

Dezentralität, Regionalisierung und Stromnetze

Meta-Studie
über Annahmen, Erkenntnisse und Narrative

Berlin, 11.03.2018

für die
Renewables Grid Initiative (RGI)

Dr. Felix Chr. Matthes
Franziska Flachsbarth
Moritz Vogel
Vanessa Cook (Übersetzung)

Geschäftsstelle Freiburg
Postfach 17 71
79017 Freiburg
Hausadresse
Merzhauser Straße 173
79100 Freiburg
Telefon +49 761 45295-0

Büro Berlin
Schicklerstraße 5-7
10179 Berlin
Telefon +49 30 405085-0

Büro Darmstadt
Rheinstraße 95
64295 Darmstadt
Telefon +49 6151 8191-0

info@oeko.de
www.oeko.de

Zusammenfassung

Im Diskurs um einen robusten und akzeptanzseitig abgesicherten Infrastrukturausbau bildet das Verhältnis zwischen Dezentralität und dem zukünftigen Bedarf an Stromnetzinfrastrukturen einen kritischen Bereich. Dies betrifft sowohl die ganze Bandbreite der relevanten Zusammenhänge als auch die vielfältigen Spannungsfelder und Abwägungsfragen von Zentralität, Dezentralisierung und zellularen Ansätzen. Das oft sehr vage und (zu) oft auf der Ebene von eher groben Narrativen bleibende Thema Dezentralität bedarf einer Abschichtung.

Auf der ersten, qualitativen Untersuchungsebene der hier vorgelegten Studie werden die verschiedenen Dimensionen und Bewertungsaspekte von Dezentralität auf der Basis von Literaturauswertungen betrachtet. Dabei ergibt sich zunächst, dass mit Blick auf den Zusammenhang zwischen Dezentralität und Netzausbau die rein technische Sicht (Klein- vs. Großanlagen, angeschlossene Spannungsebene) keine tragfähige Perspektive bildet.

Einen entscheidenden Faktor hinsichtlich des Netzausbaus bildet erstens die Verbrauchsnähe der Erzeugungsanlagen. Ein großer Anteil von verbrauchsnahen Anlagen könnte den Netzbedarf naturgemäß verringern. Zweitens ist aber auch Verbrauchsnähe der Flexibilitätsoptionen (z.B. Nachfrageflexibilität, Speicher, Backup-Kapazitäten) von erheblicher Bedeutung, da diese Flexibilitätsoptionen in einem regenerativ geprägten Stromsystem eine elementare Rolle spielen werden. Hier können jegliche Kombinationen zwischen verbrauchsnaher und verbrauchsferner Erzeugung einerseits sowie verbrauchsnahen und verbrauchsfernen Flexibilitätsoptionen andererseits auftreten und sind mit Blick auf die große Bandbreite der Flexibilitätsprofile auch sinnvoll. Damit kann sich durch verbrauchsnahen Erzeugungsoptionen nur dann ein geringerer Netzausbaubedarf ergeben, wenn auch Flexibilitätsoptionen verbrauchsnah verfügbar sind.

Entscheidend ist aber letztlich der dritte Aspekt, das Steuerungs- bzw. Koordinations- und ggf. das Marktmodell, das Nachfrage sowie Erzeugungs- und Flexibilitätsoptionen zusammen bringt. In einem Arrangement liberalisierter Märkte, also mit freien Entscheidungen über Produktion und Lieferantenwahl werden sich großräumig angelegte (zentrale) Märkte bzw. Steuerungssignale (Preise) herausbilden, die über den Einsatz der Flexibilitätsoptionen entscheiden werden. Jenseits des Spezialfalls der Eigenverbrauchsoptimierung könnte dies nur vermieden oder eingegrenzt werden, wenn eine sehr weitgehende Abschottung regionaler Märkte, z.B. über Gebietsmonopole oder sehr restriktive Infrastrukturbepreisungen, möglich wäre. Ein geringerer Stromnetzbedarf kann im Ergebnis richtungssicher nur angenommen werden, wenn verbrauchsnahen Erzeugungs- und verbrauchsnahen Flexibilitätsoptionen in Eigenverbrauchslösungen zusammengefasst werden oder (klein-) räumlich zugeschnittene zellulare Steuerungsansätze zum Tragen kommen.

Auch wenn die konkrete Umsetzung zellularer (Markt-) Systeme oder anders angelegter Regionalmärkte bisher an keiner Stelle hinreichend spezifiziert worden sind, lässt sich auf der qualitativen Ebene eine Reihe richtungssicherer Aussagen zu den Implikationen solcher Modelle treffen. Kleinstäumige Steuerungsansätze mit hohen Anteilen verbrauchsnaher Erzeugung und Flexibilitätsoptionen führen im Gesamtsystem zu tendenziell höheren Kosten für Stromerzeugung und Flexibilitätsoptionen, wenn bei beiden die Effekte aus

großräumigen Durchmischungen sehr unterschiedlicher Nachfrage- und Erzeugungsprofile (Portfolioeffekte) entfallen.

Als Konsequenz würde zunächst eine höhere Stromerzeugung (durch die Energieverluste der Flexibilitätsoptionen, Abregelungen etc.) notwendig, weil z.B. übergeordnete Emissionsminderungsziele eingehalten werden sollen. Eine der Kostenfrage ähnliche Situation ergibt sich, mit Ausnahme von Aufdach-PV-Anlagen, auch und besonders für den Flächenbedarf der Gesamtheit aller Erzeugungsoptionen im System.

Zunehmen würden aber auch der Aufwand und die Implikationen mit Blick auf die Flexibilitätsoptionen. Die zusätzlichen Kosten hier ließen sich begrenzen, wenn konventionelle Technologien auf Basis fossiler Brennstoffe (z.B. dezentrale Gaskraftwerke) zum Tragen kommen, die aber dann zu höheren Emissionsniveaus im Gesamtsystems führen, das gleichzeitig schnellstmöglich dekarbonisiert werden soll. Wenn höhere Emissionen vermieden werden sollen, steigen die Kosten der (verbrauchsnahe) Flexibilitätsoptionen jenseits der (im beschränkten Rahmen verfügbaren) besonders preiswerten Optionen stark an (wenn z.B. noch nicht ausgereiften Optionen, wie strombasierte Brennstoffe, in größerem Umfang zum Tragen kommen müssten).

Aus der ökonomischen Perspektive wären den Kosten der Flexibilitätsoptionen stets die korrespondierenden Infrastrukturkosten gegenüberzustellen. Diese Abwägungsfrage ist auf einer rein qualitativen Ebene nicht richtungssicher zu beantworten. Aus der ökologischen Perspektive gleicht der Wegfall signifikanter Stromnetzkapazitäten den beschriebenen Mehrverbrauch an Flächen und Ressourcen sowie die ggf. anfallenden höheren Emissionen richtungssicher nicht aus.

Von erheblicher Bedeutung sind neben den ökonomischen und ökologischen Kriterien auch Aspekte wie Innovationskraft und Akzeptanzfragen. Dezentrale Technologien und dezentrale Koordinationsansätze haben diesbezüglich durch ihre Nähe zu vielen relevanten Akteuren wohl unbestreitbare Vorteile. Es stellt sich aber auch die Frage, ob und in welchem Maße hierfür verbrauchsnahe Konzepte für Erzeugungs- und ggf. auch für Flexibilitätsoptionen sowie letztendlich auch kleinräumige Steuerungsmodelle im großen Umfang zwingend erforderlich sind. Hier könnten auch andere, selektiv angelegte Formen zur Verbesserung von Partizipation und Innovationskraft in Frage kommen.

Aus den rein qualitativ ausgerichteten Analysen der ersten Untersuchungsebene stellt sich schließlich auch die Frage, ob und wann sehr breit wirksame dezentrale Steuerungsmodelle mit dem existierenden regulativen Rahmen für die europäischen Energiemärkte in Übereinstimmung zu bringen wären.

Auf einer zweiten Untersuchungsebene wurden ergänzende Datenanalysen zu den räumlich hoch aufgelösten Grenzen der Potenziale für die absolute Solar- und Windstromerzeugung sowie zu den entsprechenden räumlichen Nachfragestrukturen (jeweils auf Ebene der Landkreise) durchgeführt. Diese Analysen blenden zunächst Kosten- oder Verfügbarkeitsfragen der Flexibilitätsoptionen vollständig aus und umfassen allein räumlich hoch aufgelöste Mengenbilanzen. Sie zeigen, dass erstens eine erhebliche Konzentration der Nachfrage in den Industrieregionen im Westen und Süden Deutschlands sowie in den Metropolregionen vorliegt. Zweitens kann die ertragsstarke Solarstromerzeugung vor allem in Süddeutschland und mit Blick auf die Dachpotenziale in den Metropolregionen zum Tragen kommen. Drittens ist die ertragsstarke Windstromerzeugung vor allem im Norden und Nordosten sowie im Offshore-Bereich verfügbar. Schließlich werden viertens die Herausforderungen in Bezug auf die öffentliche Akzeptanz von Onshore-Windkraftanlagen vor

allem in den bevölkerungsstarken und durch starke Stromnachfrage geprägten Regionen restriktiv auf die umsetzbaren Potenziale wirken.

Diese Restriktionen nehmen auf der (exemplarisch gewählten) Ebene von Bundesländern ab, bleiben aber noch klar erkennbar. Auch auf der nächsten Aggregationsebene von insgesamt sechs Zonen bleibt eine wichtige Rolle des Stromaustauschs klar erkennbar, selbst wenn Kriterien wie Kosten, Landinanspruchnahme, Emissionen etc. weiterhin ausgeblendet bleiben.

Konsequent kleinräumig angelegte (zellulare) Konzepte wurden exemplarisch auf der Ebene von Landkreisen analysiert. Sie ließen sich ohne deutlich stärkere Inanspruchnahme von Netzinfrastrukturen nur mit sehr breiter Nutzung von Flexibilitätsoptionen umsetzen, die die o.g. Implikationen (Kosten, Emissionen etc.) mit sich bringen würden. Die quantitative Analyse zeigt auch, dass die Portfolioeffekte umso stärker wirksam werden, je größer die Zellen definiert werden, d.h. bei größeren Zellen sinken der Bedarf an Flexibilitätsoptionen und die damit einhergehenden negativen Effekte. Dabei ergibt sich, dass selbst bei eher großen Zuschnitten zellulärer Ansätze davon ausgegangen werden muss, dass, ungeachtet der technologischen Voraussetzungen und der anfallenden Kosten, ein überregionaler Austausch in signifikantem Ausmaß anfallen würde. In jedem Fall bleibt darauf hinzuweisen, dass jenseits der optimierten Eigenstromerzeugung für durchgängig eingeführte kleinräumige Markt-Konzepte bisher noch keinerlei praktikable Vorschläge vorliegen.

Auf einer dritten Untersuchungsebene wurde eine große Bandbreite von verschiedenen ausgerichteten und methodisch sehr unterschiedlich angelegten Modellierungen des deutschen Stromsystems einer vergleichenden Analyse unterzogen. Szenarien, die einen um 20 bis 50% geringeren Netzausbaubedarf errechnen, sind durch die folgenden Punkte charakterisiert.

- Sie unterstellen oder ermitteln einen starken Ausbau der Onshore-Windenergie in der Zone Süd. Die Größenordnungen dieses Mehrausbau für den Zeithorizont 2030 und 2035 liegen beim Drei- bis Vierfachen, im Extremfall beim Sechsfachen der in den Netzentwicklungsplänen angenommenen Werte.
- Ganz überwiegend wird ein ebenfalls überproportionaler Ausbau der Onshore-Windenergie in den Zone West unterstellt oder errechnet. Hier liegt der Mehrausbau um den Faktor 2 bis 3, in zwei Extremfällen um den Faktor 7 über den Annahmen der Netzentwicklungspläne.
- Überwiegend, wenn auch nicht durchgängig, liegt ein sehr starker Ausbau der solaren Stromerzeugung in der Zone Süd zu Grunde. Das Kapazitätsniveau der PV-Anlagen in der Zone Süd übertrifft das der Netzentwicklungspläne für den Zeithorizont 2030 und 2035 um den Faktor 2 bis 3.
- Für den Zeithorizont 2030 hängen die Zusammenhänge zwischen dem Umfang der verbliebenen Kohlekraftwerkskapazitäten und dem notwendigen Netzausbau maßgeblich davon ab, nach welchem Muster die (zusätzliche) erneuerbare Stromerzeugung regionalisiert wird. Für den Zeithorizont 2035 hat der Umfang der Kohleverstromung keinen Erklärungswert für die Dimensionierung des Netzausbaus mehr.

Im Vergleich zu unterschiedlichen Potenzialannahmen erweist sich, dass die Annahmen zum Ausbau der Onshore-Windkrafterzeugung und teilweise auch für die PV-Stromerzeugung für den Zeithorizont 2030/2035 in den Zonen Süd und West in Bereichen liegen, in denen Potenzialgrenzen relevant werden können bzw. wird mit Ausbauannahmen für die regenerative Stromerzeugung modelliert, die zumindest für den relevanten Zeitraum als eher fragwürdig erscheinen.

Eine Auswertung von Szenarien mit ambitionierteren Ausbaupfaden für den Stromerzeugungsanteil erneuerbarer Energien zeigt weiterhin, dass der ggf. verminderte Netzausbau vor allem temporärer Natur ist bzw. der Netzausbau längerfristig in jedem Fall notwendig würde.

Mit Blick auf die Beiträge dezentraler Steuerungsmodelle zu einem ggf. verringerten Netzausbaubedarf zeigen die diesbezüglich aussagekräftigen Modellsimulationen, dass die regionale Verteilung der regenerativen Stromerzeugung das insgesamt entscheidende Erklärungsmerkmal für die unterschiedlichen Netzausbaubedarfe bleibt. Der Einfluss der Regionalisierung ist vor allem für die Windkraftkapazitäten an Land klar dominierend.

Hinsichtlich der Gesamtkosteneffekte unterschiedlicher Regionalisierungs- oder Steuerungsansätze lassen sich aus den vorliegenden Studien keine belastbaren quantitativen Schlussfolgerungen ziehen, da die analysierten Studien diese Aspekte nicht im notwendigen Umfang bzw. mit vergleichbaren Abgrenzungsansätzen untersuchen. Gleiches gilt für ökologische Faktoren wie Flächenverbrauch oder den Einfluss auf die CO₂-Emissionen.

In der Zusammenschau der drei Untersuchungsebenen lässt sich neben den genannten Erkenntnissen eine Reihe von Handlungsbedarfen und Handlungsempfehlungen ableiten. Diese betreffen erstens einen strukturierten Diskurs zur Klärung der Frage, ob und in welchem Modell bzw. mit welchen Zeithorizonten dezentrale (zellulare) Steuerungsansätze jenseits der Eigenverbrauchsoptimierung eingeführt bzw. als Variante für die Netzausbauplanung berücksichtigt werden könnten. Zweitens bedürfen die Annahmen zu Ausbaugrenzen der regenerativen Stromerzeugung einer Validierung. Dies gilt für die Onshore- und Offshore-Windkraftkapazitäten wie auch die PV-Stromerzeugung in hoher räumlicher Auflösung, zumindest aber auf Ebene der verschiedenen Zonen und insbesondere mit Blick auf die Zonen Süd und West. Die reale Flächenerschließbarkeit und Akzeptanz sollten hier in besonderem Maße Berücksichtigung finden. Drittens sollten dringend einheitliche Bewertungsraster für die Bilanzierung aller Kosten und Flächenbedarfe (jeweils für Erzeugungsanlagen, Flexibilitätsoptionen und Infrastrukturen) entwickelt werden, um für zukünftige Analysen auch hier Vergleichbarkeiten zu ermöglichen. Viertens wäre für bessere Vergleichbarkeit zukünftiger Analysen die Entwicklung einer pragmatischen Metrik hilfreich, mit der unter Berücksichtigung der unterschiedlichen Modellierungsansätze der Umfang des Netzausbaubedarfs in vergleichbarer Weise beschrieben werden kann.

Die hier vorgelegte Metastudie bildet einen ersten umfassenden Versuch, die komplexe, an vielen Stellen von Narrativen geprägte sowie konzeptionell und datenseitig anspruchsvolle Materie im Spannungsfeld von Dezentralität und Netzausbau aufzuarbeiten. Eine Weiterführung dieses Analysestrangs erscheint dringend geboten.

Summary

In the discourse about infrastructure expansion that is robust and for which public acceptance is assured, the relationship between decentralization and the future demands on power grid infrastructures is a critical issue. It includes the whole spectrum of applicable interrelationships, the myriad areas of tension and complexities of centrality, decentralization and so-called “cellular” approaches. The issue of decentralization – which is often handled very vaguely and (too) often features rather crude narratives – requires a nuanced, differentiated analysis.

In a first step the present study reviews and analyzes the different dimensions and aspects of decentralization of electricity generation based on literature reviews. This finds, first of all, that a purely technical approach to the relationship between decentralization and grid expansion (small vs. large installations, connected voltage level) is not a viable approach.

A crucial factor in the context of grid expansion is, firstly, the proximity of power generation plants to electricity customers. If a large share of the power generation is decentralized, the pressures on the electricity grid can naturally be reduced. Secondly, the proximity of the flexibility options (e.g. demand flexibility, storage, back-up capacities) to the electricity customers is of major importance, since such flexibility options will play a fundamental role in an electricity system based on renewable energies. All kinds of combinations of decentralized and centralized power generation options on the one hand and decentralized and centralized flexibility options on the other hand can arise and are useful with a view to the large range of flexibility profiles. Decentralized power generation options can only result in a lower need for grid expansion if decentralized flexibility options are also available.

The third aspect, however, is ultimately crucial: the control, coordination and market model, which combines consideration of generation and flexibility options and electricity demand. Within the framework of liberalized markets, i.e. with free decisions about production and supplier choice, large-scale (centralized) markets and prices will emerge and determine the use of flexibility options. Beyond optimization of self-consumption it is only possible to avoid or limit this if very extensive isolation of regional markets, e.g. regional monopolies or very restrictive pricing of infrastructure, is possible. As a result, lower power grid needs can only be reliably assumed if self-consumption concepts combine decentralized power generation and flexibility options or if small-scale “cellular” approaches (whereby electricity is produced and directly consumed without being fed into the grid) are used.

Even if the concrete implementation of “cellular” (market) systems or regional markets designed in other ways has not yet been specified in sufficient detail, a number of reliable statements can be made on a qualitative level about the implications of such models. Small-scale control approaches with high shares of decentralized power generation and flexibility options tend to lead to higher costs for power generation and flexibility options in the overall electricity system if the effects of the large-scale interplay of very different electricity demand and generation profiles (portfolio effects) do not arise.

As a consequence, higher power generation (due to energy losses of the flexibility options, curtailments, etc.) would initially be necessary since (for example) overarching emission reduction targets need to be met. A situation similar to the cost issue also arises with regard to the land requirements for all generation options in the electricity system with the exception of rooftop PV systems.

However, the effort and the implications with regard to the flexibility options would also increase. The additional costs involved could be limited if conventional fossil-fuel technologies (e.g. decentralized gas-fired power plants) are used, which would then lead to higher emission levels in the overall system that should, at the same time, be decarbonized as quickly as possible. If higher emissions are to be avoided, the costs of (decentralized) flexibility options will increase far above the particularly cheap options (which have a limited availability) (if, for instance, not yet matured options like electricity-based fuels would have to be used on a large scale).

From an economic perspective, the costs of the flexibility options should always be compared with the corresponding infrastructure costs. This issue cannot be robustly answered on a purely qualitative level. From an environmental perspective, the significant decrease in power grid capacities does not balance the additional land use and resource consumption described or the higher emission levels that may result.

In addition to the economic and environmental criteria, aspects such as innovation capabilities and acceptance issues are also substantially important. Decentralized technologies and decentralized coordination concepts have indisputable advantages due to their proximity to many relevant actors. However, the question must be raised of whether and to what extent decentralized concepts for power generation and, where applicable, for flexibility options and small-scale control models are needed to a large extent with respect to participation and innovation. Other, selectively designed ways of improving participation and innovation could also be considered.

Lastly, the purely qualitative analysis carried out in the first step also raises the question of whether and when decentralized control models with wide scopes need to be harmonized with the existing regulatory framework for European energy markets.

In a second step, data analyses (with a high spatial resolution) were conducted on the limits of potentials for absolute solar and wind power generation and on the corresponding demand structures (in both cases on a district level). These analyses initially completely exclude the cost or availability issues of flexibility options and contain only quantity balances with a high spatial resolution. They show that, firstly, there is a substantial concentration of demand in the industrial regions in the west and south and in the metropolitan regions of Germany. Secondly, very profitable solar power generation can come about particularly in southern Germany and with the roof potentials in metropolitan regions. Thirdly, very profitable wind power generation is available in north and northeast Germany and offshore. Fourthly and finally, challenges concerning the public acceptance of onshore wind power plants will have a restrictive effect on actionable potentials, especially in regions that are densely populated and have a high electricity demand.

On the level of federal states (*Länder*) these restrictions decrease but remain clearly evident. Even at the next aggregation level – a total of six regional areas (zones) – the role of electricity imports and exports remains important even if criteria such as costs, land use, emissions, etc., are excluded from the analysis.

Consistently small-scale (“cellular”) concepts were analysed on a district level. These could only be implemented without substantially increasing use of grid infrastructure when flexibility options are applied very widely, which would entail the above-mentioned implications (costs, emissions, etc.). The quantitative analysis also shows that the portfolio effects become stronger, the larger the cells are defined, i.e. larger cells decrease the need for flexibility options and the associated negative effects. It follows that even with cellular ap-

proaches applied to larger areas it must be assumed that, regardless of the technological requirements and the costs involved, transregional electricity imports and exports would arise to a significant extent. In any case it should be noted that aside from optimization of self-consumption, no practicable proposals have been made yet for consistently implemented small-scale market concepts.

In a third step, a comparative analysis is conducted for a wide range of models of the German electricity system that have different designs and use very different methodologies. Scenarios that calculate a 20% to 50% lower need for grid expansion have the following characteristics:

- The scenarios assume or determine a strong expansion of onshore wind energy in the “South” zone. The scope of the additional grid expansion resulting for 2030 and 2035 is three to four times, and in extreme cases six times, higher than the values assumed in the network development plans.
- A disproportionate expansion of onshore wind energy in the “West” zone is predominantly assumed or calculated. The additional grid expansion amounts to a factor of 2 to 3, and in two extreme cases to a factor of 7, higher than that assumed in the network development plans.
- Largely, albeit not consistently, a very strong expansion of solar power generation is assumed in the “South” zone. The capacities of PV systems in the “South” zone exceed that of the network development plans for 2030 and 2035 by a factor of 2 to 3.
- For 2030 the relationships between the remaining coal-fired power plant capacities and the necessary grid expansion depend to a great extent on how (additional) renewable power generation is regionalized. For 2035 the amount of coal-fired power generation no longer shapes the dimensions of electricity grid expansion.

The different assumptions of the potentials in the relevant literature were compared, with the result that assumptions for the expansion of onshore wind power generation and partly also for PV power generation for 2030/2035 in the “South” and “West” zones may bring into question the limits of the potentials or that the modelling is conducted using questionable assumptions for the expansion of renewable power generation, at least for the period under discussion.

A review of scenarios with more ambitious expansion paths for power generation based on renewable energies in Germany shows that the decreased need for grid expansion is temporary and that grid expansion would nevertheless be necessary in the long term.

With a view to the contributions that decentralized control models make to decreases in grid expansion needs, the model simulations show that regional distribution of renewable power generation remains paramount for the differences in grid expansion needs. Regionalization is clearly the most influential parameter, especially with a view to onshore wind power capacities.

With regard to the overall cost effects of different regionalization or control approaches, no reliable quantitative conclusions can be drawn from the available literature since the studies analyzed do not examine these aspects to the extent necessary and do not use comparable approaches. The same applies to environmental factors such as land use or the impact on CO₂ emissions.

Viewing the three steps of the analysis overall, a number of recommendations for action can be derived in addition to the above-mentioned conclusions. Firstly, a structured discourse is needed to clarify whether and in which model or at what times decentralized (“cellular”) control approaches – aside from optimization of self-consumption – could be implemented or considered as a variant for grid expansion planning. Secondly, the assumptions for expansion limits of renewable power generation need to be validated. This is the case for onshore and offshore wind power capacities as well as PV power generation in high spatial resolution, at least for the zones and particularly the “South” and “West” zones in Germany. The real land potentiality and acceptance should receive special attention. Thirdly, there is an urgent need to develop a uniform assessment criteria for calculating all the costs and land requirements (for electricity generation plants, flexibility options and infrastructures) in order to enable comparability in future analyses. Fourthly, to improve the comparability of future studies, it would be helpful to develop a pragmatic metric that can be used to compare the grid expansion needs and take into account the different modeling approaches.

The present metastudy is the first comprehensive attempt to analyze the complex fields of tension between decentralization and grid expansion, which have been shaped by different narratives and present many conceptual and data challenges. Further research needs to be conducted on these aspects.

Inhaltsverzeichnis

1.	Einführung und Hintergrund	13
2.	Spezifikation und konzeptionelle Einordnung von Zentralität, Dezentralisierung und zellularen Ansätzen	15
3.	Potenzialgrenzen	22
3.1.	Vorbemerkungen	22
3.2.	Vergleichsbasis	22
3.3.	Zellulare Potenzialgrenzen	23
3.4.	Ausblick: Einbeziehung von Akzeptanzüberlegungen in die Wind-onshore-Ausbauplanung	29
3.5.	Zwischenfazit	31
4.	Analyse vorliegender quantitativer Untersuchungen	34
4.1.	Überblick	34
4.2.	Unterschiedliche Modellierungsansätze	35
4.3.	Unterschiedliche Regionalisierungsansätze	36
4.4.	Kurzbeschreibungen der Studien und Szenarien	37
4.5.	Regionalisierungsansätze im Vergleich	64
5.	Synthese und Schlussfolgerungen	78
6.	Referenzen	85

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2-1:	Dezentral, zentral, zellular: Die unterschiedlichen Dimensionen und Bewertungsaspekte	17
Abbildung 3-1:	Aggregationsebene des quantitativen Vergleiches der einzelnen Studien	23
Abbildung 3-2:	Jahresstromnachfrage auf Landkreisebene für das Szenariojahr 2030 (links) und 2050 (rechts)	24
Abbildung 3-3:	Jahresstromerzeugung PV (links) und Wind onshore (rechts) als maximales Potenzial auf Landkreisebene	25
Abbildung 3-4:	Theoretische Stromnachfragedeckung aus erneuerbaren Energien auf Landkreis- (links) und Flächenbundesland- (Mitte) und Zonen-Ebene (rechts), 2030	28
Abbildung 3-5:	„Realistische“ Stromnachfragedeckung aus erneuerbaren Energien auf Landkreis- (links) und Flächenbundesland- (Mitte) und Zonen-Ebene (rechts), 2030	28
Abbildung 3-6:	Windstromerzeugung im Szenario NEP B 2030 (links) und ihre Veränderung in den Szenarien „dezentral“ (Mitte) und „gleichverteilt“ (rechts)	30
Abbildung 4-1:	Regionalisierungsansätze On- und Offshore-Wind, 2030	66
Abbildung 4-2:	Regionalisierungsansätze On- und Offshore-Wind, 2035	68
Abbildung 4-3:	Regionalisierungsansätze Wind, Ausblick	69
Abbildung 4-4:	Regionalisierungsansätze Fotovoltaik, 2030	70
Abbildung 4-5:	Regionalisierungsansätze Fotovoltaik, 2035	72
Abbildung 4-6:	Regionalisierungsansätze Fotovoltaik, Ausblick	72
Abbildung 4-7:	Regionalisierungsansätze Kohle, 2030	74
Abbildung 4-8:	Regionalisierungsansätze Kohle, 2035	74
Abbildung 4-9:	Regionalisierungsansätze Sonstige, 2030	75
Abbildung 4-10:	Regionalisierungsansätze Sonstige, 2035	76

Tabellenverzeichnis

Tabelle 3-1:	Zonen-Aggregation für den quantitativen Vergleich der einzelnen Studien	22
Tabelle 3-2:	Stromerzeugungspotenzial aus Windenergie (onshore) nach Bundesländern	27
Tabelle 3-4:	Erzeugungspotenzial für Onshore-Windkraft in den Szenarien NEP B 2030, „gleichverteilt“ und „dezentral“	31
Tabelle 4-1:	Übersicht zu den Kurztiteln der Studien und Szenarien	65

1. Einführung und Hintergrund

Die Energiewende als zentrales energie- und klimapolitisches Projekt Deutschlands befindet sich in der breiten Umsetzung. Mit Anteilen erneuerbarer Energien an der gesamten Stromerzeugung von über einem Drittel – und damit deutlich jenseits der Nische – sowie Ausbauzielen von bis zu zwei Dritteln im Verlauf der kommenden Dekade gewinnen räumliche Fragen der Umstellung des Stromsystems auf erneuerbare Energien sowie die Fragen nach Zentralität und Dezentralisierung des Systems erheblich an Relevanz. Von besonderer Brisanz sind diese Fragen vordergründig mit Blick auf den geplanten Ausbau der Übertragungsnetze in Deutschland.

Die Debatten reichen aber letztlich deutlich darüber hinaus und betreffen direkt oder indirekt auch die Akzeptanz und Kostenaspekte unterschiedlicher Ausbaupfade und -muster für regenerative Erzeugungsanlagen, die unterschiedlichen Flexibilitätsoptionen und die unterschiedlichen Koordinierungssysteme bis hin zum Marktdesign sowie Akteurs-, Eigentums- und Verteilungsfragen.

Allein mit Blick auf den Ausbau der Übertragungsnetze wird dabei eine Vielzahl von Fragestellungen relevant (oder zumindest thematisiert):

- die Gewährleistung von System- und Versorgungssicherheit im Kontext der Energiewende und anderen aktuellen Herausforderungen;
- der weiträumigen Transport von an hinsichtlich der Investitions- bzw. Produktionskosten günstiger bzw. flächen- und akzeptanzseitig weniger Restriktionen ausgesetzter Elektrizität aus erneuerbaren Energien in die Verbrauchszentren;
- der Ausstieg aus der fossilen Stromerzeugung und dessen Implikationen für das (Übertragungs-) Netz;
- die zunehmende wirtschaftliche Attraktivität einerseits tendenziell verbrauchsnahe regenerativer Erzeugungstechnologien (PV und Speicher) und andererseits tendenziell verbrauchsferner regenerativer Erzeugungstechnologien (v.a. Offshore-Windkraft);
- die (technische, ökonomische, ökologische, regulative und gesellschaftliche) Diskussion um Dezentralisierung oder sog. zellulare Versorgungskonzepte;
- die (ökonomische) Diskussion um neue Bepreisungskonzepte für Netzinfrastrukturen (Preiszonen, Nodal Pricing, Regionalmärkte);
- die (technische) Diskussion um die sog. Sektorintegration/-kopplung;
- die Kostenentwicklung für den Übertragungsnetzausbau (z.B. durch den Übergang zum breiteren Einsatz von Erdverkabelungen).

Ohne Strukturierung und Einordnung der Treiber und Rahmenbedingungen für das Ausmaß des notwendigen Netzausbaus ist absehbar, dass die stetig facettenreicher werdende Diskussion dazu führt, dass sich über die entsprechenden Narrative massive Hemmnisse für alle notwendigen Diskussions-, Abwägungs-, Planungs-, Genehmigungs- und Umsetzungsprozesse entwickeln.

Hier, aber auch in den breiteren Diskursen, spielt die Frage von Zentralität und Dezentralität zumindest auf der Ebene von Narrativen, also sinn- und orientierungsstiftenden Bildern, eine große Rolle. Im diametralen Gegensatz zu dieser prominenten Rolle stehen jedoch die unscharfen und damit oft auch vieldeutigen Beschreibungen der Kategorien von Zentralität und Dezentralisierung im größten Teil dieser Diskurse. Mit Blick für möglicherweise lange Zeiträume wichtigen und mit erheblichen Vorlaufzeiten verbundenen Infrastrukturprojekten wie im Bereich der Übertragungs-, wie auch der Verteilnetze können jedoch aus einer prominenten Rolle von solcherart unscharfen oder vieldeutigen Narrativen erhebliche Probleme entstehen. Dies gilt insbesondere für den Fall, dass solche, zumindest in der deutschen Diskussion sehr wirkmächtige Narrative in erheblichem Ausmaß an die Stelle von umfassenderen und vor allem transparenteren Abwägungs- bzw. Aushandlungsprozesse treten.

Die hier im Auftrag der *Renewables Grid Initiative* (RGI) vorgelegte Metastudie verfolgt vor diesem Hintergrund zwei zentrale Ziele:

- eine kompakte qualitative Aufarbeitung der bisherigen, sehr facettenreichen, hinsichtlich der Differenzierung und Bewertungskriterien sehr unterschiedlichen und schließlich oft auf hohem Abstraktionsniveau vorgelegten Analysen um Zentralität, Dezentralisierung und zellulare Konzepte mit dem Ziel, richtungssichere Erkenntnisse, Abwägungsfragen und deren Dimensionen zu identifizieren;
- eine quantitative komparative Analyse der vorliegenden Modellierungsarbeiten, bei denen im weitesten Sinne das Spannungsfeld zwischen Zentralität, Dezentralisierung, zellularen Konzepten und dem Netzausbau analysiert worden ist.

Eine besondere Herausforderung besteht dabei darin, dass die oft relativ abstrakt und teilweise auch sehr selektiv geführte Diskussion über die Narrative von Zentralität und Dezentralisierung oder zellulare Konzepte bisher kaum praktikable und vor allem kaum transparente Schnittstellen zu den Abwägungsfragen hat, die sich mit dem Aus- und Umbau der Elektrizitätsnetzstrukturen für die Energiewende in Deutschland stellen, eine starke numerische Komponente haben und ganz überwiegend (räumlich) sehr konkret sind.

Das Ziel der hier vorgelegten Meta-Studie kann vor diesem Hintergrund nur darin bestehen, das bisher vorliegende Material zu sichten, zu strukturieren und, dort wo möglich, zu vergleichen. Im Vordergrund steht damit die Herstellung von mehr Transparenz und nicht die Erstellung weiterer originärer Modellierungsarbeiten oder Analysen.

Die Analysen gliedern sich in vier Teile. In einem ersten Untersuchungsgang (Kapitel 3) wird versucht, die Konzepte von Zentralität, Dezentralisierung und zellularen Konzepten bzw. deren Dimensionen und Bewertungskriterien auf der Grundlage der vorliegenden Literatur zu systematisieren und zu spezifizieren. Dabei werden auch diejenigen Implikationen eingegrenzt, für die sich auf einer rein qualitativen Ebene relativ richtungssichere Trendaussagen treffen lassen. Vor dem Hintergrund der Tatsache, dass für viele der konkreten Fragestellungen Potenzialgrenzen in ihren unterschiedlichen Abgrenzungen eine wichtige Rolle spielen, werden diese im Kapitel 3 einer genaueren und quantitativ fundierten räumlichen Analyse unterzogen. Im folgenden Untersuchungsschritt (Kapitel 4) werden die vorliegenden quantitativen Untersuchungen zu den räumlichen Aspekten der anstehenden Umgestaltung des Stromsystems und den zugrunde liegenden Annahmen und Methoden kompakt beschrieben und einem systematischen Vergleich unterzogen. Im abschließenden Kapitel 5 werden schließlich der Ergebnisse der unterschiedlichen Analysen zusammengefasst, Schlussfolgerungen gezogen sowie Forschungsbedarf identifiziert.

2. Spezifikation und konzeptionelle Einordnung von Zentralität, Dezentralisierung und zellularen Ansätzen

Der Diskurs über Zentralität, Dezentralisierung oder zellularen Ansatz (im Folgenden mit dem übergreifenden Begriff Dezentralität zusammengefasst) ist vielfältig und sehr facettenreich, teilweise unübersichtlich und wird ganz überwiegend auf sehr abstrakter Ebene oder aber aus sehr selektiven Blickwinkeln geführt.

Um die sehr breit aufgefächerten Konzepte von Dezentralität auch nur in grober Orientierung systematisch aufzuarbeiten bedarf es erstens einer handhabbaren Spezifikation der überwiegend unscharfen Konzepte von Dezentralität und zweitens einer differenzierten Betrachtung aus unterschiedlichen Perspektiven. Die dazu vorliegenden Analysen (Agora Energiewende 2017, Bauknecht et al. 2015, Bauknecht et al. 2017; Schill et al. 2016, Canzler et al. 2016, VDE/ETG 2015) unterscheiden sich hier in nicht unerheblichem Maße.

Agora Energiewende (2017) unterscheidet für die Diskussion von Dezentralitätskonzepten sechs verschiedenen Aspekte und vier verschiedene Dimensionen:

- hinsichtlich der Aspekte von Dezentralität werden unterschieden die Rolle der Eigenversorgung, die regionale Verteilung von Erzeugung und Verbrauch, die regionale Vermarktung von Ökostrom, regionale Smart Grids bzw. Smart Markets, die Rolle kleiner Akteure (Bürgerenergie) sowie die Rolle kommunaler Unternehmen;
- hinsichtlich der unterschiedlichen Dimensionen werden die Netztopologie, die ökonomische, die soziale sowie die politische Dimension unterschieden.

Die Analyse von Bauknecht et al. (2015) unterscheidet unterschiedliche Ausprägungen und bewertet diese mit Blick auf unterschiedliche Kriterien:

- die Ausprägungen von Energieversorgungssystemen werden mit Blick auf die Erzeugungsanbindungen, die räumliche Verteilung der Erzeugung, die Einbindungsebene für die Flexibilitätsoptionen sowie die Steuerungsansätze für das Gesamtsystem charakterisiert;
- als Bewertungskriterien werden ökonomische Auswirkungen, Versorgungssicherheit und Systemkomplexität, ökologische Auswirkungen und energetische Effizienz sowie Governance-Aspekte, die Demokratisierung der Energieversorgung und die Eigentumsverteilung der Stromversorgungsinfrastruktur herangezogen.

In der Übersichtsanalyse von Bauknecht et al. (2017) zu unterschiedlichen Konzepten der Systemsteuerung werden Einordnungen vorgenommen zu

- Flexibilitätsbedarf und Nutzung von Flexibilität
- Stromnetzbetrieb, Stromnetzverluste und Stromnetz-Ausbaubedarf
- Systemkomplexität
- Energieverbrauch, Ressourcen und Emissionen
- Eigentumsverteilung, Akteursvielfalt und Partizipation

Ein Übersichtsbeitrag zu den Debatten über (de-)zentrale Energiesysteme von Canzler et al. (2016) unterscheidet folgende Sichtweisen:

- die technisch-naturwissenschaftliche Perspektive auf unterschiedliche Ausprägungen
- die ökonomische Perspektive mit Blick auf Kosteneffizienz, aber auch Konsumentenpräferenzen sowie lokalen Kosten- und Nutzeneffekten
- die raumwissenschaftlichen Perspektive mit einem Schwerpunkt auf den Flächenbedarf
- die sozialwissenschaftliche Perspektive, in der Akzeptanz, Partizipationsmöglichkeiten sowie Fairness mit Blick auf die Nutzen- und Lastenverteilung im Vordergrund stehen.

Neben diesen allgemeineren Fragen von Dezentralität wird die Frage der netzbezogenen Regionalisierung von Strommärkten umfangreich diskutiert. Die hier diskutierten Konzepte sind teilweise hoch spezifisch und praktisch erprobt, aber in anderen Teilen noch überaus unscharf bzw. bleiben hinsichtlich ihrer unterschiedlichen Facetten (ökonomische Effekte und Voraussetzungen, Passfähigkeit zum aktuellen Regulierungssystem, politische Implikationen und Machbarkeiten) unspezifisch (Rave 2016, Agora Energiewende 2017):

- einen ersten radikalen Ansatz bildet die Einführung eines Knotenpreissystems, in dem der Großhandelsmarkt und das Stromnetz integriert (und zentral) gesteuert werden, wie dies beispielsweise in Teilen Nordamerikas praktiziert wird;
- in Europa momentan vorherrschend ist das Organisationsprinzip der Strompreiszonen mit großräumiger Koordination von Redispatch, Einspeisemanagement und Netzverstärkung/-ausbau;
- einen ganz anders gearteten radikalen Ansatz bilden umfassend (d.h. jenseits von Nischen- bzw. Sondersegmenten) angelegte regionale Grünstrommarkt-Modelle mit dezentralen Handelsplätzen und -zonen, deren Voraussetzungen, Ausgestaltung, Implikationen und praktische Machbarkeit aber bisher durchweg sehr unspezifisch und vage bleiben;
- zwischen diesen grundlegenden Modellen werden diverse Hybridansätze diskutiert, in denen Regionalisierungsanreize nicht nur über die Netzbepreisung oder das Vertrauen auf stabile Konsumentenpräferenzen, sondern ggf. über andere Ansätze (Regionalkomponenten in Finanzierungsmechanismen, Aufspaltung der Netzkostentragung etc.) verfolgt werden.

Schließlich wird Dezentralität auf der eher hoch aggregierter Perspektive des Fiskalföderalismus mit Blick auf die Entscheidungsbefugnisse diskutiert (Gawel & Strunz 2016).

- die Zentralisierung politischer Entscheidungsbefugnisse wird vor allem mit Blick auf Skaleneffekte, Verbundvorteile und Übertragungs- (Spill-over-) Effekte diskutiert;
- dezentrale Entscheidungsbefugnisse werden mit Blick auf die Innovationseffekte konkurrierender dezentraler Systeme, die Passfähigkeit zu regionalen Präferenzen sowie Zurechenbarkeit bzw. Verantwortlichkeit politischer Entscheidungen diskutiert.

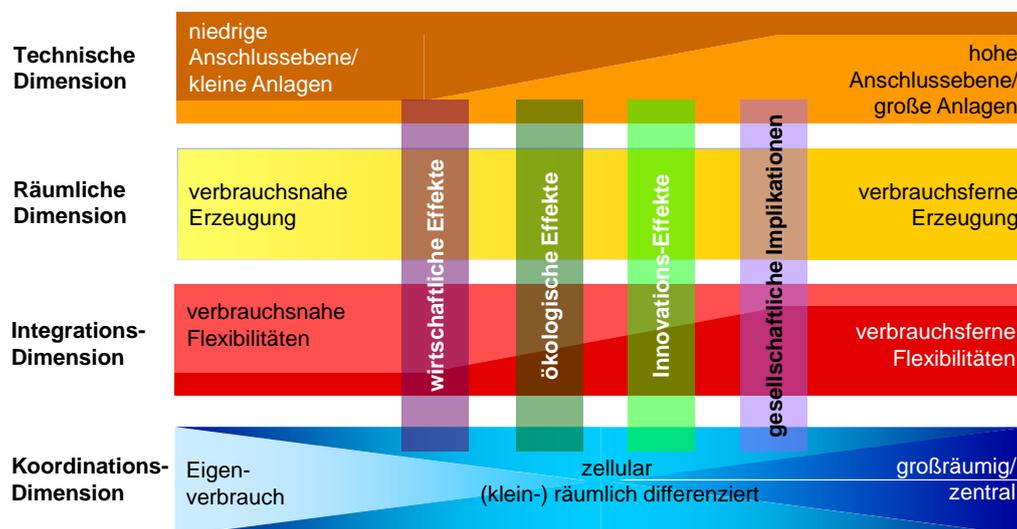
Bei allen Unterschieden in der ganzen Breite der genannten Analysen kommen alle zu drei zentralen Ergebnissen:

- das zukünftige Stromsystem wird sowohl zentrale als auch dezentrale Elemente enthalten und damit verbinden müssen;
- technische Machbarkeit, ökonomische Tragfähigkeit, die Erreichung der ökologischen Ziele sowie die Passfähigkeit zum existierenden regulativen Rahmen (z.B. der im Rahmen der EU liberalisierten Energiemärkte) sowie die öffentliche Akzeptanz sind notwendige Voraussetzungen für die Umgestaltung des Energiesystems;
- im Kern müssen diese und die anderen Aspekte in transparenten und fairen politischen Prozessen abgewogen und entschieden werden.

Ein zentrales Problem der entsprechenden Abwägungsprozesse besteht darin, dass die unterschiedlichen Facetten und Dimensionen sich einer einheitlichen Bewertungsmetrik entziehen, zu erheblichen Teilen stark von ökonomischen bzw. gesellschaftspolitischen Grundüberzeugungen, aber auch von Präferenzen (oder Präferenzvermutungen) mit Blick auf Konsumenten und politische Entscheidungsträger abhängen und schließlich oft auch eine starke situative Komponente haben.

Vor diesem Hintergrund soll neben den quantitativen Untersuchungen in den Kapiteln 3 und 4 im Folgenden der Versuch unternommen werden, die in den genannten Analysen angerissenen Facetten von Dezentralität einer orientierenden Einordnung zu unterziehen.

Abbildung 2-1: Dezentral, zentral, zellular: Die unterschiedlichen Dimensionen und Bewertungsaspekte



Quelle: Öko-Institut

Letztlich lassen sich fast alle der in den vorgenannten Analysen diskutierten technischen, räumlichen und Koordinations-Aspekte in das in der Abbildung 2-1 gezeigte Muster ein-

ordnen. Nur in der entsprechenden Zusammenschau lassen sich robuste Schlussfolgerungen für die wirtschaftliche, ökologische, Innovations- und gesellschaftliche Einordnung von Dezentralität ziehen. Dies gilt zunächst unabhängig davon, ob solche Einordnungen auf einer rein qualitativen Ebene richtungssicher möglich sind oder ob es dafür einer detaillierten quantitativen Bewertung der spezifisch vorfindlichen Situation oder Ausprägung bedarf.

Die Übersicht macht erstens deutlich, dass die räumliche Einordnung (d.h. als verbrauchsnahe oder -fern) analytisch getrennt werden sollte vom technischen Parameter Anlagengröße. Auch wenn kleine Anlagen (mit Anschluss an niedrige Spannungsstufen) sehr oft verbrauchsnahe errichtet werden, gilt dies im Umkehrschluss keineswegs. Auch große Anlagen können durchaus verbrauchsnahe angesiedelt werden (Siedlungen, Industriebetriebe etc.). Verbrauchsnähe ist damit aus der räumlichen und technischen Perspektive eine deutlich aussagekräftigere Beschreibungsdimension für die Charakteristik eines Energiesystems als die rein technische Charakterisierung von Klein- oder Großanlagen bzw. dem entsprechenden Anschlussniveau des Netzes. Der Grad an Verbrauchsnähe, der in einem System erreicht werden kann, ist dabei zunächst von den Potenzialgrenzen und der Wirtschaftlichkeit der jeweiligen Erzeugungsoptionen abhängig, aber auch von ökologischen Effekten wie der Flächeninanspruchnahme oder der begrenzten Akzeptanz verbrauchsnaher Erzeugungsanlagen, gerade wenn es sich dabei nicht nur um Kleinanlagen handelt. Aus einer auf die Verbrauchsnähe von Erzeugungsanlagen beschränkten Perspektive ergibt sich bei verbrauchsnäherer Erzeugung in einem größeren Umfang und mit einer größeren Diversität ein tendenziell geringerer Netzausbaubedarf.

Auf abstrakter Ebene kann hinsichtlich der Bewertungen unterschiedlicher regenerativer Erzeugungsoptionen für sehr verbrauchsnahe (PV-) Kleinanlagen die Vermutung aufgestellt werden, dass sie akzeptanzseitig und mit Blick auf Flächeninanspruchnahme Vorteile, mit Blick auf die ökonomische Effizienz des Gesamtsystems aber wohl eher mit Nachteilen verbunden sein dürften. Unter Maßgabe der in Deutschland herrschenden Bedingungen dürfte bei in der Nähe größerer Verbrauchszentren errichteten, weniger ertragsstarken Windkraftanlagen bei gleicher Bereitstellung regenerativ erzeugten Stroms (und damit auch bzgl. der Treibhausgas-Emissionen gleichwertig) die Flächeninanspruchnahme größer und die öffentliche Akzeptanz kleiner sein als bei eher verbrauchsfern errichteten Anlagen. Für alle anderen Anlagenkonstellationen und für alle anderen Bewertungsaspekte sind auf der qualitativen Ebene richtungssichere Einordnungen kaum möglich. Dies gilt auch für die Kostenaspekte, die wesentlich von den Kostendifferenzen zwischen mehr oder weniger ertragreichen Standorten sowie den Kosten der real verfolgten Netzausbaukonzepte (z.B. umfangreiche Erdverkabelung) auf der Übertragungs- und Verteilnetzebene abhängen.

Gerade in einem Stromsystem mit sehr hohen Anteilen variabler regenerativer Stromerzeugung ist für die Zentralitäts- und Dezentralisierungseinordnung nicht nur die räumliche Anordnung der Erzeugungsanlagen, sondern auch die der Flexibilitätsoptionen (z.B. Nachfrageflexibilität, Backup-Kraftwerke, Speicher) von Bedeutung. Diese können ebenfalls verbrauchsnahe, aber eben auch verbrauchsfern errichtet werden, wobei verbrauchsnahe Erzeugungseinheiten nicht notwendigerweise auch mit verbrauchsnahen Flexibilitätsoptionen verbunden sein müssen (dieser Fall wäre z.B. bei einer umfangreichen Nutzung der Wasserkraftressourcen in Skandinavien oder im Alpenraum als Flexibilitätsoption gegeben – vgl. dazu SRU 2011). Gleichzeitig muss ein System verbrauchsferner Stromerzeugung nicht automatisch auch zu einer verbrauchsfernen Lokalisierung der Flexibilitätsoptionen führen. Auch hier bilden Potenzialgrenzen sowie wirtschaftliche, Akzeptanz- und ggf. öko-

logische Fragen entscheidende Bewertungskriterien bzw. Rahmenbedingungen. Mit Blick auf den Netzausbaubedarf kann eine robuste Bewertung nur in der Gesamtsicht auf den Erzeugungspark und die Flexibilitätsoptionen vorgenommen werden. Gerade wenn komplexere Flexibilitätsoptionen wie *Power-to-X* (PtX-) Technologien in Betracht gezogen werden sollen, werden die räumlichen Verteilungsmuster zwischen Erzeugungs- und Flexibilitätsoptionen oft voneinander abweichen und sich entsprechende Konsequenzen für Wirtschaftlichkeit, ökologische Effekte und Akzeptanz, jeweils unter Berücksichtigung des notwendigen Netzausbaus ergeben.

Auch hier lassen sich auf rein abstrakter Ebene nur in Teilbereichen richtungssichere Bewertungen vornehmen. Kombinationen verbrauchsnahe und kleiner Erzeugungsanlagen mit verbrauchsnahe und kleinen Flexibilitätsoptionen bieten akzeptanzseitig Vorteile, dürften aber mit Blick auf die ökonomische Effizienz des Gesamtsystems (vor allem wegen der tendenziell hohen Kosten vieler Flexibilitätsoptionen) wohl eher mit Nachteilen verbunden sein. Für alle anderen Anlagenkonstellationen und für alle anderen Bewertungsaspekte lassen sich auf der qualitativen Ebene keine richtungssicheren Einordnungen vornehmen.

Letztlich in vielerlei Hinsicht entscheidend ist jedoch die Steuerungsdimension des Gesamtsystems. Am einen Ende des Spektrums steht hier der Eigenverbrauchsfall, in dem die Erzeugung, ggf. der Betrieb der Flexibilitätsoptionen (v.a. Speicher) strikt am Standort und an der Struktur des eigenen Verbrauchs ausgerichtet wird. Demgegenüber steht die zentrale Steuerung, z.B. auf Basis eines systemweiten Preissignals. Andere Varianten solcher Extremmodelle (zelluläre Konzepte, Regionalmärkte etc.) werden sich nur entwickeln können, wenn Netzverbindungen zu dem umgebenden System nicht (mehr) existieren, signifikant und vor allem robust bepreist werden oder die entsprechenden Teilmärkte regulativ abgegrenzt werden (z.B. durch Gebietsmonopole). Zelluläre Konzepte oder Regionalmärkte, die allein und in erheblichem Umfang auf stabile Verbraucherpräferenzen abstellen, erscheinen demgegenüber mit Blick auf ihre Skalierbarkeit als tendenziell wenig robuste Ansätze.

Aus der Steuerungsperspektive lässt sich eine Reihe von vergleichsweise richtungssicheren Einordnungen vornehmen:

- Die Akzeptanz von Eigenverbrauchsmodellen ist aus Sicht der Eigentümer und Betreiber mit entsprechenden Präferenzen hoch. Ob und inwieweit diese Akzeptanz bei starker Verbreitung auch im breiteren gesellschaftlichen Raum bestehen bleibt, ist davon abhängig, ob regressive Verteilungseffekte über Veränderungen des regulativen Rahmens abgemildert oder vermieden werden können.
- Zentrale Steuerungsmodelle bieten wegen der umfassenden Portfolioeffekte bei Erzeugungs- und Flexibilitätsoptionen und des damit in geringerem Umfang notwendigen Kapazitätsausbaus mit sehr hoher Wahrscheinlichkeit ökologische Vorteile, wie z.B. eine geringere Flächeninanspruchnahme bzw. höhere Emissionsminderungen, ein geringerer Ressourcenverbrauch und geringere Energieverluste (wegen geringerer Inanspruchnahme von Flexibilitätsoptionen).
- Die Einordnung zellulärer Konzepte hängt in hohem Maße vom Zuschnitt der entsprechenden Zellen ab. Sie werden bei entsprechender Ausgestaltung regelmäßig höhere Entdeckungsraten für Flexibilitätsoptionen und höhere Innovationsraten aufweisen. Ihre Umsetzbarkeit ist, jenseits vom Spezialfall der Eigenverbrauchsmodelle, vor allem bei kleineren Zellenzuschnitten mit Blick auf die Pass-

fähigkeit zum übergeordneten Regulierungskonzept und die öffentliche Akzeptanz überwiegend fraglich.

Bezüglich aller anderen Bewertungsdimensionen sind auf der rein qualitativen Ebene keine richtungssicheren Bewertungen möglich.

Auf der Ebene gesellschaftlicher Teilhabe sind die Verbindungen zu den technischen, räumlichen und Koordinations-Dimensionen nicht zwangsläufig eng, stellen sich doch sehr unterschiedliche Fragen:

- Wer sind die Beteiligten, besser: wer kann beteiligt werden
 - bei der Stromerzeugung?
 - bei den Flexibilitätsoptionen?
- Wer kann teilhaben
 - mit Blick auf die (unterschiedlichen) Entscheidungen?
 - mit Blick auf die wirtschaftlichen Erträge (und Risiken)?
 - auch: technisch?
- Wer ist mit Eingriffen in Besitzstände konfrontiert?
- Welche Profile bzw. Spannungsfelder ergeben sich mit Blick auf Teilhabe, Risikotragung und Besitzstände?

Angesichts der Tatsache, dass Risikotragung und Besitzstandeingriffe nicht ausschließlich, aber überwiegend räumlich begrenzt bzw. diesbezüglich spezifisch zuordenbar sind, können materielle oder ideelle Erträge aus räumlich entsprechend zuordenbaren Technologien zumindest prinzipiell Akzeptanzvorteile bieten. Die gilt allerdings auch nur dann, wenn sich die Vorteile aus Teilhabemöglichkeiten nicht nur für einzelne Akteure aus der von Risiken und Besitzstandeingriffen betroffenen Gesamtheit materialisieren. Mit den jenseits der ersten Entwicklungsphase erneuerbarer Energien zunehmend an Bedeutung gewinnenden und zumindest teilweise in anderen räumlichen Zusammenhängen errichteten Flexibilitätsoptionen sowie den komplexeren und oft überörtlichen Koordinationsmechanismen kann dies jedoch keineswegs als gesetzt gelten.

Die große Bandbreite der verschiedenen Dimensionen und die sehr unterschiedlichen Bewertungsaspekte bedürfen spezifischer Abwägungen und Einordnungen. Diese sind jedoch auf der Ebene von Gesamtsystemanalysen, die wiederum für den Ausbau von Übertragungsnetzsystemen unabdingbar sind, und auf Grundlage der bisher vorliegenden (quantitativen) Analysen nur teilweise leistbar. Die nachfolgenden Daten- und Studienvergleiche müssen daher die folgenden Annahmen und Vereinfachungen zur Grundlage nehmen:

- Eine wesentliche Determinante für unterschiedliche Entwicklungsmuster des mit hoher Dynamik in Richtung erneuerbare Energien ausgebauten Stromsystems liegt in den räumlich differenzierten Potenzialgrenzen für erneuerbare Energien, aber auch der räumlichen Struktur des Verbrauchs. Dabei geht es nicht nur um technische oder ökonomische Potenziale, sondern auch um die akzeptanzseitigen (Flächen-) Begrenzungen.

- Die derzeitige Studienlage erlaubt vor dem Hintergrund der unterschiedlichen Annahmen zu einzelnen Kostenpositionen, aber auch der unterschiedlichen Interpretationen von nicht-ökonomischen Restriktionen bisher keine studienübergreifenden systematischen Kosten-Nutzen-Vergleiche. Angesichts der eingetretenen und zu erwartenden Kostendegressionen sowie der tendenziellen Komplementarität von Übertragungs- und Verteilnetzausbaukosten bilden Kosten von Erzeugungsoptionen und Netzen wohl ein Unterscheidungskriterium von tendenziell abnehmender Bedeutung. Jenseits sehr preiswerter Optionen entstehen die wichtigsten Kostenunterschiede wohl im Bereich der Flexibilitätsoptionen, die bei konsequent verbrauchsnaher Lokalisierung und Steuerung signifikant werden können.
- Weitgehend ausgeblendet werden in den folgenden quantitativen Analysen die Passfähigkeit der unterschiedlichen Entwicklungsvarianten des Strom- und Energiesystems und deren Implikationen für den Netzausbau zum aktuellen regulativen Rahmen der Energiesysteme in Deutschland und Europa. Für Steuerungssysteme mit starker regionaler Lenkungswirkung würden sowohl zentral ausgerichtete und heute gut spezifizierbare Systeme wie *Nodal Pricing* als auch strikt lokal oder regional ausgerichtete Marktmodelle (die bisher nicht wirklich spezifiziert worden sind und ausgesprochen vage bleiben) müsste das in der EU vorherrschende Markt- und Regulierungsmodell sehr weitgehend verändert werden. Dies kann zumindest für die nächste Dekade kaum unterstellt werden.

Die quantitativen nachfolgenden Analysen werden sich damit vor allem auf Regionalisierungsmuster und deren Wechselwirkungen mit dem Netzausbaubedarf konzentrieren müssen. Auf der Grundlage solcher Muster lassen sich jedoch auch orientierende Schlussfolgerungen für Flächenverbrauch und Akzeptanz ziehen. Schließlich werden Aspekte wie Systemkosten und andere relevante Parameter, soweit ermittelt und berichtet, ausgewertet.

3. Potenzialgrenzen

3.1. Vorbemerkungen

Bei für den Netzausbau relevanten Szenarien spielt der regionale Zubau von regenerativen Stromerzeugungsanlagen eine bedeutende Rolle. Insbesondere bei Wind-onshore-Kraftwerken stellt sich die Frage nach dem vom heutigen Stand der Technik ausgehenden absoluten Erzeugungspotenzial. Daraus ergibt sich – noch völlig unabhängig von Akzeptanzfragen – die derzeitige technische Begrenzung.

Dem Vergleich von Modellierungsstudien werden daher einigen Analysen zu Potenzialabschätzungen vorangestellt. Diese Potenzialgrenze findet anschließend Eingang in den Studienvergleich, um die quantitativen Ausprägungen der Szenarien auch hinsichtlich der Potenzialausnutzung einschätzen zu können.

3.2. Vergleichsbasis

Die in der vorliegenden Metastudie berücksichtigten Studien unterscheiden sich hinsichtlich ihrer regionalen Auflösung. Bei Studien, die den Fokus auf Dezentralität legen, spielt die regionale Verteilung der Erzeugungsanlagen eine vorrangige Rolle. Um die regionale Verteilung zwischen den einzelnen Szenarien vergleichen zu können, wird als Vergleichsbasis die kleinste gemeinsame Aggregationsstufe gewählt. Auch die Analyse der Potenziale orientiert sich an dieser Aggregationsstufe.

Tabelle 3-1: Zonen-Aggregation für den quantitativen Vergleich der einzelnen Studien

Zone	Name	Zugeordnete Bundesländer
1	Nord-West	Schleswig-Holstein, Bremen, Hamburg, Niedersachsen,
2	Nord-Ost	Mecklenburg-Vorpommern, Brandenburg, Sachsen-Anhalt, Berlin
3	West	Nordrhein-Westfalen
4	Mitte	Hessen
5	Süd-Ost	Sachsen, Thüringen,
6	Süd	Rheinland-Pfalz , Saarland, Baden-Württemberg, Bayern

Quelle: Öko-Institut

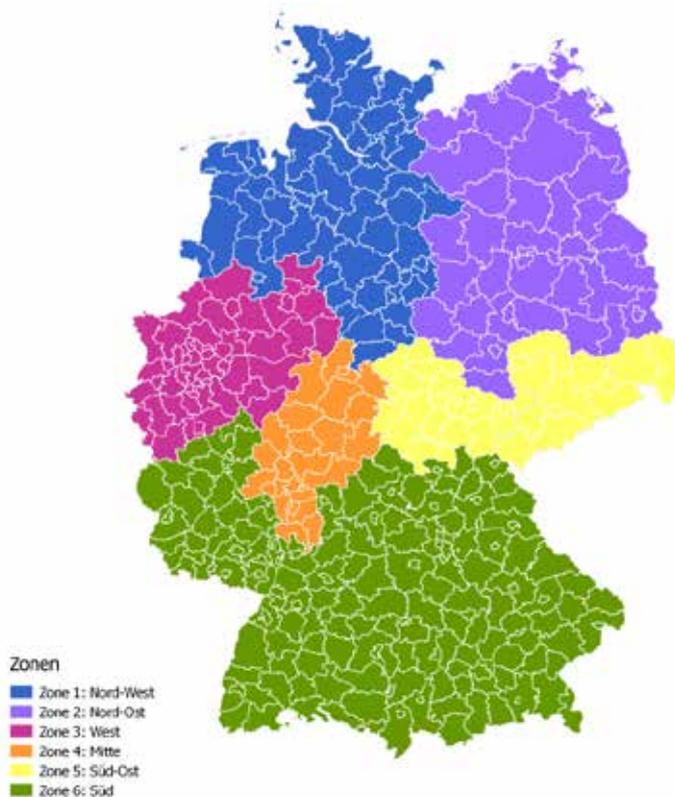
Der gewählte Ausgangspunkt für die numerischen Vergleiche und für die Untersuchung der Potenziale sind die 402 Landkreise. Auf dieser Ebene ist ein vollständiger und verifizierter Datensatz sowohl für die regenerativen Erzeugungspotenziale als auch für die Nachfrage vorhanden.

Als erste relevante Aggregationsebene sind die Bundesländer zu verstehen. Auf dieser Ebene können viele Studienverfasser ihre Ergebnisse zusammenfassen und bereitstellen.

Um auch die Ergebnisse der BMWi-Langfristszenarien in den Vergleich zu integrieren, wird als letzte regional aufgelöste Vergleichsbasis eine sogenannte „Zonen“-Ebene einge-

führt, die aus sechs Regionen besteht (vgl. Tabelle 3-1 und Abbildung 3-1). Diese verläuft näherungsweise analog zu der in den Langfristszenarien gewählten Aggregationsform.¹

Abbildung 3-1: Aggregationsebene des quantitativen Vergleiches der einzelnen Studien



Quelle: Öko-Institut

3.3. Zellulare Potenzialgrenzen

Ziel der nachfolgend dargestellten Analysen ist es, Erkenntnisse über die regionale Nachfragestruktur und das regenerative Erzeugungspotenzial zu gewinnen. Damit kann die Frage eingegrenzt werden, welche theoretischen Möglichkeiten zur Bedarfsdeckung sich innerhalb der einzelnen Zellen ergeben.

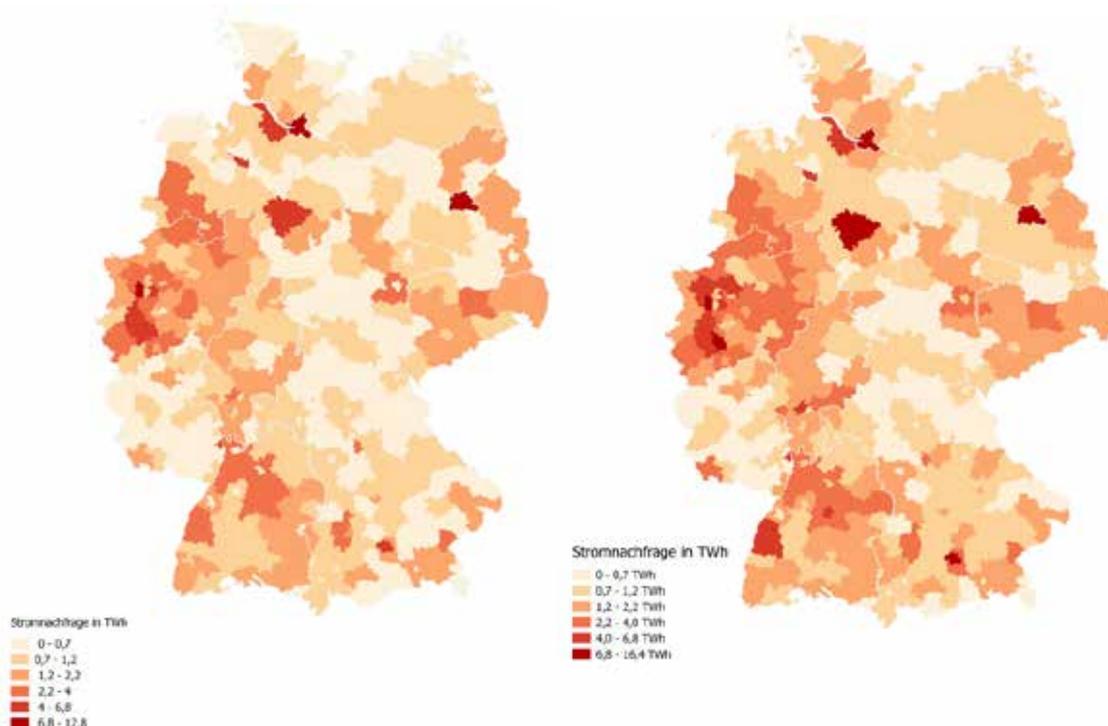
Zu diesem Zweck wurden jährliche Stromnachfragen und regenerative Stromerzeugungspotenziale auf Landkreisebene zusammengestellt und die beiden Datensätze so zusammengefügt, dass die theoretisch maximal mögliche bilanzielle jährliche Nachfragedeckung aus regenerativen Energien in diesen Einheiten abgeschätzt werden kann.

¹ In den BMWi-Langfristszenarien verläuft die Grenze der Zonen nicht entlang von Bundeslandgrenzen. Da die Daten der anderen Szenarien aber auf Bundeslandebene vorliegen, müssen die Zonengrenzen entlang der Bundesländer abgegrenzt werden. Aufgrund dessen müssen bei der Auswertung der BMWi-Langfristszenarien diese Ungenauigkeiten bzgl. der Zonenzuordnung stets mit berücksichtigt werden.

Bei der Abschätzung wird unterstellt, dass jede erzeugte Strommenge beliebig lange zwischengespeichert werden kann, d. h. dass Speicherkapazitäten auf der Ebene einer Zelle unbegrenzt zur Verfügung stehen. Die aus der Nachfragedeckung entstehenden Kosten werden wegen der hier zunächst nur auf die technischen bzw. akzeptanzseitigen Potenzialgrenzen fokussierten Perspektive nicht betrachtet.

Die Analyse basiert weitestgehend auf den Daten, die in dem Projekt „WWF Stromsystem 2035+“ von Prognos bzw. Öko-Institut auf Landkreisebene verwendet wurden.² Diesen Analysen liegen Flächenpotenziale (unter Berücksichtigung der Flächennutzung wie auch von Naturschutzrestriktionen), aber auch Erfahrungswerte zum Verhältnis der im Grundsatz verfügbaren Flächen und der genehmigungsfähigen Flächennutzungen zu Grunde.

Abbildung 3-2: Jahresstromnachfrage auf Landkreisebene für das Szenariojahr 2030 (links) und 2050 (rechts)



Quelle: Öko-Institut

Hinsichtlich der Stromnachfrage wurden die von Prognos ermittelten, jährlichen Stromnachfragen auf Landkreisebene für das Szenariojahr 2030 zugrunde gelegt (vgl. Abbildung 3-2 (links)). Die Jahresstromnachfrage in diesem Szenario beträgt 481 TWh. Der Landkreis mit der höchsten Nachfrage ist Hamburg mit 13 TWh. Zum Vergleich wurde zudem die regionale Jahresnachfrage des Szenariojahres 2050 dargestellt, in welchem die Jahresstromnachfrage aufgrund von zunehmender Sektorintegration auf 585 TWh angestiegen ist (vgl. Abbildung 3-2 (rechts)). Diese Verbrauchsniveaus liegen deutlich unter denen von Szenarien, die eine stärkere Elektrifizierung des Energiesystems unterstellen. Im Sin-

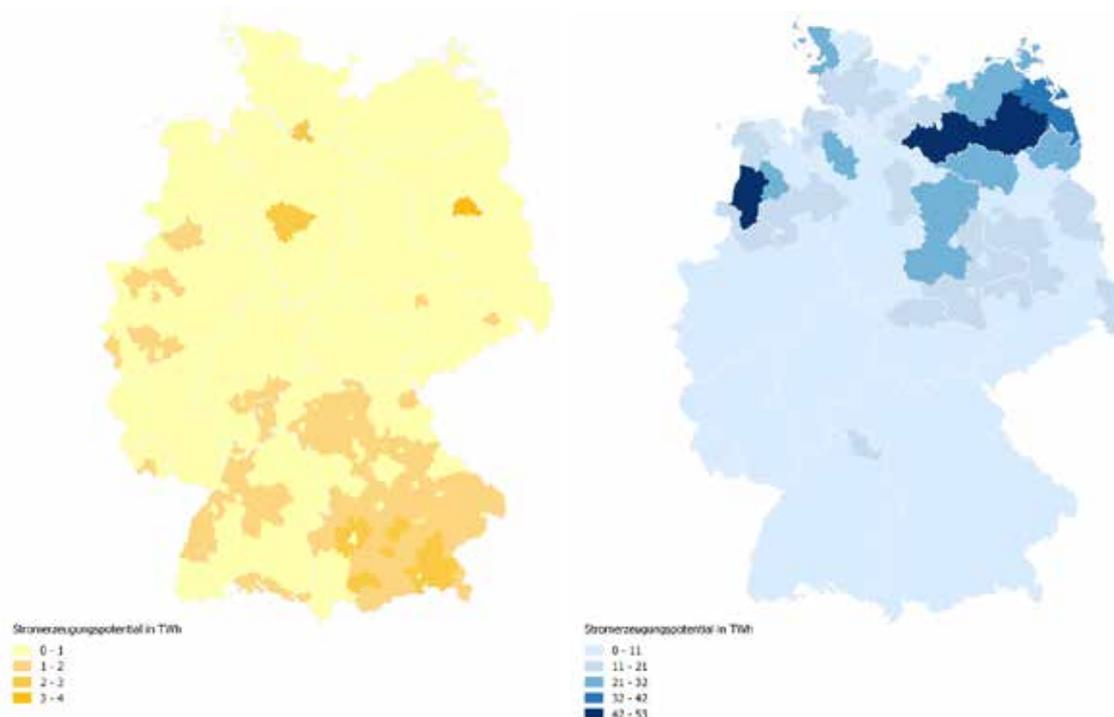
² Die Ergebnisse dieser Modellanalysen sind noch nicht veröffentlicht.

ne einer moderaten Gesamteinordnung und unter Berücksichtigung der ganzen Bandbreite von Unsicherheiten (Ambitionsniveau der Emissionsminderungsziele, Rolle importierter CO₂-neutraler Brennstoffe etc.) ist dieser exemplarische Ansatz jedoch im Kontext des hier verfolgten Erkenntnisinteresses sinnvoll.

Als erneuerbare Energien werden Wasserkraft, Fotovoltaik, Wind onshore, Wind offshore und Biomasse berücksichtigt. Als regenerative Erzeugung aus Wasserkraft und Biomasse werden die Stromerzeugungen des o.g. Projektes für das Szenariojahr 2050 angenommen. Die Jahresstromerzeugung aus Wasserkraft liegt bei 22 TWh, die aus Biomasse beträgt 11 TWh. Während bei Wasserkraft von einer rationalen Potenzialerschöpfung ausgegangen werden kann, wurde für Biomasse aus Gründen der Nutzungskonflikte ausgeschlossen, die bisher erfolgte Potenzialerschließung weiter auszudehnen.

Auch die Stromerzeugung aus Wind-offshore-Anlagen wurde aus dem WWF-Projekt für das Szenariojahr 2050 unmodifiziert übernommen. Hier wurde keine Abschätzung der maximal möglichen Potenziale vorgenommen. Dies ist für eine regionalisierte Betrachtung des Verhältnisses von Erzeugungsangebot und Stromnachfrage auch nicht erforderlich, da alle Landkreise, denen bereits Wind-Offshore-Stromerzeugung zugeordnet ist, einen (deutlichen) Erzeugungsüberschuss aufweisen. Die Jahresstromerzeugung aus Wind-Offshore-Anlagen beträgt 216 TWh.

Abbildung 3-3: Jahresstromerzeugung PV (links) und Wind onshore (rechts) als maximales Potenzial auf Landkreisebene



Quelle: Öko-Institut

In dem Projekt „WWF Stromsystem 2035+“ wurde in dem Szenarienset „Fokus Solar“ die PV-Stromerzeugung bis zum Jahr 2050 möglichst stark vorangetrieben, wobei ein maxi-

maler Ausbau von Aufdachanlagen (ca. zwei Drittel des Gesamtpotenzials) und ein signifikanter Anteil von zusätzlichen Freiflächenanlagen (ca. ein Drittel des Gesamtpotenzials) zum Tragen kommen. In diese Überlegungen geht nicht die maximal verfügbare Fläche als zentrale Restriktion ein, sondern Überlegungen, inwiefern Fotovoltaik-Anlagen mit einem hohem Anteil von Eigenverbrauchsspeichern einen Beitrag zur Nachfragedeckung leisten können, ohne dass darüber hinausgehender Speicherbedarf entsteht. In dieser Analyse werden zur Abschätzung des maximalen Potenzials die Landkreisdaten dieses Szenarios für das Szenariojahr 2050 verwendet. Die Jahresstromerzeugung aus PV-Anlagen – und damit das hier angenommene maximale Potenzial – beträgt 292 TWh. Die regionale Verteilung weist einen Erzeugungsschwerpunkt in Bayern auf (vgl. Abbildung 3-3 (links)). Der Landkreis mit der höchsten jährlichen Stromerzeugung aus PV-Anlagen hingegen ist Berlin (4 TWh).

Grundlage für die Abschätzung des maximalen Stromerzeugungspotenzials aus Wind-onshore-Anlagen sind die verfügbaren Potenzialflächen für den Ausbau von Windenergie. Hier wurde auf die öffentlich verfügbaren Daten von Christ et al. (2017) zurückgegriffen. Bei der Potenzialermittlung werden verschiedene relevante Datensätze zusammengeführt, um Abstände zu Siedlungsflächen, FFH-Gebieten, Vogel- und Landschaftsschutzgebieten einzuhalten. Das Vorgehen zur Potenzialermittlung ist in (Söthe 2015) dokumentiert. Das Potenzial wird auf eine Fläche von 27.244 km² abgeschätzt, welche etwa 7,6% der Fläche Deutschlands entspricht.³

Um von den verfügbaren Flächen auf die potentielle Stromerzeugung rückschließen zu können, sind weitere Daten und Annahmen erforderlich. Die Stromerzeugung ergibt sich aus Leistung und Volllaststunden einer Anlage. Die erwarteten Volllaststunden sind abhängig vom gewählten Anlagentyp, der Windkategorie des Standortes und der Bodenrauigkeit. Die Information über die Einteilung Deutschlands in Windkategorien entstammt den Wetterdaten des Deutschen Wetterdienstes.⁴ Die Information über die Bodenrauigkeit wurde mithilfe der Corine Land Cover Daten ermittelt.⁵ Als Referenzanlage wurde eine Enercon E 70 (2 MW)- Anlage hinterlegt.⁶ Als Volllaststunden wurden in Abhängigkeit von der Windkategorie Werte zwischen 1.800 h/a (Windkategorie 5) bis 2.400 h/a (Windkategorie 1) angenommen.

Da das Potenzial vollständig ausgenutzt werden soll, werden alle Bestandsanlagen verworfen und durch Neuanlagen mit einer höheren flächenspezifischen Stromerzeugung ersetzt. Die Referenz-Neuanlage beansprucht eine Fläche von 0,031 km²/MW.

Wird die gesamte Fläche für Wind-onshore-Anlagen beansprucht, so könnten unter den genannten Annahmen in Deutschland etwa 1.857 TWh Strom aus Wind-onshore-Anlagen erzeugt werden (vgl. Abbildung 3-3 (rechts)). Das größte Potenzial zur Stromerzeugung

³ Die Agentur für Erneuerbare Energien hat ebenfalls eine Potenzialabschätzung durchgeführt, hierbei aber die Potenzialfläche auf eine maximale Nutzung in Höhe von 2% der Landesfläche beschränkt (vgl. (AEE 2015)).

⁴ WebWerdis (Web-based Weather Request and Distribution System)

⁵ Vgl. Keil et al. (2011) sowie <http://www.renewable-energy-concepts.com/german/windenergie/windbasiswissen/rauigkeitsklassen.html>

⁶ Die Wahl der Referenzanlage weist nach heutigem Stand der Technik eine vergleichsweise geringe Leistung auf. Eine größere Wind-onshore-Anlage hat mit steigender Leistung einen etwa linear steigenden Flächenbedarf. Aufgrund dessen hängt die Potentialabschätzung nur geringfügig von der gewählten Referenzanlage ab.

aus Windkraftanlagen weist der Nordosten auf. Der Landkreis mit dem höchsten Erzeugungspotenzial ist die Mecklenburgische Seenplatte mit 53 TWh.

Die bundeslandspezifischen Stromerzeugungspotenziale aus Wind-onshore-Anlagen (theoretisch und realistisch) sind in Tabelle 3-2 dargestellt. Unter dem Begriff „theoretisch“ sind eben diese Potenzialgrenzen zusammengefasst; unter dem Begriff „realistisch“ werden weitere Akzeptanz- und Naturschutzrestriktionen berücksichtigt.

Tabelle 3-2: Stromerzeugungspotenzial aus Windenergie (onshore) nach Bundesländern

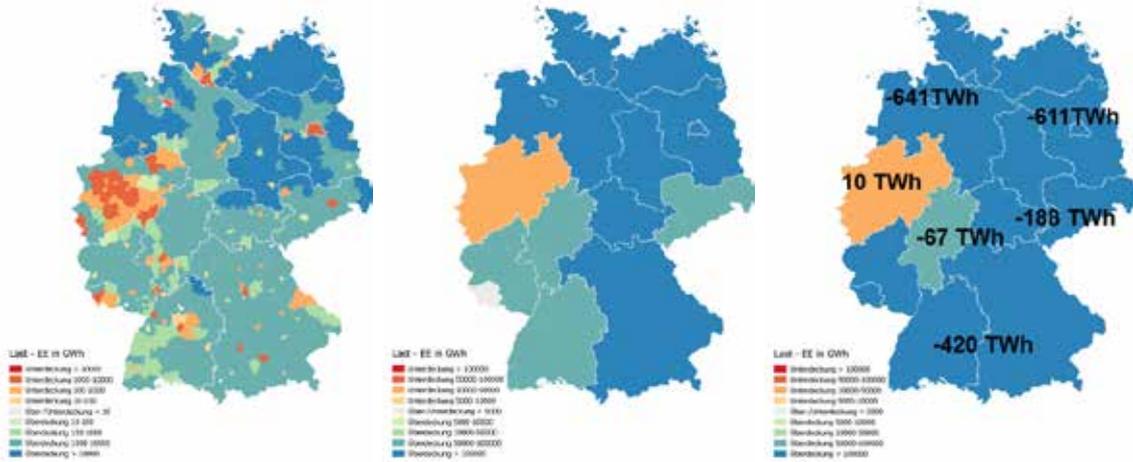
Bundesland	Erzeugungspotenzial	
	theoretisch	realistisch
	TWh	
Schleswig-Holstein und Hamburg	112	35
Niedersachsen und Bremen	383	54
<i>Zwischensumme Nord-West</i>	<i>495</i>	<i>89</i>
Brandenburg und Berlin	190	36
Mecklenburg-Vorpommern	198	18
Sachsen-Anhalt	220	25
<i>Zwischensumme Nord-Ost</i>	<i>608</i>	<i>79</i>
Nordrhein-Westfalen	63	24
<i>Zwischensumme West</i>	<i>63</i>	<i>24</i>
Hessen	81	9
<i>Zwischensumme Mitte</i>	<i>81</i>	<i>9</i>
Sachsen	68	8
Thüringen	134	7
<i>Zwischensumme Süd-Ost</i>	<i>202</i>	<i>15</i>
Rheinland-Pfalz	76	17
Baden-Württemberg	108	8
Bayern	221	10
Saarland	3	2
<i>Zwischensumme Süd</i>	<i>408</i>	<i>37</i>
Summe Deutschland	1.857	253

Quelle: Öko-Institut

Werden nun die regenerativen Erzeugungspotenziale von der Nachfrage abgezogen, ergeben sich für die einzelnen Landkreise die residualen Jahresnachfragen (vgl. Abbildung 3-4 (links)). Landkreise, die rot hervorgehoben sind, weisen eine Nachfrageunterdeckung auf, die grün bis blau hervorgehobenen Landkreise sind überdeckt. Ein überdeckter Landkreis hat also bei vollständiger Ausnutzung seines regenerativen Erzeugungspotenzials und unter Einbeziehung von Speichern die theoretische Möglichkeit, seine Nachfrage „autark“ zu decken, wohingegen ein unterdeckter Landkreis dies selbst unter „idealen Verhältnissen“ nicht vermag. Großstädte stellen klassischerweise unterdeckte Landkreise dar.

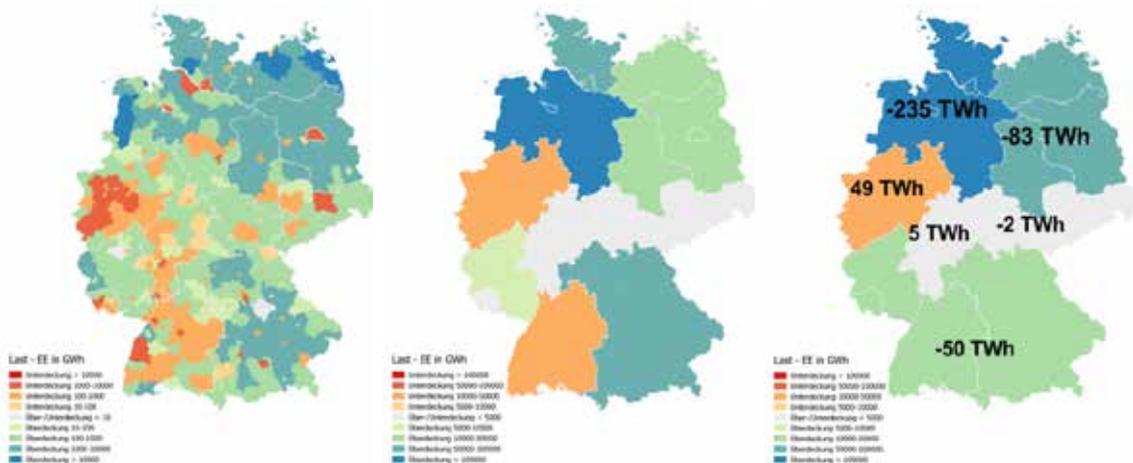
Auffällig ist die regionale Häufung unterdeckter Landkreise in Nordrhein-Westfalen. Werden die Daten auf Flächenbundeslandebene und dann auf Zonenebene aggregiert, verbleibt in Nordrhein-Westfalen weiterhin eine Nachfrageunterdeckung in Höhe von 10 TWh (vgl. Abbildung 3-4 (Mitte und rechts)).

Abbildung 3-4: Theoretische Stromnachfragedeckung aus erneuerbaren Energien auf Landkreis- (links) und Flächenbundesland- (Mitte) und Zonen-Ebene (rechts), 2030



Quelle: Öko-Institut

Abbildung 3-5: „Realistische“ Stromnachfragedeckung aus erneuerbaren Energien auf Landkreis- (links) und Flächenbundesland- (Mitte) und Zonen-Ebene (rechts), 2030



Quelle: Öko-Institut

Die Landkreise mit einer Unterdeckung nehmen zu, wenn in die Potenzialüberlegungen nicht ausschließlich die verfügbaren Flächen eingehen, sondern zudem weitere Akzeptanz- und Umweltschutzrestriktionen wirksam werden (vgl. Abbildung 3-5).

Die hinterlegte Wind-onshore-Stromerzeugung in der „realistischen“ Variante entspricht der des Szenarios „Fokus Solar“ des Projektes „Zukunft Stromsystem 2035+“ und beträgt im Szenariojahr 2050 ca. 253 TWh.⁷ Neben Nordrhein-Westfalen nehmen unter Einbeziehung dieser Restriktionen die unterdeckten Landkreise in Hessen und Baden-Württemberg zu. Die Defizite verbleiben dann auch weiterhin auf Bundesland-Ebene: Nordrhein-Westfalen, Baden-Württemberg, Hessen, Sachsen und das Saarland können ihre Nachfrage selbst mit unendlich großen Speichern nicht eigenständig decken, wohingegen in Niedersachsen ein Erzeugungsüberschuss in Höhe von 167 TWh besteht. Selbst bei Aggregation auf die Zonenebene ist das „realistische“ Erzeugungspotenzial in Nordrhein-Westfalen und Hessen nicht ausreichend und in Sachsen/Thüringen sehr knapp.

Selbst wenn berücksichtigt wird, dass die „realistische“ Potenzialvariante auf der Grundlage sehr restriktiver Rahmenbedingungen ermittelt wurde, um damit eine robuste Potenzialuntergrenze zu spezifizieren, zeigt sich deutlich, dass aus ganzheitlichen Betrachtungen abgeleitete Potenzialgrenzen im Bereich der Onshore-Windkraft eine wichtige Rolle spielen werden.

3.4. Ausblick: Einbeziehung von Akzeptanzüberlegungen in die Wind-onshore-Ausbauplanung

Im Rahmen des Projektes „VerNetzen“⁸ wurden sozial-ökologische Kriterien bezüglich des Ausbaus der Windenergie und des Übertragungsnetzes entwickelt, mit deren Hilfe weiche Kriterien wie Akzeptanz in Strommarktmodellierungen Berücksichtigung finden könnten. Darauf aufbauend wurde in dem Projekt „BuergEN“⁹ erprobt, einige dieser Kriterien in ein Szenario aufzunehmen.

Zur Beurteilung des regionalen Beitrags zur Energiewende in Bezug auf Wind-onshore-Anlagen wurde als Kriterium der „Belastungsgrad“ vorgeschlagen. Der Belastungsgrad ist ein Indikator für die Betroffenheit der Bevölkerung von Windenergieanlagen und wird auf Landkreisebene erhoben. Berechnet wird er als Produkt aus dem Anteil der für Windenergie genutzten Fläche im Verhältnis zur Landkreisfläche und der Bevölkerungsdichte:

$$B = \frac{A_{wind,LK}}{A_{LK}} \times \frac{pop_{LK}}{A_{LK}}$$

⁷ Zum Vergleich: Die Agentur für Erneuerbare Energien hat zusätzlich zum verfügbaren Flächenpotenzial die Regel aufgestellt, das maximal 2% der Landesfläche für Wind-onshore-Anlagen genutzt werden darf. Unter dieser zusätzlichen Restriktion ließe sich langfristig ein Stromerzeugungspotenzial aus Windenergie in Höhe von bis zu 390 TWh erschließen (AEE 2015).

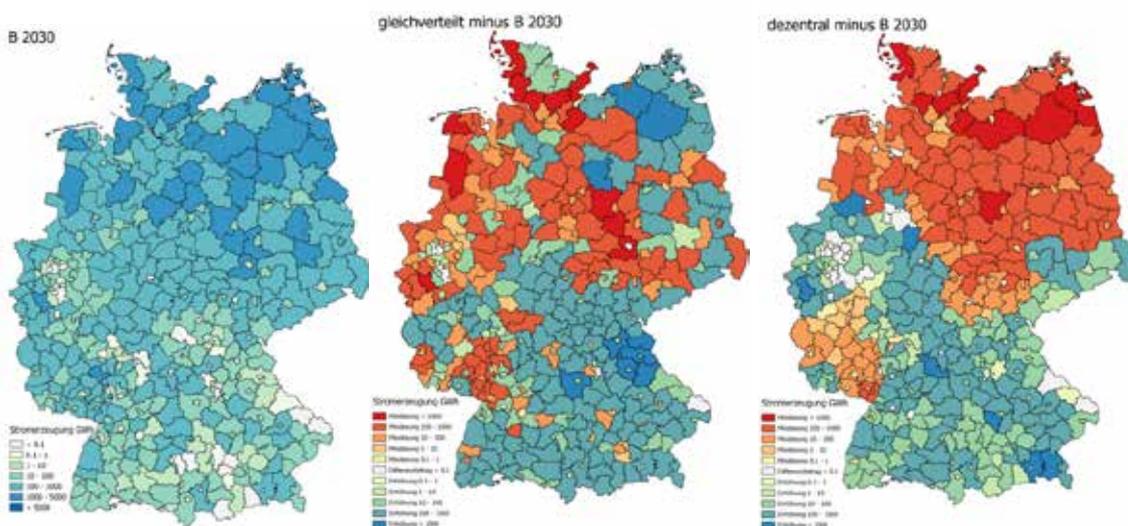
⁸ VerNetzen. Sozial-ökologische und technisch-ökonomische Modellierung von Entwicklungspfaden der Energiewende (vgl. <http://www.transformation-des-energiesystems.de/sites/default/files/VerNetzen-Kurzbeschreibung.pdf>).

⁹ BuergEN. Perspektiven der Bürgerbeteiligung an der Energiewende unter Berücksichtigung von Verteilungsfragen (vgl. <http://www.uni-flensburg.de/fileadmin/content/abteilungen/industrial/dokumente/downloads/veroeffentlichungen/forschungsergebnisse/euf-buergen-abschlussbericht-online.pdf>).

Je höher der Belastungsgrad, desto größer ist die Betroffenheit der Bevölkerung zu bewerten (Degel et al. 2016). Eine hohe Bevölkerungsdichte führt zu einem tendenziell hohen Belastungsgrad, insbesondere wenn die Landkreisfläche dann gering ist. Ein bereits fortgeschrittener Ausbau der Windenergie erhöht den Belastungsgrad ebenfalls.

In dem Szenario „gleichverteilt“ wurde erprobt, wie sich ein einheitlicher Belastungsgrad auf den Ausbau der Windenergie und den Netzausbaubedarf auswirkt. Analog zum NEP-Szenario B 2030 des NEP 2017-2030 wurde die installierte Leistung an Wind-onshore-Anlagen auf 61 GW festgelegt, was einer Stromerzeugung in Höhe von 125 TWh entspricht. Bei einer Gleichverteilung der Belastung liegt der Belastungsgrad bei 0,8 Einwohnern/km² (Koch et al. 2018).

Abbildung 3-6: Windstromerzeugung im Szenario NEP B 2030 (links) und ihre Veränderung in den Szenarien „dezentral“ (Mitte) und „gleichverteilt“ (rechts)



Quelle: Öko-Institut, veröffentlicht in (Koch et al. 2018)

Abbildung 3-5 (rechts) visualisiert die landkreisspezifische Windstromerzeugung für das Szenario B 2030 des NEP 2017-2030, in dem der Zubau (76 TWh) überwiegend in den nördlichen und östlichen Bundesländern vorgenommen wurde. Die Skala der Jahresstromerzeugung reicht von 0,1 GWh (weiß) bis zu >5 TWh (dunkelblau). Abbildung 3-5 (Mitte) stellt die Differenz des Szenarios „gleichverteilt“ zum NEP-Szenario dar. Eine unveränderte Stromerzeugung wird als weiße Fläche dargestellt, eine um 1 TWh reduzierte Stromerzeugung ist rot, eine erhöhte blau hervorgehoben. Der Zubau in Höhe von 52 TWh Windstromerzeugung wird strukturell umverteilt: Die Einführung eines einheitlichen Belastungsgrades bewirkt, dass der Wind-onshore-Ausbau in den Küstenregionen der Nordsee und in weiten Teilen Niedersachsens im Vergleich zu den Erwartungen des NEP-Szenarios verlangsamt stattfindet, wohingegen der Zubau in Süddeutschland und in den östlichen Teilen von Mecklenburg-Vorpommern forciert wird. Der Treiber für den beschleunigten Ausbau in Süddeutschland ist die geringe Anzahl der Windenergieanlagen bei einer relevanten Potenzialfläche, der Treiber in Mecklenburg-Vorpommern hingegen ist die geringe Bevölkerungsdichte.

Aufgrund der Korrelation von hoher Bevölkerungsdichte und hoher Nachfrage führt eine Gleichverteilung der Belastung tendenziell zu einem lastfernen EE-Zubau. Dies wird deutlich, wenn Veränderung der Regionalisierung des gleichverteilten Szenarios mit der des dezentralen Szenarios Abbildung 3-5 (rechts) verglichen wird: Bei dem Szenario „gleichverteilt“ wird der Windzubau im Ruhrgebiet im Vergleich zum NEP-Szenario reduziert, im streng an Lastnähe orientierten EE-Zubau des Szenarios „Dezentral“ wird der Windzubau eben dort erhöht. Der gegenteilige Effekt ist im Osten Mecklenburg-Vorpommerns zu beobachten.

Tabelle 3-3: Erzeugungspotenzial für Onshore-Windkraft in den Szenarien NEP B 2030, „gleichverteilt“ und „dezentral“

Bundesland	Erzeugungspotenzial		
	NEP B 2030	gleichverteilt	dezentral
	TWh		
Schleswig-Holstein und Hamburg	19,9	5,3	8,7
Niedersachsen und Bremen	25,9	14,6	15,9
<i>Zwischensumme Nord-West</i>	<i>45,8</i>	<i>19,9</i>	<i>24,6</i>
Brandenburg und Berlin	15,0	14,8	8,3
Mecklenburg-Vorpommern	10,8	14,3	3,1
Sachsen-Anhalt	12,5	8,6	5,6
<i>Zwischensumme Nord-Ost</i>	<i>38,3</i>	<i>37,7</i>	<i>17,1</i>
Nordrhein-Westfalen	11,4	3,7	26,1
<i>Zwischensumme West</i>	<i>11,4</i>	<i>3,7</i>	<i>26,1</i>
Hessen	4,0	6,1	7,8
<i>Zwischensumme Mitte</i>	<i>4,0</i>	<i>6,1</i>	<i>7,8</i>
Sachsen	4,3	5,2	5,7
Thüringen	4,6	5,6	2,8
<i>Zwischensumme Süd-Ost</i>	<i>8,9</i>	<i>10,8</i>	<i>8,5</i>
Rheinland-Pfalz	7,8	7,3	7,1
Baden-Württemberg	3,4	8,5	11,6
Bayern	4,8	30,8	20,6
Saarland	0,9	0,6	2,0
<i>Zwischensumme Süd</i>	<i>16,9</i>	<i>47,2</i>	<i>41,3</i>
Summe Deutschland	152,4	152,4	152,4

Quelle: Öko-Institut, veröffentlicht in (Koch et al. 2018)

Die Tabelle 3-4 zeigt schließlich die entsprechenden Erzeugungsdaten für die drei Szenarien NEP B 2030, „gleichverteilt“ und „dezentral“ auf der Aggregationsebene von Bundesländern und der für den Vergleich in dieser Studie definierten Zonen.

3.5. Zwischenfazit

Die kleinräumige, d.h. auf der Ebene von Landkreisen vorgenommenen Analysen von Strombedarf und unterschiedlich definierten Potenzialannahmen für die Wind- und Solarstromerzeugung zeigt zunächst, dass die Verteilungsmuster aller drei betrachteten Kate-

gorien sich sehr stark unterscheiden und sich für Deutschland nur im Ausnahmefall überlappen:

- Der Gesamtstromverbrauch konzentriert sich relativ großräumig auf die Industrie-
regionen im Westen Deutschlands sowie Baden-Württembergs. Daneben finden
sich hohe Nachfragen in den Großstädten und den diese umgebenden Metropol-
regionen.
- Das Potenzial der ertragsstarken Solarstromerzeugung konzentriert sich vor al-
lem auf Bayern, die westlichen Teile Baden-Württembergs und Metropolregionen
mit hohem Dachflächenangebot.
- Die Winderzeugungspotenziale konzentrieren sich vor allem auf die nördlichen
Regionen Deutschlands sowie einen erheblichen Teil der mitteldeutschen Land-
kreise.

Konsequent zellulare Konzepte (auf Landkreisebene) ließen sich damit nur mit zusätzli-
chen Optionen umsetzen. Für alle Varianten wäre die großvolumige Stromspeicherung
unabdingbar. Darüber hinausgehende Flexibilitätsoptionen wären entweder relativ preis-
günstig verfügbar, gleichzeitig aber mit CO₂-Emissionen verbunden (erdgasbasierte
Stromerzeugung, ggf. verbunden mit *Power-to-Heat*-Lösungen). Oder aber sie müssten
auf jenseits der Zellengrenzen produzierte CO₂-neutrale Brennstoffe abstellen, bei denen
viele Fragen (Technik, Ressourcen, Infrastrukturen) offen sind, die aber in jedem Fall mit
vergleichsweise hohen Umwandlungsverlusten, damit höherem Ressourcen- und Flä-
chenverbrauch, wie auch – selbst bei starken Kostendegressionen – mit hohen Kosten
verbunden wären.

Je größer die Zellen definiert werden, umso stärker wirken Durchmischungseffekte. Der
Bedarf an Flexibilitätsoptionen, Energieverluste, Ressourcen- und Flächenverbrauch wür-
den sinken und damit einhergehend auch die damit verbundenen Kosten. Selbst bei sehr
großen Zuschnitten zellulärer Ansätze muss davon ausgegangen werden, dass, ungeach-
tet der technologischen Voraussetzungen und der anfallenden Kosten, ein überregionaler
Austausch in signifikantem Ausmaß anfallen würde.

Die unterschiedlichen Implikationen verstärken sich deutlich, wenn in einem nächsten
Schritt nicht nur die theoretischen Potenziale für die Stromerzeugung aus erneuerbaren
Energien, sondern weitere räumliche und moderate regulative Restriktionen – und damit
ein „realistisches“ Potenzial – berücksichtigt werden.¹⁰

- Deutschlandweit verringern sich hier die Potenziale bei Onshore-Windenergie um
ca. 86%;
- in den unterschiedlichen Zonen gehen die entsprechenden Potenziale in der
Bandbreite von 62% bis 93% zurück;
- bei einer Betrachtung der (Flächen-) Bundesländer reduziert sich das ausschöpf-
bare Potenzial um 33% bis 95%.

¹⁰ Dies beinhaltet noch nicht sehr restriktive Abstandsregelungen etc. sondern die jenseits dessen bisher
vorliegenden Erfahrungen aus Genehmigungserfahren, in denen jeweils nur Teile der beantragten Flächen
der Windstromerzeugung zugänglich gemacht werden.

Für Freiflächen-Solaranlagen, die etwa ein Drittel des Potenzials der solaren Stromerzeugung ausmachen, liegen keine numerischen Abschätzungen vor, jedoch ist auch hier von entsprechenden Einschränkungen auszugehen.

Jenseits der flächenseitig und regulativ eingeschränkten Potenziale sind akzeptanzseitige Grenzen vor allem für die Nutzung der Onshore-Windkraft relevant. Akzeptanz ist keine statische Begrenzungsgröße und durch geeignete Verfahren und Kompensationsmaßnahmen der unterschiedlichsten Art durchaus beeinflussbar. Die Unterschiede zwischen einer strikt nachfrageorientierten Lokalisierung von Windkraftanlagen (Szenario „dezentral“) und einer Gleichverteilung der regionalen Belastung (Szenario „gleichverteilt“) zeigen den Spielraum auf, in dem Akzeptanzfragen die räumliche Verteilung der erschließbaren Erzeugungspotenziale beeinflussen könnten.

Schließlich sei darauf hingewiesen, dass sich die gezeigten Ungleichgewichte zwischen Nachfrage und Potenzialangebot erneuerbarer Energien im Zeitverlauf nach 2030 nochmals akzentuierter darstellen, wenn im Zuge neuer Nachfragen (Sektorintegration) der Strombedarf insgesamt weiter zunehmen wird.

4. Analyse vorliegender quantitativer Untersuchungen

4.1. Überblick

Auf Grundlage der qualitativen Vorüberlegungen bzw. der Abschätzung der Potenzialgrenzen in ihrer räumlichen Verteilung wurden 10 Modellierungsstudien näher untersucht, in denen räumlich differenzierte Analysen angestellt und ggf. Schlussfolgerungen für den Netzausbau gezogen werden:

1. Öko-Institut, Prognos: Stromsystem 2035 (im Auftrag des WWF), 2018 (Öko-Institut & Prognos 2018)
2. Öko-Institut: Transparenz Stromnetze (gefördert durch BMBF), 2018 (Öko-Institut 2018)
3. Friedrich-Alexander Universität Erlangen-Nürnberg: Regionalkomponenten bei der EE-Vergütung (im Auftrag der Monopolkommission), 2017 (FAU 2017)
4. Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung, Consentec, Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg, Technische Universität Wien, M-Five, TEP Energy: Langfristszenarien (im Auftrag des BMWi), 2017 (Fraunhofer ISI et al. 2017)
5. E-Bridge, Prognos, RWTH Aachen, Forschungsgemeinschaft für elektrische Anlagen und Stromwirtschaft: Energiewende Outlook 2035 (im Auftrag von 50 Hertz Transmission), 2016 (E-Bridge et al. 2016)
6. Consentec: Netzstresstest (im Auftrag von TenneT TSO), 2016 (Consentec 2016)
7. Prognos, Friedrich-Alexander Universität Erlangen-Nürnberg: Dezentralität und zellulare Optimierung (im Auftrag von N-ERGIE), 2016 (Prognos & FAU 2016)
8. Egerer, J., Weibezahn, J., Hermann, H.: Two Price Zones for the German Electricity Market – Market Implications and Distributional Effects, 2015 (Egerer et al. 2015)
9. Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik/Energietechnische Gesellschaft: Der zellulare Ansatz, 2015 (VDE/ETG 2015)
10. Reiner Lemoine Institut: Vergleich und Optimierung von zentral und dezentral orientierten Ausbaupfaden zu einer Stromversorgung aus Erneuerbaren Energien in Deutschland (im Auftrag von Haleakala-Stiftung, 100 Prozent erneuerbar stiftung, Bundesverband mittelständische Wirtschaft (BVMW)), 2013 (RLI 2013)

In den Modellierungsstudien, die für die Dokumentation einen vollständigen und konsistenten Vergleich nicht erlaubten, stellten die meisten Bearbeiter oder Auftraggeber entsprechend ergänztes Datenmaterial zur Verfügung. Die diesbezüglich benötigten zusätzlichen Daten konnten oder wollten die Bearbeiter der folgenden Studie nicht bereitstellen:

11. Friedrich-Alexander Universität Erlangen-Nürnberg: Regionale Preiskomponenten im Strommarkt (im Auftrag der Monopolkommission), 2015 (FAU 2015)

Mit diesen insgesamt 10 hinreichend dokumentierten Modellierungsstudien standen insgesamt 28 Szenarien für unterschiedliche Ausprägungen des deutschen Stromsystems zur

Verfügung, die auch hinsichtlich von Schlussfolgerungen zum Netzausbaubedarf herangezogen werden können.

Da als gemeinsame und vergleichbare Unterscheidungsmerkmale der unterschiedlichen Studien und Szenarien letztlich vor allem die modellexogene bzw. die modellendogene Regionalisierung der unterschiedlichen Kraftwerkwerkskapazitäten herangezogen werden kann, stehen im Folgenden in erster Näherung für Dezentralität zunächst die unterschiedlichen Regionalisierungsmuster im Vordergrund.

4.2. Unterschiedliche Modellierungsansätze

Die in die Metastudie einbezogenen Studien unterscheiden sich teilweise gravierend bezüglich des gewählten Modellierungsansatzes. Dies erschwert einen Vergleich der hieraus jeweils resultierenden quantitativen Ergebnisse. Zur Auswertung der Studien wurden Typen für die unterschiedlichen Modellierungsansätze eingeführt, auf die an dieser Stelle eingegangen werden soll.

Ein wesentliches Unterscheidungskriterium beruht auf der Einbeziehung von Investitionen. Kurzfristige Strommarktmodelle berücksichtigen keine Investitionen, bei Investitionsmodellen können z.B. die installierten Erzeugungskapazitäten auf Basis erneuerbarer Energien und der Netzausbaubedarf ein modellendogenes Optimierungsergebnis darstellen. Kurzfristige Strommarktmodelle tätigen hierzu meist vorab eine Annahme.

Zur Bestimmung des Investitionsbedarfes kann auch ein Verfahren herangezogen werden, das weniger auf ein optimales Investitionsergebnis abzielt, sondern vielmehr ein zulässiges Ergebnis durch einen nachgelagerten Zubau einer Investitionsoption erreicht. Dieses Verfahren spielt insbesondere bei der Bestimmung des Netzausbaubedarfes eine Rolle und wird z.B. von den Übertragungsnetzbetreibern im Netzentwicklungsplan angewandt: Um die aus der Marktsimulation resultierenden Überlastungen des Übertragungsnetzes zu beheben, werden in einem iterativen Verfahren Netzausbaumaßnahmen zugebaut, bis die Überlastungen in einem zulässigen Bereich sind. Damit konkurriert die Option des Netzausbaus nicht mit anderen Investitionsoptionen wie z.B. einer Variation der regionalen Verteilung von EE-Anlagen. Diese mehrstufigen Verfahren werden hier als iterative Netzausbauplanungen bezeichnet.

Mit der Wahl zwischen einer iterativen Netzausbauplanung und einer modellendogenen Investitionsentscheidung geht die Feinstufigkeit der Abbildung des Stromnetzes einher, welches ein weiteres Unterscheidungskriterium zwischen den Modellierungsansätzen darstellt. Zonenmodelle werden insbesondere dann angewendet, wenn eine modellendogene Investitionsentscheidung getroffen wird, Netzknotenmodelle können in iterativen Netzausbauplanungen gewählt werden. Der Lastfluss kann unvereinfacht (nicht-linear) oder vereinfacht (linear approximiert) abgebildet werden. Im ersten Fall wird von einer AC-Lastflusssimulation gesprochen, im letzten meist von einer DC-Lastflusssimulation.

Unter den betrachteten Studien finden sich viele, denen ein Optimierungsmodell zugrunde liegt. Diese minimieren die in dem Modell berücksichtigten Kosten oder maximieren die gesamtgesellschaftliche Wohlfahrt. Bei letzteren wird von Gleichgewichtsmodellen gesprochen.

Einige Studien ziehen kein Optimierungsmodell heran, sondern führen regionale Bilanzierungen durch. Ein Beispiel hierfür ist der Netzstresstest, der auf den Marktergebnissen des NEP 2025 basiert.

Als letztes Unterscheidungskriterium kann zwischen einstufigen und mehrstufigen Verfahren unterschieden werden. Als bereits genanntes Beispiel stellt ein modellendogenes Investitionsmodell in der Regel ein einstufiges Verfahren dar, während eine iterative Netzausbauplanung mindestens zweistufig ist. Der Modellierungsansatz in den Langfristszenarien ist ein relativ komplexes mehrstufiges Verfahren, in dem zunächst eine modellendogene Investitionsentscheidung getroffen wird, ehe dann in einer nächsten Stufe eine detaillierte Lastflusssimulation durchgeführt wird, um den bestimmten Netzausbaubedarf zu verifizieren bzw. zu ergänzen. In dem Szenario Dezentral des Öko-Instituts wird den Erzeugungseinheiten einer dezentralen Einheit ein Vorrang gewährt, ehe auf eine höhere Aggregationsstufe übergewechselt wird. Auch dies stellt ein mehrstufiges Verfahren dar und unterscheidet sich von Modellierungen, die eine zentrale Marktlogik unterstellen.

Auf diese Unterscheidungsmerkmale wird in den Kurzbeschreibungen unter dem Kriterium „Analyseansatz und Methodik“ eingegangen.

4.3. Unterschiedliche Regionalisierungsansätze

Ein weiteres Unterscheidungsmerkmal zwischen den einzelnen Studien sind die Logiken, mit denen Stromerzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien zugebaut werden. Dies kann modellbasiert oder annahmebasiert umgesetzt werden. Da die Verteilungen der regenerativen Erzeugungsanlagen einen wesentlichen Einfluss auf den definierten Netzausbaubedarf haben, wird in den Kurzbeschreibungen unter dem Kriterium „Regionalisierungsansatz / Zubau der EE“ auf diesen Punkt eingegangen. Mit diesem Abschnitt werden die relevanten Kategorien eingeführt, die in den Kurzbeschreibungen verwendet werden.

Wie in Abschnitt 3 thematisiert, ist der Ausbau der erneuerbaren Energien durch Potenzialgrenzen beschränkt. Diese werden in allen Studien berücksichtigt, die Annahmen über die existierenden Potenziale können aber voneinander variieren.

In einigen Studien werden die regenerative Erzeugungsmengen oder Leistungen sowohl in technologischer Zusammensetzung als auch in deren regionaler Verteilung exogen vorgegeben. In anderen Studien wird dies endogen innerhalb der Modellierung oder vorgelagert durchgeführt.

Viele Studien, in den dezentral ausgerichtete Stromsysteme abgebildet werden sollen, nehmen einen lastnahen Zubau der regenerativen Erzeugungsanlagen an. Dieser steht im Widerspruch zum Ausbau regenerativer Kapazitäten, der unter der Prämisse der energetischen Ertragsmaximierung bei gleicher Leistung definiert wird (ertragsmaximierender EE-Zubau). Bei einem modellendogenen kostenoptimalen Erneuerbaren-Zubau spielt das Optimum hinsichtlich der Minimierung von Investitionsbedarfen und sonstigen Kosten eine Rolle.

4.4. Kurzbeschreibungen der Studien und Szenarien

Die Auswertung der o.g. Untersuchungen und Szenarien erfolgt nach einem einheitlichen Analyseraster:

1. Im Abschnitt „Analyseansatz und Methodik“ wird der in den jeweiligen Studien verwendete Modellierungsansatz beschrieben und mit den anderen Studien durch die Einführung von einheitlichen Begriffen vergleichbar gemacht. Dies ist in Abschnitt 4.2 erläutert.
2. Der Abschnitt „Dezentralitätskonzept“ beschreibt das der Studie zugrunde liegende Verständnis von Dezentralität und ordnet ein, ob sich ein dezentrales Szenario durch Annahmen über Eingangsparameter, modelltechnische Umsetzungen oder aufgrund des Modellierungsergebnisses als ein solches erweist.
3. Die Szenarien aus den Studien, die in der Metaanalyse berücksichtigt werden, werden dem Abschnitt „Betrachteten Szenarien“ jeweils kompakt beschrieben.
4. Wie und auf welcher methodischen Basis die räumlichen Ausbaustrukturen der Stromerzeugungskapazitäten der Erneuerbaren ermittelt werden, wird jeweils im Abschnitt „Regionalisierungsansatz / Zubau der EE“ dokumentiert.
5. Die für den Fokus der hier angestellten vergleichenden Analyse zentralen Ergebnisse werden in zwei unterschiedlichen Rubriken dokumentiert:
 - Die Rubrik „Gesamtsystem“ enthält dabei diejenigen Informationen zu Systemkosten, Effizienzgewinnen, Austauschbeziehungen mit dem Ausland etc., die in den Studien dokumentiert sind. Die Bandbreite und die Vollständigkeit der hier vorliegenden Informationen streuen hier sehr stark.
 - In der Rubrik „Netzausbaubedarf“ werden die quantitativen bzw. qualitativen Informationen zum ermittelten (oder unterstellten) Netzausbaubedarf aufgegriffen. Hier ist leider darauf hinzuweisen, dass sich die Metriken, in denen quantitative Netzausbaubedarfe berichtet werden, unterscheiden.

Hinsichtlich der verwendeten Modellierungsansätze sowie zum Überblick über die unterschiedlichen Regionalisierungsansätze wird auf die Abschnitte 4.2 und 4.3 verwiesen.

Autoren: Öko-Institut, Prognos

WWF STROMSYSTEM 2035+ (2018)

Auftraggeber: WWF

Analyseansatz und Methodik

Mithilfe eines **Optimierungsmodells** werden die **kurzfristigen variablen Stromerzeugungskosten** des Gesamtsystems ENTSO-E mit Fokus auf Deutschland unter Beachtung von verschiedenen technischen und ökonomischen Restriktionen **minimiert (kurzfristiges Strommarktmodell)**.

Das deutsche Höchstspannungsnetz wird **netzknotenscharf mit individuellen HöS-Leitungen** abgebildet (**DC-Lastflussmodell**), verschiedene Flexibilitätsoptionen (DSM, Elektromobilität, PtX) können zur Erhöhung der EE-Integration eingesetzt werden, es werden maximale jährliche CO₂-Emissionen als Grenze vorgegeben. Es erfolgt keine modellendogene Investitionsentscheidung für Erneuerbare Energien oder Netzausbau. Auf den Netzausbaubedarf wird mithilfe einer **iterativen Netzausbauplanung** in Anlehnung an das Verfahren der ÜNB nachgelagert rückgeschlossen. Da der resultierende Lastfluss und die iterative Netzausbauplanung nach der Marktmodellierung berechnet werden, handelt es sich um eine **mehrstufige Modellierung**.

Dezentralitätskonzept

In dem Projekt können die Fokus-Solar-Szenarien als dezentralere Szenarien interpretiert werden: Dezentralität wird abgebildet durch eine Substitution von lastfernen Wind-onshore-Anlagen mit an den Eigenheimen positionierten PV-Hausdachanlagen, die beschleunigt mit dezentralem Speicher zur Eigenverbrauchsoptimierung ausgestattet sind.

Das Dezentralitätskonzept ist somit rein **annahmebasiert** und fokussiert auf den EE-Ausbau.

Betrachtete Szenarien

Es werden zwei Szenariensets über den Zeitverlauf von 2020 – 2050 untersucht, die auf dem Transformationsszenario des 1. Teils des Projektes aufbauen: Beide Szenariensets stellen ein mit den Zielen von Paris kompatibles Kohleausstiegsszenario dar. Das Datenset für das BAU-Szenario nimmt einen EE-Ausbau an, der weiterhin stark auf den Wind-onshore-Ausbau fokussiert. Das Szenarioset „Fokus Solar“ unternimmt einen präferierten PV-Ausbau mit einem hohen Anteil an PV-Eigenverbrauchs-Speichern.

In die Metaanalyse gehen beide Szenarien mit den Szenariojahren 2025 und 2030 ein.

Szenario	Wind in GW	PV in GW
BAU 2025	67	75
BAU 2030	80	87
Fokus Solar 2025	65	75
Fokus Solar 2030	65	116

Regionalisierungsansatz / Zubau der EE

Der Zubau regenerativer Stromerzeugungsanlagen erfolgt im Szenario Fokus Solar nach dem Kriterium der **Lastnähe** und im Referenz-Szenario nach dem Kriterium der **Ertragsmaximierung**. Sowohl die **technologische** als auch die **regionale Verteilung** ist auf Landkreisebene **exogen** unter Berücksichtigung von Flächenverfügbarkeiten vorgegeben.

Zentrale Ergebnisse

a) Gesamtsystem

Die Untersuchungen sind noch nicht endgültig abgeschlossen. Die detaillierten Ergebnisse zu Systemkosten und zum Stromaustausch mit dem Ausland lagen für den hier angestellten Vergleich noch nicht vor.

b) Netzausbaubedarf

Die bisherigen Ergebnisse der Modellrechnungen zeigen mit Blick auf 2050, dass die Leitungen, die im Rahmen des NEP 2025 vorgeschlagen wurden, für ein System mit hohen EE-Anteilen unabhängig von der Technologiewahl und der regionalen Verteilung relevant sind.

Ein Fokus des EE-Ausbaus auf PV und eine Steigerung des PV-Eigenverbrauchsanteils kann den Netzausbaubedarf im Vergleich zu einem eher auf Wind fokussierenden EE-Ausbau leicht reduzieren, aber in keinem Fall substituieren.

Autor: Öko-Institut

ERHÖHUNG DER TRANSPARENZ ÜBER DEN BEDARF ZUM AUSBAU DER STROM-ÜBERTRAGUNGSNETZE („TRANSPARENZ STROMNETZE“) (2018)

Auftraggeber: Bundesministerium für Bildung und Forschung

Analyseansatz und Methodik

Mithilfe eines **Optimierungsmodells** werden die **kurzfristigen variablen Stromerzeugungskosten** des Gesamtsystems ENTSO-E mit Fokus auf Deutschland unter Beachtung von verschiedenen technischen und ökonomischen Restriktionen **minimiert (kurzfristiges Strommarktmodell)**.

Das deutsche Höchstspannungsnetz wird **netzknotenscharf mit individuellen HöS-Leitungen** abgebildet (**DC-Lastflussmodell**), verschiedene Flexibilitätsoptionen (DSM, Elektromobilität, PtX) können zur Erhöhung der EE-Integration eingesetzt werden, es werden maximale jährliche CO₂-Emissionen als Grenze vorgegeben. Es erfolgt keine modellendogene Investitionsentscheidung für erneuerbare Energien oder Netzausbau. Auf den Netzausbaubedarf wird mithilfe einer **iterativen Netzausbauplanung** in Anlehnung an das Verfahren der ÜNB nachgelagert rückgeschlossen. Da der resultierende Lastfluss und die iterative Netzausbauplanung nach der Marktmodellierung berechnet werden, handelt es sich um eine **mehrstufige Modellierung**.

Dezentralitätskonzept

Im Szenario „Dezentral“ wird Dezentralität durch den **Modellierungsansatz als regionaler Erzeugungsvorrang** abgebildet. Es wird mehrstufig optimiert: In Stufe 1 wird versucht, die Last auf Regierungsbezirksebene durch das vorhandene Erzeugungsangebot zu decken. Ein Stromaustausch mit den benachbarten Einheiten ist nicht zulässig. In Stufe 2 wird die verbleibende ungedeckte Last durch die ggf. vorhandenen Überschüsse aus anderen Regierungsbezirken auf Bundeslandebene gedeckt. Erst in Stufe 3 wird das Residuum im ENTSO-E-Netzverbund gedeckt.

In beiden betrachteten Szenarien wird Dezentralität zudem **annahmebasiert** durch eine extrem lastnahe EE-Verteilung abgebildet. PV-Anlagen werden zu einem Anteil mit dezentralen Speichern versehen.

Betrachtete Szenarien

In die Metaanalyse werden zwei der insgesamt 10 in einem Stakeholder-Prozess entwickelten Szenarien mit einer dezentralen Komponente berücksichtigt: „Dezentral“ und „85% EE“. Beide sind dem Szenariojahr 2030 zugeordnet, wobei das Szenario „85% EE“ auch als Langfristszenario fungiert. Beide Szenarien unterstellen einen Kohleausstieg, wobei dieser im „85% EE“-Szenario bereits abgeschlossen ist. Entsprechend variieren auch die exogen vorgegebenen EE-Erzeugungsmengen und installierten EE-Leistungen:

Szenario	Wind in GW	PV in GW
85% EE	135	96
Dezentral	77	53

Das Szenario „85% EE“ folgt einer zentralen Marktlogik, das Szenario Dezentral wird in

dem oben beschriebenen regionalen Kaskadenverfahren berechnet.

Regionalisierungsansatz / Zubau der EE

Die deutschlandweiten installierten regenerativen Erzeugungsleistungen und die regenerativen Erzeugungsmengen sind **annahmebasiert**. Der Zubau von Anlagen auf Basis erneuerbarer Energien erfolgt nach dem Kriterium der **Lastnähe**: In beiden Szenarien wird eine **vorgelagerte Optimierung** durchgeführt, in der zur Minimierung der Residuallast die optimale Unterteilung in die Technologien Wind onshore und PV sowie die regionale Verteilung auf die Flächenbundesländer unter Berücksichtigung der **theoretischen Potenzialgrenzen** ermittelt wird. Unter dieser Prämisse ergibt sich eine Verteilung der regenerativen Erzeugungsanlagen, die stark von den bisherigen Akzeptanzerfahrungen und gängigen Zubauerwartungen abweicht.

Zentrale Ergebnisse

a) Gesamtsystem

Im Vergleich zum NEP-Szenario B 2030 weist das Szenario „85% EE“ aufgrund der hohen Regenerativ-Anteile geringere variable Stromerzeugungskosten (-14%) und deutlich geringere CO₂-Emissionen (-20%) auf. Das Szenario „Dezentral“ weist aufgrund des dezentralen Erzeugungsvorrangs trotz höherer Erneuerbarer-Anteile ca. 20% höhere variable Stromerzeugungskosten in Deutschland auf. Die CO₂-Emissionen können anforderungsgemäß deutlich gesenkt werden. Die Gesamtkosten des Erzeugungssystems unter Einbeziehung des Investitionsbedarfs wurden in dieser Studie nicht ermittelt.

Die Anforderung des lastnahen Zubaus von regenerativen Erzeugungsanlagen führt in beiden Szenarien zu sehr hohen Konzentrationen von Erneuerbaren-Anlagen in der Nähe der Lastzentren. Es erscheint fraglich, ob eine solche Entwicklung in den betroffenen Regionen bis 2030 vermittelbar ist.

b) Netzausbaubedarf

Das Szenario „85% EE“ benötigt nicht mehr Netzausbau als im NEP-Szenario B 2030 bestimmt wird. Das Szenario „Dezentral“ erfordert einen deutlich geringeren Netzausbaubedarf. In beiden Szenarien wird Netzausbaubedarf durch den streng lastnahen Zubau der Erneuerbaren und den Kohleausstieg eingespart. Es wurde nicht untersucht, wie groß der Einfluss der dezentralen Marktlogik auf den Netzausbaubedarf ist.

Autoren: Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung, Consentec, Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg, Technische Universität Wien, M-Five, TEP Energy

LANGFRISTSZENARIEN FÜR DIE TRANSFORMATION DES ENERGIESYSTEMS IN DEUTSCHLAND – MODUL 4: SZENARIO „GERINGER AUSBAU DER ÜBERTRAGUNGSNETZE“ (2018)

Auftraggeber: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie

Analyseansatz und Methodik

Mithilfe eines **Optimierungsmodells** werden die **Gesamtsystemkosten** der europäischen Stromerzeugung unter Beachtung von verschiedenen technischen und ökonomischen Restriktionen **minimiert**. Mit dem **Investitionsmodell** wird eine modellendogene Investitionsentscheidung für die EE und für konventionelle Kraftwerke getroffen. In einem **iterativen Verfahren** werden die Netzaustauschkapazitäten mit dem Ausland dimensioniert. Verschiedene Flexibilitätsoptionen (DSM, Elektromobilität, Wärmepumpen) können zur Erhöhung der EE-Integration eingesetzt werden.

Die **Modellierung** ist **mehrstufig**. An die Marktmodellierung schließt eine **modellendogene Netzausbauplanung** an, die den Netzausbaubedarf des Höchstspannungsnetzes ermittelt. Das deutsche Höchstspannungsnetz wird in diesem Modell **netzknotenscharf mit individuellen HöS-Leitungen** abgebildet (**AC- oder DC-Lastflussmodell**).

Dezentralitätskonzept

Keines der betrachteten Szenarien dieser Studie wird von den Autoren als dezentrales Szenario bezeichnet. Insofern liegt kein explizites Dezentralitätskonzept vor. Das Szenario geNA kann als dezentrales Szenario interpretiert werden, da Netzengpässe zu Redispatch und damit zu einer stärker regionalen Erzeugung führen. Damit ist das Dezentralitätskonzept **ergebnisbasiert**.

Betrachtete Szenarien

Die betrachteten Szenarien weisen einen Anteil von 50% Anteil erneuerbare Energien am Bruttostromverbrauch in 2030 auf.

Basisszenario	In diesem zentralen Zielszenario der Studie werden die energie- und klimapolitischen Ziele der Bundesregierung kosteneffizient erreicht. Netzseitig werden hierfür besonders heute bereits etablierte Technologien eingesetzt (Netzausbau)
Geringer Netzausbau (geNA)	Analyse der Folgen eines verzögerten Netzausbaus: Verzicht auf 21.000 Trassenkilometer im Vergleich zum Basisszenario. Nur bereits gesetzlich festgelegte Projekte werden umgesetzt. Ein Netzausbau ist nur zur Aufrechterhaltung und Erhöhung bestehender Lastflüsse (Leitungersatz) möglich.

Regionalisierungsansatz / Zubau der EE

Die **regionale Verteilung** und die **technologische Zusammensetzung** der Zubau-relevanten erneuerbarer Energien werden **modellendogen ermittelt**. Damit erfolgt der

EE-Zubau unter der Prämisse der **Kostenoptimalität**. Exogen vorgegeben ist der zu erreichende Erneuerbaren-Anteil an der Bruttostromerzeugung. Die Potenzialgrenzen werden berücksichtigt.

Zentrale Ergebnisse

a) Gesamtsystem

Die Energie- und Klimaziele können auch dann erreicht werden, ohne die Systemsicherheit zu gefährden, wenn der Netzausbau verzögert stattfindet.

Da ein interregionaler Ausgleich von regenerativem Erzeugungsangebot und Stromnachfrage sowie ein Import von CO₂-armem Strom aus dem Ausland in einem Szenario mit verzögertem Netzausbau nur begrenzt möglich ist, führt die Verzögerung bei Aufrechterhaltung der Energie- und Klimaziele zu einem höheren Ausbau der Erneuerbaren (insb. Wind onshore). Daraus folgt ein Kostenanstieg auf Gesamtsystemebene: Die Kosten der CO₂-Vermeidung verdoppeln sich in dem geNA-Szenario. Um z.B. die CO₂-Emissionen des Wärmesektors zu reduzieren, werden in dem geNA-Szenario die verstärkt auftretenden regionalen EE-Überschüsse bereits in Elektrodenheizkesseln genutzt.

Die Kosten für Investitionen und Betrieb der Kraftwerke sind für die Szenarien geNA und Basisszenario in der folgenden Tabelle dargestellt. Nicht berücksichtigt werden Kosten für den Import und Export von Strom, da diese nur schwer darzustellen sind.

Mio. €	2020	2030	2040	2050
Basis	41.905	50.630	47.432	51.285
geNA	49.555	44.718	41.007	42.084

b) Netzausbaubedarf

Maßnahmen zur Verstärkung der Netze werden auch bei einem stagnierenden Netzausbau notwendig. Werden Netzausbaukosten im Übertragungsnetz eingespart, so entstehen sie in ähnlicher Größenordnung beim dann notwendigen Ausbau des Verteilnetzes.

Um den Ausbau der erneuerbaren Energien kosteneffizient zu gestalten, sollten besonders ertragreiche Regenerativ-Standorte durch den Netzausbau erschlossen werden.

Die Kosten für Investitionen in Übertragungs- und Verteilnetze für das *Basisszenario* finden sich in der folgenden Tabelle.

Mio. €	2020	2030	2040	2050
Übertragungsnetz	2.725	2.577	2.496	2.464
Verteilnetz	16.290	17.353	17.879	21.290

Die Kosten für Investitionen in Übertragungs- und Verteilnetze für das *geNA-Szenario* finden sich in der folgenden Tabelle.

Mio. €	2020	2030	2040	2050
Übertragungsnetz	3.172	4.161	4.254	4.333
Verteilnetz	17.582	17.601	19.931	22.800

Autor: Friedrich-Alexander Universität Erlangen-Nürnberg

REGIONALKOMPONENTEN BEI DER EE-VERGÜTUNG (2017)

Auftraggeber: Monopolkommission

Analyseansatz und Methodik

Mithilfe eines die **Wohlfahrt maximierenden Optimierungsmodells** wird der Effekt verschiedener erneuerbaren Förderansätze auf die Förderkosten für die erneuerbaren Energien, die Systemeffizienz und den notwendigen Leitungsausbau. Variiert wurden das Marktdesigns (Marktgleichgewicht, Nodalpreissystem) sowie verschiedene Flexibilitätsoptionen.

Es handelt sich um ein **Investitionsmodell**: Die Investitionsentscheidung bezüglich des Zubaus von regenerativen Erzeugungsanlagen, konventionellen Kraftwerken und DC-Korridoren wird modellendogen getroffen.

Die Modellierung ist **einstufig**: Das Optimierungsproblem wird geschlossen gelöst, obwohl es in zwei Teilprobleme unterteilt ist.

Das deutsche Höchstspannungsnetz wird aggregiert mithilfe eines **Zonenmodells** abgebildet: Es werden 16 Zonen eingeführt, die mit **aggregierten Leitungen** miteinander verbunden sind (**DC-Lastflussmodell**).

Dezentralitätskonzept

In diesem Projekt wird von einer dezentralen Lösung gesprochen, wenn Netzausbau im Vergleich zum NEP-Referenzszenario eingespart wird. Der Verzicht auf Netzausbau kann durch eine lastnähere Verteilung der erneuerbaren Energien (annahmebasiert oder ergebnisbasiert), Redispatch (ergebnisbasiert) oder Abregelung der Stromerzeugung auf Basis regenerativer Energien (ergebnisbasiert) kompensiert werden.

Betrachtete Szenarien

Insgesamt wurden 16 Szenarien betrachtet, die eine Kombination der folgenden Szenarienausprägungen und Regionalisierungsansätze erneuerbarer Energien darstellen.

Der Anteil erneuerbarer Energien beträgt ~56% Bruttostromverbrauch in 2035.

- | | |
|------------|--|
| MG | Optimierung im Marktgleichgewicht (MG) mit Abbildung der heutigen Rahmenbedingungen. |
| FB | (First-Best = FB) Benchmark durch die Optimierung in einem Nodalpreissystem. |
| RD | Bei der Netzausbauplanung wird berücksichtigt, dass Netzengpässe auch durch den Einsatz von Redispatch (RD) gelöst werden können. |
| SA | Eine systemdienliche Abregelung (SA*) findet nur statt, wenn es im Strommarkt zu negativen Preisen kommt. |
| SA* | Redispatch und die systemdienliche Abregelung erneuerbarer Energien wird in der Netzausbauplanung mit berücksichtigt. |

Regionalisierungsansatz / Zubau der EE

Im Rahmen der Studie werden unterschiedliche regionale Verteilungen und technologische Zusammensetzungen erneuerbarer Energien untersucht. Damit sind die **technologische Zusammensetzung** und die **regionale Verteilung szenarienabhängig** exogen vorgegeben oder modellendogen ermittelt. Durchgängig annahmebasiert hingegen ist das Niveau der gesamten Erzeugung aus Erneuerbaren Energien, welches dem des Szenarios B 2035 des NEP 2017-2030 entspricht. Der EE-Zubau wird unter der Prämisse der **Kostenoptimalität** durchgeführt. Die **Potenzialgrenzen** werden berücksichtigt.

- NEP** Als Allokation nach dem Szenario B 2035 des NEP 2017-2030 sind technologische Zusammensetzung und regionale Verteilung **exogen vorgegeben**.
- UNIV** Die technologische Zusammensetzung und regionale Verteilung der EE ist ein **modellendogen ermitteltes** Optimierungsergebnis. Unterstellt wurde, dass ein einheitlicher Fördersatz besteht (**UNIV**).
- OPT1** Die technologische Zusammensetzung und regionale Verteilung der EE ist ein **modellendogen ermitteltes** Optimierungsergebnis in einem Nodalpreissystem (FB-Szenario). Keine EE-Abregelung.
- OPT2** Entsprechend OPT1 mit EE-Abregelung.
- OPT3** Ausschließlich **die regionale Verteilung** der EE ist ein **modellendogen ermitteltes** Optimierungsergebnis in einem Nodalpreissystem (FB-Szenario). Der **technologischespezifische** Erzeugungsmix der EE ist **exogen vorgegeben** und entspricht dem des Szenarios NEP. EE-Abregelung.

Zentrale Ergebnisse

a) Gesamtsystem

Effizienzgewinne können erzielt werden durch (in aufsteigender Reihenfolge):

- Eine Verteilung nach einem einheitlichen Fördersatz
- systemdienlicher Abregelung und Redispatch in Kombination (substituieren Netzausbau)
- eine „dezentrale Ansiedlung der EE-Anlagen“ (aber höhere CO₂-Emissionen)

Die Effizienzgewinne in Bezug zur Wohlfahrt des Referenzszenarios MG_{NEP} (28.420 Mio. €) der unterschiedlichen Szenarien sind in der folgenden Tabelle zu sehen.

Effizienzgewinne in Mio. €	MG	FB
NEP	0%	5%
NEP&SA	2%	7%
NEP&RD	0%	
NEP&SA*	2%	
NEP&SA&RD	4%	

UNIV	2%	
OPT1	9%	14%
OPT1&RD	10%	
OPT2&SA	11%	16%
OPT2&SA&RD	12%	
OPT3&SA		11%
OPT3&SA&RD	7%	

b) Netzausbaubedarf

Eine Reduktion des HGÜ Ausbaus ist besonders durch alternative lastnahe Verteilung der erneuerbaren Energien möglich. Auch die Kombination von Redispatch und systemdienlicher Abregelung kann Netzausbaubedarf einsparen.

In der folgenden Tabelle ist der Leitungsbedarf der betrachteten Szenarien aufgeführt.

Anzahl DC-Korridore	MG	FB
NEP	15	9
NEP&SA	15	5
NEP&RD	14	
NEP&SA*	14	
NEP&SA&RD	11	
UNIV	15	
OPT1	7	0
OPT1&RD	6	
OPT2&SA	7	0
OPT2&SA&RD	6	
OPT3&SA		3
OPT3&SA&RD	8	

Autoren: Prognos, Friedrich-Alexander Universität Erlangen-Nürnberg

DEZENTRALITÄT UND ZELLULARE OPTIMIERUNG – AUSWIRKUNGEN AUF DEN NETZAUSBAUBEDARF (2016)

Auftraggeber: N-ERGIE

Analyseansatz und Methodik

Das notwendige Maß an Erzeugung-, Verbrauch-, und Netzkapazität, das im Rahmen der Energiewende notwendig werden könnte, wird unter Verwendung die **Wohlfahrt maximierenden Optimierungsmodells** analysiert. Betrachtet wurde der Einfluss von Flexibilitätsoptionen (Einspeisemanagement, Redispatch, DSM, KWK, Wärmepumpen, PV-Batterien) auf den Netzausbau unter unterschiedlichen Rahmenbedingungen.

Szenariounabhängig wird mit dem **Investitionsmodell** eine Investitionsentscheidung bezüglich des Zubaus von DC-Korridoren getroffen. Szenarioabhängig kann der Netzausbau zudem mit der Investitionsoption in EE-Ausbau oder dezentrale KWK-Anlagen konkurrieren.

Es handelt sich eher um eine **einstufige Modellierung**: Das Optimierungsproblem wird geschlossen gelöst, obwohl es in zwei Teilprobleme unterteilt ist.

Das deutsche Höchstspannungsnetz wird aggregiert mithilfe eines **Zonenmodells** abgebildet: Es werden 16 Zonen eingeführt, die mit **aggregierten Leitungen** miteinander verbunden sind (**DC-Lastflussmodell**).

Der Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch beträgt ~60%.

Dezentralitätskonzept

In diesem Projekt wird von einer dezentralen Lösung gesprochen, wenn Netzausbau im Vergleich zum NEP-Referenzszenario eingespart wird. Der Verzicht auf Netzausbau kann durch eine lastnähere Verteilung der EE (annahmebasiert oder ergebnisbasiert), Redispatch (ergebnisbasiert) oder EE-Abregelung (ergebnisbasiert) kompensiert werden.

Betrachtete Szenarien

MG	Optimierung im Marktgleichgewicht (MG) mit Abbildung der heutigen Rahmenbedingungen.
FB	(First-Best = FB) Benchmark durch die Optimierung in einem Nodalpreissystem
EM&RD	Im Strommarkt findet ein Einspeisemanagement (EM) bei negativen Preisen statt. Netzengpässe dürfen durch Redispatch (RD) behoben werden, so dass Redispatchkosten gegen Investitionen in Netzausbau konkurrieren.
KWK	Es wird ein Zubau von KWK-Kraftwerken in den südlichen Bundesländern angenommen.
P2G	Power-to-Gas Anlagen finden Einsatz in Regionen mit hoher Stromproduktion. Eine zusätzliche Variante P2Gnord betrachtet einen Ausbau beson-

ders in nördlichen Bundesländern.

WP	Überproportional hohe Zahl an Wärmepumpen in Norddeutschland.
EV	Erhöhte Zahl von PV-Batteriesystemen zur Eigenbedarfsdeckung in den südlichen Bundesländern (Baden-Württemberg, Bayern, Rheinland-Pfalz, Saarland).

Regionalisierungsansatz / Zubau der EE

Im Rahmen der Studie wird die regionale Verteilung von EE mit dem Ziel von tendenziell **ertragsmaximierend** (MG) nach tendenziell **lastnah** (EE) variiert, um das Systemoptimum aus Kostenaspekten zu identifizieren. Sowohl **die technologische Zusammensetzung** als auch die **regionale Verteilung** wird in den EE-Szenarien entsprechend **modellendogen ermittelt**. Die Potenzialgrenzen werden berücksichtigt.

MG	Die Verteilung der erneuerbaren Energien Anlagen entspricht der Verteilung des Szenarios B2035 des NEP 2025.
EE	Die regionale Verteilung des EE-Ausbaus ist Ergebnis einer Abwägung zwischen umfangreichem Netzausbau bei EE-Ausbau an ertragreichen Standorten und geringem Netzausbau bei einer Standortwahl, aus der geringere Erträge für die EE-Anlagen folgen.
EEh	Analog zum Szenario EE mit der Variation, dass ein weniger starker Verfall der Kosten von PV-Anlagen unterstellt wird

Zentrale Ergebnisse

a) Gesamtsystem

Effizienzgewinne können erzielt werden durch (in aufsteigender Reihenfolge):

- Einspeisemanagement, Redispatch und die optimierte Verteilung erneuerbarer Energien bei heutigen Rahmenbedingungen
- Einführung des Nodalpreissystems

Sofern sie als alternative Maßnahmen zum Netzausbau zugelassen sind, haben die Optionen Einspeisemanagement und Redispatch ein hohes Einsparpotenzial bzgl. des Netzausbaubedarfs. Ebenso kann eine Verlagerung von erneuerbarer Erzeugung in den Süden Deutschlands in Verbindung mit Einspeisemanagement hohe Effekte erzielen.

Die Effizienzgewinne in Bezug zur Wohlfahrt des Referenzszenarios MG_{NEP} (26.931 Mio. €) der unterschiedlichen Szenarien sind in der folgenden Tabelle zu sehen.

Effizienzgewinne	MG	FB
[simple]	0	2%
EE	1%	5%
EM		6%
EM&RD	5%	
EE&EM		11%

EE&EM&RD	6%	
EEh&EM&RD	6%	
ALL	6%	11%

b) Netzausbaubedarf

Der Einsatz der betrachteten Flexibilitätsoptionen kann den HGÜ-Netzausbaubedarf in den Marktgleichgewichts-Szenarien von 14 auf 8 notwendige HGÜ-Leitungen reduzieren. Die Einführung eines Nodalpreissystems anstelle des zentralen Marktes wird als weiteres Potenzial zur Reduktion von Netzausbaubedarf identifiziert.

Der notwendige Netzausbau der einzelnen Szenarien ist in der folgenden Tabelle aufgeführt.

Anzahl DC-Korridore	MG	FB
[simple]	14	8
EE	13	1
EM		5
EM&RD	8	
EE&EM		1
EE&EM&RD	8	
EEh&EM&RD	8	

Autoren: E-Bridge consulting, Prognos, RWTH Aachen, Forschungsgemeinschaft für elektrische Anlagen und Stromwirtschaft

ENERGIEWENDE OUTLOOK 2035 (2016)

Auftraggeber: 50 Hertz Transmission

Analyseansatz und Methodik

Zur Generierung der Szenarioergebnisse dieses Projektes wird eine **mehrstufige Modellierung** angewendet. In der ersten **Optimierung** wird mithilfe eines vereinfachten **Investitionsmodells** ein kostenminimaler **konventioneller Kraftwerkspark** entwickelt, der die Versorgungssicherheit gewährleistet. Dieser geht als Szenarioannahme in die zweite Modellierungsstufe, das **kurzfristige Strommarktmodell**, ein. In dieser Optimierung werden die **kurzfristigen variablen Stromerzeugungskosten minimiert**.

Die hieraus resultierenden stündlichen Kraftwerkseinsätze bilden zusammen mit der Stromnachfrage die Nettoknoteneinspeisungen, mit denen das **netzknottenscharf abgebildete europäische Höchstspannungsnetz** in Stufe 3 belastet wird. Der Lastfluss wird durch eine **AC-Lastflusssimulation** abgebildet. Auf den Netzausbaubedarf wird mithilfe einer **iterativen Netzausbauplanung** rückgeschlossen.

Dezentralitätskonzept

In der vorliegenden Studie stellt das Szenario „prosumerorientierte Energiewende“ ein **annahmebasiertes** dezentrales Szenario dar. Unter Dezentralität wird in dieser Studie eine gleichmäßigere regionale Verteilung von kleineren Erneuerbaren-Anlagen verstanden. Darüber hinaus werden die klassischerweise Strom nachfragenden Haushalte zu einem stärkeren Anteil auch zu Stromerzeugern. Als zentraler Gegenentwurf kann das Szenario „Wettbewerbliche Energiewende“ interpretiert werden.

Betrachtete Szenarien

Es werden fünf Szenarien entwickelt, die über die Bandbreite der NEP-Szenarien hinausreichen („Extremszenarien“). Ziel des Projektes ist es, die Effektivität der im NEP definierten geplanten Netzausbauvorhaben unter anderen Entwicklungspfaden nachzuweisen.

Drei Szenarien erreichen die klimapolitischen Ziele der Bundesregierung in Bezug auf den Stromsektor (Energiewende gemäß EEG, prosumerorientierte Energiewende, wettbewerbliche Energiewende). Zwei Szenarien erreichen die energiepolitischen Ziele der Bundesregierung aufgrund mangelnder Akzeptanz nicht.

Die betrachteten Szenarien weisen einen Anteil von 55-60% erneuerbare Energie am Bruttostromverbrauch in 2035 auf.

Prosumerorientierte Energiewende	Das Szenario ist stärker regional orientiert: Der europäische Ausgleich steht nicht im Vordergrund, es existiert eine hohe Anzahl an Kleinspeichern in Kombination mit Fotovoltaikanlagen. Sektorintegration und DSM sind implementiert.
Energiewende gemäß EEG-Ausbaupfad	Erreichen der politischen Ziele durch Kombination verschiedener Erzeugungstechnologien gemäß EEG. Großanlagen und Kleinanlagen werden gleichermaßen gefördert.
Wettbewerbliche	Technologieneutrale Ausschreibungen führen zu Priorisierung

Energiewende	von großen Wind- und PV-Parks an ertragreichen Standorten.
Verzögerte Energiewende	Politische Ziele werden durch mangelnde Akzeptanz nur mit Verzögerung umgesetzt. Dieses Szenario orientiert sich am EEG-Ausbaupfad, erreicht die energiepolitischen Ziele der Bundesregierung jedoch nicht.
Unvollständige Energiewende	Mangelnde Akzeptanz verhindert das Erreichen von politischen Zielen. Die klimapolitischen Ziele werden auch bis 2050 deutlich verfehlt.

Regionalisierungsansatz / Zubau der EE

Die **regionale Verteilung** und die **technologische Zusammensetzung** der erneuerbaren Energien werden **exogen vorgegeben**. Die Prämisse, unter der der Erneuerbaren-Zubau stattfindet, ist Untersuchungsgegenstand der Studie und variiert zwischen den Szenarien:

Prosumerorientierte Energiewende	Die regionale Verteilung ist durch einen lastnahen Zubau charakterisiert.
Energiewende gemäß EEG-Pfad	Verbrauchsnaher Erneuerbaren-Ausbau (besonders PV) ist mittelstark ausgebaut (eingeschränkt lastnah).
Wettbewerbliche Energiewende	Zubau an ertragreichen Standorten (ertragsmaximierend)
Verzögerte Energiewende	Angelehnt an EEG-Pfad, erreicht Klimaziele zeitlich verzögert
Unvollständige Energiewende	Angelehnt an wettbewerbliche Energiewende, erreicht Klimaziele nicht

Die **Potenzialgrenzen** werden berücksichtigt.

Zentrale Ergebnisse

a) Gesamtsystem

Das Szenario „prosumerorientierte Energiewende“ weist die höchsten variablen Stromerzeugungskosten unter den untersuchten Szenarien auf. In dem Szenario können die bereitgestellten erneuerbaren Energien nur einen geringen Beitrag zur Lastdeckung liefern, so dass Gaskraftwerke vergleichsweise hohe Einspeisungen aufweisen. Jedoch wird darauf hingewiesen, dass das Szenario „prosumerorientierte Energiewende“ einen geringeren Investitionsbedarf in Erneuerbaren-Anlagen aufweist als das Szenario „Wettbewerbliche Energiewende“.

Die Kosten der Investitionen und des Betriebs konventioneller und erneuerbarer Kraftwerke sind in der folgenden Tabelle zu sehen.

Kosten in Mrd. €	Investitionskosten	Variable Kosten	Summe
Prosumerorientierte Energiewende	141,5	16,9	158,4
Energiewende gemäß EEG-Pfad	162,8	14,9	177,7
Wettbewerbliche Energiewende	174,2	14,0	188,2
Verzögerte Energiewende	136,6	12,2	148,8
Unvollständige Energiewende	86,5	13,6	100,1

b) Netzausbaubedarf

Zentrales Ergebnis der Studie ist, dass der im NEP definierte Netzausbaubedarf robust erscheint: Unabhängig von den weiteren Entwicklungen der Energiewende ist ein Großteil des definierten Netzausbaubedarfes szenariounabhängig erforderlich. Das Szenario „Wettbewerbliche Energiewende“ weist einen höheren Netzausbaubedarf auf als das Szenario „prosumerorientierte Energiewende“, die Energiewendeszenarien weisen einen höheren Netzausbaubedarf auf als die Szenarien, die die Klimaziele der Bundesregierung nicht erfüllen. Als wesentlicher Treiber für Netzausbaubedarf werden Windkraftanlagen identifiziert.

Der szenarioabhängige Netzausbaubedarf wird in Investitionsbedarfen angegeben:

Szenario	Investitionen in Mrd. €		Summe
	2015-2025	2025-2035	
Prosumerorientierte Energiewende	24	5,5	29,5
Energiewende gemäß EEG-Pfad	24	8,5	32,5
Wettbewerbliche Energiewende	24	10,9	34,9
Verzögerte Energiewende	24	5,6	29,6
Unvollständige Energiewende	24	4,5	28,5

Autor: Consentec

NETZSTRESSTEST (2016)

Auftraggeber: TenneT TSO

Analyseansatz und Methodik

Der Analyseansatz dieser Studie basiert auf den Berechnungen des NEP 2025 für das Szenariojahr 2035. Es wird kein Optimierungsmodell herangezogen, sondern es wird eine **Überschlagsrechnung** bzw. eine **regionale Bilanzierung** durchgeführt. Durch eine Variation der installierten Leistungen werden Annahmen über die Auswirkungen auf die Netzbelastungen in ausgewählten Stunden getroffen. Hieraus wird auf Transportbedarfe zwischen den Regionen Nord, Mitte und Süd rückgeschlossen.

Dezentralitätskonzept

In dieser Studie wird Dezentralität im Szenario „DEzentral“ durch eine Substitution von lastfernen Wind-onshore-Anlagen mit an den Eigenheimen positionierten PV-Hausdachanlagen abgebildet. Die Hausdachanlagen werden zudem mit dezentralen Speichern zur Eigenverbrauchsoptimierung ausgestattet sind.

Das Dezentralitätskonzept ist somit rein **annahmebasiert** und fokussiert auf den EE-Ausbau.

Betrachtete Szenarien

Ziel des Projektes ist es, die Robustheit des im NEP 2025 für das Szenariojahr 2035 identifizierten Netzausbaubedarfs auch unter veränderten Rahmenbedingungen zu verifizieren. Folgende Szenarien wurden in dieser Analyse berücksichtigt:

DE 100% kohlestromfrei	Ausstieg aus der Kohlestromerzeugung erfolgt bis 2035, die fehlende Erzeugungsleistung wird durch Wind onshore im Norden substituiert
DEzentral	Fokus auf PV-Stromerzeugung anstelle von Wind: 150 GW installierte Leistung in 2035 in Kombination mit Kleinspeichern und E-Mobility
Flexibilisierung der Nachfrage	Zuschaltbare Lasten v. a. in Überschussregionen durch Flexibilisierung von Industrieprozessen und Power-to-Heat
Kombinationsszenario	Kombination der drei oben stehenden Szenarien

Regionalisierungsansatz / Zubau der EE

Die Regionalisierung des Szenarios B2035 des NEP 2025 wurde szenarioabhängig variiert.

Ausgangspunkt der Studie ist der Erneuerbaren-Zubau des Szenarios B2035 des NEP 2025. Die technologische Zusammensetzung und die regionale Verteilung werden szenarioabhängig variiert. Der **exogen vorgegebene** Zubau regenerativen Erzeugungsanlagen stellt somit eine Eingangsannahme dar. Die Potenzialgrenzen werden berücksichtigt.

DE 100% kohlestromfrei	Der Zubau der Wind-onshore-Anlagen findet zu 70 % in Schleswig-Holstein, Niedersachsen und Mecklenburg-
-------------------------------	---

	Vorpommern und zu 30 % in den restlichen südlichen Bundesländern statt (ertragsmaximierend).
DEzentral	Substitution des Wind-Zubaus durch PV: 70% der Reduktion des Wind-Zubaus findet im Norden und 30% im Süden Deutschlands statt (lastnah).
DEzentral I	PV-Anlagen werden zu 80% auf Bayern, Baden-Württemberg und im Süden von Rheinland-Pfalz und Hessen verteilt sowie zu 20% in Mecklenburg-Vorpommern, Brandenburg und Sachsen.
DEzentral II	PV-Anlagen werden nach Dachflächenpotenzial verteilt.
Flexibilisierung der Nachfrage	Die Erneuerbaren-Verteilung wird vom Szenario B 2035 des NEP 2025 übernommen (ertragsmaximierend). Die regionale Verteilung des Flexibilisierungspotenzials wird auf alle Bundesländer mit Schwerpunkt auf Windenergie-Überschussregionen verteilt.
Kombinationsszenario	Das Kombinationsszenario stellt eine Kombination aus den 3 anderen Szenarien dar: Die NEP-Erzeugung aus Kohlekraftwerken wird hier durch PV-Anlagen (Verteilung analog zu DEzentral I) substituiert (lastnah).

Zentrale Ergebnisse

a) Gesamtsystem

Die Studie fokussiert ausschließlich auf Aussagen bzgl. des Netzausbaubedarfs, darüber hinausgehende Analysen erfolgen nicht.

b) Netzausbaubedarf

Grundsätzlich wurde der im NEP 2025 identifizierte Netzausbaubedarf als robust befunden. Wenngleich der absolute Investitionsbedarf in Netzausbauvorhaben konstant bleibt, könnten insbesondere beim Szenario DE 100% kohlestromfrei jedoch Abweichungen bezüglich der notwendigen Leitungsbauvorhaben bestehen. In den anderen Szenarien reduziert sich ggf. der Netzausbaubedarf, jedoch könnte der durch den NEP 2025 für 2035 identifizierte Netzausbaubedarf dann zur Integration höherer Erneuerbaren-Anteile genutzt werden.

Der Netzausbaubedarf wird in dieser Studie aus folgenden szenarioabhängigen Transportbedarfen abgeleitet:

Szenario	Transportbedarf in GW	
	Nord-Süd ¹¹	Mitte-Süd ¹²
DE 100% kohlestromfrei	46,5	36,1
DEzentral	13,9	24,9
Flexibilisierung der Nachfrage	27,4	18,3
Kombinationsszenario	28,8	20,5
NEP 2015 B 2035	31,8	33,7

¹¹ Nord-Süd: von Niedersachsen/Mecklenburg-Vorpommern/Schleswig Holstein nach Bayern/Baden-Württemberg/Saarland/Rheinland-Pfalz

¹² Mitte-Süd: von Nordrhein-Westfalen/Hessen/Thüringen/Sachsen/Rest nach Bayern/Baden-Württemberg/Saarland

Autor: VDE/ETG Taskforce

DER ZELLULARE ANSATZ (2015)

Auftraggeber: Verband der Elektrotechnik Elektronik und Informationstechnik

Analyseansatz und Methodik

Die Studie ist zweigeteilt. Beide Analyseansätze stellen eine **Greenfield-Planung** dar: Der Frage nachgehend, welcher Zielzustand vom jetzigen Standpunkt aus betrachtet optimal wäre, wird von planerischen Restriktionen wie beispielsweise die Berücksichtigung der Bestandsinfrastruktur abstrahiert. Kosten und Investitionen werden in beiden Modellierungen nicht berücksichtigt.

Im ersten Teil wird für definierte funktionale Zellen untersucht, inwiefern sich diese autark versorgen können. Die Zellen werden mit Erzeugungseinheiten und Speichern ausgestattet. Mithilfe von Standardlast- und -erzeugungsprofilen repräsentativer Wochen wird dann eine **bilanzielle Rechnung** zur Ermittlung des resultierenden Autarkiegrades vorgenommen.

Der zweite Teil der Studie verfolgt das Ziel, den zukünftigen Netzausbaubedarf zwischen den Bundesländern¹³ abzuschätzen. Methodisch wird hierzu auf ein **Optimierungsmodell** zurückgegriffen, mit dessen Hilfe die **jährlichen Energieerzeugungen und -nachfragen** zwischen den Regionen **transportminimierend**¹⁴ ausgeglichen werden. Die einzelnen Regionen sind mit potentiellen Übertragungskorridoren miteinander verbunden, so dass es sich um ein **Zonenmodell mit aggregierten potentiellen Leitungen** handelt. Der „Energiefluss“ wird mithilfe des **Transportmodells** abgebildet.

Die Ergebnisse des ersten Teils der Studie werden den zweiten Teil nicht zugrunde gelegt. Insofern handelt es sich jeweils um eine **einstufige Modellierung**.

Dezentralitätskonzept

Das Dezentralitätskonzept ist **annahmebasiert und modellbasiert**.

Im ersten Teil der Studie wird Dezentralität **annahmebasiert** als ein Konzept von funktionalen Zellen (Haushalt, Gewerbe, Industrie) eingeführt, die ihren Energiebedarf möglichst eigenständig decken. Mit ihren verbleibenden Residuen können sich die funktionalen Einheiten dann zu einem nächsthöheren Verbund zusammenschließen. Die Verbunde orientieren sich dann an örtliche Gegebenheiten und Verwaltungsebenen wie z.B. an Ortsteilen, Kreisen, Regierungsbezirken. Als **modellbasierte** Implementierung ist die Wahl der Bilanzgrenze (dezentrale Einheit) zu interpretieren.

Im zweiten Teil der Studie wird Dezentralität durch den **Modellierungsansatz** als **regionaler Erzeugungsvorrang auf Bundeslandebene** abgebildet, indem der Zugriff auf die Erzeugung aus anderen Bundesländern bestraft wird. Im Szenario B wird Dezentralität zudem **annahmebasiert** durch eine lastnahe Erneuerbaren-Verteilung abgebildet (vgl. Regionalisierungsansatz / Zubau der EE).

¹³ Stadtstaaten sind in das umschließende Bundesland integriert, Nordsee und Ostsee sind eigenständige Einheiten.

¹⁴ Minimiert wird das Summenprodukt aus übertragener Energie und Länge über alle Korridore.

Betrachtete Szenarien

In die Auswertung der Metastudie wurden die zwei Szenarien des Teils 2 der Studie aufgenommen. Die Szenarien (Ansatz A und Ansatz B) ohne definiertes Zieljahr dienen der Ermittlung des interzonalen Energieübertragungsbedarfes in Abhängigkeit von der regionalen Verteilung der regenerativen Stromerzeugung. Der absolute Erneuerbaren-Anteil an der Energieversorgung wird nicht variiert und beträgt 87%.

- Ansatz A** Der Erneuerbaren-Zubau findet mit Fokus auf Wind-offshore-Anlagen statt (40 GW Nordsee, 10 GW Ostsee).
- Ansatz B** Der Erneuerbaren-Zubau findet mit Fokus auf Wind-onshore- und PV-Anlagen statt, Wind offshore wird in Höhe von 12,5 GW angenommen (10 GW Nordsee, 2,5 GW Ostsee).

Regionalisierungsansatz / Zubau der EE

In den Szenarien sind die technologischen Zusammensetzungen und die regionalen Verteilungen der EE auf erweiterter Bundesland-Ebene exogen vorgegeben. Die Potenzialgrenzen werden berücksichtigt. Die Zubau-logik variiert zwischen den Szenarien:

- Ansatz A** Die regionale Verteilung der regenerativen Stromerzeugungsoptionen ist insbesondere durch die hohe Konzentration von Wind-offshore-Anlagen durch einen **ertragsmaximierenden Zubau** charakterisiert. Die Regionalisierung der Wind-onshore- und PV-Anlagen entspricht der den Regionen zugeordneten Verteilung im Jahr 2011, welche ebenfalls dem Prinzip der Ertragsmaximierung folgt.
- Ansatz B** Die regionale Verteilung der regenerativen Stromerzeugungsoptionen ist durch einen **lastnahen Zubau** charakterisiert.

Zentrale Ergebnisse

a) Gesamtsystem

Die Studie fokussiert ausschließlich auf Erzeugungsstrukturen und deren Implikationen für den Netzausbaubedarfs.

b) Netzausbaubedarf

Da ein vollständiger regionaler Ausgleich innerhalb der definierten Zonen in keinem der Szenarien möglich ist, besteht in beiden Szenarien der Bedarf an einem Übertragungsnetz zwischen den meisten Bundesländern. Der Übertragungsbedarf besteht szenariounabhängig insbesondere in Nord-Süd und Ost-West-Richtung. Die regionale Verteilung der EE hat großen Einfluss auf den in Übertragungsbedarf und Kilometern gemessenen Netzbedarf:

Szenario	Energieaustauschbedarf in TWh	Übertragungsbedarf in TWh	Korridorlänge in km
Ansatz A	602	180	377
Ansatz B	394	64	145

Autoren: Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung, TU Berlin, Öko-Institut

TWO PRICE ZONES FOR THE GERMAN ELECTRICITY MARKET – MARKET IMPLICATIONS AND DISTRIBUTIONAL EFFECTS (2015)

Auftraggeber: Stiftung Mercator

Analyseansatz und Methodik

Die Studie basiert auf den Berechnungen mithilfe eines **Optimierungsmodells (kurzfristiges Strommarktmodell)**, in dem die **variablen Kosten der Stromerzeugung minimiert** werden. Es erfolgt keine Investitionsentscheidung für Erneuerbare Energien oder Netzausbau.

Die Modellierung ist **mehrstufig**. In einer ersten Stufe wird das Strommarktergebnis ermittelt. In der zweiten Stufe erfolgt eine Netzmodellierung. Dabei wird das **netzknotenscharf mit individuellen HöS-Leitungen** abgebildete Höchstspannungsnetz als Restriktion berücksichtigt. Im Falle eines Engpasses kommt es zu Redispatch. Der Lastfluss wird mithilfe des **DC-Lastflussmodells** abgebildet.

Dezentralitätskonzept

Das Dezentralitätskonzept dieser Studie basiert auf der Einführung von Nodalpreisen und ist somit rein **modelltechnisch angelegt**. Als dezentrale Einheiten fungieren die zwei Regionen „Nord“ und „Süd“. Sobald ein Netzengpass zwischen den Regionen auftritt, fallen die regionalen Strompreise auseinander. Durch diese marktwirtschaftliche Bewirtschaftung von Netzengpässen wird ein temporärer und partieller regionaler Erzeugungsvorrang implementiert.

Betrachtete Szenarien

Ziel der Studie ist es, die Auswirkung der Einführung von Gebotszonen in Deutschland zu analysieren. Hierzu wurden verschiedene Szenarien mit zwei bis vier Preiszonen berechnet. In diese Metastudie gehen zwei Szenarien ein, die das Spannungsfeld zwischen zentralem („2015 with network extensions“) und dezentralem Markt („2015“) aufzeigen.

Regionalisierungsansatz / Zubau der EE

Sowohl die technologische Zusammensetzung als auch die regionale Verteilung der regenerativen Stromerzeugung ist in dieser Studie **exogen vorgegeben**. Der Regionalisierungsansatz basiert auf historischen Entwicklungen bzw. ist entsprechend wahrscheinlicher Trends fortgeschrieben. Dies verursacht einen Zubau nach dem **ertragsmaximierenden** Ansatz. Die Regionalisierung wird zwischen den Szenarien nicht variiert. Die Potenzialgrenzen sind berücksichtigt.

Zentrale Ergebnisse

a) Gesamtsystem

In dem Szenario „2015“ fallen nur in wenigen Stunden des Jahres die Strompreise in den Zonen „Nord“ und „Süd“ auseinander. Dies führt zu leicht steigenden Strompreisen in der süddeutschen und zu leicht sinkenden Strompreisen in der norddeutschen Strompreiszone. Um die höheren Strompreise in Süddeutschland zu kompensieren, könnte eine Interkonnektoren-Rente eingeführt und entsprechend verteilt werden. Außerdem können durch

die Einführung von zwei Preiszonen der Bedarf und die Kosten von Redispatch-Maßnahmen reduziert werden.

Die Gesamtkosten des Erzeugungssystems (also unter Einbeziehung des Investitionsbedarfes für Erneuerbaren-Zubau und Netze) wurden in dieser Studie nicht ermittelt.

b) Netzausbaubedarf

Die Studie fokussiert vornehmlich auf Strommarkteffekte und definiert keinen Netzausbaubedarf.

Autor: Reiner Lemoine Institut

VERGLEICH UND OPTIMIERUNG VON ZENTRAL UND DEZENTRAL ORIENTIERTEN AUSBAUPFADEN ZU EINER STROMVERSORGUNG AUS ERNEUERBAREN ENERGIEN IN DEUTSCHLAND (2013),

Auftraggeber: Haleakala Stiftung, 100 Prozent erneuerbar stiftung, Bundesverband mittelständische Wirtschaft

Analyseansatz und Methodik

Bei dem in der Studie eingesetzten Modell handelt es sich um ein **Optimierungsmodell**, mit welchem die **Stromgestehungskosten minimiert** werden. In die Stromgestehungskosten sind die notwendigen Investitionen mit eingerechnet. Das **Investitionsmodell** definiert die volkswirtschaftlich optimale Investitionsentscheidung und wägt dabei zwischen Investitionen in konventionelle und Erneuerbaren-Kapazität sowie in Speicher und Netzausbaubedarf ab. Das deutsche Höchstspannungsnetz wird durch ein **Zonenmodell** auf erweiterter Bundeslandebene¹⁵ (14 Knoten) repräsentiert. Die zwischen den Zonen verlaufenden Leitungen werden zu **Trassen aggregiert**. Es erfolgt keine Aussage darüber, wie der Lastfluss in dem Modell abgebildet wird. Das Optimierungsproblem wird geschlossen gelöst, die Modellierung ist **einstufig**.

Dezentralitätskonzept

In der Studie werden die Dimensionen des Dezentralitätsbegriffs dargestellt, und im Fazit wird für diese Studie das Kriterium der Beschaffenheit der Brennstoffe (im Sinne der Förderung einer CO₂-emissionsfreien Stromversorgung) als wesentliches Definitionsmerkmal genannt. Im Szenario Dezentral hingegen wird das dezentral ausgerichtete System durch einen Erneuerbaren-Ausbau umgesetzt, der sich nicht an den Stromgestehungskosten orientiert. Damit wird ein **annahmebasiertes** Dezentralitätskonzept angewendet.

Betrachtete Szenarien

In der Studie wird ein Ausbau der erneuerbaren Energien hin zu einem System mit 100% erneuerbaren Energien unter Betrachtung der Gesamtsystemkosten betrachtet. Bis 2030 wird szenarioabhängig ein Erneuerbaren-Anteil in Höhe von 82-84% am Endenergieverbrauch des Stromsektors erreicht.

Szenario Zentral	Es existieren keine regionalen Restriktionen für den Zubau der erneuerbaren Energien, so dass der Zubau rein durch Kostenoptimalitätskriterien gesteuert wird.
Szenario Dezentral	Das Kostenoptimalitätskriterium für den Zubau der EE wird durch eine regionale Mindestzubau-Vorgabe eingeschränkt.
Szenario Offshore	Der mögliche Ausbau von Wind-offshore-Anlagen wird auf 22,3 GW in 2030 ausgeweitet.

¹⁵ Die Stadtstaaten und das Saarland sind in die benachbarten Flächenbundesländer integriert, Nordsee und Ostsee bilden eine eigenständige Zone.

Regionalisierungsansatz / Zubau der EE

Sowohl die technologische Zusammensetzung als auch die regionale Verteilung der erneuerbaren Energien ist in dieser Studie **modellendogen ermittelt**. Der Regionalisierungsansatz stellt somit einen **kostenoptimalen** Ansatz dar. Im Szenario Dezentral wird die kostenoptimale Lösung durch eine Restriktion beschränkt, die eine **höhere Lastnähe** fordert. Die Potenzialgrenzen sind berücksichtigt.

Szenario Zentral **Kostenoptimal** ohne weitere Restriktionen

Szenario Dezentral 60% des im Szenario Zentral ermittelten Erneuerbaren-Zubaus werden als regionaler Mindestzubau aufrechterhalten und nach Landesfläche (2/3 Wind, 1/3 PV) und Bevölkerung (1/3 Wind, 2/3 PV) verteilt. Als weiteres Kriterium wird die Vorgabe implementiert, dass jede Region einen EE-Anteil an der Stromerzeugung in Höhe von mindestens 2/3 der deutschlandweiten Vorgabe aufweist. Der verbleibende Zubau wird optimiert (**kostenoptimal mit lastnaher Vorgabe**).

Szenario Offshore Der Ausbau von Wind offshore wird nicht wie Wind onshore und PV optimiert, sondern als Vorgabe aus der Leitstudie übernommen (29,5 GW bis 2040, **kostenoptimal mit ertragsmaximierender Vorgabe**).

Zentrale Ergebnisse

a) Gesamtsystem

Ein Vergleich der Systemgesamtkosten zeigt, dass es zwischen den Szenarien Zentral, Dezentral und Offshore keine signifikanten Kostenunterschiede gibt. Damit ist aus volkswirtschaftlicher Perspektive jeder beschriebene Ausbaupfad akzeptabel.

Die folgende Tabelle zeigt die Investitions- und Betriebskosten und konventionellen und erneuerbaren Kraftwerken in den Jahren 2020, 2030 sowie 2040.

[Mio. €]	Zentral	Dezentral	Offshore
2020	45.897	46.444	45.929
2030	47.015	47.747	47.383
2040	48.641	48.782	48.081

b) Netzausbaubedarf

Auf den Netzausbaubedarf nimmt die szenarioabhängige Verteilung der EE deutlich Einfluss. Das Offshore-Szenario weist den größten Netzausbaubedarf auf und hat auch nach dem starken Zubau bis 2030 weiteren Ausbaubedarf. Die Szenarien Zentral und Dezentral fallen in 2030 zunächst etwas stärker auseinander, gleichen sich mit zunehmendem EE-Anteil bis 2040 aber wieder an. In 2030 weist das Szenario Zentral einen höheren Übertragungsnetzbedarf auf als das Szenario Dezentral:

[GW]	Zentral	Dezentral	Offshore
2020	9,5	9,0	9,7
2030	20,3	16,5	36,3
2040	21,5	19,0	44,3

4.5. Regionalisierungsansätze im Vergleich

Auf Grundlage der im vorstehenden Kapitel dokumentierten Zusammenstellung werden die unterschiedlichen Regionalisierungsansätze der betrachteten Studien verglichen:

- Die Vergleiche erfolgen in Abhängigkeit von den in den jeweiligen Studien verwendeten Stützjahren für die 2030 sowie 2035. Die Annahmen bzw. Ergebnisse der VDE/ETG-Studie, die sich auf einen nicht weiter spezifizierten, aber eher langfristigen Horizont beziehen, werden jeweils gesondert dargestellt.
- Die Analysen wurden der Übersichtlichkeit halber auf einer aggregierten Ebene durchgeführt, auf der vier verschiedene Anlagenkategorien unterschieden werden. Die Kategorie „Wind“ wird aus Windkraftanlagen an Land und auf See gebildet. Offshore-Windkraftanlagen wurden den Zonen Nord-West (Nordsee) und Nord-Ost (Ostsee) zugeordnet. Die Kategorie „Fotovoltaik“ umfasst Auf-Dach- und Freiflächenanlagen. In der Kategorie „Kohle“ werden Braun- und Steinkohlekraftwerke und in der Kategorie „Sonstige“ Gas- und Biomassekraftwerke zusammengefasst.

Die Regionalisierungsansätze werden auf dieser Grundlage die insgesamt installierten Leistungen der einzelnen Szenarien für 6 Zonen jeweils in Kiviatdiagrammen dargestellt (siehe Abschnitt 3.2 und Tabelle 3-1). Jede der definierten Zonen wird in den Diagrammen durch eine Achse repräsentiert, die kreisförmig in 360° gleichmäßig um den 0-Punkt angeordnet sind. Die Werte der einzelnen Szenarien werden mit einer Linie verbunden, um so einen Vergleich zu ermöglichen. Mit dieser Darstellungsform können unterschiedliche Regionalisierungsprofile gut verdeutlicht werden.

In den Abbildungen sollen besonders die Bandbreiten der Regionalisierungsansätze dargestellt werden. Um die Übersichtlichkeit und Aussagekraft der Abbildungen zu unterstützen, wurde daher jeweils nur eine Auswahl der insgesamt ausgewerteten Szenarien dargestellt. Einerseits sind jene Szenarien dargestellt, die eine besonders charakteristische Verteilung aufweisen. Andererseits werden Gruppen von Szenarien, die einen ähnlichen Regionalisierungsansatz verfolgen, jeweils durch nur durch ein Szenario der jeweiligen Gruppe repräsentiert.

Als zentrale Vergleichsgrößen werden für die Analysejahre 2030 und 2035 die Szenarien B 2030 bzw. B 2035 des NEP 2017-2030 (50Hertz et al. 2017) gezeigt, da Studien mit den Betrachtungsjahren 2030 und 2035 oft Bezug auf die Netzentwicklungspläne nehmen.¹⁶ Um auch einen Vergleich zur Ist-Situation zu ermöglichen werden jeweils auch die Regionalisierungsstrukturen der Kraftwerksflotte für das Jahr 2016 gezeigt. Schließlich werden ebenso die theoretischen Potenzialgrenzen für die Technologiekategorien Wind und Fotovoltaik mit aufgenommen (vgl. Abschnitt 3.3).

Aus Gründen der Übersichtlichkeit wurden den verschiedenen Studien bzw. Szenarien Kurztitel zugeordnet, um sie in den Abbildungen erkennbar zu machen. Die Tabelle 4-1 zeigt eine Übersicht über die im Folgenden verwendeten Kurztitel.

¹⁶ Diese Bezugnahme erfolgt auf unterschiedliche Ausgaben der Netzentwicklungspläne, aus Gründen der Übersichtlichkeit werden aber alle Einzelanalysen auf die Ausgabe 2017-2030 des deutschen Netzentwicklungsplan Strom bezogen.

Tabelle 4-1: Übersicht zu den Kurztiteln der Studien und Szenarien

Szenario	Kurztitel
Öko-Institut: Transparenz Stromnetze, 2018	
85%	ÖI: Transparenz Stromnetze 85% 2030
Dezentral	ÖI: Transparenz Stromnetze Dezentral 2030
Öko-Institut, Prognos: Stromsystem 2035, 2018	
Referenz 2030	ÖI/Prognos: WWF BAU 2030
Referenz 2035	ÖI/Prognos: WWF BAU 2035
Fokus PV 2030	ÖI/Prognos: WWF Fokus PV 2030
Fokus PV 2035	ÖI/Prognos: WWF Fokus PV 2035
Fraunhofer ISI, Consentec, Ifeu, TUW, M-Five, TEP Energy: Langfristszenarien, 2018	
Basisszenario	Fraunhofer ISI: LFS Basis 2030
Geringerer Netzausbau (geNA)	Fraunhofer ISI: geNA 2030
FAU: Regionalkomponenten bei der EE-Vergütung, 2017	
MG_OPT1	FAU: Regionalkomponenten – MG_OPT1
MG_UNIV	FAU: Regionalkomponenten – MG_UNIV
E-Bridge, Prognos, RWTH Aachen, FGH: Energiewende Outlook 2035, 2016	
Wettbewerbliche Energiewende	50 Hertz: EWO 2035 Wettbewerbliche EW
Prosumerorientierte Energiewende	50 Hertz: EWO 2035 Prosumerorientierte EW
EEG Energiewende	50 Hertz: EWO 2035 EEG EW
Verzögerte Energiewende	50 Hertz: EWO 2035 Verzögerte EW
Prognos, FAU: Dezentralität und zellulare Optimierung, 2016	
MG	Prognos/FAU: Dezentralität MG
FB EE&EM	Prognos/FAU: Dezentralität FB EE&EM
Consentec: Netzstresstest, 2016	
100% kohlefrei	Consentec: Stresstest – 100% kohlefrei
DEzentral	Consentec: Stresstest – DEzentral
Dezentral (Sensitivität)	Consentec: Stresstest – DEzentral (Sensitivität)
Kombinationsszenario	Consentec: Stresstest – Kombinationsszenario
VDE/ETG: Der zellulare Ansatz, 2015	
Ansatz A	VDE: ZA Ansatz A
Ansatz B	VDE: ZA Ansatz B
Reiner Lemoine Institut (RLI): Vergleich und Optimierung von zentral und dezentral optimierten [...], 2013	
Zentral	RLI: Zentral 2030
Dezentral	RLI: Dezentral 2030
Offshore	RLI: Offshore 2030
Netzentwicklungsplan Strom 2017-2030	
Szenario B 2030	NEP 2017: 2030
Szenario B 2035	NEP 2017: 2035
Ist-Situation 2016	Ist 2016

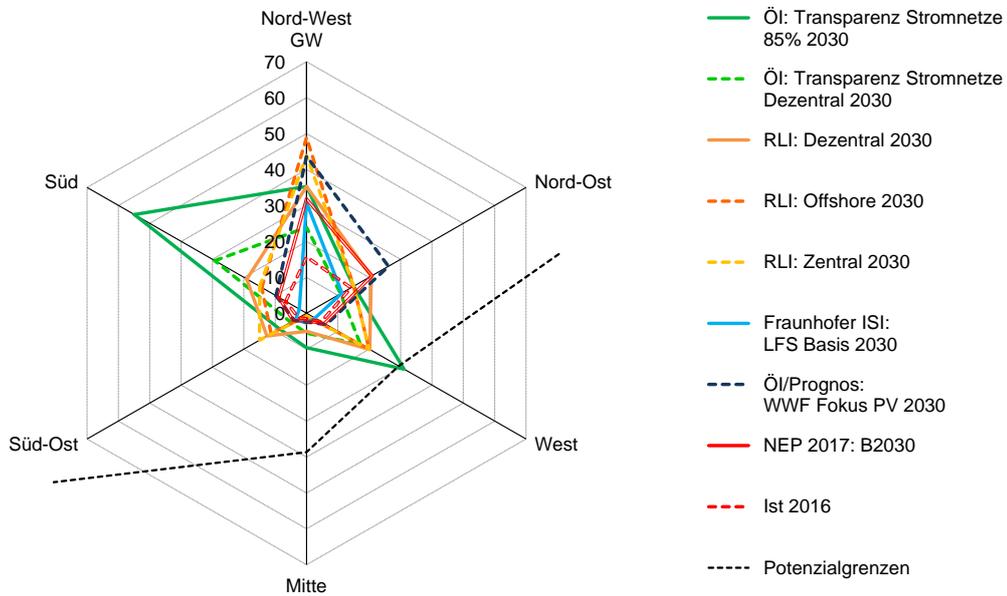
Quelle: Öko-Institut

In Abbildung 4-1 sind die Regionalisierungsansätze von verschiedenen Szenarien für die Technologiekatgorie Wind im Jahr 2030 abgebildet. Wie klar zu erkennen ist, konzentriert sich die bisherige und auch im NEP angenommene Verteilung auf die Zonen Nord-West und Nord-Ost. Die meistens Szenarien schreiben die Entwicklung der heutigen regionalen Verteilung strukturell fort, das Regionalisierungsprofil bleibt weitgehend unverändert.

Auf zentrale Steuerungsmodelle orientierte Szenarien oder Szenarien, die einen kostenoptimalen Ausbau der Windenergie anstreben (RLI: Zentral 2030, Fraunhofer ISI: Basis

2030¹⁷⁾, konzentrieren den Ausbau erneuerbarer Energien auf Gebiete mit hohen energetischen Erträgen.

Abbildung 4-1: Regionalisierungsansätze On- und Offshore-Wind, 2030



Quelle: Öko-Institut auf Basis der genannten Studien

Für das Szenario *RLI: zentral 2030* liegt das Kapazitätsniveau der Windkraftwerke im Jahr 2030 um ca. 50% über dem des NEP, in den Regionen ergeben sich massive Abweichungen. Deutlich stärker sind Ausbauannahmen vor allem für die Zone Süd-Ost, in der etwa das 3,6-fache Niveau des NEP erreicht wird, sowie die Zonen West (Faktor 3,5), Süd (Faktor 1,7) und Nord-West (Faktor 1,4).

Die Annahmen für die Kapazitätsniveaus bei Windenergie liegen für das Szenario *Fraunhofer ISI: Basis 2030* in der Summe um etwa 30% unter den Werten, die im NEP berücksichtigt werden. Die Profile für den Windkraftausbau unterscheiden sich im Detail jedoch erheblich von denen des NEP. Ein deutlich stärkerer Ausbau erfolgt in der Zone Mitte (Faktor 1,3 ggü. NEP). Massiv unter den Annahmen des NEP liegt der Windkraft-Ausbau in der Zone Süd (70% geringer) sowie Nord-Ost und West (jeweils um 50% geringer).

Die primär auf lastnahe Ausbaustrategien und Vermeidung des Netzausbaus orientierten Szenarien (*ÖI: Transparenz Stromnetze Dezentral 2030*, *RLI: Dezentral 2030*) resultieren in einem regional deutlich stärker verteilten Zubau. Im Szenario *ÖI: Transparenz Stromnetze Dezentral 2030* liegt die Windkapazität in der Zone Nord-Ost um etwa 50% unter der Annahme des NEP. Zum schwerpunktmäßigen Zubau der Windenergie kommt es in den Zonen Süd (Faktor 3,3 ggü. dem NEP im Szenario *ÖI: Transparenz Stromnetze Dezentral*

¹⁷⁾ Das Ausbauprofil im Szenario Fraunhofer ISI: geNA 2030 unterscheidet sich nur geringfügig vom Basiszenario Fraunhofer ISI: Basis 2030 und ist deshalb nicht gesondert dargestellt.

2030, Faktor 2,2 im Szenario *RLI: Dezentral 2030*), West (Faktor 3 bzw. 3,5), Mitte (Faktor 2,6 bzw. 2,4) und Süd-Ost (Faktor 3 ggü. NEP nur im Szenario *RLI: Dezentral 2030*).

Die wesentlichen Unterscheidungsmerkmale für das Szenario Fraunhofer *ISI: geNA 2030* mit ebenfalls geringerem Netzausbau finden sich in einer deutlichen Abnahme der Windkapazitäten in der Zone Nord-West (30% unter dem NEP-Wert) sowie einem erheblich stärkeren Ausbau in der Zone Mitte. Das Ausbauniveau liegt hier um den Faktor 3,1 über dem des NEP.

Besonders sticht das von Stakeholdern definierte Szenario *Öl: Transparenz Stromnetze 85% 2030* heraus, in dem eine sehr hohe Leistung an Windkraftanlagen und eine extrem lastnahe Verteilung angenommen werden. Ursachen für die starke Abweichung sind das bereits auf das Jahr 2030 vorverlegte Ausbauziel von 85% für die regenerative Stromerzeugung und die nicht an ökonomischen Kriterien, sondern an der Vermeidung überregionalen Lastausgleichs orientierte Logik der Zubauentscheidungen. Unter diesen Prämissen kommt es zu einem starken Windkraftausbau in den Zonen West und Mitte, auch in der Zone Süd wird das Zubaupotenzial von Wind-onshore-Anlagen stark ausgeschöpft. Im Ergebnis liegen die Kapazitätsniveaus um den Faktor 5,5 (West), 4,6 (Mitte) und 6,2 (Süd) über den Annahmen im NEP. Diesbezüglich ist die Frage zu stellen, ob und ggf. für welche Zeithorizonte die genannten Ausbauniveaus unter breiterer Berücksichtigung von Restriktionen wirklich erzielbar wären. Es bleibt aber darauf hinzuweisen, dass dieses Szenario den im NEP für 2030 ermittelten Netzausbau erforderlich macht, also auch als Indikation für den längerfristig in jedem Fall erforderlichen Netzausbau verstanden werden kann.

Das theoretische Potenzial geht in den meisten Szenarien weit über die angestrebten installierten Leistungen hinaus. Eine Ausnahme stellt das Szenario *Öl: Transparenz Stromnetze 85% 2030* dar, in dem das (theoretische) Potenzial im Westen Deutschlands voll ausgeschöpft wird.¹⁸ Die unter Maßgabe weiterer Einschränkungen bestimmten Potenziale für das Jahr 2030 (Kapitel 3.3 und 3.4) werden in den Szenarien mit sehr starkem Windkraftausbau in den Zonen West und Süd für diese Zonen deutlich überschritten.

Die Abbildung 4-2 zeigt unterschiedliche Regionalisierungsansätze der Technologiekatégorie Wind für das Jahr 2035. Eine Großzahl der Szenarien orientiert sich hier an der heute zu findenden regionalen Verteilung oder dem Regionalisierungsansatz des NEP-Szenarios B.

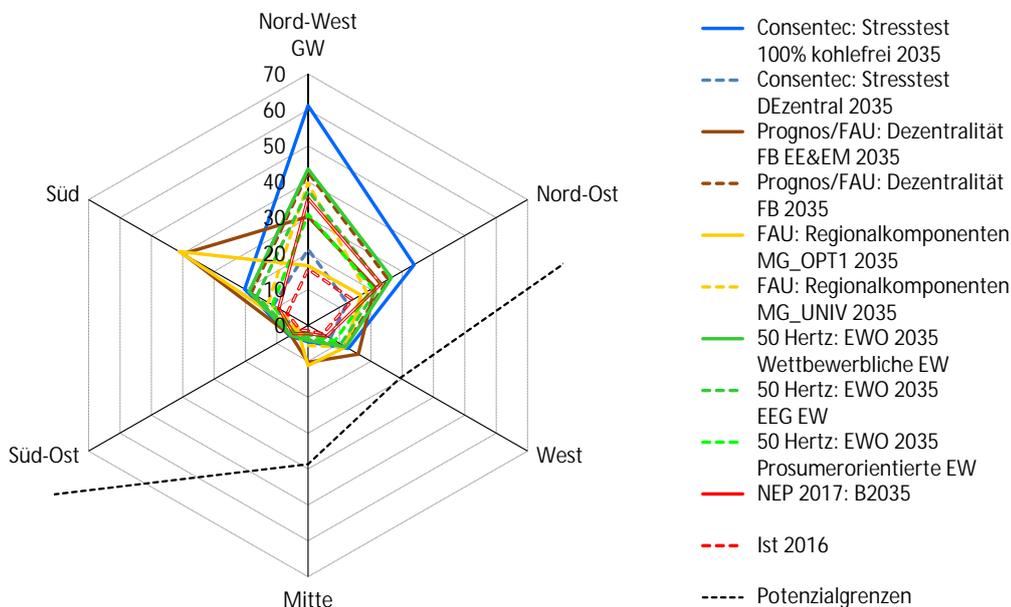
Das Szenario *Consentec: Stresstest – 100% kohlefrei* ersetzt Kohlekraftwerke durch Erzeugung aus Wind-onshore-Anlagen, von denen ein Großteil in den nördlichen Bundesländern zugebaut wird. Die im NEP unterstellten Kapazitäten werden in den Zonen Nord-West, Nord-Ost, West, Mitte und Süd um den Faktor 1,7 bis 2,2 überschritten.

Das Szenario *Consentec: Stresstest dezentral* konzentriert den Ausbau erneuerbarer Energien auf die Erzeugung aus Fotovoltaikanlagen. Da eine Gesamtmenge an erneuerbarer Erzeugung in diesem Szenario allerdings nicht überschritten werden darf, wurde die installierte Leistung von Wind-onshore-Anlagen jedoch reduziert. Dies führt zu einer geringeren installierten Leistung als im Jahr 2016. In den Zonen Nord-West, Nord-Ost und Süd-

¹⁸ Die in dieser Studie verwendeten Potenzialgrenzen der Universität Flensburg weichen teilweise von den dem Projekt „Transparenz Stromnetze“ zugrundeliegenden Potenzialgrenzen ab. Für Nordrhein-Westfalen hat das Öko-Institut eine geringfügig höhere Potenzialgrenze ermittelt als die Universität Flensburg.

Ost liegen die Kapazitätsniveaus der Windkraftanlagen um 30 bis 50% unter den Annahmen des NEP-Szenarios B für 2035.

Abbildung 4-2: Regionalisierungsansätze On- und Offshore-Wind, 2035



Quelle: Öko-Institut auf Basis der genannten Studien

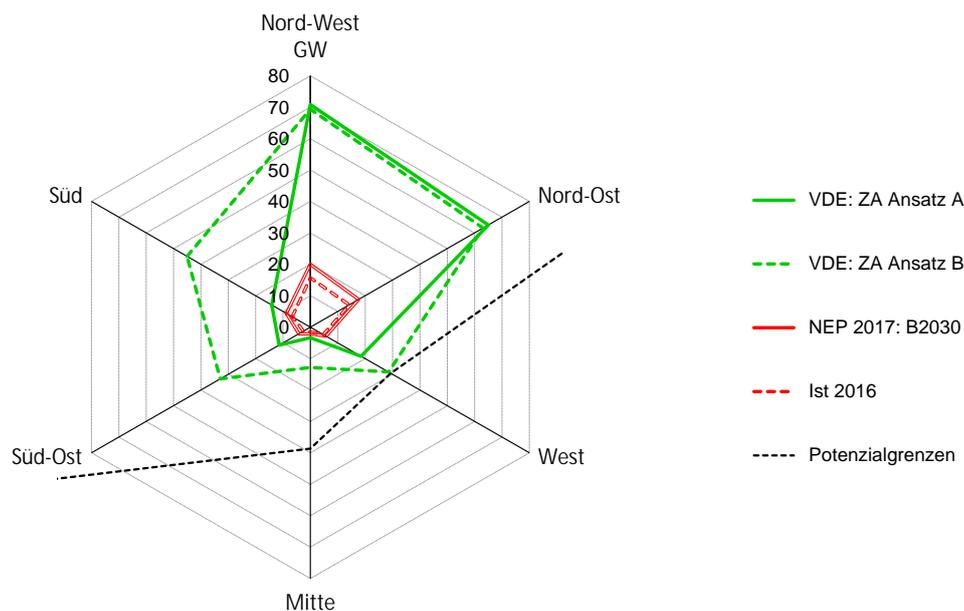
Das mit einem deutlich verringerten Netzausbau verbundene Szenario *Prognos/FAU: Dezentralität FB EE&EM* konzentriert den Ausbau erneuerbarer Energien auf Regionen, die über ein Nodalpreissystem adressiert werden. Ein Windkraft-Zubau findet so besonders in Gegenden statt, in denen eine hohe Nachfrage zu finden ist, die nicht vollständig mit vorhandenen Kapazitäten gedeckt werden kann. In der Zone West werden die Annahmen des NEP um den Faktor 2,7 überschritten, in der Zone Mitte um den Faktor 4,5 und in der Zone Süd um den Faktor 4,3.

Das Szenario *FAU: Regionalkomponenten – MG_OPT1* verteilt die Ausbauentwicklung bei den erneuerbaren Energien ebenfalls nach einem anderen räumlichen Muster, woraus ebenfalls ein deutlicher Minderbedarf für den Netzausbau entsteht. Hier erfolgt vor allem ein starker Zubau der Windkraft in der Zone Süd. Die Kapazitätsannahmen des NEP werden hier für die Zone West um den Faktor 2, für die Zone Mitte um 4,9 sowie die Zone Süd um den Faktor 4,4 übertroffen.

Die beiden Szenarien *50 Hertz: EWO Wettbewerbliche EW* (mit leicht erhöhtem Netzausbaubedarf) und *50 Hertz: EWO Prosumerorientierte EW* (mit leicht reduziertem Netzausbaubedarf) unterscheiden sich hinsichtlich der Zubauprofile für Windenergie nur unwesentlich. Im Szenario *50 Hertz: EWO Wettbewerbliche EW* liegt die summarische Kapazität aller Windkraftanlagen um den Faktor 1,4 über dem Niveau des NEP, für das *Szenario 50 Hertz: EWO Prosumerorientierte EW* liegt die gesamte Kapazität der Windkraftwerke etwa auf dem Niveau des NEP. In diesen beiden Szenarien liegt jedoch die Windkapazität in der Zone West deutlich über den Annahmen des NEP (Faktor 2 bzw. 1,4).

Keines der dargestellten Szenarien gerät an die theoretischen Potenzialgrenzen der Windenergie in Deutschland. Die restriktiver gefassten Potenzialgrenzen für das Jahr 2030 (Kapitel 3.3 und 3.4) werden für die Szenarien *Prognos/FAU: Dezentralität FB EE&EM* und *FAU: Regionalkomponenten – MG_OPT1* mit Blick auf die Zone Süd überschritten. Für das Szenario *Consentec: Stresstest – 100% kohlefrei* und die Zonen Nord-West und Nord-Ost ist eine solche Potenzialüberschreitung unter Berücksichtigung der Potenziale für die Offshore-Windkraftherzeugung eher fraglich.

Abbildung 4-3: Regionalisierungsansätze Wind, Ausblick



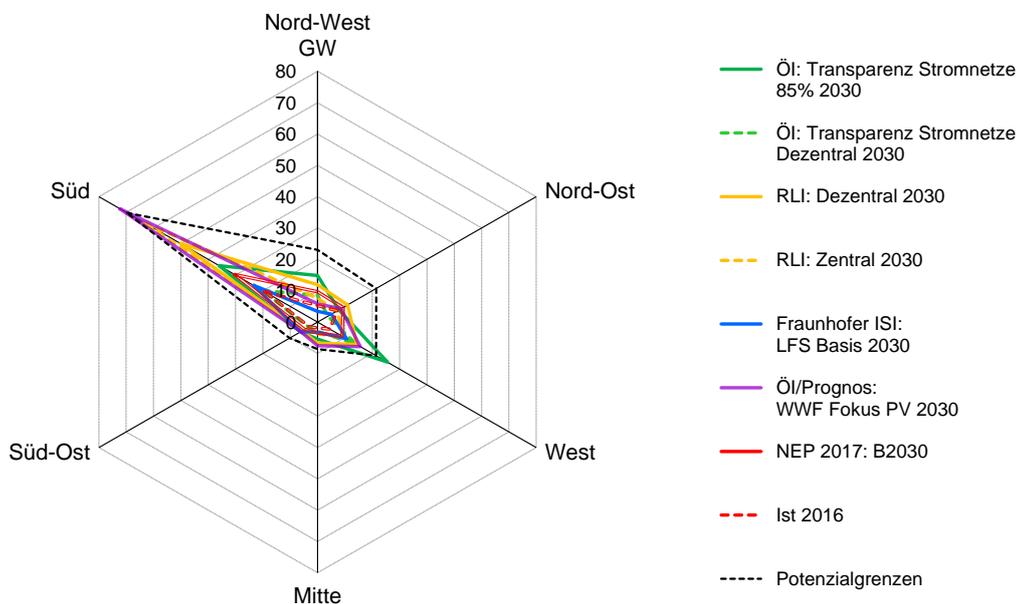
Quelle: Öko-Institut auf Basis der genannten Studien

Abbildung 4-3 gibt einen Ausblick auf Regionalisierungsansätze für Wind in einem System, dessen Kraftwerkspark zu 100% aus erneuerbaren Energien besteht.

Die dargestellten Szenarien *VDE: ZA Ansatz A* und *VDE: ZA Ansatz B* sind durch sehr hohe Leistungen bei der Windkraft charakterisiert. Als Szenarien für den langfristigen Zeithorizont überschreiten sie die im Szenario B 2035 des NEP unterstellten Kapazitäten für 2030 um den Faktor 2,3 bzw. 3,1. Sie bleiben damit im Rahmen der (theoretischen) Potenzialgrenzen für Windenergieanlagen in Deutschland, kommen im Szenario *VDE: ZA Ansatz B* (dem Szenario mit deutlich vermindertem Übertragungsbedarf) für die die Zone West jedoch an diese Grenze. Obwohl sich der Ausbau absoluten Werten stark auf die Zonen Nord-West und Nord-Ost konzentriert, sind im Szenario *Ansatz B* ebenso signifikante Leistungen in den Zonen Süd und Süd-Ost zu erkennen. Im Vergleich zu den Ausbaustrukturen des NEP-Szenarios B 2035 beträgt steigen die Onshore-Windkapazitäten in den Zonen Nord-West und Nord-West um den Faktor 2,0 und unterscheiden sich zwischen den beiden Szenarien wenig. Gravierende Unterschiede ergeben sich jedoch für die Zonen West (3,1 im Ansatz A und 4,8 im Ansatz B), Mitte (1,5 ggü. 5,6), Süd-Ost (2,5 ggü. 7,2) sowie Süd (1,5 ggü. 4,8). Ab eine solche Ausweitung der Onshore-Windkraft selbst für

längerfristige Zeithorizonte unter breiterer Berücksichtigung von Restriktionen möglich sein kann, bleibt weiter diskussionswürdig.

Abbildung 4-4: Regionalisierungsansätze Fotovoltaik, 2030



Quelle: Öko-Institut auf Basis der genannten Studien

Mit Bezug auf die insgesamt installierten PV-Erzeugungskapazitäten unterscheiden sich die unterschiedlichen Ausbauszenarien in weit aus geringerem Maße. Im Vergleich zum NEP für die Jahre 2030 und 2035 liegen die Ansätze hier im Bereich des 0,8 bis 2-fachen und sind auch für die langfristigeren Perspektiven nur wenig höher (im Szenario *VDE: ZA Ansatz B* um den Faktor 2,3 im Vergleich zum NEP 2035).

In Abbildung 4-4 sind verschiedene Regionalisierungsansätze für die Technologkategorie Fotovoltaik zunächst für den Zeithorizont 2030 zusammengestellt. Anders als im Bereich der Onshore-Windenergie zeigen die dargestellten Szenarien alle eine ähnliche Verteilung, bei der sich die Stärke der Ausprägungen in den verschiedenen Zonen unterscheidet.

Mehrere Szenarien fokussieren auf einen sehr starken Ausbau im Süden Deutschlands, darunter die Szenarien *ÖI/Prognos: WWF Fokus PV 2030* sowie *RLI: Zentral 2030*. Im Vergleich zum NEP-Szenario B 2030 wird hier der PV-Ausbau in der Zone Süd um den Faktor 2,4 bzw. 2,1 übertroffen.

Ein Regionalisierungsansatz, der sich von den anderen Szenarien unterscheidet, wird im Szenario *ÖI Transparenz Stromnetze 85%* verfolgt, für das ein besonders hoher Ausbau an Fotovoltaik im Westen und teilweise im Norden Deutschlands angenommen wird. Dieser liegt um den Faktor 2,8 bzw. 1,5 über dem des NEP und begründet sich einerseits durch den hohen regenerativen Stromerzeugungsanteil von 85% (der auch als Approximation für längerfristige Zeithorizonte herangezogen werden kann). Andererseits unterscheidet

det sich die Zubaulogik von der der anderen Studien: Um die im Norden und im Westen verbleibende residuale Last innerhalb der eigenen Region möglichst gut decken zu können, wurde der Einspeisung aus Wind-onshore-Anlagen ein höherer Anteil an PV-Anlagen hinzugefügt, so dass sich Erzeugungsprofile dieser Technologien ergänzen können. Keine Rolle spielen hier ökonomische Überlegungen.

Ein in einzelnen Regionen besonders geringer PV-Ausbau ist vor allem für die beiden Szenarien *Fraunhofer ISI: LFS Basis* und *Fraunhofer ISI: LFS geNA* zu konstatieren. Hier liegen die im Jahr 2020 erreichten Kapazitätsniveaus für PV in den Zonen Nord-West und Nord-Ost um 60 und 80% (Nord-West) bzw. 50 und 40% (Nord-Ost) unter dem des NEP.

Die (theoretischen) Potenzialgrenzen für das Jahr 2030 werden nur im Szenario *Öl Transparenz Stromnetze 85%* für die Zone West deutlich und für das Szenario *Öl/Prognos: WWF Fokus PV 2030* mit Blick auf die Zone Süd leicht überschritten. Das Szenario *RLI: Zentral 2030* bleibt für die Zone Süd etwas unter der hier in Ansatz gebrachten Potenzialgrenze.

Abbildung 4-5 zeigt einen Überblick über die verschiedenen Regionalisierungsansätze für Fotovoltaik im Jahr 2035. Im Jahr 2035 zeigen sich ganz überwiegend dem Szenariojahr 2030 ähnelnde Verteilungen der Fotovoltaikanlagen.

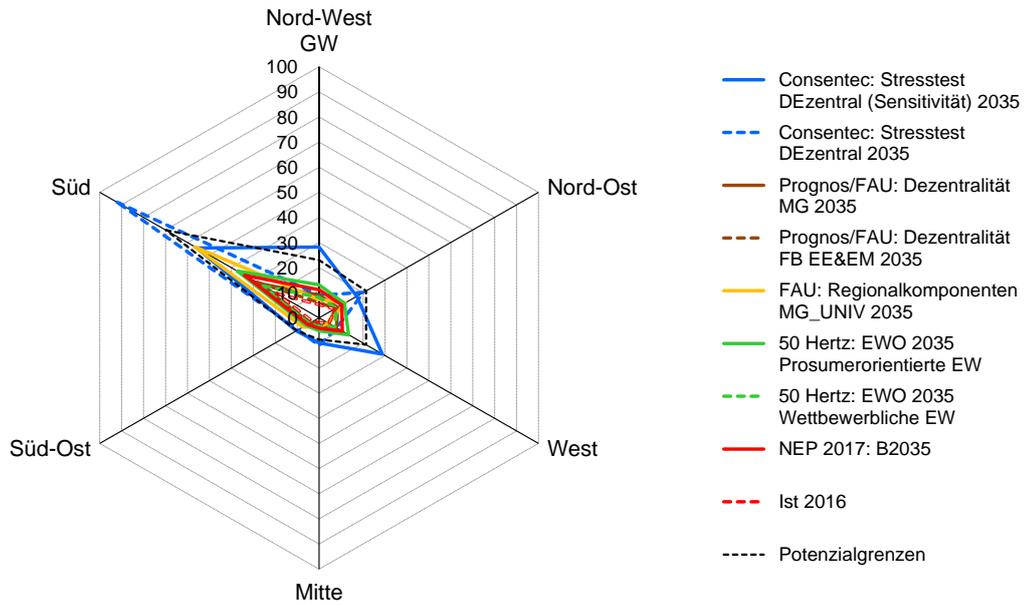
Eine deutliche Ausnahme stellen die Szenarien *Consentec: Stresstest-DEzentral* und *Consentec: Stresstest-Dezentral (Sensitivität)* dar. Diese Szenarien nehmen einen besonders starken Ausbau im Süden Deutschlands an (*Dezentral*) oder nutzen einen Verteilalgorithmus, der auf den bestehenden Dachflächenpotenzialen beruht (*DEzentral-Sensitivität*). Die Ansätze des NEP-Szenarios 2035 B werden hier im Szenario *Consentec: Stresstest-DEzentral* für die Zone Süd sowie die Zone Mitte um den Faktor 2,7 und im Szenario *Consentec: Stresstest-Dezentral (Sensitivität)* für die Zone West um den Faktor 2,7 sowie die Zone Mitte um den Faktor 2,4 übertroffen.

Unter den anderen gezeigten Szenarien zeigen sich nur für das Szenario *FAU: Regionalkomponenten MG_UNIV* und die Zonen Süd und Süd-Ost deutlich überproportionale Verschiebungen (Faktor 1,7 bzw. 1,4 im Vergleich zum NEP).

Gleichzeitig ergeben sich für einige Szenarien deutlich geringe Ausbauannahmen. In den Szenarien *FAU: Regionalkomponenten MG_OPT1* sowie *Prognos/FAU: Dezentralität FB EE&EM* werden für die Zonen West und Mitte die Ausbauannahmen des NEP um etwa 60% und für die Zone Nord-West um etwa 50% unterschritten.

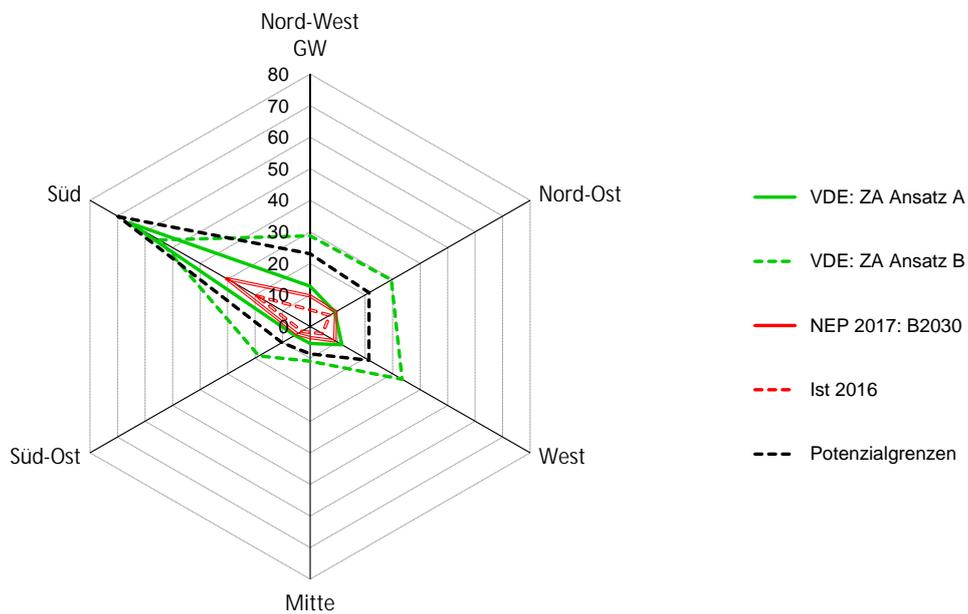
Die hier angesetzten Potenzialgrenzen für die Fotovoltaik werden nur in den Szenarien *Consentec: Stresstest-DEzentral* sowie *Consentec: Stresstest-Dezentral (Sensitivität)* für die Zonen West (*Consentec: Stresstest-DEzentral*) bzw. Mitte und Süd (*Consentec: Stresstest-Dezentral (Sensitivität)*) deutlich überschritten.

Abbildung 4-5: Regionalisierungsansätze Fotovoltaik, 2035



Quelle: Öko-Institut auf Basis der genannten Studien

Abbildung 4-6: Regionalisierungsansätze Fotovoltaik, Ausblick



Quelle: Öko-Institut auf Basis der genannten Studien

Abbildung 4-6 gibt einen Ausblick auf Regionalisierungsansätze für Fotovoltaik in einem Stromsystem, dessen Kraftwerkspark vollständig aus erneuerbaren Energien besteht.

Die dargestellten Regionalisierungsansätze der Szenarien *VDE: ZA Ansatz A* und *VDE: ZA Ansatz B* weisen vergleichsweise hohe PV-Kapazität auf, um ein System mit regenerativer Vollversorgung zu erreichen. Orientiert sich das Szenario *VDE: ZA Ansatz A* an der regionalen Verteilung der Erneuerbaren in 2011, so nimmt das Szenario *VDE: ZA Ansatz B* eine Verteilung entsprechend der Nachfrage an. Zwar werden in diesem Szenario in fast jeder Zone die Potenzialgrenzen der Fotovoltaik für den Zeithorizont 2030 überschritten, angesichts des längerfristigen Zeithorizonts liegt der Ausbau der PV-Erzeugungskapazitäten jedoch in einem keineswegs unrealistisch erscheinenden Rahmen.

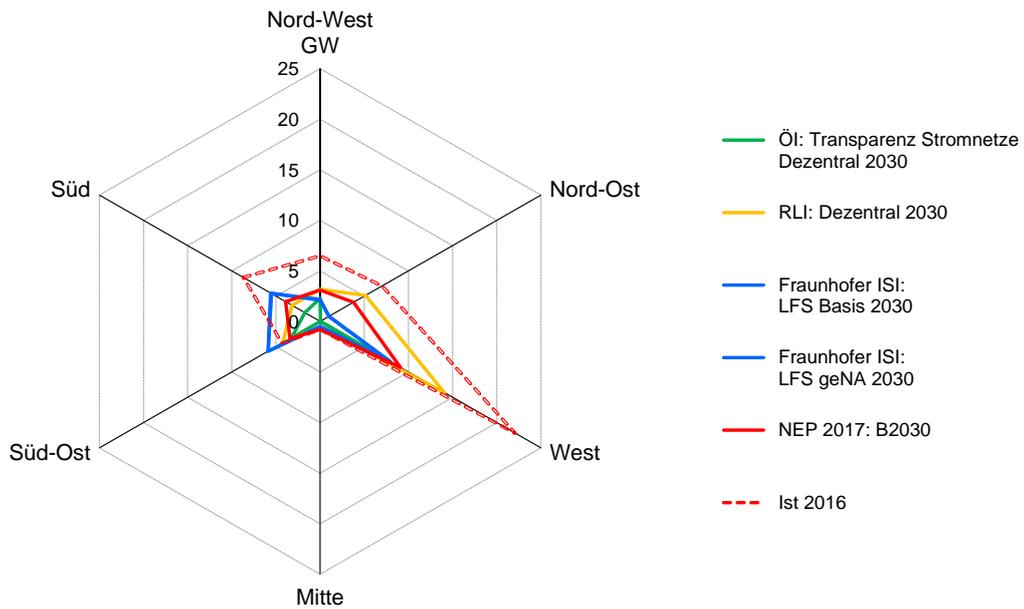
Neben den Annahmen (oder Ergebnissen) für den Ausbau der Wind- und PV-Stromerzeugung können mit Blick auf den Netzausbaubedarf auch die Entwicklungen für konventionelle Kraftwerken in den unterschiedlichen Zonen eine Rolle spielen.

Abbildung 4-7 zeigt unterschiedliche Regionalisierungsansätze im Bereich der Kohlekraftwerke für das Jahr 2030. Im Unterschied zu den Entwicklungen im Bereich der erneuerbaren Energien sind die Trends im Bereich Kohlekraftwerke fast durchweg durch einen deutlichen Rückgang der Kapazitäten charakterisiert.

Die Kategorie „Kohle“ umfasst die Energieträger Braun- und Steinkohle. Da für diese Technologiecategory theoretisch keine Potenzialgrenzen in den Zonen existieren, wurde auf die Darstellung einer Potenzialgrenze verzichtet. Aussagekräftiger ist hier vor allem ein Abgleich mit dem Ist-Zustand von 2016.

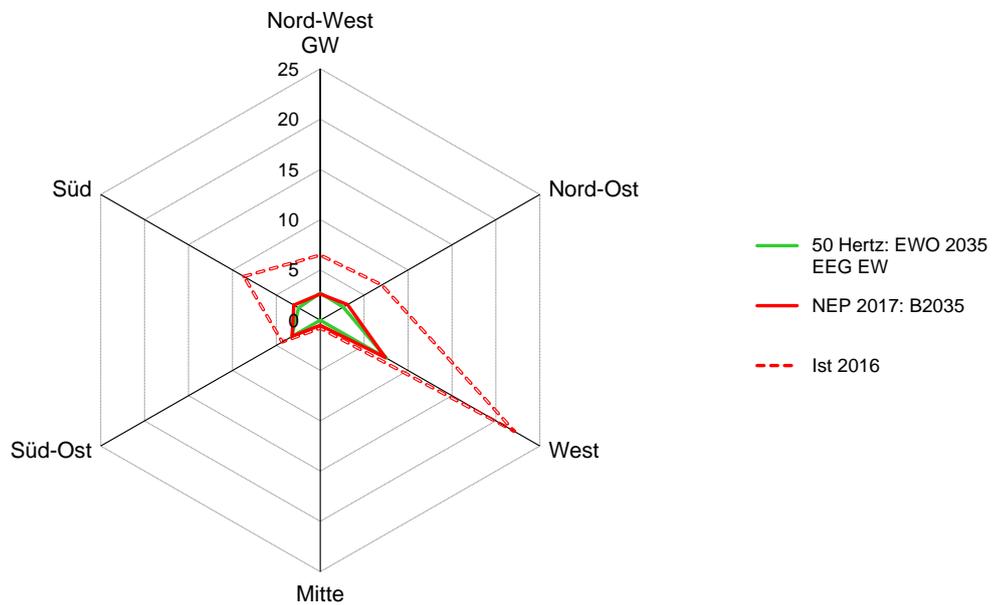
In allen betrachteten Szenarien ist ein Rückbau der gesamten Kohlekraftwerksleistung gegenüber dem Ist-Zustand zu erkennen. Dies gilt mit zwei Ausnahmen auch für die Entwicklungen in den einzelnen Zonen. Die Ausnahmen beziehen sich auf die Szenarien *Fraunhofer ISI: Langfristszenarien: geNA 2030* sowie *Fraunhofer ISI: Langfristszenarien: Basis 2030* mit Blick auf die Entwicklungen in der Zone Süd-Ost, ist aber möglicherweise weniger einem realen Zubau von Kohlekraftwerken sondern zumindest teilweise den für den Fall der Langfristszenarien leicht abweichenden Zuschnitten der Zonen zuzurechnen. Da in diesem Szenario ein geringerer Netzausbau angenommen wurde, werden höhere konventionelle Kapazitäten notwendig werden, um die Nachfrage besonders in Regionen mit hoher Nachfrage zu decken. Dies ist neben der Zone Süd-Ost vor allem für die Zone Süd zu beobachten, für die die Kohlekraftwerkskapazitäten zwar deutlich zurückgehen, die im NEP-Szenario B 2030 erwarteten Werte aber 80 bzw. 70% überschritten werden. Da jedoch die Einhaltung der gesetzten Emissionsziele vorausgesetzt wird, ergibt sich für andere Regionen, d.h. vor allem die Regionen Nord-Ost und West ein deutliche geringerer Bestand an Kohle-Kraftwerkskapazitäten (80% bzw. 40% unter den NEP-Annahmen).

Abbildung 4-7: Regionalisierungsansätze Kohle, 2030



Quelle: Öko-Institut auf Basis der genannten Studien

Abbildung 4-8: Regionalisierungsansätze Kohle, 2035



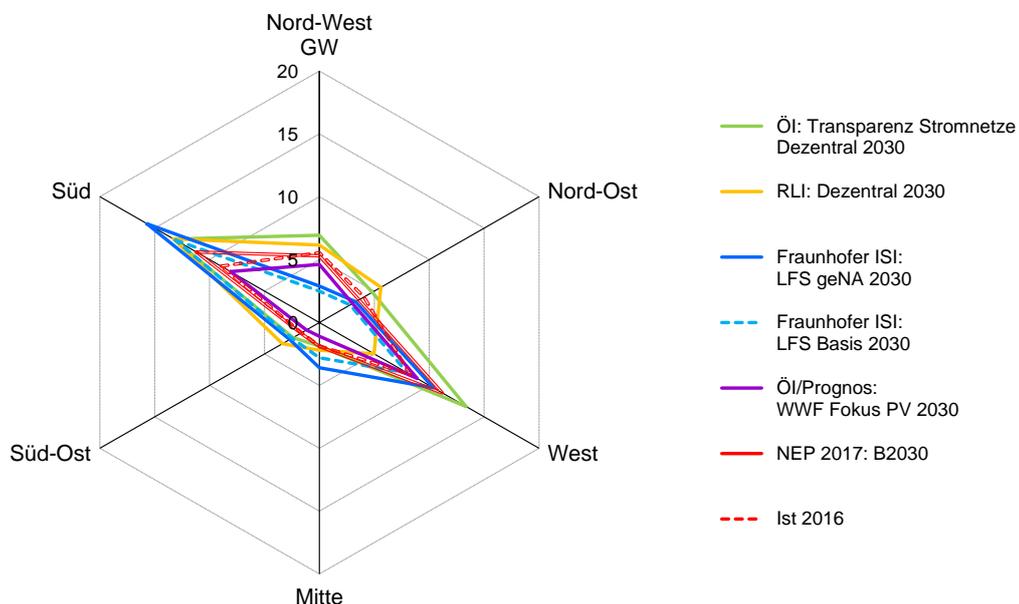
Quelle: Öko-Institut auf Basis der genannten Studien

In den meisten anderen Szenarien ist der Rückbau der Kohlekraftwerke sehr nah angelehnt an die Entwicklungen, die für das NEP-Szenario B 2030 unterstellt wurden. Die Ausnahme bilden hier die Szenarien *Öl: Transparenz Stromnetze Dezentral 2030* und *Öl/Prognos: WWF Fokus Solar*. In diesen beiden Analysen liegt das Gesamtniveau der noch betriebenen Kohlekraftwerke um 50% bzw. 60% unter den im NEP unterstellten Werten. Besonders stark, d.h. fast vollständig, gehen die Kapazitäten hier in den Zonen Nord-Ost sowie Mitte zurück. Weitere starke Rückgänge ergeben sich auch für die Zone West (50%) sowie Süd-Ost (40% im Szenario *Öl/Prognos: WWF Fokus Solar*) und Süd (*Öl: Transparenz Stromnetze Dezentral 2030*).

In den meisten Studien, die das Jahr 2035 als zentrales Szenariojahr betrachten und die vom Erreichen der Energiewende-Ziele ausgehen, wurde angenommen, dass die installierte Leistung der Kohlekraftwerke der des NEP-Szenarios B 2035 entspricht. Auf eine detaillierte Darstellung wurde daher in Abbildung 4-8 weitgehend verzichtet. Kleinere Abweichungen vom NEP ergeben sich nur für die Szenarien *50 Hertz: EWO EEG EW*, *50 Hertz: EWO Wettbewerbliche EW* sowie *50 Hertz: EWO Prosumerorientierte EW*.

In den Szenarien, die auf sehr hohe Anteile regenerativer Stromerzeugung setzen (*Öl: Transparenz Stromnetze 85% 2030*, *VDE: ZA Ansatz A* und *VDE: ZA Ansatz B*) oder explizit den Kohleausstieg behandeln (*Consentec: Stresstest – 100% kohlefrei*) verbleiben naturgemäß keine Kohlekraftwerke mehr im System.

Abbildung 4-9: Regionalisierungsansätze Sonstige, 2030



Quelle: Öko-Institut auf Basis der genannten Studien

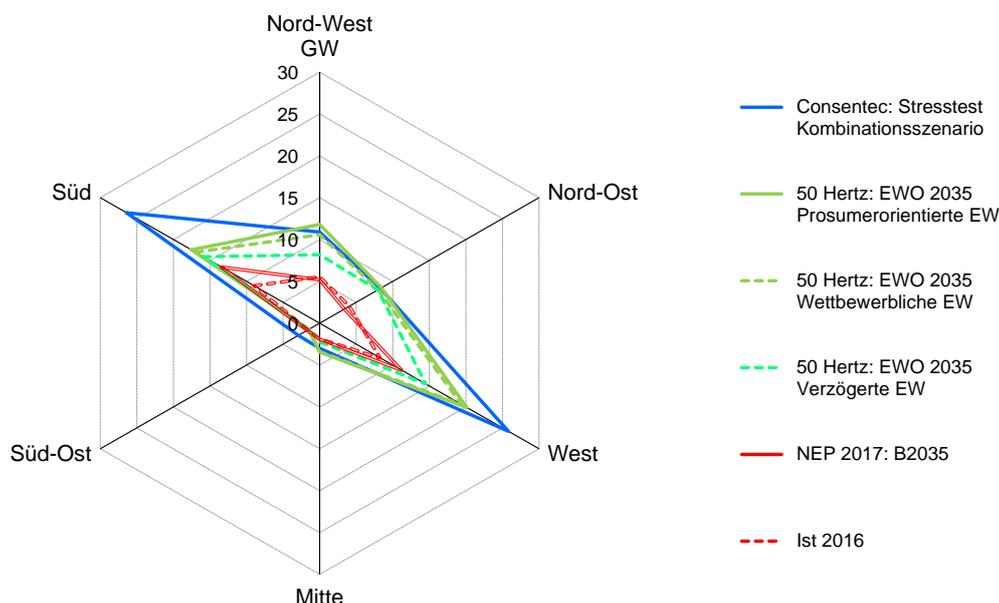
In Abbildung 4-9 sind unterschiedliche Regionalisierungsansätze für die Kategorie „Sonstige“ gezeigt. Sonstige Energieträger umfassen Erdgas- und Biomassekraftwerke. Da diese Kategorie eine Mischung aus zwei Technologien darstellt, wurde auf die Darstellung einer Biomasse-Potenzialgrenze verzichtet.

Die installierten Leistungen dieser Technologiekatgorie weisen in den unterschiedlichen Szenarien eine sehr ähnliche regionale Verteilung auf. Schwerpunkte befinden sich in den Zonen Süd und West. Die Höhe der Leistung in diesen Zonen unterscheidet sich zwischen den Szenarien.

Das Szenario mit der höchsten installierten Leistung im Gebiet Süd ist das Szenario *Langfristszenarien: geNA 2030*, das von einem reduzierten Netzausbau ausgeht und so gezielt Kapazitäten zur Lastdeckung zugebaut werden müssen. Das Szenario *Öl: Transparenz Stromnetze Dezentral 2030* weist einen hohen Ausbau in der Zone West auf, da dort ein Zubau von dezentralen KWK-Kraftwerken stattfindet, um die dortige Last zu decken. Das Szenario *RLL: Dezentral 2030* weist unter den Szenarien die größte Leistung in der Zone Nord-Ost auf.

Im Vergleich zu den Annahmen des NEP-Szenarios B 2030 bleibt die installierte Leistung auch in den genannten Szenarien meist unter den NEP-Werten. Stark überschritten werden die Werte im NEP-Szenario B 2030 nur im *Szenario Öl: Transparenz Stromnetze Dezentral 2030* für die Zonen Nord-West, Nord-Ost und West (30, 50 bzw. 30% über den Niveaus im NEP), *RLL: Dezentral 2030*, *RLL: Zentral 2030* sowie *RLL: Offshore 2030* für die Zone Nord-Ost (70, 50 bzw. 40% über NEP).

Abbildung 4-10: Regionalisierungsansätze Sonstige, 2035



Quelle: Öko-Institut auf Basis der genannten Studien

Abbildung 4-10 zeigt schließlich die unterschiedliche Regionalisierungsansätze für die Kraftwerkskategorie Sonstige im Jahr 2035.

Auch im Jahr 2035 befindet sich eine besonders hohe installierte Leistung in den Zonen Süd sowie West. Die Verteilung der Kapazitäten ähnelt der Verteilung des Jahres 2016. Die Planwerte des NEP für das Jahr 2035 werden jedoch teilweise erheblich überschritten.

Im Szenario *Consentec: Stresstest – Kombinationsszenario* liegen die installierten Leistung der sonstigen Kraftwerke um den Faktor 1,6 (Zone Mitte) bis 2,4 (Zone Nord-Ost) über den Annahmen des NEP. Für die hier besonders relevanten Zonen Süd und West werden die im NEP unterstellten Kapazitäten um den Faktor 2,3 bzw. 2,0 überschritten. Auch in den Szenarien *50 Hertz: EWO EEG EW*, *50 Hertz: EWO Wettbewerbliche EW* sowie *50 Hertz: EWO Prosumerorientierte EW* liegen die für alle Zonen außer der Zone Süd-Ost die installierten Leistungen um 1,2 bis 1,3 (Zone Süd) bis hin zum Faktor 2,3 bis 2,5 (Zone Nord-Ost) über den NEP-Werten. Für die Dezentralitäts-Szenarien von Prognos/FAU ergeben sich deutliche Abweichungen nur für die Zone Nord-Ost (40% über NEP). Gleiches gilt für die noch nicht genannten Szenarien des Stresstests von Consentec. Die Analysen der FAU zu Regionalkomponenten gehen hier von den im NEP geplanten Kapazitäten aus.

5. Synthese und Schlussfolgerungen

Die Untersuchung der Zusammenhänge, Spannungsfelder und Abwägungsfragen zwischen Dezentralität und dem zukünftigen Bedarf an Stromnetzinfrastrukturen erfolgte in den vorstehenden Kapiteln auf drei unterschiedlichen Ebenen. Gerade weil Dezentralitätskonzepte meist vage und (zu) oft auf der Ebene von eher groben Narrativen bleiben, ist nur eine ganzheitliche Betrachtung dieser drei Ebenen sinnvoll und letztlich unverzichtbar.

Auf der ersten Untersuchungsebene, der rein qualitativen Einordnung, ist zunächst unbestreitbar, dass die zukünftig besonders relevanten Technologien Fotovoltaik, Onshore-Windkraft und Offshore-Windenergie zu erheblichen Anteilen durch geringere Anlagenkapazitäten und größere räumliche Verteilung, aber auch durch eine größere Vielfalt der Netzanschlussebenen charakterisiert sind. Teile dieses Portfolio (große Teile der PV, erhebliche Teile der Onshore-Windenergie) können so im technischen Sinne als dezentrale Erzeugungsoptionen eingeordnet werden.

Mit Blick auf den Zusammenhang mit dem Netzausbau bildet diese Perspektive jedoch keine tragfähige Basis. Hier ist vielmehr ein abgestufter Ansatz notwendig:

- Den ersten Aspekt bildet hier die Frage der Verbrauchsnähe von Erzeugungsanlagen. Verbrauchsnah Kraftwerke können dabei sowohl im technischen Sinne dezentral oder klein ausgelegt sein, aber auch erhebliche Anlagengrößen erreichen. Auch verbrauchsferne Anlagen können im technischen Sinne unterschiedliche Größenordnungen bezüglich der installierten Kapazität haben, kleinere Anlagen werden aber oft verbrauchsnäher lokalisiert sein. Ein großer Teil verbrauchsnaher Anlagen kann den Netzbedarf naturgemäß verringern, wobei dies uneingeschränkt für die Übertragungsnetze gilt, für Verteilnetze ggf. weitaus weniger.
- Ein zweiter Aspekt ergibt sich aus der Verbrauchsnähe der Flexibilitätsoptionen (Nachfrageflexibilität, Speicher, Backup-Kraftwerke etc.), die in einem regenerativ geprägten Stromsystem eine weitaus signifikantere Rolle spielen als in den heutigen Systemen. Flexibilitätsoptionen sind und bleiben notwendig, um das variable Angebot der Wind- und Solarstromerzeugung auszugleichen und die Versorgungssicherheit für die Zeiträume mit niedrigerem Angebot an Wind- und Solarenergie auszugleichen. Auch die Flexibilitätsoptionen können verbrauchsnah oder verbrauchsfern lokalisiert werden. Dem einen Extrem des mit Speichern optimierten Eigenverbrauchs (also verbrauchsnaher Erzeugung und verbrauchsnaher Flexibilitätsoption) steht ein zweites Extrem eines Ausgleichs verbrauchsferner Stromerzeugung (z.B. Offshore-Windenergie-Farmen) mit verbrauchsfernen Flexibilitätsoptionen (z.B. über skandinavische oder alpine Wasserkraft) gegenüber. Dazwischen liegt einerseits die Option verbrauchsnaher Erzeugung und verbrauchsferner Flexibilität (z.B. Wasserstoffproduktionen in der Nähe von großen Gasspeichern) und andererseits verbrauchsferner Erzeugung und verbrauchsnaher Flexibilität (z.B. Nachfrageflexibilität großer Industrieanlagen). Nur für die Kombination verbrauchsnaher Erzeugung und verbrauchsnaher Flexibilität kann zunächst von einem geringeren Netzausbaubedarf ausgegangen werden.
- Der dritte Aspekt betrifft das Steuerungsmodell. Das Vorhandensein verbrauchsnaher Flexibilität bedeutet noch nicht automatisch die Nutzung dieser Flexibilität im Zusammenspiel mit nahe gelegenen Erzeugungsanlagen. In einem Arrangement liberalisierter Märkte, also mit freien Entscheidungen über Produktion und

Lieferantenwahl werden sich großräumig angelegte (zentrale) Märkte bzw. Steuerungssignale (Preise) herausbilden, die über den Einsatz der Flexibilitätsoptionen entscheiden werden. Jenseits des Spezialfalls der Eigenverbrauchsoptimierung könnte dies nur vermieden oder eingegrenzt werden, wenn die weitgehende Abschottung regionaler Märkte möglich wäre, z.B. auf der Basis hoher Infrastrukturbepreisungen oder der Wiedereinführung von Gebietsmonopolen. Wenn es also nicht gelingt, kleinräumig geschnittene, zellulare Marktgebiete effektiv und dauerhaft abzugrenzen, würde ein zentrales Steuerungsmodell selbst in einem System jeweils verbrauchsnaher Erzeugungs- und Flexibilitätsoptionen eine starke Netzinfrastruktur erfordern. Ein geringerer Stromnetzbedarf kann richtungssicher nur angenommen werden, wenn verbrauchsnahe Erzeugungs- und verbrauchsnahe Flexibilitätsoptionen in Eigenverbrauchslösungen zusammengefasst werden oder (klein-) räumlich zugeschnittene zellulare Steuerungsansätze zum Tragen kommen. Daneben muss darauf hingewiesen werden, dass zellulare (Markt-) Systeme oder anders angelegte Regionalmärkte zwar auf der Konzept- oder Narrativebene häufig Erwähnung finden, darüber hinaus bisher jedoch noch keinerlei überzeugende oder hinlänglich ausgearbeiteten Umsetzungsmodelle erkennbar sind.

Letztlich ist damit neben den technischen Strukturen und den räumlichen Fragen vor allem das Steuerungsmodell entscheidend. Mit Blick auf die unterschiedlichen Bewertungskriterien lassen sich auf der qualitativen Ebene eine Reihe richtungssicherer Aussagen treffen:

- Kleinräumige Steuerungsansätze mit hohen Anteilen verbrauchsnaher Erzeugung auf Basis erneuerbarer Energien führen zu tendenziell höheren Erzeugungskosten im Gesamtsystem, wenn Portfolioeffekte entfallen und es tendenziell zur Notwendigkeit höherer Stromerzeugung kommt, weil z.B. übergeordnete Emissionsminderungsziele eingehalten werden sollen. Entscheidend sind dabei die entsprechenden Mengeneffekte, angesichts sinkender Niveaus und Unterschiede bei den Erzeugungskosten ist der Beitrag von dieser Seite wohl eher überschaubar. Eine der Kostenfrage ähnliche Situation ergibt sich jenseits von Aufdach-PV-Anlagen auch mit Blick auf den Flächen- und Ressourcenbedarf für die Gesamtheit der Erzeugungsoptionen im System, wenn wegen fehlender Durchmischungseffekte größere Kapazitäten für die regenerative Stromerzeugung benötigt werden.
- Vergleichbares ergibt sich für kleinräumig koordinierte Flexibilitätsoptionen. Ohne weiträumigere Portfolioeffekte kommt es richtungssicher zu höheren Kosten der Flexibilitätsoptionen, gerade vor dem Hintergrund der Tatsache, dass ja eine relativ große Bandbreite unterschiedlicher Flexibilitätsbedarfe abgedeckt werden muss. Die Kostensteigerungen lassen sich begrenzen, wenn konventionelle Flexibilitätsoptionen mit fossiler Brennstoffbasis (z.B. dezentrale Gaskraftwerke) zum Tragen kommen, die aber dann zu höheren Emissionsniveaus im Gesamtsystem führen. Wenn diese vermieden werden sollen, steigen die Kosten der (verbrauchsnahe) Flexibilitätsoptionen jenseits der (im beschränkten Rahmen verfügbaren) besonders preiswerten Optionen stark an (wenn z.B. heute noch nicht ausgereifte Optionen, wie strombasierte Brennstoffe in größerem Umfang zum Tragen kommen müssten).

Aus der ökonomischen Perspektive sind den Kosten der Flexibilitätsoptionen stets die korrespondierenden Infrastrukturkosten gegenüberzustellen. Diese Abwägungsfrage ist auf

der rein quantitativen Ebene nicht richtungssicher zu beantworten. Der beschriebene Mehrverbrauch an Flächen und Ressourcen sowie die ggf. anfallenden höheren Emissionen werden auf der Infrastrukturseite jedoch richtungssicher nicht ausgeglichen.

Von erheblicher Bedeutung sind neben den ökonomischen und ökologischen Kriterien auch Aspekte wie Innovationskraft („dezentrale Innovationslabore“) und Akzeptanzfragen, z.B. mit Blick auf Partizipationsmöglichkeiten, auch und gerade im ökonomischen Bereich. Diesbezüglich stellt sich die Frage, ob und in welchem Maße die hier wohl unbestreitbaren Vorteile dezentraler Technologien auch notwendigerweise verbrauchsnahe Konzepte für Erzeugungsoptionen und darüber hinausgehend auch für Flexibilitätsoptionen sowie letztendlich auch kleinräumige Steuerungsmodelle zwingend erforderlich machen. Bezüglich der beiden letztgenannten Dimensionen (Flexibilitätsoptionen und Steuerungskonzepte) erscheint dies nicht unbedingt der Fall bzw. könnten auch andere, selektive Formen zur Verbesserung von Partizipation und Innovationskraft produktiv gemacht werden.

In diesem Zusammenhang stellt sich schließlich auch die Frage, ob und wann sehr breit wirksame Geschäftsmodelle (jenseits allein präferenzbasierter Nischenvarianten) bzw. hart abgegrenzte dezentrale Steuerungsmodelle mit dem existierenden regulativen Rahmen für die europäischen Energiemärkte in Übereinstimmung zu bringen wären. Ähnliches gilt für stark zentralisierte Modelle mit starken und räumlich hoch aufgelösten regionalen Preiskomponenten (z.B. *Nodal Pricing*) sowie eine mögliche Koexistenz beider Modelle. Im Rahmen der hier vorgelegten Untersuchungen wurde diese Dimension nicht weiter betrachtet. Die Passfähigkeit großflächig umgesetzter dezentraler Steuerungsmodelle zum aktuellen und absehbaren regulativen Rahmen ist jedoch eine zentrale Voraussetzung dafür, ob bzw. für welche Zeithorizonte solche Modelle als belastbare Grundlage für Infrastrukturplanungen dienen können.

Auf einer zweiten Untersuchungsebene wurden die rein qualitativen, mehrheitlich auf Literaturauswertungen basierenden Reflektionen durch eine Datenanalyse zu den räumlich hoch aufgelösten Potenzialgrenzen bezüglich Solar- und Windstromerzeugung auf der einen Seite und der entsprechenden Nachfrage auf der anderen Seite ergänzt. Eine solche Potenzialanalyse, die zunächst Kosten- oder Verfügbarkeitsfragen zu den Flexibilitätsoptionen vollständig ausblendet und allein auf räumlich hoch aufgelöste Mengenbilanzen setzt, ermöglicht erste quantitative Einordnungen zu den Möglichkeiten und Grenzen verbrauchsnahe Erzeugungsoptionen auf Basis erneuerbarer Energien.

Die kleinräumige, d.h. auf der Ebene von Landkreisen vorgenommene Analyse von Strombedarf und unterschiedlich definierten Potenzialannahmen für die Wind- und Solarstromerzeugung zeigen, dass

- eine erhebliche Konzentration der Nachfrage in den Industrieregionen im Westen und Süden Deutschlands sowie in den Metropolregionen vorliegt;
- die ertragsstarke Solarstromerzeugung vor allem in Süddeutschland und mit Blick auf die Dachpotenziale in den Metropolregionen zum Tragen kommen kann;
- die ertragsstarke Windstromerzeugung vor allem im Norden und Nordosten und im Offshore-Bereich erwartet werden kann;
- die Herausforderungen in Bezug auf die öffentliche Akzeptanz der Onshore-Windkraftanlagen vor allem in den bevölkerungsstarken und daher auch durch

starke Stromnachfrage geprägten Regionen tendenziell restriktiv auf die Potenziale wirken.

Diese Restriktionen nehmen auf der (exemplarisch gewählten) Ebene von Bundesländern ab, bleiben aber noch klar erkennbar. Auch auf der nächsten Aggregationsebene von Zonen bleibt, unbeschadet der bei der Potenzialebene vollkommen ausgeblendeten Kriterien von Kosten, Landinanspruchnahme, Emissionen etc., eine wichtige Rolle des Stromaustauschs klar erkennbar.

Konsequent zellulare Konzepte (exemplarisch analysiert auf der Ebene von Landkreisen) ließen sich damit ohne deutlich stärkere Inanspruchnahme von Netzinfrastrukturen nur mit sehr breiter Nutzung von Flexibilitätsoptionen umsetzen, die die o.g. Implikationen mit sich bringen würden. Die quantitative Analyse zeigt auch, dass die Durchmischungseffekte umso stärker wirksam werden, je größer die Zellen definiert werden. Der Bedarf an Flexibilitätsoptionen und die damit einhergehenden Effekte würden sinken. Selbst bei sehr großen Zuschnitten zellulärer Ansätze muss davon ausgegangen werden, dass, ungeachtet der technologischen Voraussetzungen und der anfallenden Kosten, ein überregionaler Stromaustausch in signifikantem Ausmaß anfallen würde.

Auf einer dritten Untersuchungsebene wurde eine große Bandbreite von verschiedenen ausgerichteten und methodisch sehr unterschiedlich angelegten Modellierungen des deutschen Stromsystems einer vergleichenden Analyse unterzogen. Der zentrale Mehrwert dieses Studienvergleichs im Kontext der dieser Studie zugrunde liegenden Fragestellung liegt unter anderem darin, dass Schlussfolgerungen zu den Konsequenzen diverser Annahmen oder Modellierungsansätze auf den Netzbedarf auf quantitativer Basis gezogen werden können oder zumindest orientierende Aussagen dazu abgeleitet werden können. Einzelne Studien ermitteln darüber hinaus diverse Kostenelemente. Die Vergleichbarkeit der Studien hat jedoch auch Grenzen:

- Die Studien untersuchen sehr unterschiedliche Aspekte, die Auswirkungen auf den Netzausbau haben können. Alle stellen auf modellexogen oder modellendogen errechnete Verteilungsmuster der Stromerzeugungskapazitäten ab, deren Vergleich weitgehend unproblematisch möglich ist. Darüber hinaus berücksichtigen die Studien sehr unterschiedliche Koordinationsansätze (Preiszonen, *Nodal Pricing*, starke Eigenverbrauchssegmente, strikt regional angelegte Steuerungsmechanismen etc.). Die Effekte der einzelnen Mechanismen sind teilweise nur schwer auszudifferenzieren.
- Die Metriken in den unterschiedlichen Studien vor allem im Kontext des Netzausbaus unterscheiden sich sehr stark, so dass zwar robuste Vergleiche zwischen einzelnen Szenarien jeweils einer Modellierungsstudie angestellt oder jeweils Unterschiede zu den Ergebnissen von Netzentwicklungsplänen gezeigt werden können. Darüber hinausgehende Vergleiche sind jedoch nicht ohne weiteres möglich.
- Soweit Kosten ausgewiesen werden, erfassen diese nur in wenigen Fällen die gesamten Systemkosten als Summe von Erzeugungs-, Flexibilitäts- und Infrastrukturkosten. Damit und vor dem Hintergrund teilweise sehr unterschiedlicher Systemgrenzdefinitionen sind vergleichende Analysen zwischen den Studien nur stark eingeschränkt möglich.

Der Schwerpunkt des quantitativen Studienvergleichs liegt damit vor allem im Bereich der expliziten und impliziten Regionalisierungsansätze bzw. deren Auswirkungen auf den Netzausbaubedarf. Mit einem spezifischen Blick auf die Szenarien, die einen um 20 bis 50% geringeren Netzausbaubedarf errechnen, sind die folgenden Punkte hervorzuheben:

- Ein sehr klares Ergebnis der Vergleiche ist, dass alle Szenarien, die einen deutlich geringeren Netzausbaubedarf zum Ergebnis haben, einen besonders starken Ausbau der Onshore-Windenergie in der Zone Süd annehmen oder zum Ergebnis haben. Die Größenordnung dieses Mehrausbaus für den Zeithorizont 2030 und 2035 liegen beim Drei- bis Vierfachen, im Extremfall beim Sechsfachen der im aktuellen Netzentwicklungsplan angenommenen Werte (jeweils Szenario B).
- In den Szenarien mit geringerem Netzausbaubedarf ist ganz überwiegend ein ebenfalls überproportionaler Ausbau der Onshore-Windenergie in den Zone West unterstellt oder errechnet. Hier liegt der Mehrausbau um den Faktor 2 bis 3, in zwei Extremfällen um den Faktor 7 über den Annahmen des Netzentwicklungsplans.
- Ein Szenario mit einem im Vergleich zu den anderen Modellierungen erheblich beschleunigten Ausbau der regenerativen Stromerzeugung (85% bis 2030) führt vor allem in den Zonen Süd und West zu einem noch massiveren Ausbau der Onshore-Windstromerzeugung (mehr als den Faktor 5 im Vergleich zum NEP). Unter Maßgabe dieser Annahmen wird der Netzausbau nach NEP dann jedoch wieder erforderlich.
- Nur in diesem Szenario wird in der Zone West die theoretische Potenzialgrenze erreicht, alle anderen Projektionen bleiben unter den jeweiligen theoretischen Potenzialgrenzen. Unter Maßgabe der „realistischen“ Potenzialgrenzen für den Zeithorizont 2030 werden diese in den o.g. Szenarien mit dem besonders starken Windkraftausbau in den Zonen Süden und West deutlich überschritten. Gleiches gilt für die exemplarische Analyse der langfristigen Dezentralisierungsvariante des VDE.
- Für die anderen Zonen sind mit Blick auf die Onshore-Windkraftenerzeugung die Ausprägungen der Unterschiede weitaus weniger signifikant.
- Die Szenarien mit einem geringeren Netzausbaubedarf sind überwiegend, wenn auch nicht durchgängig durch einen sehr starken Ausbau der solaren Stromerzeugung in der Zone Süd charakterisiert. Das Kapazitätsniveau der PV-Anlagen übertrifft hier das des Netzentwicklungsplans für den Zeithorizont 2030 und 2035 um den Faktor 2 bis 3.
- Die hier berücksichtigten Potenzialgrenzen für die PV-Stromerzeugung im Jahr 2030 werden nur in den Szenarien mit einem besonders hohen Ausbau in der Zone Süd erreicht bzw. übersteigen diese. Im Szenario mit einem Regenerativstromanteil von 85% werden auch in der Zone West die Potenzialgrenzen überschritten. In der Langfristanalyse des VDE werden die Potenzialgrenzen für PV in allen Zonen außer der Zone Süd überschritten.
- In den Szenarien für die Entwicklung der Kohleverstromung zeigen die Varianten für den geringeren Netzausbau in den Zonen Nord-West, Nord-Ost und West für den Zeithorizont 2030 deutlich geringere Kohlekapazitäten als im Netzentwick-

lungsplan. Die Netzentwicklungsplanung für das Jahr 2035 unterscheidet sich bezüglich der Annahmen für die im Markt befindlichen Kohlekraftwerkskapazitäten jedoch nur noch marginal von den Annahmen bzw. Ergebnissen der genannten Studien.

- Die Gewährleistung der Versorgungssicherheit wird in den Szenarien mit geringerem Netzausbau durch höhere Kapazitätsniveaus anderer einlastbarer Erzeugungsanlagen (d.h. ohne Kohlekraftwerke) gewährleistet. Die Bandbreite der hier den unterschiedlichen Zonen zugeordneten Kraftwerkskapazitäten streut allerdings, von wenigen Ausnahmen abgesehen, nur moderat.

Bezüglich der Frage, welcher Umfang dezentraler Steuerungskonzepte (unabhängig von ihrer Machbarkeit oder ihren anderweitigen Implikationen) zu einem geringeren Netzausbaubedarf führen kann, ergibt sich aus den verfügbaren Analysen kein klares Bild. Die Einzelangaben hierzu weisen auf einen um 10 bis 20% geringeren Ausbaubedarf hin.

Für den Zeithorizont 2030 sind die Zusammenhänge zwischen dem Umfang der verbliebenen Kohlekraftwerkskapazitäten und dem notwendigen Netzausbau maßgeblich von der Nebenbedingungen abhängig, nach welchem Muster die (zusätzliche) erneuerbare Stromerzeugung regionalisiert wird. Für den Zeithorizont 2035 hat der Umfang der Kohleverstromung keinen Erklärungswert mehr für die Dimensionierung des Netzausbaus.

Das entscheidende Erklärungsmerkmal für die unterschiedlichen Netzausbaubedarfe ist damit eindeutig die regionale Verteilung der regenerativen Stromerzeugung mit einem wiederum klar dominierenden Einfluss der regionalen Verteilung der Onshore-Windkraftkapazitäten.

Hinsichtlich der Gesamtkosteneffekte unterschiedlicher Regionalisierungs- oder Steuerungsansätze lassen sich aus den vorliegenden Studien keine belastbaren quantitativen Schlussfolgerungen ziehen. Gleiches gilt für ökologische Faktoren wie Flächenverbrauch oder den Einfluss auf die CO₂-Emissionen.

In der Zusammenschau der drei Untersuchungsebenen lässt sich neben den genannten Erkenntnissen eine Reihe von Handlungsbedarfen und -empfehlungen ableiten. Für eine Vertiefung und Objektivierung der Debatten um Zentralität, Dezentralisierung, Regionalisierung und zellulare Steuerungsansätze im Kontext des Netzausbaubedarfs sind dabei folgende Themen vordringlich:

1. Sind dezentrale (zellulare) Steuerungsansätze jenseits der Eigenverbrauchsoptimierung eine belastbare Option für die Netzausbauplanung bzw. für welche Zeithorizonte sind sie diesbezüglich relevant?
2. Welche Annahmen zu Ausbaugrenzen für die Onshore- und Offshore-Windkraft sowie die PV-Kapazitäten können für die verschiedenen Zonen, insbesondere aber mit Blick auf die Zonen Süd und West, als robust unterstellt werden, wenn Faktoren wie reale Flächenerschließbarkeit und Akzeptanz mit in Betracht gezogen werden?
3. Wie können einheitliche Bewertungsraster für die Gesamtbilanzen bezüglich Kosten und Flächenbedarf (jeweils für Erzeugungsanlagen, Flexibilitätsoptionen und Infrastrukturen) entwickelt werden, um für zukünftige Analysen auch hier Vergleichbarkeiten zu ermöglichen?

4. Welche Metrik kann entwickelt werden, mit der der Umfang des Netzausbaubedarfs in vergleichbarer Weise beschrieben werden kann und die auch eine Möglichkeit bietet, als pragmatische Plattform für die sehr unterschiedlichen methodischen Ansätze der modellseitigen Abbildung von Netzen und Versorgungssicherheitskriterien zu dienen?

Die hier vorgelegte Metastudie bildet einen ersten umfassenden Versuch, die komplexe, an vielen Stellen von Narrativen geprägte sowie konzeptionell und datenseitig anspruchsvolle Materie im Spannungsfeld von Dezentralität und Netzausbau aufzuarbeiten. Eine Weiterführung dieses Analysestrangs erscheint dringend geboten.

6. Referenzen

- 50Hertz Transmission (50Hertz); Amprion; TenneT TSO (TenneT), TransnetBW (2017): Netzentwicklungsplan Strom 2030. Version 2017. Erster Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber, Berlin, zuletzt abgerufen am https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/NEP_2030_1_Entwurf_Teil1_0.pdf.
- Agentur für Erneuerbare Energien (AEE) (2015): Realisiertes und gesamtes Potenzial Stromerzeugung aus Windenergie, AEE. Verfügbar unter https://www.foederal-erneuerbar.de/landesinfo/bundesland/D/kategorie/wind/auswahl/344-realisiertes_und_ges/versatz/1/#goto_344, zuletzt abgerufen am 05.03.2018.
- Agora Energiewende (2017): Energiewende und Dezentralität. Zu den Grundlagen einer politisierten Debatte, Berlin. Verfügbar unter https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2016/Dezentralitaet/Agora_Dezentralitaet_WEB.pdf, zuletzt abgerufen am 01.03.2017.
- Bauknecht, Dierk; Bürger, Veit; Ritter, David; Vogel, Moritz; Langniß, Ole; Brenner, Thomas; Chvanova, Elena & Geier, Lea (2017): Bestandsaufnahme und orientierende Bewertung dezentraler Energiemanagementsysteme (UBA Climate Change 16/2017), Dessau-Roßlau. Verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2017-05-30_climate-change_16-2017_dezentrale-ems.pdf, zuletzt abgerufen am 05.03.2018.
- Bauknecht, Dierk; Vogel, Moritz & Funcke, Simon (2015): Energiewende – Zentral oder dezentral? Diskussionspapier im Rahmen der Wissenschaftlichen Koordination des BMBF Förderprogramms: „Umwelt- und Gesellschaftsverträgliche Transformation des Energiesystems“, Freiburg i. Br. Verfügbar unter https://www.oeko.de/de_zentral/, zuletzt abgerufen am 05.03.2018.
- Canzler, Weert; Gailing, Ludger; Grundmann, Philipp; Schill, Wolf-Peter; Uhrlandt, Dirk & Rave, Tilmann (2016). Auf dem Weg zum (de-)zentralen Energiesystem? Ein interdisziplinärer Beitrag zu wesentlichen Debatten. Vierteljahreshefte zur Wirtschaftsforschung 85 (4), S. 127–159.
- Christ, Marion; Soethe, Martin & Bunke, Wolf-Dieter (2017): Indicator for the current and future socio-ecological burdens caused by the expansion of wind energy in German districts - auxiliary values [Data set]. Verfügbar unter <http://doi.org/10.5281/zenodo.844604>.
- Consentec (2016): Netzstresstest. Studie für TenneT TSO, Aachen. Verfügbar unter https://www.tennet.eu/fileadmin/user_upload/Our_Grid/Stakeholders_DE/netzstresstest/nst/Consentec_TenneT_Netzstresstest_Bericht_Langfassung_20161125.pdf, zuletzt abgerufen am 28.02.2018.
- Degel, M.; Christ, M.; Becker, L.; Grünert, J. & Wingenbach, C. (2016): VerNetzen. Sozial-ökologische und technisch-ökonomische Modellierung von Entwicklungspfaden der Energiewende. Projektabschlussbericht (Europa-Universität Flensburg, Zentrum für nachhaltige Energiesysteme (ZNES), Hrsg.) (ISSN: 2196-7164), zuletzt abgerufen am 10.01.2018.
- E-Bridge Consulting (E-Bridge); Prognos; RWTH Aachen; Forschungsgemeinschaft für elektrische Anlagen und Stromwirtschaft (FGH) (2016): Energiewende Outlook 2035. Entwicklungspfade der Energiewende und deren Folgen. Abschlussbericht 50 Hertz Transmission, Berlin. Verfügbar unter <http://www.50hertz.com/LinkClick.aspx?fileticket=rAFM547fBs%3d&portalid=3&language=de-DE>, zuletzt abgerufen am 05.02.2018.
- Egerer, Jonas; Weibezahn, Jens & Hermann, Hauke (2015): Two Price Zones for the German Electricity Market – Market Implications and Distributional Effects.

- Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung (Fraunhofer ISI); Consentec; Institut für Energie- und Umweltforschung (IFEU); TU Wien (TUW); M-Five; TEP Energy (2017): Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland. Modul 4: Szenario „Geringerer Ausbau der Übertragungsnetze“, Karlsruhe, Aachen, Heidelberg. Verfügbar unter http://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/B/berichtsmodul-4-geringerer-ausbau-der-uebertragungsnetze.pdf?__blob=publicationFile&v=4, zuletzt abgerufen am 06.09.2017.
- Friedrich-Alexander Universität Erlangen-Nürnberg (FAU) (2015): Regionale Preiskomponenten im Strommarkt. Gutachten im Auftrag der Monopolkommission, Erlangen-Nürnberg. Verfügbar unter http://www.wirtschaftstheorie.wiso.uni-erlangen.de/wp-content/uploads/2016/02/gutachten_regionale-preiskomponenten07.10.15.pdf, zuletzt abgerufen am 13.04.2017.
- Friedrich-Alexander Universität Erlangen-Nürnberg (FAU) (2017): Regionalkomponenten bei der EE-Vergütung. Studie für die Monopolkommission, Nürnberg. Verfügbar unter http://www.wirtschaftstheorie.wiso.uni-erlangen.de/wp-content/uploads/2017/10/20170810_Studie_RegionalkomponentenEE_mitAnhang.pdf, zuletzt abgerufen am 28.02.2018.
- Gawel, Erik & Strunz, Sebastian (2016). Dezentrale Energiepolitik – Eine fiskalföderalistische Perspektive für den deutschen Stromsektor. Vierteljahresshefte zur Wirtschaftsforschung (DIW Berlin) 85. Jahrgang (4), S. 29–40.
- Keil, Manfred; Bock, Michael; Esch, Thomas; Metz, Annetrin; Nieland, Simon & Pfitzner, Alexander (Umweltbundesamt, Hrsg.) (2011): CORINE Land Cover 2000. Daten zur Landbedeckung Deutschlands. Verfügbar unter <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/corine-land-cover-2000-daten-zur-landbedeckung>, zuletzt abgerufen am 05.03.2018.
- Koch, Matthias; Flachsbarth, Franziska; Winger, Christian; Timpe, Christof; Christ, Marion; Soethe, Martin; Wingenbach, Clemens; Hilpert, Simon; Degel, Melanie; Schweiger, Stefan; Brummer, Vasco; Becker, Annalena C. & Gölz, Sebastian (2018): Perspektiven der Bürgerbeteiligung an der Energiewende unter Berücksichtigung von Verteilungsfragen. Modul 3: Berücksichtigung gesellschaftlicher Faktoren bei der Entwicklung der Stromnetze. Gefördert im BMBF Förderprogramm »Umwelt- und gesellschaftsverträgliche Transformation des Energiesystems« (Förderkennzeichen: 01UN1701A) (Öko-Institut e.V., Europa Universität Flensburg / ZNES, IZT, Kulturwissenschaftliches Institut Essen, Fraunhofer ISE, Hrsg.), Freiburg.
- Öko-Institut (2018): Erhöhung der Transparenz über den Bedarf zum Ausbau der Strom-Übertragungsnetze ("Transparenz Stromnetze"), Berlin.
- Öko-Institut; Prognos (2018): Stromsystem 2035+. Studie für WWF Deutschland, Berlin.
- Prognos; Friedrich-Alexander Universität Erlangen-Nürnberg (FAU) (2016): Dezentralität und zellulare Optimierung – Auswirkungen auf den Netzausbaubedarf. Im Auftrag der N-ERGIE AG, Berlin, Nürnberg. Verfügbar unter https://www.n-ergie.de/static-resources/content/vp_sales/resources/doc/N-ERGIE_Studie_Zellulare_Optimierung_final.pdf, zuletzt abgerufen am 07.11.2016.
- Rave, Tilmann (2016): Regionale Strommärkte innerhalb Deutschlands – Überblick und Diskussion neuerer Reformvorschläge. Präsentation auf der Konferenz ENERGIO – Die Energiewende im Spannungsfeld zwischen Regionalisierung und Zentralisierung, BMBF-Fördermaßnahme "Transformation des Energiesystems" (2013 – 2016), 30.06.2016, Berlin. Verfügbar unter http://www.leibniz-energie-wende.de/fileadmin/user_upload/fv-energie-wen-

de/Bilder/Downloads/Konferenzpräsentationen/Rave_Regionale_Strommärkte.pdf, zuletzt abgerufen am 26.04.2017.

- Reiner Lemoine Institut (RLI) (2013): Vergleich und Optimierung von zentral und dezentral orientierten Ausbaupfaden zu einer Stromversorgung aus Erneuerbaren Energien in Deutschland. Studie im Auftrag von Haleakala-Stiftung, 100 Prozent erneuerbar stiftung, Bundesverband mittelständische Wirtschaft (BVMW), Berlin. Verfügbar unter http://reiner-lemoine-institut.de/wp-content/publications/0_Vergleich_und_Optimierung_zentral_und_dezentral_071_100EE/Breyer2013.pdf, zuletzt abgerufen am 05.02.2018.
- Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU) (2011): Wege zur 100% erneuerbaren Stromversorgung. Sondergutachten, Berlin. Verfügbar unter https://www.umweltrat.de/SharedDocs/Downloads/DE/02_Sondergutachten/2011_07_SG_Wege_zur_100_Prozent_erneuerbaren_Stromversorgung.pdf;jsessionid=D4B0FD531F65AE3279BF5ACA2DFA2EC0.1_cid284?__blob=publicationFile&v=12, zuletzt abgerufen am 05.03.2011.
- Schill, Wolf-Peter; Canzler, Weert; Gailing, Ludger; Quitzow, Leslie & Uhrlandt, Dirk (2016). (De-)zentrale Energiewende – Wirklichkeiten, Widersprüche und Visionen. Vierteljahreshefte zur Wirtschaftsforschung (DIW Berlin) 85. Jahrgang (4), S. 15–27.
- Söthe, Martin (2015): Windausbauszenarien 2050. unter Berücksichtigung von ökologischen und sozio-ökonomischen Schlüsselfaktoren. Flensburg: Europa-Universität Flensburg.
- Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik/Energietechnische Gesellschaft (VDE/ETG) (2015): Der zellulare Ansatz. Grundlage einer erfolgreichen, regionenübergreifenden Energiewende, Frankfurt am Main, zuletzt abgerufen am 09.09.2015.