

ENTWURF EINES GESETZES ZUR ÄNDERUNG DES ERNEUERBARE-ENERGIE-GESETZES – ERHÖHUNG DER AUSBAUMENGEN FÜR WINDENERGIE AN LAND UND SOLARENERGIE

Deutscher Bundestag, 19. Wahlperiode, Ausschuss für Wirtschaft und Energie

Stellungnahme Dr. Michael Ritzau

Aachen 24.06.2018

Deutscher Bundestag
19. Wahlperiode
Ausschuss für Wirtschaft und Energie

Ausschussdrucksache 19(9)81
25. Juni 2018

FRAGESTELLUNG

Wie können die geplanten Sonderausschreibungen und das 65 % Ausbauziel der Erneuerbaren im Stromsektor „netzsynchron“ gestaltet werden ?

- › **Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land führten in 2017 fast ausschließlich zu Zuschlägen an Bürgerenergiegenossenschaften**
- › **Nach Analysen der BET sind hier zukünftige Preissenkungen eingepreist; die Realisierung der Anlagen ist angesichts der meist fehlenden BImSCHG-Genehmigungen fraglich**
- › **Nach 2018 droht daher ein massiver Rückgang beim Zubau neuer Windenergieanlagen an Land**
- › **Vor diesem Hintergrund sind Sonderausschreibungen zeitnah zu befürworten**
- › **Gleichzeitig sind verstärkte Anstrengungen vorzunehmen, um die bisher im Bundesbedarfsplangesetz sowie im Netzentwicklungsplan 2030 (Version 2017) genehmigten Maßnahmen umzusetzen**
- › **Zusätzlich sind kurzfristig umzusetzende Maßnahmen voran zu treiben, die auf eine bessere und höhere Auslastung der bestehenden Netzinfrastuktur abzielen**
- › **Zu diesem Aspekt wurden im Rahmen eines umfangreichen Stakeholderprozesses in 2017 umfangreiche Maßnahmenpakete identifiziert, die es gilt, schnellstmöglich zu realisieren. Ausführungen dazu folgen auf den nachfolgenden Seiten.**

https://shop.dena.de/fileadmin/denashop/media/Downloads_Dateien/esd/9209_Ergebnispapier_dena-Stakeholder-Prozess-Hoehere_Auslastung_Stromnetze.pdf

- › **Zu ähnlichen Schlussfolgerungen kommt auch eine Studie der Agora-Energiewende: „Toolbox für die Stromnetze“, Januar 2018**

https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2017/Innovative_Netze_Toolbox/Agora_Netze_Toolbox_WEB.pdf

Erkenntnisse aus der Workshop-Reihe im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie

› Formaler Hintergrund

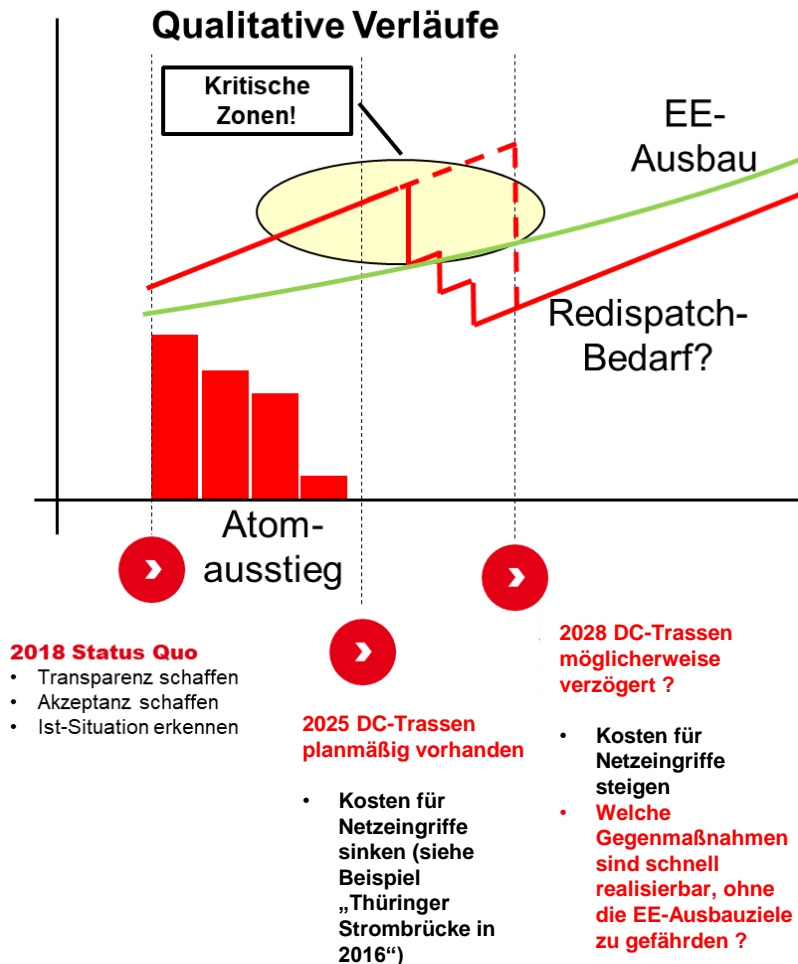
- **Treiber:** Kosten für Netzengpassbewirtschaftung (Redispatch, Einspeisemanagement, Netzreserve) (zusammen: „Netzeingriffe“)
 - 2015 rd. 1,1 Mrd. Euro
 - 2016 rd. 0,85 Mrd. Euro
 - 2017 rd. 1,4 Mrd. Euro
- **Initiator:** BMWi
- **Zielstellung:**
Wie kann die bestehende Netzinfrastruktur besser und höher ausgelastet werden, um eine weitere Integration der Erneuerbaren Energien zu ermöglichen und die Kosten für Netzeingriffe zu begrenzen
- **Fokus:** bis 2023
- **Hinweis:** keine Konkurrenz zum NEP sondern Ergänzung
- **Format:** 2 umfassende Workshops, bilaterale Arbeits-Gespräche
schriftliche Inputs der Beteiligten
Auswertung und Zusammenfassung
➔ Abschlussdokument (öffentlich)
- **Zeitraum:** Frühjahr bis Herbst 2017
- **Rolle:** dena und B E T Aachen als fachliche Moderatoren

› Liste der Beteiligten

- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi)
- Bundesnetzagentur (BNetzA)
- Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW)
- Verband kommunaler Unternehmen e.V. (VKU)
- 50Hertz Transmission GmbH
- Amprion GmbH
- TenneT TSO GmbH
- TransnetBW GmbH
- E.ON Deutschland
- Innogy SE
- Avacon AG
- EWE NETZ GmbH
- Thüringer Energie AG
- TEN Thüringer Energienetze GmbH & Co. KG
- Westnetz GmbH
- ABB AG
- Siemens AG
- Institut für Hochspannungstechnik - RWTH Aachen



Die energiewirtschaftliche Problemstellung



› Eckdaten

- Der Netzentwicklungsplan (NEP) beschreibt bisher Maßnahmen für ein Zieljahr (derzeit 2030)
- Der Atomausstieg wird bis 2022 vollzogen
- Die Netzsituation auf dem Weg vom aktuellen Zustand zum Planjahr (2030) wird bisher nicht systematisch beobachtet (nur in den Systemanalysen der ÜNB bis aktuell 2021 mit Blick auf die Winterreserve)
- Neue Trassen / Netzausbau können sich möglicherweise verzögern

› Problemstellung

- Der Bereich zwischen heute und dem Planzustand des NEP ist ein weißer Fleck auf der Planungslandkarte
- Daher besonderer Fokus auf die nächsten 5 Frontjahre

› Ergebnis

- Im Stakeholderprozess wurden 7 Maßnahmen identifiziert, die zeitnah umgesetzt werden sollten

Die Sieben Maßnahmen

› 1. NOVA-Monitoring einführen

- Der Netzausbaubedarf wird nach dem **NOVA-Prinzip** (Netz-Optimierung vor Verstärkung vor Ausbau) ermittelt. Nutzung von Technologien zur höheren Netzauslastung in vielen Fällen bereits geplant oder in der Umsetzung.
- Um **darüber hinaus gehende Maßnahmen identifizieren** zu können, bedarf es eines kontinuierlichen Monitorings, welche Teilabschnitte im Netz bereits Netzoptimierungsmaßnahmen nutzen und für welche eine kurzfristige Umsetzung geplant ist.
- Um diese notwendige **Transparenz** zu schaffen, **wird die BNetzA** ihr Netzausbau-Monitoring um ein „NOVA-Monitoring“ erweitern.

Verantwortlich: BNetzA / BMWi (ÜNB)

Auszüge aus dem Ergebnispapier

› **„Besser sehen können, was ohnehin schon gemacht wird“**

Die Sieben Maßnahmen

› 2. Flächendeckendes Freileitungsmonitoring (FLM) umsetzen

- Die Notwendigkeit eines flächendeckenden Einsatzes von **Freileitungsmonitoring** (FLM) wurde durch die ÜNB bereits in der dena-Netzstudie II 2010 sowie im NEP 2012 erkannt und dessen Einführung beschlossen. FLM wird grundsätzlich in der Zielnetzplanung 2030 (NEP) eingeplant. Im Zuge des Stakeholderprozess wurde aber deutlich, dass die ÜNB bislang unterschiedliche Planungs- und Betriebsregeln haben.
- **Die ÜNB werden:**
 - die **Planungs- und Betriebsregeln** bis Ende 2018 weiterentwickeln und vereinheitlichen
 - im Rahmen einer bis Mitte 2018 zu erstellenden **Roadmap** den Prozess zur flächendeckenden Einführung des FLM in der betrieblichen Praxis für die Day-Ahead-Prognose und den Online-Betrieb mit verbindlichen Zeitzielen versehen, sodass
 - das FLM **bis 2022 flächendeckend** angewandt wird, wobei Netzengpasstrassen mit hoher Priorität untersucht und bei entsprechendem Mehrwert zeitnah umgerüstet werden.
- **Die ÜNB** und **betroffene VNB** der Hochspannungsebene werden:
 - bei der Aktualisierung der allgemeinen planerischen Ansätze einen Wissens- und Erfahrungsaustausch unter Einbindung des LK HöS/HS im VDE/FNN (Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE) etablieren.

Verantwortlich: ÜNB (VNB)

Auszüge aus dem Ergebnispapier

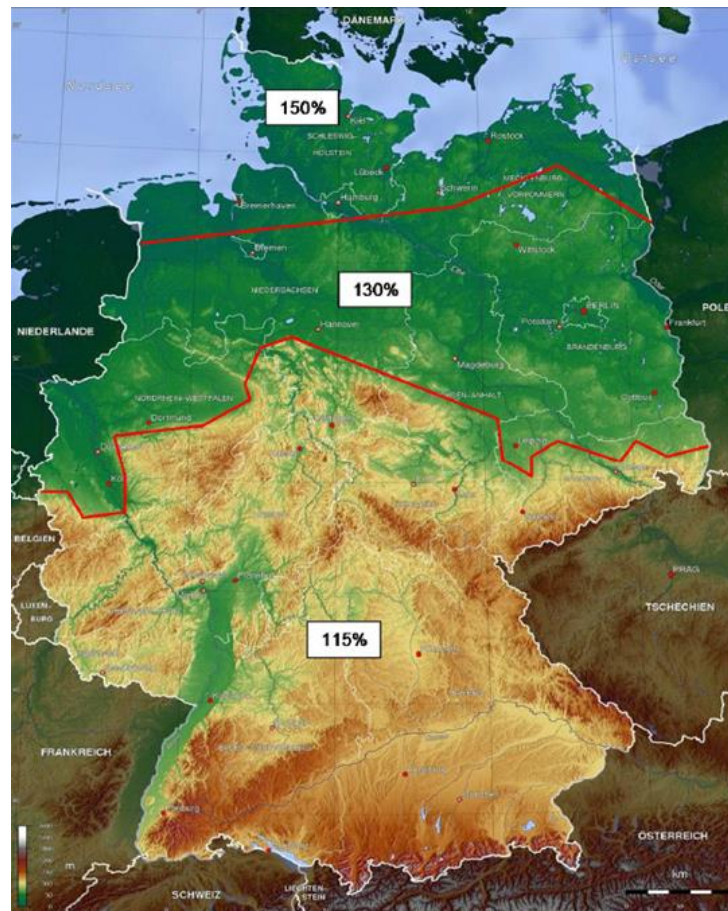
› **„Einheitliches Vorgehen soll FLM voran treiben“**

Durch ein gezieltes Freileitungsmonitoring (FLM) können bestehende Netzabschnitte unter bestimmten Voraussetzungen höher ausgelastet werden

Anmerkungen

- Dauerstrombelastung nach DIN EN 50182 bei 35 °C, nahezu Windstille und voller Globalstrahlung (900 W/m²)
 - ➔ Höhere Auslastung möglich bei niedrigeren Temperaturen und höherer Windanströmung
- Keine neue Idee: Grundsätzlich akzeptiert in seinerzeitiger Dena-Netzstudie 2 aus dem Jahr 2007
- Umsetzungsstand 2017
 - 50 Hertz: einzelne Kuppelleitungen, Problem „TGL-Freileitungen“
 - TenneT: ca. 43 % der Freileitungen
 - TransNetBW: Sommer-/Winter-Umstellung
 - Amprion: hochbelastete Nord-Süd-Leitungen
- Anhebung Stromtragfähigkeit auf betrieblich maximalen Wert von 3.600 A (gegenüber häufig 2.700 A, tlw. 2.100 A) bisher nur in wenigen Fällen erreicht

FLM GEMÄß DENA-NETZSTUDIE 2



Quelle: Dena-Netzstudie 2 (2007), Planungsgrundsätze der ÜNB, 2015

Maßnahme 2: Freileitungsmonitoring (FLM)**Freileitungsmonitoring (2)****FRAGEN UND ANMERKUNGEN**

- **Grundsätzlich Stand der Technik**
- Anwendung bei 4 ÜNB sehr unterschiedlich
- Hemmnisse bei der Umsetzung laut ÜNB
 - Durchhang
 - Lokale Topographie / Anströmungsbedingungen
 - Vor- / Nachgelagerte Schaltanlagen / Schutzeinrichtungen müssen tlw. aufgerüstet werden
 - Unzulässige Erhöhung induktiver Berührspannungen paralleler Rohrsysteme
 - Dynamische Schutzeinstellungen erforderlich
 - Genehmigungsgrenzen (u. a. Bestandsgenehmigungen, Anforderungen gemäß 26. BImSchV und 26. BImSchVVwV)
- **Zusage der ÜNB**
 - Vereinheitlichung Planungs- und Betriebsregeln bis Ende 2018
 - Roadmap bis Mitte 2018
 - Flächendeckende Anwendung FLM bis 2022
 - Verbesserung Koordination DSO / TSO

Maßnahme 3: NEP-„ad hoc-Maßnahmen“:

Maßnahmen zusätzlich genehmigen, die nicht zwingend erforderlich sind für Zielnetz, aber bis zur Umsetzung des Zielnetzes volkswirtschaftlich effizient sind

Was muss / kann sofort geschehen?

FRAGEN UND ANMERKUNGEN



- **Ziel:**
 Verringerung der Kosten für Netzeingriffe in den nächsten 5 Jahren. → Jahreskosten für die zusätzlichen Investitionsmaßnahmen sollten unter den eingesparten Jahres-Kosten für Netzeingriffe liegen
- **Abschlussbericht:**
 - „Neben den Projekten nach EnLAG und BBPI auch kurzfristig wirksame Maßnahmen abgeleitet: „ad hoc“-Maßnahmen senken Redispatch“
 - Maßnahmen: HTLS-Beseilung, Spannungsumstellung, Zubeseilungen, Serienkompensation, lastflusssteuernde Maßnahmen
- Einsparung über 200 Mio. Euro
- **NEP 2030, Version 2017**
 - 2 Leitungs-Upgrades
 - 7 Lastflusssteuernde Maßnahmen
 - Volkswirtschaftlicher Gewinn gemäß Analyse NEP 2030-V2017 etwa 2 Mrd. Euro (bei Annahme 100 €/MWh volkswirtschaftlicher Nutzen durch vermiedene EE-Abregelung)

Die Sieben Maßnahmen

› 4. NEP-Prozess weiterentwickeln

- Bezüglich zweier Aspekte wird eine grundsätzliche **Weiterentwicklung des NEP-Prozess** für die zukünftigen Netzplanungszyklen für sinnvoll gehalten:
 - Ergänzung des NEP-Prozesses um die **Möglichkeit, im Zeitraum t+5** umsetzbare Zwischenmaßnahmen in einem geeigneten Verfahren zu identifizieren und unter Berücksichtigung der kurzfristigeren Wirkungszeiträume im Vergleich zu den langfristig wirkenden Maßnahmen des NEP zu bewerten
 - Bewertung eines verstärkten Einsatzes von **lastflusstuernden Elementen** als Zwischenmaßnahmen insbesondere im Zeitraum t+5

Verantwortlich: ÜNB / BNetzA / BMWi

Auszüge aus dem Ergebnispapier

› **„Evolution des NEP- Prozesses, angepasst an die dringlichen Fragen“**

Die Sieben Maßnahmen

› 5. Redispatchprozesse weiter optimieren

- Der **Redispatch**prozess kann durch den Einbezug von EE-Anlagen und eine Verbesserung der ÜNB-VNB- Schnittstelle optimiert werden.
- Das **BMWi** wird auf Basis des laufenden Forschungsvorhabens einen Vorschlag zur Optimierung der Redispatchprozesse vorlegen mit dem Ziel, Grundlagen für die **Einbindung von EE-Anlagen** in den Redispatchprozess zu schaffen und eine weiterentwickelte Redispatchplanung zu etablieren.
- **ÜNB und VNB** werden sich eng abstimmen:
 - bei der brancheninternen Umsetzung eines erweiterten **Datenaustauschs ÜNB-VNB** bis Ende 2018, insbesondere hinsichtlich der Überführung der Europäischen Anforderungen aus der Generation and Load Data Provision Methodology (GLDPM) und der System Operation Guideline (SO-GL) in nationale Vorgaben.
 - bei der Ausweitung der **ÜNB-VNB Kooperation** in Pilotprojekten zur Redispatch-Thematik.
- **BET und dena empfehlen**, vom Fortschritt bei genannten Kooperationsprojekten im Rahmen der AG Systemsicherheit des BMWi zu berichten

Verantwortlich: **ÜNB / VNB / BNetzA / BMWi**

Auszüge aus dem Ergebnispapier



- Redispatch komplexe Planungs- und Steuerungs-aufgabe
- Mittlerweile ~ 1,7 Mio. Erzeuger
- Abstimmung zwischen ÜNB einerseits und zusätzlich den VNB erforderlich
- Über 90 % der EEG-Anlagen sind im Verteilnetz angeschlossen
- Das klassische Redispatch-Potenzial (konventionelle Kraftwerke) überwiegend am Höchstspannungsnetz

Die Sieben Maßnahmen

› 6. Vereinfachung und Beschleunigung von Genehmigungsverfahren

- Folgende Maßnahmen, die auch mit einer **Anpassung des Genehmigungsrechts** für vom Bund zu genehmigende Vorhaben verbunden wären, haben nach Einschätzung der Stakeholder für die höhere Ausnutzung des Bestandsnetzes eine beschleunigende Wirkung:
 - **Verzicht auf Bundesfachplanung** bei geringen Umweltauswirkungen der Vorhaben
 - Aufnahme einer Regelung zur **Plangenehmigung im NABEG**
 - **Verzicht auf Raumordnungsverfahren** bei Vorhaben mit geringen Umweltauswirkungen
 - Verstärkte Nutzung und Klarstellung zum **Anzeigeverfahren** nach § 25 NABEG/43f EnWG
- Daneben gibt es aus der Genehmigungspraxis eine Reihe von Optimierungsvorschlägen, die einer näheren Bewertung im Hinblick auf Wirksamkeit und Umsetzbarkeit bedürfen.
- Das **BMWi** wird kurzfristig unter Einbeziehung der Bundesländer und relevanter Stakeholder eine Arbeitsgruppe einsetzen, welche unter Einhaltung gesetzlicher Schutzniveaus **Vorschläge zur Vereinfachung und Beschleunigung** von Genehmigungsverfahren zur besseren Auslastung des Bestandsnetzes (Netzverstärkung und Netzoptimierung) ausarbeitet.

Verantwortlich: **BMWi**

Auszüge aus dem Ergebnispapier

› **„Wenn unsere Gesetze und Regelungen uns hindern, müssen wir sie überdenken!“**

Die Sieben Maßnahmen

› 7. Einführung neuer Technologien und Systemführungskonzepte beschleunigen

- Damit verschiedene **neue Technologien und Konzepte**, die zu einer höheren Auslastung der Netze führen können (soweit heutige dynamische Stabilitätsgrenzen zum begrenzenden Faktor werden) **mittelfristig (Zeithorizont 2023-2030)** tatsächlich zur Verfügung stehen, sind bereits heute erste Schritte notwendig, um die Entwicklung entsprechender Systeme voranzutreiben. Bereits durch die Umsetzung der Zwischenschritte sollen Optimierungen im realen Betrieb bis 2023 erreicht werden.
- Die **ÜNB** werden:
 - bis Ende **2018 eine Roadmap** erstellen, in der die schrittweise Umsetzung neuer Technologien und Konzepte zur Systemführung dargestellt werden.
 - dabei Online-Assistenzsysteme im Netzbetrieb erproben und **bedarfsgerecht einführen (Zeithorizont bis 2022/23)**; hier erscheinen insbesondere die Einführung von Online-Systemen zur dynamischen Netzberechnung in Echtzeit sowie z. B. PSA*-Instrumente erfolgversprechend.
 - die hierfür erforderlichen Messeinrichtungen einbauen, um dynamische Netzberechnungen in Echtzeit zu ermöglichen sowie adaptive Netzschutzkonzepte einführen.
- Die **ÜNB werden gemeinsam mit VNB, Herstellern und Wissenschaft** 2017/2018 ein Vorhaben zur Entwicklung einer automatisierten Systemführung beginnen, die unbeschadet von früheren Teilschritten insgesamt mittelfristig (Zeithorizont 2030) umsetzbar ist.

Verantwortlich: **ÜNB / BMWi**

Auszüge aus dem Ergebnispapier

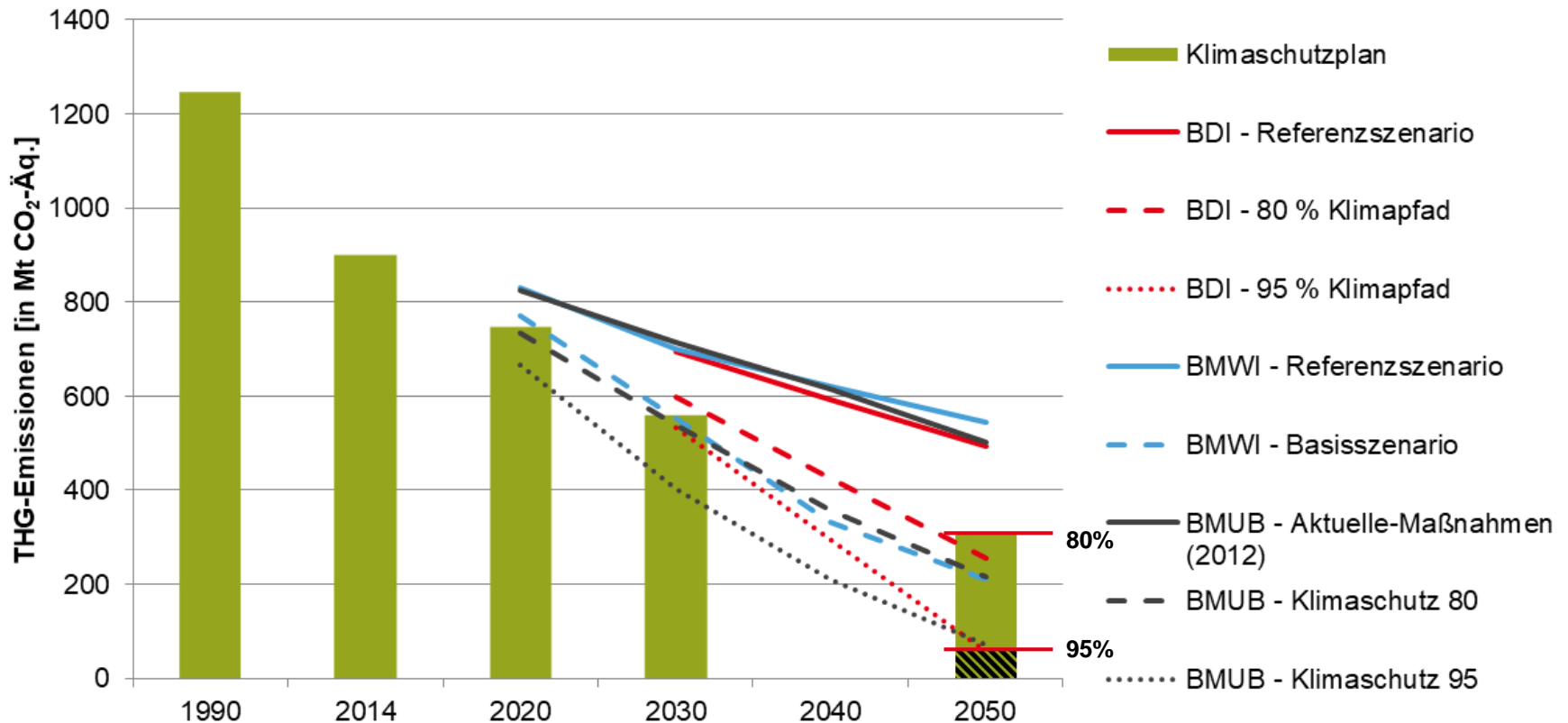
› „**Heute die Vorbereitungen für die Maßnahmen von morgen beginnen und möglichst frühzeitig profitieren**“

* PSA: Dynamisierung des Netzschutzes (Protection Security Assessment)

SONDERAUSSCHREIBUNGEN UND 65% EE-AUSBAUZIEL

Exemplarisch ausgewertete Studien sind sich einig: Gegenüber bisherigen Referenzszenarien muss der Ausbau der EE erhöht werden, um die Klimaziele zu erreichen

- › **Schlussfolgerung: Die Referenzszenarien sehen 2020, 2030 und 2050 eine Zielverfehlung in sehr ähnlicher Größenordnung. Die Zielszenarien weisen eine größere Bandbreite auf.**



Quelle: BDI, BMWi, BMU, eigene Berechnungen

Mit abgestimmten Maßnahmen im Übertragungs- und Verteilnetz kann das EE-Ausbauziel 65 % bis 2030 erreicht werden

Übertragungsnetze

- **Zunahme Nord-Süd-Lastfluss kann nicht ausschließlich dezentral gelöst werden**
 - Beschlossenen Netzausbau weiter vorantreiben
 - Stärkere Auslastung der bestehenden Betriebsmittel vorantreiben
 - Lastflusssteuernde Maßnahmen umsetzen
 - Optimierung Redispatch/Netzeingriffe
 - Kopplung der Strom- und Gastransportnetze über Power-to-Gas großtechnisch erproben (vgl. Pilotprojekt AMPRION/OGE, Pressemeldung 20.06.2018)
 - Bestehende Genehmigungsverfahren weiter treiben und nicht durch Gesetzesänderungen verzögern

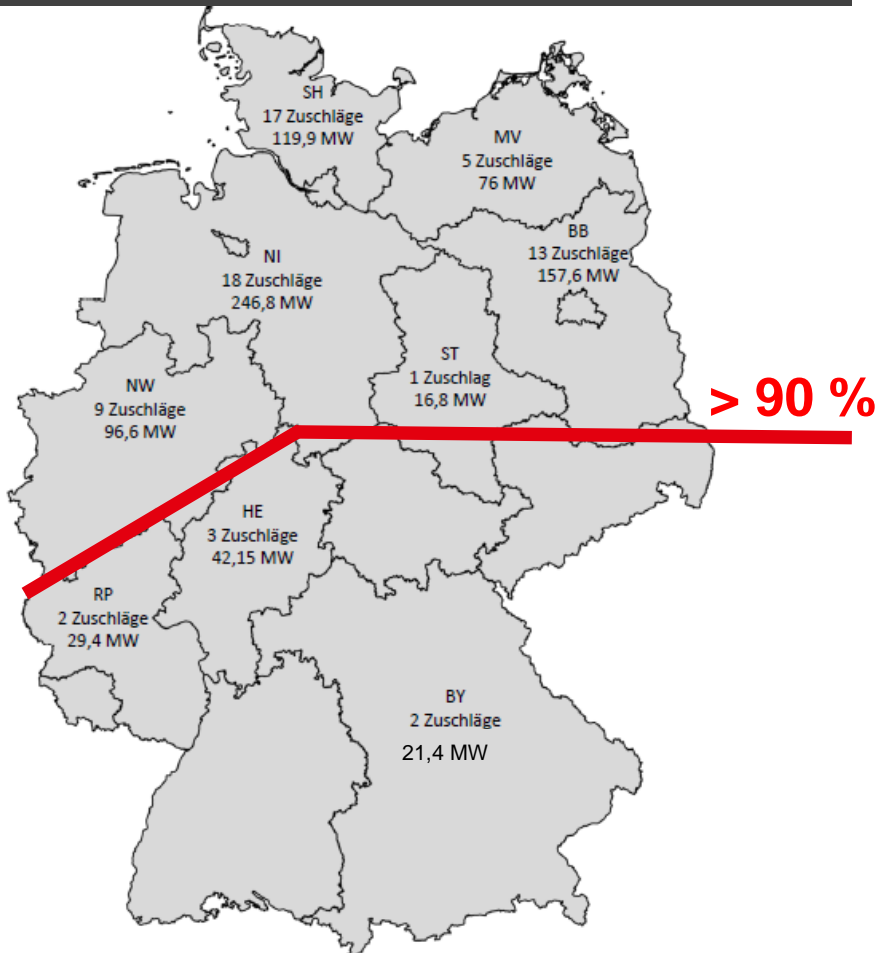
Verteilnetze

- **Verteilnetze müssen intelligent gesteuert werden**
 - Schnittstelle ÜNB / VNB gestalten und optimieren, kein einseitiger „Durchgriff“
 - Engpassmanagement auch im Verteilnetz
 - Aktive Steuerung durch neue Betriebsmittel (z. B. RONT)
 - Reform Umlagen und Abgabensystematik

➤ Regionalisierung EE-Ausbau sollte eingeführt werden

Spitzenkappung, PtH, DSM, Regionalisierung EE-Ausbau

Exemplarisch: Zuschläge im Rahmen der 1. Auktion 1.5.2017



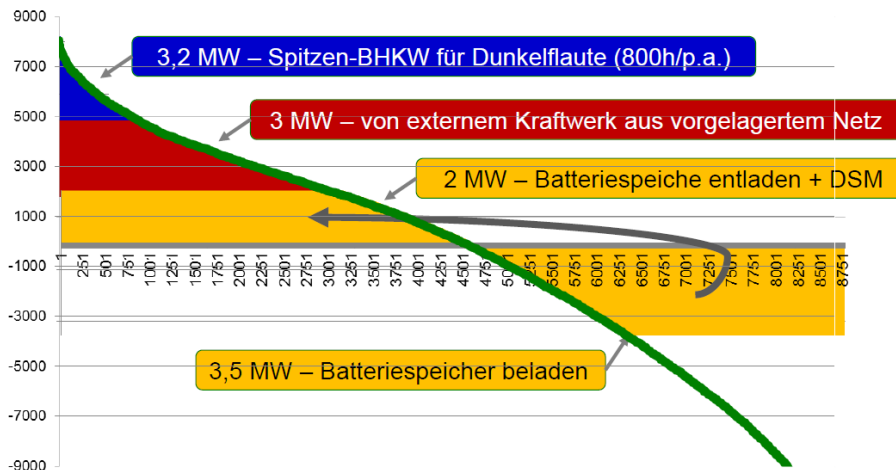
Quelle: BMWi, BNetzA

FRAGESTELLUNGEN

- In den bisherigen Auktionen für Wind an Land wurden überwiegend **Zuschläge** für Anlagenstandorte in der **nördlichen Hälfte** Deutschlands erteilt. In der Graphik links ist beispielhaft das Auktionsergebnis vom 1.5.2017 dargestellt.
- Dadurch wird der Nord-Süd-Lastfluss weiter erhöht.
- Als **Gegenmaßnahmen** sollten zum einen stärkere Anreize für die Nutzung von **Power to Heat** und **Demand Side Management** angereizt werden (Ausweitung der Nutzen-statt-Abregeln-Regelung).
- Als **weitere Gegenmaßnahme** empfiehlt sich eine **stärkere Steuerung des regionalen Zubaus** der Ausbaumengen für Windenergie an Land.
- Dies kann am einfachsten durch ein **Quotenmodell** realisiert werden: Die deutschlandweite Auktionierung wird beibehalten. Bei der Zuschlagserteilung wird als weiteres Kriterium eine Mindestquote in der südlichen Hälfte Deutschlands definiert. Kriterien bei der räumlichen Festlegung sollten die Minderung von Netzengpässen sein.

Die Residuallast unterlagerter Netze (grüne Kurve) führt einerseits zu ungesteuerten hohen Entnahmen und andererseits zu hohen Rückspeisungen

Residuallast netzdienlich steuern



Quelle: Stadtwerke Wolfhagen

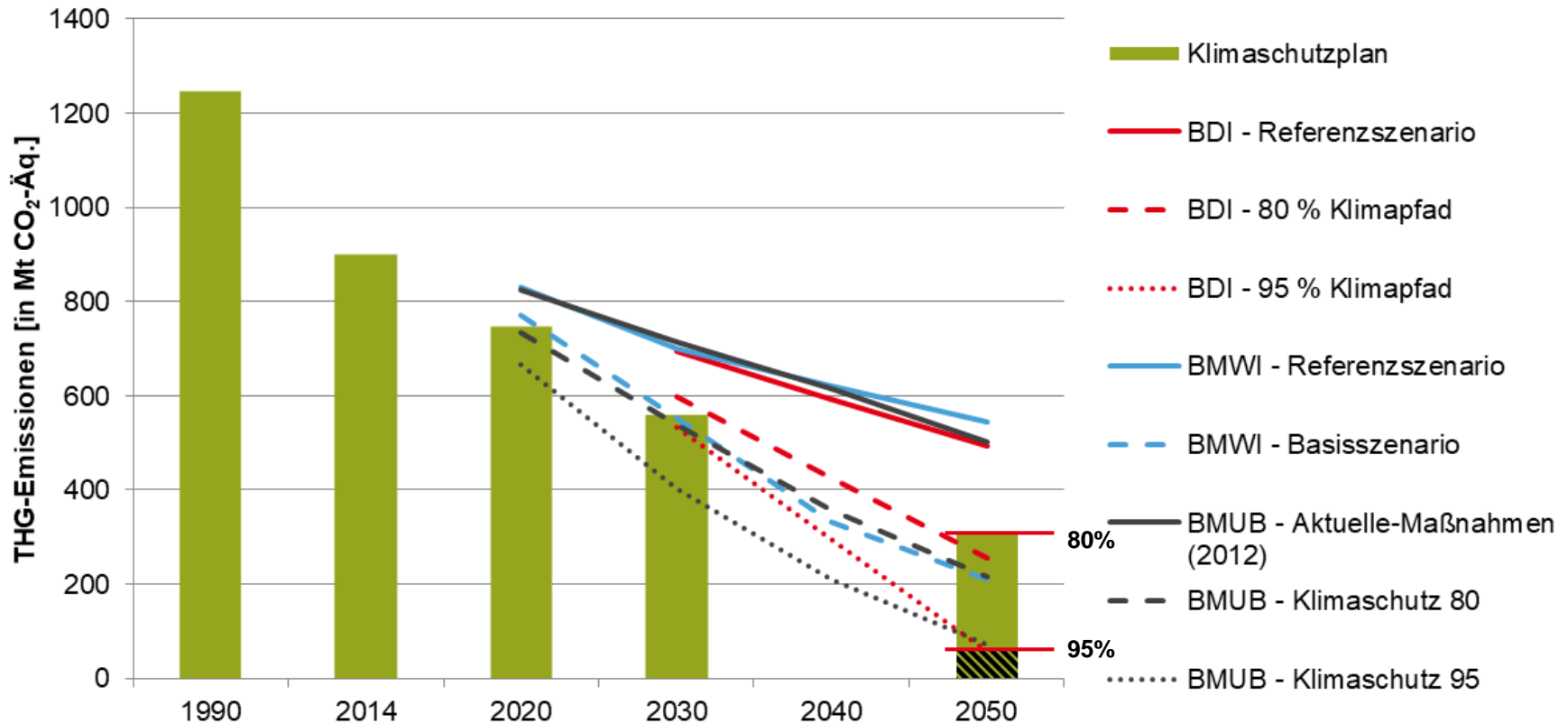
MÖGLICHE MAßNAHMEN

- Anpassung der unterlagerten Residuallast an Übertragungsfähigkeit des vorgelagerten Übertragungsnetzes
- Maßnahmen
 - Lokales DSM / Lastverschiebung / Lastabschaltung
 - Dezentrale Speicher
 - Steuerbare Anlagen (z. B. KWK mit Wärmespeicher und PtH)
- Steuerung der Anlagen marktpreisgetrieben und zusätzlich netzdienlich
- Kommunikationsplattform TSO ↔ DSO muss etabliert werden
- Maßnahmen im unterlagerten Verteilnetz: Studie der Verteilnetzbetreiber von Frontier Economics / IAEW:
 - Pessimistisch:
Einsparpotenzial von -95 bis + 90 Mio. €/a
 - Optimistisch:
bis zu 150 Mio. € Einsparpotenzial erreichbar

65% EE-AUSBAUZEI

Die exemplarisch ausgewerteten Szenarien zeigen tendenziell ein ähnliches Bild im Sinne der Zielerreichung und sind somit grundsätzlich vergleichbar

- › **Schlussfolgerung: Die Referenzszenarien sehen 2020, 2030 und 2050 eine Zielverfehlung in sehr ähnlicher Größenordnung. Die Zielszenarien weisen eine größere Bandbreite auf.**



Quelle: BDI, BMWi, BMU, eigene Berechnungen

Was sind mögliche Lehren aus dem Prozess?



ERKENNTNISSE UND OFFENE PUNKTE

- Die **sieben Maßnahmen** können helfen und müssen ergriffen werden, um die geplanten Sonderausschreibungen „netzsynchron“ zu gewährleisten.
- Netzausbau bedeutet auch bauseits bedingte Abschaltungen. Das belastet das Netz temporär zusätzlich. → **Dringlichkeit**
- **Netzausbauverzögerung** ist schon heute ein Damoklesschwert
- **Neue Ziele** der Regierung („65%“) verschärfen die Situation des Ausbaurückstandes

→ **Allokation von Erzeugung** auch im Süden könnte das Transportproblem entschärfen

→ **Alle technischen Optionen** die genannt wurden und noch mehr werden notwendig sein. Der Prozess ist nicht am Ende!

→ **Akzeptanz** – nicht nur für den Netzausbau sondern für die Energiewende als gesamtgesellschaftliches Projekt – wird entscheidend sein.



ENERGIE. WEITER DENKEN

**B E T Büro für Energiewirtschaft
und technische Planung GmbH**

Aachen, Leipzig, Hamm (D) | Zofingen (CH)

Alfonsstraße 44, D-52070 Aachen,
Telefon +49 241 47062-0
Telefax +49 241 47062-600
www.bet-energie.de

KONTAKTPERSON

Dr. Michael Ritzau
Generalbevollmächtigter

Telefon +49 241 47062-420
E-Mail michael.ritzau@bet-energie.de

B E T

Seit über 30 Jahren aktive Beratung bei der Liberalisierung und Transformation der Energieversorgung



DR. MICHAEL RITZAU
Geschäftsführer

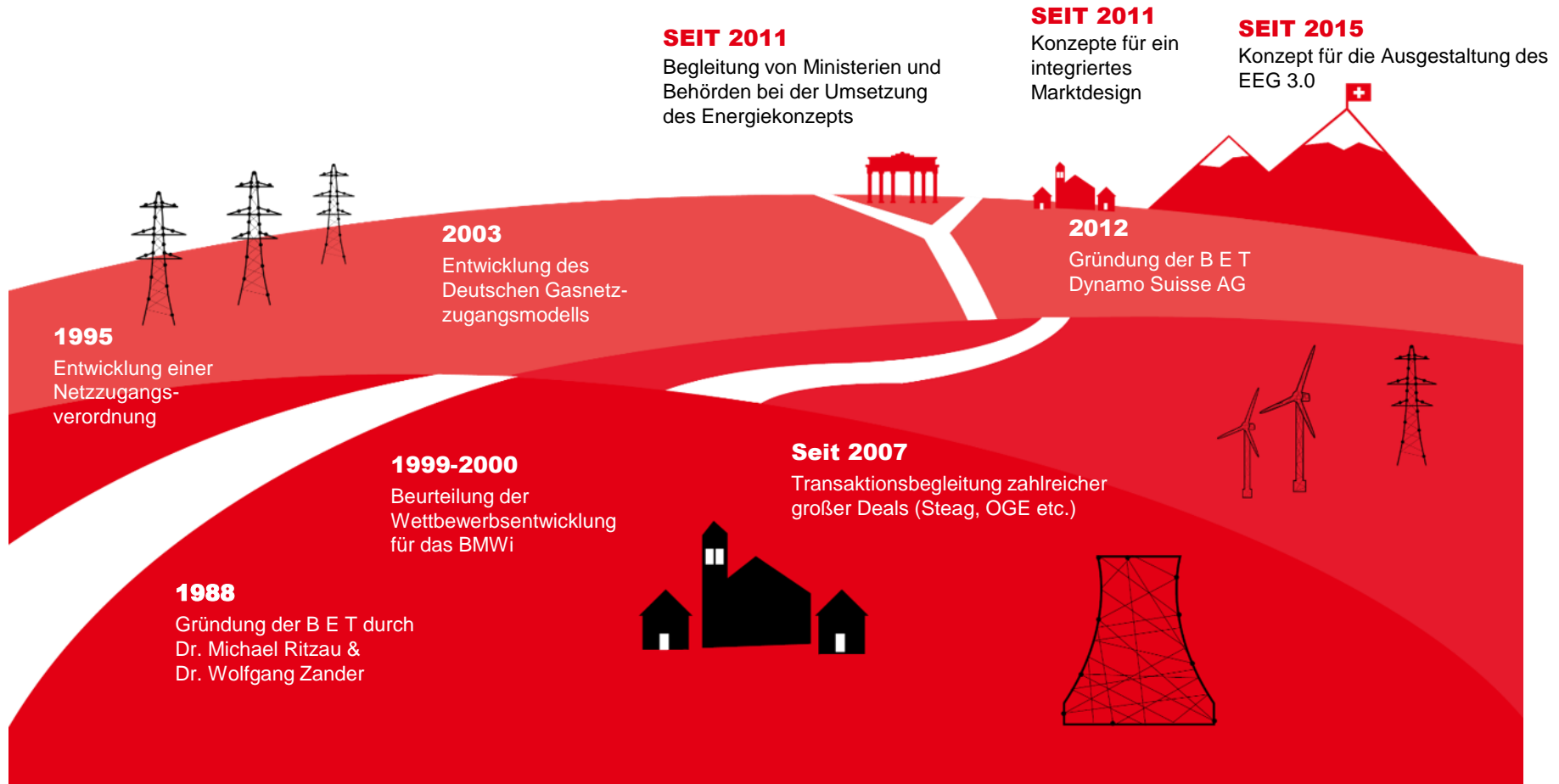
Dr. Michael Ritzau, Jahrgang 1956, Studium der Elektrotechnik an der RWTH Aachen, Diplom 1983 [„Optimale Einsatzplanung von KWK-Anlagen mit Wärmespeichern“]. Wissenschaftlicher Angestellter am Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft der RWTH Aachen, Promotion 1989 [„Technisch-wirtschaftliches Substitutionspotential regenerativer Primärenergiequellen in elektrischen Inselsystemen“].

1988 Mitgründer und Geschäftsführender Gesellschafter von BET Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH in Aachen. Seit 1.1.2018 Generalbevollmächtigter.

Strategieberatung von deutschen und europäischen Energieversorgungsunternehmen. Experte für nationale und internationale Ministerien und Regulierungsbehörden. Thematische Schwerpunkte: Strategieberatung, Liberalisierung der Energiemärkte / Energiemarktdesign, Projektentwicklung / Investitionsberatung und Transaktionsbegleitung Erzeugungs- und Speicheranlagen, Strom-Übertragungsnetze, Systemintegration erneuerbarer Energien, langfristige Energiemarktanalysen / Fundamentalmodelle, Energiehandel, Schiedsverfahren.

Mitautor des Fachbuchs „Strombeschaffung im liberalisierten Energiemarkt“, Fachverlag Deutscher Wirtschaftsdienst, Februar 2000; Fachbeiträge in „Energiehandel in Europa“, 3. Auflage 2012, Zenke / Schäfer C.H.Beck Verlag; Autor diverser Fachartikel.

BET begleitet die Energiewirtschaft als Vordenker, Experte und praktischer Umsetzer



WOBEI WIR SIE UNTERSTÜTZEN KÖNNEN

Mit unseren interdisziplinären Projektteams können wir unsere Kunden in entlang der energiewirtschaftlichen Wertschöpfungskette erfolgreich unterstützen



VERTRIEB



**OPERATIVE
UNTERSTÜTZUNG**



EEG



MARKTDESIGN



**UNTERNEHMENS-
STEUERUNG**



**ASSET
MANAGEMENT**



**POLITIK-
BERATUNG**



**KOMMUNALES
BETEILIGUNGS-
MANAGEMENT**



**ERZEUGUNG,
GEWINNUNG,
AUFBEREITUNG**



SPEICHERUNG



**ORGANISATIONS-
BERATUNG**



VERSORGER +



**TRANSPORT- &
VERTEILNETZE**



**INVESTITIONS-
BERATUNG**



**STRATEGIE-
BERATUNG**



**DIGITA-
LISIERUNG**



**REKOMMUNA-
LISIERUNG**



**BESCHAFFUNG,
VERMARKTUNG,
HANDEL**



**FUNDAMENTAL-
MODELLE**



**GESCHÄFTS-
MODELLE**