ARGE **FNB OST**
ARBEITSGEMEINSCHAFT
FLÄCHENNETZBETREIBER OST

Gemeinsam sicher.
Sicher gemeinsam.
ARGE **FNB OST**.

---

www.arge-fnb-ost.de

Gemeinsam sicher.
Sicher gemeinsam.

Dies ist das Credo, dem sich die Arbeitsgemeinschaft FNB OST verpflichtet fühlt. Gemeinsam sind wir angetreten, um die durch die Energiewende veränderten Anforderungen an die Flächennetzbetreiber zu meistern und die Stromversorgung auch künftig sicher zu gestalten.

Liebe Leserin, lieber Leser, die Energiewende fordert uns heraus.

Für uns Netzbetreiber im Osten Deutschlands ist es längst gelebte Realität, was anderswo noch Zukunftsmusik ist. Sachsen, Sachsen-Anhalt, Thüringen, Brandenburg und Mecklenburg-Vorpommern sind Vorreiter bei der Integration erneuerbarer Energien in die Stromversorgung. Der Anteil von Ökostrom wächst rasant und der dafür notwendige Ausbau und Betrieb der elektrischen Netze rückt gesellschaftlich immer stärker in den Fokus.
Die Einspeisung von Strom aus Windkraft und Sonnenenergie führt dazu, dass die Einspeisung in die Verteilnetze mancherorts schon heute doppelt so hoch ist wie die Verbraucherlast. Zusätzlich entstehen neue Aufgaben durch die Sektorenkopplung: Der Ausbau der E-Mobilität wird zu neuen Fragen führen, auf die es Antworten zu finden gilt. Antworten finden, auch auf Fragen, die wir heute noch nicht kennen, das können wir nur im engen Zusammenspiel der Flächennetzbetreiber (FNB).

Unser Ziel ist die enge Kooperation bei der Erbringung der Systemdienstleistungen, wie Frequenzhaltung, Betriebsführung, Spannungshaltung sowie Netz- und Versorgungswiederaufbau durch die Netzbetreiber.
In der Arbeitsgemeinschaft FNB OST haben sich deshalb die Avacon Netz GmbH, E.DIS Netz GmbH, ENSO NETZ GmbH, die Mitteldeutsche Netzgesellschaft Strom GmbH, die Stromnetz Berlin GmbH, die Stromnetz Hamburg GmbH, die Netze Magdeburg GmbH, die TEN Thüringer Energienetze GmbH & Co. KG sowie die WEMAG Netz GmbH zusammengeschlossen.

Wie unser Weg aussieht, welche Ziele und Lösungsansätze wir haben – das erfahren Sie in dieser Broschüre.

6	Die Energiewende – zwischen Herausforderung und Innovation
8	Die ARGE FNB OST – eine gemeinsame Antwort auf die Herausforderungen
10	Distribution System Operator 2.0 (DSO) – Energieversorgung neu denken
11	Zukunft in 4D – Was wir können
12	Infrastrukturausbau vs. Engpassmanagement – Was wir brauchen
14	Blackout – Was, wenn es ernst wird?
18	Gemeinsam für eine stabile Stromversorgung
21	Der Netzausbauplan
23	Redispatch
25	Projektvorstellungen
26	Flexibilitätsmarkt
28	Intelligentes Lastmanagement
30	Spannungshaltung durch aktives Blindleistungsmanagement
32	Regelleistung heute und morgen
34	Mitglieder der ARGE FNB OST
35	Impressum

VER**ANTWORT**UNG.

Für uns. Für unsere Kinder.

Die Energiewende hat begonnen.

Es geht nicht mehr um das „Ob“.

Es geht nur noch um das „Wie“.

Gemeinsam sicher. Sicher gemeinsam.

ARGE **FNB OST**

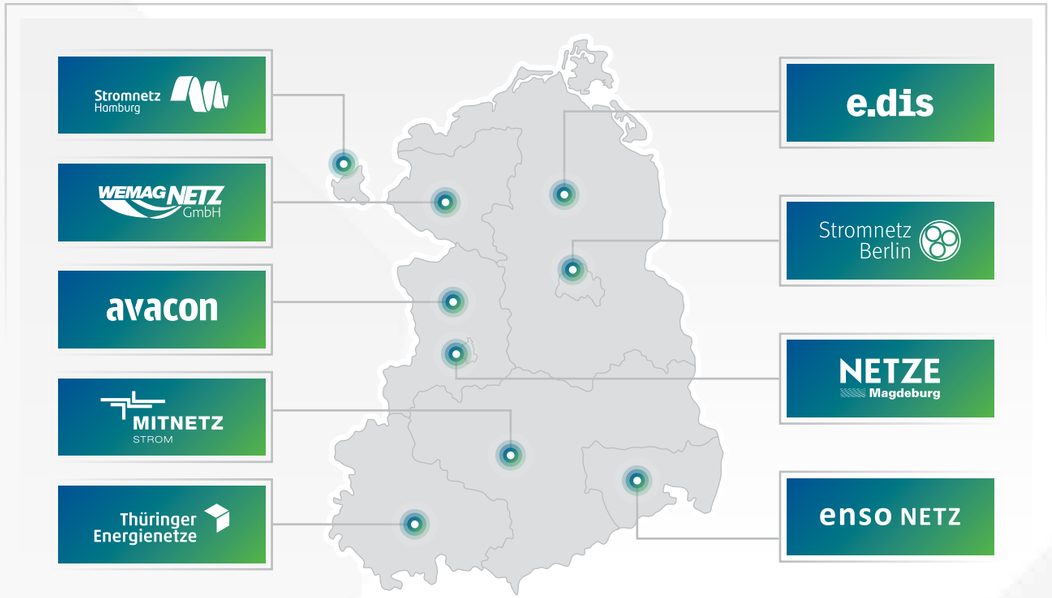
Die Verteilnetzbetreiber übernehmen mehr Verantwortung.

Die Energiewende – zwischen Herausforderung und Innovation

Mit der Energiewende findet ein Paradigmenwechsel statt. Die überwiegend zentrale Energieerzeugung durch einzelne große Kraftwerke wird abgelöst von einer dezentralen Einspeisung regenerativer Energien in die Verteilnetze. Während bisher den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) noch die Schlüsselrolle für die Dimensionierung des Netzes und die Netzstabilität zukam, wandelt sich dieses Bild zunehmend. Die Verteilnetzbetreiber (VNB) übernehmen mehr Verantwortung. In den Regionen mit einer hohen Dichte an Erneuerbare-Energien-Anlagen wie etwa dem Norden und Osten der Republik ist der Wandel bereits deutlich spürbar. Bei Erneuerbare Energien-Quoten (EE) von bis zu 240 Prozent und meist wetterabhängiger Erzeugung müssen Einspeisung und Versorgung qualifiziert und gesichert sein. Die Aufgaben der Flächennetzbetreiber rücken stärker in den Fokus. Um die Versorgungssicherheit und Netzstabilität auch in Zukunft zu gewährleisten, sind neue Lösungen in der Zusammenarbeit aller Akteure notwendig. Die Koordination der ungleich höheren und nur schwer berechenbaren Erzeugungsleistung erfordert ein intelligentes Netz, das auf Schwankungen unmittelbar reagieren und sogar vorausschauend planen kann. Dafür ist ein stetiger Datenaustausch zwischen Übertragungsnetz und Verteilnetz notwendig. Dazu braucht es zunächst einen sicheren rechtlichen Rahmen. Ebenso wichtig ist der konsequente Ausbau von Breitband und unabhängigen, abgesicherten Netzen. Fragen der Datensicherheit und des Datenschutzes nehmen in diesem Zusammenhang eine bedeutende Rolle ein.
Zur Energiewende gibt es keine Alternative. Ihr Gelingen bietet eine ähnliche Chance zu Wachstum und Innovation wie die zweite industrielle Revolution im 19. Jahrhundert.

ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber	Diese Dienstleistungsunternehmen betreiben die Infrastruktur der überregionalen Stromnetze. Die Höchstspannungsnetze übertragen Strom über große Entfernungen.
VNB	Verteilnetzbetreiber	Diese Unternehmen betreiben die regionalen Stromnetze innerhalb der Bundesländer bis zum Endverbraucher (Verteilnetze, Flächennetze).
FNB	Flächennetzbetreiber	Sonderform der Verteilnetzbetreiber mit großem Netzgebiet. Besondere Herausforderung ist Sicherung der Einspeisung und Versorgung mit bei steigender EE-Quote.

Die ARGE FNB OST – eine gemeinsame Antwort auf die Herausforderungen



Die ARGE FNB OST ist eine Antwort auf die vielen Fragen, die uns die Energiewende heute und in Zukunft stellt. Die großen Verteilnetzbetreiber im Osten der Bundesrepublik haben sich im Jahr 2013 zu dieser Arbeitsgemeinschaft zusammengeschlossen. Ihr Leitmotiv: „Gemeinsam sicher. Sicher gemeinsam." Ihr Ziel: Die ARGE FNB OST will eine Modellregion - das „Labor der Energiewende" - schaffen, in der in gemeinsamen Forschungs- und Pilotprojekten Lösungen für einen sicheren und zuverlässigen Systembetrieb entwickelt werden. Die Ergebnisse und Erkenntnisse dieser Zusammenarbeit, die bundesweit bislang einmalig ist, werden allen zugutekommen.

Gremien der Arbeitsgemeinschaft FNB OST

Gesellschaftsversammlung (GV)

Aufgaben	Teilnehmer
• Entscheidungsgremium für Grundsatzfragen und strategische Ausrichtung • Vorgabe von Themenschwerpunkten	• Je nach Vorstandsmitglied (Netz) oder Geschäftsführung des beteiligten Unternehmens • Vorsitz jährlich rollierend

Steuerungskreis (SK)

Aufgaben	Teilnehmer
• Koordinierung von Themen • Benennung von Arbeitsgruppen und Verantwortlichen	• Je nach Bereichsleiter Asset Management / Planung Technik • ein Bereichsleiter Netzwirtschaft / Regulierung

AG Netzausbauplan 110 kV (NAP) / Energiewende Outlook 2050

- Erstellung des NAP 110 kV Ost
- Abstimmung mit ÜNB, Politik, BNetzA

AG Regulierung (Reg)

- Regelmäßige Abstimmung zu regulatorischen Themen
- Erarbeitung gemeinsamer Positionierung

AG Systemdienstleistungen (SDL)

- zukünftige Systemdienstleitungen für ÜNB sowie Aufgaben der VNB
- gliedert sich entsprechend der vier SDL in:
  - AG Spannungshaltung
  - AG Betriebsführung
  - AG Versorgungswiederaufbau
  - AG Frequenzhaltung

Distribution System Operator 2.0 (DSO) – Energieversorgung neu denken

UNSER GRUNDVERSTÄNDNIS
Wir sind Hochleistungs-Infrastruktur-dienstleister für effiziente Strommärkte.

UNSERE ROLLE
Unsere Rolle im System verändert sich massiv. Wir übernehmen kompetent neue Aufgaben.

UNSER WERKZEUGKASTEN
Wir nutzen Intelligenz und Flexibilitäten für einen effizienten Netzbetrieb.

UNSERE VERANTWORTUNG
Nur mit uns kann die Versorgungs-sicherheit gewährleistet werden.

UNSERE ERFORDERNISSE
Wir allein verantworten die Prozesse, Schaltungen und Datenhaltung in unseren Netzen.

Zukunft in 4D – Was wir können

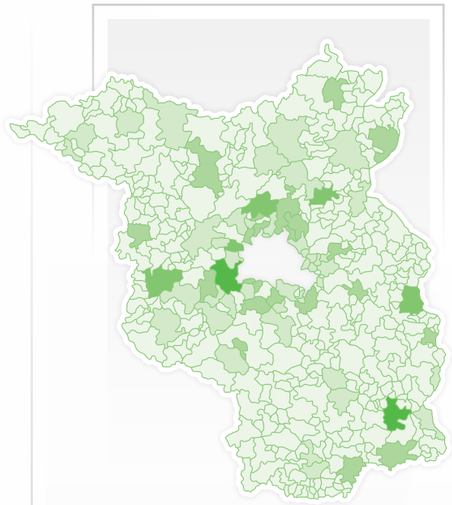
Auch wenn es im politischen Raum sowohl auf europäischer als auch globaler Ebene Stimmen gibt, die die Notwendigkeit der Energiewende anzweifeln oder zumindest eine langsamere Umsetzung der geplanten Schritte wünschen. Wir als ARGE FNB OST sind von dieser Notwendigkeit vorbehaltlos überzeugt.

Vor dem Hintergrund der Endlichkeit fossiler Brennstoffe und der Gefahren, die mit einem Ausbau der Atomenergiegewinnung verbunden sind, zeigen wir, dass die vier großen „D“ Dezentralisierung, Digitalisierung, Dekarbonisierung und Demografie kein Risiko sind. Sie sind die einzige Chance für eine ausreichende Energieerzeugung und eine gesunde Umwelt auch nach 2035.

Die heutige Rollendefinition zwischen Verteilnetz und Übertragungsnetzbetreibern entstammt einem anderen Jahrhundert. Die rechtlichen Rahmenbedingungen müssen die Entwicklung der Verteilnetzbetreiber zu den DSO 2.0 kontinuierlich flankieren. Nur dann sind Forschung und Innovation gegenüber den Anteilsinhabern und der Belegschaft zu rechtfertigen.

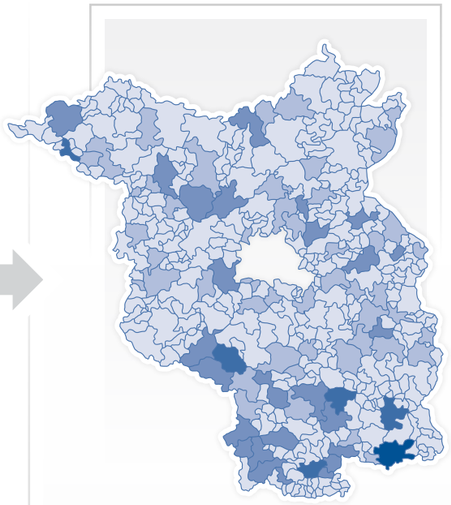
Beispiel Brandenburg

Für einen sicheren Netzbetrieb müssen sowohl lastbedingte als auch einspeisebedingte Engpässe beherrscht werden.



lastgetriebene Engpässe in städtischen Netzen

In urbanen Gebieten häufen sich E-PKW und elektrische Heizlösungen sowie Batteriekleinspeicher und belasten das Netz vornehmlich in der **Nieder- und Mittelspannung**.



einspeisegetriebene Engpässe in ländlichen Netzen

In ländlichen Gebieten werden viele Erzeugungsanlagen mit hoher installierter Leistung errichtet und vornehmlich in der **Mittel- und Hochspannung** angeschlossen.

Infrastrukturausbau vs. Engpassmanagement – Was wir brauchen

Die heutige Netzinfrastruktur genügt den künftigen Anforderungen nicht. Je nach Region sind sowohl durch die Einspeisung als auch die Energielast Netzengpässe zu erwarten. Für eine kosteneffiziente Bewirtschaftung solcher Netzengpässe stehen Verteilnetzbetreibern heute noch keine ausreichenden Instrumente zur Verfügung.

Ein konventioneller Netzausbau allein kann dieses Problem nicht lösen und wäre im benötigten Umfang gesellschaftlich nicht akzeptiert. Daher setzt die ARGE FNB OST auf ein effizientes und aktives Engpassmanagement.

Zwei Maßnahmen sollen hier Abhilfe schaffen:

1. Die „Smart load control“ soll Informationen über flexible Nutzer ermöglichen, kritische Überlastungen verhindern und die Aufnahmefähigkeit von Verteilnetzen verbessern.
2. Dazu kommt ein „marktbasiertes Engpassmanagement“, das hohe Anforderungen an Analysefähigkeit, Kommunikation und Beschaffung von Flexibilitäten stellt. Es ermöglicht die Einbindung dezentraler Flexibilitäten in das Energiesystem.

Voraussetzungen schaffen

1. Hier ist die Politik gefordert: Für die „Smart load control“ muss die Zulässigkeit der selektiven Veränderungen von Einspeisung und Lasten geregelt werden. Die Notwendigkeit einer verpflichtenden Teilnahme muss geprüft und mögliche Vergütungsansprüche geklärt werden. Die gezielte Abwägung zwischen Netzausbau und Flexibilitätsnutzung muss ermöglicht werden.
2. Eine vollständige regulatorische Anerkennung der Kosten ist notwendig. Für das „marktbasierte Engpassmanagement“ ist die Einreichung von Einsatzplänen und ihre qualitative Kontrolle notwendig. Hierzu bedarf es einer ordnungspolitischen Klärung. Sowohl der Managementprozess als auch die Übernahme der Kosten dafür erfordern ebenfalls eine rechtliche Absicherung.

Was, wenn
es ernst wird?

ARGE **FNB OST**

BLACK OUT

Im „Labor der Energiewende“ spielen deshalb auch die Herausforderungen des Netz- und Versorgungswiederaufbaus eine entscheidende Rolle.

In seinem Roman „Blackout“ zeichnet der Autor Marc Elsberg ein beklemmendes Szenario eines großen Stromausfalls. Geschickt nutzt er darin eine Angst, die nicht wenige mit der Energiewende verbinden: Die Digitalisierung des Stromnetzes als Schwachstelle.
Die möglichen Ursachen für großflächige Stromausfälle sind vielfältig. Extremwetterlagen, Naturkatastrophen, Wirtschaftskrisen und Terroranschläge. Auf alles müssen wir vorbereitet sein.

Die Digitalisierung des Stromnetzes: Eine Schwachstelle?

Sicherheit ist Übungssache – Gemeinsame Trainings bereiten auf den Ernstfall vor

Die Projektgruppe Versorgungswiederaufbau beschäftigt sich mit der Einbindung dezentraler Erzeugungsanlagen. Nach der Erarbeitung der Voraussetzungen zur Teilnahme dieser Anlagen wurden diese Erkenntnisse unter anderem dem Projekt NETZ:KRAFT zur Verfügung gestellt.
Aus den gesammelten Erkenntnissen der Arbeitsgruppe und des Forschungsprojekts heraus wurde ein gemeinsames Schulungs- und Trainingskonzept der Verteilnetzbetreiber der Regelzone und dem Übertragungsnetzbetreiber 50Hertz entwickelt.
Für den sicheren Umgang mit verschiedenen Störfällen ist ein intensives, koordiniertes Training der verschiedenen Ebenen miteinander unabdingbar. Künftig sollen jährlich vier Trainingseinheiten stattfinden. Auf diese Weise kann jeder Mitarbeiter der operativen Netz- und Systemführung alle zwei bis vier Jahre trainiert werden. In zweitägigen Einheiten an einem Systemsicherheitstrainer lernen die Teilnehmer mit verschiedenen Notfallszenarien umzugehen. Eingeübt und gefestigt werden das richtige Verhalten bei hoher Netzauslastung, geringer Netzauslastung, Spannungsproblemen, verschiedene Störfälle und Kaskaden. Vor allem geht es darum, eine unternehmensübergreifende Zusammenarbeit für Ernstfälle zu etablieren. Mit der Energiewende geht ein Wandel der Erzeugerstruktur einher. Das Netz wird wesentlich komplexer. Die Aufgaben zwischen den Ebenen Übertragung und Verteilung bestimmen ihre Rollen neu. Gemeinsame Trainings und Schulungen ermöglichen einen übergreifenden fachlichen Austausch und verbessern die Kommunikation. Durch die neuen Strukturen verschieben sich Grenzen, werden fließend oder ordnen sich neu.
Ein übergreifender Fachaustausch und Interoperabilität rüsten die Verteilnetzbetreiber der ARGE FNB OST und 50Hertz für das Energienetz der Zukunft.

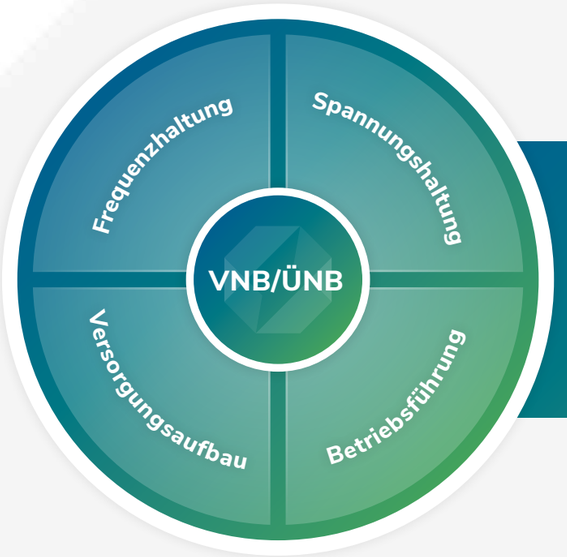
NETZ:KRAFT ist ein Forschungsvorhaben, das Konzepte für den Wiederaufbau der Versorgung bei neuen Kraftwerksstrukturen ermitteln soll.
Ziel ist es, die Einbindung der erneuerbaren Energien beim Netzwiederaufbau zu ermöglichen. Geprüft werden zwei Wege:

1. Die Weiterentwicklung vorhandener Konzepte der Übertragungsnetzbetreiber unter Berücksichtigung des Verhaltens von Erneuerbare-Energien-Anlagen.
2. Möglichkeiten, die dezentrale Erzeugung in Versorgungsinseln der Verteilnetzbetreiber zur Verkürzung von Ausfallzeiten aktiv zu nutzen.

Intensiv zusammen arbeiten.
Systemdienstleistungen sichern.
Stromversorgung sichern.

Gemeinsam für eine stabile Stromversorgung – VNB und ÜNB verstärken den Austausch

Mit der Energiewende stellen sich die Energieversorger neuen Herausforderungen in puncto Versorgungssicherheit. Die Erzeugung und Einspeisung erneuerbarer Energien ist ein komplexer Vorgang.
Ökostrom wird zumeist dezentral und nicht in wenigen großen Kraftwerken erzeugt. Auch der Verbrauch wandelt sich, zum Beispiel durch die wachsende Bedeutung von Elektromobilität. Um die Stromversorgung stabil zu halten, müssen Verteilnetzbetreiber und Übertragungsnetzbetreiber intensiv zusammenarbeiten. Im Wesentlichen geht es dabei um die vier Systemdienstleistungen (SDL): Frequenzhaltung, Spannungshaltung, Betriebsführung und Versorgungsaufbau. Ein 10-Punkte-Programm definiert die Aufgaben und Ziele, mit denen die Herausforderungen des veränderten Netzbetriebs- und Marktverhaltens gemeistert werden sollen.



Systemdienstleistungen für eine stabile Stromversorgung

Erste Schritte zur Umsetzung – Bessere Planung und aktives Management

Die ARGE FNB OST hat sich zum Ziel gesetzt Lösungen zu entwickeln und diese zu implementieren. Erste Lösungsansätze werden in Pilottests bereits erprobt. So geht es u. a. um eine bessere Planung der Regelleistungsvorhaltung. Über ein Ampelsystem stellen die Anschlussnetzbetreiber dem Regelleistungsanbieter zusätzliche Informationen zur Verfügung. Mit diesen Daten kann dieser seinen Anlagenbetrieb besser planen und damit den Einsatz von Redispatch- und/oder Einspeisemaßnahmen reduzieren. Die Spannungsverhältnisse in den Netzen werden immer dynamischer.

Deshalb braucht es Lösungen für die Probleme, die durch einen stark schwankenden Verbrauch (z. B. durch Elektromobilität) entstehen. Dezentrale Erzeugungsanlagen bieten die Möglichkeit, die Spannung durch die Beeinflussung der Blindleistung zu regeln. Zur bedarfsgerechten Erbringung der Spannungshaltung hat die ARGE FNB OST gemeinsam mit dem Übertragungsnetzbetreiber 50Hertz das „aktive Blindleistungsmanagment“ entwickelt. Im Rahmen eines Forschungsprojekts werden zwei Pilottests unter Beteiligung von zwei 110-kV-Verteilnetzbetreibern der ARGE FNB OST und 50Hertz durchgeführt.

Neue Regeln für neue Strukturen – Wo der Gesetzgeber handeln muss

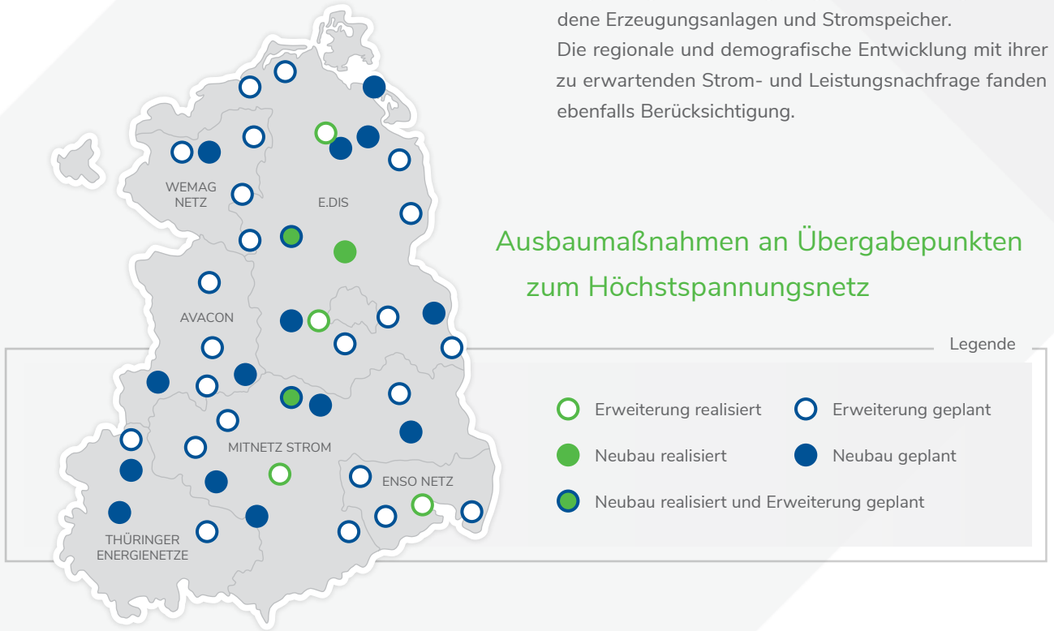
1. Alle Netzbetreiber müssen zukünftig notwendige Maßnahmen zur Gewährleistung der Systemstabilität und -sicherheit in ihren Netzen durchsetzen. Dazu muss diese Rolle gesetzlich verankert werden, die Netzbetreiber müssen mit den erforderlichen Kompetenzen gegenüber anderen Netzbetreibern sowie gegenüber Betreibern von dezentralen Energieanlagen ausgestattet sein.

2. Für die Erbringung von Systemdienstleistungen (SDL), z. B. durch Bezug von Leistungen aus dezentralen Energieanlagen sowie durch die notwendige Infrastruktur, entstehen auch in den Verteilnetzen zunehmend Investitions- und Betriebskosten. Diese Kosten für die SDL sind entsprechend regulatorisch anzuerkennen.

Der Netzausbauplan – Die Energiewende kommt – Wir sind schon da!

Die 110-kV-Flächennetzbetreiber der ARGE FNB OST haben einen gemeinsamen Netzausbauplan (NAP) entwickelt, der alle zwei Jahre fortgeschrieben wird. Schon heute übersteigt die erzeugte Energiemenge aus regenerativen Quellen in bestimmten Netzregionen der ARGE FNB OST den Energiebedarf um deutlich mehr als 100 Prozent.

Der Ausbaubedarf in den Hochspannungsnetzen ist erheblich! Umfangreiche Prognosen zur Last- und Einspeiseentwicklung liegen dem NAP 2017 zugrunde. Besondere Berücksichtigung finden bekannte Netzanschlussbegehren, einschließlich der Erfahrungen mit den Realisierungswahrscheinlichkeiten, das Erzeugungspotential entsprechend der jeweiligen Landesregelungen sowie sonstige vorhandene Erzeugungsanlagen und Stromspeicher.
Die regionale und demografische Entwicklung mit ihrer zu erwartenden Strom- und Leistungsnachfrage fanden ebenfalls Berücksichtigung.



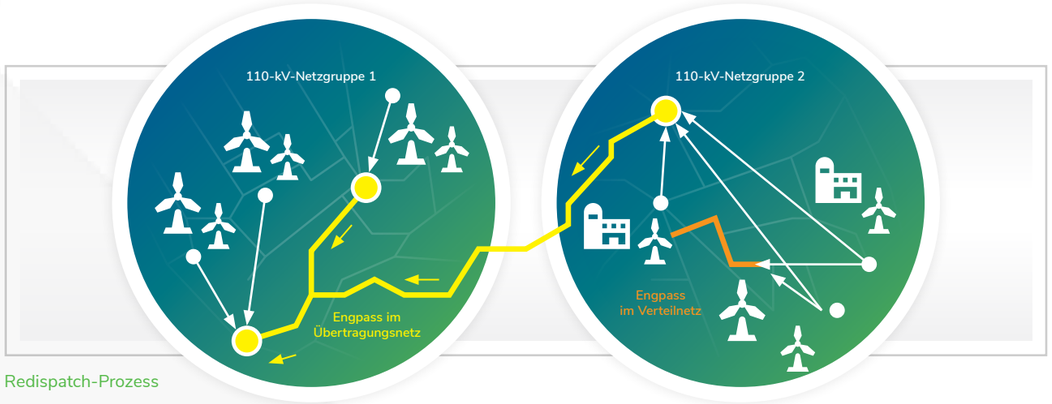
Ziele des NAP 2017

Wir sind transparent:	verbesserte Akzeptanz der 110-kV-Netze (und deren Ausbau) durch gemeinsame Kommunikation und größtmögliche Transparenz bei der Netzausbauplanung
Wir sprechen mit einer Stimme:	Abstimmung einer gemeinsamen Strategie zur eigenen EEG-Szenarienplanung und zum Netzausbau
Wir arbeiten fundiert:	umfangreiche Bestandsaufnahme der „Ist-Netze“ mit Veröffentlichung von aktuell und zukünftig fehlenden Kapazitäten (Engpassgebiete) für den Anschluss von Erzeugungsanlagen und Speichern
Wir denken vernetzt:	vergleichbare Ergebnisdarstellung der Verstärkungen, Erweiterungen oder neu zu errichtenden Netzverknüpfungspunkte zwischen Verteilnetz und Übertragungsnetz (Übergabeumspannwerke), sowie Bezifferung des auszubauenden oder zu verstärkenden 110-kV-Leitungsnetzes
Wir tauschen uns aus:	Verbesserung des Kompetenz- und Erfahrungsaustausches der ARGE FNB OST unter anderem zu Ausbauplanungsprämissen, Szenarienverarbeitung, Trassen- und Leitungsgenehmigung und Planungsstrategien etc.
Wir vermeiden Doppelstrukturen:	Ausbau der Zusammenarbeit der Netzbetreiber für einen volkswirtschaftlich optimierten und gemeinsam abgestimmten Netzausbau an den jeweiligen Grenzen der Flächennetzbetreiber (Vermeidung von Doppelstrukturen)
Wir bringen uns ein:	Vorlage einer praktikablen Lösung zu den vorgebenden Veröffentlichungspflichten zum 110-kV-Netzausbau gemäß § 14 EnWG und
Wir positionieren uns am Markt:	Haltung entwickeln zu wichtigen Fragen des zukünftigen Netz- und Systembetriebs unter Beachtung der erweiterten und zusätzlichen Aufgaben der 110-kV-Flächennetzbetreiber.

Redispatch

Stellen wir uns einen Windpark im herbstlich stürmischen Norden vor: Voller Kraft drehen sich die Windräder und erzeugen grünen Strom. Unterdessen wird im Süden Deutschlands verstärkt Strom nachgefragt. Es ist die dunkle Jahreszeit und die Industrie brummt. Weil es noch an den passenden Leitungen fehlt, um den nachgefragten Strom schnell genug von Nord nach Süd zu transportieren, wird, noch bevor es zu einer Überlastung kommen kann, das Windrad stillgelegt. Für den nun im Süden fehlenden Strom wird die Leistung eines konventionellen Kraftwerks hochgefahren. Diese Maßnahmen werden als Redispatch bezeichnet.
Bisher wurden hierzu konventionelle Kraftwerke im Übertragungsnetz angewiesen. Durch die Einbeziehung von Windkraftanlagen und anderen Erneuerbare-Energien-Anlagen in diesen planwertbasierten Prozess sollen die Netzbetreiber in die Lage versetzt werden, effizienter und mit deutlich mehr Planungssicherheit die Netzsicherheit zu gewährleisten. Noch werden Redispatch-Maßnahmen ausschließlich auf der Übertragungsnetzebene durchgeführt und koordiniert. Diese Logik verändert sich mit einer Einbeziehung von Erneuerbare-Energien-Anlagen. So können die Potentiale für den Übertragungsnetzbetreiber nutzbar gemacht werden, müssen aber gleichzeitig auch für die Bewirtschaftung von Engpässen in den Verteilnetzen in Betracht gezogen werden. Dafür ist eine engere Abstimmung zwischen den Netzebenen notwendig.

Die Verteilnetzbetreiber der ARGE FNB OST haben sich zu Grundsätzen einer Weiterentwicklung des Engpassmanagements abgestimmt. In der Kooperation mit 50Hertz wurden bereits erste Lösungskonzepte erarbeitet. Insbesondere der Koordinierungsprozess zwischen den Netzbetreibern muss neu ausgestaltet und abgestimmt werden. Grundlegend wird dabei ein „Bottom-up“-Ansatz verfolgt, in dem zunächst eigene Engpässe geplant oder unzulässige Auswirkungen bewertet werden. Die darüber hinaus bestehenden Potentiale können dann an der Schnittstelle



Redispatch-Prozess

dem vorgelagerten Netzbetreiber zur Verfügung gestellt werden. Die Verantwortung sowohl für die eigenen Engpässe als auch für die Ansteuerung von Anlagen im Netz liegt beim jeweiligen Anschlussnetzbetreiber. Für die Verteilnetzbetreiber besteht die Herausforderung darin, neue Prozesse und Systeme zu entwickeln und im täglichen Netzbetrieb zu integrieren. Hierzu ist vor allem der Datenaustausch zwischen allen Beteiligten neu zu regeln und durch geeignete Formate und Prozesse umzusetzen. Zu beachten ist dabei, dass die etablierten und bisher angewendeten Prozesse im Rahmen von Notfallmaßnahmen weiterhin bestehen bleiben.

Da die Engpassplanung in Zukunft zunehmend auf Basis von planwertbasierten Prozessen abläuft, sind in ein zukünftiges System außerdem Planungsdaten und Prognosen bei den Verteilnetzbetreibern zu integrieren. Eine weitere Aufgabe der Netzbetreiber im planwertbasierten Prozess besteht im energetischen und bilanziellen Ausgleich der durchzuführenden Maßnahmen. Bisher wird dieser Ausgleich im Rahmen von operativen Maßnahmen durch die Bilanzkreisverantwortlichen unkoordiniert und mit sehr kurzen Vorlaufzeiten durchgeführt. Durch eine Koordinierung des Ausgleichs über die Netzbetreiber sollen in Zukunft Effizienzen gehoben und Synergien geschaffen werden.

Im Rahmen eines Pilotvorhabens in Kooperation des ARGE FNB OST-Netzbetreibers MITNETZ STROM und dem Übertragungsnetzbetreiber 50Hertz sollen einzelne Maßnahmen und Prozesse zum Redispatch praktisch erprobt werden. Der gesamte Redispatch-Prozess auf der Ebene der Verteilnetzbetreiber soll dabei im Rahmen verschiedener Szenarien (VNB-Engpass, ÜNB-Engpass) getestet werden. Darüber hinaus sollen relevante Netzkunden in den Prozess eingebunden werden. In diesem Zusammenhang sollen notwendige Änderungen im bisherigen Ablauf des Datenaustauschs erkannt werden und die gesammelten Erkenntnisse die Grundlage für eine Neuordnung bilden.

Systemfragen brauchen Antworten. Aus Antworten werden Lösungen.

Der Alltag im „Labor der Energiewende“ fordert die Flächennetzbetreiber im Osten der Republik in besonderer Form.
Die ARGE FNB OST versteht sich als Gestalterin, wenn es darum geht, Antworten auf sich neu stellende Fragen zu finden. In verschiedenen Projekten werden aus diesen Antworten von heute bereits die Lösungen von morgen erprobt.

Flexibilitätsmarkt

Wie kann man Verbrauch und Erzeugung netzdienlich zusammenbringen und dadurch die Kosten im System verringern? Und können marktwirtschaftliche Ansätze Anreize für ein netzdienliches Verhalten der Akteure im Energiesystem schaffen?

Um diese Fragestellungen zu beantworten, haben zwei Verteilnetzbetreiber der ARGE FNB OST (MITNETZ STROM und WEMAG Netz) neue Ansätze eines Flexibilitätsmarktes in einem Demonstrationsprojekt näher untersucht und getestet. Auf diesem neuen Marktplatz können Flexibilitätspotentiale freiwillig angeboten und durch den Netzbetreiber bei Bedarf genutzt werden.

Die Kosten für Engpassmanagement-Maßnahmen in den Verteil- und Übertragungsnetzen sind in den vergangenen Jahren enorm gestiegen. Daher stellt sich die zentrale Frage, wie die Maßnahmen der Netzbetreiber kosteneffizienter durchgeführt werden können. Das Prinzip „Nutzen statt Abregeln“, also die lokale Verwendung der im Netz überschüssigen Energie, steht dabei ebenfalls im Fokus. Marktplätze existieren bisher vor allem für global angelegte Märkte wie den Spotmarkt (Day-ahead und Intraday) oder den Regelleistungsmarkt zur Frequenzhaltung im Verbundsystem.

Diese Märkte werden schon heute durch Vermarkter von flexiblen Anlagen in ganz Deutschland genutzt. Dieses marktliche Prinzip der Flexibilitätsnutzung könnte aber auch für lokale Engpässe des Verteilnetzbetreibers genutzt werden. Im Demonstrationsprojekt sind neben den beiden Verteilnetzbetreibern auch ein Vermarkter von Demand-Side-Management-Potentialen (Entelios AG) und der Betreiber des Marktplatzes (NODES) beteiligt. Wichtig ist vor allem die Unabhängigkeit sowie die transparente und offene Ausgestaltung der Marktplattform.

Möglichkeiten in NODES

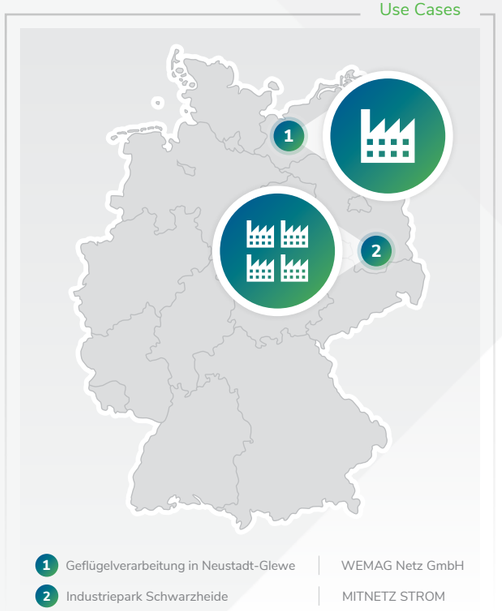
Die Besonderheit im Anwendungsfall besteht in der Komplexität der Anlage selbst. Aufgrund der Versorgung der angeschlossenen Kunden in der Produktion des Industriepartners mit Strom, Wärme und Dampf, ist es wichtig die Flexibilitätsnutzung durch den Netzbetreiber bereits am Vortag mit einem ausreichenden Vorlauf zu planen. Dies stellt wiederum eine Herausforderung für den Netzbetreiber zur Vorhersage von Engpässen und Planung von Gegenmaßnahmen dar.

Als eine Möglichkeit zur Engpassbewirtschaftung steht dem Netzbetreiber dann die freiwillig angebotene Flexibilität auf dem Marktplatz zur Verfügung. Im Rahmen des Projektes wurde dieser Prozess entwickelt, ausgestaltet und für reale Demonstrationszwecke getestet.

Es konnte gezeigt werden, dass lokale Netzengpässe durch den Netzbetreiber vorhergesagt und durch die Nutzung der freiwillig auf dem Marktplatz angebotenen Flexibilität entlastet werden können. Durch den höheren physikalischen Effekt der Flexibilität sowie durch einen geringeren Preis im Vergleich zur Einspeisevergütung von Erneuerbaren Energien entsteht ein erhebliches Sparpotenzial.

Das Projekt hat jedoch auch gezeigt, dass für eine weitere Nutzung, insbesondere von lastgebundener Flexibilität, eine Weiterentwicklung des Ordnungs- und Regulierungsrahmens notwendig ist. Dadurch können weitere Anreize für eine Flexibilisierung von Anlagen geschaffen werden. Die ersten Ansätze der Prozesslandschaft wurden im Projekt bereits geschaffen.

Use Cases



Intelligentes Lastmanagement

Sowohl Energieerzeugung und -einspeisung als auch der Verbrauch verändern sich. Dies ist auch in den Netzen der ARGE FNB Ost deutlich spürbar.

Ein Teil dieser Transformation spiegelt sich in der stetigen Zunahme von neuen Geräten, wie gewerblichen Schnellladestationen, Wallboxen im Geschossbau, Kleinspeichern oder auch Wärmepumpen wider. Um dieser Entwicklung Rechnung zu tragen, bauen die Netzbetreiber ihre Netze stetig weiter aus. Allerdings kann dies - insbesondere in urbanen Regionen - aufgrund der stark zunehmenden Gleichzeitigkeit der Lasten trotzdem kurzfristig zu lastseitigen Engpasssituationen führen. Die Verteilnetzbetreiber der ARGE FNB OST konnten diese Entwicklung bereits in bestimmten Netzabschnitten identifizieren. Sie haben deswegen nach einer Möglichkeit gesucht, die Netze trotz dieser Herausforderung bedarfsgerecht auszubauen. Vor diesem Hintergrund wurde das Smart load control-Konzept (SLC) entwickelt, um kurzfristig auftretende Engpässe im operativen Netzbetrieb intelligent und diskriminierungsfrei managen zu können.

Mit diesem Konzept ist es möglich, alle neuen Geräte im Netz aufzunehmen. Nur in den seltenen Fällen einer zu hohen Betriebsmittelbelastung werden diese neuen Lasten in Stunden mit geringerer Belastung verschoben (Abbildung 1). Heute – ohne SLC-Konzept- steigt, insbesondere im Fall von hohen Betriebsmittelbelastungen, das technische und wirtschaftliche Risiko für einen vollständigen Ausfall der Netzbetriebsmittel und somit einer lokalen längerfristigen

Abbildung 1

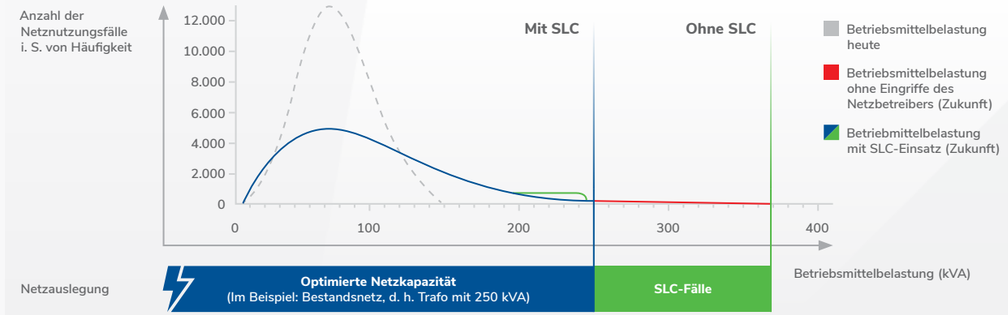
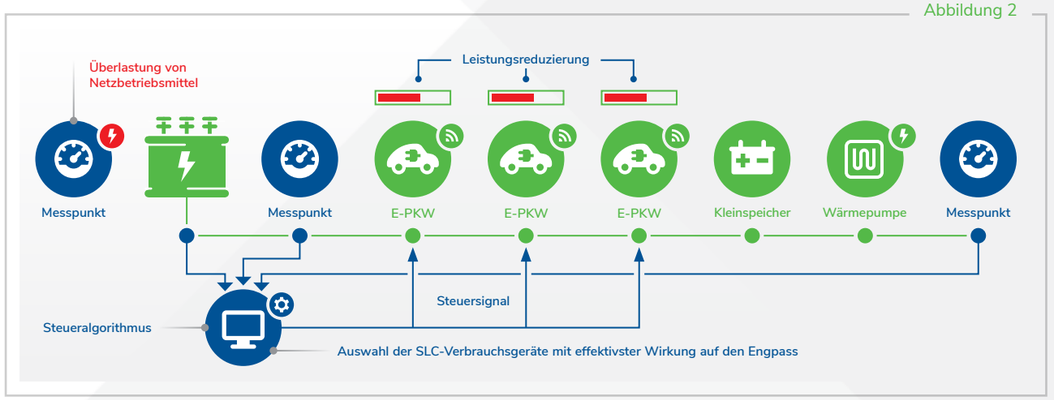


Abbildung 2



Versorgungsunterbrechung. Es steht also der operative Schutzgedanke im Netzbetrieb im Vordergrund. Hierzu muss insbesondere für die Niederspannung - Übertragung auf höhere Spannungsebenen ist möglich - die Sensorik in Netzregionen mit einer hohen Wahrscheinlichkeit für mögliche Engpässe verstärkt und vernetzt werden, um thermische Überbelastungen und Spannungsverletzungen automatisch zu identifizieren, zu verarbeiten und diskriminierungsfrei zu steuern.

Der Steuerungsalgorithmus operiert automatisiert und sendet bei einer Grenzwertverletzung in einer Netzregion ein Signal an alle Engpass lösenden neuen Geräte. Diese neuen Geräte reduzieren daraufhin verpflichtend vorübergehend ihre Bezugsleistung, bis die Grenzwertverletzung aufgehoben ist. Die Auswahl der Geräte, bei welchen eine temporäre Reduzierung der Leistung zumutbar ist, erfolgt nach dem Kriterium der größten technischen Effektivität zur Lösung des Engpasses. Dadurch wird der Umfang der gesteuerten Geräte minimiert und ein vollständiges Abschalten des Netzabschnittes verhindert (Abbildung 2). Um die Nutzbarkeit der lastintensiven Geräte dennoch zu gewährleisten, können eine Mindestbezugsleistung sowie eine maximale Häufigkeit des Einsatzes eines Gerätes pro Jahr festgelegt werden.

Der Einsatz von SLC erfolgt nur bei akuter Gefährdung von Netzbetriebsmitteln zum Erhalt der Netzsicherheit. Im regulären Betrieb hat der Netzbetreiber dadurch die Möglichkeit, eine höhere Anzahl von neuen Geräten zuzulassen und die Energiewende weiter voranzutreiben.

Grundsätzlich ist das SLC-Konzept kein Ersatz für den Netzausbau, sondern ein betriebliches Instrument bei Engpasssituationen. Perspektivisch kann es jedoch helfen, den Netzausbau bedarfsgerechter zu dimensionieren.

Spannungshaltung durch aktives Blindleistungsmanagement

Eine wesentliche Voraussetzung für den sicheren Netz- und Systembetrieb ist, Systemdienstleistungen "Spannungshaltung" durch den Netzbetreiber zu erbringen. Die Spannungshaltung muss zu jedem Zeitpunkt den zunehmend volatilen Eigenschaften der Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen gerecht werden. Dafür ist ein aktives Blindleistungsmanagement erforderlich, auf das sich die ARGE FNB OST gemeinsam mit 50Hertz verständigt hat. So werden definierte Spannungsbänder an den jeweiligen Netzverknüpfungspunkten (NVP) eingehalten.
Die dafür erforderliche Blindleistungsbereitstellung wird netzebenenübergreifend koordiniert und optimiert. Die Abstimmung zwischen VNB und ÜNB erfolgt dabei nach vereinbarten Handlungsoptionen:

- Nutzung vorhandener Kompensationsanlagen
- Stufung der Höchstspannungs- (HöS-) / Hochspannungs- (HS) Transformatoren
- Nutzung der Blindleistungsstellpotenziale dezentraler Erzeugungsanlagen

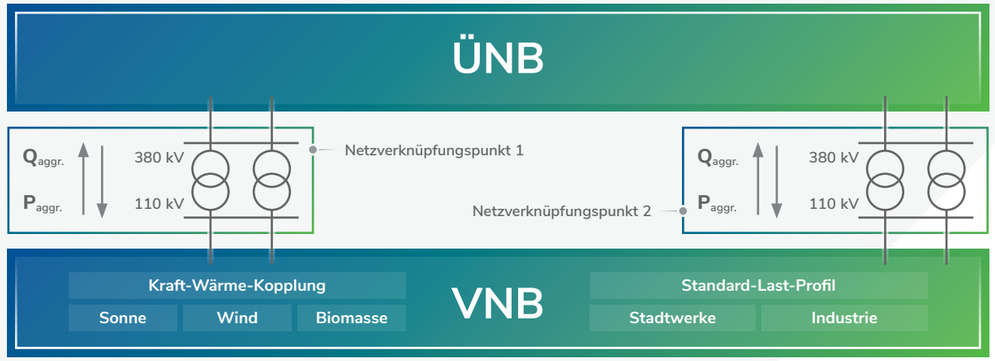
Diese Vorgehensweise ermöglicht die bedarfsgerechte und systemdienliche Nutzung der in den Verteilnetzen angeschlossenen Blindleistungsquellen. Voraussetzung hierfür ist das definierte Verhalten der Erzeugungsanlagen nach einheitlichen Standards gemäß den technischen Anschlussregeln des VDE.
Mit steigender Anzahl systemrelevanter, dezentraler Erzeugungsanlagen wird die Ausführung des aktiven Blind-

Vereinbarte Spannungsbänder an den Netzverknüpfungspunkten bieten Handlungsorientierung für ÜNB und VNB

leistungsmanagements immer komplexer. Im Rahmen verschiedener Projekte wurde die Methodik daher weiterentwickelt und Möglichkeiten einer zukünftigen Automatisierung untersucht. Als Ergebnis des Forschungsprojektes SysDL 2.0 konnte in einem Pilotversuch beispielsweise gezeigt werden, dass die Blindleistung an mehreren im Netz verteilten Erzeugungsanlagen so eingestellt werden kann, dass ein durch den ÜNB vorgegebener Blindleistungsaustausch an einem Netzverknüpfungspunkt eingehalten wird. Dieser Ansatz erfordert zuverlässige Kommunikationsverbindungen und funktionierende Blindleistungsregler in den Erzeugungsanlagen. Zukünftig werden die einzelnen Blindleistungssollwerte von einem zentralen Steuerungsalgorithmus unter Berücksichtigung der lokalen Spannungssituation berechnet und an die Erzeugungsanlagen gesendet werden.

Derartige Systeme befinden sich bereits heute bei Netzbetreibern mit der größten Anlagendurchdringung im Aufbau. Auf diese Weise wird die Automatisierung des aktiven Blindleistungsmanagements in den kommenden Jahren sukzessive realisiert.

Operativer Betrieb: Durchführung abgestimmter Maßnahmen bei Über- oder Unterschreiten

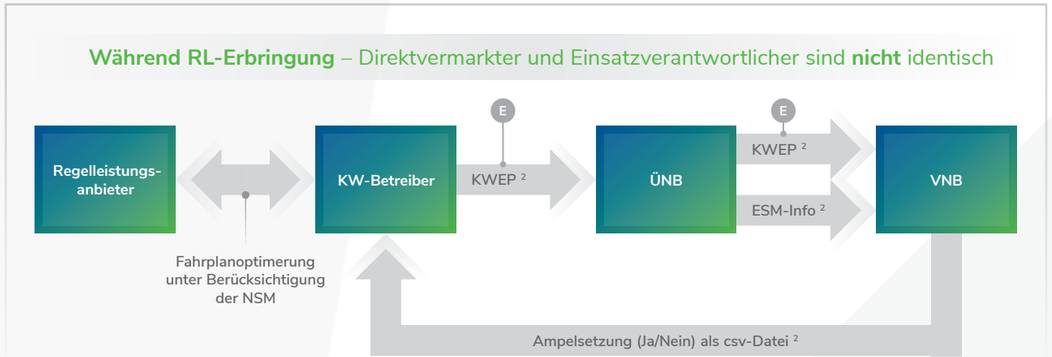


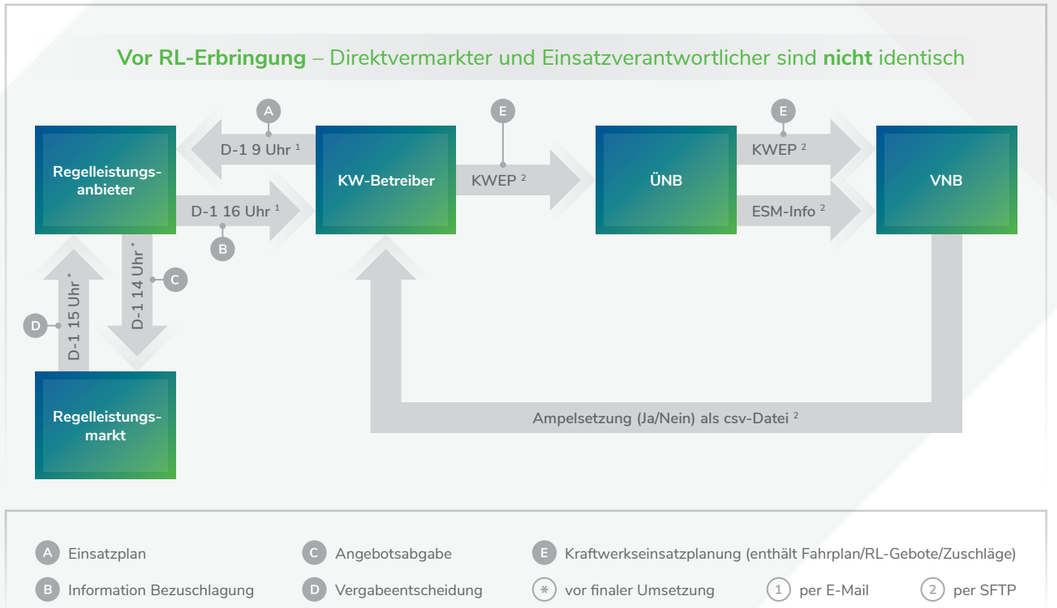
Regelleistung heute und morgen

Im Energieversorgungssystem müssen Verbrauch und Erzeugung zu jeder Zeit im Gleichgewicht stehen. Die sogenannte Regelleistung (RL) sorgt dafür, dass auch bei unvorhergesehenen Ereignissen, wie etwa bei dem Ausfall eines Kraftwerkes, das System stabil bleibt. Die Verantwortung für das Gleichgewicht im Stromnetz liegt bei den Übertragungsnetzbetreibern. Zurzeit wird Regelenergie noch überwiegend von konventionellen Kraftwerken über den Regelleistungsmarkt beschafft.

Mit der weiteren Durchdringung der Erneuerbaren Energien im Energieversorgungssystem müssen auch diese Anlagen in Zukunft zur Systemstabilität beitragen. Im Fall der Frequenzhaltung bedeutet dies, dass Erneuerbare-Energien-Anlagen Regelleistung bereitstellen könnten. Schon heute ist bei Anlagen mit Anschluss im Verteilnetz stellenweise ein Konflikt zwischen Engpassmanagement und Regelleistungserbringung zu erkennen. Diesen zu vermeiden, ist die Herausforderung, der wir uns stellen. Die Zahl der für den Regelleistungsmarkt präqualifizierten Anlagen im Verteilnetz wächst unterdessen stetig an.

Ein in der ARGE FNB OST zusammen mit dem Übertragungsnetzbetreiber 50Hertz entwickeltes Konzept sieht ein Ampelmodell zur Freigabe der Regelleistungsangebote durch den Verteilnetzbetreiber vor. Hierzu beurteilt der VNB auf Basis von Prognosen, ob Maßnahmen zur Gewährleistung der Netzsicherheit in seinem Netz zu einer Einschränkung der Regelleistungserbringung führen können. Ist dies der Fall, wird ein rotes Ampelsignal an den Regelleistungsanbieter zurückgesendet, sodass dieser Gelegenheit hat, die Regelleistungsvorhaltung umzuplanen. In einem Pilotprojekt des ARGE FNB OST-Netzbetreiber TEN, wird aktuell die Umsetzung des Ampelkonzeptes erprobt. Der Fokus liegt dabei vor allem auf dem Datenaustausch zwischen dem VNB, ÜNB und Regelleistungsanbieter. Im Zuge der Umsetzung dieses Pilotprojektes wurden wichtige Erkenntnisse darüber erzielt, welche Daten und Prozessschritte notwendig sind. Dabei geht es zunächst darum, die Marktpartner darüber in Kenntnis zu setzen, ob die Erzeugungsanlage mit Anschluss im Verteilnetz dem Regelenergiemarkt zur Verfügung steht.
Im Rahmen des Pilotprojektes wurden die notwendigen Datenwege zur Umsetzung des abgestimmten Prozesses aufgebaut.





Regelleistung heute und morgen
ARGE **FNB OST**

Mitglieder der ARGE FNB OST

Avacon AG
www.avacon.de

E.DIS Netz GmbH
www.e-dis.de

ENSO NETZ GmbH
www.enso-netz.de

Mitteldeutsche Netzgesellschaft Strom mbH
www.mitnetz-strom.de

Netze Magdeburg GmbH
www.netze-magdeburg.de

Stromnetz Berlin GmbH
www.stromnetz.berlin

Stromnetz Hamburg GmbH
www.stromnetz-hamburg.de

TEN Thüringer Energienetze GmbH & Co. KG
www.thueringer-energienetze.com

WEMAG Netz GmbH
www.wemag-netz.de

> Jeder von uns kann von den Einzelerfahrungen des Anderen profitieren.
>
> Thomas Murche, WEMAG AG

Herausgeber

ARGE FNB OST
www.arge-fnb-ost.de

Stand

März 2019

Redaktion

WEMAG AG
Unternehmenskommunikation
www.wemag.com

Michaela Skott
www.factsandfaces.de

Gestaltung

Teamgeist Medien GbR
www.teamgeist-medien.de

Bilder (Adobe Stock):

© elxeneize, © Gina Sanders

www.arge-fnb-ost.de