

# ENKO – Das Konzept zur verbesserten Integration von Grünstrom ins Netz



# Vorwort



## Sehr geehrte Damen und Herren,

um die Energiewende zum Erfolg zu bringen, müssen wir die Erneuerbaren Energien besser in das bestehende Energiesystem integrieren und die Verwertung des Stroms aus Erneuerbaren Energien vor Ort erhöhen. Dies gilt insbesondere für ein Land wie Schleswig-Holstein mit seinem hohen Anteil an Windenergie.

Aus diesem Grund sind wir, die Schleswig-Holstein Netz AG und die ARGE Netz GmbH & Co. KG, seit 2016 Konsortialpartner im Förderprogramm Norddeutsche Energiewende 4.0 (NEW 4.0). NEW 4.0 verfolgt das Ziel, konkrete Lösungen für eine umweltfreundliche, sichere und bezahlbare Energieversorgung mit hohem Anteil an Erneuerbaren Energien in der Schaufensterregion Norddeutschland zu demonstrieren.

Vor diesem Hintergrund haben wir ein Konzept zur verbesserten Integration von Erneuerbaren Energien als Vorschlag für einen neuen Koordinationsmechanismus entwickelt (kurz: das ENKO-Konzept). Mit dessen Hilfe können in Zeiten hoher Grünstromeinspeisung lokale Flexibilitäten genutzt werden, um drohende Netzengpässe zu reduzieren oder sogar vollständig zu vermeiden.

Gemeinsam mit den Partnern des NEW 4.0 Konsortiums werden wir das ENKO-Konzept in NEW 4.0 umsetzen und erproben. Denn unser Ziel ist, die Region Schleswig-Holstein und Hamburg bereits 2035 zu 100 % sicher und zuverlässig mit regenerativem Strom zu versorgen.

# Vorwort



Auf den folgenden Seiten möchten wir Ihnen die Grundprinzipien und Abläufe des ENKO-Konzeptes vorstellen. Mit Hilfe der Erkenntnisse aus der Erprobung dieses Konzeptvorschlages im Rahmen des Forschungsprojektes NEW 4.0 wollen wir konkrete Lösungsvorschläge ableiten und damit einen wichtigen Beitrag für die Energiewende leisten. Wir wünschen Ihnen eine interessante Lektüre.

Freundliche Grüße



Gefördert durch:



Bundesministerium  
für Wirtschaft  
und Energie

aufgrund eines Beschlusses  
des Deutschen Bundestages

**Matthias Boxberger**  
Vorstandsvorsitzender der  
HanseWerk AG

**Dr. Martin Grundmann**  
Geschäftsführer der  
ARGE Netz GmbH & Co. KG

# Inhalt



<b>Vorwort</b>	
<b>Abkürzungen</b> .....	<b>5</b>
<b>Definitionen</b> .....	<b>6</b>
<b>Abbildungen</b> .....	<b>7</b>
<b>1. Die nächste Phase der Energiewende erfordert den Einstieg in die Sektorenkopplung</b> .....	<b>8</b>
<b>2. ENKO – Mehr Erneuerbare Energie durch flexiblen Verbrauch ins Netz integrieren</b> .....	<b>11</b>
2.1. Das ENKO-Konzept .....	11
2.2. Heutige Anwendungsfälle für die ENKO-Plattform .....	12
2.3. Grundprinzipien .....	13
2.4. Rollen .....	14
2.5. Anreizmechanismus .....	15
2.6. Exkurs: Einordnung des ENKO-Konzeptes .....	16
<b>3. So funktioniert das ENKO-Konzept</b> .....	<b>18</b>
3.1. Technische Voraussetzungen .....	18
3.2. Vertragliche Voraussetzungen .....	18
3.3. Sensitivitätsprognose .....	19
3.4. Der ENKO-Prozess .....	20
3.5. Validierung .....	21
<b>4. Volkswirtschaftliche Bewertung</b> .....	<b>22</b>
<b>Anhang</b> .....	<b>25</b>

# Abkürzungen



## Abkürzungen

BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V.
BNetzA	Bundesnetzagentur
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EinsMan	Einspeisemanagement
ENKO	Energie intelligent koordinieren
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
HöS	Höchstspannungsnetz
HS	Hochspannungsnetz
KWK-Anlage	Kraft-Wärme-Kopplungsanlage
KWKG	Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz
MRL	Minutenreserveleistung
MS	Mittelspannungsnetz
SINTEG	Schaufenster intelligente Energie - Digitale Agenda für die Energiewende
SRL	Sekundärreserveleistung
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VDE	Verband der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik
VNB	Verteilnetzbetreiber
VPP	Virtual Power Plant (Virtuelles Kraftwerk)

# Definitionen



## Definitionen

Blockchain	eine in einem Computernetzwerk verteilte Datenbank, in der kontinuierlich Datensätze - sogenannte Blöcke - mittels kryptographischer Verfahren miteinander verkettet werden
Day-Ahead	ein Tag vor dem Erbringungszeitraum
EEG-Anlagen	Energieerzeugungsanlagen, die nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz gefördert werden
Engpassleistung	Leistung, die auf der Verbrauchsseite zugeschaltet oder auf der Erzeugungsseite abgeschaltet werden muss, damit ein Engpass behoben werden kann
Ersatznetz	ein reduziertes Netzmodell, um die Einflüsse angrenzender Netze bei der Netzzustandsbestimmung ausreichend abzubilden
Flexibilität	flexibles Zu- und Abschalten von Lasten
Homo oeconomicus	ein ökonomischer Mensch, der nach dem Rationalprinzip handelt
Intraday	innerhalb des Tages für den gleichen Tag
Merit-Order	Einsatzreihenfolge von Anlagen (z. B. flexiblen Verbrauchs- und Erzeugungsanlagen) entsprechend zuvor festgelegter Kriterien (im engeren Sinne) Überschreitung der Betriebsgrenzen eines Netzbetriebsmittels aufgrund von Wirkleistungseinspeisung
Netzengpass	(im engeren Sinne) Überschreitung der Betriebsgrenzen eines Netzbetriebsmittels aufgrund von Wirkleistungseinspeisung
SINTEG	Förderprogramm des BMWi mit fünf Modellregionen u.a. NEW 4.0
Sensitivität	Wirkung einer Leistungsänderung an einem Netzknoten auf einen Netzengpass (z. B. bei einer Transformatorüberlastung)
Übergabeknoten/-punkt	Netzknoten, der die eigentumsrechtliche Grenze zwischen zwei Netzbetreibern beschreibt

# Abbildungen



<b>Abbildung 1</b> Engpassmanagement über eine neutrale Koordinationsplattform am Beispiel Schleswig-Holstein .....	10
<b>Abbildung 2</b> Die ENKO-Plattform .....	11
<b>Abbildung 3</b> Rollenverteilung auf der ENKO-Plattform .....	14
<b>Abbildung 4</b> Akteurs/Rollen-Matrix .....	17
<b>Abbildung 5</b> Sensitivitäten im Netz .....	19
<b>Abbildung 6</b> Der ENKO-Prozess .....	20
<b>Abbildung 7</b> Beispielrechnung der Kostenersparnis .....	23
<b>Abbildung 8</b> Netzengpasssituation in einer winddominierten Region .....	26



# 1

## Die nächste Phase der Energiewende erfordert den Einstieg in die Sektorenkopplung



Das zukünftige Energiesystem ist dezentral geprägt und basiert im Wesentlichen auf Erneuerbaren Energien. Es erfordert aufgrund der hohen Komplexität und der Vielzahl kleiner Einheiten eine digitale Organisation und Lösungen auf lokaler sowie regionaler Ebene. Die nahezu ausschließlich im Verteilnetz angeschlossenen steuerbaren Einspeiser, Lasten und Speicher bilden künftig die Grundlage einer sicheren und effizienten Energieversorgung. Die Verteilnetzebene gewinnt damit für eine erfolgreiche Umsetzung der Energiewende erheblich an Bedeutung.

Die lokal und regional tätigen VNB nehmen in diesem dezentralen Energiesystem die natürliche Schlüsselfunktion zur Gewährleistung der sicheren und zuverlässigen Versorgung ein. Sie koordinieren die zunehmend komplexen Lastflüsse und den Zugriff auf Flexibilitäten in ihren Netzen.

Der sichere Betrieb und die Koordination von Flexibilitäten in den Verteilnetzen sind grundlegende Voraussetzungen auch für die überregionale Gesamtsystemstabilität in Deutschland. VNB und ÜNB gewährleisten dies gemeinsam und in komplementärer Verantwortung. Folglich müssen auch die VNB zunehmend Aufgaben bei der Erbringung von Systemdienstleistungen übernehmen.

Aufgrund der hohen Zuwachsrate Erneuerbarer Energien sind heute vor allem die Übertragungsnetze sowie teilweise die Verteilnetze noch nicht hinreichend ausgebaut. Dies führt insbesondere in den von Erneuerbaren Energien geprägten nördlichen Regionen Schleswig-Holsteins häufig zu Netzengpässen.<sup>1</sup> Die Netzbetriebsmittel kommen in diesen Regionen sowie auf den Transportwegen zu den Lastzentren häufig an ihre Kapazitätsgrenzen. Um die hieraus resultierenden lokalen Netzengpässe zu beheben und die Netzstabilität aufrechtzuerhalten, werden prioritär konventionelle Erzeugungsanlagen abgeschaltet. Häufig reicht die damit erzeugte Entlastungswirkung auf den lokalen Engpass nicht aus und erneuerbare Anlagen müssen abgeschaltet werden. Dieser Vorgang wird als Einspeisemanagement bezeichnet.<sup>2</sup>

Damit dem Betreiber durch eine Abschaltung seiner Anlage kein Nachteil entsteht, erhält er eine Entschädigungszahlung in fast vollständiger Höhe der ihm entgangenen Erlöse. Diese Entschädigungen werden von dem Netzbetreiber gezahlt und auf die Netznutzungsentgelte umgelegt.

<sup>1</sup> [Ministerium für Energiewende, Landwirtschaft, Umwelt und ländliche Räume Schleswig-Holstein \(MELUR\) \(2016\): Abregelung von Strom aus Erneuerbaren Energien und daraus resultierende Entschädigungsansprüche in den Jahren 2010 bis 2015, Kiel, S. 4.](#)

<sup>2</sup> [§§ 13, 14 EnWG \(Energiewirtschaftsgesetz\) und §§ 14, 15 EEG \(Erneuerbare-Energien-Gesetz\).](#)





Zur langfristigen Behebung dieser Netzengpässe wurde bisher primär die Strategie verfolgt, mit Hilfe von Netzausbau den Strom von den dezentralen Erzeugungsanlagen über die Netze in die Lastzentren zu transportieren.

Das heutige Einspeisemanagement und die damit verbundenen Kosten unterstreichen jedoch die Notwendigkeit für neue Ansätze, um mit Hilfe von marktnahen Koordinationsmechanismen Netzengpässe effizient zu vermeiden. Ziel ist es, lokale sektorenübergreifende Flexibilitätspotentiale in die Lage zu versetzen, mehr erneuerbaren Strom zu nutzen und so Netzengpässe zu mindern.

Eine Stärkung des lokalen Verbrauchs bietet die Chance, Erneuerbare Energien effizienter und nachhaltiger in das System zu integrieren. Auch mit Blick in die Zukunft ist dies ein relevantes Thema, da eine vollständige Behebung der Engpässe im Rahmen des Netzausbaus nicht als sinnvoll angesehen wird. Der Gesetzgeber gestattet dem VNB, in der Ausbauplanung seiner Verteilnetze einen „Rest-Engpass“ zu berücksichtigen, indem er eine Spitzenkappung der Einspeisung aus EEG-Anlagen um bis zu 3 % der Jahresenergiemenge erlaubt, um die Netze nicht „auf die letzte Kilowattstunde“ auszubauen.<sup>3</sup>

Weitere Engpässe können durch einen heute noch nicht berücksichtigten Ausbau von Erneuerbaren Energien und durch Planungsunsicherheiten entstehen. Folglich wird neben dem Netzausbau ein marktnaher Koordinationsmechanismus benötigt, damit über den Einsatz flexibler Anlagen die Engpässe gemindert und durch das Zusammenspiel beider Maßnahmen gesamtwirtschaftlich effizient behoben werden.

.....

<sup>3</sup> VDE (2017): Spitzenkappung – ein neuer planerischer Freiheitsgrad, S. 11.

Wichtige Voraussetzung zur Erhöhung der lokalen Verwertungsquote ist dabei, dass die Anlagen flexibel auf das Angebot reagieren können. Heute gibt es jedoch keinen Markt, an dem die lokalen Komponenten einer Flexibilität berücksichtigt werden. Das in den folgenden Kapiteln beschriebene ENKO-Konzept hat das Ziel, die Integration Erneuerbarer Energien in das Netz zu verbessern und den Einstieg in die Sektorenkopplung zu vollziehen. Es soll lokale Verbrauchsanlagen dazu befähigen, über eine neutrale Koordinationsplattform die richtigen Zeiträume zu erkennen, in denen Erneuerbare Energien vor Ort optimal und für das Energiesystem am effizientesten genutzt werden können. Die lokale Verwertung des erneuerbaren Stroms kann somit helfen, Netzengpässe zu vermeiden.<sup>4</sup>

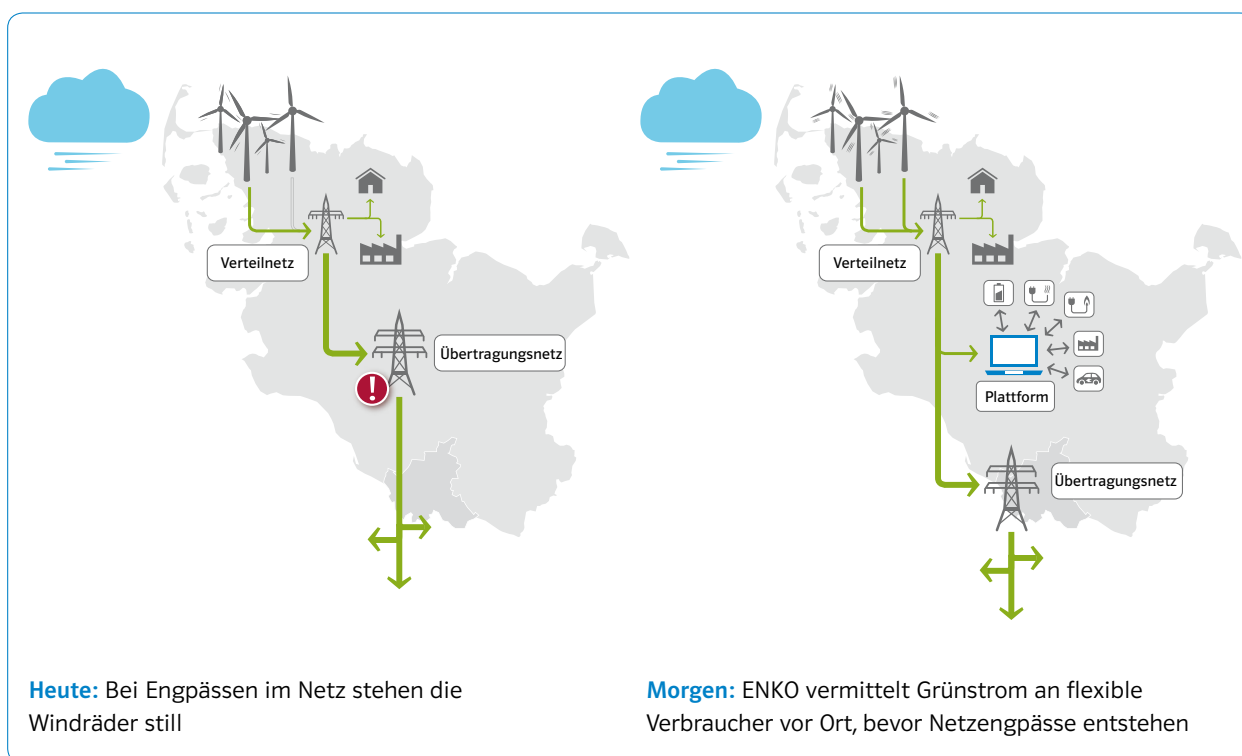


Abbildung 1: Engpassmanagement über eine neutrale Koordinationsplattform am Beispiel Schleswig-Holstein<sup>5</sup>

<sup>4</sup> Vgl. BNetzA (2017): Flexibilität im Stromversorgungssystem, S. 28 ff..

<sup>5</sup> Einspeisemanagement am Beispiel der Forschungsregion aus NEW 4.0.

# 2

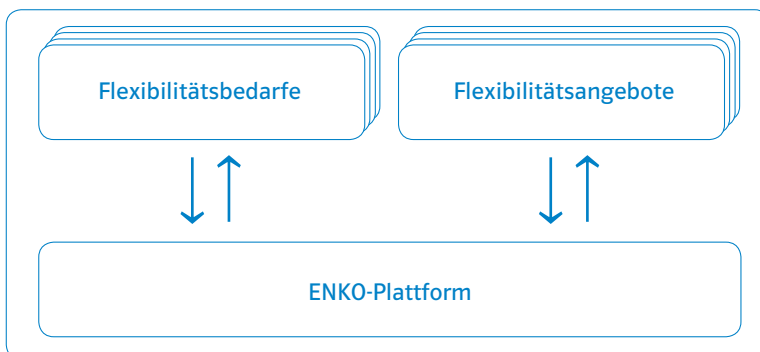
## ENKO – Mehr Erneuerbare Energie durch flexiblen Verbrauch ins Netz integrieren

### 2.1. Das ENKO-Konzept

Das Verbinden von Verbrauchern und Erzeugern im Verteilnetz schafft die Möglichkeit, die lokale Verwertungsquote erneuerbaren Stroms zu erhöhen. Hierzu muss ein geeigneter Koordinationsmechanismus zwischen den Akteuren geschaffen werden. Die Notwendigkeit einer Koordination dieser Akteure durch und unter den Netzbetreibern steigt aufgrund der zunehmenden Komplexität von Verteilnetzen.

Durch die Koordination der hierfür notwendigen Daten in den Verteilnetzen werden Prozesse ermöglicht, die heutige und zukünftige Marktprozesse unterstützen und stärken. Zentrales Element ist dabei eine transparente Koordinationsplattform (ENKO-Plattform), auf welcher Netzbetreiber der unterschiedlichen Netzebenen Informationen bereitstellen und es damit ermöglichen, dass Flexibilitätsnachfrager und -anbieter zusammenkommen. Damit durch den Koordinationsmechanismus ein fairer und transparenter Ausgleich geschaffen wird, sollte die ENKO-Plattform durch ein neutrales Konsortium betrieben werden.

Die ENKO-Plattform übernimmt die Funktion des Enablers, so dass mit Hilfe der geteilten und lokal aufgelösten Informationen die Akteure zusammenfinden. Nur durch das Schaffen von Transparenz und Berücksichtigen aller relevanten Informationen über alle beteiligten Parteien kann eine ganzheitliche Lösung erreicht werden. Im Kern des Koordinationsmechanismus steht dabei der Grundgedanke, den Akteuren möglichst große Freiheit in der Ausübung ihrer Geschäfte zu ermöglichen.



Die ENKO-Plattform soll Flexibilitätsanbieter befähigen, die vor Ort erzeugte Energie für den lokalen Energiebedarf zu nutzen. Sie verknüpft dabei neue Anreizmechanismen mit den Grundprinzipien einer subsidiären Netzfürung und zeichnet sich durch Transparenz, Einfachheit und Offenheit aus.

Abbildung 2: Die ENKO-Plattform



## 2.2. Heutige Anwendungsfälle für die ENKO-Plattform

Der heutige Ordnungsrahmen konzentriert sich trotz erster und weiterer absehbarer Änderungen auf die Einspeisung Erneuerbarer Energien. Wirk- und Anreizmechanismen zur Verbindung von fluktuierender Erzeugung mit lokalem Verbrauch stehen bislang nicht im Vordergrund. In der heutigen Ausprägung des Ordnungsrahmens kann daher die ENKO-Plattform für zwei Anwendungsfälle verwendet werden: Erstens für ein aktives Netzengpassmanagement zur Vermeidung von Netzengpässen durch die Nutzung von flexiblen Verbrauchslasten und zweitens für ein Planwert-basiertes Einspeisemanagement.

Aktives Netzengpassmanagement bezeichnet in diesem Sinne Maßnahmen, bei denen es zu einem freiwilligen Handeln zwischen Flexibilitätsanbietern und Netzbetreibern kommt. Somit ist diese Maßnahme in die gelbe Phase des BDEW-Netzampel-Konzeptes einzuordnen.<sup>6</sup> Die BDEW-Netzampel beschreibt, wie marktwirtschaftliche Interaktionen zwischen den Akteuren zur Verhinderung einer Systeminstabilität genutzt werden können. Dieser Anwendungsfall steht im Fokus des dargestellten ENKO-Konzeptes.

Zweiter möglicher Anwendungsfall ist das Planwert-basierte Einspeisemanagement.<sup>7</sup> Der heutige Einspeisemanagementprozess wird in Echtzeit durchgeführt. Dies soll v. a. sicherstellen, dass eine möglichst effiziente Abregelung erfolgt und nur so viele Erneuerbare Energien abgeschaltet werden, wie minimal zur Behebung des Netzengpasses notwendig sind. Ein energetischer und bilanzieller Ausgleich ist aufgrund der Kurzfristigkeit der Maßnahme derzeit nicht möglich. Hieraus entsteht ein Ungleichgewicht zwischen der Redispatch-Regelung für konventionelle Kraftwerke und dem Einspeisemanagement, insbesondere für die Direktvermarkter. Grundsätzlich sollte daher ein vorausschauendes Einspeisemanagement inklusive energetischem und bilanziellem Ausgleich (Planwert-basiertes Einspeisemanagement) erstrebenswert sein, um Ausgleichsenergiezahlungen für Direktvermarkter zu vermeiden und reguläre Marktprozesse zu stärken.

.....  
<sup>6</sup> BDEW (2015): Smart Grids Ampelkonzept, Berlin, S. 6.

<sup>7</sup> Dieser Anwendungsfall ist nicht Bestandteil des Forschungsprojekts NEW 4.0 von Schleswig-Holstein Netz.



### 2.3. Grundprinzipien

Die ENKO-Plattform wurde nach folgenden vier Grundprinzipien konzipiert:

#### **Offenheit**

Für den Erfolg der ENKO-Plattform ist es von großer Bedeutung, dass möglichst viele Flexibilitätsanbieter an dieser teilnehmen können. Hierfür ist es wichtig, dass allen Technologien eine diskriminierungsfreie Teilnahme gewährleistet und somit die Liquidität der Plattform gestärkt wird. Zur Offenheit gehört, dass auch kleineren Lasten der Zugang ermöglicht und die administrativen Teilnahmevoraussetzungen auf das Notwendige beschränkt werden.

#### **Einfachheit**

Um möglichst vielen Teilnehmern den Zugang nicht nur theoretisch, sondern auch praktisch zu ermöglichen, müssen die Prozesse für die Teilnahme an der ENKO-Plattform effizient und einfach ausgestaltet sein. Dies bedeutet, dass sich die Abläufe an bestehenden Marktprozessen orientieren bzw. diese direkt nutzen, um keine unnötigen zusätzlichen Aufgaben für potentielle Flexibilitätsanbieter zu schaffen. Des Weiteren bedeutet dies, dass möglichst alle Prozesse zur Teilnahme digitalisiert und unter Konsultation von Flexibilitätsanbietern entwickelt werden.

#### **Transparenz**

Das Grundprinzip der Transparenz findet vor allem in der Ausgestaltung der operativen ENKO-Prozesse Anwendung. Die Auswahl der Anlagen zur Engpassbehebung soll für die Teilnehmer stets nachvollziehbar sein. Nicht zuletzt liegt dieses Grundprinzip auch bereits der Entwicklung des ENKO-Konzeptes zugrunde und wird u. a. durch die Veröffentlichung dieses Konzeptpapiers sowie auch über das Einbeziehen von Flexibilitätsanbietern in die Entwicklung der ENKO-Plattform sichergestellt.

#### **Subsidiaritätsprinzip**

Die Zusammenarbeit über alle Netzebenen und zwischen über- und unterlagerten Netzbetreibern ist ein Grundprinzip der Energiewirtschaft und Netzführung (z. B. Kaskadierung). Dieses Grundprinzip gilt auch für das ENKO-Konzept. Wichtig ist hierbei, dass jeder Netzbetreiber zunächst in seinem Netzgebiet für die Systemstabilität verantwortlich ist. Jedoch können manche Problemstellungen im Netz nur über die Grenzen der Verteil- und Übertragungsnetzbetreiber hinaus gelöst werden. In diesem Fall gilt, dass nur die hierfür notwendigen Daten ausgetauscht werden und jeder Netzbetreiber ausschließlich Eingriffe an in seinem Netzgebiet angeschlossenen Anlagen durchführt.

#### 2.4. Rollen

Den Teilnehmern auf der ENKO-Plattform können drei verschiedene Rollen zugeordnet werden: Flexibilitätsanforderer, Koordinator und Flexibilitätsanbieter.

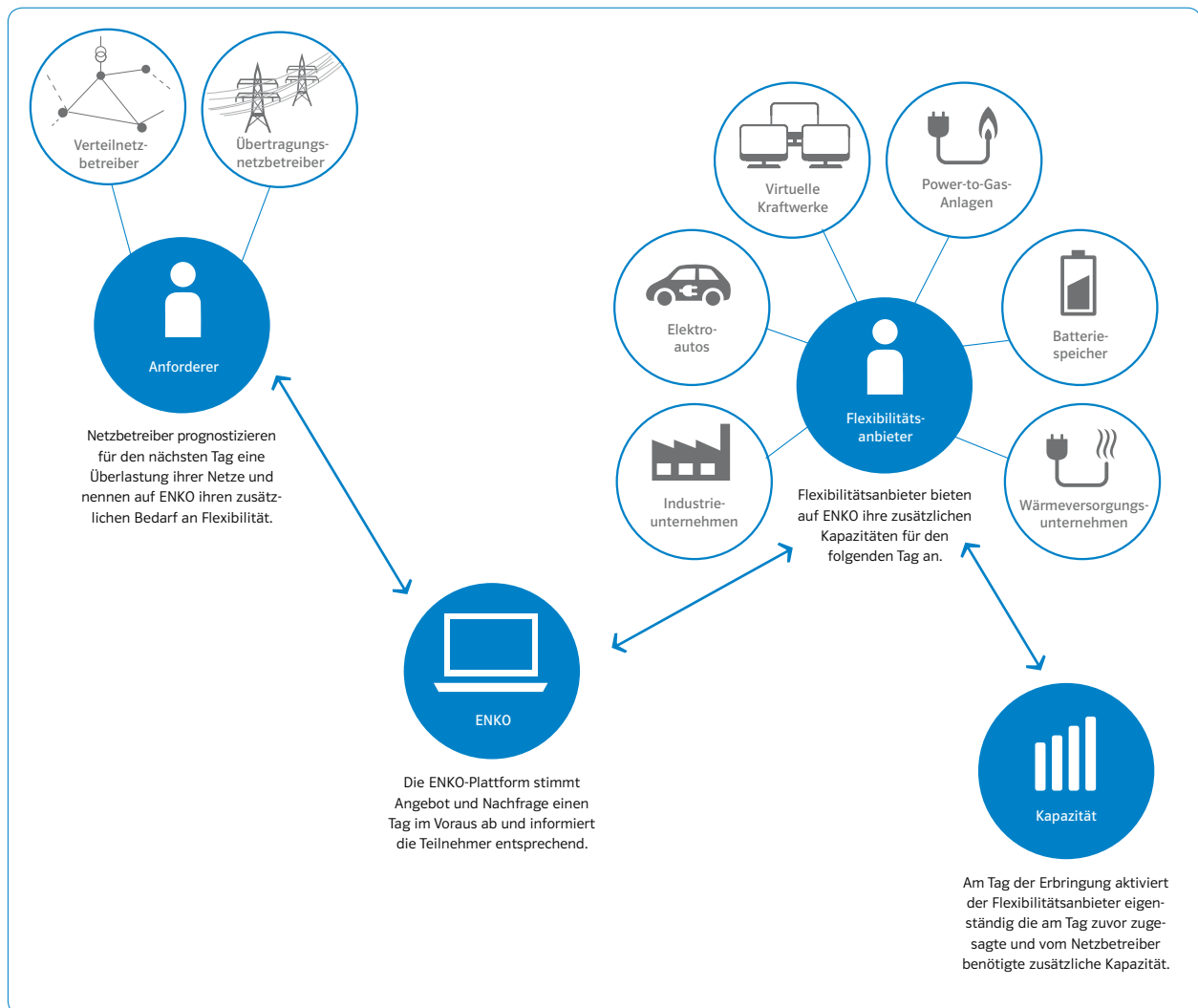


Abbildung 3: Rollenverteilung auf der ENKO-Plattform

#### Flexibilitätsanforderer

Sowohl die über- als auch unterlagerten Netzbetreiber nehmen die Funktion eines Flexibilitätsanforderers ein. Als Anforderer berechnen sie die zu erwartenden Netzengpässe in ihrem Netzgebiet und übermitteln diese an die ENKO-Plattform. Da der Anforderer für die Erstellung seiner Prognose im Regelfall auf Informationen von anderen Netzbetreibern angewiesen ist, werden dem jeweiligen Anforderer die notwendigen Daten zur Verfügung gestellt. Hierzu gehören die Leistungsflussprognosen auf die Übergabeknoten zum angrenzenden Netz sowie die Prognosen der Sensitivitäten der relevanten Netzknoten auf die Übergabeknoten des angrenzenden Netzbetreibers.<sup>8</sup>

<sup>8</sup> Vgl. Kapitel 3.3. Sensitivitätsprognose.

**Koordinator**

Darüber hinaus hat der Anschlussnetzbetreiber als Koordinator die Aufgabe, die Entlastung der eigenen Netzengpässe sowie die Entlastungen der Netzengpässe im überlagerten Netz effizient durchzuführen. Er kann hierfür Gebote von Flexibilitätsanbietern in seinem Netz nutzen und ergänzend dazu auf andere Mechanismen, wie beispielsweise das Planwert-basierte oder das heutige Einspeisemanagement, zurückgreifen.

**Flexibilitätsanbieter**

Der Flexibilitätsanbieter kann sowohl Erzeuger als auch Verbraucher sein und ist für die Ansteuerung der von ihm betreuten Anlagen zuständig. Dies kann sowohl der Bilanzkreisverantwortliche sowie mit ihm verbundene steuerungsberechtigte Personen, wie z. B. ein Betreiber eines virtuellen Kraftwerks (VPP), sein. Der Flexibilitätsanbieter meldet über die ENKO-Plattform seine Verfügbarkeiten und muss nach erfolgreicher Zuschlagserteilung die zugesagten Laständerungen einplanen.

**ENKO Plattform**

Die ENKO-Plattform hat als neutrale Instanz die Aufgabe, die Anforderer und Anbieter von lokalen Flexibilitäten zusammenzubringen. Aufgrund des hohen Grades an Dezentralität sowie dem Anspruch der Transparenz und Unabhängigkeit, soll die ENKO-Plattform auf der Blockchain Technologie aufgebaut und getestet werden. Eine solche dezentrale IT-Architektur bedeutet, dass ein wesentlicher Teil der Daten in der Hoheit des jeweiligen Teilnehmers verbleibt. Nur die für den täglichen ENKO-Prozess notwendigen Informationen werden verteilt in der Blockchain gespeichert und gewährleistet damit Datensouveränität. Sobald die Daten einmal in der Blockchain gespeichert sind, können diese Transaktionen nicht nachträglich manipuliert werden, was zu einer erhöhten Datensicherheit des ENKO-Prozesses führt.

**2.5. Anreizmechanismus**

Im Rahmen des § 119 EnWG ist seitens der Bundesregierung eine Verordnung für eine Experimentierklausel entwickelt worden. Das Ziel der Verordnung ist u. a., in allen SINTEG-Projekten die Wirkung der Absenkung von Abgaben und Umlagen für neue Systemdienstleistungen zu testen.

Auf Grundlage der Experimentierklausel wurde im Juni 2017 die SINTEG Verordnung (SINTEG-V) erlassen, welche konkret den Rahmen zum Ausgleich der wirtschaftlichen Nachteile von Flexibilitätsanbietern aufgrund derer Projektstätigkeiten in einem der SINTEG Forschungsprojekte regelt.

Damit die SINTEG Teilnehmer keine wirtschaftlichen Nachteile erleiden, sehen die §§ 6 bis 12 SINTEG-V daher Erstattungen durch die Netzbetreiber zum Ausgleich der wirtschaftlichen Nachteile vor. Teilnehmer haben je nach Art ihrer durchgeführten Maßnahme Anrecht auf Erstattung unterschiedlicher Preisbestandteile. Hierbei ist zu unterscheiden, ob es sich um eine Lastverschiebung (= Letztverbraucher nach § 7), eine zuschaltbare Last (= Betreibern von Stromspeichern oder Anlagen zur Umwandlung von elektrischer Energie in andere Energieträger nach § 8) oder eine Einspeisereduzierung (= Betreibern von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus EE nach § 9) handelt.

Nach § 7 SINTEG-V errechnet sich der wirtschaftliche Nachteil bei Letztverbraucher aus der Differenz zwischen dem tatsächlich geschuldeten Netzentgelt und einem fiktiven Netzentgelt, bei diesem die Veränderungen der Entnahmeleistung oder die Benutzungsstunden unberücksichtigt bleiben. Diese Differenz muss durch den Netzbetreiber erstattet werden.



Betreiber von **Stromspeichern oder Anlagen zur Umwandlung von elektrischer Energie in andere Energieträger** können nach **§ 8 SINTEG-V** folgende Preisbestandteile zur Erstattung geltend machen:

- Netzentgeltzuschlag nach § 17f Abs. 5 S. 1 EnWG
- Netzentgeltzuschlag nach § 26 Abs. 1 KWKG
- Netzentgelt nach § 17 Abs. 1 StromNEV
- Netzentgeltzuschlag nach § 19 Abs. 2 S. 15 StromNEV
- Individuelles Netzentgelt für Stromspeicher nach § 19 Abs. 4 StromNEV
- Netzentgeltzuschlag nach § 18 Abs. 1 S. 2 AbLaV
- 60 % der Umlage nach §§ 60 und 61 EEG

Betreiber **von Anlagen zur Erzeugung von Strom** aus erneuerbaren Energien können nach **§ 9 SINTEG-V** anstelle der Abregelung durch Einspeisemanagement, durch das Zuschalten einer weiteren Last die Einspeiseleistung reduzieren. Die hierdurch entstandenen wirtschaftlichen Nachteile sind dem Teilnehmer vom Anschlussnetzbetreiber zu erstatten.

Eine Erstattung der wirtschaftlichen Nachteile ist nur für Projektaktivitäten möglich, die in Zeiten stattfinden, in denen der Netzbetreiber Maßnahmen ergreift, um Netzengpässe zu vermeiden oder die Preise am Spotmarkt null oder negativ sind.<sup>9</sup>

Eine vollständige Erlassung aller statischen Strompreisbestandteile sind folglich gemäß der SINTEG-V nicht vorgesehen. In wie weit die eingeräumten Privilegierungen für den Flexibilitätsanbieter als ein wirtschaftlicher Anreiz ausreichend sind, gilt es noch zu bewerten. Anhand der Erkenntnisse im Forschungsprojekt NEW 4.0 werden Empfehlungen für die detaillierte Ausgestaltung eines Anreizmechanismus erarbeitet.

## 2.6. Exkurs: Einordnung des ENKO-Konzeptes

Um das ENKO-Konzept mit anderen Smart-Market-Modellen zu vergleichen, wird dieses im Folgenden anhand wesentlicher Eigenschaften beschrieben und eingeordnet. Die Unterscheidungskriterien lassen sich dabei in drei Gruppen einteilen:

- Anreizmechanismus
- Koordinationsprinzip
- Akteurs/Rollen-Matrix

Für den Anreizmechanismus ist es vor allem wichtig, welcher Preisbildungsmechanismus gewählt und wie dieser ausgestaltet wird. Die Preisbildung kann frei über Angebot und Nachfrage oder auf Basis eines regulierten Vergütungssatzes erfolgen. Im Rahmen des Forschungsprojektes NEW 4.0 werden die Sondertatbestände zur Rückerstattung einzelner statischer Strompreisbestandteile gemäß der SINTEG-V angewendet. Ein solcher Anreizmechanismus ist damit in die regulierte Preisbildung einzuordnen.

.....

<sup>9</sup> Verordnung zur Schaffung eines rechtlichen Rahmens zur Sammlung von Erfahrungen im Förderprogramm „Schaufenster intelligente Energie – Digitale Agenda für die Energiewende“ (SINTEG-Verordnung – SINTEG-V), Stand: 14.06.2017

<sup>10</sup> Vgl. Quotenmodell aus der Agora Energiewende, Ecofys und Fraunhofer IWES Studie: Smart-Market-Design in deutschen Verteilnetzen (2017), S. 78 ff..

Unter den Koordinationsprinzipien lassen sich die beiden Merkmale 'Übermittlung der Engpassinformation' und 'Freiwilligkeit der Teilnahme' zusammenfassen. Bei dem erstgenannten Merkmal kann man zwischen einer aktiven und einer passiven Nachfrage des Netzbetreibers nach Flexibilität unterscheiden. Das ENKO-Konzept ist ein aktiver Ansatz, da hier ein konkreter Flexibilitätsbedarf aufgrund eines Netzengpasses ausgeschrieben wird. Passive Ansätze dagegen beheben bspw. den Engpass mithilfe einer Quotierung der angeschlossenen Verbrauchs- und Einspeiseleistung und bewirtschaften damit nicht einzelne Engpässe.<sup>10</sup> Aktive und passive Ansätze stehen sich nicht ausschließend gegenüber, vielmehr können sie aufgrund unterschiedlicher Anforderungen auf unterschiedlichen Spannungsebenen kombiniert werden. Hinsichtlich der Teilnahmeverpflichtung sieht das ENKO-Konzept eine freiwillige Teilnahme vor.

Bei der Akteurs/Rollen-Matrix werden zwischen den Akteuren als legale Entitäten und den Rollen als Funktionsträger unterschieden. Unter den Akteuren werden die Netzbetreiber im Allgemeinen, Anschlussnetzbetreiber, Flexibilitätsanbieter und Dritte verstanden. Bei den Rollen wird zwischen dem Flexibilitätsanforderer, dem Koordinator und dem Flexibilitätsanbieter differenziert. Der Anforderer ist der Akteur, der aufgrund einer Engpasssituation in seinem Netz Flexibilitäten benötigt.

Der Koordinator wiederum ist der Akteur, der für die tatsächliche Lösung des Engpasses verantwortlich ist und damit Flexibilitätsanlagen für die Behebung auswählt. Der Flexibilitätsanbieter ist schlussendlich der Akteur, der seine Flexibilität über die Plattform anbietet. In der folgenden Abbildung ist die Einordnung des ENKO-Konzeptes in die Akteurs/Rollen-Matrix dargestellt.

		Rollen		
		Flexibilitätsanforderer	Koordinator	Flexibilitätsanbieter
Akteure	Netzbetreiber	X		
	Anschlussnetzbetreiber		X	
	Flexibilitätsanbieter			X

Abbildung 4: Akteurs/Rollen-Matrix

Andere Smart-Market-Modelle, wie die aus der Agora Energiewende Studie von 2017 oder der Regioflex Studie des VDE, können in diese Unterscheidungskriterien eingeordnet und verglichen werden.<sup>11</sup>

<sup>11</sup> Vgl. Agora Energiewende, Ecofys und Fraunhofer IWES Studie: Smart-Market-Design in deutschen Verteilnetzen (2017) und VDE-Studie: Regionale Flexibilitätsmärkte (2014).

# 3

## So funktioniert das ENKO-Konzept



### 3.1. Technische Voraussetzungen

Offenheit ist eines der Grundprinzipien des ENKO-Konzeptes. Um zudem eine hohe Liquidität auf der ENKO-Plattform zu erreichen, wird keine Mindestangebotsmenge oder -leistung je Anlage vorausgesetzt. Zur Sicherstellung einer korrekten Abwicklung müssen die Anlagen über eine registrierte Lastgangmessung oder über eine Zählerstandsgangmessung mit intelligenten Messsystemen verfügen. Zudem muss die seitens des Flexibilitätsanbieters angebotene Leistung während der gesamten Dauer des bezuschlagten Zeitraums erbracht werden.

### 3.2. Vertragliche Voraussetzungen

Für die Teilnahme an der ENKO-Plattform müssen die Flexibilitätsanbieter einen Vertrag mit ihrem Anschlussnetzbetreiber schließen.

Zur Sicherstellung der technischen Voraussetzung wird zum Vertragsabschluss ein Nachweis der Steuerbarkeit der Anlage gefordert. Falls bereits eine Präqualifikation für MRL oder SRL besteht, kann bei Vorlage dieser Dokumente auf den Nachweis der Steuerbarkeit verzichtet werden.

Um zu verhindern, dass stromgeführte Anlagen die ENKO-Plattform für Arbitragegewinne ausnutzen, wird ein Validierungs- und Pönalsystem eingeführt.

### 3.3. Sensitivitätsprognose

Wesentlicher Bestandteil für die effiziente Behebung der Netzengpässe ist die Sensitivitätsprognose: Die Sensitivität im Allgemeinen gibt den Einfluss einer Leistungsveränderung auf ein Netzbetriebsmittel an und ist daher als Wirkungsgrad einer Leistungsveränderung zu verstehen. Durch die Sensitivitätsprognose wird berechnet, wie stark der Einfluss einer flexiblen Last auf den Netzengpass in Zukunft wirken würde.

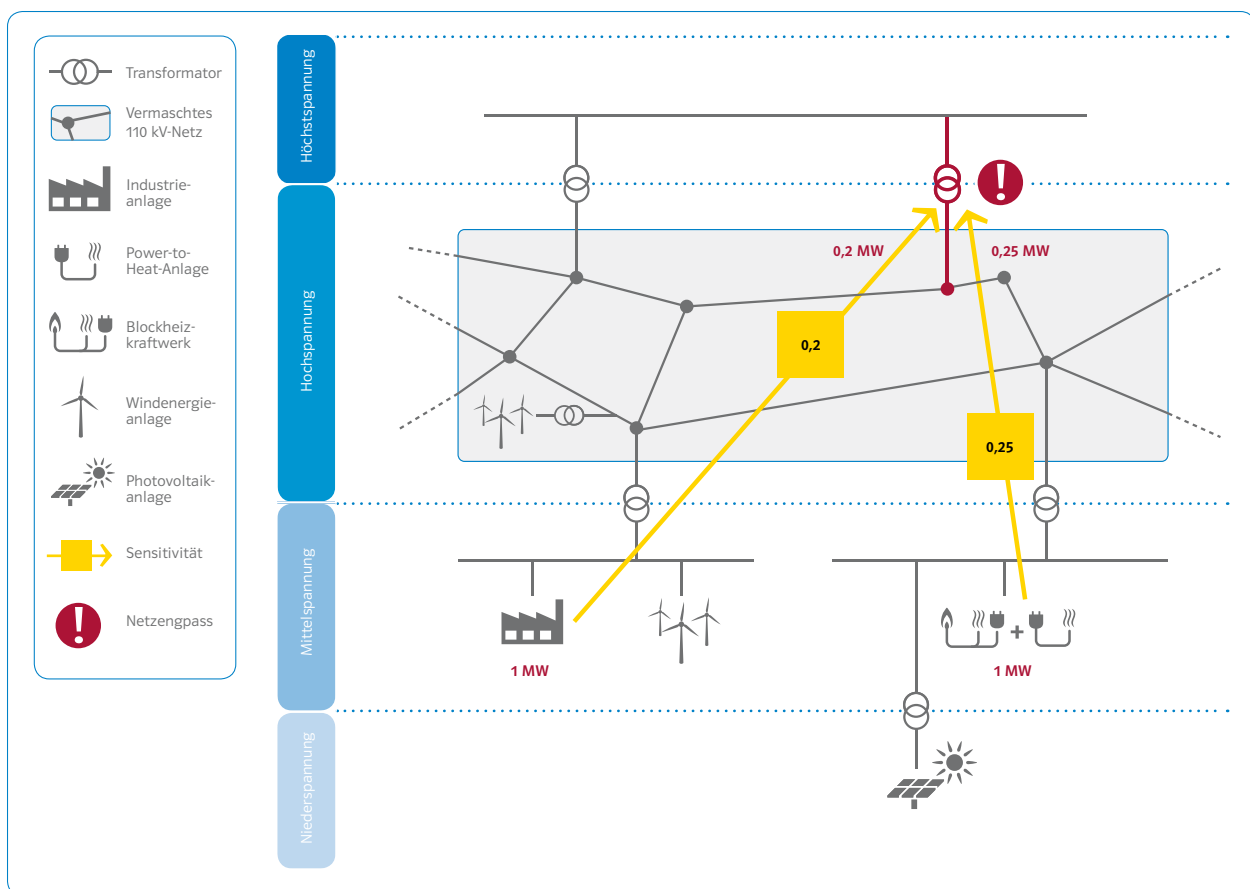


Abbildung 5: Sensitivitäten im Netz

Abbildung 5 zeigt, dass eine Flexibilität mit einem verfügbaren Potential von 1 MW bei einer Sensitivität von 0,2 auf den Engpass mit 200 kW wirkt. Eine andere Flexibilität mit einem Potential von 1 MW und einer Sensitivität von 0,25 wirkt auf den Engpass mit 250 kW. Folglich leistet die Flexibilität mit der höheren Sensitivität immer einen relativ gesehen größeren Beitrag zur Behebung des Netzengpasses und sollte daher vorrangig eingesetzt werden. Dies bedeutet für den Auswahlprozess der Flexibilitäten im ENKO-Prozess, dass die Sensitivitäten der Flexibilitätsanlagen auf den Netzengpass in die Bewertung mit einfließen müssen. Nur so kann eine effiziente Auswahl der Anlagen zur Behebung des Engpasses gewährleistet werden. Im Besonderen gilt es zu berücksichtigen, dass die Sensitivität im Netz nicht konstant ist, sondern sich aufgrund von Lastflussveränderungen und unterschiedlichen Schaltzuständen des Netzes verändert.

### 3.4. Der ENKO-Prozess

Mit Abschluss des Vertrags kann der Flexibilitätsanbieter an der ENKO-Plattform teilnehmen. Die nachfolgende Abbildung 6 zeigt den zeitlichen Ablauf der operativen Tätigkeiten von der Erstellung der Prognose bis zur Validierung im Zeitverlauf.

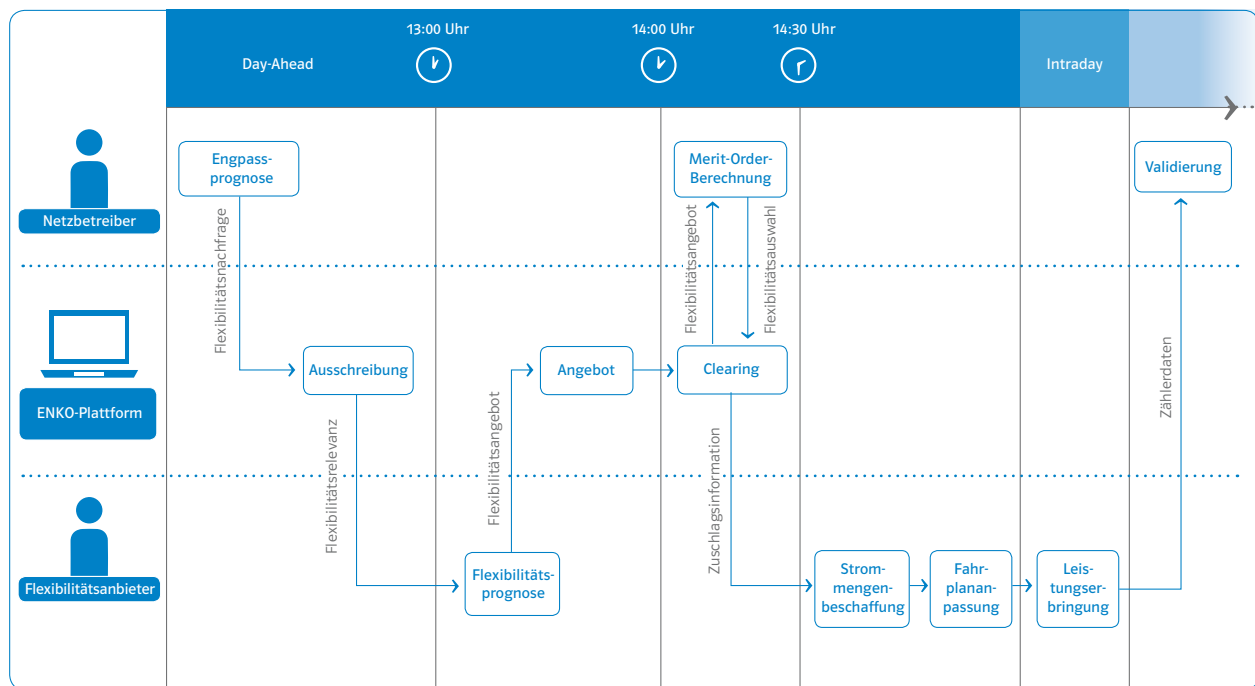


Abbildung 6: Der ENKO-Prozess

#### Bis 13:00 Uhr: Ermittlung und Ausschreibung der Engpässe

Zur vorausschauenden Bestimmung der Netzzustände tauschen die Netzbetreiber ihre Ersatznetze an den Übergabeknoten mit Lastprognosen iterativ untereinander aus. Auf dieser Basis erstellen die Netzbetreiber Engpassprognosen für ihr jeweiliges Netz. Diese werden dann bis spätestens 13:00 Uhr an die ENKO-Plattform als Flexibilitätsbedarf gemeldet.

#### Bis 14:00 Uhr: Meldung der Verfügbarkeiten

Die Flexibilitätsanbieter können bis 14:00 Uhr Ihre verfügbare Leistung an die ENKO Plattform melden. Um auch Anlagen mit kleinerer Flexibilität die Teilnahme zu ermöglichen, wird die Verfügbarkeit auf Viertelstundenbasis angegeben.

#### Bis 14:30 Uhr: Berechnung der Engpassbehebung und Erteilung der Zuschläge

Nach Eingang aller Verfügbarkeitsmeldungen berechnen die unterlagerten Netzbetreiber zunächst auf Basis ihrer Sensitivitätsprognosen eine Merit-Order zur Lösung der eigenen Engpässe sowie die sich daraus resultierenden Entlastungen von parallel stattfindenden überlagerten Netzengpässe. Hierzu können die Netzbetreiber stets nur die in ihrem Netz angeschlossenen Anlagen einbeziehen. Die Entlastungen werden dann an die ENKO-Plattform übermittelt. Die ENKO-Plattform errechnet hieraus die noch verbleibenden überlagerten Netzengpässe und sendet diese an alle Netzbetreiber, die auf diese sensitiv sind.

Anschließend berechnen sowohl der überlagerte Netzbetreiber seine Merit-Order für diese noch nicht behobenen Engpässe in seinem Netz als auch alle unterlagerten Netzbetreiber eine erneute Merit-Order auf Basis der noch nicht eingeplanten Verbraucher und Erzeuger mit Wirkung auf den überlagerten Engpass. Schließlich melden alle Netzbetreiber die verfügbare Leistung und die Sensitivität der notwendigen Netzknoten gemäß der berechneten Merit-Order Listen an die ENKO-Plattform.

Die ENKO-Plattform konsolidiert diese Merit-Order Listen und wählt auf Basis der gemeldeten Sensitivitäten die optimale Reihenfolge zur Behebung der überlagerten Engpässe aus. Dieses Ergebnis wird den Netzbetreibern zurückgemeldet. Den Netzbetreibern liegen nun die Informationen über Ort und Zeit der ausgewählten Leistungen über alle eigenen Merit-Order Berechnungen vor. Mit dieser Information ermittelt jeder Netzbetreiber, welche Anlagen in seinem Netz die angeforderte Leistung zur Behebung der Engpässe übernehmen sollen und meldet die ausgewählten Flexibilitätsanlagen an die ENKO-Plattform. Bis 14:30 Uhr ist dieser Prozess abgeschlossen und die Flexibilitätsanbieter erhalten über die ENKO-Plattform eine Rückmeldung zu ihren Geboten. Ein Zuschlag ist für den Netzbetreiber und Flexibilitätsanbieter bindend.

#### **Ab 14:30 Uhr: Einkauf der Energiemengen**

Nach eingegangener Zuschlagserteilung hat der Flexibilitätsanbieter gemäß den herrschenden Marktregeln Zeit, für den angebotenen flexiblen Verbrauch die Leistung am Markt (z. B. EPEX Spot) zu beschaffen und seine Fahrplanänderungen zu versenden. Der Flexibilitätsanbieter ist somit selbst für den bilanziellen Ausgleich der angebotenen Flexibilität verantwortlich. Gleiches gilt für Direktvermarkter, die mit Hilfe des Planwert-basierten Einspeisemanagements ihre Bilanzkreise glattstellen können.

#### **Intraday: Leistungserbringung**

Nach der Zuschlagserteilung erfolgt kein weiteres Signal seitens des Netzbetreibers oder der ENKO-Plattform zum Abruf der Flexibilität. Dies ist durch den Flexibilitätsanbieter eigenverantwortlich einzuplanen und die Leistung zum definierten Zeitpunkt zu erbringen. Nicht vom Planwert-basierten Einspeisemanagement berücksichtigte EEG-Anlagen werden über die bestehenden Prozesse des Einspeisemanagements abgeregelt.

#### **3.5. Validierung**

Anhand der geeichten durchschnittlichen Viertelstunden-Leistungswerte aus der registrierten Lastgang- oder Zählerstandsgangmessung wird vom Netzbetreiber überprüft, ob die zugesagte Leistung seitens des Flexibilitätsanbieters über die Dauer des Zuschlagzeitraumes erbracht wurde. Bei Abweichungen von der bezuschlagten Leistung wird eine Pönale erhoben.

# 4

## Volkswirtschaftliche Bewertung



Das Ziel der Bundesrepublik Deutschland ist die Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen bis 2050 um 80 - 95 % gegenüber dem Stand von 1990. Dies erfordert die weitgehende Dekarbonisierung unserer Wirtschaft. Der ENKO-Ansatz und im Speziellen der Anwendungsfall zur Reduzierung des Einspeisemanagements können hierfür von großer Bedeutung sein.

Für folgende nicht monetär bewertbare Ziele wird durch das ENKO-Konzept ein Beitrag geleistet:

- Anstieg des Anteils Erneuerbarer Energien am deutschen Energiemix und die damit verbundene schnellere Erreichung des Dekarbonisierungsziels der Bundesregierung
- Reduzierung des CO<sub>2</sub>-Ausstoßes, wenn die Flexibilitätsanbieter (fossile) brennstoffbasierte Prozesse substituieren, z. B. Ersatz von konventionellem Gas durch Power-to-Heat
- Nutzung eines marktbasiernten Ansatzes zur Integration des erneuerbaren Stroms, um die Eingriffe in der roten Ampelphase auf das Nötige zu beschränken
- Bessere Ausnutzung von bestehender Infrastruktur, sodass mit der vorhandenen installierten Leistung an erneuerbarer Erzeugung mehr Energie ins Netz integriert wird

Im Folgenden werden die volkswirtschaftlichen Verteilungseffekte bei Anwendung des Anreizmechanismus gemäß SINTEG-V aus Sicht der jeweiligen Stakeholder betrachtet.

### **Endkunde/Netzkunden**

Zentraler Stakeholder ist der Endkunde, da durch das Umlagensystem alle Kosten über den Strompreis von ihm bezahlt werden. Zum einen kommt dieser für die Vergütung der eingespeisten Erneuerbaren Energie über die EEG-Umlage auf. Zum anderen zahlt er für die auf Basis des Einspeisemanagements abgeschalteten Erneuerbaren Energien. In der Stromrechnung findet der Kunde die Kosten für das Einspeisemanagement als Teil der Netznutzungsentgelte wieder. Folglich zahlt der Endkunde in diesen Fällen für Erneuerbare Energie, die nie eingespeist wurde.

Zwei kostendämpfende Effekte werden durch das ENKO-Konzept ermöglicht. Zum einen werden die Einspeisemanagement-Kosten reduziert, da die Abregelung durch Netzengpässe vermieden und dadurch die Einspeisung Erneuerbarer Energien erhöht wird. Zum anderen wird durch das ENKO-Konzept zusätzlich eine effizientere Merit-Order zur Behebung des Engpasses herangezogen. Den kostendämpfenden Effekten stehen die Kosten des ENKO-Ansatzes gegenüber, welche indirekt durch die geringeren Einnahmen aus Umlagen, Abgaben und Steuern entstehen. Insgesamt wird hierdurch jedoch ein positiver volkswirtschaftlicher Verteilungseffekt für den Netzkunden erzielt.



**Beispielrechnung: Kostenersparnis für den Endkunden/Netzkunde**

Das ENKO-Konzept ermöglicht unter Berücksichtigung der Sensitivitäten eine effiziente Behebung des Engpasses. Die Aufnahme eines flexiblen Verbrauchers (gemäß § 8 SINTEG-V) mit 10 MW sorgt dafür, dass eine EEG-Anlage mit 15 MW und geringerer Sensitivität nicht abgeregelt werden muss. In diesem Fall summiert sich die Kostenersparnis auf knapp 1.306 Euro pro Stunde. Das folgende Beispiel in Abbildung 7 stellt die Kosteneinsparungen grafisch dar.

**! Netzengpass: 6 MW**

Auswirkung der Flexibilität in der Merit-Order und Berechnung der Kosten für eine Stunde					
Anlage	Leistung	Sensitivität	Netzentlastung	Kosten	
⚡ EEG-Anlage	8 MW	0,25	2 MW	1.016 Euro	
⚡ EEG-Anlage	5 MW	0,2	1 MW	635 Euro	
→ ⚡ Flexibilität	+ 10 MW	0,15	+ 1,5 MW	+ 599 Euro	
⚡ EEG-Anlage	10 MW	0,15	1,5 MW	1.270 Euro	
⚡ EEG-Anlage	- 15 MW	0,1	- 1,5 MW	- 1.905 Euro	
				<b>Ersparnis: 1.306 Euro</b>	

Berechnungsgrundlage der Kosten: <sup>12</sup>			
⚡ <b>EEG-Anlage</b>		⚡ <b>Flexibilität</b>	
Kosten Einspeisemanagement	<b>126,98 Euro/MWh</b>	Kosten ENKO	<b>59,90 Euro/MWh</b>
Einspeisemanagement-Entschädigung:	101,23 Euro/MWh	Netznutzungsentgelte:	20,30 Euro/MWh
Redispatch-Kosten:	25,75 Euro/MWh	Konzessionsabgaben:	1,10 Euro/MWh
		EEG-Umlage:	38,10 Euro/MWh
		weitere Umlagen:	1,50 Euro/MWh
		Stromsteuer:	20,50 Euro/MWh

Abbildung 7: Beispielrechnung der Kostenersparnis

Die Kosten für das Einspeisemanagement je MWh setzen sich aus der Entschädigungszahlung für die Anlagenbesitzer sowie den Redispatch-Kosten zusammen. Die Redispatch-Kosten müssen berücksichtigt werden, da zum Ausgleich der Energiebilanz durch das Abregeln einer Anlage eine andere Einspeiseanlage hinter dem Engpass hochgefahren werden muss. Die Kosten für Flexibilitäten durch den ENKO-Ansatz entsprechen den entgangenen Einnahmen aus Umlagen, Abgaben und Steuern, die auf die restlichen Endverbraucher umverteilt werden müssen.

<sup>12</sup> BNetzA (2016): Monitoringbericht 2016.

### EEG-Anlagenbetreiber

Das Ziel, das Einspeisemanagement zu reduzieren, hat unmittelbaren Einfluss auf die Anlagenbetreiber von Erneuerbaren Energien. Ihre Anlagen werden nun seltener abgeschaltet. Während sie für die Einspeisung eine EEG-Vergütung erhalten, bekommen sie für die Abschaltung eine Entschädigungszahlung. Diese Zahlung entschädigt den Betreiber für die entgangene EEG-Vergütung. Da im Regelfall nur 95 % der EEG-Vergütung entschädigt wird, stellt sich der Anlagenbetreiber bei nicht erfolgter Abregelung besser.

Darüber hinaus gibt es weniger Eingriffe in die Betriebsführung und administrative Aufwände werden reduziert. Auch das Planwert-basierte Einspeisemanagement wirkt sich zusätzlich positiv für Direktvermarkter aus. Durch das ENKO-Konzept wird die Häufigkeit der Abregelungen reduziert; wodurch die Gesamtmenge an Ausgleichsenergie aufgrund von nicht eingeplanten Einspeisemanagement-Maßnahmen verringert wird.

### Flexibilitätsanbieter

Im Modell wird angenommen, dass der Flexibilitätsanbieter als Homo oeconomicus handelt. Dieser wird nur seine Flexibilität auf der ENKO-Plattform anbieten, wenn er dort einen finanziellen Mehrwert erreicht. Folglich muss die flexible Leistungserbringung für den Anlagenbetreiber günstiger sein als seine Opportunität. Dies lässt sich wiederum an einem flexiblen Verbrauch gemäß § 8 der SINTEG-V demonstrieren. Sollte in diesem Fall ein Flexibilitätsanbieter beispielsweise die Wärmeerzeugung eines Gaskessels durch eine Power-to-Heat Anlage ersetzen, so würden die Erstattungsregeln aus § 8 Anwendung finden. Der durchschnittliche Gaspreis inkl. Umlagen und Abgaben liegt bei rund 47,20 Euro/MWh.<sup>13</sup> Bei einem durchschnittlichen Strompreis von rund 35 Euro/MWh zzgl. der noch verbleibenden Umlagen, Abgaben und Stromsteuer von rund 47 Euro/MWh, ist der sich ergebende Strompreis von über 80 Euro/MWh ggü. dem Substitut Gas nicht wettbewerbsfähig. Dieser Anreizmechanismus hat aufgrund der Freiwilligkeit der Teilnahme keine negativen Verteilungseffekte für den Flexibilitätsanbieter, würde aber aufgrund des fehlenden Anreiz die Teilnahme ausschließen und damit die Wirksamkeit des Mechanismus gefährden. Es gilt daher, alternative Anreizmechanismen für Flexibilitätsanbieter zu identifizieren bzw. zu erarbeiten.

Aufgrund der Planbarkeit der Lasterhöhung am Vortag eröffnet sich zusätzlich für heute noch nicht technisch flexibilisierte Prozesse die Chance, ihre Freiheitsgrade zu nutzen. Hierzu gehören vor allem Industrieprozesse, die die gezielte Lasterhöhung in ihren Produktionsprozess integrieren können. Die Abrufunsicherheit an den Regelleistungsmärkten ist heute für viele produzierende Unternehmen mit speicherbaren Prozessen nicht mit ihrer Produktionsplanung vereinbar.

### Netzbetreiber

Die Erstattungen gemäß der SINTEG-V werden bzgl. der Netzentgelte vom Anschlussnetzbetreiber und bei den Umlagen von dem jeweiligen Netzbetreiber, der das Umlagenkonto führt, getragen. Eine Wälzung der rückerstatteten Netzentgelte auf den anfordernden Netzbetreiber findet somit nicht statt.

<sup>13</sup> BNetzA (2016): Monitoringbericht 2016.

# Anhang



## **Einspeisemanagement am Beispiel Schleswig-Holstein**

Aufgrund von Netzengpässen werden aktuell vermehrt Windenergieanlagen abgeregelt. Dieser Vorgang wird als Einspeisemanagement bezeichnet. Damit den Betreibern bei einer Abschaltung kein Nachteil entsteht, erhalten diese eine Entschädigungszahlung in Höhe von mindestens 95 % der entgangenen Erlöse basierend auf der EEG-Förderung. Diese Zahlungen werden von dem jeweiligen Anschlussnetzbetreiber gezahlt, an den anfordernden Netzbetreiber verrechnet und von diesem auf die Netznutzungsentgelte umgelegt. Mit anderen Worten: Die Abschaltung von Erneuerbaren Energien erhöht den Strompreis auf der Rechnung der Endkunden.

Schleswig-Holstein war im Jahr 2016 mit 73 % des gesamtdeutschen Einspeisemanagements Hauptnutzer dieser Maßnahme.<sup>14</sup> Exemplarisch ist in der folgenden Abbildung 8 die Netzengpasssituation zu einem winddominierten Zeitpunkt in Schleswig-Holstein dargestellt.

.....  
<sup>14</sup> BNetzA: Quartalsbericht zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen, Viertes Quartal und Gesamtjahr 2016, Stand: 29. Mai 2017, S. 23.

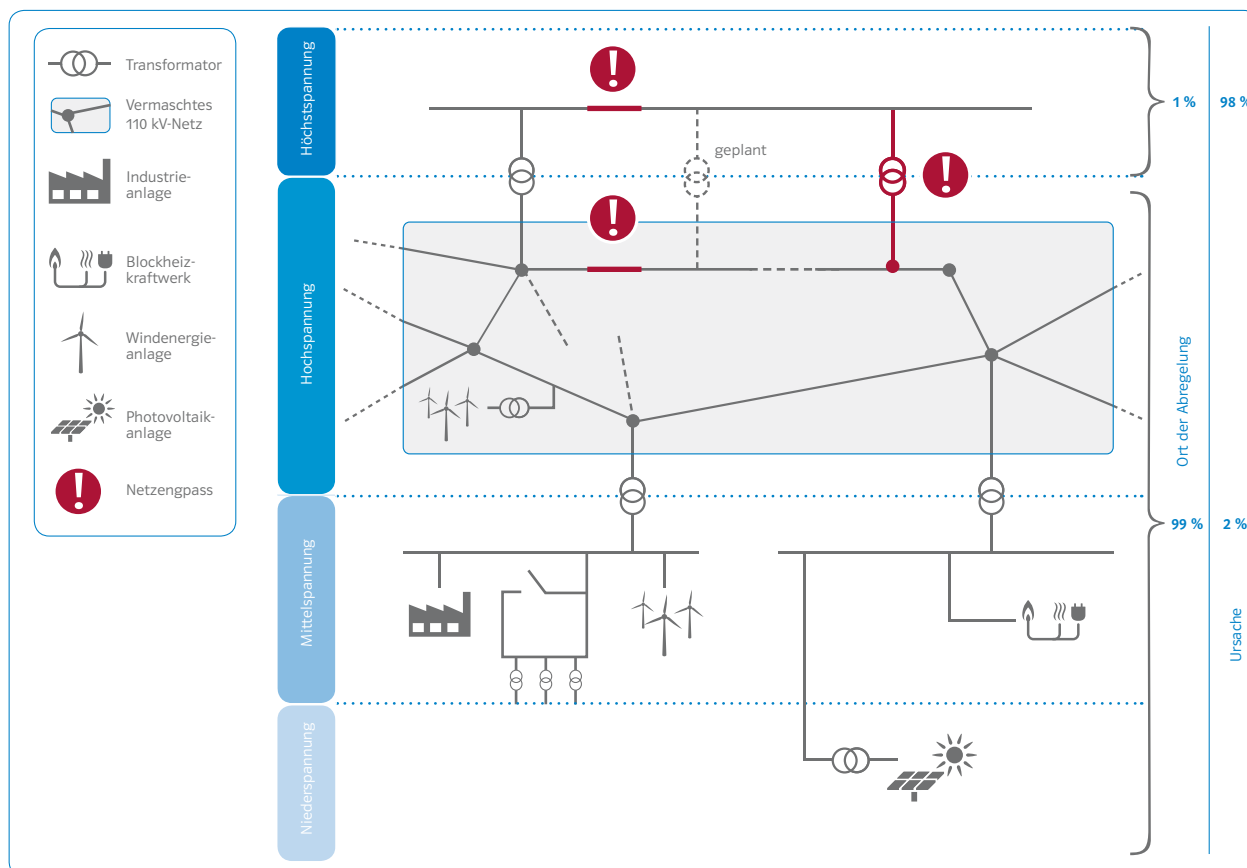


Abbildung 8: Netzengpasssituation in einer winddominierten Region

Die Darstellung zeigt, wo in diesen Situationen die Netzengpässe in der Regel auftreten und wo die abzuregelnden erneuerbaren Energieanlagen überwiegend angeschlossen sind. In 2016 waren die die Auslöser des Einspeisemanagements zu 98 % auf den unzureichenden Netzausbau des Übertragungsnetzes zurückzuführen.<sup>15</sup> Die verbleibenden 2 % wurden durch das Verteilnetz hervorgerufen. Die Lösung des Netzengpasses über Einspeisemanagement wird dagegen fast ausschließlich durch die im Verteilnetz von Schleswig-Holstein angeschlossenen Anlagen erreicht. Die Entschädigungszahlungen für Einspeisemanagement in Schleswig-Holstein betrugen im Jahr 2016 insgesamt 273 Mio. Euro.<sup>16</sup>

<sup>15</sup> Ministerium für Energiewende, Landwirtschaft, Umwelt, Natur und Digitalisierung (2017): Bericht zum Engpassmanagement in Schleswig-Holstein, 4. Oktober 2017, S.3.

<sup>16</sup> BNetzA: Quartalsbericht zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen, Viertes Quartal und Gesamtjahr 2016, Stand: 29. Mai 2017, S. 23.

**Schleswig-Holstein Netz AG**  
Schleswag-HeinGas-Platz 1  
25451 Quickborn

ENKO@sh-netz.com  
[www.sh-netz.com/new4punkt0](http://www.sh-netz.com/new4punkt0)

**ARGE Netz GmbH & Co. KG**  
Husumer Straße 61  
25821 Breklum

info@arge-netz.de  
[www.arge-netz.de/aktuelles/projekt-new-40](http://www.arge-netz.de/aktuelles/projekt-new-40)

Stand: April 2018

Gefördert durch:



Bundesministerium  
für Wirtschaft  
und Energie

aufgrund eines Beschlusses  
des Deutschen Bundestages