

Energiewende – regional und dezentral

Kurzfassung der Studie

Vorwort

Der Umbau der Energielandschaft ist eine gesamtgesellschaftliche Aufgabe und er braucht eine breite allgemeine Akzeptanz, um erfolgreich zu werden. Die N-ERGIE bekennt sich zu den energiepolitischen Zielen der Bundesregierung und ist regional aktiv an deren Umsetzung beteiligt. Bereits heute sind an das Netz der N-ERGIE Tochter Main-Donau Netzgesellschaft über 47.000 Wind-, PV-, und Biogasanlagen mit einer installierten Leistung von rund 2.000 Megawatt angeschlossen. Unsere Region leistet damit einen beachtlichen Beitrag zum Gelingen der Energiewende.

Die bisherige Entwicklung beweist, dass eine stark dezentral geprägte, regionale Umsetzung der Energiewende möglich ist. Trotzdem liefert die aktuelle politische Entwicklung auf nationaler und europäischer Ebene deutliche Indikatoren dafür, dass der weitere Ausbau der erneuerbaren Energien in Nordbayern in Zukunft nicht forciert, sondern vielmehr erheblich gebremst werden soll. Begründet wird dies damit, dass der bundesweite Netzausbau, der vor allem dem Zubau regenerativer Erzeugung in großer Entfernung von Verbrauchern und Lastzentren dienen soll, verzögert ist. In letzter Konsequenz könnte Nordbayern dadurch zu einer reinen Strom-Transitregion werden mit stark ausgebauter Netzinfrastruktur, wie zum Beispiel HGÜ-Trassen. Die eindimensionale Ausrichtung auf den Übertragungsnetzausbau ignoriert volkswirtschaftlich interessante Optionen und bremst innovative Akteure vor Ort aus. Diese sind aber mit ihrem Engagement für das Gelingen der Energiewende unverzichtbar.

Die Studie „Dezentralität und zellulare Optimierung – Auswirkungen auf den Netzausbaubedarf“ zeigt, dass es zum derzeit politisch eingeschlagenen Weg attraktive Alternativen gibt und der überdimensionierte Stromleitungsausbau keinesfalls die einzige Möglichkeit darstellt. Daher plädiert die N-ERGIE für eine dezentral geprägte Energiewende mit innovativen und intelligenten Lösungen vor Ort. Hierzu möchten wir mit allen Partnern in unserer Region beitragen.

Ihr



Josef Hasler, Vorsitzender des Vorstands der N-ERGIE

Kurzfassung des Endberichts

Dezentralität und zellulare Optimierung – Auswirkungen auf den Netzausbaubedarf

Auftraggeber
N-ERGIE Aktiengesellschaft

Ansprechpartner
Frank Peter (Prognos)
Prof. Dr. Veronika Grimm,
Prof. Dr. Gregor Zöttl
(FAU)

Mitarbeiter
Hanno Falkenberg (Prognos)
Marco Wunsch (Prognos)
Mirjam Ambrosius (FAU)
Bastian Rückel (FAU)
Christian Sölch (FAU)

Nürnberg, Berlin
29. Juli 2016

Prognos AG - Das Unternehmen im Überblick

Geschäftsführer

Christian Böllhoff

Präsident des Verwaltungsrates

Gunter Blickle

Handelsregisternummer

Berlin HRB 87447 B

Rechtsform

Aktiengesellschaft nach schweizerischem Recht

Gründungsjahr

1959

Tätigkeit

Prognos berät europaweit Entscheidungsträger in Wirtschaft und Politik. Auf Basis neutraler Analysen und fundierter Prognosen werden praxisnahe Entscheidungsgrundlagen und Zukunftsstrategien für Unternehmen, öffentliche Auftraggeber und internationale Organisationen entwickelt.

Arbeitssprachen

Deutsch, Englisch, Französisch

Hauptsitz

Prognos AG
Henric Petri-Str. 9
CH-4010 Basel
Telefon +41 61 3273-310
Telefax +41 61 3273-300
info@prognos.com

Weitere Standorte

Prognos AG
Goethestr. 85
D-10623 Berlin
Telefon +49 30 52 00 59-210
Telefax +49 30 52 00 59-201

Prognos AG
Science 14 Atrium; Rue de la Science 14b
B-1040 Brüssel
Telefon +32 2808-7209
Telefax +32 2808-8464

Prognos AG
Nymphenburger Str. 14
D-80335 München
Telefon +49 89 954 1586-710
Telefax +49 89 954 1586 288-710

Prognos AG
Wilhelm-Herbst-Str. 5
D-28359 Bremen
Telefon +49 421 51 70 46-510
Telefax +49 421 51 70 46-528

Prognos AG
Schwanenmarkt 21
D-40213 Düsseldorf
Telefon +49 211 91316-110
Telefax +49 211 91316-141

Prognos AG
Friedrichstr. 15
D-70174 Stuttgart
Telefon +49 711 3209-610
Telefax +49 711 3209-609

Internet

www.prognos.com

FAU/EnCN im Überblick

Der **Energie Campus Nürnberg** ist ein interdisziplinäres Energieforschungszentrum, das neue Technologien für ein ganzheitliches Energiesystem entwickelt und parallel dazu Energiemarktmotive und Analysetools, um die Zukunftschancen von Technologien zu bewerten. Als unabhängiges Forschungsnetzwerk kooperieren sechs Forschungsinstitutionen aus der Metropolregion Nürnberg in einem Zusammenschluss als interdisziplinärer Think Tank. Der **Lehrstuhl für Volkswirtschaftslehre, insb. Wirtschaftstheorie** und die **Professur für Industrieökonomik und Energiemärkte** kooperieren im **Forschungsbereich Energiemarktdesign** des EnCN.

Kontakt

Prof. Dr. Veronika Grimm

Lehrstuhl für Volkswirtschaftslehre, insb. Wirtschaftstheorie
Lange Gasse 20
90403 Nürnberg
Tel +49 911 5302 224
Fax +49 911 5302 168
veronika.grimm@fau.de
<http://www.wirtschaftstheorie.wiso.uni-erlangen.de>

Prof. Dr. Gregor Zöttl

Professur für Industrieökonomik und Energiemärkte
Lange Gasse 20
90403 Nürnberg
Tel +49 911 5302 767
Fax +49 911 5302 96281
gregor.zoettl@fau.de
<http://www.energiewirtschaft.rw.uni-erlangen.de>

EnCN Forschungsbereich Energiemarktdesign

Energie Campus Nürnberg
Fürther Str. 250, „Auf AEG“
Gebäude 16, 2. OG
90429 Nürnberg
<http://www.encn.de/forschungsthemen/energiemarktdesign/>

Hintergrund und Aufgabenstellung

Die **Prognos AG** und **FAU/EnCN** haben im Mai 2016 den Auftrag von der Nürnberger N-ERGIE Aktiengesellschaft erhalten, Analysen zur möglichen Weiterentwicklung des aktuellen Verfahrens zur Netzausbauplanung in Deutschland vorzunehmen. Vor dem Hintergrund der aktuellen Debatte um die Ausrichtung und Fortführung Energiewende werden in dieser Studie Flexibilitätsoptionen sowie alternative Rahmenbedingungen am Strommarkt als Ergänzung bzw. Alternative zur Netzausbauplanung analysiert. Mit dieser Studie wird die Grundlage dafür geschaffen, das Verfahren der Netzausbauplanung systematisch weiter zu fassen und bisher wenig berücksichtigte methodische Ansätze und Flexibilitätsoptionen zu integrieren.

Das Design der Studie und das darin verwendete Modell basiert auf dem FAU/EnCN-Gutachten für die Monopolkommission aus dem Jahr 2015, das erstmals für Deutschland eine integrierte Analyse von Netzausbauplanung und zukünftigen Rahmenbedingungen am Strommarkt erlaubt. Das dort verwendete Strommarktmodell wird in dieser Studie insbesondere um die Analyse zusätzlicher Flexibilitätsoptionen und die endogene Optimierung der Technologiewahl sowie der räumlichen Anordnung der erneuerbaren Energien erweitert. Die Studie liefert als Ergebnis in sich schlüssige ökonomische Trendaussagen und Wirkungszusammenhänge, deren Auswirkungen in detaillierten elektrotechnischen Modellierungen verifiziert werden müssen.

Zentrale Ergebnisse der Analysen

Die Analysen bestätigen, dass analog zu den Ergebnissen des Netzentwicklungsplans unter aktuellen Rahmenbedingungen ein umfangreicher Ausbau der Übertragungsnetze notwendig ist, um die erneuerbare und konventionelle Stromerzeugung in die Verbrauchszentren zu transportieren. Durch Einsatz von Flexibilitätsoptionen oder die Anpassung der Rahmenbedingungen am Strommarkt kann der notwendige HGÜ-Ausbau unter bestimmten Voraussetzungen jedoch um mehr als 50% reduziert werden. Dazu gehören ein optimales Einspeisemanagement, die Einplanung von vermehrtem Redispatch als Alternative zum Netzausbau sowie die Installation flexibler Verbraucher in Regionen hoher erneuerbarer Erzeugung. Der Einsatz dieser Flexibilitätsoptionen beeinflusst die optimale Allokation der erneuerbaren Energien, insbesondere der Photovoltaik- und Wind-Onshore-Anlagen. Würden zusätzlich regionale Preissignale verwendet, um Produktion und Verbrauch zu lenken, kann der notwendige HGÜ-Ausbau noch weiter reduziert werden. Das bedeutet im Umkehrschluss auch, dass ein verzögerter Netzausbau nicht zwingend dem Ausbau der erneuerbaren Energien entgegensteht. Maßnahmen, die Erzeugung oder Verbrauch nicht flexibel an die zunehmend fluktuierende Erzeugung aus erneuerbaren Energien anpassen, sind weniger geeignet, die Kosteneffizienz zu steigern und den notwendigen Leitungsausbau zu verringern. Die wichtigsten Ergebnisse im Einzelnen sind:

Das aktuelle Vorgehen bei der Netzausbauplanung in Deutschland berücksichtigt die Wechselwirkung der Kostenentwicklung von Erzeugung, Verbrauch und Übertragungsnetz nur unzureichend.

- Andere als der Netzausbauplanung zugrundeliegende Szenarien, die Flexibilitätsoptionen einbeziehen und andere Rahmenbedingungen unterstellen könnten den notwendigen HGÜ-Netzausbau in Deutschland halbieren.

- Maßnahmen wie die optimale Anlagenabregelung und die verbesserte räumliche Allokation von erneuerbaren Erzeugungsanlagen und Stromverbrauchern werden mit exogenen Vorgaben im von der Bundesnetzagentur genehmigten Szenariorahmen des Netzentwicklungsplans nicht erfasst und ergeben in Modellrechnungen einen Effizienzgewinn von 1,7 Mrd. Euro pro Jahr.
- Schon moderate Anpassungen des Marktdesigns würden dazu führen, dass bei einer optimalen Allokation der erneuerbaren Erzeugung im Jahr 2035 7 GW mehr PV und 1,5 GW mehr Wind im Süden installiert wären. Dies hätte signifikante Auswirkungen auf den Netzausbau.
- Eine dem heutigen NEP vorgeschaltete Entwicklung eines breiteren Spektrums an möglichen Szenarien könnte Impulse für eine aus Gesamtsystemsicht kosteneffizientere Ausgestaltung der NEP-Szenarien liefern.

Die räumliche Verteilung der EE-Anlagen in Deutschland verändert sich bei kosteneffizienter Ansiedlung erheblich.

- Aus Gesamtsystemsicht sollten erneuerbare Erzeugungsanlagen in stärkerem Ausmaß in Süddeutschland zugebaut werden.
- In Verbindung mit einem verbesserten Einspeisemanagement verringert sich die Transportaufgabe im Stromnetz signifikant.
- Die räumliche Verteilung und der Technologiemark reagieren sensitiv auf die Entwicklung der Kosten einzelner Erzeugungs- und Netztechnologien. Sinken beispielsweise die Kosten der Photovoltaik im Vergleich zur Windenergie weniger stark, würde im Süden Deutschlands langfristig deutlich mehr Wind zu gebaut.
- In den Modellrechnungen übersteigt die installierte Leistung an Wind und PV im Systemoptimum die im NEP-Szenariorahmen avisierte installierte Leistung um 10 % (16,5 GW). Die Anlagen sind in diesem Optimal-Szenario verbrauchsnahe aber weniger erzeugungseffizient platziert, so dass ein Großteil des Netzausbaus vermieden werden könnte.

Verbesserte Rahmenbedingungen und Flexibilitätsoptionen können Netzausbau vermeiden

- Die kosteneffiziente und systemdienliche Abregelung von erneuerbaren Energien reduziert den notwendigen Netzausbau erheblich.
- In den Modellrechnungen reduziert eine effiziente Abregelung von 5% der erneuerbaren Erzeugung den notwendigen Netzausbau und die EEG-Umlage um jeweils mehr als 40%, das entspricht Effizienzgewinnen von mehr als 1,3 Mrd. Euro. pro Jahr.
- Der aktuell mangelnde Netzausbau aufgrund fehlender gesellschaftlicher Akzeptanz ist somit kein Hindernis für einen weiterhin ambitionierten EE-Ausbau.
- Eine veränderte räumliche Allokation von Verbrauchern wie Power-to-x Technologien sowie von regelbaren Erzeugungsanlagen verringert den Netzausbau nur in Verbindung mit regional differenzierten Preissignalen.

Die analysierten Rahmenbedingungen und Flexibilitätsoptionen

Die betrachteten Rahmenbedingungen und Flexibilitätsoptionen orientieren sich an einer Analyse der aktuellen Vorgehensweise im NEP. Es werden folglich jene Parameter einer Variation unterzogen, die im Rahmen der heutigen Netzentwicklungsplanung aus der Perspektive der Autoren nicht ausreichend gewürdigt werden. Vom Verfahren her werden veränderte Parameter sowohl in Einzelanalysen als auch in unterschiedlichen Kombinationen geprüft. Die Szenarien untergliedern sich in zwei Gruppen. In der ersten Gruppe, gekennzeichnet mit dem Kürzel *MG* (Marktgleichgewicht), werden die veränderten Parameter unter den heute gültigen Regeln einer einheitlichen Strompreiszone getestet. Die unter dem Kürzel *FB* (First Best) zusammengefasste Gruppe repräsentiert Analysen, bei denen die Veränderung der Parameter unter Nutzung regionaler Preissignale in den 16 Marktgebieten getestet wurden. Die Analysen unter einem solchen „Nodalpreissystem“ sind als Benchmark unter wohlfahrtsoptimalen Bedingungen gedacht und erlauben eine Abschätzung der maximalen Wohlfahrtsgewinne durch Anpassung von Rahmenbedingungen und Nutzung von Flexibilitätsoptionen im Vergleich zum heutigen Marktgleichgewicht.

Sowohl in der Gruppe Marktgleichgewicht als auch in der Gruppe First Best werden entsprechend verschiedene Maßnahmen und Flexibilitätsoptionen in Modellrechnungen getestet:

- **(RED&EM)** Engpässe im Stromnetz können alternativ (zum Netzausbau) ex post durch Redispatch vermieden werden. Ein optimales Einspeisemanagement berücksichtigt die Abregelung von erneuerbarer Erzeugung bei negativen Preisen und auch im Rahmen des Redispatch, wenn dies die systemgünstigste Lösung darstellt. Beides wird bei der Netzplanung antizipiert.
- **(EE)** In diesen Szenarien wird die Standortwahl von Wind- und Photovoltaikanlagen optimal getroffen. Dabei werden mehr oder weniger Netzausbau und EE-Erzeugung an optimalen und weniger optimalen Standorten gegeneinander abgewogen. Zudem wird der optimale Technologiemitel der erneuerbaren Erzeugung zur Erreichung des im NEP angestrebten EE-Anteils an der Erzeugung bestimmt.
- **(KWK)** Es wird ermittelt, ob eine alternative Ansiedlung von KWK-Anlagen zu Verbesserungen hinsichtlich Wohlfahrt und weniger Netzausbau führen kann. Die Modellvariante betrachtet daher eine Konzentration von KWK-Anlagen vorwiegend in den südlichen Bundesländern, wo ihre Produktion potenziell die Notwendigkeit reduziert, Strom aus anderen Regionen in den Süden zu transportieren.
- **(P2G)** Eine weitere Möglichkeit zur Reduktion des notwendigen Netzausbaus besteht darin, in Regionen mit hoher Stromproduktion Anlagen zu installieren, die Strom gezielt zu Zeiten eines hohen Angebots verbrauchen. Eine solche Alternative, die einfach in die Modellierung integrierbar ist, sind Power-to-Gas-Anlagen (P2G).
- **(WP)** Einen ähnlichen Effekt kann ein gezielter Einsatz von Wärmepumpen in Regionen mit hoher erneuerbarer Stromproduktion auslösen. Wärmepumpen erhöhen die Stromnachfrage und werden über die Wärmenachfrage von Haushalten gesteuert. Im Modell wird exemplarisch eine Variante gerechnet, bei der überproportional viele Wärmepumpen im Norden installiert sind.
- **(EV)** Als letzter Parameter wird eine beschleunigte Marktdurchdringung von PV-Batterie-Systemen bei Ein- und Zweifamilienhäusern im Süden Deutschlands (RP, SL, BW, BY) untersucht. Durch die Kombination der PV-Anlagen mit Batteriespei-

chern ist mit deutlich glatteren Einspeiseprofilen zu rechnen. Dies wird in der Modellierung durch veränderte Einspeisevektoren der PV-Anlagen berücksichtigt.

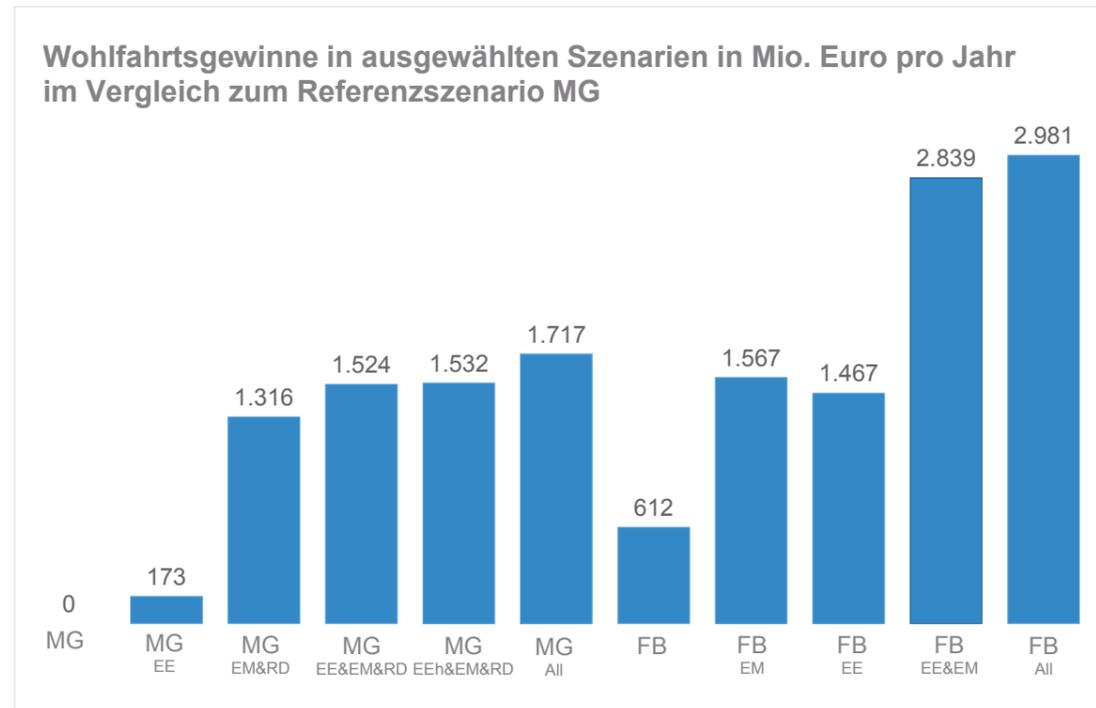
Die Ergebnisse im Detail

Die Analysen der untersuchten Varianten zeigen, dass das aktuelle prägende Vorgehen im NEP, welches durch das Referenzszenario MG in dieser Studie gekennzeichnet ist, Verbesserungspotenzial aufweist. Neben deutlichen möglichen Effizienzgewinnen ergeben sich in verschiedenen Szenarien umfangreiche Einsparpotentiale beim Netzausbau, eine andere regionale Verteilung der erneuerbaren Energien in Deutschland und in der Konsequenz auch potenziell Preisvorteile für die Endkunden.

Im Vergleich zu der NEP-Referenz lassen sich den Modellrechnungen zufolge auch schon im Marktgleichgewicht – also bei einer einheitlichen Strompreiszone – deutliche **Effizienzgewinne** erzielen. Der größte Anteil entfällt dabei auf die Einführung eines optimalen Einspeisemanagements bei den erneuerbaren Energien und beim Redispatch. Alle Maßnahmen kombiniert führen im Marktgleichgewicht zu einem Effizienzgewinn von 1,7 Mrd. Euro pro Jahr (vgl. Abbildung 1).

Durch die Einführung **regionaler Preise** in den Modellrechnungen lassen sich die Effizienzgewinne deutlich erhöhen. In der Variante FB_{All} ergibt sich ein Effizienzgewinn von nahezu 3 Mrd. Euro pro Jahr, wobei bereits 2,8 Mrd. Euro pro Jahr mit der Einführung des Einspeisemanagements und der optimalen EE-Allokation erzielt werden.

Abbildung 1: Wohlfahrtsgewinne in ausgewählten Szenarien in Mio. Euro pro Jahr im Vergleich zum Referenzszenario MG, das die aktuellen Rahmenbedingungen der Netzausbauplanung abbildet.



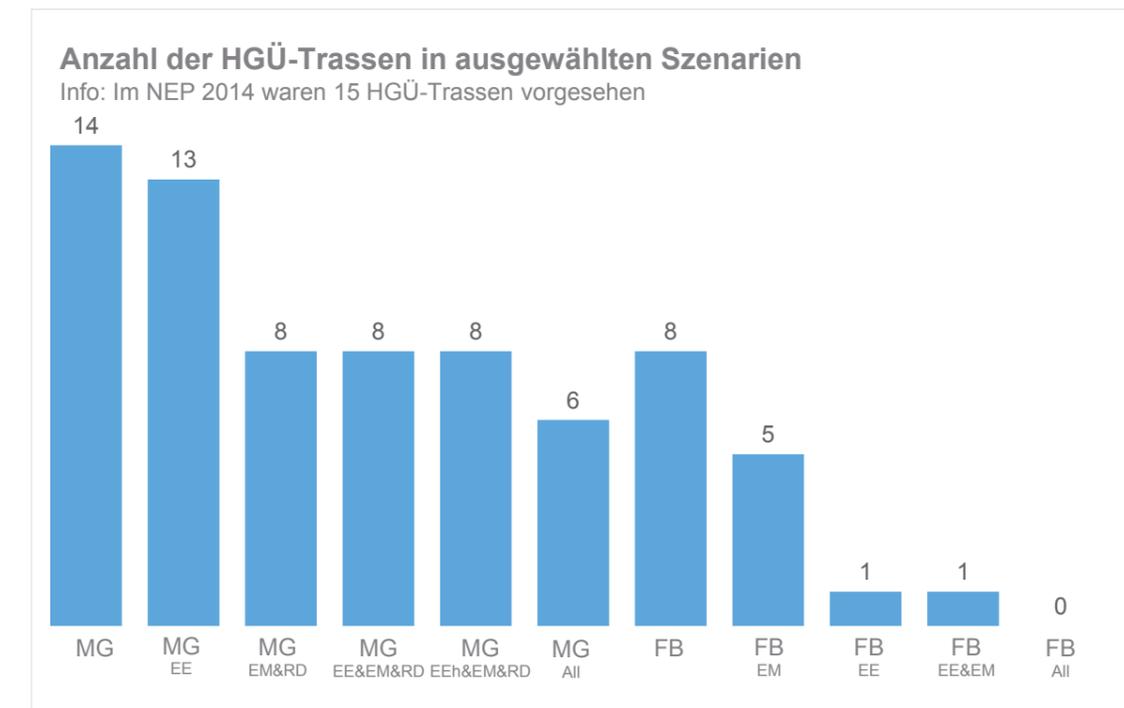
Quelle: eigene Darstellung

Die **Anzahl der notwendigen HGÜ-Trassen** ließe sich den Berechnungen zufolge durch die Einführung verschiedener Maßnahmen deutlich reduzieren. Würden alle Maßnahmen (Einspeisemanagement, Redispatch, optimale EE-Verteilung, KWK-Anlagen vor allem im Süden und die Installation von zusätzlichen Verbrauchern (PtG) im Norden) im heutigen Marktumfeld implementiert (MG_{All}), ließe sich der Netzausbau mehr als halbieren (vgl. Abbildung 2).

Den größten Einzeleffekt hat dabei bei heutigen Marktbedingungen die Einführung eines **optimalen Einspeisemanagements** in Verbindung mit **Redispatchmaßnahmen** (MG_{EM&RD}). Dieses Ergebnis verdeutlicht, dass das heutige Vorgehen im NEP – im Rahmen der Netzplanung lediglich mit einer starren Vorgabe der maximalen EE-Anlagenabregelung von 3 % der Jahresarbeit zu rechnen – zu überdenken ist.

Gänzlich ohne HGÜ-Netzausbau kommen die Modell-Szenarien aus, die alle oben genannten Maßnahmen mit der Einführung regionaler Preise kombinieren (FB_{All}). Bei regionalen Preissignalen hat die optimale Allokation erneuerbarer Erzeugung innerhalb Deutschlands (FB_{EE}) einen größeren Einfluss auf die Vermeidung von Netzausbau im Vergleich zum heutigen Marktregime mit einer Preiszone (MG_{EE}).

Abbildung 2: Anzahl der HGÜ-Trassen im Jahr 2035 in ausgewählten Szenarien im Vergleich zum NEP-Entwurf 2015.*



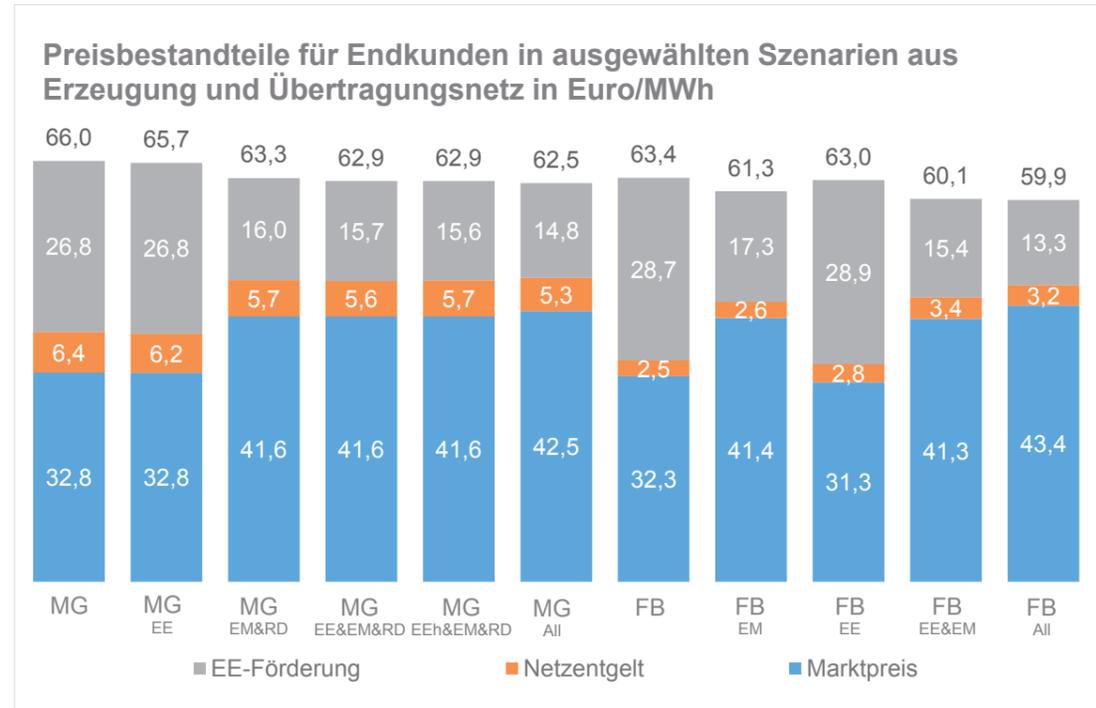
Quelle: eigene Darstellung

Aus den Effizienzgewinnen und dem verringerten Netzausbau ergeben sich für die in dieser Studie betrachteten **Preisbestandteile** Vorteile für den durchschnittlichen Endkunden in Deutschland. Endkunden müssen in den Alternativszenarien in Summe weniger für die hier betrachteten Preisbestandteile bezahlen als in der NEP-Referenz. Regionale Verschiebungen, die sich vor allem in den Varianten mit regionalen Preissignalen ergeben, sind hier nicht im Detail abgebildet.

Besonders deutlich werden insbesondere die strukturellen Verschiebungen zwischen den Preisbestandteilen. Während sich die Kosten für Netzentgelte auf der Übertragungsebene deutlich reduzieren, erhöhen sich spezifisch die Kosten für die Stromerzeugung.

In den Szenarien mit höheren durchschnittlichen Marktpreisen (v.a. durch weitgehende Vermeidung negativer Preise) verringert sich entsprechend die notwendige Förderung für eine ausreichende Finanzierung der erneuerbaren Energien. Insbesondere in den Szenarien mit optimaler Abregelung der EE steigen durch deutlich weniger Stunden mit negativen Preisen die Marktpreise an und reduzieren die spezifisch notwendige EE-Förderung.

Abbildung 3: Preisbestandteile für Endkunden aus Erzeugung und Übertragungsnetz in ausgewählten Szenarien, ohne Steuern, Konzessionsabgaben, Netzgebühren aus dem Verteilnetz, und KWK-Umlagen.



Quelle: eigene Darstellung

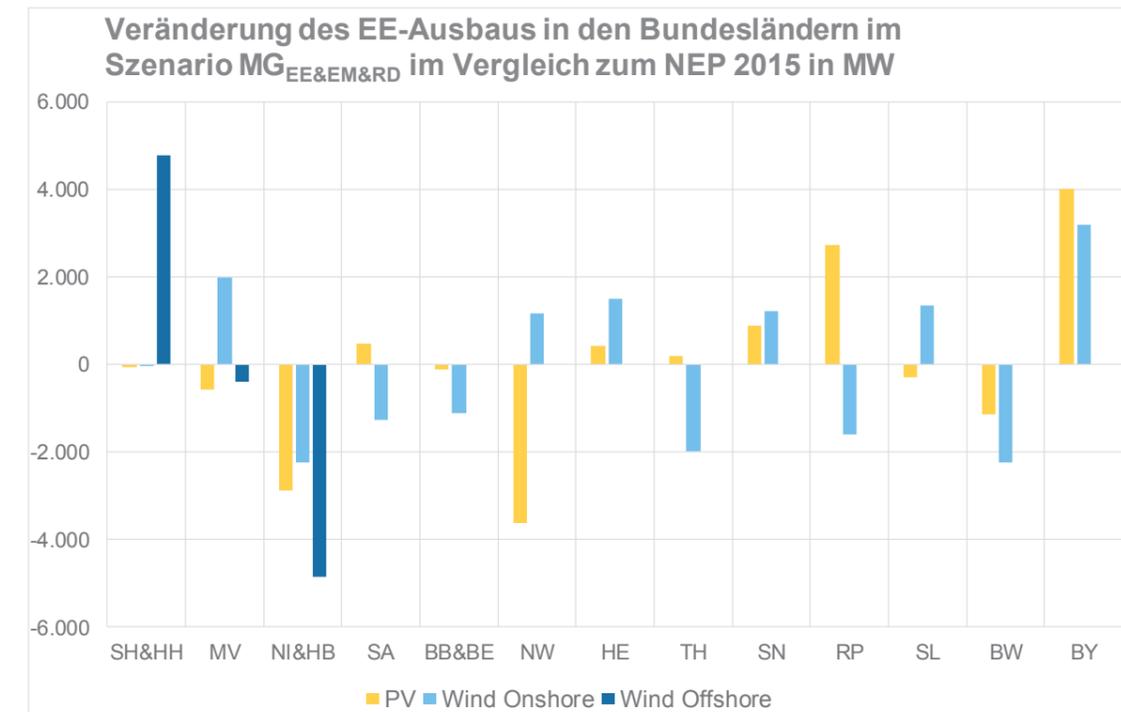
Die räumliche Verteilung der erneuerbaren Energien verändert sich in den Modellrechnungen bei einer optimalen Ansiedlung der EE-Technologien im Vergleich zu den NEP-Szenarien deutlich (vgl. Abbildung 4). Dadurch kann Netzausbau vermieden werden.

Insgesamt wird tendenziell mehr erneuerbare Erzeugung in den Süden verlagert. Die Effekte der Verlagerung zwischen den einzelnen erneuerbaren Energieträgern sind im Vergleich zu den räumlichen Verlagerungen zwischen den Bundesländern eher zu vernachlässigen. Die hier getätigten Analysen gehen rein von Flächenpotenzialen aus und berücksichtigen keine Transaktionskosten, die eventuell durch Akzeptanzfragen in einzelnen Bundesländern und Regionen entstehen können.

Insbesondere Niedersachsen verliert über alle Energieträger hinweg merklich an Bedeutung für den EE-Ausbau. In Nordrhein-Westfalen wird weniger Photovoltaik installiert, in Thüringen, Rheinland-Pfalz und Baden-Württemberg wird deutlich weniger Wind zugebaut. In Sachsen und Bayern hingegen werden erheblich mehr EE zugebaut.

Die Verschiebung der Offshore Windenergie ist getrieben durch die Zuweisung der nutzbaren Flächen in der Deutschen Bucht zu Bundesländern, ohne entsprechend konkret die Anlandung der jeweiligen Netzanbindung zu berücksichtigen. Hier wird deutlich, dass es kaum eine Verschiebung zwischen Nord- und Ostsee gibt.

Abbildung 4: Die Veränderung des EE-Zubaus in MW in den Bundesländern im Jahr 2035 im Szenario MG_{EE&EM&RD} im Vergleich zum Szenariorahmen des NEP 2015.



Quelle: eigene Darstellung



