

Investitionsanreize in Erzeugungs- und Netzkapazität am Strommarkt: Die Rolle des Marktdesigns

Veronika Grimm
FAU Erlangen-Nürnberg
Wien, 8.11.2016



Joint work with....

Dieser Vortrag basiert auf Arbeiten von

- Mirjam Ambrosius
- Veronika Grimm
- Bastian Rückel
- Christian Sölch
- Gregor Zöttl

An der Modellentwicklung waren zudem beteiligt:

- Alexander Martin
- Lars Schewe
- Martin Schmidt
- Martin Weibelzahl

Die Wissenschaftler kooperieren im Bereich
Energiemarktdesign des Energie Campus
Nürnberg

Der **Energie Campus Nürnberg** ist ein interdisziplinäres Energieforschungszentrum, das neue Technologien für ein ganzheitliches Energiesystem entwickelt und parallel dazu Energiemarktmodelle 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.

Die Ausführungen basieren zudem auf zwei Gutachten:

- **Dezentralität und zellulare Optimierung – Auswirkungen auf den Netzausbaubedarf.** Gutachten im Auftrag der N-Energie AG, gemeinsam mit der Prognos AG und G. Zöttl, M. Ambrosius, B. Rückel und C. Sölch (2016).
- **Regionale Preiskomponenten im Strommarkt.** Gutachten im Auftrag der Monopolkommission in Vorbereitung des 71. Sondergutachtens Energie2015 der Monopolkommission. Grimm, V., G. Zöttl, B. Rückel, and C. Soelch (2015).

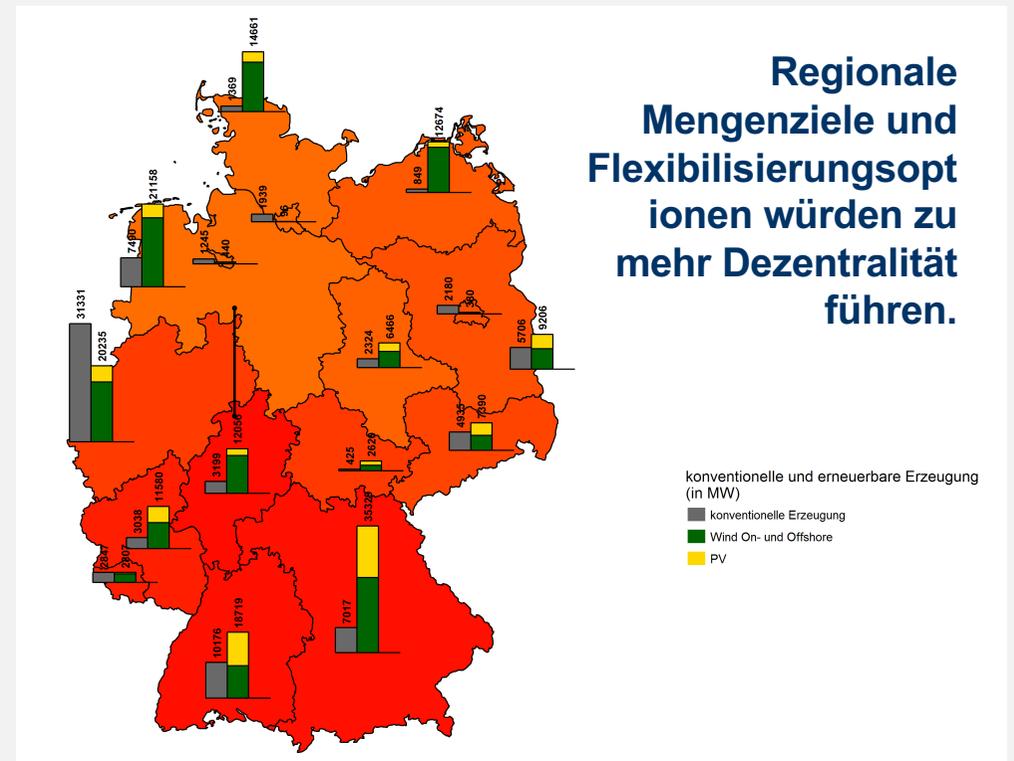
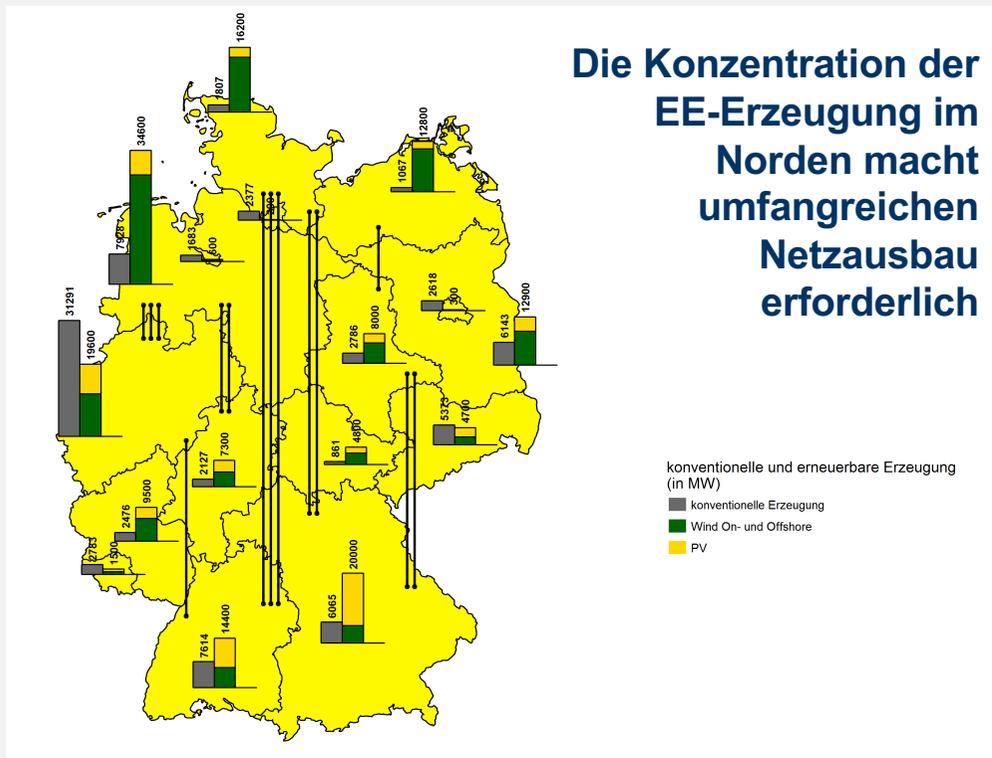
Die Energiewende im liberalisierten Strommarkt

- Energiewende: massiver Umbau des Energieversorgungssystems
 - Hohe Unsicherheit über den **Technologiemix** der Zukunft
 - Fortwährende Diskussion über die **Rahmenbedingungen** an Strommärkten (Strommarkt 2.0, EEG, 2.0, 3.0, ...)
- Rahmenbedingungen und Technologiemix hängen zusammen, da **private Investoren** attraktive Geschäftsmodelle sehen müssen

Wo wollen wir hin?

- Welche Rahmenbedingungen stellen sicher, dass bei Erzeugung und Verbrauch die **günstigen Optionen** gezogen werden?
[bei Einhaltung der Ziele bzgl. Versorgungssicherheit und Umweltverträglichkeit]
- Wie koordinieren wir das mit dem Netzausbau?

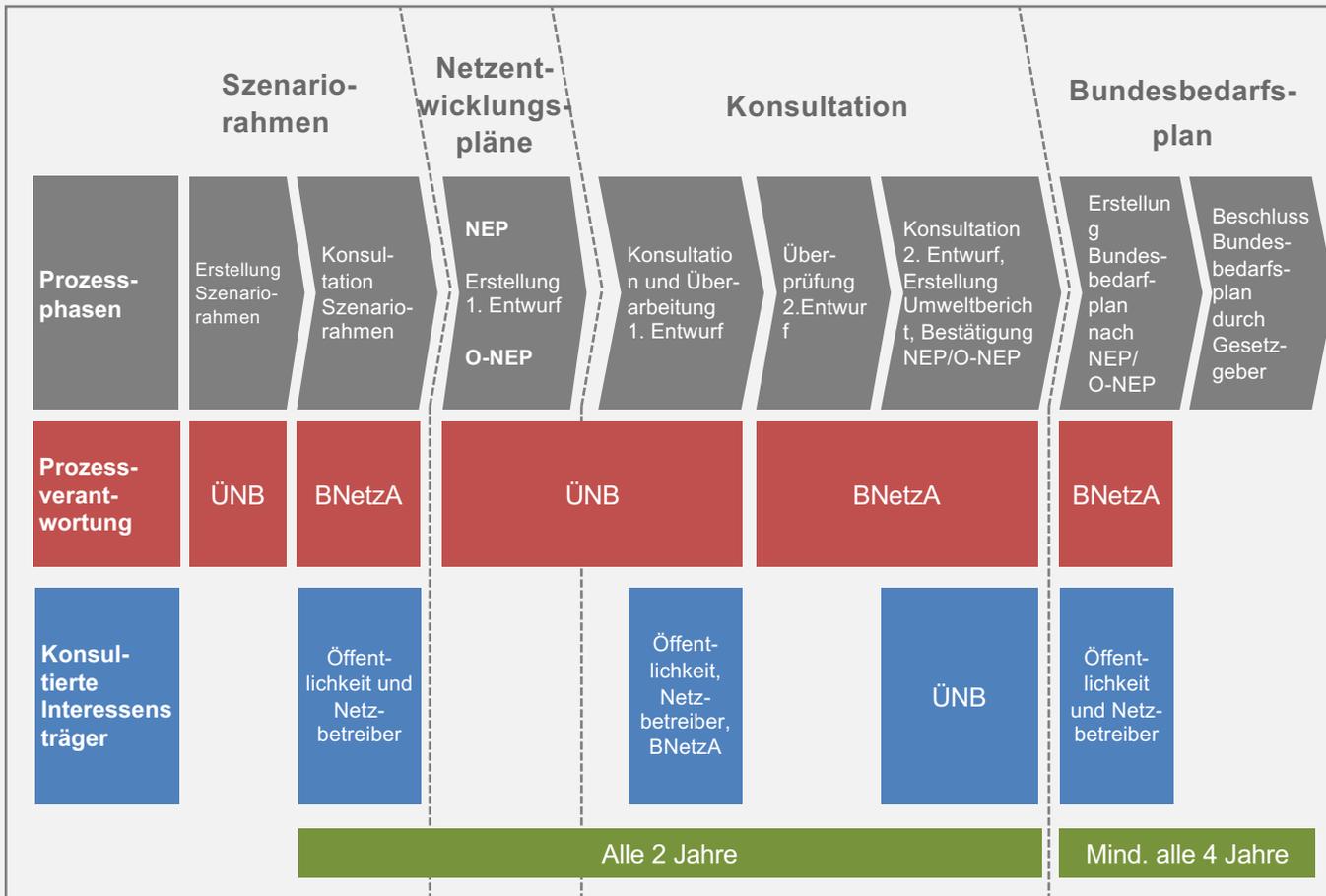
Das Versorgungssystem der Zukunft?



Strommarktmodellierung: Investitionsanreize

- Hohe **Komplexität** des Gesamtsystems
- Modellbetrachtungen unter verschiedenen Blickwinkeln:
 - Detaillierte elektrotechnische Betrachtung des Netzes
 - Detaillierte Betrachtung der Fahrweisen von Kraftwerken und Betrachtung der Produktionsanreize
 - Zukunftsszenarien: wie wird die Energieerzeugung zukünftig aussehen, wo stehen die Erzeuger, wie hoch und wie flexibel ist die Nachfrage?
- Häufig „**Black Box**“-Modelle
- **Fokus hier:**
- Mehrstufige berechenbare GG-Modelle
- Ausgangspunkt: Regeln am Strommarkt
 - Welche **Produktions/Verbrauchs**anreize generieren die Marktregeln?
 - Welche Investitionsanreize folgen daraus (**Technologie/Standort**)
 - Welches **Netz** sollte man dazu bauen?
- Vereinfachte Modellierung der Netze und der Fahrweisen von Kraftwerken
- Aber: wir erfassen die Interdependenz von Marktdesign und Netzausbau

Der NEP-Prozess im Überblick



- Nur im ersten Schritt wird das Energiesystem der Zukunft betrachtet
- Die Anzahl der Szenarien ist zwangsläufig limitiert – aufgrund der Komplexität der Analyse
- Der Interdependenz von Netzentwicklung (begleitet durch den Regulierer) und privatwirtschaftlichen Geschäftsmodellen wird nicht vollständig Rechnung getragen
- Marktsimulation → Szenarien → Netzplanung
- funktioniert, wenn das Netz am Markt nicht sichtbar ist, sonst:
- Netzrestriktionen → Marktergebnis (fehlt im NEP)

Der Stand der Netzausbauplanung in Deutschland

- Der Netzausbau wird als **zentraler Baustein** der Energiewende betrachtet.
- Fehlende **gesellschaftliche Akzeptanz** verzögert den Netzausbau zum Teil erheblich.
- Die zunehmende Teilverkabelung **steigert die Kosten** des Netzausbaus deutlich.
- **Verzögerungen beim Netzausbau** werden als Argument für die notwendige Verlangsamung des Ausbaus der erneuerbaren Energien herangezogen.
- Zur Erreichung der Klimaziele entsprechend der **Beschlüsse von Paris** müsste der Ausbau der erneuerbaren Energien jedoch beschleunigt als verlangsamt werden.
- Der verzögerte Netzausbau ist im Moment ein **Risiko für das Gelingen der Energiewende**.

Die 10-Punkte-Agenda des BMWi zur Energiewende

	2014												2015												2016											
	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12				
EEG	EEG 2.0			VO Ausschreibungspilot			Pilotauktionen + Bau						Erfahrungsbericht			EEG 3.0 (Ausschreibungen)																				
EU 2030/ETS	EU 2030-Ziele						Entwicklung Governance 2030						Verhandlung neuer EU-Rechtsrahmen (EE, ETS etc.)																							
	Reform ETS (Marktstabilitätsreserve) und Post 2020																																			
Strommarktdesign	Gutachten			Grünbuch			Weißbuch			Marktdesign-Gesetz (EnWG-Novelle)																										
Effizienzstrategie	Aktionsplan Energieeffizienz			Umsetzung Aktionsplan Energieeffizienz inkl. EED-Umsetzung																																
Gebäudestrategie	Erarbeitung Sanierungsfahrplan			Erarbeitung ganzheitliche Gebäudestrategie						ENEV Prozess & EEWärmeG																										
Übertragungsnetze	Szenariorahmen 2015			Netzentwicklungsplan 2015						Novelle Bundesbedarfsplangesetz																										
Verteilernetze	Evaluierung ARegV						Novelle ARegV																													
Monitoring	Fortschrittsbericht			Monitoringbericht 2015						Monitoringbericht 2016																										

Die Anpassungen von Rahmenbedingungen am Strommarkt können im Modell analysiert werden

Optimales Einspeisemanagement

Abregelung zur Vermeidung negativer Börsenpreise und im Redispatch

Redispatch statt Netzausbau...

...sofern dies günstiger ist – und Netzstabilität gezielt sicherstellen

Optimierung von Standorten und Technologiemix bei den EE...

...unter Berücksichtigung des Netzes

Flexible Verbraucher

Könnten die zunehmende Fluktuation der Erzeugung aufzufangen (Flexibilisierung von Industrieprozessen, P2G,)

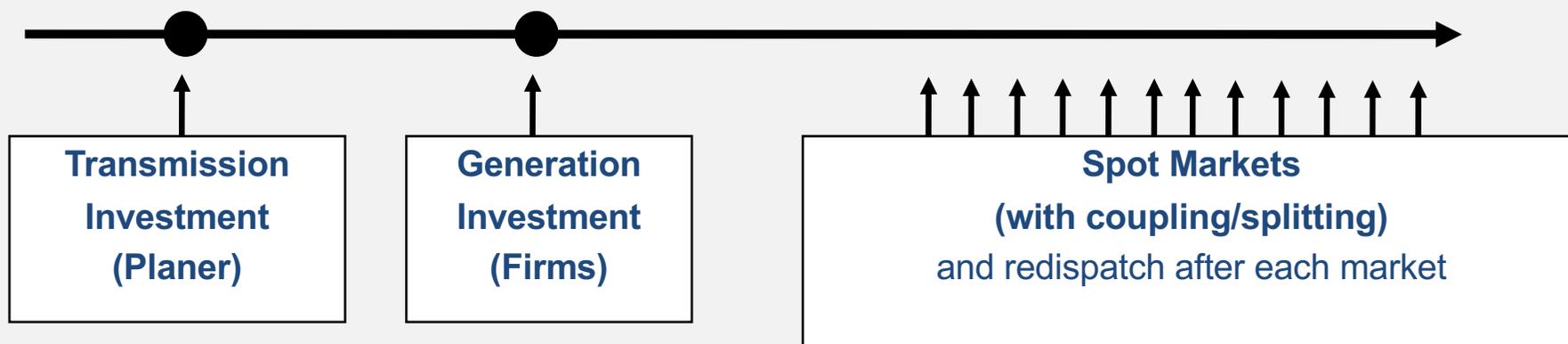
Mehr Kraftwerkskapazität im Süden...

...zur Befriedigung der Nachfrage vor Ort, um Trassenbau zu vermeiden

G-Komponente, Preiszonen, systemdienlicher Einsatz von Wärmepumpen, Speicherförderung, ...

Analyse der Optionen in einem berechenbaren Gleichgewichtsmodell

- Netzplanung: Auswahl aus einer begrenzten Anzahl an Kandidaten (NEP 2014)
- Firmen entscheiden über Investitionen in Erzeugungs/Verbrauchskapazitäten an den Knoten. Technologien unterscheiden sich in ihren Produktions- und Investitionskosten an den jeweiligen Knoten.
- Wettbewerb am Spotmarkt.
- Engpass-Management durch Redispatch.



Das EnCN Strommarktmodell, schematische Gesamtdarstellung

Max $WF(N,K,S,R)$
s.t.

Netzausbaustufe: Staat/Netzbetreiber wählt Netz(ausbau) N so, dass Gesamtwohlfahrt **WF** maximiert wird

K, S ist Marktgleichgewicht
s.t.
Gehandelte Mengen S sind von Kraftwerken K produzierbar

Marktstufe: Investoren wählen Kraftwerksausbau K und Spotmarktgebote S so dass ihr privater Gewinn maximiert wird.

Min REDCost(N, K, S, R)
s.t.
Durchzuleitende Mengen R sind im Netz abbildbar
Zu produzierende Mengen R sind von Kraftwerken K produzierbar

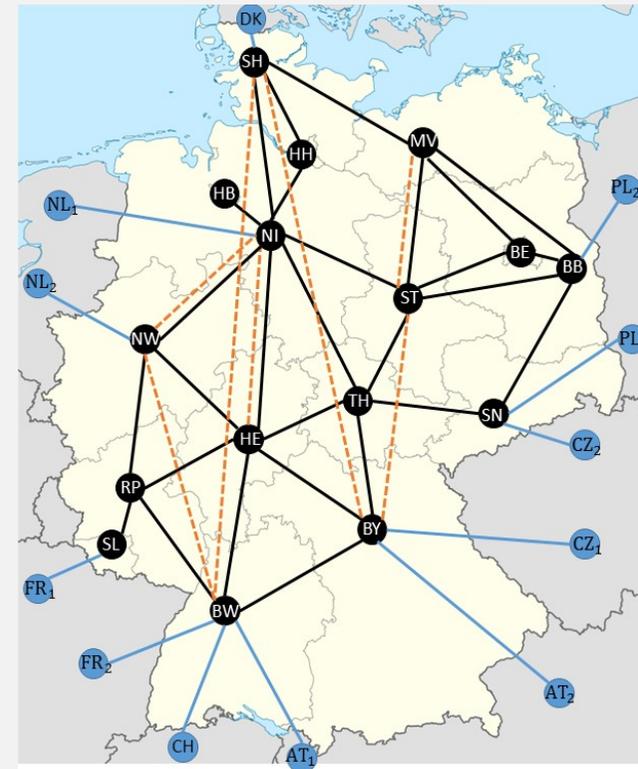
Redispatchstufe: Staat/Netzbetreiber wählt Redispatch R so dass Redispatchkosten **REDCost** minimiert werden und alle Mengen real abbildbar sind.

Modellierung des deutschen Marktes mit Nachbarn (Grimm, Zöttl, Rückel, Sölch, 2015)

Ausgangspunkt:

- 8760 Stunden, Projektion für Jahr 2025
(numerisch nur 2016 Typstunden)
- 16 Regionen für Deutschland:
 - Bundesländer
- 12 Regionen für Nachbarländer:
 - Österreich, Benelux, Schweiz, Tschechien, Dänemark, Frankreich, PL

Netzwerk mit einem Knoten für jedes Bundesland



Startpunkt und Kalibrierung des Modells

- Ausgangspunkt im Modell:
 - alles, was heute steht oder sich klar im Bau befindet und nicht abgebaut wird
 - Bestandsnetz
 - Installierte EE
 - Konventionelle Kraftwerke
 - KWK (markt/wärmegeführt)
 - Nachfrage
 - Konnektoren ins Ausland
- Endogene Zubauentscheidung bei
 - Konventionellen Kraftwerken (Invest/Betriebs/Produktionskosten, Berücksichtigung der Vorkommen)
 - EE (Investitionskosten)
 - KWK, marktgeführt (Zubaugrenzen)
 - Flexible Verbraucher
 - HGÜs (Trassen des NEP 2014)
 - Kosten, wo möglich aus Szenario-rahmen und NEP (Vergleichbarkeit!) sowie weiteren Quellen

Es gibt ein beträchtliches Effizienzpotential



	ΔW	PAVG	Netz- entgelt	EE- Förderung	PCORR	Trassen- zubau	ΔGen	P2G	CO2 Ausstoß
	[Mio €]	[€/MWh]	[€/MWh]	[€/MWh]	[€/MWh]	[#]	[MW]	[MW]	[Mio t]
MG	0	32,83	6,39	26,8	66,02	14	4375	0	102,67
FB ^{ALL}	2981	43,35	3,21	13,33	59,88	0	5930	8749	107,15

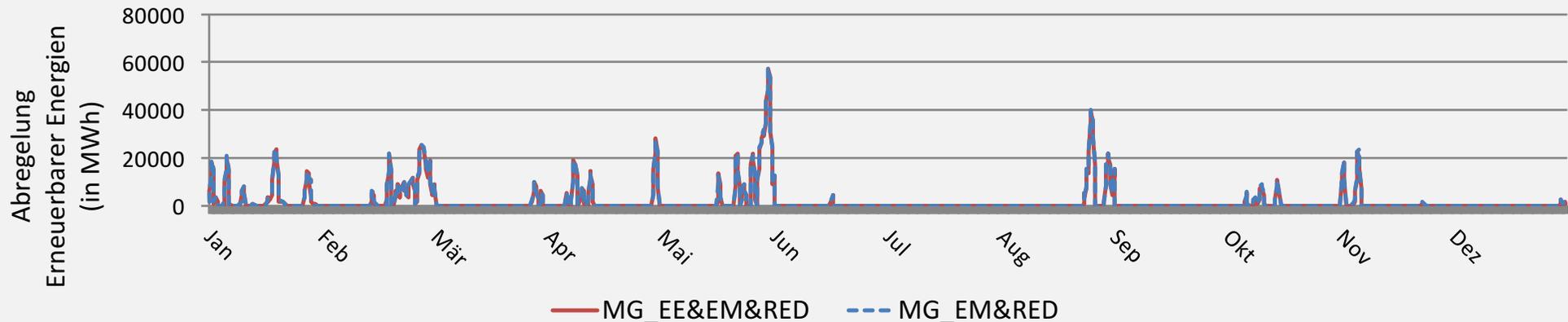
- Nutzt man sämtliches Effizienzpotential, so lassen sich fast 3 Mrd. € pro Jahr einsparen
- Die Maßnahmen sind jedoch aktuell unrealistisch
- Das Szenario soll daher als Benchmark dienen....
- Welchen Anteil dieses Effizienzpotentials können wir heben und wie?

Optimales Einspeisemanagement und Redispatch als Alternative zum Netzausbau erhöhen die Wohlfahrt und sparen Netzausbau

	ΔW	PAVG	Netz-entgelt	EE-Förderung	PCORR	Trassen-zubau	ΔGen	P2G	CO2 Ausstoß
	[Mio €]	[€/MWh]	[€/MWh]	[€/MWh]	[€/MWh]	[#]	[MW]	[MW]	[Mio t]
MG	0	32,83	6,39	26,8	66,02	14	4375	0	102,67
MG ^{EM&RED}	1316	41,61	5,71	16,02	63,34	8	4375	0	102,48
FB ^{ALL}	2981	43,35	3,21	13,33	59,88	0	5930	8749	107,15

- **Optimale** Abregelung der EE am Spotmarkt und beim Redispatch...
- ... kombiniert mit einer Kosten-Nutzen-Abwägung zwischen Redispatch und Netzausbau
- Nachzulesen bei: *Grimm, Rückel, Sölch, Zöttl (2016), List Forum*

Art und Umfang der Abregelung



- 5% der Erzeugung werden abgeregelt (mehr als im NEP avisiert)
- Die Kappung erfolgt selten, aber dann im großen Umfang – das Zusammenspiel von Angebot und Nachfrage (und Netz!) treibt die Kappung
- Eine Kappung der Einspeisespitzen ist somit nicht wünschenswert

[vgl. *Grimm, Rückel, Sölch, Zöttl (2016), List Forum*]

Mehr Kraftwerkskapazität im Süden löst die Probleme nicht

	ΔW	PAVG	Netz- entgelt	EE- Förderung	PCORR	Trassen- zubau	ΔGen	P2G	CO2 Ausstoß
	[Mio €]	[€/MWh]	[€/MWh]	[€/MWh]	[€/MWh]	[#]	[MW]	[MW]	[Mio t]
MG	0	32,83	6,39	26,8	66,02	14	4375	0	102,67
MG ^{KWK}	128	32,83	6,14	26,8	65,77	13	4375	0	102,59
FBALL	2981	43,35	3,21	13,33	59,88	0	5930	8749	107,15

- Konzentration von 7GW marktgeführter KWK-Kraftwerkskapazität im Süden.
- Der Leitungsausbau wird nicht reduziert, die Wohlfahrt steigt nur leicht
- Problem: die Kraftwerke stehen zwar „richtig“, bekommen aber nicht die richtigen Produktionsanreize (Preissignale zu schwach)
- Dies begrenzt auch die Wirkung einer **G-Komponente** für konventionelle Kapazität

[vgl. auch *Grimm, Zöttl, Rückel, Sölch (2015) Gutachten f.d. Monopolkommission*]

Zwei Preiszonen in Deutschland (Nord/Süd) entfalten nur eine moderate Wirkung

	ΔW	PAVG	Netz-entgelt	EE-Förderung	PCORR	Trassen-zubau	ΔGen	P2G	CO2 Ausstoß
	[Mio €]	[€/MWh]	[€/MWh]	[€/MWh]	[€/MWh]	[#]	[MW]	[MW]	[Mio t]
MG	0	32,83	6,39	26,8	66,02	14	4375	0	102,67
MG _{2Zonen}	272	31,15	3,39	30,18	64,72	10	4375	0	102,76
FBALL	2981	43,35	3,21	13,33	59,88	0	5930	8749	107,15

- Zwei Preiszonen reduzieren Durchschnittspreise und Netzgebühren und steigern die Wohlfahrt moderat
- Der Leitungsausbau wird reduziert, die Wohlfahrt steigt nur leicht

[vgl. auch Ambrosius, Grimm, Rückel, Sölch, Zöttl (2017) PWP]

(Re)Optimierung der Standorte und des Technologiemicx der EE scheint dringend geboten

	ΔW	PAVG	Netz-entgelt	EE-Förderung	PCORR	Trassen-zubau	ΔGen	P2G	CO2 Ausstoß
	[Mio €]	[€/MWh]	[€/MWh]	[€/MWh]	[€/MWh]	[#]	[MW]	[MW]	[Mio t]
MG	0	32,83	6,39	26,8	66,02	14	4375	0	102,67
MG ^{EE&EM&RED}	1524	41,62	5,58	15,68	62,88	8	4149	0	102,22
MG ^{EEh&EM&RED}	1532	41,61	5,68	15,59	62,88	8	4160	0	102,45
FB ^{ALL}	2981	43,35	3,21	13,33	59,88	0	5930	8749	107,15

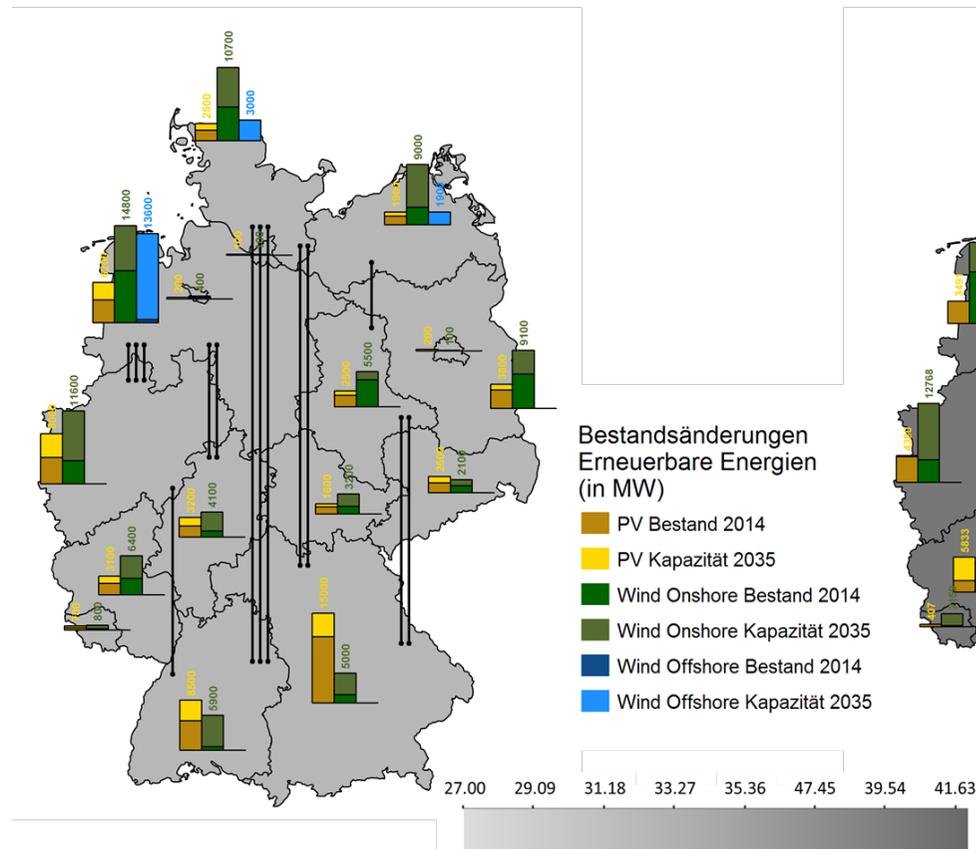
- Wohlfahrtsgewinne in Höhe von 1,5 Mrd. pro Jahr allein durch Wahl der optimalen **Standorte und Technologien der EE, wenn**
- Optimales Einspeisemanagement betrieben wird und Redispatch als Alternative zum Netzausbau gesehen wird – **sonst nicht!**

[vgl. Grimm, Zöttl, Ambrosius, Rückel, Sölch (2016)]

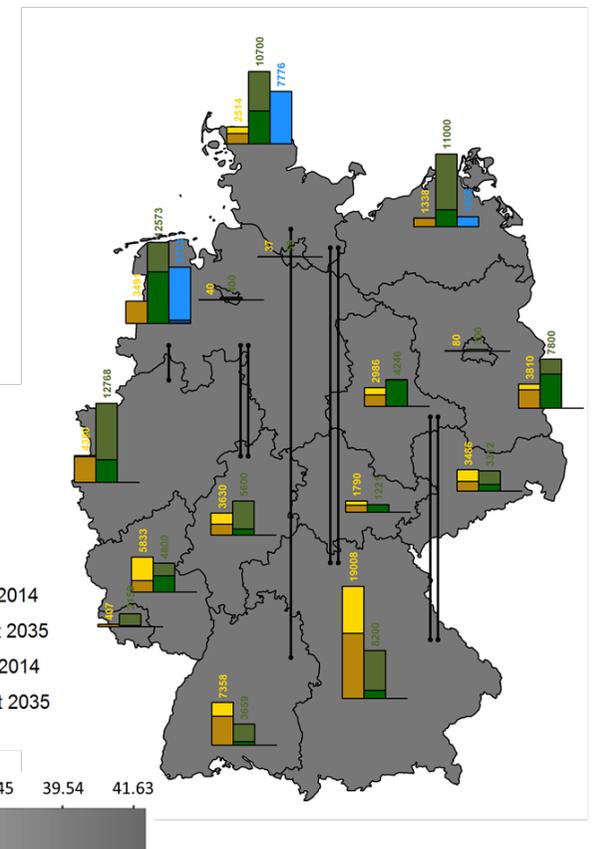
Die regionale Verteilung ist im Optimum anders

- Die EE-Anlagen werden **stärker im Süden** angesiedelt
- Geringerer Ertrag aber **systemdienlicher Standort**
- Je nach Kostenverhältnis PV: Wind kann es zu einer **Verschiebung des Technologiemitx** kommen
- Höhere Wohlfahrt durch
 - Weniger Netz
 - Geringere Investkosten
 - Braunkohlerückbau

Modellergebnisse *MG*



Modellergebnisse *MG_{EE&EM&RED}*



EE-Zubau, NEP versus Optimaler Zubau

in [GW]	NEP 2035	MG _{EE}	MG _{EM&RED&EE}	MG _{EMh&RED&EE}	FB _{EE}	FB _{EM&EE}
Photovoltaik	60.1	60.2	60.2	57.0	70.2	52.7
Wind Onshore	88.8	89.0	88.8	91.0	107.9	119.3
Wind Offshore	18.5	18.2	18.0	17.9	5.9	3.9
Gesamt	167.4	167.4	167.0	165.9	183.9	175.8

- Die Verschiebung der Standorte (und evtl. des Technologiemitx) ermöglicht die EE-Erzeugung mit geringerer installierter Leistung (geringere Investitionskosten).
- Regionale Mengenziele und regelmäßig Anpassung des Technologiemitx?
- E-technische Berechnungen notwendig zur Validierung!
- Andere Baustelle: Auktionsverfahren

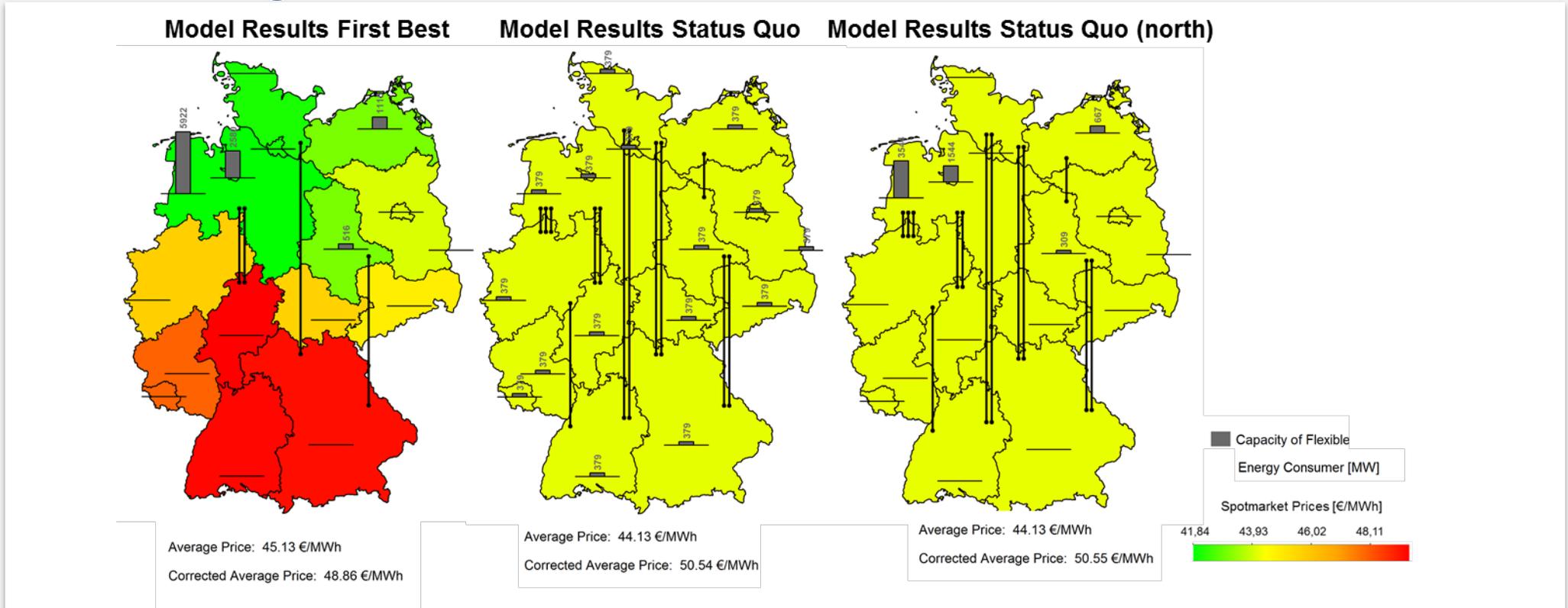
[führt hier zu weit....angerissen in *Grimm/Kempfert, Die Zeit vom 12.5.2016*]

Die Flexibilisierung von Industrieprozessen kann eine Rolle spielen, ...

	ΔW	PAVG	Netz-entgelt	EE-Förderung	PCORR	Trassen-zubau	ΔGen	P2G	CO2 Ausstoß
	[Mio €]	[€/MWh]	[€/MWh]	[€/MWh]	[€/MWh]	[#]	[MW]	[MW]	[Mio t]
MG	0	32,83	6,39	26,8	66,02	14	4375	0	102,67
MG ^{P2G}	630	42,47	6,49	15,81	64,77	13	4375	13469	102,63
MG ^{P2G} nord	627	42,47	6,5	15,81	64,77	13	4375	13469	102,64
FB ^{P2G}	1525	43,34	2,74	15,68	61,76	3	4702	15766	106,03

- Investitionen in flexible Verbraucher lohnen sich
- systemdienliche Standorte sind nur bei regional differenzierten Preissignalen hilfreich
- Nur dann werden Leitungen eingespart und die Wohlfahrt steigt beträchtlich

Standortwahl flexibler Konsumenten im First Best und in der Marktlösung



Die Flexibilisierung von Industrieprozessen kann eine größere Rolle spielen, wenn andere Flexibilitätsoptionen nicht gezogen werden

	ΔW	P_{AVG}	Netz- entgelt	EE- Förderung	P_{CORR}	Trassen- zubau	ΔGen	P2G	CO2 Ausstoß
	[Mio €]	[€/MWh]	[€/MWh]	[€/MWh]	[€/MWh]	[#]	[MW]	[MW]	[Mio t]
MG ^{P2G}	630	42,47	6,49	15,81	64,77	13	4375	13469	102,63
FB ^{P2G}	1525	43,34	2,74	15,68	61,76	3	4702	15766	106,03
MG ^{ALL}	1717	42,47	5,25	14,82	62,54	6	4136	3745	101,69
FB ^{ALL}	2981	43,35	3,21	13,33	59,88	0	5930	8749	107,15

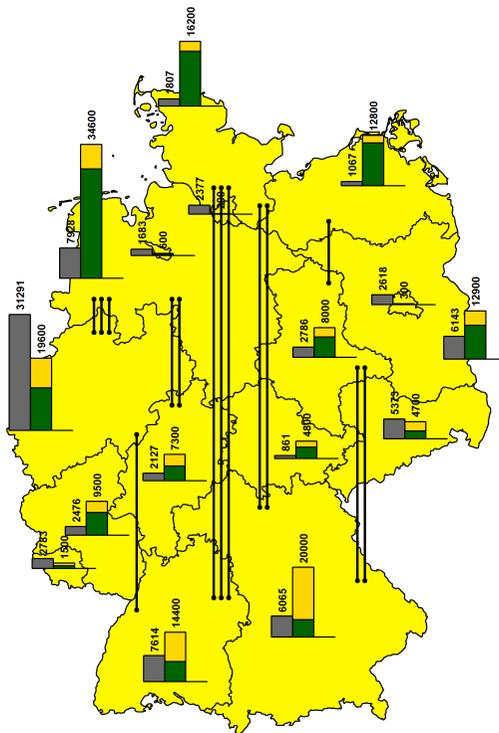
- Werden andere Flexibilitätsoptionen im Marktgleichgewicht umfangreich genutzt, so gibt es für flexible Verbraucher weniger attraktive Geschäftsmodelle
- Gibt es regionale Preissignale, so spielen flexible Verbraucher eine größere Rolle

[vgl. Ambrosius, Grimm, Sölch, Zöttl (2016). *Flexible Consumers in the German Electricity Market*]

Es gibt ein beträchtliches Effizienzpotential

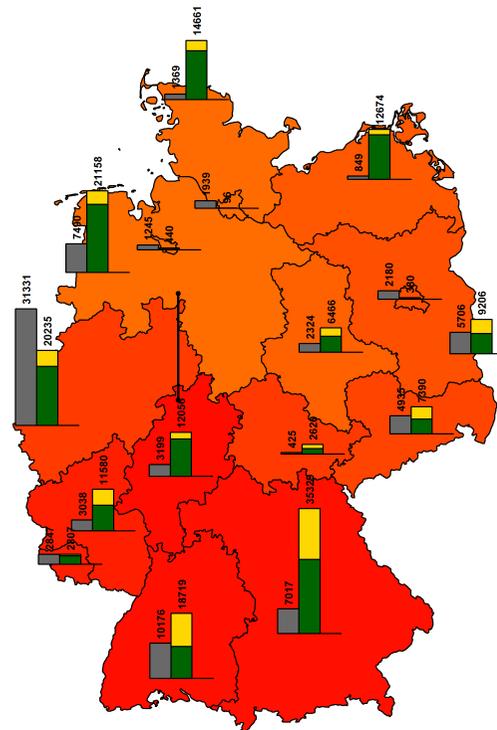
	ΔW	PAVG	Netz- entgelt	EE- Förderung	PCORR	Trassen- zubau	ΔGen	P2G	CO2 Ausstoß
	[Mio €]	[€/MWh]	[€/MWh]	[€/MWh]	[€/MWh]	[#]	[MW]	[MW]	[Mio t]
MG	0	32,83	6,39	26,8	66,02	14	4375	0	102,67
MG ^{EE&EM&RED}	1524	41,62	5,58	15,68	62,88	8	4149	0	102,22
FB	612	32,25	2,48	28,65	63,39	8	4306	0	101,91
FB ^{EE&EM}	2839	41,27	3,38	15,43	60,07	1	5447	0	105,57
MG ^{P2G}	630	42,47	6,49	15,81	64,77	13	4375	13469	102,63
MG ^{P2Gnod}	627	42,47	6,5	15,81	64,77	13	4375	13469	102,64
FB ^{P2G}	1525	43,34	2,74	15,68	61,76	3	4702	15766	106,03
MG ^{ALL}	1717	42,47	5,25	14,82	62,54	6	4136	3745	101,69
FB ^{ALL}	2981	43,35	3,21	13,33	59,88	0	5930	8749	107,15

Der verzögerte Netzausbau verhindert den EE-Zubau nicht grundsätzlich – aber Rahmenbedingungen müssten angepasst werden



Durchschnittspreis: 32.83 €/MWh

Korrigierter Durchschnittspreis: 62.19 €/MWh



Durchschnittspreis: 41.27 €/MWh

Korrigierter Durchschnittspreis: 58.43 €/MWh

konventionelle und erneuerbare Erzeugung
(in MW)

- konventionelle Erzeugung
- Wind On- und Offshore
- PV

Einordnung der Ergebnisse

- Die **integrierte Betrachtung** von Erzeugung, Stromverbrauch und Netzausbau erfordert einen vereinfachten Modellansatz für die Abbildung des Übertragungsnetzes.
- Die Ergebnisse der Modellierungen liefern jedoch **valide Trendaussagen** bezüglich der Wirkung verschiedener Parameter auf den Netzausbau, die in höher aufgelösten Netzmodellen systematisch in der gleichen Wirkung auftreten.
- Die Erkenntnisse **ersetzen nicht** die aufwendigen elektrotechnischen Modellierungen des Netzentwicklungsplans.
- **Integrierte Modellansätze**, wie sie hier eingesetzt werden, können vielmehr **das Verfahren der Netzentwicklungsplanung ergänzen**
- wesentliche Parameter, die heute im NEP nicht oder nur unzureichend berücksichtigt werden, können in ihrer Wirkung auf den Netzausbau analysiert werden.

Methodisches Verfahren NEP: bisher

Szenariorahmen (NEP, Kap. 2)

Festlegung folgender Werte am „grünen Tisch“:

- ⇒ Kostenparameter, Nachfrageparameter
- ⇒ Erzeugungskapazitäten (Menge und Ort)
- ⇒ Resultierende EE Produktion (Spitzenkappung)



Marktsimulation (NEP, Kap. 3)

Berechnung von kurzfristigem Marktgleichgewicht ohne innerdeutsche Netzberücksichtigung:

- ⇒ Netzknotenscharfe, stündliche Produktions- und Verbrauchsmengen



Netzanalysen (NEP, Kap. 4)

Netzauslegung basierend auf AC Netzmodell

- ⇒ Benötigter Netzausbau

Problematik im Verfahren bisher:

- Schritte im aktuellen NEP Verfahren sequentiell durchgeführt.
- Aktuelle Netzauslegung ignoriert real existierende Tradeoffs :
 - Netzausbau \Leftrightarrow Redispatch
 - Netzausbau \Leftrightarrow EE-Management
- Lösung aktuell immer Netzausbau!

Unsere Ergebnisse:

- In unserer Analyse werden diese Tradeoffs sinnvoll gelöst!
- Ergebnisse weisen auf enorme Einsparpotentiale hin!

Empfohlene Veränderung:

Anpassung des Verfahrens: Berücksichtigung eines (vereinfachten) innerdeutschen Netzmodells in der Marktsimulation

Methodisches Verfahren NEP: Vorschlag

Szenariorahmen (NEP, Kap. 2)

Festlegung folgender Werte am „grünen Tisch“:
⇒ Kostenparameter, Nachfrageparameter



Marktsimulation (NEP, Kap. 3)

Berechnung von **langfristigen Netzausbaukosten** und **langfristigem Marktgleichgewicht mit Netz**:
⇒ Erzeugungskapazitäten (Menge und Ort)
⇒ Netzknotenscharfe, stündliche Produktions- und Verbrauchsmengen (mit optimalem Redispatch)
⇒ Systemoptimale EE Produktion



Netzanalysen (NEP, Kap. 4)

Netzauslegung basierend auf AC Netzmodell
⇒ Benötigter Netzausbau

Problematik im Verfahren bisher:

- Schritte im aktuellen NEP Verfahren sequentiell durchgeführt.
- Aktuelle Netzauslegung ignoriert real existierende Tradeoffs :
 - Netzausbau \Leftrightarrow Redispatch
 - Netzausbau \Leftrightarrow EE-Management
- Lösung aktuell immer Netzausbau!

Unsere Ergebnisse:

- In unserer Analyse werden diese Tradeoffs sinnvoll gelöst!
- Ergebnisse weisen auf enorme Einsparpotentiale hin!

Empfohlene Veränderung:

Anpassung des Verfahrens: Berücksichtigung eines (vereinfachten) innerdeutschen Netzmodells in der Marktsimulation

Moderate Anpassungen des Strommarktdesigns können signifikante Effekte haben

- **Optimales Einspeisemanagement.** An Stelle einer Kappung der Erzeugungsspitzen sollte eine Abregelung bei negative Strompreisen und im Rahmen des Redispatch treten, wo dies die günstigste Alternative darstellt.
- **Redispatch als Alternative zum Netzausbau.** Ein solches Vorgehen reduziert den notwendigen Netzausbau signifikant, insbesondere wenn im Rahmen des Redispatch auch die Abregelung erneuerbarer Erzeugung zulässig ist. Versorgungssicherheit sollte gezielt durch Maßnahmen adressiert werden, die Schwachstellen in der Systemstruktur eliminieren, nicht durch prinzipiell übermäßigen Netzausbau.

Moderate Anpassungen des Strommarktdesigns können signifikante Effekte haben

- **Kosteneffizienz beim EE-Ausbau durch bessere regionale Verteilung und Technologiemix.** Die optimale Verteilung der EE Kapazitäten auf die Bundesländer und auch der Technologiemix (zwischen PV und Wind) unterscheiden sich in unseren Berechnungen signifikant von den im Szenariorahmen des NEP avisierten Mengen. Diese Modellprognosen sind aber vor einer Erwägung gezielter Maßnahmen in detaillierten elektrotechnischen Berechnungen zu überprüfen.
- **Ansiedlung flexibler Verbraucher bei fluktuierender Erzeugung** führt zu einer Entlastung der Netze, da Strom “vor Ort” verbraucht werden kann, sobald er in großem Umfang produziert wird. Eine Steuerung über Preissignale ist dafür notwendig. Es ist zu erwarten, dass die Preissignale bei deutschlandweit einheitlichem Börsenpreis nicht stark genug sind.



Vielen Dank für die Aufmerksamkeit!

