiREPS)

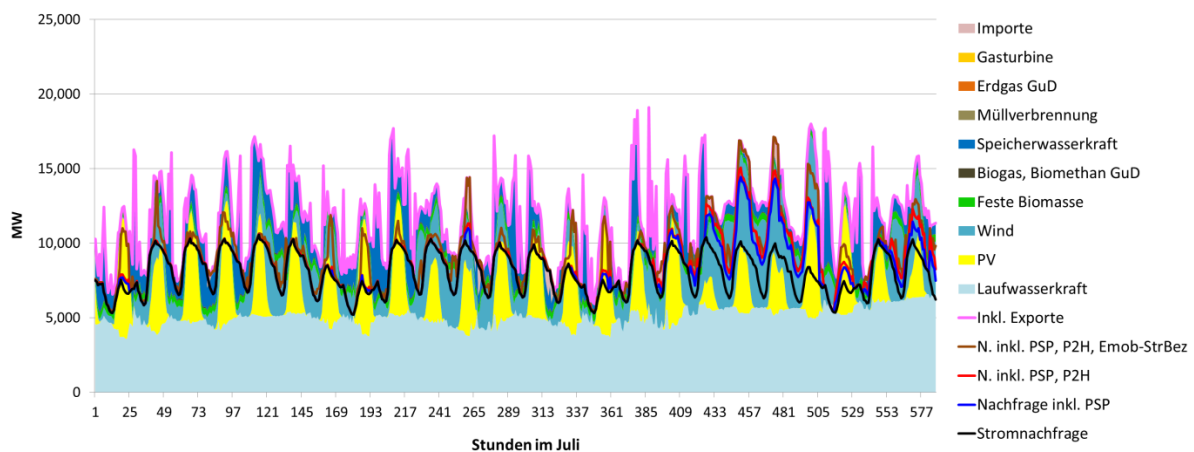


Abbildung 24: Stromerzeugung in Österreich im Juli für das Szenario RES 2030. (Quelle: HiREPS)

4.7 Marktwertfaktoren

In Abbildung 25 sind die Marktwertfaktoren aus der Simulation des RES und des REF Szenario mit und ohne Flexibilitätsoptionen dargestellt. Diese Marktwerte sind als qualitative Tendenzen zu verstehen. Die Kopplung des HiREPS Modells mit dem Edison Modell durch Implementierung der stündlichen Import- und Export-Zeitserien in HiREPS erlaubt keine endogene Änderung der Importe und Exporte als Reaktion auf sich durch die Flexibilitätsoptionen ändernden Strompreise. Auch wurden in diesen HiREPS Simulationen die Stromnetzlimitierungen nicht berücksichtigt. Der Marktwertfaktor beschreibt welchen mittleren Stromerlös eine Erzeugungstechnologie im Vergleich zu einem Grundlasterzeuger hat. Da ein Grundlasterzeuger konstant durchfährt, erlöst er im Durchschnitt über das Jahr genau den mittleren Strompreis. Ein Marktwertfaktor von 85 % besagt, dass diese Technologie im Durchschnitt über das Jahr einen Strompreis von 85 % des mittleren Jahresstrompreises erlöst. Bei Photovoltaik kann man gut erkennen, dass beim RES Szenario durch gesteuertes Laden der Elektromobilität die hohen PV- Anteile einen Marktwertfaktor von 85 % erreichen, während ohne Elektromobilität und P2H sich der Marktwertfaktor von PV im RES Szenario auf 76 % reduziert. Für den Marktwertfaktor von Wind ist der Effekt von Elektromobilität und P2H anders. Die Strompreiseinbrüche ohne Flexibilitätsoptionen erfolgen Großteils bei den PV-Peaks im Sommer. Da in diesen Zeiten der Wind durchschnittlich weniger weht, erhöht sich dadurch der Marktwertfaktor von Wind. In Abbildung 19 und Abbildung 20 kann man das auf die

solare Erzeugungsspitze angepasste Ladeverhalten erkennen. Man muss aber auch betonen, dass die Szenarien mit und ohne Flexibilitätsoptionen nicht direkt vergleichbar sind. Wenn in den Szenarien ohne Flexibilitätsoptionen angenommen wird, es gibt keine Elektro-PKW und auch kein P2H, dann reduziert dies den Strombedarf und damit sinken bei gleichbleibender erneuerbarer Erzeugung die mittleren Strompreise.

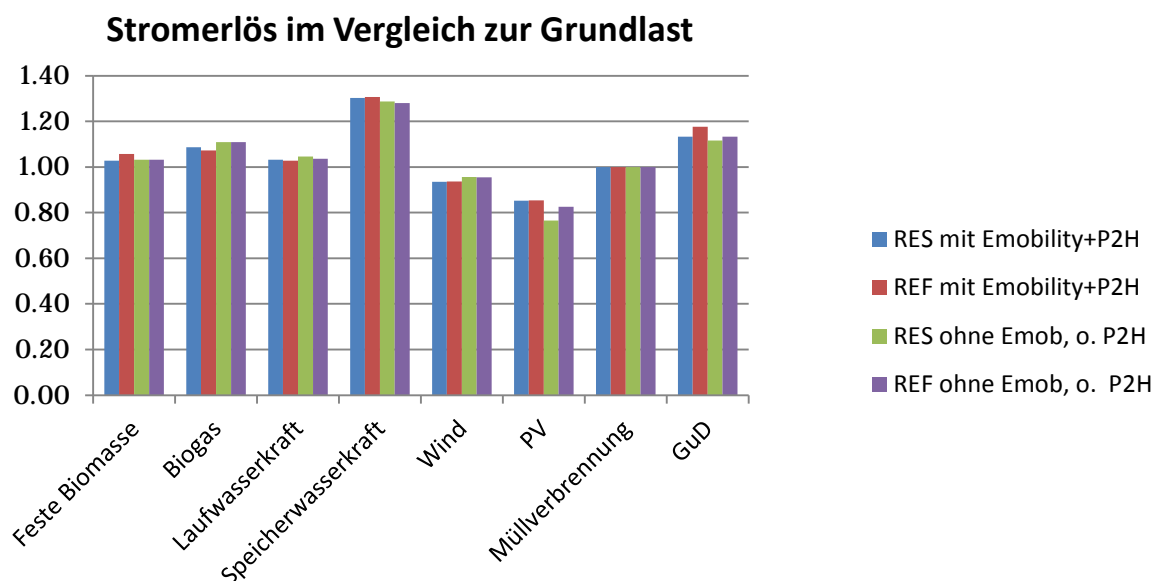


Abbildung 25: Marktwertfaktoren 2030 (mittlerer Stromerlös einer Technologie im Vergleich zur Grundlast) für die 4 Szenarien. (Quelle: HiREPS)

4.8 Schlussfolgerung HiREPS Modellierung

Die Stromnachfrage aber auch die Wind- und Solarenergie- und Laufwasserkrafterzeugung unterliegen starken Schwankungen. Zur Sicherung des Gleichgewichts von Stromerzeugung und Stromnachfrage braucht es daher einerseits regelbare Erzeuger wie erneuerbare und fossile thermische Kraftwerke oder die Speicherwasserkraft. Weiters tragen der internationale Ausgleich über das verstärkte Übertragungsnetz und im Vergleich zu heute zusätzliche regelbare Stromnachfragesektoren (Pumpspeicher, P2H, gesteuertes Laden von Elektro-PKW) zu einem kostengünstigen Gleichgewicht von Erzeugung und Nachfrage bei. Mit HiREPS wurden besonders der Bedarf und die Auswirkungen von Optionen der flexiblen Stromnachfrage wie Power-to-Heat (P2H), des Ladens von Elektrofahrzeugen und der nötige (Pump-) Speicherausbau untersucht. Im Ergebnis zeigt sich, dass die durch das Stromnetz ermöglichte simulierte hohe Flexibilität, den Bedarf und die Auswirkungen von weiteren zusätzlichen Flexibilitätsoptionen reduziert. Der zusätzliche Pumpspeicherausbau liegt in allen mit dem Szenarien - mit und ohne den Flexibilitätsoptionen Elektromobilität und P2H - im sehr niedrigen Bereich von 140-200 MW. Power-to-Gas (CH₄) ist in keinem Szenario wirtschaftlich. Die maximalen Ladespitzen der Elektro-PKW sind bei 5,9 GW, die Pumpstromspitzen liegen bei 4,3 GW und der maximale P2H Strombezug beträgt 1,8 GW. Die Exporte über das Übertragungsnetz tragen mit bis zu 11 GW und die Importe mit bis zu 7 GW zum Lastausgleich bei. Die größte Auswirkung der untersuchten Flexibilitätsoptionen ist eine Stabilisierung des PV Marktwertes besonders durch die Elektromobilität. P2H hat im Sommer nur eine geringe Leistungsaufnahme daher einen geringeren Effekt. Die Ergebnisse sind qualitativ zu sehen, da die Kopplung der Modelle nur eingeschränkt möglich war. Pumpspeicher und die simulierten Fernwärmespeicher sind nur als Lösungen für einen kurzfristigen Ausgleich geeignet. Der Regelenenergiemarkt wurde hier nicht untersucht.

Tabelle 15: Strombezugsanteile der verschiedenen Flexibilitätsoptionen der Stromnachfrage. (Quelle: HiREPS)

	Jahreserzeugung [TWh]	Maximale Stromaufnahme [GW]	Volllaststunden [h/a]
Export	12,25	11,21	1093
Emobility Strombezug	4,95	5,88	841
P2H All	3,37	1,81	1861
Pumpstrombezug	1,54	4,35	354

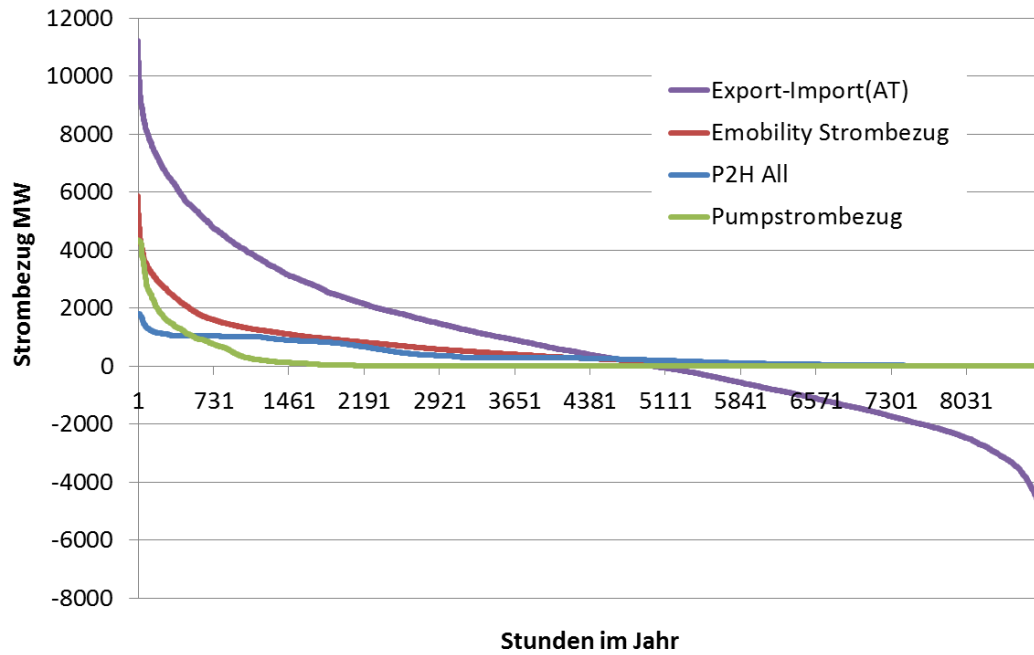


Abbildung 26: Dauerlinien der Flexibilitätsoptionen in Österreich für das Szenario RES 2030. (Quelle: HiREPS)

5 Betrachtung des Netzes und der Versorgungssicherheit

5.1 Methodik und Modellannahmen

EDisOn = Electricity **D**ispatch **O**ptimization: Lineares Optimierungsproblem (LP) ist in MATLAB® programmiert (mit Hilfe der yalmip Toolbox [Löfberg 2004]) und gelöst mit dem Gurobi-Solver.

- Das Modell ist deterministisch und geht von einem vollkommenen Wettbewerbsmarkt mit perfekter Voraussicht aus.
- Stündliche Auflösung eines ganzen Jahres auf Länderebene für Mitteleuropa
- Energy-only Marktmodell (basierend auf der Annahme, dass dies das zukünftige Marktdesign bleiben wird und mögliche Kapazitätsmechanismen nur punktuellen und zeitlich begrenzten Einfluss haben)

Siehe [Burgholzer 2016] für eine vollständige Modellbeschreibung und eine der durchgeführten Analysen.

Zielfunktion: Minimierung der gesamten Erzeugungskosten

Nebenbedingungen:

- Marktgleichgewicht: Das Angebot gleicht der Nachfragemenge.
- Kapazitätsbeschränkungen der verschiedenen Kraftwerkstypen
- Ramping Limits und Startkosten thermischer Kraftwerke
- Speichergleichungen von Pumpspeicher- und Speicherkraftwerken
- Abregelung von erneuerbaren Energieressourcen (PV, Wind, Zufluss Wasserkraft)
- Netzabbildung auf Basis von Net Transfer Capacities (NTCs) oder Flow-Based Modellierungsansatz (DC Lastflüsse) inklusive thermischer Leitungskapazitäten

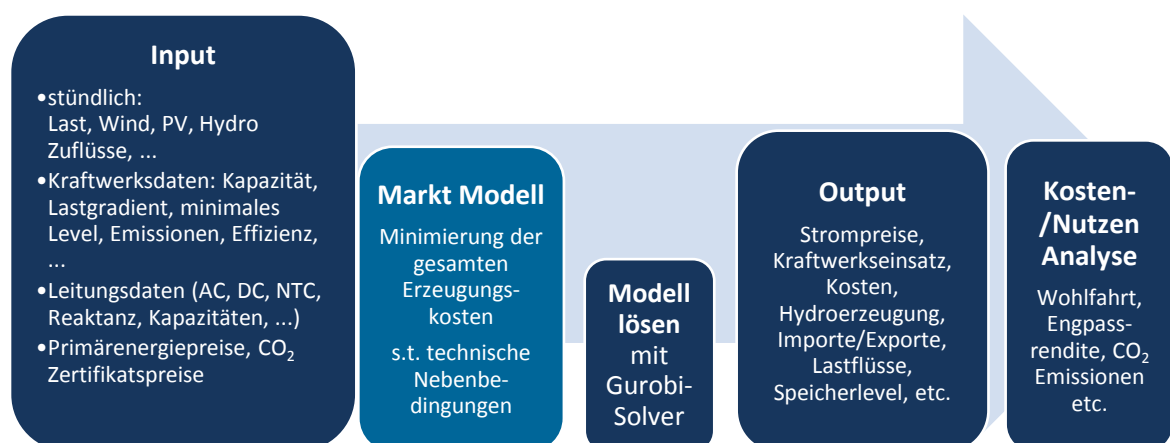


Abbildung 27: Input und Output des EDisOn Modells.

5.1.1 Geographischer Umfang des europäischen Stromnetzes

Als Ausgangspunkt für das Jahr 2030 werden die Projekte des APG Masterplans 2030 bzw. des Netzentwicklungsplanes als umgesetzt angenommen. Zusätzlich werden im europäischen Kontext die Projekte des TYNDP 2016 berücksichtigt (siehe Darstellung im Anhang). Phasenschieber werden in der Netzmodellierung nicht berücksichtigt.

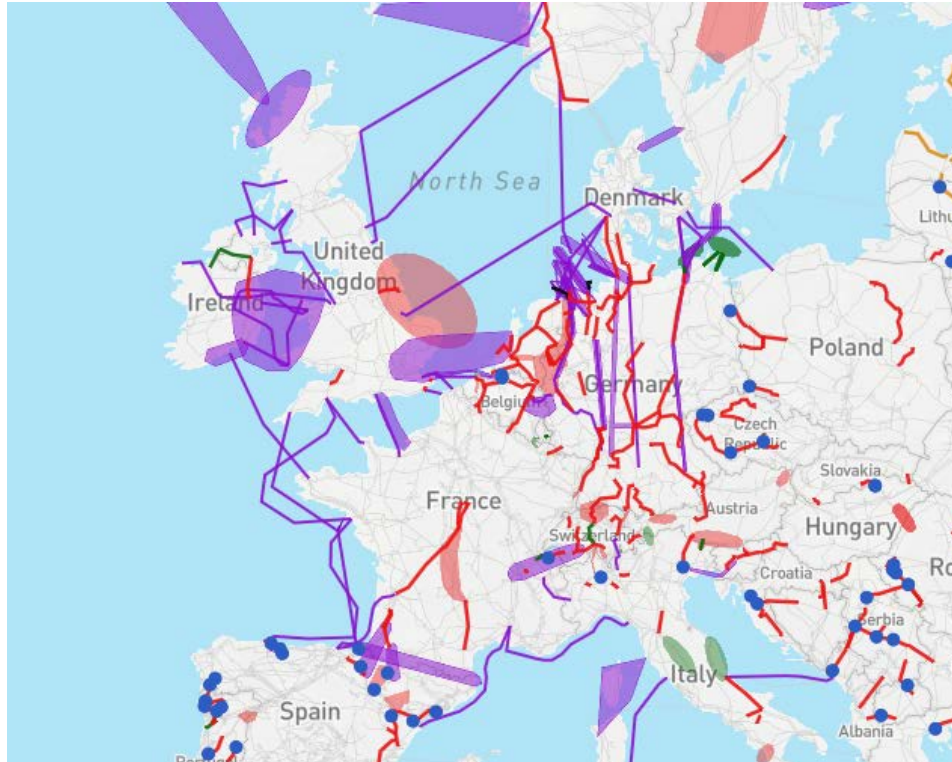


Abbildung 28: Geographischer Umfang und berücksichtigte europäische Stromleitungsausbauten basierend auf der Projektliste des TYNDP 2016 [ENTSO-E 2015] & [ENTSO-E 2015c].

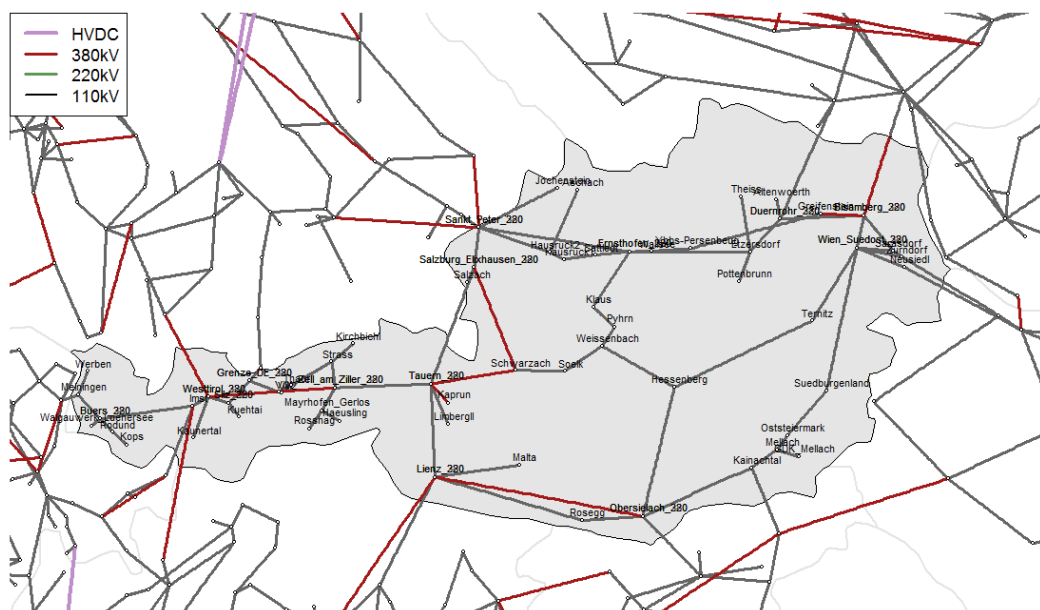


Abbildung 29: Stromnetzerweiterungen (farblich markiert) zusätzlich zum Bestandsnetz in Österreich basierend auf [APG2013] und [APG 2016]

5.2 Analysierte Szenarien

Die vier Szenarien der Stromnetzanalyse sind in Tabelle 16 zusammengefasst. Zusätzlich zu den zwei Hauptszenarien, welche einerseits einen konservativen (2030-REF) und andererseits einen optimistischen Entwicklungspfad für erneuerbare Energie (2030-RES) annehmen, werden noch zwei Sensitivitäten analysiert. Diese dienen zur Untersuchung von gegenläufigen Entwicklungen in Österreich im Vergleich zu den mitbetrachteten anderen europäischen Ländern.

Tabelle 16: Analysierte Szenarien und Quellenangaben

Szenarien	Installierte Kapazitäten Österreich (gemäß Green-X Modellierung)	Installierte Kapazitäten Nachbarländer
2030 – REF	Referenzszenario	ENTSO-E, TYNDP 2016 Vision 1 - 2030.
2030 – RES	EE-Zielszenario	ENTSO-E, TYNDP 2016 Vision 3 – 2030.
2030 – SensREF	Referenzszenario	ENTSO-E, TYNDP 2016 Vision 3 – 2030.
2030 – SensRES	EE-Zielszenario	ENTSO-E, TYNDP 2016 Vision 1 - 2030.

Abbildung 30 bietet einen Überblick der berücksichtigten geographischen Verteilung der installierten Kapazitäten für PV, Wind, Laufwasser und Andere erneuerbare Energie (beinhaltet Biomasse, Biogas, Geothermie, etc.).

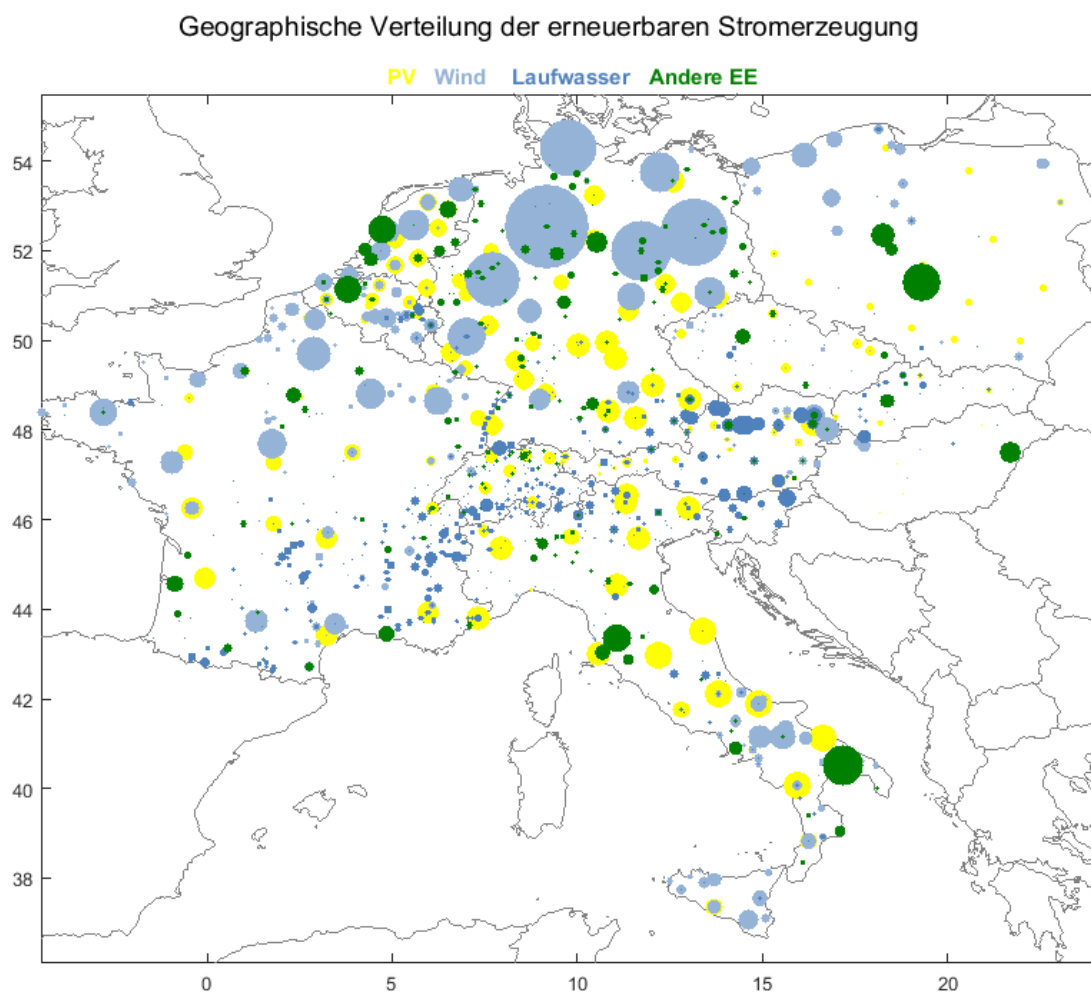


Abbildung 30: Geographische Verteilung der installierten Kapazitäten erneuerbarer Stromerzeugungsquellen. (Quelle: Eigene Analysen)

5.3 Ergebnisse der Stromnetzanalyse

In den zwei nachfolgenden Grafiken ist die jährliche Erzeugungsstruktur der betrachteten Länder detailliert dargestellt. Es wird unterschieden zwischen Import/Export (positiv/negativ), Erzeugung von Wasserkraft (Pumpspeicher-, Speicher- und Laufwasserkraftwerke), Erzeugung aus thermischen Kraftwerken (Gas, Steinkohle, Braunkohle, Öl, Andere Nicht Erneuerbare und Nuklear) und erneuerbarer Energie (PV, Wind und Biomasse etc.). Zusätzlich ist die jährliche Nachfrage je Land abgebildet.

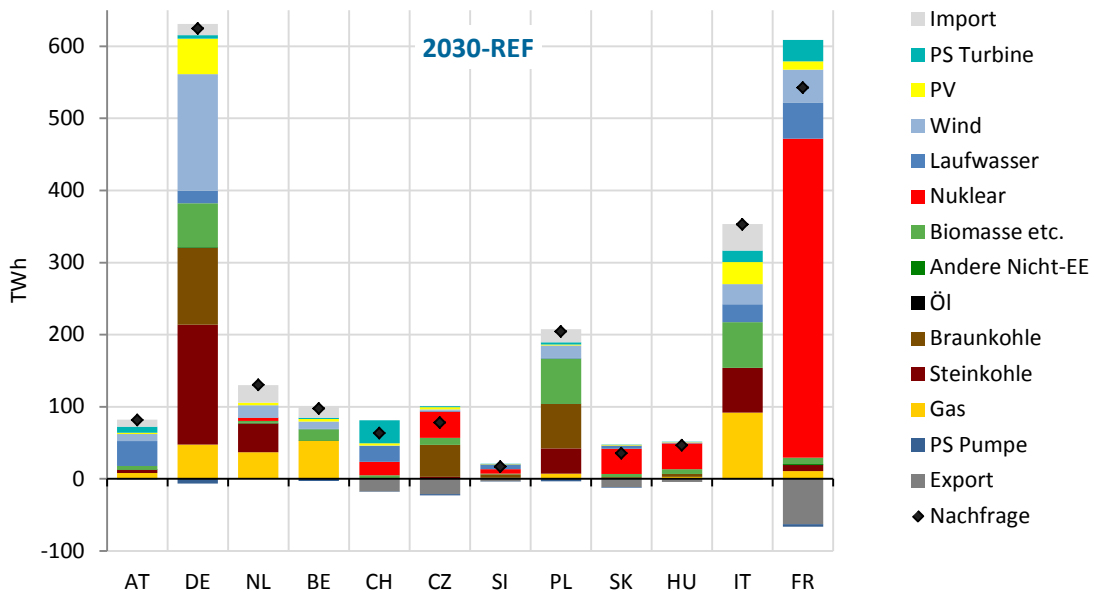


Abbildung 31: Erzeugungsstruktur für Szenario 2030-REF. (Quelle: EDisOn)

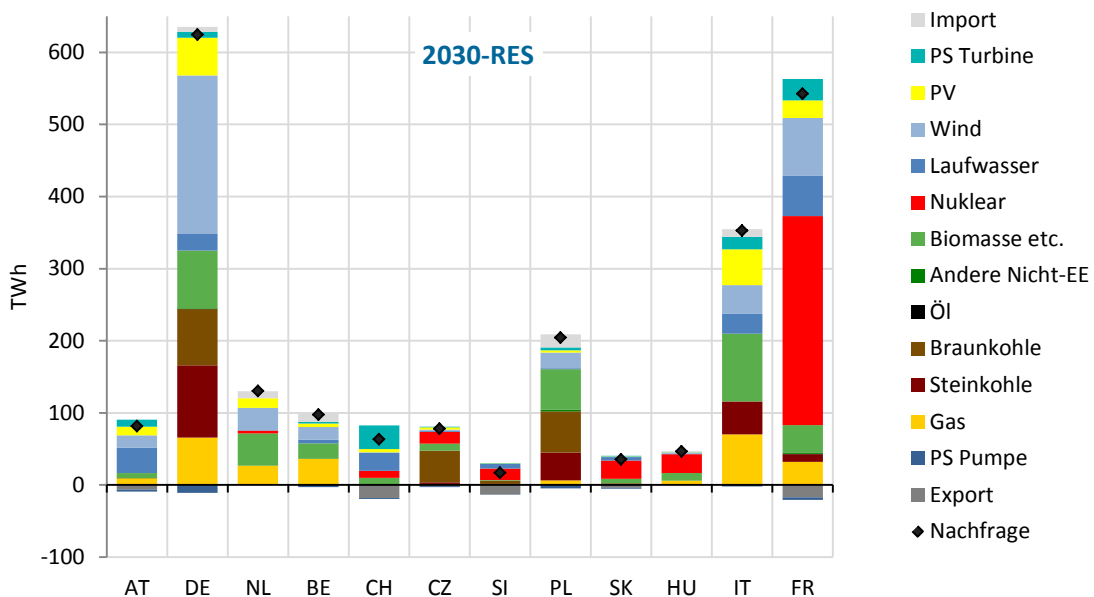


Abbildung 32: Erzeugungsstruktur für Szenario 2030-RES. (Quelle: EDisOn)

Deutlich zu erkennen ist der Rückgang der Stromerzeugung aus thermischen Kraftwerken im Szenario 2030-RES im Vergleich zum Szenario 2030-REF, vor allem Nuklear, Stein- und Braunkohle und die Zunahme an erneuerba-

rer Stromerzeugung in den betrachteten europäischen Ländern. In Abbildung 33 ist exemplarisch die stündliche Stromerzeugung für Österreich, Deutschland und Tschechien dargestellt. Es handelt sich hierbei um drei Länder mit wesentlichen Unterschieden: In Österreich, wie deutlich zu erkennen ist, ist die Wasserkraft die vorherrschende Technologie; In Deutschland hingegen die Windkraft und in Tschechien vor allem Braunkohle- und Nuklearkraftwerke.

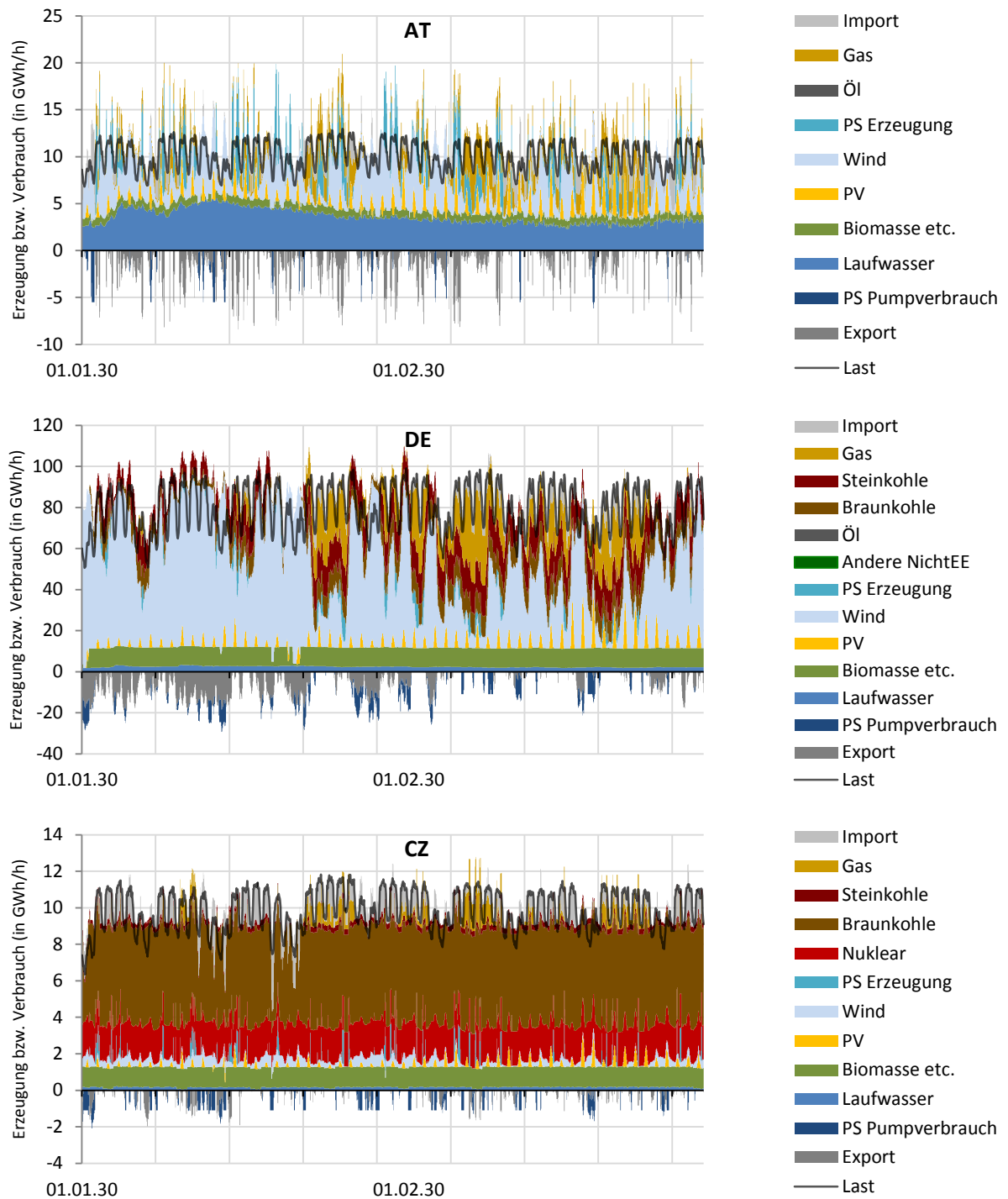


Abbildung 33: Exemplarische Stromerzeugung in Österreich, Deutschland und Tschechien für Jänner und Februar für das Szenario 2030-RES. (Quelle: EDisOn)

Für die Wintermonate ist in Abbildung 34 die Aufschlüsselung der Stromerzeugung in erneuerbare Energie (PV, Wind, Laufwasser, Biomasse und natürlicher Zufluss von Pumpspeichern), fossile Kraftwerke und nukleare Kraftwerke für Szenario 2030 RES dargestellt.

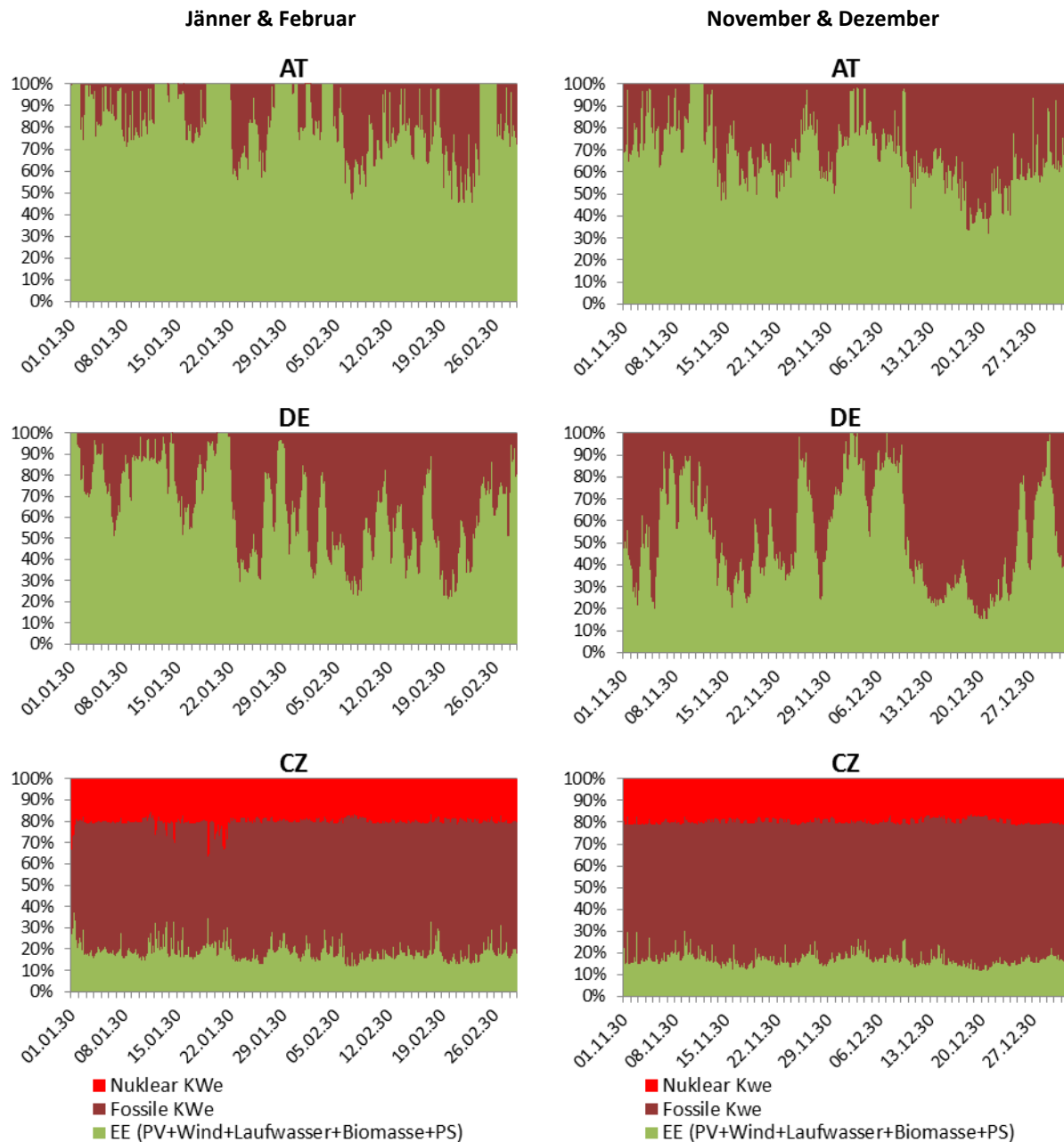


Abbildung 34: Aufschlüsselung der Stromerzeugungsanteile in erneuerbare Energie (PV, Wind, Laufwasser, Biomasse und natürlicher Zufluss von Pumpspeichern), fossile Kraftwerke und nukleare Kraftwerke für die Wintermonate für Szenario 2030-RES. (Quelle: EDisOn)

Für Österreich ist die Stromerzeugung erneuerbarer Energiequellen für alle vier Szenarien in Abbildung 35 dargestellt. Die signifikantesten Änderungen ergeben sich für die Einspeisung von Biomasse, PV und Windenergie durch den erhöhten Ausbau. Bilanziell gesehen kann im Szenario 2030-RES die Jahreslast in Österreich zu nahezu 100 % aus erneuerbaren Energiequellen gedeckt werden, in Szenario 2030-REF hingegen nur zu 73 %. Der Kraftwerkspark der umliegenden Nachbarländer beeinflusst die Erzeugung erneuerbarer Energiequellen in Österreich nur bedingt, vgl. Szenario 2030-REF mit 2030-SensREF und Szenario 2030-RES mit 2030-SensRES. Der Einfluss betrifft hauptsächlich die (Pump-)Speicherkraftwerke, bzgl. SensREF erhöht sich der Speichereinsatz

um 150 % auf 960 GWh, was zurückzuführen ist auf einen hohen erneuerbaren Anteil in den umliegenden Nachbarländern. Hingegen reduziert sich der Speichereinsatz im Szenario SensRES um 50 % auf 850 GWh (geringerer Anteil erneuerbarer Erzeugung im Umland).

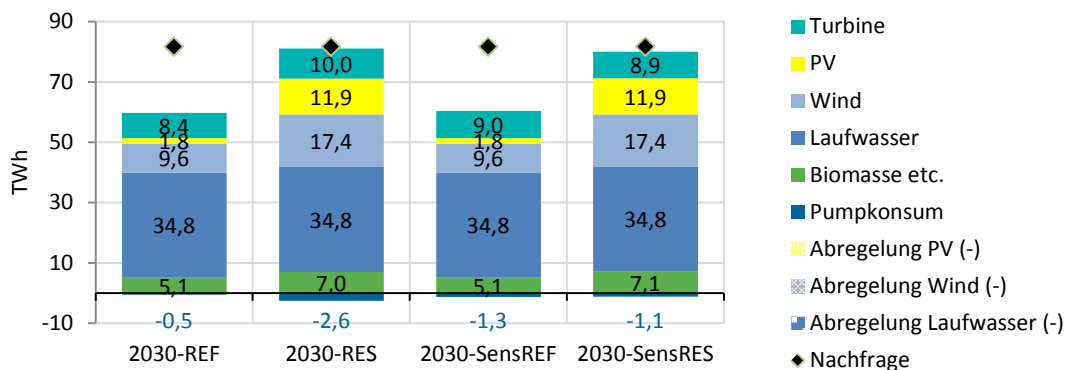


Abbildung 35: Erzeugung erneuerbarer Energiequellen im Detail für Österreich. (Quelle: EDisOn)

In Abbildung 36 ist die Jahresdauerlinie der österreichischen Residuallast betreffend dargebotsabhängiger Stromerzeugung dargestellt. Deutlich zu erkennen ist, dass sich die Kurve durch die signifikante Erhöhung erneuerbarer Energiequellen nach unten verschiebt und es ergibt sich eine negative Residuallast während mehr als 2000 Stunden. Das entspricht etwa 23 % des Jahres, d.h. in diesen Stunden können erneuerbare Energiequellen die österreichische Stromnachfrage zur Gänze decken und der Überschuss kann in Nachbarländer exportiert werden

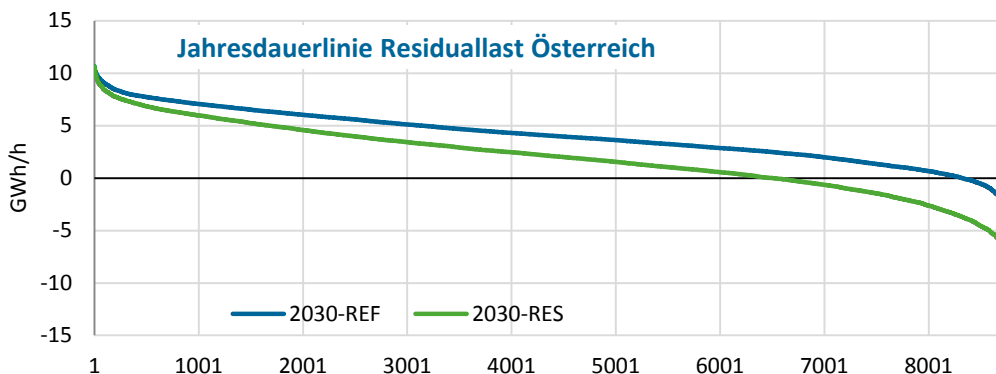


Abbildung 36: Jahresdauerlinien der Residuallast (= Nachfrage – PV – Wind – Laufwasser) für Österreich (in GWh/h). (Quelle: EDisOn)

Die signifikanten Änderungen der Residuallasten der betrachteten Länder haben auch Einfluss auf die Stromflüsse innerhalb Europas, somit ist Österreich in den REF Szenarien Nettoimporteur von Strom und in den RES Szenarien Nettoexporteur, siehe Abbildung 37. Zusätzlich sind noch die historischen physikalischen Stromflüsse für 2013, 2014 und 2015 dargestellt, [ENTSO-E 2013], [ENTSO-E 2014] und [ENTSO-E 2015a]. Besonders für die Stromflüsse nach Deutschland ergeben sich Abweichungen zu den historischen Werten. Dies ist eine Auswirkung der enormen Reduktion thermischer Stromerzeugung um ca. 40 % verglichen mit dem Szenario 2030-RES in Deutschland sein (SFS 2015: 86,8 TWh Nuklear und 319,5 TWh aus fossiler Erzeugung) bzw. auch der beachtlichen Veränderungen der Erzeugungsstrukturen in den restlichen Ländern.

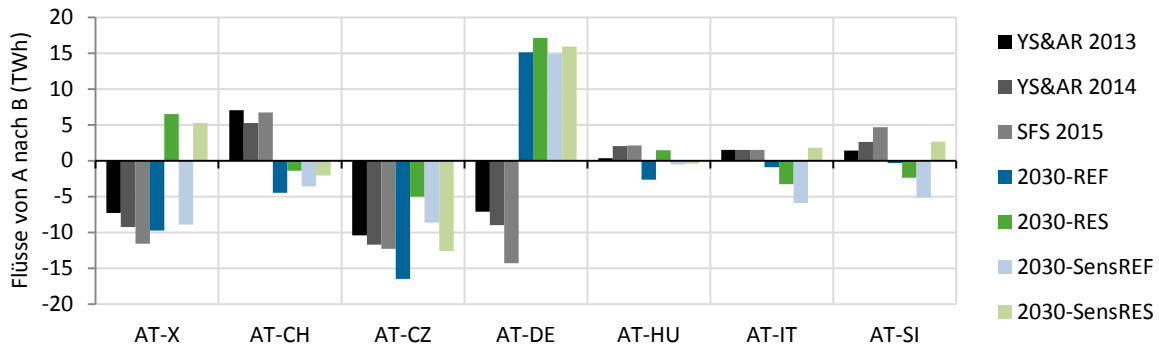


Abbildung 37: Stromflüsse von und nach Österreich (in TWh), positiv: Österreich exportiert, negativ: Österreich importiert. (Quellen: [ENTSO-E 2013], [ENTSO-E 2014] und [ENTSO-E 2015a] und EDisOn).

5.3.1 Identifizierte Engpässe im österreichischen Übertragungsnetz

Um die Frage zu beantworten, ob durch die Umsetzung des Mengengerüsts der MonMech Szenarien signifikante Engpässe im österreichischen Übertragungsnetz, zusätzlich zu dem geplanten Ausbau laut [APG 2016], zu erwarten sind, werden nachfolgende Resultate der Modellierung betrachtet:

- die Anzahl der Stunden, wenn Leitungen zu mehr als 80 % ausgelastet sind,
- die stündlichen und durchschnittlichen Leitungsauslastungen der simulierten Szenarien werden analysiert
- und durch welche Erzeugungsstruktur die hohe Auslastung bedingt ist.

Es sei hier noch einmal erwähnt, dass es sich bei den Simulationen um eine Strommarktmodellierung mit einer Linearisierung des optimalen Leistungsflusses handelt. Das hinterlegte Übertragungsnetz beinhaltet Leitungen mit einer Spannung zum Teil von 110 kV bis 380 kV und die Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungsleitungen. Der Grundsatz der (n-1)-Sicherheit in der Netzplanung besagt, dass in einem Netz bei prognostizierten maximalen Übertragungs- und Versorgungsaufgaben die Netzsicherheit auch dann gewährleistet bleibt, wenn eine Komponente, etwa ein Transformator oder ein Stromkreis, ausfällt oder abgeschaltet wird. Die Einhaltung dieses Grundsatzes wird mittels der 80 % Hürde sichergestellt. Diese Hürde entspricht dabei einer optimistischen Abschätzung des (n-1)-Kriteriums.

In Tabelle 17 ist die durchschnittliche Anzahl der Stunden, in denen eine Leitung zu mehr als 80 % ausgelastet ist, für die gesamte Region und für Österreich separat aufgeführt. Daraus kann abgelesen werden, dass durchschnittlich jede Leitung in Österreich zu ca. 5 % des Jahres (438 Stunden) überlastet ist. Dieses Ergebnis erlaubt noch keine definitive Aussage über mögliche bzw. die genauen Engpässe im österreichischen Übertragungsnetz. Es kann jedoch aufgrund der erhöhten Werte für Österreich in den Szenarien 2030-RES und 2030-SensRES daraus abgelesen werden, dass der verstärkte Ausbau von PV und Wind deutliche Auswirkungen auf das Stromnetz hat. Ebenso für das Gesamtsystem, wobei hier ein ambitionierter Ausbau der erneuerbaren Energien für die Szenarien 2030-RES und 2030-SensREF angenommen wird. Für einen genaueren Überblick kann Abbildung 38 herangezogen werden, wo die 88 österreichischen Leitungsabschnitte einzeln mit den zugehörigen thermischen Überschreitungen für die vier Szenarien angeführt sind. Zusätzlich ist noch die Grenze von 5 % eingezeichnet, welche sich z.B. für Szenario 2030-REF ergibt. Somit kann folgende Aussage getroffen werden: 13 der 88 Leitungen sind überdurchschnittlich ausgelastet und die verbleibenden sind unter 5 % des Jahres überlastet. Dem gegenüber steht im Szenario 2030-RES ein durchschnittlicher Wert von 5,7 % mit 20 Leitungen welche über dem Durchschnitt ausgelastet sind. Für das gesamte Stromnetz ergeben sich Werte von 6 % (526 Stunden) mit 463 von 3050 Leitungen, die über diesem Wert ausgelastet sind und für Szenario 2030-RES 7,4 % mit 584 Leitungsabschnitten.

Tabelle 17: 80 %-Überschreitung des thermischen Limits (Durchschnittliche Anzahl der Stunden je Leitung).
(Quelle: EDisOn)

Analyzierte Szenarien	Gesamt $x > 80 \%$	AT $x > 80 \%$
2030 - REF	523	441
2030 - RES	645	503
2030 - SensREF	645	368
2030 - SensRES	520	535

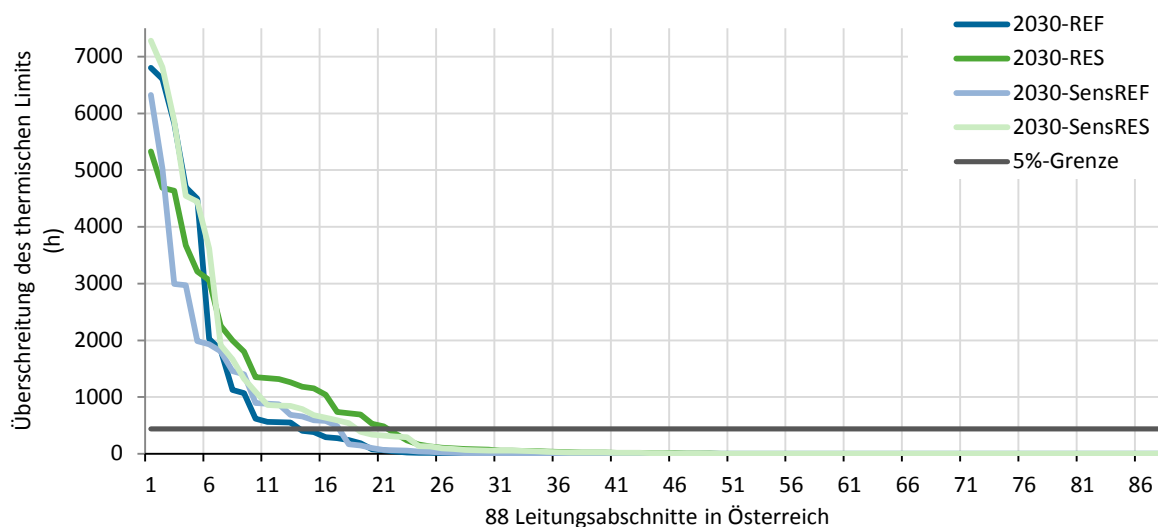


Abbildung 38: Überschreitung des thermischen Limits für die 88 österreichischen Leitungsabschnitte.
(Quelle: EDisOn)

In Tabelle 18 sind die durchschnittlichen Leitungsauslastungen des österreichischen Stromnetzes für die einzelnen Szenarien grafisch dargestellt. Auf den ersten Blick können keine erhöhten Auslastungen bzw. Überlastungen identifiziert werden. Jedoch können verschiedene Aussagen getroffen werden bezüglich des Einflusses von Entwicklungen im Ausland (Kategorie I) bzw. im Inland (Kategorie II) auf die **Auslastungen** der Stromleitungen in Österreich.

Kategorie I:

- (1) Die 380 kV Donauschiene (West-Ost-Verbindung) und die 380 kV Weinviertelleitung sind in den Szenarien 2030-REF und 2030-SensRES (in beiden Fällen wird ein konservativer Ausbau erneuerbarer Energiequellen in den Nachbarländern angenommen) zeigen die gewünschte Wirkung und sind nur in etwa zu 46 % ausgelastet.
- (2) Die Leitungsverbindung Lienz-Tauern ist in den Szenarien 2030-RES und 2030-SensREF (optimistischer Ausbau erneuerbarer Energiequellen in den Nachbarländern) durchschnittlich zu 52 % ausgelastet, in den anderen Szenarien nur zu 38 %. Dies bestätigt, dass durch die bereits realisierten Netzprojekte eine starke Interaktion der Pumpspeicherkraftwerke mit den EE über das Übertragungsnetz erfolgt. Einzelne Kraftwerksleitungen sind tlw. stark ausgelastet.

Kategorie II:

- (1) Die Leitungsabschnitte im Raum Niederösterreich/Burgenland sind in den Szenarien 2030-RES und 2030-SensRES stärker belastet als in den restlichen Szenarien. Die erhöhte Auslastung begründet sich aus den Windkraftausbauannahmen, besonders im Burgenland und Niederösterreich.
- (2) Die innerösterreichischen 220 kV-Leitungen sind in den Szenarien 2030-RES und 2030-SensRES etwas mehr ausgelastet, das kann auf vermehrte Ost-West-Stromflüsse aufgrund hoher erneuerbarer Stromerzeugung im Osten und Zwischenspeicherung in Pumpspeichern im Westen und anschließender Rückflüsse in die Senke Wien zurückgeführt werden.

Ob diese ersten identifizierten Leitungsabschnitte auch überlastet sind, wird im nächsten Schritt anhand der 80 %-Überschreitungen thermischer Limits analysiert. Die Werte der einzelnen Stromleitungen sind in Tabelle 19 für alle Szenarien grafisch dargestellt. Die Prozentwerte beziehen sich auf die Anzahl der Stunden pro Jahr zu denen eine 80 %-Überschreitung des thermischen Limits stattfindet, d.h. ein Wert von 10 % bedeutet eine Überschreitung in 876 Stunden des gesamten Jahres. Die erneute Betrachtung obiger Leitungsabschnitte bezüglich **Überlastungen** ergibt folgendes:

Kategorie I: Die 380 kV Donauschiene (W-O) und 380 kV Weinviertelleitung **KI (1)** zeigen in den Szenarien 2030-REF und 2030-SensRES (konservativer Ausbau EE in Nachbarländern) die gewünschte Wirkung und verhindern übermäßige Überlastungen (keine 80 %-Überschreitung thermischer Limits). Über die bereits als realisiert angenommenen Projekte hinaus ist bis 2030 kein weiterer Netzausbau notwendig. Einzelne 220 kV-Leitungsabschnitte der Donauschiene sind durch die Einspeisung der großen Laufwasserkraftwerke entlang der Donau überlastet, da sie als Zubringer der 380 kV Donauschiene dienen. Da die Überlastungen für die Szenarien 2030-REF und 2030-SensRES höher sind, können sie zu Punkt **KI (1)** hinzugezählt werden, siehe auch Tabelle 20. Es handelt sich hierbei um handhabbare Überschreitungen, d.h. sie bewegen sich in einem Rahmen, in welchem mit Hilfe der Anwendung von „Thermal Rating“⁶ diese bewältigt werden können.

Die Überlastung der Lienz-Tauern Verbindung **KI (2)** steigt von 12 % der Stunden auf über 20 %. Die Salzburg-Leitung kann noch hinzugezählt werden zu **Kategorie I (2)** bezüglich der Interaktion der Pumpspeicherkraftwerke mit den EE über das Übertragungsnetz in den Szenarien 2030-RES und 2030-SensREF, hier treten trotz des berücksichtigten Netzausbaus Überschreitungen des 80 %-Kriteriums in 7-8 % der Stunden auf, in diesen Stunden kann Thermal Rating als Lösung herangezogen werden. Die 220 kV-Zuleitung zur Pumpspeicherregion Malta kann ebenfalls Punkt **KI (2)** zugerechnet werden, diese weist aufgrund des Zuwachses der installierten Leistung eine Erhöhung der Überschreitungen des 80 %-Kriteriums auf 26 % bzw. 23 % auf. Mit einer angenommenen installierten Pumpspeicher- und Speicherleistung von 2,5 GW ist dieser Leitungsabschnitt nicht ausreichend, daher liegt eine Verstärkung nahe.

⁶ Erhöhung der thermischen Leitungskapazität auf Basis der Umgebungstemperatur und Windgeschwindigkeiten.

Kategorie II:

Bei den Auslastungen von **KII (1)** handelt es sich trotz Einbindung hoher Windeinspeiseleistungen in das 380 kV Netz um Überschreitungen des 80%-Kriteriums im 220 kV Netz (35 % der Stunden des Jahres). Wenn hohe Windkraftleistungen abseits der 380 kV Wind-Umspannwerke angeschlossen werden sollen, kann ggf. die Verstärkung bzw. ein Ausbau des betroffenen Leitungszugs empfohlen werden, da ansonsten der erzeugte Windstrom nicht abtransportiert werden kann. Die Anwendung von Thermal Rating ist in diesem Fall nicht ausreichend.

Die Überlastungen der innerösterreichischen 220 kV-Leitungen **KII (2)** steigen auf etwa 10-19 % bei erhöhter Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen. Das Netzkonzept 380 kV Ring und Ertüchtigung der innerösterreichischen 220 kV Leitungen ermöglicht starke Interaktion EE (Ost) – Speicher (West). Eine Netzverstärkung über die im Masterplan beschriebenen Maßnahmen wird aber als nicht notwendig erachtet, da alle Überschreitungen unter Anwendung Thermal Ratings gelöst werden können.

Der Abschnitt Steiermark-Kärnten-Osttirol bildet eine der Hauptverbindungen der östlich gelegenen Windkraftanlagen mit den Pumpspeicherregionen im Westen. Es ergibt sich eine leichte Überlastung, im Sinne von einer Überschreitung des 80 %-Kriteriums in maximal 1,9 % der Stunden des Jahres, dieses Leitungsabschnittes in den Szenarien 2030-RES und 2030-SensRES, d.h. diese Überlastungen sind durch Entwicklungen im Inland begründet und zählen somit als neuer Eintrag zur **Kategorie II (3)**.

Der Teilbereich rund um den Knoten Westtirol ist aufgrund der Gegebenheit, dass es eine wichtige Verbindung als Anbindung für die innerösterreichischen Ost-West Flüsse sowie zu den EE in Nord und Süd (DE und IT) ist, zu über 50 % überlastet in allen Szenarien und daher kann keine eindeutige Kategorie Zuteilung erfolgen, dieser Abschnitt kann als Kandidat für eine etwaige Leitungsverstärkung angesehen werden.

Tabelle 18: Durchschnittliche jährliche Auslastung des österreichischen Stromnetzes, je breiter die Striche, desto höher die Auslastung bzw. Verwendung der Leitung. (Q.: EDisOn)

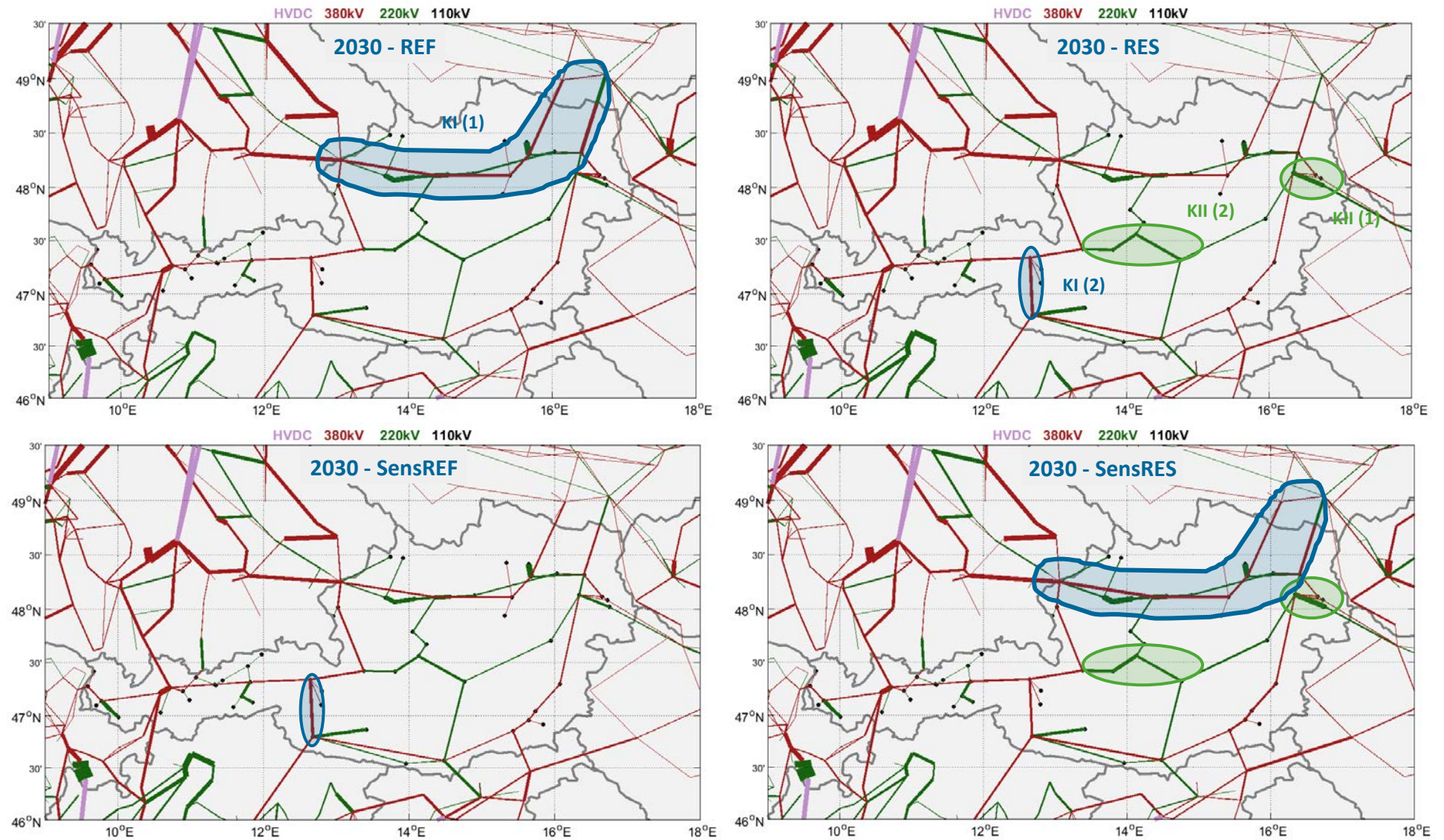
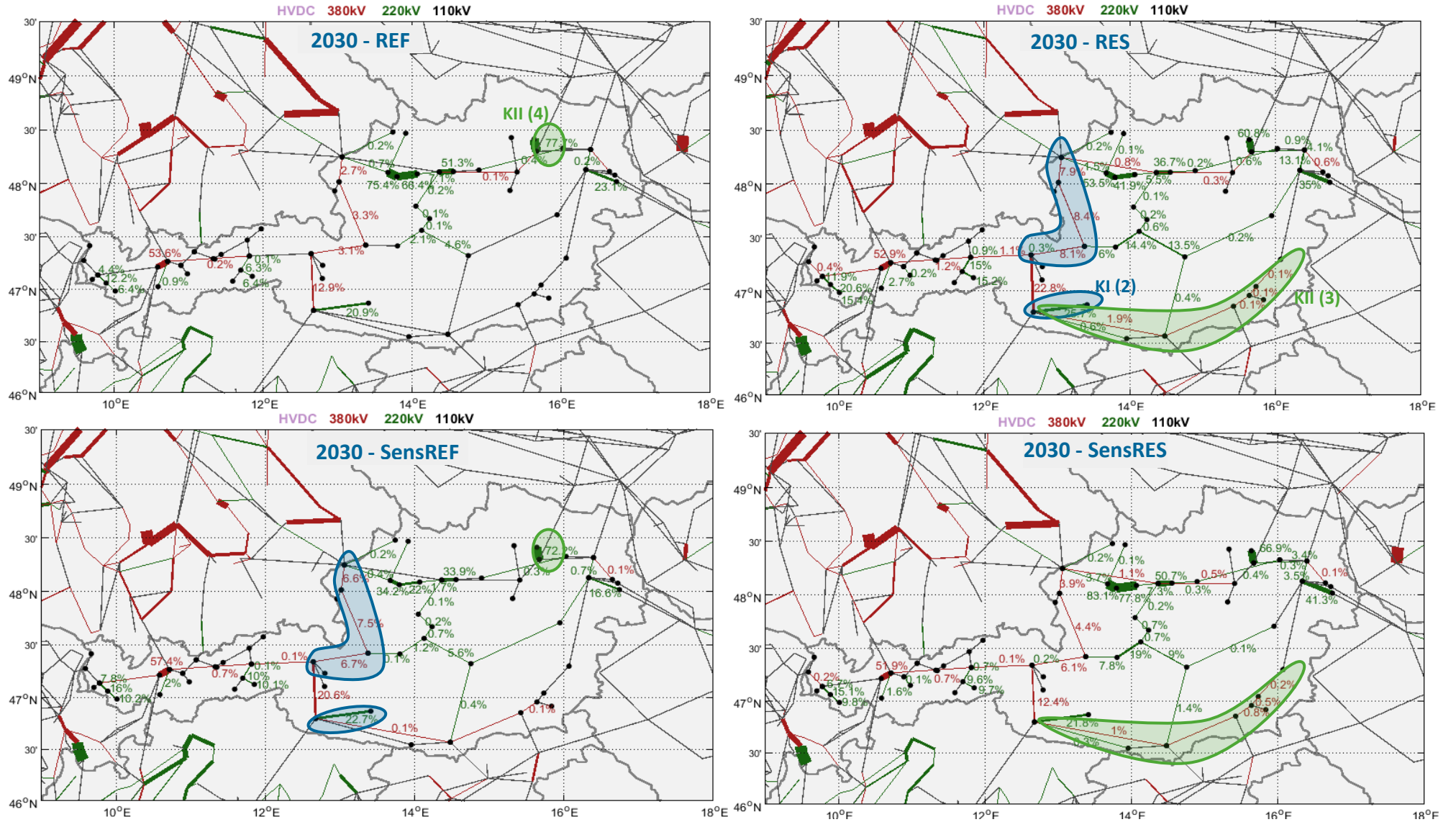


Tabelle 19: 80 %-Überschreitung des thermischen Limits, d.h. Leitungsauslastung > 80 % (in Prozent dargestellt, z.B. 10 % = 876 Stunden). (Quelle: EDisOn)



Stromnetzauslastungen kritischer Leitungselemente im Detail

Tabelle 20 gibt einen Überblick über alle Leitungsabschnitte, welche in zumindest einem der Szenarien zu über 10 % der Zeit überlastet (im Sinne der 80 %-Überschreitung thermischer Limits) sind, vgl. grafische Darstellung in Tabelle 19. Des Weiteren sind jene Leitungsabschnitte bei denen eine Verstärkung bzw. Ausbau als notwendig erachtet wird mit einem „X“ gekennzeichnet.

Jene Abschnitte, die bereits im vorigen Schritt identifiziert wurden, finden sich zum Teil auch in der Tabelle wieder. Zusätzlich sind noch weitere Elemente angeführt, die nicht eindeutig einer der beiden Kategorien zugeordnet werden können, wie zum Beispiel Westtirol-Imst ist in allen Szenarien ähnlich stark ausgelastet, bzw. jene die von Entwicklungen im Inland und in den Nachbarländern in unterschiedlicher Ausprägung beeinflusst werden.

Die bereits vorher betrachteten und ausführlich erklärten Zuordnungen werden hier nicht noch einmal näher behandelt. Hinzugekommen zu den eindeutig definierten Kategorien ist **KII (4)** Dürnrohr-Altenwörth. Hier tritt die Erhöhung der Überlastung nicht aufgrund des Zubaus erneuerbarer Energiequellen auf, sondern im konservativen Szenario, in welchem noch vermehrt thermische Kraftwerke in Österreich in Betrieb sind.

Die verbleibenden gehören zur Mischkategorie I+II, wobei hier die Tendenz liegt, dass die Überlastungssteigerung der Leitungen in erster Linie aufgrund des Ausbaus erneuerbarer Energiequellen innerhalb Österreichs zu begründen sind, aber auch der vermehrte Ausbau von PV- und Windkraftanlagen in den Nachbarländern beeinflussen die Stromleitungen zusätzlich. Diese Folgerung kann aus der Tatsache gelesen werden, dass die Werte im Szenario 2030-REF am niedrigsten sind und für 2030-RES am höchsten. Dem folgt Szenario 2030-SensREF, wo in Österreich ein konservativer und im Umland ein optimistischer Ausbau erneuerbarer Energiequellen angenommen wird und anschließend das letzte Szenario, wobei sich hier die Annahme umdreht.

Bei den hier identifizierten Abschnitten handelt es sich um Zuleitungen zu den großen Pumpspeicher-Regionen Österreichs, zum Beispiel in Vorarlberg die Verbindung zu den Rodund- und Kopswerken KI+II (1) mit einer installierten Turbinen- und Pumpleistung von über 1 GW. KI+II (2) umfasst die gesamte Pumpspeicher- und Speicherkraftwerksgruppe im Osten Tirols rund um Roßhag, Häusling, Mayrhofen und Gerlos. Bei beiden Abschnitten wird eine Verstärkung empfohlen, da die auftretenden Überlastungen nicht auf andere Weise, wie z.B. Thermal Rating oder Redispatch Maßnahmen bewältigbar sein werden.

Tabelle 20: Leitungsauslastungen im Detail von West nach Ost (in Prozent dargestellt, z.B. 10 % = 876 Stunden, grün: 10-25 %, gelb: 25-50 %, rot: >50 %). (Quelle: EDisOn)

Kat.	Leitung	2015	2030 – REF	2030 – RES	2030 – SensREF	2030 – SensRES	Verstärkung notwendig
KI+II (1)	UW Bürs	0,2%	4,4 %	11,9 %	7,8 %	6,7 %	
KI+II (1)	Bürs - Rodund	16,7%	12,2 %	20,6 %	16,0 %	15,1 %	X
KI+II (1)	Rodund - Kops	7,2%	6,4 %	15,4 %	10,2 %	9,8 %	X
-	Westtirol - Imst	1,1%	53,6 %	52,9 %	57,4 %	51,9 %	X
KI+II (2)	Zell am Ziller - Mayrhofen	6,4%	6,3 %	15,0 %	10,0 %	9,6 %	X
KI+II (2)	Mayrhofen - Häusling	6,6%	6,4 %	15,2 %	10,1 %	9,7 %	X
KI (2)	Tauern - Lienz	0,0%	12,9 %	22,8 %	20,6 %	12,4 %	
KI (2)	Lienz - Malta	28,1%	20,9 %	25,7 %	22,7 %	21,8 %	X
KII (2)	Hessenberg - Weißenbach	0,0%	4,6 %	13,5 %	5,6 %	9,0 %	
KII (2)	Weißenbach - Sölk	7,1%	2,1 %	14,4 %	1,2 %	19,0 %	
KI (1)	Sattledt - Hausruck1	2,3%	66,4 %	41,9 %	22,0 %	77,8 %	
KI (1)	Hausruck1 - Hausruck2	2,9%	75,4 %	53,5 %	34,2 %	83,1 %	
KI (1)	Ernsthofen - Wallsee	16,1%	51,3 %	36,7 %	33,9 %	50,7 %	
KII (4)	Dürnrrohr - Altenwörth	70,2%	77,7 %	60,8 %	72,2 %	66,9 %	
KII (1)	Bisamberg - Wien SO	8,2%	0,2 %	13,1 %	0,7 %	3,5 %	
KII (1)	Neusiedl - Wien SO	29,5%	23,1 %	35,0 %	16,6 %	41,3 %	X
-	Zell am Ziller – Westtirol	10,3%	0,2%	1,2%	0,7%	0,7%	
-	Tauern – Salzburg-Elixhausen	32,2%	3,2%	8,3%	7,1%	5,3%	

Zusammenhang zwischen der Erzeugung erneuerbarer Energiequellen und der Auslastung von Stromleitungen

Ob ein bzw. welcher Zusammenhang zwischen der Erzeugung erneuerbarer Energiequellen und der Auslastung von Stromleitungen in Österreich besteht, ist mit Hilfe der Linearen Regression überprüft worden. Dafür wird die Summe der Stromerzeugung aus Laufwasser, (Pump-)Speicher, PV- und Windeinspeisung berücksichtigt und mit ihrem Maximum normiert. Der lineare Zusammenhang zwischen der Einspeisung erneuerbarer Energie und der durchschnittlichen Auslastung des österreichischen Stromnetzes (erhöhter Transportbedarf durch EE Einspeisung) ist in Abbildung 39 grafisch dargestellt in der nachfolgenden Tabelle sind noch zusätzlich die Ergebnisse der Analyse enthalten. Es ergibt sich für beide Szenarien, sowohl für 2030-REF als auch für 2030-RES ein signifikanter linearer Zusammenhang. Jedoch ist die Korrelation für 2030-RES höher.

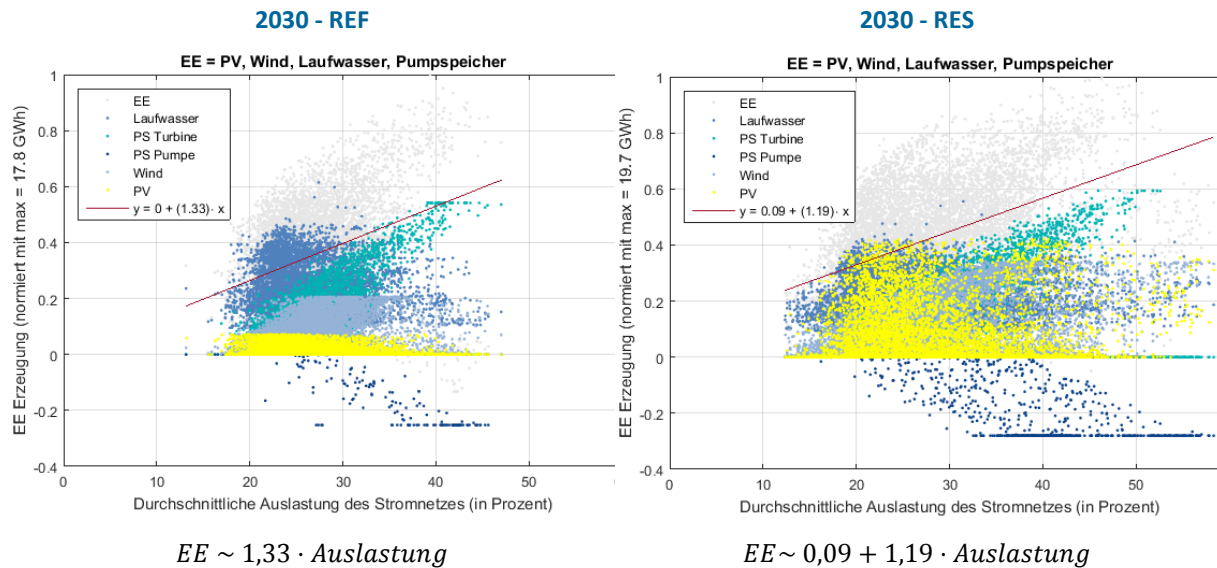


Abbildung 39: Durchschnittliche Auslastung des Stromnetzes versus Erzeugung erneuerbarer Energiequellen für das Referenz Szenario und das Erneuerbaren Szenario. (Quelle: EDisOn)

	Estimated Coefficients:				
	Estimate	SE	tStat	pValue	
2030 – REF	(Intercept)	-0.0013973	0.0092981	-0.15028	0.88055
	x1	1.3279	0.035013	37.927	1.397e-291
Number of observations: 8760, Error degrees of freedom: 8758					
Root Mean Squared Error: 0.133					
R-squared: 0.141, Adjusted R-Squared 0.141					
F-statistic vs. constant model: 1.44e+03, p-value = 1.4e-291					
2030 – RES	(Intercept)	0.091088	0.0059921	15.201	1.571e-51
	x1	1.19	0.021294	55.883	0
Number of observations: 8760, Error degrees of freedom: 8758					
Root Mean Squared Error: 0.147					
R-squared: 0.263, Adjusted R-Squared 0.263					
F-statistic vs. constant model: 3.12e+03, p-value = 0					

Zusammenhang zwischen der Stromerzeugung erneuerbarer Energiequellen und der Grenzflüsse (Import/Export)

Aus der grafischen Darstellung in Abbildung 40 ist schon der lineare Zusammenhang zwischen der Stromerzeugung erneuerbarer Energiequellen und des Importes bzw. Exportes ersichtlich. Einerseits gilt je höher die Einspeisung erneuerbarer Quellen, desto höher die Exporte und andererseits je kleiner die Erzeugung, desto höher die Importe. Erzeugung und die Grenzflüsse werden mit dem jeweilig beobachteten Maximum normiert. Für beide Szenarien ergibt sich ein signifikanter Zusammenhang. Jedoch ist das Bestimmtheitsmaß (R-squared) für Szenario 2030-RES höher und somit ergibt sich ein näher bei 1 (positiv korreliert) bzw. -1 (negativ) liegender Korrelationswert von $r = -0,86$, siehe nachfolgende Tabelle.

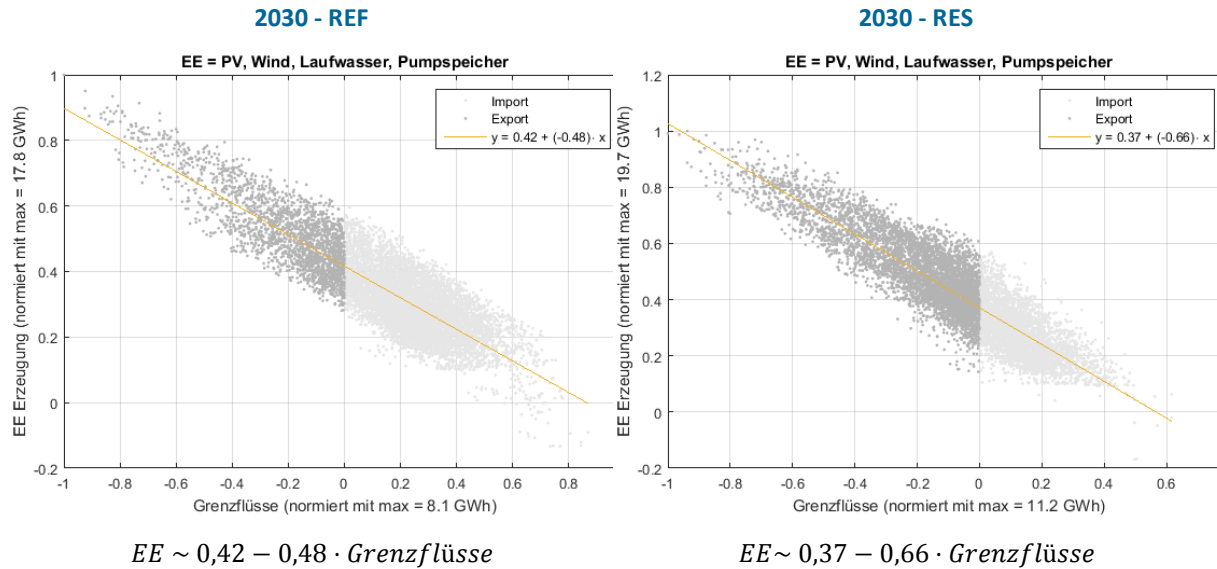


Abbildung 40: Grenzflüsse (Import/Export) versus Erzeugung erneuerbarer Energiequellen für das Referenz Szenario und das Erneuerbaren Szenario. (Quelle: EDisOn)

	Estimated Coefficients:				
		Estimate	SE	tStat	pValue
2030 - REF	(Intercept)	0.41617	0.00088043	472.69	0
	x1	-0.4819	0.0029912	-161.11	0
	Number of observations: 8760, Error degrees of freedom: 8758 Root Mean Squared Error: 0.072 R-squared: 0.748, Adjusted R-Squared 0.748 F-statistic vs. constant model: 2.6e+04, p-value = 0				
2030 - RES	(Intercept)	0.37117	0.00083691	443.5	0
	x1	-0.65543	0.0034321	-190.97	0
	Number of observations: 8760, Error degrees of freedom: 8758 Root Mean Squared Error: 0.0754 R-squared: 0.806, Adjusted R-Squared 0.806 F-statistic vs. constant model: 3.65e+04, p-value = 0				

5.3.2 Leitungsabschnitte mit hoher Relevanz für die Versorgungssicherheit

Laut [APG 2016] investiert die APG in den nächsten Jahren mehrere hundert Millionen Euro in den Ausbau und die Modernisierung der Netzinfrastruktur, um optimale Rahmenbedingungen für Österreich und die heimische Wirtschaft zu ermöglichen. Wenn alle Stromnetzerweiterungen, welche derzeit geplant und veröffentlicht in [APG 2016] und [ENTSO-E 2015c], implementiert sind, ist die Versorgungssicherheit in Österreich zu 100 % aufgrund der Simulationsergebnisse gegeben. Jedoch kommt es in Frankreich und Belgien zu nicht erfüllten Lastabdeckungen von 40 GWh und 66 GWh, was in etwa je einer Versorgungssicherheit von 99,9 % entspricht. Natürlich kann nicht sichergestellt werden, dass auch in den Verteilnetzabschnitten diese Werte erreicht werden, da die Analyse der Versorgungssicherheit in den Verteilnetzen nicht Gegenstand der Analyse war.

Falls die angenommenen Stromnetzerweiterungen nicht implementiert sind, erhöhen sich die Werte der nicht-erfüllten Stromnachfrage auf 69 GWh in Belgien und 583 GWh in Frankreich, was zu einer Verschlechterung der Versorgungssicherheit führt. Auch in Deutschland führt Verzögerung der Leitungsausbauten zu Auswirkungen: Es kommt zu einer nicht erfüllten Stromnachfrage von ca. 1 GWh. Dies stellt aber im Angesicht einer jährlichen Gesamtnachfrage von 624 TWh nur einen Bruchteil dar.

Mittels der Simulationsergebnisse können wichtige Leitungsabschnitte für die Gewährleistung einer hohen Versorgungssicherheit Österreichs herausgefiltert werden, das sind:

- die Anbindungen der (Pump-)Speicherregionen, in Süd- und Westösterreich
- die notwendige 380 kV-Einbindung der Windkraftanlagen in das Übertragungsnetz situiert im Burgenland, Brucker Becken und Weinviertel
- die Donauschiene als Teil der Ost-West-Verbindung für Österreich, wichtig für die zu transportierenden Stromflüsse
- der bereits verstärkte Salzburgabschnitt stellt eine wichtige Nord-Süd-Verbindung und Anbindung an die Pumpspeicher-Standorte in West- und Süd-Österreich dar

Das bedeutet schlussendlich, dass die geplante vollständige Schließung des 380 kV-Rings eine notwendige Voraussetzung für die zukünftige Versorgungssicherheit Österreichs darstellt.

Gleichzeitig gilt: Sind alle angenommenen Rahmenbedingungen, wie zum Beispiel die derzeit geplanten und veröffentlichten Stromnetzerweiterungen in Österreich und Europa, rechtzeitig implementiert [APG 2016] & [ENTSO-E 2015c], ist die Versorgungssicherheit, unter den gegebenen Annahmen, in Österreich zu 100 % sichergestellt, da die Stromnachfrage in jeder Stunde zu 100 % gedeckt werden kann.

5.3.3 Bedarf an gesicherter Leistung im Jahr 2030 und die Abdeckung der jährlichen Spitzen(residual)lasten

Die Vereinigung der Europäischen Übertragungsnetzbetreiber für Strom (engl. ENTSO-E) haben seit 2011 jährlich den „Scenario Outlook & Adequacy Forecast“ (SO&AF) veröffentlicht, welche auf Basis von deterministischen Analysen für das Europäische Stromsystem für jedes Land separat, für einzelne Regionen und das Gesamtsystem erstellt wurden. Im Jahr 2016 wurde erstmals eine neue Methode für die Berechnung des Bedarfes an gesicherter Leistung implementiert, veröffentlicht im sogenannten „Mid-term Adequacy Forecast 2016“ (MAF) [ENTSO-E 2016]. Es wird erstmals mit Hilfe eines marktbasiereten probabilistischen Modellierungsansatzes der mittelfristige Bedarf an gesicherter Leistung und Flexibilität ermittelt.

Zwei wichtige Größen in Bezug auf die Ermittlung des Bedarfes an gesicherter Leistung sind:

- **„Energy Not Supplied“** (ENS) oder **„Unerved Energy“**, übersetzt als „nichterfüllte Last“ und diese wird in MWh/Jahr gemessen.

- **„Loss Of Load Expectation“ (LOLE)**, übersetzt als „Erwartung des Lastverlustes“ und dieser Wert wird an der Stundenanzahl pro Jahr ermittelt, in welcher die Stromnachfrage nicht zur Gänze durch die Erzeugung und durch Importe gedeckt werden kann.

Die Analysen der letzten zwei SO&AF [ENTSO-E 2014a], [ENTSO-E 2015b] und des aktuellsten MAF 2016 [ENTSO-E 2016] zeigen, dass Österreich für 2025 bzw. für 2030 noch keine Probleme im Hinblick auf ausreichend gesicherte Leistung im Stromerzeugungssektor aufweist. Die umfassenden Analysen werden stets weiterentwickelt.

Im Bericht [ENTSO-E 2014a], welcher im Wesentlichen auf nationalen Abschätzungen aufbaut, werden installierte Kapazitäten von Wind und PV als 100 % nicht-verfügbare Kapazitäten berücksichtigt. Auch bei der Wasserkraft wird ein Teil als nicht-verfügbar angesehen, aufgrund von ökologischen Beschränkungen. Biomasse und Biogas, dagegen gelten als praktisch jederzeit verfügbar. Es wird jedoch besonders darauf eingegangen, dass der Ausbau der Übertragungsleitungen als Grundvoraussetzung für die Integration erneuerbarer Energiequellen und für die Aufrechterhaltung des hohen Standards an Versorgungssicherheit angesehen wird. Die berücksichtigten installierten Kapazitäten für Szenario 2030-REF und 2030-RES sind in Abbildung 41 angeführt. Zusätzlich ist noch die jährliche Spitzenlast eingezeichnet, welche in beiden Fällen ohne die Berücksichtigung von Importen und unter Anwendung obiger Annahmen gedeckt werden kann.

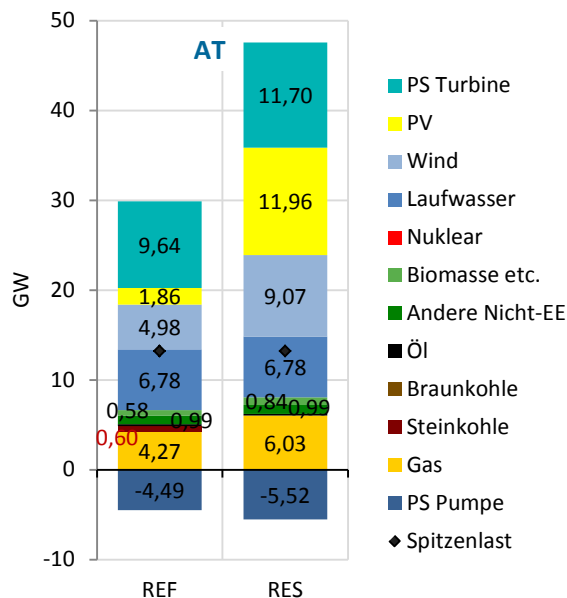


Abbildung 41: Installierter Kraftwerkspark für Szenario 2030-REF und 2030-RES. (Quelle: EDisOn)

Zusätzlich zur Betrachtung der installierten Kapazitäten werden die 44 Stunden mit der höchsten Residuallast (= Last-PV-Wind-Laufwasser) des Szenarios 2030-RES analysiert. Das sind 0,5 % des Jahres in denen die Versorgungssicherheit kritisch werden könnte. Es sind lediglich Stunden der Monate November und Dezember in Abbildung 42 enthalten mit geringer bis keiner Einspeisung aus PV, Wind und Laufwasser. Die resultierende Residuallast kann jedoch in allen Stunden mit den vorhandenen Gas-, Biomasse-, Biogas und Speicherkraftwerken gedeckt werden, aber auch Importe dienen der Nachfragedeckung. Um auch den Beitrag dargebotsabhängiger Einspeisung mit berücksichtigen zu können sind in Abbildung 43 jene 44 Stunden mit der maximalen Stromnachfrage angeführt, die dazugehörigen prozentuellen Werte sind in Tabelle 21 dargestellt. Deutlich zu erkennen ist, dass die Windkraftanlagen einen wesentlichen Beitrag zur Deckung der Lastspitzen liefern können, wenn die Erzeugung mit der Nachfrage korreliert.

Tabelle 21: Beitrag der einzelnen Technologien zur Deckung der Stromnachfrage (inkl. Exporte), einerseits auf Basis der Sortierung nach der maximalen Residuallast und andererseits nach der maximalen Last. (Quelle: EDisOn)

Sortierung/Typ	Nachfrage / Residuallast [GWh]	Export [GWh]	Laufwasser	Biomasse	Wind	PV	PS Turbine	Gas	Import
Max Residuallast	544 / 421	28	18 %	6 %	2 %	1 %	27 %	38 %	7 %
Max Last	563 / 313	70	19 %	6 %	19 %	2 %	21 %	30 %	4 %

Dem [ENTSO-E 2016] Ansatz folgend, in welchem die Werte bezüglich ENS und LOLE für die Abschätzung der Versorgungssicherheit herangezogen werden, ergibt sich für Österreich keine Beeinträchtigung der Versorgungssicherheit. Für alle vier Szenarien ergibt sich ein Wert von Null für nichterfüllte Nachfragedeckung, d.h. ENS = 0 MWh/Jahr und das wiederum impliziert, dass der LOLE = 0 h/Jahr ist.

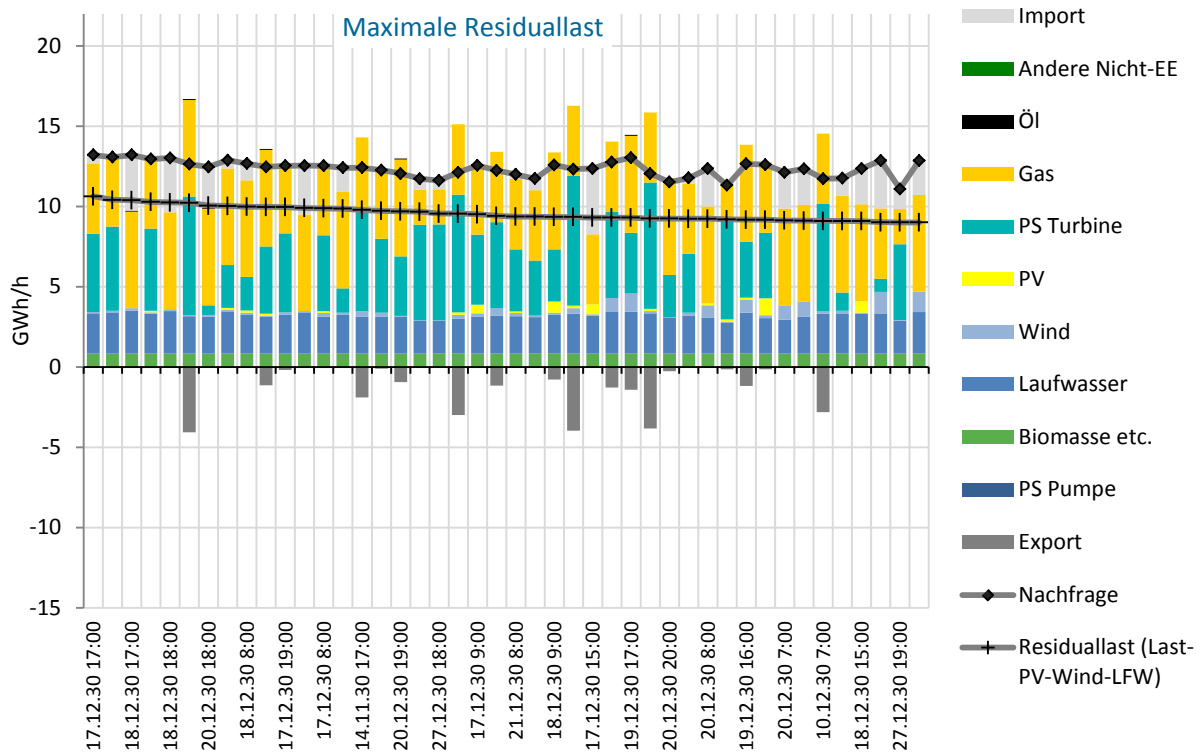


Abbildung 42: Erzeugungsstruktur der 44 Stunden mit der höchsten Residuallast (= Last-PV-Wind-Laufwasser) des Jahres für Szenario 2030-RES in Österreich, das sind 0,5 %. (Quelle: EDisOn)

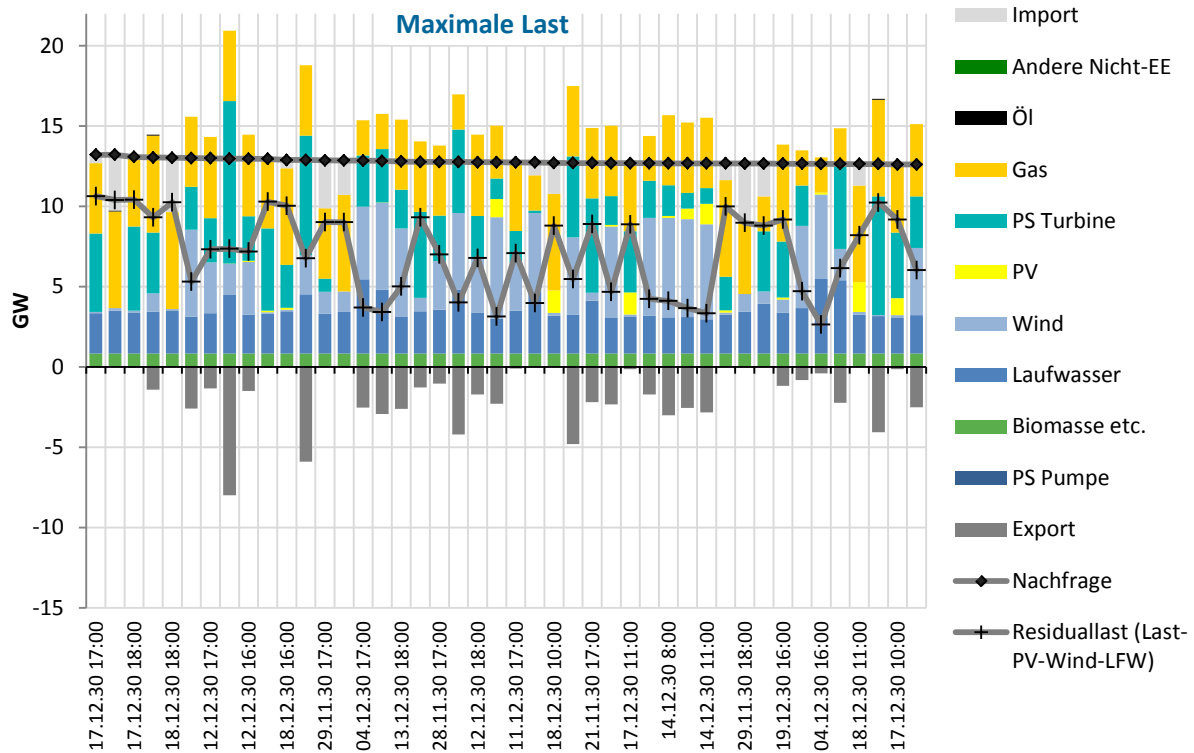


Abbildung 43: Erzeugungsstruktur der 44 Stunden mit der höchsten Stromnachfrage des Jahres für Szenario 2030-RES in Österreich. (Quelle: EDisOn)

Zum Vergleich sind in Abbildung 44 jene 44 Stunden des Jahres mit der geringsten Residuallast (= Last-PV-Wind-Laufwasser) dargestellt. In diesen Stunden ist die Residuallast negativ, d.h. die Erzeugung erneuerbarer Energiequellen ist größer als die Nachfrage. Deutlich zu erkennen ist, dass die Erzeugung aus Wind, PV und Laufwasserkraft einerseits in den Pumpspeichern gespeichert wird und andererseits in die Nachbarländer exportiert wird.

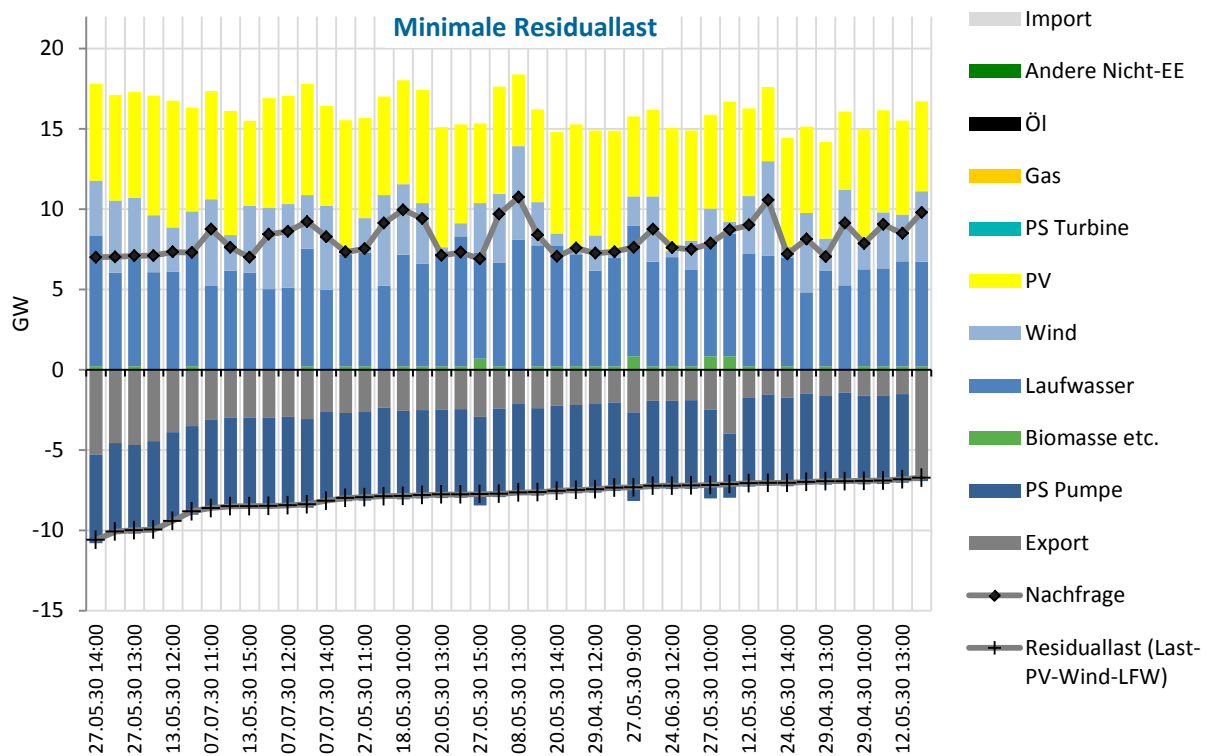


Abbildung 44: Erzeugungsstruktur der 44 Stunden mit der geringsten Residuallast (= Last-PV-Wind-Laufwasser) des Jahres für Szenario 2030-RES in Österreich, das sind 0,5 %. (Quelle: EDisOn)

Die exogen vorgegebene physikalische Transportkapazität beträgt insgesamt 25,3 GW. Bei der Engpassbewirtschaftung von Grenzen reduziert sich dieser physikalische Wert in etwa auf ein Drittel, d.h. 8,4 GW, wenn der österreichische und deutsche Strommarkt getrennt wird, ansonsten kann von einer Kapazität von 15,6 GW ausgegangen werden.

5.3.4 Bewertung der Auswirkungen eines vermehrten Ausbaus dezentraler Photovoltaikanlagen auf Netzinvestitionen im Verteilnetz

Ein hoher zukünftiger Anteil an dezentralen Photovoltaikanlagen in Österreich stellt die Verteilnetzbetreiber sowohl aus technischer als auch ökonomischer Hinsicht vor große Herausforderungen:

- Durch die vermehrte Eigenverbrauchsabdeckung von dezentralen PV-Anlagen direkt beim Kunden („Prosumer“) sinkt der jährliche „Fremdstrombezug“ und somit ist der Verteilnetzbetreiber mit einem unmittelbaren „Umsatzproblem“ (d.h. reduzierten Umsatz), zumindest innerhalb einer Regulierungsperiode, konfrontiert. Des Weiteren kommt es zu unterschiedlichen Netzfinanzierungsverteilungen der unterschiedlichen Netzkunden mit gleichen Anschlussbedingungen (Prosumer vs. Nicht-Prosumer). Um diese Dilemma zumindest teilweise zu mildern, könnte z.B. im Netztarif die Leistungskomponente zu Lasten der verbrauchsabhängigen Komponente erhöht werden. Was wiederum ökonomische Anreize für Energieeffizienzmaßnahmen vermindert. Eine kritische Diskussion zu diesem Thema ist daher auch zukünftig notwendig.

- Aus technischer Sicht stehen die Verteilnetzbetreiber vor allem durch die Überschusseinspeisung der dezentralen PV-Anlagen vor großen Herausforderungen.⁷ Diese und mögliche Lösungsoptionen werden nachfolgend kurz diskutiert und zusammengefasst.

Vermehrte PV-Überschusseinspeisung macht sich im Verteilnetz im Wesentlichen durch ein Anheben der Spannung bemerkbar. Verteilnetzbetreiber sind jedoch verpflichtet – es gibt dazu bestimmte Standards, die einzuhalten sind (z.B. ÖVE/ÖNORM EN 50160)⁸ – den Netzbetrieb innerhalb eines bestimmten Spannungsbandes durchzuführen. In den Technischen und Organisatorischen Richtlinien (TOR) sind die Anschlussbedingungen für Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen definiert, jedoch hat jeder Verteilnetzbetreiber unterschiedliche Umsetzungskriterien (z.B. Wirkleistungsbegrenzung durch Wechselrichter oder externe Applikationen). Die wichtigsten davon sind:

- **Blindleistungsregelung:** Diese kann entweder direkt am Wechselrichter der dezentralen PV-Anlage stattfinden (eine weitere Standardisierung von Wechselrichtern in diese Richtung ist notwendig), oder auch auf der Ebene des Verteilnetzes durchgeführt werden.
- **Spannungsregelung:** Aus technischer Sicht stehen für eine Spannungsregelung mehrere Möglichkeiten zur Verfügung, die jedoch alle übergeordnet in irgendeiner Form von Last- oder Erzeugungsmanagements zusammengefasst werden können. Dazu zählen auch zunehmend diskutierte stationäre Batteriespeicher, die im Netzbereich für netzdienlich Anwendungen verwendet werden könnten (aufgrund des sogenannten „Unbundling“ durch Batteriespeicher nur nachweislich für netzdienlich Aufgaben verwendet werden, jedoch nicht in den Energiemarkt eingreifen). Lastmanagement kann wiederum unterteilt werden in Lastverschiebung (energetische Bilanz bleibt über einen vordefinierten Zeitraum erhalten) bzw. Lastabwurf. Im Bereich des Erzeugungsmanagements könnten sich in Zukunft sogar Synergien z.B. mit dem Laden von Elektroautos ergeben, indem Verteilnetzbetreiber einem Lademanagement-System signalisieren, welche Ladestrategie - zeitlich beliebig auflösbar – am netzdienstlichsten wäre (d.h. es könnte durchaus auch Schnellladen bevorzugt sein, wenn z.B. PV-Überschusseinspeisung ins Verteilnetz dadurch direkt „abgeschöpft“ wird).
- **Phasen-Asymmetrien:** Diese sind zu vermeiden, indem beim Anschluss der einphasigen PV-Kleinanlagen geachtet wird, dass alle 3 Phasen des Verteilnetzes gleichmäßig belastet werden. Durch die zukünftige Verwendung von ausschließlich dreiphasigen Wechselrichtern auch in kleinen PV-Leistungsklassen können Schiefasten im Verteilnetz verhindern werden.
- **Investition in Komponenten/Betriebsmittel des Verteilnetzbetreibers:** Um einer großflächigen Überschusseinspeisung von PV-Anlagen auf Verteilnetzebene und somit ständig bi-direktionalen Lastflüsse zulassen zu können, sind Investitionen in regelbare (Ortsnetz-)Transformation unausweichlich, um schlussendlich auch PV-Überschussstrom auf höhere Spannungsebenen zu transformieren. Derzeit sind in Österreich regelbare Ortsnetztransformatoren noch kaum eingesetzt, lediglich in ein paar Modellregionen, wo bei bestimmten Verteilnetzabschnitten Pilotprojekte bezüglich verschiedener „SmartGrid“-Technologien implementiert sind (inkl. großer PV-Einspeisung und auch Elektromobilitätseinbindung). Größenordnungsmäßig kostet ein regelbarer (Ortsnetz-)Transformator ca. das 2 bis 2,5-fache von einem konventionellen Transformator. In (Schlömer, 2016) sind bezüglich der Investitionskosten folgende Größenordnungen angegeben:
 - konventionelle Transformatoren: 250-400-630 kVA -> 6.750-8.250-11.250 Euro
 - regelbare Transformatoren: 250-400-630 kVA -> 18.750-20.250-23.250 Euro

⁷ Zukünftig ergeben sich für Verteilnetzbetreiber weitere technische Herausforderungen, die durch das Laden von Elektroautos (vor allem durch Schnellladen, das höhere Leistungen erfordert) begründet sind. Eine umfassende Betrachtung dieses Aspektes wird an dieser Stelle jedoch ausgeklammert.

⁸ EN 50160: Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen

Die Zusatzkosten eines einzelnen regelbaren Ortsnetztransformators (im Vergleich zu einem konventionellen Transformator) relativieren sich aber jedoch wieder sehr stark, wenn man berücksichtigt, dass bei einem systematischen, großflächigen „Umbau“ des Niederspannungsnetzes und dem damit einhergehenden Einbau von regelbaren Ortsnetztransformatoren fast jeder zweite konventionelle Ortsnetztransformator eingespart werden kann.⁹ Zudem darf keinesfalls der Fehler gemacht werden, entsprechende Investitionen in regelbare Ortsnetztransformatoren einer einzelnen Technologie (in diesem Fall der Photovoltaik) anzulasten. Dies ist vor allem aus folgenden zwei Gründen unzulässig:

- Zukünftig wird eine Vielzahl an bi-direktionalen Energiedienstleitungen in Verteilnetzen implementiert sein; so wird z.B. die aggregierte Teilnahme von V2G (Vehicle-to-Grid) an den verschiedenen Märkten (z.B. Regelenergiemarkt) möglich sein.
- Unabhängig von einzelnen Technologien bzw. Energiedienstleistungen, die im Verteilnetz implementiert werden, würden technische Standards Richtung regelbarer Ortsnetztransformatoren die konventionellen Transformatoren beim regulären Austausch höchstwahrscheinlich automatisch ersetzen.

Abschließend sei noch festgestellt, dass ein Hochrechnen der anfallenden Kosten auf Verteilnetzebene für ca. 2-3 GW bzw. 14-15 GW an installierter PV-Leistung in Österreich, wie in den einzelnen Szenarien in dieser Studie ausgewiesen, ohne eine detaillierte Abbildung des Verteilnetzes und entsprechender Simulationen unseriös wäre. Unabhängig davon wäre es fragwürdig, von allfälligen Kosten einen Nettobeitrag einer einzelnen Technologie, in diesem Fall der Photovoltaik, zuzuschreiben. Vielmehr sind anfallende Kosten einer gesamten Systembetrachtung gegenüberzustellen.

5.3.5 Dezentralität von Biogasanlagen

Auch Anlagen der Biogasverstromung („Biogasanlagen“) können eine Reihe von netzdienlichen und sonstigen Energiedienstleistungen für ein dezentrales Energiesystem (z.B. mit hohem Anteil an Photovoltaikanlagen) bereitstellen, damit Netzinvestitionen im Verteilnetz – die ansonsten die einzigen technischen Alternativen wären – hintangestellt werden können. Biogasanlagen können somit in vielfältiger Weise auch als unterstützende erneuerbare Technologie angesehen werden, die die Photovoltaikintegration forciert. Nachfolgend erfolgt eine Auflistung und Kurzdarstellung der wichtigsten netzdienlichen und sonstigen Energiedienstleistungen von Biogasanlagen in diesem Zusammenhang (ohne den Anspruch auf Vollständigkeit zu erheben):

- **Lieferung von Blindleistung:** Die Regelung bei Biogasanlagen kann so erfolgen, dass jederzeit je nach Bedarf innerhalb einer großen Bandbreite Blindleistung auf der Ebene des Verteilnetzes geliefert werden kann. Dies ist dann vor allem wichtig, wenn z.B. bei einem bereits sehr hohen Anteil von Photovoltaik in einem Verteilnetzabschnitt diese von den Wechselrichtern der Photovoltaikanlagen nicht ausreichend bereitgestellt werden kann.
- **Lieferung von Momentanreserve:** Die Momentanreserve ist eine wichtige Eigenschaft in einem Stromversorgungssystem (vor allem bei bereits hohem Anteil von Photovoltaikanlagen), welche durch die rotierende Schwungmasse in den Generatoren (z.B. von Biogasanlagen) gegeben ist. Die Trägheit dieser rotierenden Masse dämpft den Frequenzabfall bei einem Ausfall des entsprechenden Kraftwerks, so dass das (Verteil-)Netz kurzfristig stabilisiert und Zeit für den Einsatz von Regelenergie geschaffen wird.
- **Möglichkeit der Lieferung von Ausgleichsenergie bzw. der gesicherten Grundlastversorgung:** Biogasanlagen können jederzeit Ausgleichsenergie – grundsätzlich in beide Richtungen (d.h. positive und ne-

⁹ In dem in Schlömer/Hofmann (2016) untersuchten Ortsnetz (715 Zählpunkte) konnten durch Substitution von 10 konventionellen Ortsnetztransformatoren 4 eingespart werden und es wurde mit 6 regelbaren Ortsnetztransformatoren das Auslangen gefunden.

gative) – liefern, da der Primärenergieträger Biogas kontinuierlich vorhanden ist und somit der Verbrennungsprozess auch beliebig gesteuert werden kann. Dies bedeutet auch, dass bei Bedarf eine jederzeit gesicherte Grundlastversorgung mit Biogasanlagen garantiert werden kann.

- **Möglichkeit dezentraler Netzentlastung in den Verteilnetzen:** Biogasanlagen zeichnen sich des Weiteren durch eine sehr flexible Stromproduktion aus, bei der auch die Netzspannung den Bedürfnissen des jeweiligen Verteilnetzabschnittes angepasst werden kann. Dies ist wiederum von großem Vorteil, um z.B. bei einem hohen Anteil von Photovoltaikerzeugung Spannungsbandverletzungen zu vermeiden.
- **Geringere Ausbaunotwendigkeit von Ortsnetz-Transformatoren:** Die oben beschriebenen positiven netzdienlichen und sonstigen Energiedienstleistungen von Biogasanlagen bedeuten nicht nur geringere Netzinvestitionen im Verteilnetz, sondern auch geringere Notwendigkeiten in den Ausbau von Ortsnetztransformatoren.
- **Möglichkeit des Schwarzstarts:** Biogasanlagen sind schwarzstartfähig. Unter Schwarzstartfähigkeit versteht man die Fähigkeit eines Kraftwerks, unabhängig vom Stromnetz vom abgeschalteten Zustand ausgehend hochzufahren. Dies ist insbesondere bei einem flächendeckenden Stromausfall von Bedeutung, um das Netz wieder in Betrieb zu nehmen. Im Normalfall wird die erforderliche Leistung zum Start aus dem Netz entnommen. Die Energie schwarzstartfähiger Kraftwerke kann dann zum Anfahren nicht-schwarzstartfähiger Kraftwerken verwendet werden.
- **Energieübertragung von Biomethan via Gasnetz:** Der Transport via Gasnetz (z.B. hin zu einem GuD Kraftwerk) ermöglicht – im Vergleich zum Stromnetz – einen verlustärmeren und leistungsstärkeren Energietransport. Bei Nutzung von Biomethan in GuD-Kraftwerken wird zudem die höchste Effizienz erreicht.

6 Strompreisentwicklung 2030

Basierend auf den Annahmen bezüglich Energiepreis- und Nachfragetrends (siehe Abschnitt 2.2), lässt sich mittels Stromnetz- und Kraftwerkseinsatzmodell EDisOn und dem Kraftwerkseinsatzmodell HiREPS modellendogen der stündliche Strompreis am Großhandelsmarkt für das Jahr 2030 berechnen. Die Analyse dieser simulierten Preiszeitreihen ermöglicht im Anschluss erste Rückschlüsse über die Auswirkungen des Ausbaus der Erneuerbaren auf die Strommärkte.

Abbildung 45 stellt die mit EDisOn simulierte mengengewichtete und über die Knoten des Netzmodells gemittelte stündliche Preiszeitreihe sowie die Preisdauerlinie in Österreich im Jahr 2030 dar. Dabei werden die Ergebnisse für das Referenzszenario 2030-REF und den optimistischen EE-Entwicklungspfad 2030-RES gezeigt.

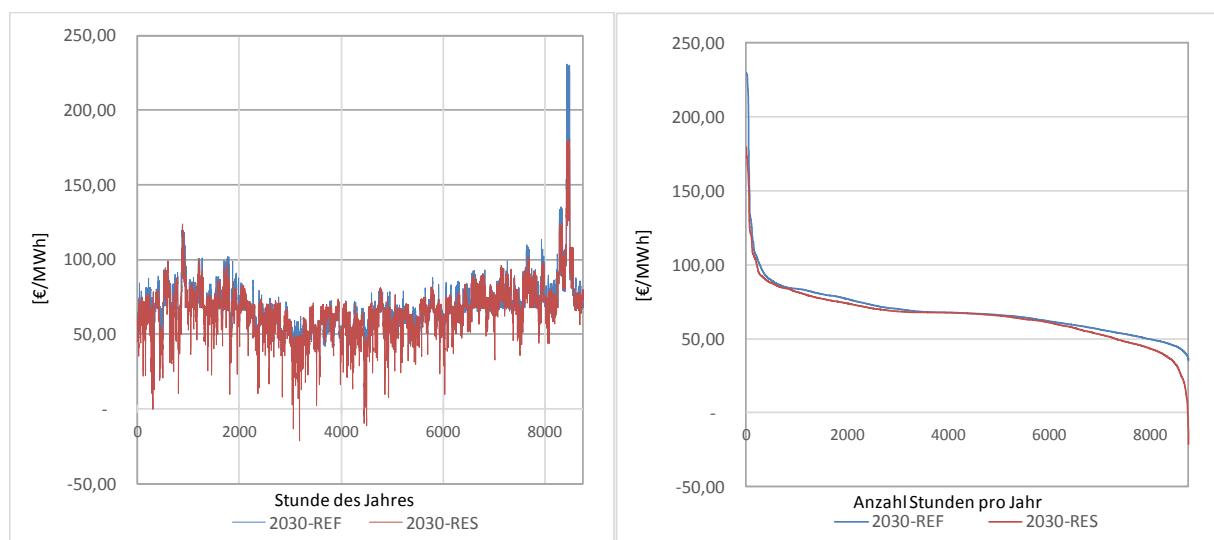


Abbildung 45: Mit EDisOn simulierte Preiszeitreihe und Preisdauerlinie am Strommarkt in Österreich im Jahr 2030. (Quelle: EDisOn)

Sowohl für das Referenzszenario als auch für das Ausbauszenario liegen die zukünftigen Spotmarktpreise deutlich über dem diesjährigen Preisniveau von etwa 30 €/MWh. Zudem reduziert sich der durchschnittliche Preis im 2030-RES Szenario aufgrund des Merit-Order Effekts gegenüber dem Referenzszenario: Die erneuerbaren Energieträger, insbesondere Photovoltaik und Wind bieten ihre Leistung zu sehr geringen marginalen Kosten am Spotmarkt an und verdrängen dadurch jene (konventionelle) Kraftwerke deren Grenzkosten zum wesentlichen Teil durch Brennstoffpreise bestimmt werden. Bemerkenswert ist darüber hinaus, dass insbesondere auch die im November und Dezember auftretenden Preispeaks von über 100 €/MWh der 2030-REF Preiszeitreihe durch die erhöhte Einspeisung erneuerbarer Energie abgeschwächt werden. Dies erklärt sich durch eine bedarfsgerechte Einspeisung des EE-Stroms. Bis zu einem gewissen Ausmaß korreliert die Einspeisung von Photovoltaik mit der Nachfragespitze zu Mittag überein. Durch die Integration in das europäische Verbundnetz kann zudem die regional variierende Erzeugung von Windkraft ausgeglichen werden und zur Deckung von Nachfragepeaks verwendet werden.

In Tabelle 22 sind die jährlichen Mittelwerte und die Volatilität der Spotpreise für die zwei Szenarien 2030-REF und 2030-RES dargestellt.

Tabelle 22: Jährliche Mittelwerte und Volatilität der Spotpreise für verschiedene Szenarien. (Quelle: EDisOn)

Szenarien	Durchschnittlicher Spotpreis [€/MWh]	Standardabweichung [€/MWh]
2030 - REF	68,65	18,46
2030 - RES	65,30	17,77

Im Vergleich der beiden Szenarien 2030-REF und 2030-RES bestätigt sich die Beobachtung aus Abbildung 45: Der durchschnittliche Spotpreis nimmt im optimistischen EE-Ausbauszenario um 3,35 €/MWh ab. Zudem reduziert sich die Volatilität der Spotmarktpreise. Bis 2030 erfolgt der EE-Ausbau in Österreich also im Wesentlichen bedarfsgerecht. Dabei muss berücksichtigt werden, dass die Integration der zusätzlichen EE-Einspeisung im 2030-RES Szenario erst durch den Netzausbau ermöglicht wird. Langfristig ist mit steigenden Anteilen von Photovoltaik und Windenergie jedoch mit einer gegenläufigen Entwicklung zu rechnen. Aufgrund deren Dargebotsabhängigkeit sind einer nachfrageangepassten Einspeisung natürliche Grenzen gesetzt. In **Abbildung 46** und **Abbildung 47** wird die mit EDisOn bestimmte Stromerzeugung und die dazugehörigen Spotmarktpreise für die erste Januar- und Juliwoche dargestellt.

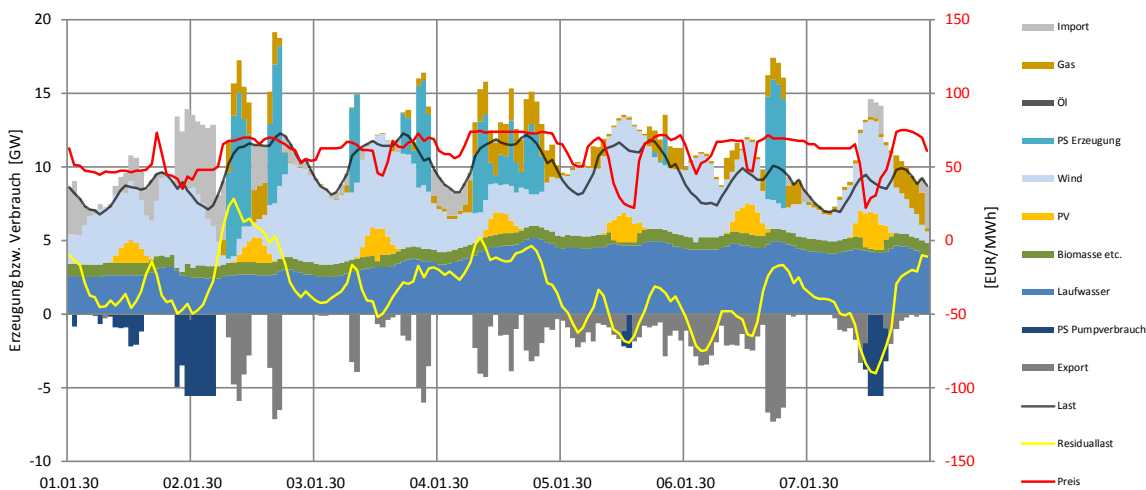


Abbildung 46: EDisOn: Stromerzeugung und Preise in Österreich in der ersten Januarwoche für RES 2030. (Quelle: EDisOn)

In der dargestellten Januarwoche korreliert der Strompreis positiv mit der Residuallast. Gleichzeitig fallen Stunden niedriger Residuallast häufig mit dem Pumpspeicherverbrauch überein. In diesen Stunden sind zudem die Stromimporte hoch. Pumpspeicher können also in Zeiten hoher EE-Einspeisung in Österreich als auch im Umland kostengünstig gefüllt werden. Die Stromerzeugung durch Pumpspeicher wiederum korreliert stark positiv mit den Exporten. Insgesamt wird der Einsatz von Flexibilitäten¹⁰ in Österreich stark durch Angebot und Nachfrage in den Europäischen Nachbarländern beeinflusst und die Preisvolatilität durch die Integration ins europäische Verbundnetz gedämpft.

¹⁰ Flexibilitätsoptionen umfassen flexible Kraftwerke (z.B. Gaskraftwerke, Biomassekraftwerke oder Biogasanlagen), den Ausbau an Übertragungs- und Verteilnetzen, Speichertechnologien (PSW, Batterien) sowie die Anpassung der Stromnachfrage.

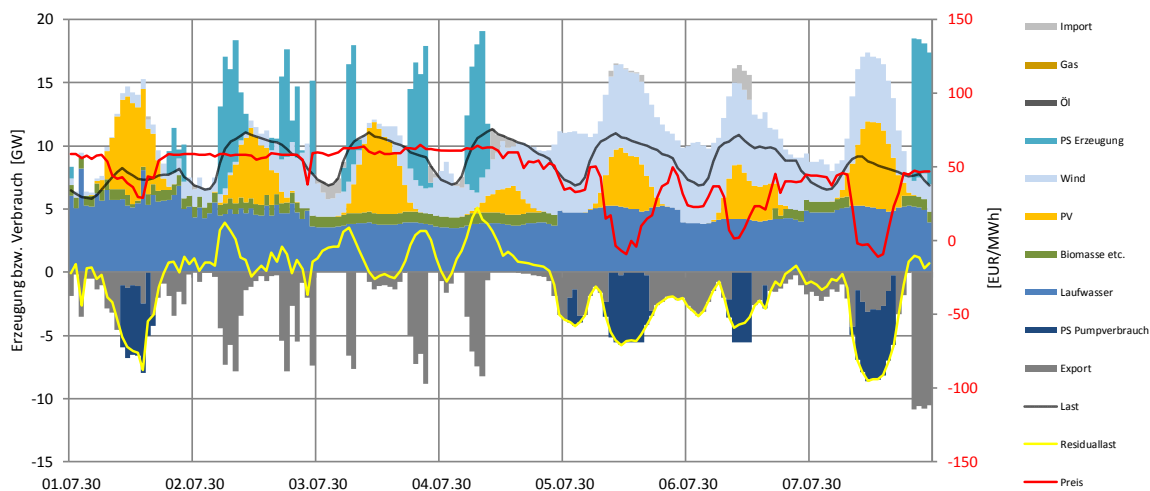


Abbildung 47: EDisOn: Stromerzeugung und Preise in Österreich in der ersten Juliwoche für 2030-RES. (Quelle: EDisOn)

Die Stromerzeugungs- und Preiszeitreihe im Juli in Abbildung 47 verdeutlicht darüber hinaus, dass die Bereitstellung von Flexibilität über die Integration in das europäische Verbundnetz limitiert ist. Fällt eine hohe Photovoltaikeinspeisung mit hoher Windeinspeisung überein, können die resultierenden geringen Residuallasten nur bedingt über Exporte in das Verbundnetz ausgeglichen werden (vgl. 5.3). Entsprechend gering sind zu diesen Zeiten die Spotmarktpreise. Abbildung 48 zeigt die mittels EDisOn und HiREPS ermittelte Preisdauerlinien für das 2030-RES Szenario und vergleichend den Einfluss der Sektorkopplung und der Anbindung an das europäische Verbundnetz auf die Preise am österreichischen Strommarkt. Die beiden Simulationsmodelle sind dabei dahingehend gekoppelt, dass HiREPS die aus EDisOn resultierenden Import und Exportzeitreihen implementiert.

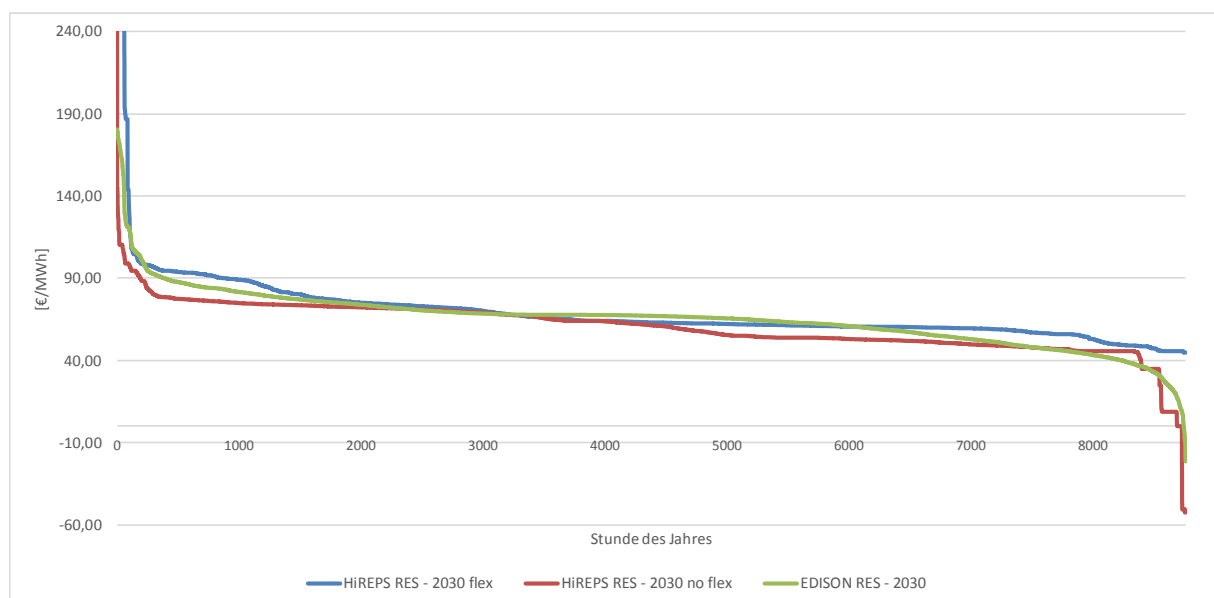


Abbildung 48: EDisOn und HiREPS Preisdauerlinien für das 2030 - RES Szenario. (Quellen: EDisOn, HiREPS)

Es stellt sich heraus, dass durch die Kopplung der Strom- und Wärmeerzeugung, E-Mobilität und den Einsatz von Speichertechnologien insbesondere überschüssige EE-Einspeisung aufgefangen werden kann. So erhöht sich der minimale Spotmarktpreis im HiREPS 2030-RES Flex Szenario von etwa -60 €/MWh auf über 40 €/MWh im Vergleich zum „No Flex“ Szenario ohne Sektorkopplung. Die durch die Sektorkopplung zusätzlich erbrachte Flexibilität führt also zu einem starken Anstieg des Marktwerts der erneuerbaren Stromspeisung und spie-

gelt sich auch in einem um knapp 10 €/MWh erhöhten durchschnittlichen Spotpreis, als auch in einer stark reduzierten Volatilität der Preise, wider (vgl. Tabelle 23). Zu beachten ist, dass im HiREPS Modell sich durch die Sektorkopplung die Preisspitzen weiter erhöhen, da die durch die Sektorkopplung dazugekommene Stromnachfrage nicht komplett flexibel ist. So erhöht sich die prognostizierte Anzahl der Stunden mit einem Strompreis von mehr als 100 €/MWh von 66 auf 214 Stunden im Jahr 2030. Gleichwohl bleibt auch in den Stunden hoher Residuallasten die Versorgungssicherheit zu jedem Zeitpunkt gewährleistet, wenn der geplante Netzausbau durchgeführt wird (vgl. 5). Im Gegensatz dazu führt die Integration Österreichs in das europäische Verbundnetz zu einer starken Abfederung der Preisspitzen, da etwaige Erzeugungseingpässe durch Importe ausgeglichen werden können.

Tabelle 23: Mittelwert und Volatilität von Preiszeitreihen für das 2030-RES Szenario. (Quellen: EDisOn, HiREPS)

Analyzierte Szenarien	Durchschnittlicher Spotpreis [€/MWh]	Standardabweichung [€/MWh]
EDisOn 2030 - RES gewichteter Mittelwert	65,30	17,77
HiREPS 2030 - RES Flex	70,76	43,14
HiREPS 2030 - RES No Flex	61,73	119,28

Für die weitere Analyse des energiepolitischen Rahmens in Abschnitt 7 mit dem Green-X Modell wurden die EDisOn Preiszeitreihen als Standardvariante übergeben, da jene die europäische Netzanbindung dynamisch abbilden, was sich gemäß der durchgeführten Analysen als zentrales Element für die Strompreisbildung in Österreich erwies. Die mittels HiREPs ermittelten Werte wurden dazu verwendet, einen Preiskorridor zu definieren – so wurde ein Hoch- (RES Flex Szenario) und Niedrigpreistrendszenario (RES No Flex Szenario) abgeleitet. Hiermit sollte in adäquater Form die Unsicherheit in der Strompreisentwicklung widerspiegelt werden, die ja neben der Entwicklung von Primärenergieträgerpreisen und der erreichten Sektorkopplung auch in hohem Maß durch das künftige Strommarktdesign beeinflusst sein wird. Die Strommarktanalyse, wie obig vorgestellt, fokussierte auf das Jahr 2030. Zur Ableitung der Trendentwicklung wurde auf der historischen Entwicklung (2005 bis 2015) aufgesetzt und des Weiteren wurden für das Stützjahr 2020 entsprechende Modellläufe mittels EDisOn durchgeführt. Hierfür lieferten die Energiepreistrends des Referenzszenarios der Europäischen Kommission die Basis, ebenso wie der derzeitige Netzbestand. Gemäß den unterstellten Trendentwicklungen ist von einem raschen Anstieg des Preisniveaus am Großhandelsstrommarkt bis 2020 auszugehen – ein Trend der sich in Folge auch nach 2020 fortsetzen würde.

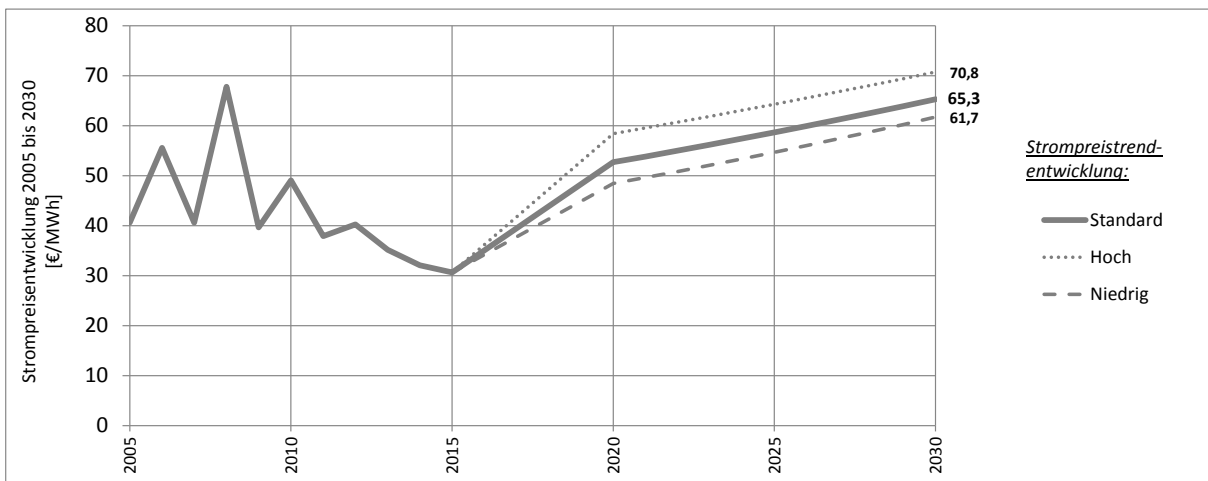


Abbildung 49: Abgeleitete Trendszenarien der Strompreisentwicklung am Großhandelsmarkt. (Quelle: basierend auf EDisOn und HiREPS)

7 Die Identifikation von erforderlichen Marktanzreizen, Förderbedarf und Förderdesign

Ziel dieser Untersuchung ist die Identifikation der erforderlichen Marktanzreize zur Erreichung der Zielvorgaben hinsichtlich der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Jahr 2030. Auf Basis von Simulationsrechnungen unter Anwendung des Energiesystemmodells Green-X, das eine detaillierte Analyse der Wirkungsweise unterschiedlicher energiepolitischer Instrumente erlaubt, werden unterschiedliche Fördersysteme einer näheren Betrachtung unterzogen. Es gilt zu klären, welches Instrument bzw. welcher Maßnahmenmix zielführend erscheint, um einen kostengünstigen Ausbau erneuerbare Energien zu erreichen.

So werden die jeweilig resultierenden Förderkosten zur Erreichung des unterstellten Mengengerüsts ermittelt. Dazu werden unterschiedliche technologiespezifische Förderinstrumente in unterschiedlichen Designs unterstellt und deren Kosten verglichen. Ebenso werden zentrale Einflussgrößen wie etwa Energiepreise oder energiepolitische Rahmenbedingungen, die das Investorenklima beeinflussen, einer Sensitivitätsbetrachtung unterzogen. Der Kostenbetrachtung wird schlussendlich eine Nutzwertanalyse gegenübergestellt, in der die Einsparung fossiler Energieimporte, die Reduktion von Treibhausgasen sowie in vereinfachter volkswirtschaftliche Co-Effekte – analysiert anhand von der zu erwartenden Auswirkung auf Beschäftigung – dargestellt werden.

7.1 Analyisierte Szenarien

Einen kompakten Überblick zu den untersuchten Kernszenarien (inkl. Sensitivitätsvarianten) unter Kennzeichnung der wesentlichen Szenarien-Charakteristika bietet Tabelle 24. Komplementär hierzu werden nachfolgend die wesentlichen Spezifika der untersuchten Szenarien- bzw. Themenblöcke vorgestellt:

- Im Fokus der Betrachtungen steht hierbei der **Vergleich unterschiedlicher Fördersysteme**, welche die erforderlichen Marktanzreize schaffen sollten, um den gemäß Zielvorgabe angestrebten Ausbau erneuerbarer Energien in Österreichs Stromsektor bis 2030 zu gewährleisten. Zur Untersuchung stehen hierbei:
 - Ein technologieneutrales Quotenmodell (QUO);
 - Eine gleitende administrativ festgesetzte Marktprämie (FiP), mittels derer technologiespezifisch eine Marktanzreizung erfolgen soll;
 - Eine gleitende wettbewerblich bestimmte Marktprämie (TEN), mittels derer analog zur administrativen Festlegung auf Technologieebene entsprechende Marktanzreize geschaffen werden sollen.

In der Modellierung wird des Weiteren angenommen, dass ein Systemwechsel, also ein Umstieg vom derzeitigen Fördersystem auf ein zu untersuchendes neues Förderregime, nach 2020 erfolgt. Mit anderen Worten, der Ausbau Erneuerbarer ist bis 2020 durch das bestehende Fördersystem auf Basis fester Einspeisetarife bestimmt, während jeglicher Ausbau in den Jahren nach 2020 entsprechend eines neuen energiepolitischen Rahmens erfolgt. Des Weiteren erscheinen folgende Punkte im Hinblick auf die modellhafte Implementierung der Förderinstrumente relevant:

- Bei allen untersuchten Produktionsfördermodellen wird von einer Verlängerung der Vergütungsdauer im Vergleich zum Status Quo auf 20 Jahre ausgegangen, da der internationale Vergleich dies als sinnvolle und durchaus verbreitete Praxis nahelegt und da hierdurch auch der Betrieb von EE-Anlagen im Falle niedriger Strompreise über einen längeren Zeitraum gewährleistet würde.
- Für die Modellierung einer administrativ bestimmten gleitenden Marktprämie wird bei Windenergie und Photovoltaik ein Referenzertragsmodell analog zum Deutschen Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) unterstellt. Dadurch bemisst sich die absolute Förderung an der

Standortqualität. Dies soll eine Überförderung von Anlagen an hocheffizienten Standorten eindämmen.

- Komplementär zu den Szenarien, in denen Fördersysteme die EE-Marktentwicklung bestimmen, skizziert ein **Referenzszenario** die Folgen eines Wegfalls jeglicher Förderanreize für erneuerbare Energien nach 2020. Es sei angemerkt, dass hierzu bereits in Abschnitt 3 eine Diskussion der in Folge zu erwartenden EE-Marktentwicklung erfolgte. Im nachfolgenden Abschnitt liegt der Fokus auf der Darstellung des resultierenden Förderbedarfs und der positiven Nutzwerte im Vergleich zu einer Standardvariante, in der Förderanreize weiterbestehen würden – im Einklang mit den EE-Zielvorgaben für 2030.

Es folgen **Sensitivitätsuntersuchungen zu folgenden Themenblöcken:**

- Der Marktwert dezentraler Photovoltaik: Während im Standardfall die Photovoltaik im Gleichklang mit allen anderen Erzeugungstechnologien angesehen wird, wo Anlagenbetreiber den produzierten Strom am Großhandelsstrommarkt anbieten und folglich das Preisniveau am Großhandelsmarkt die Konkurrenzfähigkeit bzw. wie im Falle dezidiert Förderungen die Höhe des erforderlichen Förderbedarfs bestimmt, wird hier ein näherer Blick auf die dezentrale PV geworfen. Konkret wird für dezentrale PV auf Basis üblicher Anlagengrößen eine gewisse Eigenbedarfsdeckung unterstellt. Der derart genutzte Strom hat folglich eine andere Wertigkeit, da das Preisniveau auf Haushaltskundenebene deutlich höher ist als jenes am Großhandelsmarkt. Dies wird hierin folglich berücksichtigt und es resultiert ein verminderter Förderbedarf gemäß der eingespeisten Energiemengen und des erzielten Beitrags zur Eigenbedarfsdeckung.
- (Wegfall der) Bestandssicherung bei Biomasse-Verstromung: Im Bereich der festen Biomasse und auch der Biogasnutzung wurde in der ersten Dekade dieses Jahrtausends Dank hinreichender Marktanreize ein substanzieller Anlagenpark etabliert. Die Förderung des hierin erzeugten Stroms war allerdings zeitlich begrenzt auf die ersten 13 (Biogas) bzw. 15 Jahre (feste Biomasse) nach Errichtung. Die technologische Lebensdauer von Biomasse- bzw. Biogas-KWK-Anlagen erstreckt sich aber auf (zumindest) 25 Jahre (vgl. Tabelle 11). Es eröffnet sich die grundsätzliche Problematik wie im Falle anhaltend niedriger Strompreise der Bestand an Biomasse-Anlagen erhalten werden kann. Im Standardfall wurde hier unterstellt, dass die Bestandssicherung sich auf die volle Lebensdauer (25 Jahre als Annahme in der Modellierung) erstreckt. Im Rahmen einer Sensitivitätsuntersuchung wird untersucht, was bei Wegfall jeglicher Unterstützungen nach den ersten 13 bzw. 15 Betriebsjahren passieren würde. Analog zu allen Zielszenarien wurde hier ein Erreichen der Ausbauziele auf Technologieebene vorgesetzt.
- Der Einfluss der Energiepreise auf den Förderbedarf: Als klassische Sensitivität wird schlussendlich der Einfluss der künftigen Energiepreise, konkret der Großhandelsstrompreise auf den erforderlichen Förderbedarf, also die seitens der Gesellschaft bzw. der Stromkonsumenten zu erbringenden Unterstützungsvolumina für EE-Strom. Komplementär zum Standardfall moderater Strompreise wird hierbei ein Hoch- bzw. eine Niedrigpreisszenario in die Untersuchung mit aufgenommen.

Abschließend sei angemerkt, dass bei allen Szenarien – mit Ausnahme der Referenzszenarien – davon ausgegangen wird, dass mittels komplementärer administrativer und regulativer Maßnahmen eine Verbesserung der Rahmenbedingungen für Investitionen in EE- Technologien erreicht wird. Entsprechende Maßnahmen erleichtern Genehmigungsverfahren und Netzzugang und dienen der Erhöhung der gesellschaftlichen Akzeptanz (wie etwa durch vermehrter Bürgerbeteiligung). Ebenso wird davon ausgegangen, dass verbesserte Rahmenbedingungen die Kosten für Ausgleichsenergie bei Betreibern von Wind- und Photovoltaikanlagen senken. Als Folge dieser Maßnahmen kommt es, wie in Abschnitt 2.2.2 diskutiert, zu einer Verminderung des Investitionsrisikos und in Folge einer Absenkung der Weighted Average Cost of Capital (WACC). In der Modellierung ist angenommen, dass derlei flankierende Maßnahmen rasch umgesetzt werden können und sie folglich bereits vor 2020 Wirkung zeigen.

Tabelle 24: Die untersuchten Szenarien im Überblick (Green-X Modellierung)

	Referenzszenario inkl. Sensitivitäten (Energiepreise)			Fördersysteme im Vergleich		
	Keine dezidierte Förderung EE nach 2020	Keine dezidierte Förderung EE nach 2020	Keine dezidierte Förderung EE nach 2020	Technologie-neutrales Quotensystem	Einspeise-prämien, wettbewerblich festgelegt, strategisches Bieterverhalten	Einspeise-prämien, administrativ festgelegt
Förderpolitik für Erneuerbare Energien (Stromsektor)						
RES Ausbauziel 2030	Nein	Nein	Nein	Ja	Ja	Ja
Begleitende Maßnahmen (Minderung des Investitionsrisikos, Abbau von nicht-ökonomischen Hemmnissen)	Nein	Nein	Nein	Ja	Ja	Ja
Energiepreistrend	Standard	Hoch	Niedrig	Standard	Standard	Standard
Spezifika von dezentraler PV hinsichtlich Marktwertbestimmung	Großhandelsmarkt	Großhandelsmarkt	Großhandelsmarkt	Großhandelsmarkt	Großhandelsmarkt	Großhandelsmarkt
<u>Akronym</u>	REF	REF, hohe Preise	REF, niedrige Preise	QUO	TEN	FiP

	Sensitivität: Der Marktwert dezentraler PV		Sensitivität: Bestandssicherung bei Biomasse-Anlagen	
	Einspeise-prämien, administrativ festgelegt	Einspeise-prämien, administrativ festgelegt	Einspeise-prämien, administrativ festgelegt	Einspeise-prämien, administrativ festgelegt
Förderpolitik für Erneuerbare Energien (Stromsektor)				
RES Ausbauziel 2030	Ja	Ja	Ja	Ja
Begleitende Maßnahmen (Minderung des Investitionsrisikos, Abbau von nicht-ökonomischen Hemmnissen)	Ja	Ja	Ja	Ja
Energiepreistrend	Standard	Standard	Standard	Standard
Spezifika von dezentraler PV hinsichtlich Marktwertbestimmung	Großhandelsmarkt	Retailmarkt	Großhandelsmarkt	Großhandelsmarkt
<u>Akronym</u>	FiP	FiP, hoher PV Marktwert	FiP	FiP, ohne Bestands-sicherung bei Bioenergie

	Sensitivität: Einfluss Energiepreistrends		
	Einspeise-prämien, administrativ festgelegt	Einspeise-prämien, administrativ festgelegt	Einspeise-prämien, administrativ festgelegt
Förderpolitik für Erneuerbare Energien (Stromsektor)			
RES Ausbauziel 2030	Ja	Ja	Ja
Begleitende Maßnahmen (Minderung des Investitionsrisikos, Abbau von nicht-ökonomischen Hemmnissen)	Ja	Ja	Ja
Energiepreistrend	Standard	Hoch	Niedrig
Spezifika von dezentraler PV hinsichtlich Marktwertbestimmung	Retailmarkt	Retailmarkt	Retailmarkt
<u>Akronym</u>	FiP, hoher PV-Marktwert	FiP, hoher PV Marktwert, hohe Preise	FiP, hoher PV Marktwert, niedrige Preise

7.2 Der Einfluss dezidiertener Förderanreize für erneuerbare Energien auf Investitionen und Kosten

Betrachtete Szenarien:

	Referenzszenario inkl. Sensitivitäten (Energiepreise)			Proaktive EE- Förderpolitik
	Keine dezidierte Förderung EE nach 2020	Keine dezidierte Förderung EE nach 2020	Keine dezidierte Förderung EE nach 2020	Einspeise- prämien, administrativ festgelegt
Förderpolitik für Erneuerbare Energien (Stromsektor)	Nein	Nein	Nein	Ja
RES Ausbauziel 2030	Nein	Nein	Nein	Ja
Begleitende Maßnahmen (Minderung des Investitionsrisikos, Abbau von nicht- ökonomischen Hemmnissen)	Nein	Nein	Nein	Ja
Energiepreistrend	Standard	Hoch	Niedrig	Standard
Spezifika von dezentraler PV hinsichtlich Marktwertbestimmung	Großhandels- markt	Großhandels- markt	Großhandels- markt	Großhandels- markt
<u>Akronym</u>	REF	REF, hohe Preise	REF, niedrige Preise	RES (FIP)

Abschnitt 3 dieses Berichts skizzierte die künftige Marktentwicklung erneuerbarer Energien in Österreich gemäß unterschiedlicher energiepolitischer Rahmenbedingungen. Konkret stand dort wie auch hier die künftige Politikambition im Fokus, also der Wille, den Grundstein zu legen für einen nachhaltigen Energiewandel. So ist klar festzustellen, dass eine proaktive Energiepolitik eine notwendige Voraussetzung ist, um die im Rahmen dieser Studie unterstellten Ausbauziele für erneuerbare Energien im Jahr 2030 zu erreichen. Politische Anreize sind insbesondere in Zeiten niedriger fossiler Energiepreise und marginaler Anreize seitens des Europäischen Treibhausgasemissionshandels unumgänglich, will man ein auf erneuerbaren Energien basierendes Energiesystem erreichen. Die künftige Entwicklung des Ausbaus erneuerbarer Energien in Österreich ist folglich politikgetrieben.

Nachfolgend wird ergänzend zu Abschnitt 3 ein Blick auf die im Einklang mit der Marktentwicklung stehenden Investitionen geworfen, welche im Falle proaktiver EE-Förderpolitik (RES-Szenario) bzw. gemäß Referenzszenario (REF), also bei Wegfall jeglicher dezidiertener EE-Förderanreize nach 2020 zu erwarten wären. Die Ausgangsbasis hierfür bildet der in Abbildung 50 dargestellte erwartete Ausbau erneuerbarer Energien im Zeitfenster 2021 bis 2030 gemäß den betrachteten Szenarien. Das EE-Zielszenario (RES) ist hierbei als blaue Linie dargestellt. Für das Referenzszenario (REF), in welchem der Wegfall dezidiertener Förderanreize für EE nach 2020 unterstellt wurde, sind drei verschiedene Verläufe abgebildet, die von unterschiedlichen Preisentwicklungen der fossilen Energieträger ausgehen. Dadurch wird die Sensibilität des EE-Ausbaus von der zukünftigen Strompreisentwicklung dargestellt. Analoge Darstellungen der hierzu korrespondierenden Investitionen bietet Abbildung 51 und es zeigt sich auch ein analoges Muster.

Ein Vergleich der beiden Basiswelten (REF vs. RES) offenbart massive Unterschiede hinsichtlich Neuinstallationen bzw. damit im Einklang stehender Investitionen: Während im Referenzszenario unmittelbar nach 2020 ein nahezu vollständiger Markteinbruch resultiert, kommt es im EE-Zielszenario (RES) zu einer stetigen Zunahme der jährlichen Neuinstallationen. So werden gemäß RES-Szenario unmittelbar nach Systemwechsel, also im Jahr 2021 rund 1300 MW zugebaut, was einem Investitionsvolumen von rund 1,5 Milliarden € entspricht. Die Menge an jährlich neu zugefügten Kapazitäten und hierzu korrespondierenden Investitionen wächst in Folge kontinuierlich an und erreicht 2030 ihren Höchstwert mit rund 1950 MW bzw. 2,2 Milliarden €. Es sinkt folglich der spezifische Investitionsbedarf je MW über die Jahre, was aber hauptsächlich aus einer Änderung des Technologiemix resultiert – hier kommt es zu einem massiven Anwachsen der PV Installationen – und nur in geringem

Ausmaß eine Folge der fortschreitenden Kostenreduktionen aufgrund technologischem Lernens. Im Mittel der betrachteten Periode 2021 bis 2030 resultiert ein jährlicher Zubau in Höhe von rund 1700 MW bzw. ein Investitionsbedarf in Höhe von knapp unter 2 Milliarden €. Während gemessen in installierter Leistung 62 % der Neuanlagen Photovoltaik-Anlagen sind, beträgt der PV-Anteil am kumulierten Investitionsvolumen nur rund 45 %. Ein radikal anderes Bild zeigt sich gemäß Referenzpfad: Hier resultiert unter Standardannahmen (mittlerer Energiepreise) im Mittel der Jahre 2021 bis 2030 ein jährlicher Zubau von nur ca. 206 MW € (bzw. rund 325 Millionen €). Im Falle hoher Energiepreise steigt der Zubau im Mittel der Jahre 2021 bis 2030 auf rund 325 MW an, was einem mittleren jährlichen Investitionsbedarf von rund 486 Millionen € entspricht. In analoger Form kommt es bei niedrigen Energiepreisen zu einem Rückgang an Neuanlagen bzw. hiermit korrespondierenden Investitionen.

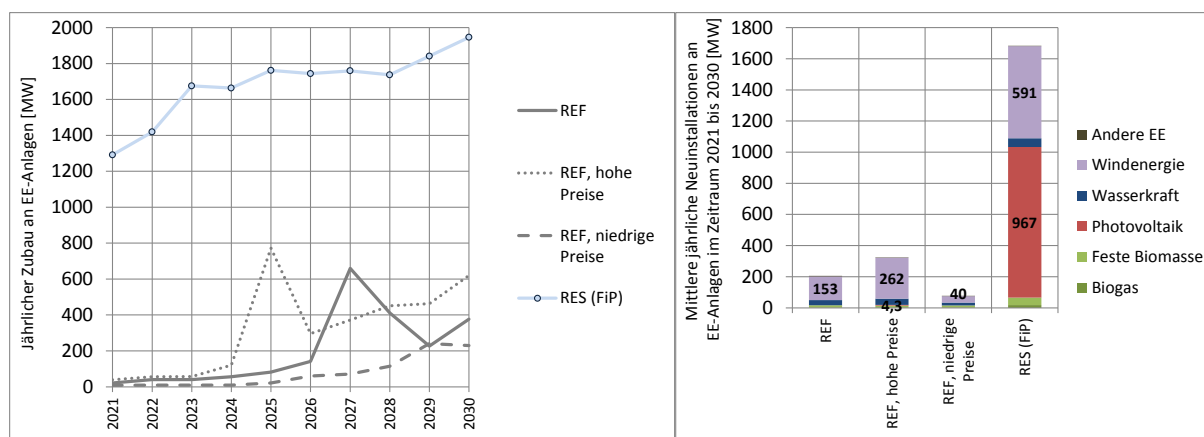


Abbildung 50: Zeitliche Entwicklung des (gesamten) jährlichen Zubaus an EE-Anlagen im Zeitraum 2020 bis 2030 (links) sowie Aufschlüsselung des mittleren (2021 bis 2030) jährlichen Zubaus nach EE-Technologie (rechts) (REF vs. RES Szenario). (Quelle: Green-X)

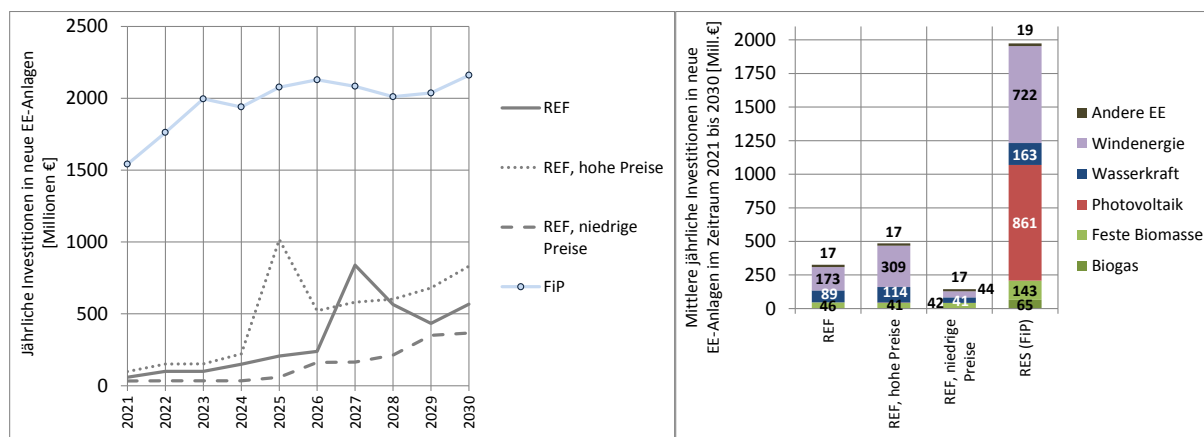


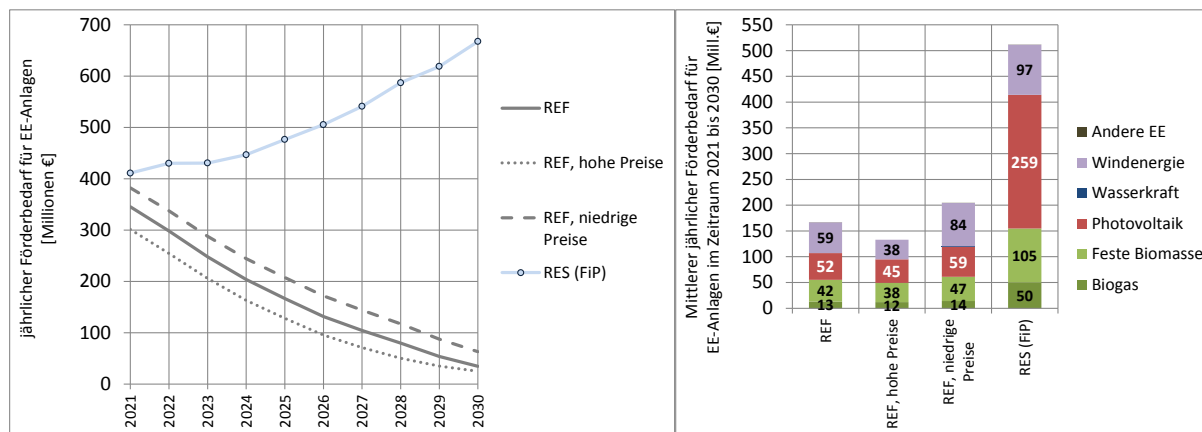
Abbildung 51: Zeitliche Entwicklung der (gesamten) jährlichen Investitionen in neue EE-Anlagen im Zeitraum 2020 bis 2030 (links) sowie Aufschlüsselung der mittleren (2021 bis 2030) jährlichen Investitionen nach EE-Technologie (rechts) (REF vs. RES Szenario). (Quelle: Green-X)

Einen Blick auf den resultierenden Förderbedarf, also die erforderlichen Unterstützungsvolumina für die Stromeinspeisung aus erneuerbaren Energien, die von der Gesellschaft bzw. im österreichischen Kontext von den Stromkunden aufzubringen sind, wagt Abbildung 52. Im Detail zeigt Abbildung 52 (links) für die Jahre 2021 bis 2030 den zeitlichen Verlauf des Förderbedarfs für Strom aus erneuerbaren Energien für alle hier betrachteten Szenarien. Gemäß Ökostrombericht 2016 (E-Control, 2016) betrug der Förderbedarf (ohne Ausgleichsener-

gieaufwendungen) im Jahr 2015 rund 630 Millionen €. ¹¹ Ein Vergleich zum künftig erwarteten Förderbedarf im Falle ambitionierter EE-Förderpolitik (RES Szenario) veranschaulicht, dass der unterstellte substantielle EE-Erzeugungszuwachs von über 31 TWh gegenüber 2015 nur bedingt Mehrkosten verursachen würde. Im Mittel der kommenden Dekade liegen die Unterstützungsvolumina sogar deutlich niedriger – bei rund 511 Millionen €. Mit zunehmenden EE-Ausbau steigt der Förderbedarf allerdings an und erreicht seinen Spitzenwert im Jahr 2030, wo rund 667 Millionen € zu Buche stehen. In den Folgejahren nach 2030 ist von einer nahezu stetigen Verminderung der Kostenbelastung auszugehen und diese würde schlussendlich bis 2045 auf null absinken.

Ergänzend zum zeitlichen Verlauf zeigt Abbildung 52 (rechts) den Förderbedarf im jährlichen Mittel zwischen 2021 und 2030. Hier erfolgt analog zur Darstellung der Investitionen und des Neuzubaus eine Aufschlüsselung auf Technologieebene. Es sei angemerkt, dass der jeweils angegebene Förderbedarf die gesamten Kosten bilanziert, also neben den Kosten für den Neubau von Wasserkraft, Wind und PV in den Jahren nach 2020 gemäß einem gegebenenfalls zu etablierendem neuen Förderregime auch jene Ausgaben für Bestandsanlagen beinhaltet, die aufgrund der bestehenden Einspeiseförderregelungen nach 2020 zu Buche treten. Die Größenordnung der Bestandsförderung in der Folgedekade veranschaulicht in erster Näherung ein Blick auf die Referenzszenarien – also jene Modellrechnungen, in denen angenommen wird, dass nach 2020 jegliche EE-Förderungen für Neuanlagen wegfallen, also keinerlei dezidierte finanzielle Förderanreize für Investitionen in EE-Technologien fortan bestehen. Ein Blick auf die EE-Fokustechnologien offenbart, dass die Produktionsförderungen des im Jahr 2020 erwarteten Anlagenbestands aus Wasserkraft, Wind und PV im Mittel rund ein Drittel der Gesamtkostenbelastung in den Jahren 2021 bis 2030 ausmacht.

Abschließend sei angemerkt, dass die Photovoltaik im Rahmen dieser Szenarien als Großhandelsoption angesehen wird. Die Ermittlung des Förderbedarfs basiert folglich auf einem Kostenvergleich der Stromerzeugung in PV-Anlagen mit dem Großhandelsstrompreis. Dezentrale PV-Anlagen, wie zu hohem Maße auch unter dem betrachteten Szenario ausgebaut, dienen aber vielerorts primär der Eigenbedarfsdeckung und nicht der Börsenpartition. Aufgrund der getätigten Annahmen kommt es folglich zu einer Überschätzung des zukünftigen Förderbedarfs wie auch eine entsprechende Sensitivitätsuntersuchung – siehe Abschnitt 7.4.1 – verdeutlicht.



¹¹ Gemäß Ökostrombericht 2016 (E-Control, 2016) betrug der Förderbedarf im Jahr 2015 755 Millionen € (nominal), wovon 61 Millionen € als Aufwendungen für Ausgleichsenergie deklariert wurden. Da im Rahmen der Modellierung der Ausgleichsenergiemarkt nicht explizit berücksichtigt werden konnte, sind für einen Vergleich zum prognostizierten künftigen Förderbedarf Aufwendungen für Ausgleichsenergie abzuziehen. Erfolgt des Weiteren, wie in der Modellierung angewandt, eine Umrechnung auf reale €₂₀₁₀ so resultiert ein mit der Modellierung vergleichbarer Nettoförderbedarf (ohne Ausgleichsenergieaufwendungen) von rund 630 Millionen € (real, in €₂₀₁₀). Die Modellrechnung unterschätzt diese Kosten um rund 10 Millionen €, was einem Fehler von 1,5 % entspricht. Es wird offensichtlich, dass die modellierungstechnisch ermittelten Ergebnisse eine gute Übereinstimmung mit den real auftretenden Werten haben.

Abbildung 52: Zeitliche Entwicklung des (gesamten) Jährlichen Förderbedarfs für EE-Anlagen im Zeitraum 2020 bis 2030 (links) sowie Aufschlüsselung des mittleren (2021 bis 2030) jährlichen Förderbedarfs nach EE-Technologie (rechts) (REF vs. RES Szenarien). (Quelle: Green-X)

7.3 Fördersysteme im Vergleich

Betrachtete Szenarien:

Fördersysteme im Vergleich			
Förderpolitik für Erneuerbare Energien (Stromsektor)	Technologie-neutrales Quotensystem	Einspeise-prämien, wettbewerblich festgelegt, strategisches Bieterverhalten	Einspeise-prämien, administrativ festgelegt
RES Ausbauziel 2030	Ja	Ja	Ja
Begleitende Maßnahmen (Minderung des Investitionsrisikos, Abbau von nicht-ökonomischen Hemmnissen)	Ja	Ja	Ja
Energiepreistrend	Standard	Standard	Standard
Spezifika von dezentraler PV hinsichtlich Marktwertbestimmung	Großhandelsmarkt	Großhandelsmarkt	Großhandelsmarkt
<u>Akronym</u>	QUO	TEN	FIP

Im Fokus der nachfolgenden Betrachtungen steht der **Vergleich unterschiedlicher Fördersysteme**, welche die erforderlichen Marktanreize schaffen sollen, um den gemäß Zielvorgabe angestrebten Ausbau erneuerbarer Energien in Österreichs Stromsektor bis 2030 zu gewährleisten. Zur Untersuchung stehen hierbei:

- Ein technologieneutrales Quotenmodell (QUO), kombiniert mit einem Handel aus Grünstromzertifikaten, welche als Nachweis zur Zielerfüllung der Quotenvorgabe dienen;
- Eine gleitende administrativ festgesetzte Marktprämie (FIP), mittels derer technologiespezifisch eine Marktanreizung erfolgen soll;
- Eine gleitende wettbewerblich bestimmte Marktprämie (TEN), mittels derer analog zur administrativen Festlegung auf Technologieebene entsprechende Marktanreize geschaffen werden sollen.

Nicht mitbetrachtet werden hierbei Investitionsfördermodelle, da eine Untersuchung der Wirkungsweise derartiger Modelle bereits in hinreichendem Maß jüngst in Tiedemann et al., 2017 erfolgte. Im Rahmen einer vergleichenden Analyse unterschiedlicher Fördersysteme wurden hierbei alternativ zu Produktionsförderungen auf Basis von gleitenden Marktprämien auch Investitionszuschüsse mitbetrachtet. Der Instrumentenvergleich wies hier klare Vorteile für das Marktprämiensystem gegenüber Investitionszuschüssen aus. Grund hierfür ist unter anderem auch der im Hinblick auf Förderkosten auftretende Vorzieheffekt im Falle von Investitionsförderprogrammen. Hier wird bereits im Jahr der Anlagenerrichtung der komplette Förderbedarf fällig, was beträchtliche budgetäre Vorzieheffekte bedingt und in Summe einen Anstieg der Unterstützungsvolumina zur Folge hätte.

Einleitend zeigt Abbildung 53 (links) die Stromerzeugung im Jahr 2030, die aus nach 2020 neu installierten EE-Anlagen stammt – also jener Anlagen, die unter dem neuen Förderregime errichtet wurden. Konkret zeigt die Grafik eine Aufschlüsselung der Stromproduktion nach Technologie. Die gesamte EE-Stromproduktion aus neuen Anlagen beträgt im Jahre 2030 je nach PolitikszENARIO zwischen 30,2 bis 30,3 TWh. Hierin ist auch enthalten, dass ein Teil des bis 2020 etablierten Anlagenbestands erneuert werden muss – rund 4,3 TWh. Somit resultiert ein Nettozuwachs an EE-Strom im Zeitraum 2020 bis 2030 im Ausmaß von 25,7 bis 25,8 TWh. Im Hinblick auf den Technologiemitx sind Unterschiede zwischen der technologieneutralen Förderung (Quotensystem mit han-

delbaren Grünstromzertifikaten (QUO)) und den Politikvarianten, wo technologiespezifische Förderanreize gesetzt werden, also den Marktprämiensystemen mit wettbewerblicher Preisbestimmung (TEN) oder administrativer Festlegung der Förderhöhe. Im Falle der technologiespezifischen Fördersysteme bestimmt das zugrundeliegende UBA-Szenario den Technologiemitmix – denn es wurden im Rahmen der Modellierung auf Technologieebene entweder der Zubau entsprechend angepasst bis die Zielmengen erreicht wurden (bei Ausschreibungen der Zubaumengen verbunden mit wettbewerblicher Preisbestimmung der Marktprämien) oder es erfolgte im Falle administrativer Festlegung der Marktprämien eine iterative Anpassung der Förderhöhe bis sich die entsprechenden Zielmengen einstellten. Im technologie-neutralen Fall ist im Gegensatz hierzu der Ausbau lediglich durch die Kosten bestimmt. Hier ist eine geringfügige Verschiebung der Technologieanteile bemerkbar: So steht ein Mehr an Windenergie und eine Steigerung des Zubaus an Kleinwasserkraftwerken erkennbar. Die geht zu Lasten der Photovoltaik sowie der Biomasse-Verstromung. Die Verschiebungen erscheinen hierbei jedoch vergleichsweise gering. Komplementär zur Stromerzeugung aus neuen EE-Anlagen bietet Abbildung 53 (rechts) in analoger Form eine Darstellung der erforderlichen jährlichen Investitionen, hier im Mittel der Jahre 2021 bis 2030. Auch hier sind die Unterschiede zwischen den betrachteten Szenarien gering und das Gesamtvolumen an erforderlicher Investitionen in EE-Anlagen kommt in allen drei Szenarien bei im Mittel der Jahre bei rund 2 Milliarden € zu liegen.

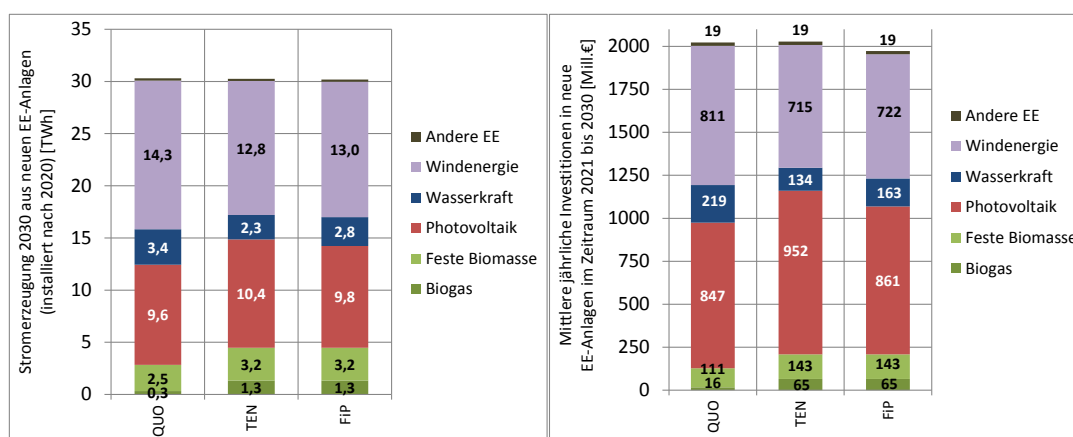


Abbildung 53: Aufschlüsselung der Stromerzeugung 2030 aus neuen EE-Anlagen (errichtet nach 2020) (links) sowie der mittleren (2021 bis 2030) jährlichen Investitionen in neue EE-Technologie (rechts) (Szenarien: Fördersysteme im Vergleich). (Quelle: Green-X)

Nachfolgend zeigt Abbildung 54 den im Hinblick auf den Instrumentenvergleich zentralen Indikator: den resultierenden Förderbedarf, also die erforderlichen Unterstützungsvolumina für die Stromeinspeisung aus erneuerbaren Energien, die im österreichischen Kontext von den Stromkunden künftig aufzubringen sind. Im Detail zeigt Abbildung 54 (links) für die Jahre 2021 bis 2030 den zeitlichen Verlauf des Förderbedarfs für Strom aus erneuerbaren Energien für alle hier analysierten Szenarien. Ergänzend hierzu erlaubt Abbildung 54 (rechts) den Förderbedarf im jährlichen Mittel zwischen 2021 und 2030. Hierbei erfolgt analog zur Darstellung der Investitionen und des Erzeugungszuwachses (siehe Abbildung 53) eine Aufschlüsselung auf Technologieebene. Da hier der Vergleich der unterschiedlichen Fördersysteme im Fokus steht, bezieht sich auf der rechten Seite von Abbildung 54 auf den Zubau neuer EE-Anlagen nach 2020, also jenem Zeitraum, in dem das neue Förderregime den EE-Ausbau bestimmt. In Abbildung 55 wird zudem der in Abbildung 54 dargestellte zeitliche Verlauf des Förderbedarfs für die Prämienmodelle FIP und TEN auf Technologieebene aufgeschlüsselt. Dem gegenübergestellt ist die kumulierte Stromerzeugung der Neuanlagen um den Vergleich der benötigten Fördermengen zu ermöglichen.

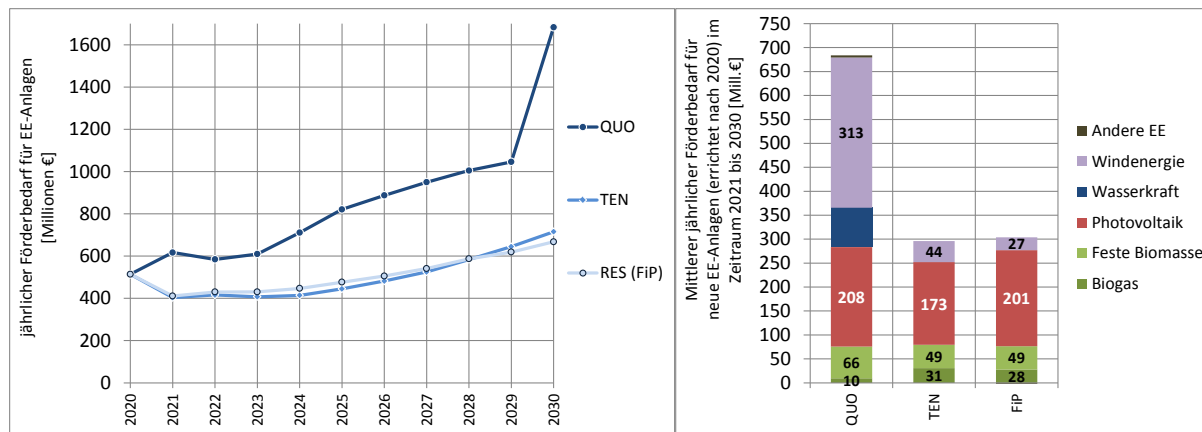


Abbildung 54: Zeitliche Entwicklung des (gesamten) Jährlichen Förderbedarfs für EE-Anlagen im Zeitraum 2020 bis 2030 (links) sowie Aufschlüsselung des mittleren (2021 bis 2030) jährlichen Förderbedarfs für neue EE-Anlagen (Errichtung nach 2020) nach EE-Technologie (rechts) (Szenarien: Fördersysteme im Vergleich). (Quelle: Green-X)

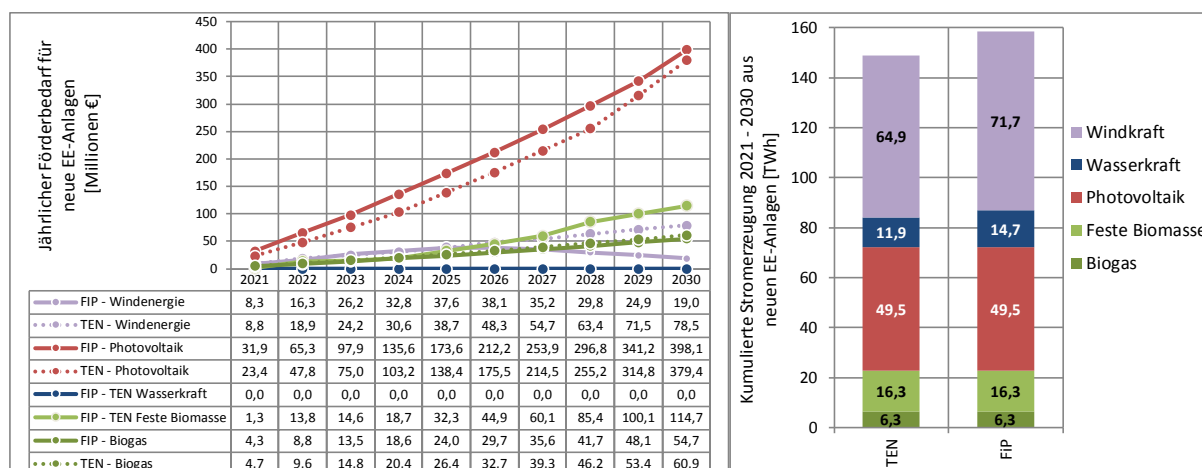


Abbildung 55 Zeitliche Entwicklung des jährlichen Förderbedarfs für EE-Neuanlagen im Zeitraum 2020-2030 nach EE-Technologie (links) sowie die kumulierte Stromerzeugung dieser Neuanlagen (rechts) (Szenarien: Marktprämienmodelle im Vergleich) (Quelle: Green-X)

Folgende Ergebnisse erscheinen im Hinblick auf einen Vergleich der Kosteneffizienz der Förderinstrumente, also der eingesetzten Fördermittel zur Erreichung der EE-Ausbaumengen, zentral:

- Abbildung 54 verdeutlicht, dass in jedem Fall Einspeiseprämien aus Effizienzgründen dem Quotenmodell vorzuziehen sind. Abbildung 55 wirft ergänzend hierzu den Detailblick auf die unterschiedlichen Einspeiseprämienmodelle. So werden die unterschiedlichen Verläufe der Kostenentwicklung einzelner Technologien in Abhängigkeit vom jeweiligen Mechanismus der Fördermittelvergabe offensichtlich. Relevant erscheint, dass eine auf Technologien zugeschnittene differenzierte Förderung – wie auch bisher etwa im deutschen EEG oder im österreichischen Ökostromgesetz üblich – den effizientesten Zielpfad vorgibt.
- Es wird offensichtlich, dass eine Umsetzung des EE-Ausbauziels gemäß UBA-Szenario für 2030, also ein Zuwachs von über 31 TWh an Stromerzeugung aus Biomasse, Wind, PV und Wasserkraft im Vergleich zu 2015, selbst bei konservativer Bewertung zum Beispiel im Hinblick auf den Marktwert dezentraler Photovoltaik nur einen geringfügigen Anstieg der erforderlichen Unterstützungsvolumina für Erneuerbare bedingt. Man vergleiche hierzu den derzeitigen (2015) Förderbedarf, welcher sich gemäß E-Control (2016) ohne Ausgleichsenergieaufwendungen auf ca. 630 Millionen € belief. Wie in Abbildung 54 verdeutlicht, kann im Falle kosteneffizienter Förderung ein nur geringfügiges Anwachsen auf rund

667 Millionen € (FiP) im Jahr 2030 erreicht werden. Im Mittel der kommenden Dekade kommt der Förderbedarf bei 504 (TEN) bis 511 (FiP) Millionen € zu liegen, klammert man das Quotenmodell verbunden mit Zertifikatshandel (QUO) aufgrund Ineffizienz aus. Für EE-Neuanlagen ergibt sich ein mittlerer jährlicher Förderbedarf in Höhe von 296 (TEN) bis 304 (FiP) Millionen €. Der Anteil der Photovoltaik muss hier natürlich stark relativiert werden. Dieser weist hier substantielle Kostenanteile aus, da sie im Rahmen der konservativen Betrachtung lediglich als Großhandelsmarktoption betrachtet wird. Berücksichtigt man aber den erhöhten Marktwert (Eigenverbrauch) dezentraler Photovoltaik – siehe hierzu die entsprechende Sensitivitätsanalyse gemäß Abschnitt 7.4.1 so wird offensichtlich, dass sogar ein signifikanter Rückgang der Kostenbelastung erreicht werden kann – in jenem Fall sinkt der Förderbedarf auf ca. 312 Millionen € im Mittel der kommenden Dekade ab. Bei Bewertung der Fördersysteme ist dieser Effekt demnach besonders zu beachten.

- Der Instrumentenvergleich offenbart signifikante Kostenvorteile für das gleitende Marktprämiensystem. Konkret erscheint die auktionierte gleitende Marktprämie als die im Allgemeinen kostengünstigste Variante, wenn der Förderbedarf für den Gesamtzeitraum 2021-2030 betrachtet wird. Es sei hier aber klar angemerkt, dass wenn man von der bisherigen Praxis der differenzierten Förderung je Technologie (etwa Investitionsförderung für Klein-PV und unterschiedliche Ausgestaltungen der Einspeiseregulungen für PV, Biomasse, Wind,...) abgeht und zu einem Marktprämiensystem übergeht, die Unterschiede zwischen den betrachteten Ausgestaltungsvarianten vergleichsweise gering sind. Ob also die Förderprämien administrativ oder über Auktionen bestimmt werden, beeinflusst den Förderbedarf nur geringfügig. Im Mittel der kommenden Dekade liegt die Differenz bei rund 1,5 %. Im Jahr 2030 wäre sogar eine Kostenreduktion bei idealer administrativer Festlegung im Vergleich zur wettbewerblichen Bestimmung erreichbar. Grund hierfür ist die erhöhte Risikobewertung seitens der Investoren, die bei wettbewerblicher Bestimmung zu erwarten wäre (siehe Abschnitt 2.2.2 hinsichtlich der getroffenen Annahmen hierzu). Das heißt eine höhere Einpreisung von Risikoprämien, die zu erhöhten Finanzierungskosten führt. Ein genauerer Blick offenbart des Weiteren, dass insbesondere bei Windenergie sogar Kostenvorteile auftreten könnten, da hier auch im Rahmen einer administrativen Festlegung bei feiner Differenzierung der Förderanreize ideale Voraussetzungen geschaffen werden können – beispielsweise unter Berücksichtigung der spezifischen Erträge (Standortgüte wie im deutschen Referenzertragsmodell).
- Als kostenmäßig ineffizient erweist sich hingegen ein Systemwechsel hin zu einer technologieneutralen Quotenverpflichtung kombiniert mit handelbaren Grünstromzertifikaten. Die mittleren Unterstützungsvolumina (inkl. Bestand) käme hier bei rund 891 Millionen € zu liegen, während beispielsweise im Falle einer auktionierten Marktprämie der mittlere (2021 bis 2030) jährliche Förderbedarf ca. 504 Millionen € beträgt. Grund für die offensichtliche Ineffizienz ist hierbei die Technologieneutralität verknüpft mit dem Spezifikum, dass das marginale Kraftwerk, also die zum jeweiligen Zeitpunkt teuerste Option den Zertifikatspreis und somit auch den Förderbedarf bestimmt. Es kommt folglich zu einer massiven Überförderung der kostengünstigen Optionen, wie etwa der Windenergie (siehe Abbildung 54 (rechts)).
- Während sich der gesamte Förderbedarf für Neuanlagen bei den Marktprämiensystemen für die Ausgestaltungsvarianten FiP und TEN im Mittel der Dekade um lediglich 2,5% unterscheidet, weist Abbildung 55 für die Technologien Photovoltaik und Windkraft deutlichere Unterschiede auf. So führt das Ausschreibungsmodell für Photovoltaik zu einem durchschnittlich 14% geringerem Förderbedarf gegenüber der administrativ festgelegten Prämie. Die wettbewerbliche Bestimmung der Förderprämie führt bei der Photovoltaik also zu signifikanten Effizienzgewinnen. Bei der Windkraft verläuft der Förderbedarf für die beiden Modelle in den Jahren 2020-2026 nahezu identisch. Ab 2026 ist beim FiP Modell, also bei administrativer Preisbestimmung mit hoher Differenzierung je nach Standortqualität, eine deutliche Reduktion des Förderbedarfs zu beobachten, während bei wettbewerblicher Preisbestimmung mittels Ausschreibungen (TEN) der ursprüngliche anwachsende Trend fortgesetzt wird. Da bei Windkraft die Anzahl der Volllaststunden die bestimmende Kenngröße darstellt, lässt sich bei Einführung eines Referenzertragsmodells analog zur deutschen Förderpraxis die Förderprämie auch

höchst effizient administrativ festlegen. Zusammen mit dem geringeren Risikoaufschlag führt dies zu sehr geringen Prämien und der entsprechenden Degression des Förderbedarfs ab 2026 – im Einklang dem erwarteten Anstieg des allgemeinen Strompreisniveaus in jenen Jahren. Bei den Technologien feste Biomasse und Wasserkraft hingegen ist der Förderbedarf wiederum für beide Ausgestaltungsvarianten identisch, bei Biogas unterscheidet er sich nur geringfügig.

- Die über den gesamten Zeitraum durch Neuanlagen eingespeisten Energiemengen unterscheiden sich um knapp 10 TWh. Bei der administrativ festgelegten Prämie ist mit Vorzieheffekten zu rechnen, die zu einer erhöhten EE-Menge führen. Anders als beim FIP, besteht beim TEN Modell eine jährliche Mengenbegrenzung hinsichtlich des Zubaus an EE-Anlagen. Insgesamt spiegelt sich der Effekt auch im jährlichen Verlauf des Gesamtförderbedarfs wider. In den Jahren 2021-2027 besteht ein höherer Förderbedarf beim FIP Modell, ab 2029 dann beim TEN. Setzt man den gesamten Förderbedarf für Neuanlagen in Relation mit deren produzierten EE-Mengen, lässt sich festhalten, dass eine optimale administrativ festgelegte Prämie zu einem effizienteren Verhältnis zwischen den beiden Größen führt als bei der wettbewerblichen Ausschreibung.

7.4 Sensitivitätsbetrachtungen: Der Marktwert dezentraler Photovoltaik, die (notwendige) Bestandssicherung der Biomasse und der Einfluss der Energiepreise

7.4.1 Der Marktwert dezentraler Photovoltaik und dessen Einfluss auf den Förderbedarf

Betrachtete Szenarien:

Sensitivität: Der Marktwert dezentraler PV		
Förderpolitik für Erneuerbare Energien (Stromsektor)	Einspeiseprämien, administrativ festgelegt	Einspeiseprämien, administrativ festgelegt
RES Ausbauziel 2030	Ja	Ja
Begleitende Maßnahmen (Minderung des Investitionsrisikos, Abbau von nicht-ökonomischen Hemmnissen)	Ja	Ja
Energiepreistrend	Standard	Standard
Spezifika von dezentraler PV hinsichtlich Marktwertbestimmung	Großhandelsmarkt	Retailmarkt
<u>Akronym</u>	FiP	FiP, hoher PV Marktwert

Während im Standardfall die Photovoltaik im Gleichklang mit allen anderen Erzeugungstechnologien angesehen wird, wo Anlagenbetreiber den produzierten Strom am Großhandelsstrommarkt anbieten und folglich das Preisniveau am Großhandelsmarkt die Konkurrenzfähigkeit bzw. wie im Falle dezidierter Förderungen die Höhe des erforderlichen Förderbedarfs bestimmt, wird im Rahmen dieser Sensitivitätsanalyse ein näherer Blick auf die dezentrale PV geworfen. Konkret wird für dezentrale PV auf Basis üblicher Anlagengrößen eine gewisse Eigenbedarfsdeckung unterstellt – siehe Box 2. Der derart genutzte Strom hat folglich eine andere Wertigkeit, da das Preisniveau auf Haushaltsebene deutlich höher ist als jenes am Großhandelsmarkt. Dies wird hierin folglich berücksichtigt und es resultiert ein verminderter Förderbedarf gemäß der eingespeisten Energiemengen und des erzielten Beitrags zur Eigenbedarfsdeckung.

Box 2: Die Abschätzung des Marktwerts des Stroms aus dezentralen Photovoltaik-Anlagen

Bei einem durchschnittlichen Haushaltsstromverbrauch von 4653 kWh/a (Quelle: Eurostat) und einer optimal ausgerichteten 5 kWp PV-Anlage (30° Aufstellwinkel, südliche Ausrichtung) liegt der durchschnittliche Eigenverbrauchsanteil bei ca. 32 % und der Deckungsgrad bei knapp 45 %.

Der durchschnittliche Strompreis laut Eurostat lag im Jahr 2015 in Österreich bei 19,83 c/kWh. Dieser Strompreis setzt sich zusammen aus den Komponenten der Stromlieferung, Netzkosten sowie Steuern und Abgaben.

Zur Bewertung des Eigenverbrauchs können nicht alle Komponenten des Strompreises herangezogen werden, da in dieser Bewertung auch fixe Kosten integriert sind, die unabhängig vom Eigenverbrauch bezahlt werden müssen. In dieser Kalkulation wird davon ausgegangen, dass die Stromlieferung ausschließlich auf variablen Komponenten basiert. Die Netzkosten hingegen können in Österreich aufgespalten werden in fixe und variable Kosten, wobei die fixen Netzkosten mit 10 % relativ gering ausfallen.

len.

Die Gesamtersparnis (ohne Umsatzsteuer) ergibt sich somit zu 15,73 c/kWh und ergibt sich nach folgender Aufschlüsselung:

<u>Ersparnis durch Eigenverbrauch von PV-Strom</u>	Fixe und Kapazitätskosten	Variable Kosten (Eigenverbrauchersparnis)
Stromlieferung		6,46 c/kWh
Netzkosten	0,59 c/kWh	5,34 c/kWh
Steuern und Abgaben	0,20 c/kWh	3,93 c/kWh
Gesamt	0,79 c/kWh	15,73 c/kWh

In der modellbasierten Analyse erfolgt eine dynamische Anpassung der obig beispielhaft für 2015 ermittelten Ersparnis, je nach unterstelltem Strompreistrend. Die Gesamtbewertung des Marktwerts dezentraler Photovoltaik berücksichtigt folglich sowohl die Ersparnis auf Basis des Eigenverbrauchs (für 32 % der PV-Stromproduktion), als auch die Erlöse aus dem Verkauf der Residualerzeugung am Strommarkt – gemäß der Annahmen umfasst dies 68 % der gesamten PV-Stromerzeugung –, wofür der standardmäßige Marktwert von Photovoltaik herangezogen wird.

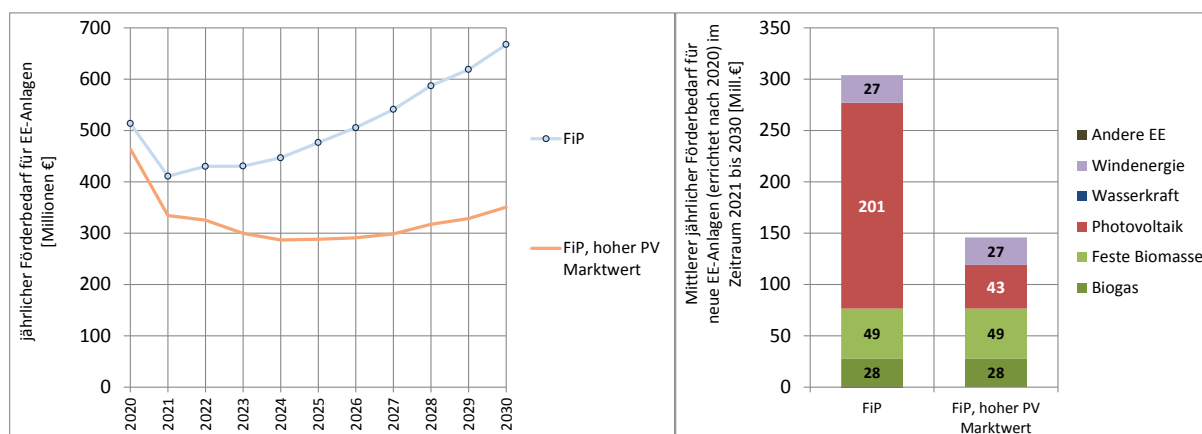


Abbildung 56: Zeitliche Entwicklung des (gesamten) Jährlichen Förderbedarfs für EE-Anlagen im Zeitraum 2020 bis 2030 (links) sowie Aufschlüsselung des mittleren (2021 bis 2030) jährlichen Förderbedarfs für neue EE-Anlagen (Errichtung nach 2020) nach EE-Technologie (rechts) (Szenarien: Sensitivitätsanalyse zum Marktwert dezentraler PV). (Quelle: Green-X)

Analog zum Instrumentenvergleich gemäß vorherigen Abschnitt veranschaulicht Abbildung 56(links) den zeitlichen Verlauf des Förderbedarfs für Strom aus erneuerbaren Energien für die betrachteten Szenarien. Komplementär hierzu weist Abbildung 56(rechts) den Förderbedarf für neu (nach 2020) errichtete EE-Anlagen im jährlichen Mittel zwischen 2021 und 2030 aus, wobei die übliche Aufschlüsselung auf Technologieebene erfolgt.

Es zeigt sich, dass bei adäquater Berücksichtigung des Marktwerts dezentraler Photovoltaik, ein deutlich verminderter Förderbedarf resultiert. Der Förderbedarf für Photovoltaik reduziert sich folglich auf rund 21 % seines Basiswerts (gemäß konservativer Abschätzung bei Nicht-Berücksichtigung des PV Marktwerts) und die Gesamtbelastung im Mittel der Jahre 2021 bis 2030 sinkt folglich um beachtliche 39 % von 511 Millionen € im Standardfall ohne Berücksichtigung des erhöhten Marktwerts auf 312 Millionen € im Falle einer Berücksichtigung dessen.

7.4.2 Die Bestandssicherung bei Biomasse-Anlagen – eine Betrachtung der Folgen eines Wegfalls

Betrachtete Szenarien:

Sensitivität: Bestandssicherung bei Biomasse-Anlagen		
Förderpolitik für Erneuerbare Energien (Stromsektor)	Einspeiseprämien, administrativ festgelegt	Einspeiseprämien, administrativ festgelegt
RES Ausbauziel 2030	Ja	Ja
Begleitende Maßnahmen (Minderung des Investitionsrisikos, Abbau von nicht-ökonomischen Hemmnissen)	Ja	Ja
Energiepreistrend	Standard	Standard
Spezifika von dezentraler PV hinsichtlich Marktwertbestimmung	Großhandelsmarkt	Großhandelsmarkt
<u>Akronym</u>	FIP	FIP, ohne Bestandssicherung bei Bioenergie

Im Bereich der festen Biomasse und auch der Biogasnutzung wurde in der ersten Dekade dieses Jahrtausends Dank hinreichender Marktanreize ein substanzieller Anlagenpark etabliert. Die Förderung des hierin erzeugten Stroms war allerdings zeitlich begrenzt auf die ersten 13 Jahre für Biogas bzw. 15 Jahre für feste Biomasse nach Errichtung. Die techno-ökonomische Lebensdauer von Biomasse- bzw. Biogas-KWK-Anlagen erstreckt sich aber auf (zumindest) 25 Jahre. Es eröffnet sich die grundsätzliche Problematik wie im Falle anhaltend niedriger Strompreise der Bestand an Biomasse-Anlagen erhalten werden kann, denn bei Biomasseanlagen beinhalten die laufenden Kosten neben Betrieb und Wartung auf die Ausgaben für den benötigten Brennstoffeinsatz. Im Standardfall wurde im Rahmen der entwickelten Szenarien unterstellt, dass eine Bestandssicherung etabliert würde und sich diese auf die volle Lebensdauer (25 Jahre als Annahme in der Modellierung) erstreckt. Im Rahmen einer Sensitivitätsuntersuchung wird nun untersucht, was bei Wegfall jeglicher Unterstützungen nach den ersten 13 bzw. 15 Betriebsjahren passieren würde. Analog zu allen Zielszenarien wurde auch hier ein Erreichen der Ausbauziele auf Technologieebene vorge setzt.

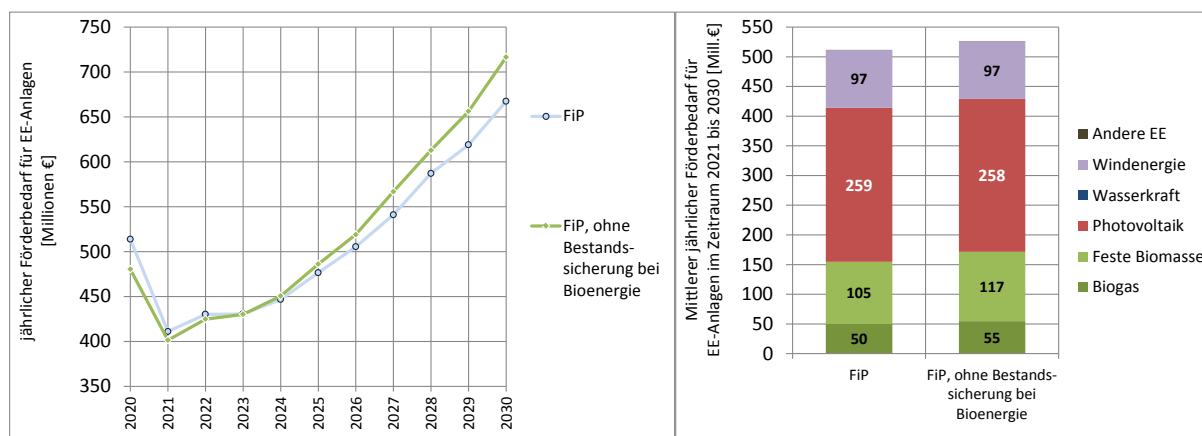


Abbildung 57: Zeitliche Entwicklung des (gesamten) Jährlichen Förderbedarfs für EE-Anlagen im Zeitraum 2020 bis 2030 (links) sowie Aufschlüsselung des mittleren (2021 bis 2030) jährlichen Förderbedarfs des gesamten EE-Anlagenbestands nach EE-Technologie (rechts) (Szenarien: Sensitivitätsuntersuchung zur Bestandssicherung bei Biomasse-Anlagen). (Quelle: Green-X)

In gewohnter Form zeigt Abbildung 57 (links) den zeitlichen Verlauf des Förderbedarfs für Strom aus erneuerbaren Energien für die untersuchten Fälle. Komplementär hierzu wird in Abbildung 57 (rechts) der Förderbedarf für den gesamten EE-Anlagenbestand (inkl. Neubau nach 2030 und Bestandsanlagen (Errichtung bis 2020)) im jährlichen Mittel zwischen 2021 und 2030 ausgewiesen, wobei die übliche Aufschlüsselung auf Technologieebene erfolgt.

Die Ergebnisse zeigen klar, dass bei Wegfall bzw. Nicht-Gewährleisten der Bestandssicherung von Biomasse-Anlagen mittels Ausdehnung der Förderdauer ein erhöhter Förderbedarf resultiert. Grund hierfür ist der verstärkte Neubau von Biomasse-Anlagen, um den Wegfall des Anlagenbestands entsprechend zu kompensieren. Die Kostenunterschiede zwischen den betrachteten Fällen werden offensichtlich: In Summe betragen diese im Zeitraum 2021 bis 2030 knapp 150 Millionen €.

7.4.3 Der Einfluss der Energiepreisentwicklung auf den erforderlichen Förderbedarf

Betrachtete Szenarien:

Sensitivität: Einfluss Energiepreistrends			
Förderpolitik für Erneuerbare Energien (Stromsektor)	Einspeiseprämien, administrativ festgelegt	Einspeiseprämien, administrativ festgelegt	Einspeiseprämien, administrativ festgelegt
RES Ausbauziel 2030	Ja	Ja	Ja
Begleitende Maßnahmen (Minderung des Investitionsrisikos, Abbau von nicht-ökonomischen Hemmnissen)	Ja	Ja	Ja
Energiepreistrend	Standard	Hoch	Niedrig
Spezifika von dezentraler PV hinsichtlich Marktwertbestimmung	Retailmarkt	Retailmarkt	Retailmarkt
<u>Akronym</u>	FiP, hoher PV-Marktwert	FiP, hoher PV Marktwert, hohe Preise	FiP, hoher PV Marktwert, niedrige Preise

Als klassische Sensitivität wird schlussendlich der Einfluss der künftigen Energiepreise, untersucht. Im Zentrum steht hier der Einfluss der Großhandelsstrompreise auf den erforderlichen Förderbedarf, also die seitens der Gesellschaft bzw. der Stromkonsumenten zu erbringenden Unterstützungsvolumina für EE-Strom. Komplementär zum Standardfall moderater Strompreise wird hierbei ein Hoch- bzw. eine Niedrigpreisszenario in die Untersuchung mit aufgenommen (siehe Abbildung 49 am Ende von Abschnitt 6). Als Ausgangsbasis der Untersuchung dient hierbei das gleitende Marktprämiensystem bei administrativer Festlegung der Fördersätze und unter Berücksichtigung des erhöhten Marktwerts dezentraler Photovoltaik.

Es resultiert das übliche Bild: Im Falle niedriger Energiepreise steigt der Förderbedarf um rund 19 % gegenüber dem Basiswert an, also von 312 (Basiswert) auf 370 Millionen € (niedrige Preise) im Mittel der Jahre 2021 bis 2030. Im Gegensatz hierzu würde bei hohen Energiepreise die Kostenbelastung um rund 20 % sinken, also von 312 Millionen € (Basiswert) auf rund 250 Millionen € (hohe Preise) gemäß den zugrundeliegenden Annahmen.

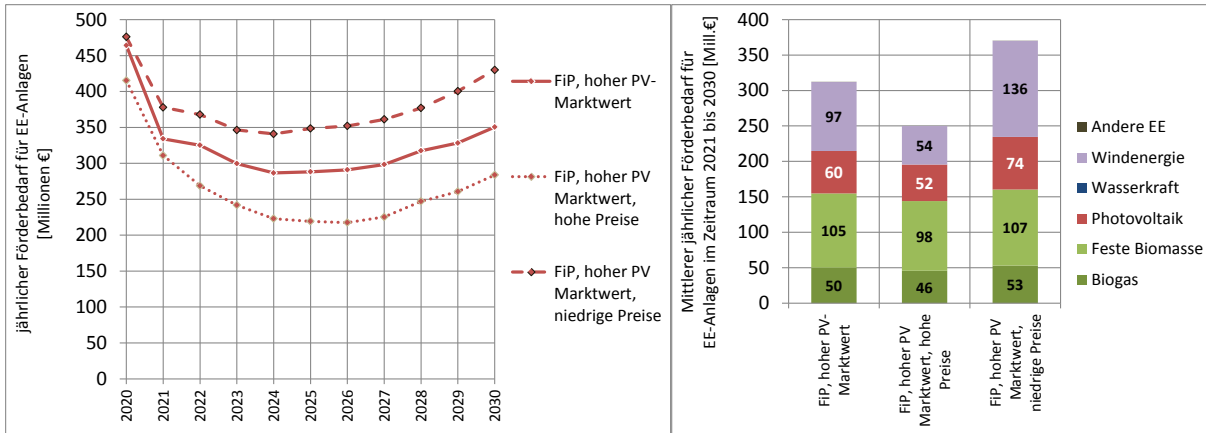


Abbildung 58: Zeitliche Entwicklung des (gesamten) Jährlichen Förderbedarfs für EE-Anlagen im Zeitraum 2020 bis 2030 (links) sowie Aufschlüsselung des mittleren (2021 bis 2030) jährlichen Förderbedarfs des gesamten EE-Anlagenbestands nach EE-Technologie (rechts) (Szenarien: Sensitivitätsanalyse zum Einfluss der Energiepreistrends). (Quelle: Green-X)

7.5 Nutzwerte im Einklang mit dem Ausbau erneuerbarer Energien

Der vermehrte Einsatz erneuerbarer Energien ist keineswegs nur mit Kosten verbunden. Es wird auch eine Reihe an Nutzwerte offensichtlich. Diese stehen im Blickpunkt der nachfolgenden Diskussion.

7.5.1 Verminderte Strombezugskosten: der Merit-Order Effekt

Zusätzlich zu den offensichtlich erscheinenden Einspareffekten bei fossilen Energien (mit Auswirkung auf die Handelsbilanz aufgrund verminderter Energieimporte) und bei den hiermit verbundenen Emissionen kommt ein weiterer Nutzwert zu tragen. Stromkunden können Energieausgaben einsparen. Durch den Merit-Order-Effekt sinken die Großhandelsstrompreise. Tabelle 25 fasst zentrale Ergebnisse zusammen: Es zeigt sich im Mittel pro Jahr (2021 bis 2030) eine Ausgabenminderung um 137 Millionen €. Der Effekt verstärkt sich mit steigendem EE-Ausbau und liegt 2030 im Vergleich zum Mittel der Dekade rund doppelt so hoch (274 Millionen € im Jahr 2030). Dies senkt die reale Kostenbelastung für Stromkunden aufgrund der EE-Förderungen deutlich und erscheint für eine Gesamtbetrachtung aller auftretenden Effekte von zentraler Bedeutung.

Tabelle 25: Merit Order Effekt: Verringerung der Strombezugskosten aufgrund des vermehrten EE-Ausbaus (im Vergleich RES vs. REF Szenario). (Quelle: Green-X)

Merit Order Effekt					
Strombezugskosten, jährlich (Großhandelsmarkt)		2020	2025	2030	Mittelwert 21-30
No Policy / Referenzszenario	M€	3.959,5	4.695,1	5.604,2	4.809,2
RES Szenario	M€	3.959,5	4.579,0	5.330,6	4.672,4
Differenz (REF-RES)	M€	0,0	116,0	273,6	136,8

7.5.2 Einsparung fossiler Energien und resultierende Treibhausgasreduktion

Wie in Tabelle 26 dargestellt, resultiert aus dem vermehrten Ausbau erneuerbarer Energien eine Verminderung des Einsatzes fossiler Energien und damit von CO₂ Emissionen von beachtlichem Ausmaß: Legt man die durchschnittliche österreichische Umwandlungseffizienz des fossilen Kraftwerksparks und den gemäß EU-Referenzszenario erwarteten künftigen Brennstoffmix zugrunde, so resultiert eine Verminderung der Ausgaben für fossile Energien in Höhe von jährlich rund 820 Mill. € im Mittel der betrachteten Zeitperiode 2021 bis 2030. Die Einsparung an fossilen Energieträgern nimmt über die Jahre zu – sie steigt von rund 3,7 TWh bzw. monetär bewertet 73 Millionen € im Jahr 2020 auf ca. 55,3 TWh, äquivalent zu 1456 Millionen € bis 2030 an. Es besteht hierbei die klare Korrelation zwischen dem Anstieg der EE-Erzeugung und der Vermeidung Fossiler. Genau betrachtet zählt hierfür die Differenz an EE-Erzeugung zwischen dem EE-Zielpfad (RES-Szenario) und der (konservativen) Referenzentwicklung (REF-Szenario). Des Weiteren kommt hier auch der Anstieg der fossilen Energiepreise zum Tragen: Bei steigenden Preisen würde auch bei gleichbleibender Verminderung des Einsatzes von Kohle und Gas die monetäre Einsparung steigen.

Tabelle 26: Vermeidung des Einsatzes fossiler Energien aufgrund des vermehrten EE-Ausbaus (im Vergleich RES vs. REF Szenario). (Quelle: Green-X)

Einsparung fossiler Energien		2020	2025	2030	Mittelwert 21-30
Einsparung fossiler Energien - Differenz RES vs. REF					
Vermiedene Stromerzeugung auf Basis fossiler Energien	GWh	1.759	14.646	25.270	15.038,9
Vermiedener Einsatz fossiler Energien, primärenergetisch	GWh	3.676	33.925	55.354	33.701,3
Vermeidung Steinkohle	GWh	1.174	8.905	12.457	8.428,8
Vermeidung Öl	GWh	76	275	354	272,9
Vermeidung Erdgas	GWh	2.426	24.746	42.543	24.999,6
Energiepreise					
Steinkohle	€/MWh	7,4	9,2	11,1	9,4
Erdöl	€/MWh	39,1	45,9	50,5	46,3
Erdgas	€/MWh	25,1	28,1	30,6	28,3
Einsparung fossiler Energien, monetär bewertet					
No Policy / Referenzszenario	M€	2.233,8	2.818,5	3.241,3	2.827,4
RES Szenario	M€	2.306,5	3.609,0	4.698,0	3.647,6
Differenz (RES-REF)	M€	72,7	790,5	1.456,7	820,3

Die Vermeidung des Einsatzes fossiler Energien geht Hand in Hand mit der Treibhausgasreduktion, welche nachfolgend vorgestellt wird. Die Vermeidung von CO₂ Emissionen in Höhe von 8,8 Mt CO₂ im Mittel der Jahre 2021 bis 2030 führt zu 210 Mill. € an mittleren jährlichen Minderausgaben für Emissionshandelszertifikate, vergleiche Tabelle 24. Erwartungsgemäß besteht auch hier die Korrelation zum vermehrten Einsatz Erneuerbarer im RES-Szenario verglichen mit der Referenzentwicklung, was in einem analogen Einspartrend wie bei der Vermeidung fossiler Energien resultiert: Vermiedene Emissionen steigen von 1,1 Mt CO₂ im Jahr 2020 auf rund 13,7 Mt CO₂ bis 2030 an, monetär gesehen ist ein doppelt so starker Anstieg beobachtbar – von 15 Millionen € 2020 auf 410 Millionen € 2030, da sich im selben Zeitraum der Preis von Emissionsrechten (real betrachtet) verdoppelt.

Tabelle 27: CO₂ Vermeidung aufgrund des vermehrten EE-Ausbaus (im Vergleich RES vs. REF Szenario). (Quelle: Green-X)

CO₂ Vermeidung		2020	2025	2030	Mittelwert 21-30
CO₂ Einsparung, Emissionsbilanz					
No Policy / Referenzszenario	Mt CO ₂	29,6	31,4	29,6	30,5
RES Szenario	Mt CO ₂	30,6	40,6	43,3	39,2
Differenz (RES-REF)	Mt CO ₂	1,1	9,1	13,7	8,8
Preis von Emissionsrechten	€/t CO ₂	14,2	20,4	29,9	22,0
CO₂ Einsparung, monetär bewertet					
No Policy / Referenzszenario	M€	420,9	641,2	883,7	669,4
RES Szenario	M€	436,0	827,1	1.294,3	879,7
Differenz (RES-REF)	M€	15,1	185,9	410,6	210,2

Einen alternativen Zugang zur Analyse der Einsparung fossiler Energien und resultierender Treibhausgasreduktion bieten die Ergebnisse aus der EDisOn Strommarktmodellierung. So ermöglicht EDisOn die direkte Berechnung der CO₂ Emissionen des österreichischen Kraftwerksparks für das Jahr 2030. Mit 8,5 Mt CO₂ für das Referenzszenario und 6,5 Mt CO₂ für das RES Szenario liegen diese nicht weit auseinander. Jedoch muss berücksichtigt werden, dass im REF Szenario Österreich ein Nettostromimporteur ist, während im RES Szenario Österreich mehr Elektrizität exportiert (vgl.: 5.3). Das bedeutet im REF Szenario, dass CO₂ Emissionen außerhalb Österreichs anfallen um die heimische Stromnachfrage zu decken. In direkter Konsequenz müssen die Import-Export Energiesalden in der Berechnung der effektiven nationalen Emissionen berücksichtigt werden. Die Energiesalden wurden folglich mit der CO₂ Intensität des fossilen Kraftwerks bewertet, da dieser im Regelfall die Grenzkapazität bereitstellt. In Tabelle 28 sind die Ergebnisse der Berechnungen aufgelistet.

Tabelle 28: CO₂ Emissionen und Vermeidung aufgrund des vermehrten EE-Ausbaus (im Vergleich RES vs. REF Szenario). (Quelle: EDisOn)

CO₂ Emissionen AT 2030

CO ₂ Emissionsbilanz			2030
REF Szenario	Effektive nationale Emissionen	Mt CO ₂	15,6
	Emissionen des nationalen Kraftwerksparks	Mt CO ₂	8,5
	Export-Import Energiesaldo	TWh	9,7
	Export-Import Emissionssaldo	Mt CO ₂	7,1
RES Szenario	Effektive nationale Emissionen	Mt CO ₂	2,1
	Emissionen des nationalen Kraftwerksparks	Mt CO ₂	6,5
	Export-Import Energiesaldo	TWh	6,5
	Export-Import Emissionssaldo	Mt CO ₂	-4,4
<u>Differenz (REF-RES)</u>		Mt CO ₂	13,5

Die effektiven CO₂ Emissionen Österreichs im REF Szenario betragen demgemäß 15,6 Mt CO₂, im RES Szenario lediglich 2,1 Mt CO₂. Durch den verstärkten Ausbau der erneuerbaren Energien können also CO₂ Einsparungen in Höhe von 13,5 Mt CO₂ erzielt werden und die durch die Elektrizitätsnachfrage bedingten Gesamtemissionen signifikant reduziert werden. Green-X und EDisOn kommen also zu äquivalenten Modellergebnissen bezüglich der Vermeidung von CO₂ Emissionen im Szenarienvergleich.

7.5.3 Beschäftigungseffekte

Durch Produktion, Installation und den Betrieb von Anlagen erneuerbarer Energie werden in Österreich erhebliche Beschäftigungseffekte erzielt. Dabei wird generell zwischen den Beschäftigungseffekten resultierend aus den Investitionen und aus dem Betrieb der Anlagen unterschieden. Unter Investitionen fallen dabei Ausgaben in Neuinstallation von EE-Anlagen. Zudem werden Beschäftigungseffekte durch den Export von Anlagen oder einzelner Komponenten dazugerechnet, wohingegen Effekte der Import nicht miteingerechnet sind. Somit sind die Investitionseffekte zum Teil auch durch einen grenzübergreifenden Markt für EE-Anlagen geprägt.

Beschäftigungseffekte durch die Energiebereitstellung resultieren aus dem Betrieb der Anlagen zur energetischen Nutzung aber auch durch Reinvestitionen (Instandhaltung) in Anlagen im Laufe ihrer Lebensdauer. Bei den Biomasse- und Biogasanlagen muss zusätzlich noch die Produktion der Brennstoffe mitberücksichtigt werden. Investitionseffekte sind daher als zeitlich begrenzt aufzufassen, da sie für jeweilige Anlage nur einmal anfallen und zudem von der Auftragslage der Unternehmen abhängen. Effekte durch die Energiebereitstellung fallen dagegen während der gesamten Lebensdauer des Anlagenbestandes an.

Tabelle 29: EE-Beschäftigungseffekte in Österreich in spezifischer Form (je MW bzw. je GWh). [Quellen: Biermayr, 2014, 2015; Koller, 2016; Strimitzer et al., 2017]

	Investitionseffekte in Vollzeit-Äquivalenten je MW _{el}	Effekte durch die Energiebereitstellung in Vollzeit-Äquivalenten je GWh _{el}
Feste Biomasse	7,4 - 18,0	2,35 - 4,55
Direkte Beschäftigung		0,10 - 0,20
Indirekte Beschäftigung		2,25 - 4,35
Biogas	26,8 - 58,0	4,05 - 5,22
Direkte Beschäftigung		0,55 - 0,92
Indirekte Beschäftigung		3,50 - 4,30
Photovoltaik	18,4 - 27,6*	0,36 - 0,51
Wasserkraft	18,0 - 44,5*	0,04 - 0,10
Windkraft	12,3 - 14,3*	0,20 - 0,26

*Die Investitionseffekte inkludieren zum Teil auch Beschäftigungseffekte außerhalb Österreichs

Tabelle 29 stellt nun die Beschäftigungseffekte durch den Betrieb von EE-Anlagen und die EE-Industrie in Österreich dar. Die Datenbasis aus den Studien gibt Aufschluss über die Anzahl der Vollzeitäquivalente in der jeweiligen Branche [Biermayr, 2014, 2015; Koller, 2016; Strimitzer et al., 2017]. Für die Berechnung der Investitionseffekte in Vollzeitäquivalenten je MW_{el} wurde die Gesamtzahl der Vollzeitäquivalente der letzten Jahre und durch Kapazität der im selben Zeitraum installierten Anlagen dividiert. Analog berechnen sich die Vollzeitäquivalente je GWh_{el} durch die Energiebereitstellung als Quotienten der Beschäftigungszahl im operativen Betrieb der Anlagen und der produzierten Energiemenge.

Die in Tabelle 29 dargestellten Werte repräsentieren jeweils Bruttoeffekte. So wird beispielsweise der Beschäftigungsrückgang durch Substitution der konventionellen Energieträger nicht abgebildet. Ebenso wird die Beschäftigung durch eine mögliche Alternativnutzung der landwirtschaftlichen Flächen zur Produktion von Brennstoffen für Biomasse oder Biogas nicht berücksichtigt.

Da eine Vielzahl an unterschiedlichen Effekten durch die intensive Vernetzung der Bioenergieerzeugung auftritt, ist eine Bewertung kaum möglich und wird dadurch im Rahmen dieser Studie auch nicht vorgenommen. Dafür wird im Gegenzug auf die Bewertung des Flächenverbrauchs durch die fossile Energieerzeugung (z.B. Braunkohleabbau) ebenfalls verzichtet.

Es zeigt sich, dass die Investitionseffekte mit 26,8 - 58,0 Vollzeitäquivalenten je MW_{el} für Biogasanlagen am höchsten sind, während sie für Windkraft- und Biomasseanlagen mit etwa 13 Vollzeitäquivalenten je MW_{el} am geringsten sind.

Im Bereich der Beschäftigungseffekte durch die Energiebereitstellung fällt auf, dass die direkten Effekte mit 0,04 - 0,92 VZÄ je GWh_{el} gering sind im Vergleich zu den indirekten resultierend aus der Bereitstellung der Brennstoffe (Biomasse und Biogas). So sind für die feste Biomasse mit 2,25 - 4,35 VZÄ je GWh_{el} zu rechnen.

Dabei muss im Allgemeinen einschränkend berücksichtigt werden, dass sich nicht zwingend die komplette Wertschöpfungskette in Österreich befindet, also wenn beispielsweise ein Teil der Brennstoffe importiert wird. Bei den hier vorliegenden Zahlen für Biomasse gemäß Strimitzer et al. [2017] erfolgte aber bereits im Rahmen der Erhebung eine Berücksichtigung von Import-Export Effekten. Die angegebenen Zahlen widerspiegeln folglich die heimische Wertschöpfung. Auch in den Zahlen von Koller [2016] sind ausschließlich die heimischen Beschäftigungs- und Wertschöpfungseffekte abgebildet.

Komplementär zu den spezifischen Effekten, also der Beschäftigung je erzeugter kWh Strom bzw. je installiertem MW elektrischer Leistung, bietet Tabelle 30 die gemäß dem betrachteten Szenario resultierenden Arbeitsplatzeffekte. Konkret zeigt die tabellarische Auflistung die zu erwartenden Beschäftigungseffekte aufgrund des vermehrten EE-Ausbaus, also aus dem Vergleich zwischen dem RES-Szenario – d.h. dem unterstellten ambitio-

nierten Ausbau EE nach 2020 – und dem konservativen Referenzszenario, in dem ein Wegfall jeglicher EE-Unterstützungen unterstellt wurde. Es werden hierbei analog zu Tabelle 29 Bandbreiten (min-max) angegeben, wie auch mittlere Werte. Im Mittel der Jahre 2021 bis 2030 ist folglich im Einklang mit dem verstärkten EE-Ausbau eine Bruttobeschäftigung in Höhe von rund 36.000 bis 53.000 Vollzeitäquivalenten Arbeitsplätzen zu erwarten. Rund ein Drittel dessen entfällt auf die Energiebereitstellung, während zwei Drittel der Investition zuzurechnen sind.

Tabelle 30: Beschäftigungseffekte aufgrund des vermehrten EE-Ausbaus (im Vergleich RES vs. REF Szenario). [Quellen: eigene Analysen basierend auf Green-X, Biermayr, 2014, 2015; Koller, 2016; Strimitzer et al., 2017]

Beschäftigungseffekte im Mittel der Jahre 2021 bis 2030 (Investition und Energiebereitstellung)		Investition			Energiebereitstellung			Gesamt		
		Min	Max	Mittel	Min	Max	Mittel	Min	Max	Mittel
Biogas	vZÄ	462	999	730	3.948	5.088	4.518	4.409	6.087	5.248
Feste Biomasse	vZÄ	241	585	413	4.335	8.394	6.365	4.576	8.979	6.778
Photovoltaik	vZÄ	17.798	26.697	22.248	1.824	2.585	2.205	19.623	29.282	24.452
Wasserkraft	vZÄ	399	987	693	44	109	77	443	1.096	770
Windkraft	vZÄ	5.394	6.271	5.833	1.209	1.572	1.391	6.603	7.843	7.223
Summe	vZÄ	24.294	35.540	29.917	11.361	17.748	14.555	35.654	53.288	44.471

7.6 Fazit

Es erscheinen folgende Punkte von zentraler Bedeutung:

- Ein äußerst verhaltener Ausbau der erneuerbaren Energien von 2020 bis 2030 ist bei Wegfall von Förderanreizen zu erwarten (siehe Ergebnisse zu Referenz / No Policy Szenario)
- Im technologieneutralen Quotensystem resultiert ein ähnlicher Erzeugungsmix als wie unter Berücksichtigung der technologiespezifischen Zielvorgaben. Es kommt aber zu leichten Verschiebungen hin zu Windenergie und Wasserkraft, auf Kosten von PV und Biomasse/Biogas.
- Der gesamte Förderbedarf zur Erreichung der EE-Ausbauziele bewegt sich im Mittel der kommenden Dekade im Rahmen von rund 250 bis hin zu maximal 891 Millionen € jährlich, abhängig von Förderpolitik, Strompreisentwicklung und dem Marktwert dezentraler Photovoltaik. Strom aus dezentralen Photovoltaikanlagen hat aufgrund der Eigenbedarfsdeckung eine andere Wertigkeit, da das Preisniveau auf Haushaltsebene deutlich höher ist als jenes am Großhandelsmarkt. Bei adäquater Berücksichtigung des Marktwerts dezentraler Photovoltaik, resultiert für diese Technologie ein um knapp 80% verminderter Förderbedarf.
- Der Merit-Order Effekt hat für die Endkonsumenten einen ausgleichenden Effekt und reduziert die Gesamtstromkosten, es resultiert ergo im Zeitraum 2021-2030 ein um durchschnittlich rund 137 Millionen € reduzierter saldierter Förderbedarf.
- Bezüglich des Instrumentenvergleichs erweisen sich gemäß den vorliegenden Ergebnissen Einspeiseprämienysteme als vorteilhaft, wobei eine wettbewerbliche Festlegung im Vergleich zur administrativen Bestimmung geringfügige weitere Kostenvorteile mit sich bringen würde. Dem gegenüber stehen allerdings volkswirtschaftliche Nachteile aufgrund der Begrenztheit des heimischen Marktes und einer resultierenden Verminderung der Akteursvielfalt¹². Die Kostenvorteile durch die wettbewerbliche Festlegung der Prämien entfallen im Wesentlichen auf den Bereich der Photovoltaikanlagen. Bei der Windkraft hingegen führt eine administrativ festgelegte Prämie zu einem geringeren Förderbedarf aufgrund des verminderten Risikos aus Sicht der Investoren.

¹² Bei unzureichendem Auktionsdesign ist zudem eine Bevorzugung marktbestimmender Akteure festzustellen. Dies kann zu einer Verringerung der Breite bzw. Tiefe der Technologiediffusion (etwa hinsichtlich lokaler Akzeptanz) führen, welche die gesamtökonomischen Auswirkungen bzw. Vorteile relativiert.

8 Zentrale Erkenntnisse und Schlussfolgerungen

Die vorliegende Studie „**Stromzukunft Österreich 2030**“ gibt Aufschluss darüber wie die Transformation hin zu einem nahezu alleinig auf erneuerbarer Erzeugung basierendes österreichische Elektrizitätssystem aussehen kann. Dabei wurden insbesondere die technischen und ökonomischen Voraussetzungen identifiziert und analysiert unter denen ein solcher Systemwandel gelingen kann. Die quantitativen Analysen fußen auf dem Einsatz dreier von der TU Wien entwickelten komplementärer Energiesystemmodelle (HiREPS, EDisOn und Green-X).

Zentrale Ergebnisse dieser Studie

- **Welche Auswirkungen sind aufgrund des forcierten Ausbaus erneuerbarer Energien in Österreichs Stromsektor zu erwarten hinsichtlich stündlicher Produktion, Speicherbedarf, Import/Export, Kosten, CO₂-Emissionen etc.?**

Mit dem Kraftwerkseinsatzmodell HiREPS wurde der Einsatz von Erzeugungskapazitäten und der Einsatz von Flexibilitätsoptionen auf stündlicher Basis simuliert. Die Simulationsläufe liefern Ergebnisse zum stündlichen Einsatz der Bereitstellungs- und Speichertechnologien unter Berücksichtigung von Im- und Exporten sowie zum Anteil Erneuerbarer und dem Einfluss auf die Emissionen der Stromerzeugung. In einem von erneuerbaren Energien geprägten Elektrizitätssystem (2030-RES Szenario), trägt in Österreich die Wasserkraft mehr als 50 % der Jahrerzeugung bei. Windkraft und Photovoltaik würden etwa 20 % respektive 15 % der benötigten Elektrizität erzeugen.

Der forcierte Ausbau der erneuerbaren Energieträger führt im Vergleich zum Referenzszenario (2030-REF Szenario) zu einer Reduktion der durchschnittlichen Spotmarktpreise in Höhe von 3,35 €/MWh. Durch den starken Ausbau an Erneuerbaren ist zudem absehbar, dass Österreich ein starker Nettostromexporteur wird. Im Gegensatz dazu ist Österreich bis dato ein Nettostromimporteur. Die verstärkte Anbindung an das europäische Übertragungsnetz durch die angenommenen Netzverstärkungs- und Netzausbauvorhaben und die damit gegebene Möglichkeit zum Im-/Export bietet einen Großteil der benötigten Flexibilität um Erneuerbare in das System zu integrieren. Die verbesserte Integration Österreichs in das europäische Verbundnetz federt Preisspitzen an den Spotmärkten ab, da etwaige Erzeugungseingänge durch Importe ausgeglichen werden können. Die Exporte über das verstärkte Übertragungsnetz tragen bis zu 11 GW und die Importe bis zu 7 GW zum Lastausgleich bei. Dies entspricht einer Steigerung von rund 7 GW im Vergleich zum bisherigen Maximalwert von rund 3 GW in Exportrichtung und entspricht ebenfalls einer Steigerung von rund 2 GW im Vergleich zum bisherigen Maximalwert rund 5 GW in Importrichtung [Quelle Christiner IEWT 2017 – Folie 8]. Dementsprechend reduziert sich der Bedarf und die Auswirkungen von weiteren, über die Szenarioannahmen hinausgehenden Flexibilitätsoptionen. Der zusätzliche notwendige Pumpspeicherausbau liegt in allen Szenarien - mit und ohne den Flexibilitätsoptionen Elektromobilität und P2H - im sehr niedrigen Bereich von 140-200 MW. Die Kopplung des Stromsektors mit Verkehrs- und Wärmesektor führt zu signifikanten Stromspitzen. Nimmt man einen Ausbau der Elektromobilität auf ~30 % an, so betragen deren maximalen Ladespitzen 5,9 GW. Pumpstromspitzen liegen bei 4,3 GW und der maximale P2H Strombezug bei 1,8GW. Insgesamt führt die Sektorkopplung durch die erhöhte Nachfrage bei den betrachteten Szenarien zu einem Anstieg der Spotmarktpreise in Höhe von 10 €/MWh. Die größte Auswirkung der untersuchten Flexibilitätsoptionen ist eine Stabilisierung des PV Marktwertes um insgesamt 10pp. Dabei spielt die Elektromobilität die bedeutendste Rolle, da P2H in Zeiten hoher Photovoltaikeinspeisung nur eine geringe Leistungsaufnahme hat.

Die effektiven CO₂ Emissionen des österreichischen Kraftwerksparks im RES Szenario des forcierten Ausbaus betragen im Jahr 2030 2,1 Mt CO₂, im Referenzszenario dagegen 15,6 Mt CO₂. Durch den verstärkten Ausbau der erneuerbaren Energien können also CO₂ Einsparungen in Höhe von 13,5 Mt CO₂ erzielt werden und die durch die Elektrizitätsnachfrage bedingten Gesamtemissionen signifikant reduziert werden.

Der vermehrte EE-Ausbau zieht signifikante Beschäftigungseffekte nach sich. Im Vergleich zwischen dem RES-Szenario – d.h. dem unterstellten ambitionierten Ausbau EE nach 2020 – und dem konservativen Referenzszenario, in dem ein Wegfall jeglicher EE-Unterstützungen unterstellt wurde ist im Mittel der Jahre 2021 bis 2030 eine Bruttobeschäftigung in Höhe von rund 36.000 bis 53.000 Vollzeitäquivalenten Arbeitsplätzen zu erwarten. Rund ein Drittel dessen entfällt auf die Energiebereitstellung, während zwei Drittel der Investition zuzurechnen sind.

- **Welche Erkenntnisse liefert eine detaillierte Betrachtung des Stromnetzes und der Versorgungssicherheit?**

Um dieser Frage nachzugehen erfolgte mit dem Netzsimulationsmodell EDisOn eine Betrachtung des Stromnetzes und der Versorgungssicherheit auf Basis einer detaillierten Modellierung des Übertragungsnetzes in Österreich. Das österreichische Stromsystem ist hierbei in hohem Detailierungsgrad (auf Basis von mehr als 70 Knoten) im Modell abgebildet, ebenso erfolgt eine Betrachtung des benachbarten und umgebenden Auslands.

Mittels der Simulationsergebnisse können wichtige Leitungsabschnitte für die Gewährleistung einer hohen Versorgungssicherheit Österreichs herausgefiltert werden, das sind:

- die Anbindungen der (Pump-)Speicherregionen, in Süd- und Westösterreich
- die notwendige 380 kV-Einbindung der Windkraftanlagen in das Übertragungsnetz situiert im Burgenland, Brucker Becken und Weinviertel
- die Donauschiene als Teil der Ost-West-Verbindung für Österreich, wichtig für die zu transportierenden Stromflüsse
- der bereits verstärkte der Salzburgabschnitt stellt eine wichtige Nord-Süd-Verbindung und Anbindung an die Pumpspeicher-Standorte in West- und Süd-Österreich dar

Das bedeutet schlussendlich, dass die geplante vollständige Schließung des 380 kV-Rings eine notwendige Voraussetzung für die zukünftige Versorgungssicherheit Österreichs darstellt.

Gleichzeitig gilt: Sind alle angenommenen Rahmenbedingungen, wie zum Beispiel die derzeit geplanten und veröffentlichten Stromnetzerweiterungen in Österreich und Europa, rechtzeitig implementiert [APG 2016] & [ENTSO-E 2015c], ist die Versorgungssicherheit, unter den gegebenen Annahmen, in Österreich zu 100 % sichergestellt, da die Stromnachfrage in jeder Stunde zu 100 % gedeckt werden kann.

- **Wie kann ein kosteneffizienter Pfad bis zu diesem Zielwert 2030 aussehen und welche ökonomischen und politischen Rahmenbedingungen müssen geschaffen werden, um diesen Pfad zu beschreiten?**

Mit dem Simulationsmodell Green-X wurde zur Beantwortung dieser Fragestellung die erforderlichen Marktanzreize, Förderbedarf und Förderdesign identifiziert und analysiert.

Es zeigte sich, dass bei einem Wegfall von Förderanreizen mit einem äußerst verhaltenen Ausbau der Erneuerbaren Energien von 2020 bis 2030 zu rechnen ist. Zur Erreichung der RES Ziele dagegen bewegt sich der gesamte Förderbedarf im Rahmen von jährlich rund 250 bis 527¹³ Millionen €, abhängig von Förderpolitik, Strompreisentwicklung und dem Marktwert dezentraler Photovoltaik. Der Merit-Order Effekt hat für die Endkonsumenten einen ausgleichenden Effekt und reduziert die Gesamtstromkosten, es resultiert ergo ein um rund 137 Millionen € reduzierter saldierter Förderbedarf. Dabei ist aus Kostengesichtspunkten von entscheidender Bedeutung „ideale“ Rahmenbedingungen zu schaffen. Eine Verminderung des Investitionsrisikos – wie unter „idealen“ Rahmenbedingungen unterstellt – senkt die Finanzierungskosten von EE-Projekten und in Folge auch

¹³ Bei der abschließenden Betrachtung wurden ineffiziente Politikansätze ausgeklammert – also konkret die technologie-neutrale Förderung auf Basis des Quotenmodells.

die Kostenbelastung. Unterlässt man derartige Reformvorhaben, so steigt die Kostenbelastung substantiell an – um rund ein Drittel wie diesbezüglich durchgeführte Untersuchungen verdeutlichen.

Im technologieneutralen Quotensystem resultiert ein ähnlicher Erzeugungsmix als wie unter Berücksichtigung der technologiespezifischen Zielvorgaben. Es kommt aber zu leichten Verschiebungen hin zu Windenergie und Wasserkraft, auf Kosten von PV und Biomasse/Biogas.

Die Green-X Analysen weisen darüber hinaus darauf hin, dass bei einem Wegfall bzw. Nicht-Gewährleisten der Bestandssicherung von Biomasse-Anlagen mittels Ausdehnung der Förderdauer ein erhöhter Förderbedarf resultiert. Grund hierfür ist der verstärkte Neubau von Biomasse-Anlagen, um den Wegfall des Anlagenbestands entsprechend zu kompensieren. Die Kostenunterschiede zwischen den betrachteten Fällen im Zeitraum 2021 bis 2030 betragen kumulativ rund 150 Millionen €.

Bezüglich des Instrumentenvergleichs erweisen sich gemäß der Green-X Ergebnisse Einspeiseprämiensysteme als vorteilhaft, wobei eine wettbewerbliche Festlegung geringfügige weitere Kostenvorteile mit sich bringen würde im Vergleich zur administrativen Festlegung der Förderhöhe. Demgegenüber stehen allerdings etwaige Nachteile aufgrund der Begrenztheit des heimischen Marktes, einer Erhöhung der Risikoprämien und einer etwaig resultierenden Verminderung der Akteursvielfalt. Des Weiteren ist zu beachten, dass die Möglichkeit einer technologiedifferenzierten Förderung einzelner Technologien ein ideales Design von Instrumenten für die jeweiligen Technologien ermöglichen würde. Somit ergäbe sich für jede Technologie ein kosteneffizienter Pfad. Der allgemeine aber geringe Vorteil einer wettbewerblichen Festlegung der Vergütungshöhe für alle Technologien wird demnach bei effizienter Ausgestaltung administrativ festgelegter Prämien bei einzelnen Technologien (etwa Windkraft oder Biogas) stark relativiert. Bei Biogas und Windkraft kommt es durch administrativ festgelegte Prämien – bei Windkraft etwa in Kombination mit einem Referenzertragsmodell – zu weitaus effizienteren Ergebnissen. Ein Systemwechsel hin zu einer technologieneutralen Quotenverpflichtung kombiniert mit handelbaren Grünstromzertifikaten erwies sich hingegen als kostenmäßig höchst ineffizient. Im allgemeinen sei abschließend angemerkt, dass zur Ermittlung der Vor- und Nachteile unterschiedlicher Fördersysteme eine weiterführende differenzierte Bewertung auf Technologieebene dienlich erscheint, denn aufgrund struktureller Vor- und Nachteile unterschiedlicher Technologien (Anbietersvielfalt, verfügbare Ressourcen) ergeben sich hier teils unterschiedliche Voraussetzungen.

9 Literatur

- [APG 2013] APG Masterplan 2030: Für die Entwicklung des Übertragungsnetzes in Österreich, Planungszeitraum 2013 - 2030, mit Ausblick bis 2050 2013.
- [APG 2016] Netzentwicklungsplan (NEP) 2016: für das Übertragungsnetz der Austrian Power Grid AG (APG), Version für die öffentliche Konsultation, Planungszeitraum 2017 – 2026, Planungsstand 15. Juni 2016.
- [Biermayr 2014] Biermayr, P. (2014) Bundesministerium für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft, Erneuerbare Energie in Zahlen - Die Entwicklung Erneuerbarer Energie in Österreich im Jahr 2013, Bundesministerium für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft: Wien.
- [Biermayr 2015] Biermayr, P. (2015) Bundesministerium für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft, Erneuerbare Energie in Zahlen - Die Entwicklung Erneuerbarer Energie in Österreich im Jahr 2014, Bundesministerium für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft: Wien.
- [Burgholzer 2016] Burgholzer, Bettina; Auer, Hans (2016): Cost/benefit analysis of transmission grid expansion to enable further integration of renewable electricity generation in Austria. In: Renewable Energy 97, S. 189–196. DOI: 10.1016/j.renene.2016.05.073.
- [Define 2015] ERA-NET Transport Electromobility+ Projekt DEFINE: März 2015, Define Synthesis Report, Development of an Evaluation Framework for the Introduction of Electromobility. Online verfügbar unter: <https://www.ihs.ac.at/projects/define/>
- [E-Control 2016] Ökostrombericht 2015. Gemäß § 52 Abs 1 Ökostromgesetz. E-Control. Wien. Online verfügbar unter: <http://www.e-control.at/documents/20903/388512/Oekostrombericht-2015.pdf/592ed7a3-4913-401d-a6d4-d57780c2776d>. [ENTSO-E 2013] ENTSO-E, Yearly Statistics & Adequacy Retrospect (YS&AR) 2013 Report, online verfügbar unter: www.entsoe.eu.
- [EEÖ 2015] EEÖ – Erneuerbare Energie Österreich (2015): Energiewende 2013- 2030 – 2050.
- [ENTSO-E 2014] ENTSO-E, Yearly Statistics & Adequacy Retrospect (YS&AR) 2014 Report, online verfügbar unter: www.entsoe.eu.
- [ENTSO-E 2014a] ENTSO-E, System Outlook & Adequacy Forecast (SO&AF) 2014-2030. Online verfügbar unter: www.entsoe.eu.
- [ENTSO-E 2015] ENTSO-E, TYNDP 2016 Scenario Development Report, 3. November 2015. Online verfügbar unter: www.entsoe.eu.
- [ENTSO-E 2015a] ENTSO-E, Statistical Factsheet (SFS) 2015, 5. Mai 2016. Online verfügbar unter: www.entsoe.eu.
- [ENTSO-E 2015b] ENTSO-E, System Outlook & Adequacy Forecast (SO&AF) 2015, 30th June 2015. Online verfügbar unter: www.entsoe.eu.
- [ENTSO-E 2015c] ENTSO-E, Project list TYNDP2016 assessments, 2015. Online verfügbar unter: www.entsoe.eu.
- [ENTSO-E 2016] ENTSO-E, Mid-term Adequacy Forecast, 2016 edition. Online verfügbar unter: www.entsoe.eu.
- [Europäische Kommission, 2016] Europäische Kommission, EU energy, transport and GHG emissions trends to 2050: Reference Scenario 2016. Basierend auf PRIMES Modellrechnungen entwickelt seitens der Technischen Universität Athen (NTUA) im Auftrag der Europäischen Kommission. Juli 2016.

- [IEA 2015] International Energy Agency: World Energy Outlook 2015. Online verfügbar unter <http://www.worldenergyoutlook.org/weo2015/>.
- [Koller 2016] Koller, W. (2016) Gesamtwirtschaftliche Effekte durch die Biogaserzeugung in Österreich, BIOGAS JOURNAL, 3-2016, 96-99.
- [Krutzler Thomas et al. 2016] Umweltbundesamt: Szenario erneuerbare Energie 2030 und 2050. Eine Kurzstudie seitens des Umweltbundesamts. Wien, 2016.
- [Löfberg 2004] Löfberg, J.: YALMIP. A toolbox for modeling and optimization in MATLAB. In: 2004 IEEE International Symposium on Computer Aided Control Systems Design. Taipei, Taiwan, 2-4 Sept. 2004, S. 284–289.
- [Miara 2011] Miara, M. et al. (2011) Wärmepumpen Effizienz: Messtechnische Untersuchung von Wärmepumpenanlagen zur Analyse und Bewertung der Effizienz im realen Betrieb. Fraunhofer ISE
- [Noothout 2016] Noothout, Paul; Jager, David de; Tesnière, Lucie; van Rooijen, Sascha; Karypidis, Nikolaos; Brückmann, Robert et al. (2016): DIACORE. The impact of risks in renewable energy investments and the role of smart policies. Final report. Ecofys. Utrecht.
- [ÖBV 2015] Österreichischer Biomasseverband (2015): Bioenergie 2030. Wien, 2015
- [Schlömer 2016] Schlömer G., L. Hofmann: Eine Heuristik zur Umbauplanung von Niederspannungsnetzen ganzer Ortschaften, Proceedings, 14. Symposium Energieinnovation, 10.-12.2.2016, Graz, Austria
- [Strimitzer et al. 2017] Strimitzer, L., Höher, M., Marz, M. (2017): Volkswirtschaftliche Bedeutung von Ökostromanlagen auf Basis fester Biomasse in Österreich. Österreichische Energieagentur – Austrian Energy Agency, Wien, März 2017.
- [Stanzer 2010] Stanzer, G. et al. (2010): REGIO Energy – Regionale Szenarien erneuerbarer Energiepotenziale in den Jahren 2012/2020.
- [Statistik Austria 2013] Energiebilanzen 1970–2012. Statistik Austria, Wien
- [Streicher et al. 2010] Streicher, W.; Schnitzer, H.; Titz, M. et al.: Energieautarkie für Österreich 2050. im Rahmen von Energie der Zukunft des Klima- und Energiefonds.
- [Tiedemann et al., 2016] Tiedemann, Silvana (Ecofys), Corinna Klessmann, Tarik El-Laboudy, Gustav Resch, Gerhard Totschnig, Marijke Welisch, Lukas Liebmann, Albert Hiesl, 2016: Fördersysteme für erneuerbare Energien in Österreich (Endbericht). Eine Studie im Auftrag von Oesterreichs Energie, durchgeführt von Ecofys und TU Wien, Berlin, Wien, 2016.
- [ZEFÖ 2011] Christian, Re.; Feichtiger, R.; Christian Ru. et al.: Zukunftsfähige Energieversorgung für Österreich. BMVIT, Wien.

10 Anhang

10.1 Stromnetzanalyse

Kürzliche Aktualisierungen zeigen, dass Abweichungen in der betrachteten Modellierung zum derzeitigen Planungsstand existieren, wie z.B. der Reschenpass wird in 220 kV-Leitungsbau erfolgen und nicht wie in dieser Netzanalyse berücksichtigt mit einer Spannung von 380 kV. Ein weiterer Punkt ist auch die Umstellung des Betriebes des Interkonnektors in die Schweiz auf 380 kV, jener wird erst nach dem Jahr 2030 starten. Der letzte Punkt ist betreffend des Ausbaus der Kärntenleitung, welcher in der Analyse als redundante Leitung zum 220 kV Abschnitt berücksichtigt wurde. Jedoch wird der vorhandene 220 kV-Abschnitt auf 380 kV verstärkt.

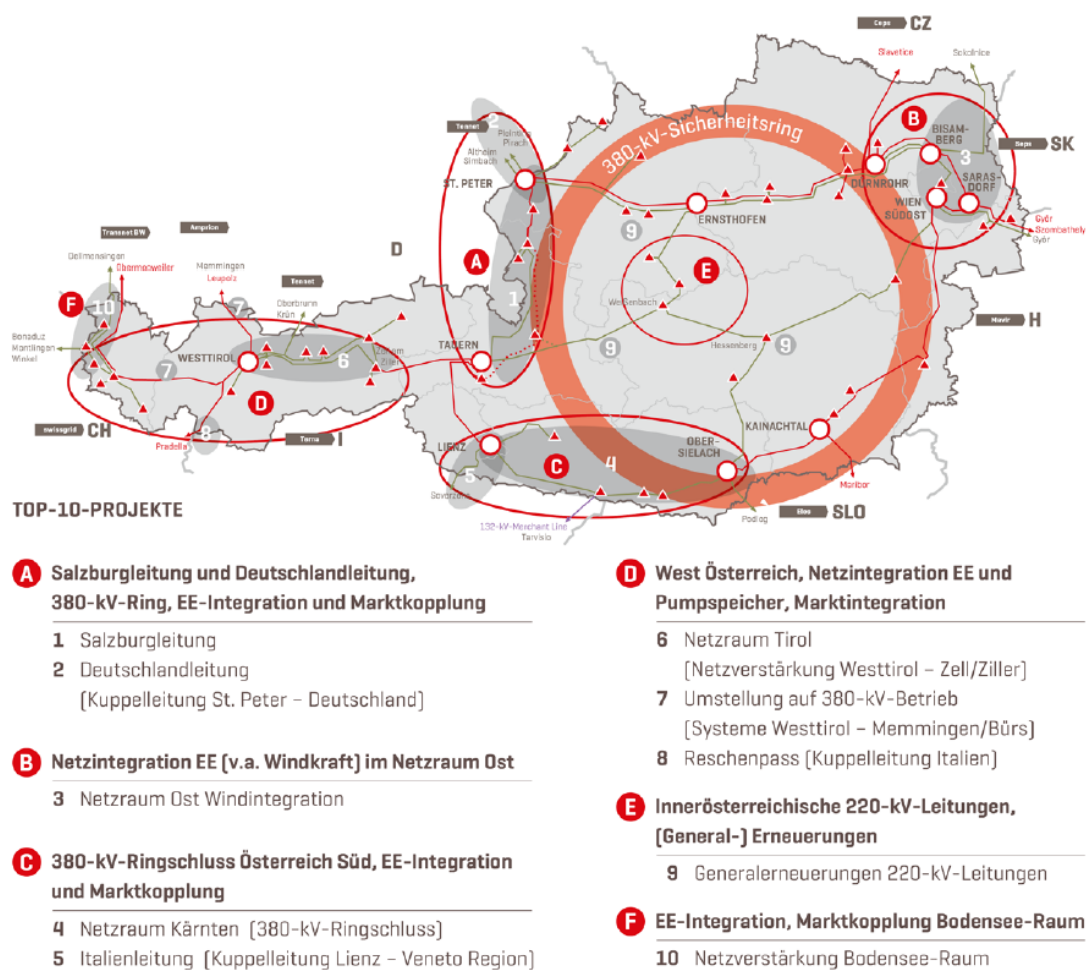


Abbildung 59: Die TOP-10-Projekte des APG-Masterplan 2030

10.1.1 Ergebnisse für das Jahr 2015

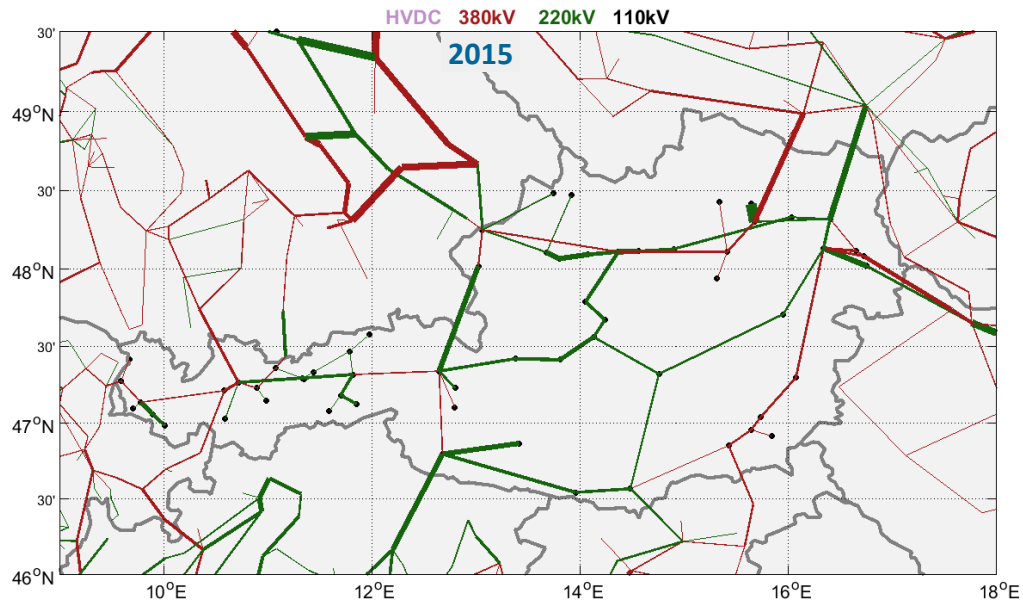


Abbildung 60: Durchschnittliche jährliche Auslastung des österreichischen Stromnetzes für das Jahr 2015, je breiter die Striche, desto höher die Auslastung bzw. Verwendung der Leitung. (Q.: EDisOn)

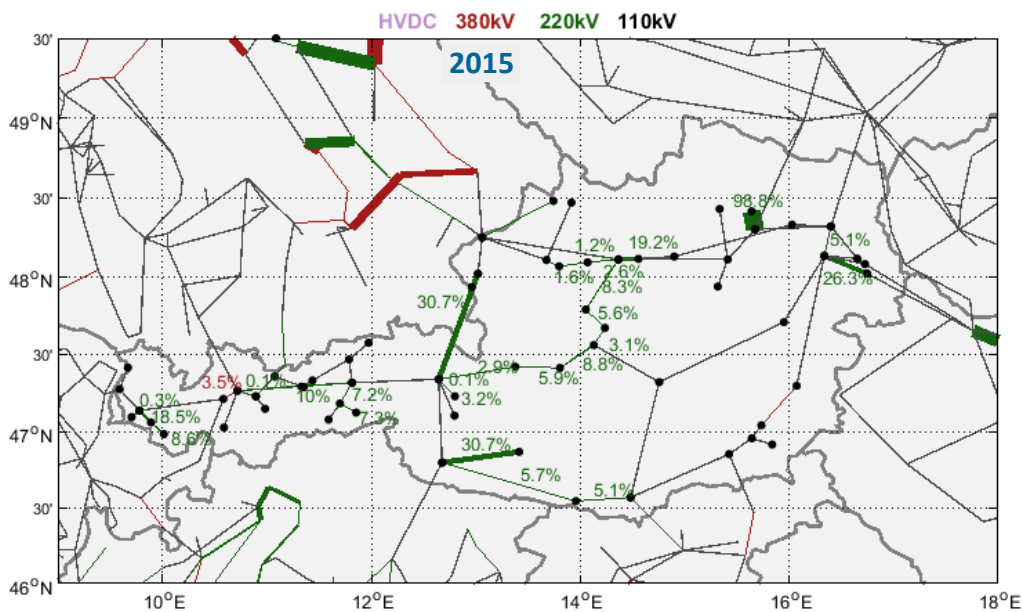


Abbildung 61: 80 %-Überschreitung des thermischen Limits, d.h. Leitungsauslastung > 80 % (in Prozent dargestellt, z.B. 10 % = 876 Stunden). (Quelle: EDisOn)

10.2 HiREPS-Modell-Kostenannahmen

Tabelle 31: Überblick über die wichtigsten technologiespezifischen Annahmen in den Szenarioläufen mit dem HiREPS Modell

	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	4000	[€2012/kW-el]	23	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] [Euro/m2 Kollektorfläche] für die Gesamtanlage ohne Speicherkosten	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