



EUZ ENERGIE UMWELT ZUKUNFT ENVIAM 2022

**FLEXIBILITÄT FÜR MARKT UND NETZ
WELCHE ANREIZINSTRUMENTE BRAUCHEN WIR?**

EUZ 2022 | Leipzig

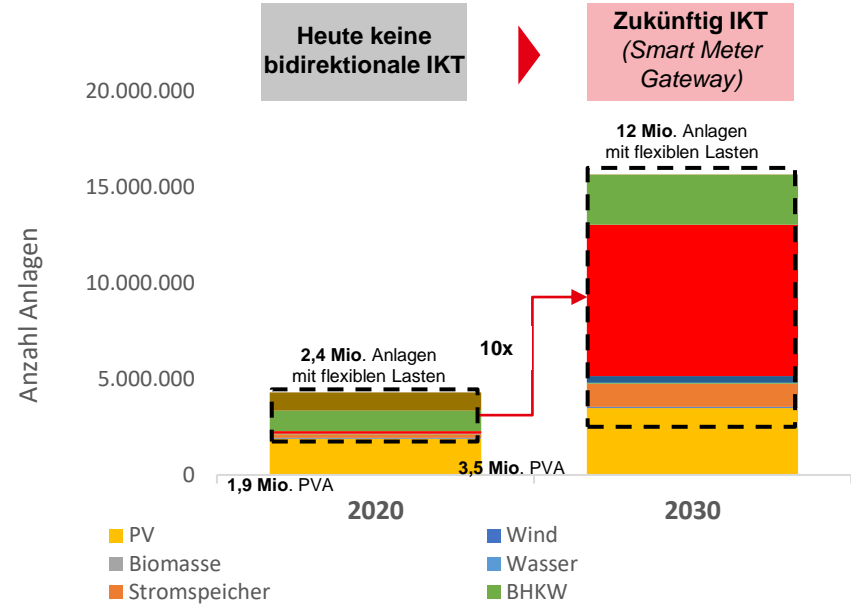
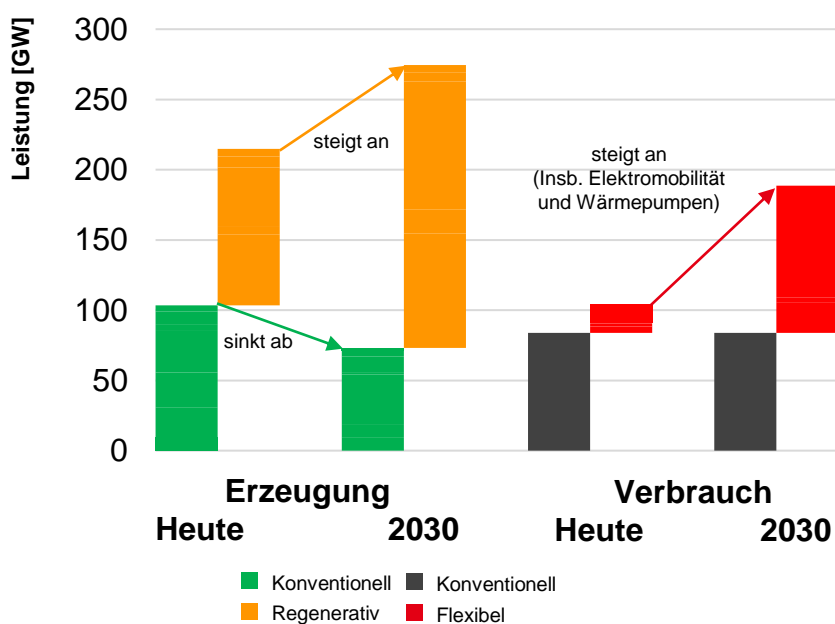
16. Juni 2022

Referent

Dr. Wolfgang Zander

MOTIVATION

Dezentrale flexible Erzeuger und Lasten werden eine systemrelevante Größenordnung erreichen und mehrere Millionen flexible Prosumer aktiv am Energiemarkt teilnehmen⁽¹⁾



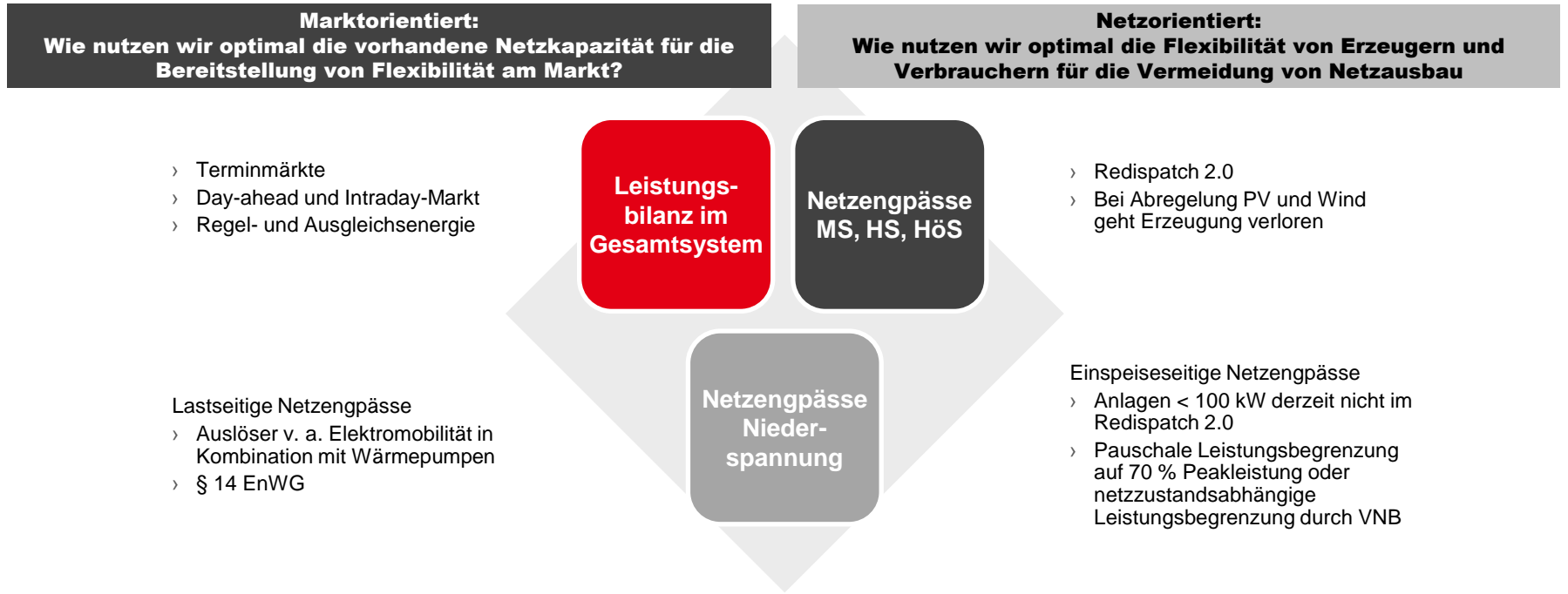
Sowohl aus Sicht der Verteilnetze als auch des Energiemarktes insgesamt (Leistungsbilanz) wird der Einsatz von dezentralen flexiblen Erzeugungsanlagen und Lasten koordiniert werden müssen.

Die Herstellung der Steuerbarkeit ist für die Systemintegration der dezentralen Anlagen daher zwingend erforderlich

Die Margen sind gering. Die effiziente Systemintegration kann nur über massentaugliche digitale Geschäftsmodelle gelingen.

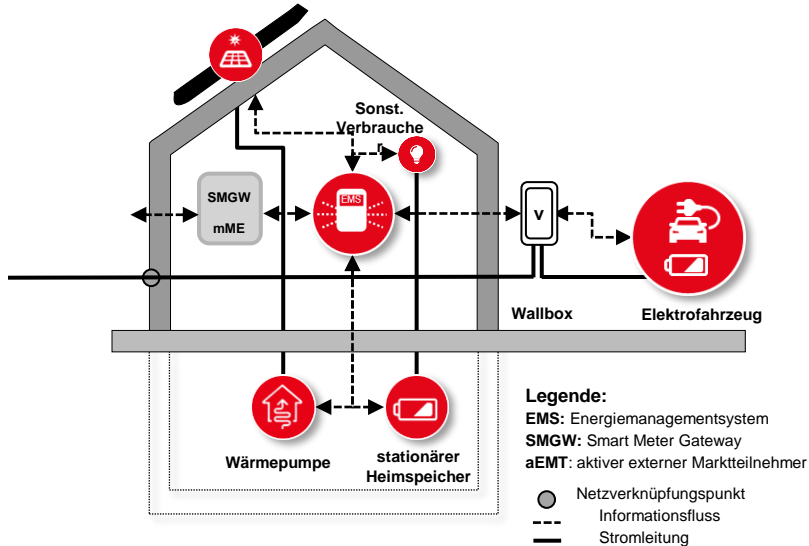
⁽¹⁾ Szenario „NEP 2030 Szenario B“ für installierte Leistung 2030, Fortschreibung Anlagenklassen auf Basis historischer Verteilung auf Anlagenklassen

Flexibilität muss für Netz und Markt erschlossen werden



➤ Die Masse der Prosumer ist in der Niederspannung angeschlossen.
Wegen der unterschiedlichen Liquidität sind die anzuwendenden Instrumente nach Spannungsebene zu differenzieren.

Die Vielzahl flexibler Prosumer verändert die Versorgungsaufgabe in der Niederspannungsebene grundlegend



Hemmnis Umstellung auf Wärmepumpe:
 Anpassung der Bestandsgebäude ist aufwändig und erfordert die Koordination vieler Gewerke
 Generell: Die Kundenanlage muss für die Nutzung im Energiemarkt konzipiert sein



Stromverbrauch HH:

- 2.000- 6.000 kWh/a
- Überwiegend unflexibel
- kleines Verschiebepotenzial „Weiße Ware“



PV-Anlage

- 2 - 10 kW_{peak} Leistung
- 1.800 – 9.000 kWh/a



Elektromobil

- 11 - 22 kW Ladeleistung,
- 40 – 80 kWh Kapazität
- anwesend zwischen 18:00 und 6:00 Uhr
- Verbrauch Ø 12 – 20 kWh/100km
- Jahresverbrauch 2.000 – 6.000 kWh



Wärmepumpe

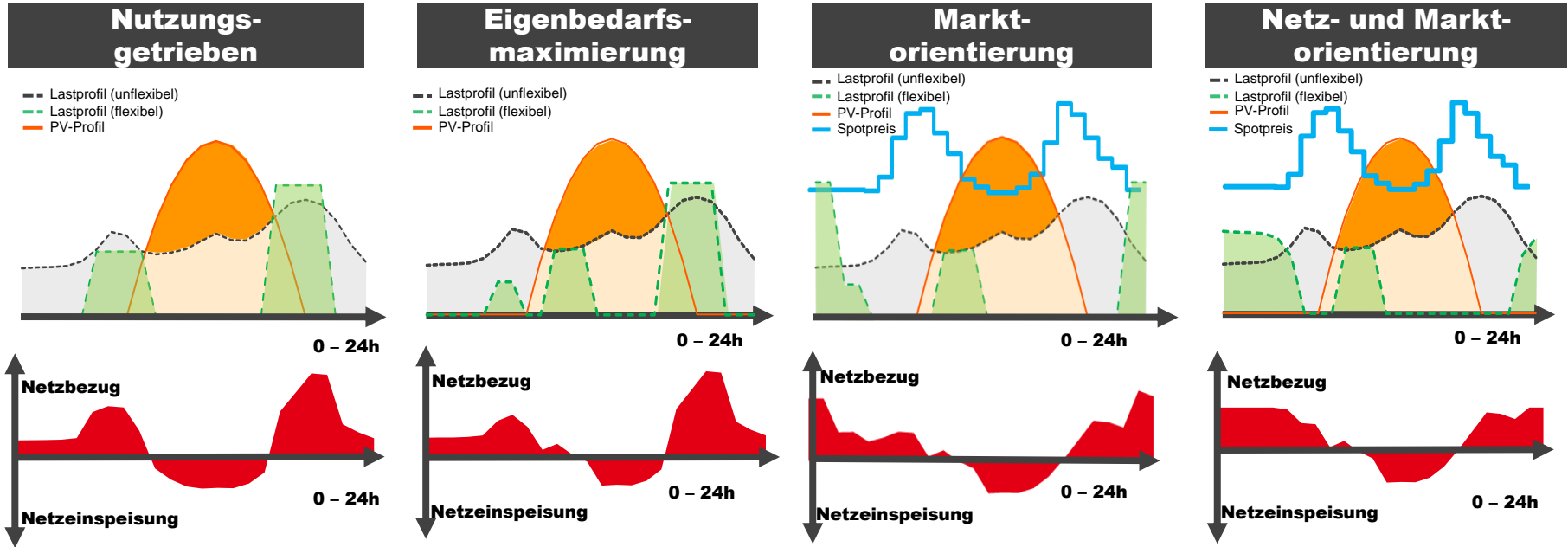
- Jahresbedarf 7.000 – 20.000 kWh_{th}, 2.000 – 6.000 kWh_{el}
- kleiner Speicher für Trinkwarmwasser
- Abschaltpotential 100% der Leistung bis zu 3 x 2h Tag, Verfügbarkeit temperaturabhängig
- Leistungsaufnahme 1- 3 kW_{el} bei COP A 2°C / W 45° = 3,7



Stromspeicher

- Kapazität von 5 – 15 kWh
- Lade-/entladeleistung von 2 - 4 kW
- Wirkungsgrad Speicherzyklus 85 %

Die Prosumer können ihr Flexibilitätspotenzial zur Maximierung des Eigenbedarfs, Marktoptimierung und Einsparung von Netzentgelten nutzen

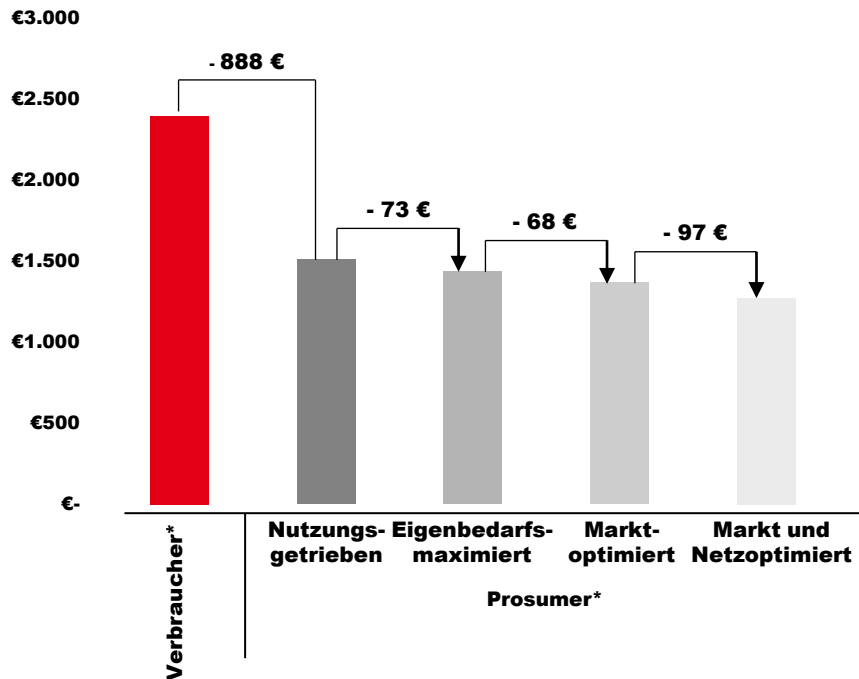


➤ Die Nutzung aller Flexibilitätspotenziale erfordert die Herstellung der Steuerbarkeit.

Prosumer mit PV, Wärmepumpe und Elektromobilität

Niedrige Margen erfordern eine effiziente Abwicklung der netz- und marktorientierten Optimierung

Strombeschaffungskosten für Endkunden in €/a



Annahmen: Prosumer mit PV-Anlage (6kWp.), Wärmepumpe und E-Auto, Gesamtstrombedarf: 9.233 kWh/a; Verbraucher ohne PV-Anlage, ohne MwSt

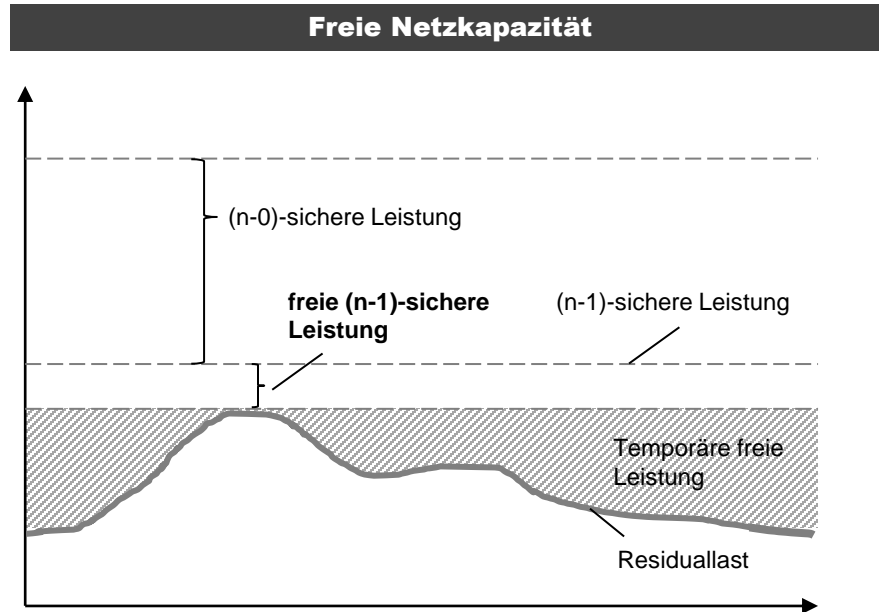
ERLÄUTERUNG

Verbraucher:

- › Ohne PV-Anlage, keine Reaktion auf Marktpreissignale
- › Nutzungsgetrieben: Keine Optimierung
- › Eigenbedarfsmaximiert: Flexible Lasten nutzen Eigenerzeugung, reagieren aber nicht auf Marktpreise
- › Marktoptimiert: Flexible Lasten nutzen Eigenerzeugung und Phasen niedriger Marktpreise
- › Markt- und Netzoptimiert: Flexible Lasten nutzen Eigenerzeugung, Phasen niedriger Marktpreise und Netzentgeltreduktion

Im Netz stehen unterschiedliche Qualitäten von Netzkapazität zur Verfügung, die durch gezielte Netznutzungsprodukte erschlossen werden können

› Unbedingte und bedingte Bestelleistung



➔ Temporäre freie und ungesicherte ((n-0)-sichere) Leistung können preisgünstiger bereitgestellt werden als gesicherte unbedingte Leistung

Gesicherte unbedingte Leistung

- Jederzeit unabhängig vom Netzzustand und der Netzbelastung (n-1)-sicher verfügbare Leistung
- Heutiges Standard-Kapazitätsprodukt

Temporäre freie Leistung

- Außerhalb der durch unflexible Lasten verursachten Lastspitze temporär verfügbare Leistung
- Potenzial für Lasten, deren Einsatz zeitlich verschiebbar ist
- Heute z. B. bei atypischer Netznutzung gem. § 19 StromNEV außerhalb der Hochlastzeitfenster nutzbare Zusatzleistung

Ungesicherte Leistung

- Bei voller Betriebsmittelverfügbarkeit ((n-0)-Fall) in (n-1)-sicheren Netzebenen (MS, HS, HöS) zusätzlich verfügbare Leistung
- Potenzial für Lasten, die keine gesicherte Leistung benötigen und deren Leistung schnell reduziert werden kann
- Wird derzeit nur für die Einspeiseseite genutzt
- Als „Leistung nach Können und Vermögen“ in der Zeit vor der Liberalisierung bekannt

Für die Ausgestaltung eines Anreizsystems steht ein „Werkzeugkasten“ aus unterschiedlichen Komponenten zur Verfügung

Komponenten möglicher Netzentgeltsystematiken								
Schwerpunkt der Preissystematik (Verhaltensabhängig)			Schwerpunkt der Preissystematik (Verhaltensunabhängig)					
Arbeitspreis		Leistungspreis (ex-post / bestellt)	Grundpreis	Anschlusskostenbeitrag				
Zahlung für netzdienliches Verhalten („mindestens X kW einspeisen / entnehmen“)			Netzverträglich: Unbedingte / bedingte Netznutzung („maximal X kW entnehmen / einspeisen“)					
Entschädigung (für unfreiwillige Anpassung)		Anreizzahlung (Lastflussangebot)	Unbedingt	Bedingt Abhängig von der Belastungssituation	Bedingt Abhängig von Betriebsmittelverfügbarkeit			
		Anreizzahlung (Lastflusszusage)						
Zeitliche/örtliche Differenzierung								
Konstante Preise	Statische Zeitfenster	Dynamische Zeitfenster	Regionale Flexmärkte	Verbrauch	Erzeugung	Speicher	Einspeisung	Entnahme

Flexibilitätsinstrumente müssen Netzkapazität verlässlich und langfristig einsparen und gleichzeitig eine marktseitige Nutzung der Flexibilität ermöglichen

GERECHTE KOSTENTRAGUNG

Ein überproportionaler Kapazitätsbedarf muss angemessen bepreist werden.

KEINE LIQUIDITÄT IM NIEDERSPANNUNGSSTRANG

Im Niederspannungsnetz (2-3 Mio. Netzstränge als Marktplätze) ist keine ausreichende Liquidität für eine marktliche Netzengpassbewirtschaftung. Eine ausreichend genaue und verlässliche, örtlich differenzierte netzbetreiberseitige Prognose des Zeitpunkts eines Netzengpasses ist für die Niederspannungsnetze nicht möglich.



UNVERFÄLSCHTE MARKTPREISSIGNALE

Preissignale des Marktes sollen unverfälscht beim Endkunden ankommen.

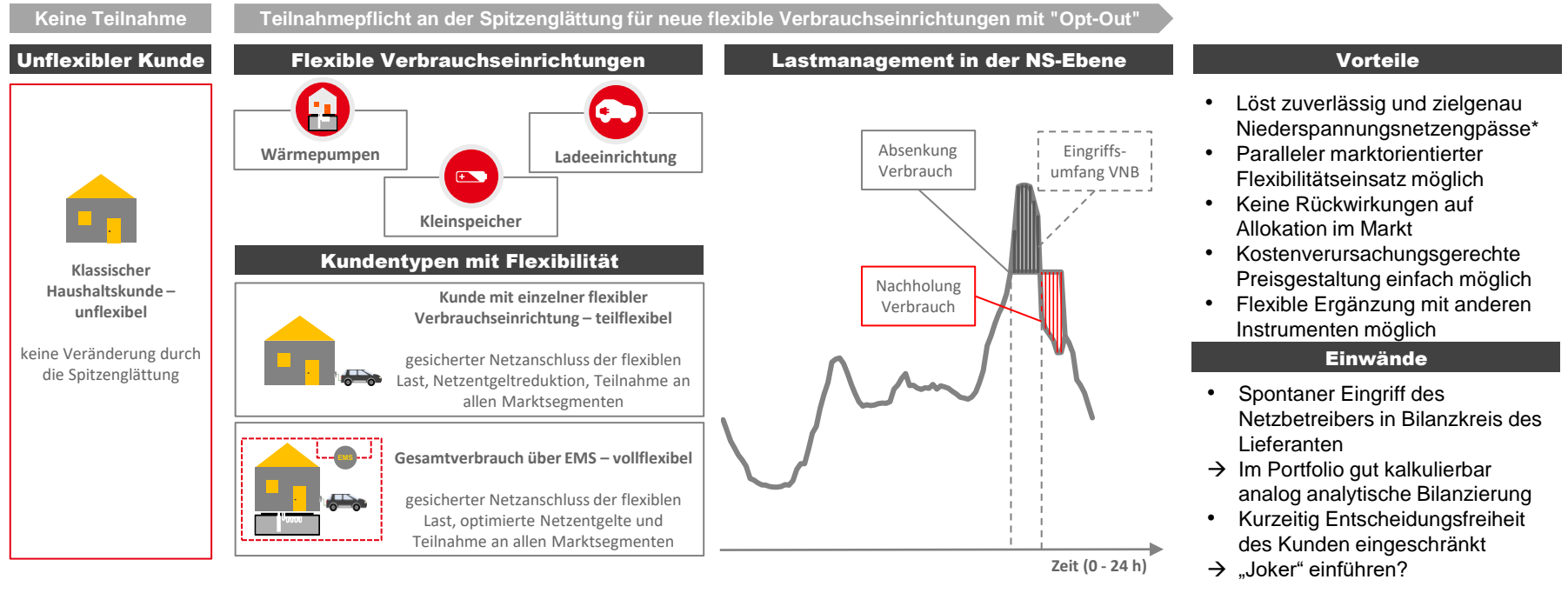
ZUVERLÄSSIGE EINSPARUNG VON NETZKAPAZITÄT

Nur Regelungen, die zuverlässig in der Netzplanung berücksichtigt werden können, sind für eine Begrenzung des Netzausbaus tauglich. Wir betrachten daher nicht nur die laufende Netznutzung, sondern auch die Netzanschlusskapazität.

PARALLELE MARKTLICHE NUTZUNG

Die marktliche Nutzung der Flexibilität sollte so wenig wie möglich eingeschränkt werden.

Die Spitzenglättung ist ein Multi-Use-Ansatz für Lastmanagement flexibler Verbrauchseinrichtungen in der Niederspannungsebene

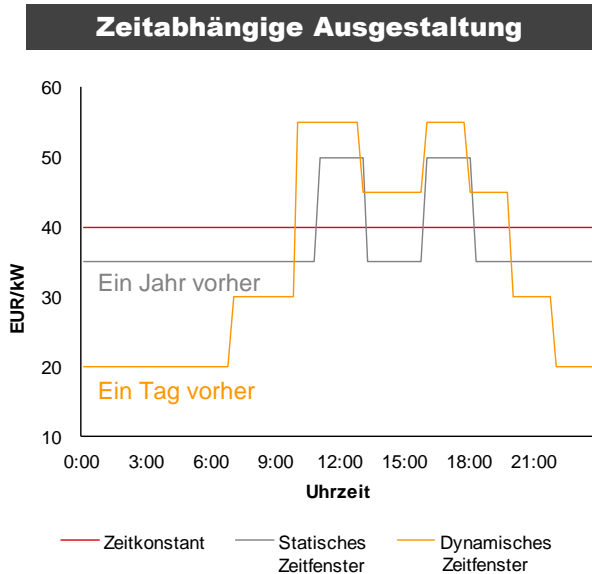


➤ Mit der Spitzenglättung können ohne einen Netzausbau typischerweise 3 bis 4 mal mehr flexible Verbrauchseinrichtungen ins Netz integriert werden als ohne netzorientiertes Lastmanagement.

* Herstellung der Beobachtbarkeit über eine Netzzustandsüberwachung durch den VNB erforderlich

Zeitvariable Netzentgelte verändern über Preissignale den Flexibilitätseinsatz und überlassen dem Kunden die jederzeitige Letztentscheidung

➤ Zeitvariable Netzentgelte benötigen für eine kalkulierbare Kapazitätseinsparung ausreichende Liquidität und sind daher eher für die Entlastung der Mittel- und Hochspannungsnetze geeignet



Zeitkonstante Preise

- + Hohe Transparenz für Verbraucher
- + Einfache Erlösermittlung für Netzbetreiber
- Kein Anreiz zu netzorientiertem Flexibilitätseinsatz
- Leistungspreise hemmen marktlichen Flexibilitätseinsatz

Variable Preise (statische Zeitfenster)

- + Einfacher Anreiz für netzorientierten Flexibilitätseinsatz
- Örtlich und zeitlich nicht zielgenau
- Keine passende Wirkung auf marktgetriebene Netzengpässe

Variable Preise (dynamische, ortsdifferenzierte Zeitfenster)

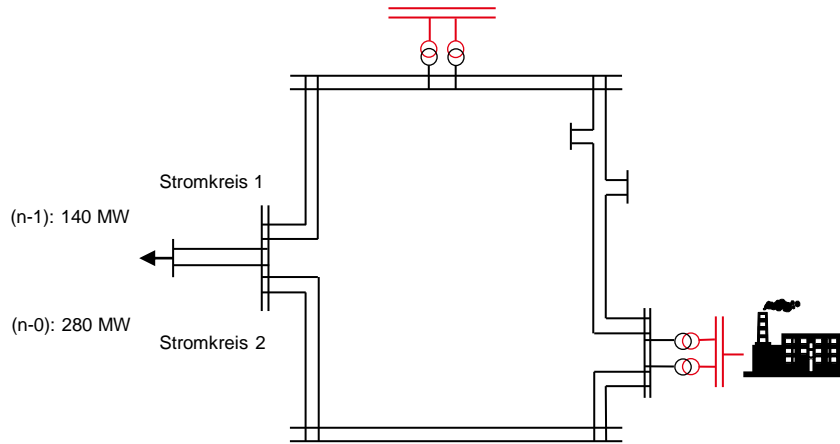
- + Örtlich und zeitlich differenzierter Anreiz für netzorientierten Flexibilitätseinsatz
- + Exakteres Nachfahren des Netzzustandes inkl. EE-bedingte Netzengpässe möglich
- Hohe Komplexität (2-3 Mio. NS-Netzstränge)
- Wirkung gegen marktgetriebene Engpässe?
- Hoher Regulierungsaufwand (insb. angemessene Entgelthöhe)

➤ **Zeitvariable Netzentgelte lösen das Netzengpassproblem in der Niederspannung nicht zuverlässig (geringe Liquidität) und müssen daher durch einen Netzbetreibereingriff (Not-Aus / Spitzenglättung) ergänzt werden.**

➤ **Mit netzseitigen zeitvariable Preissignalen greift ein natürliches Monopol in die Marktallokation ein. Sie sollten daher sparsam eingesetzt werden.**

Mittel-, Hoch- und Höchstspannungsnetze bieten im ungestörten Betrieb erhebliche Kapazitätsreserven für schnell abschaltbare Lasten

Bedingtheit nach Betriebsmittelverfügbarkeit



Motivation

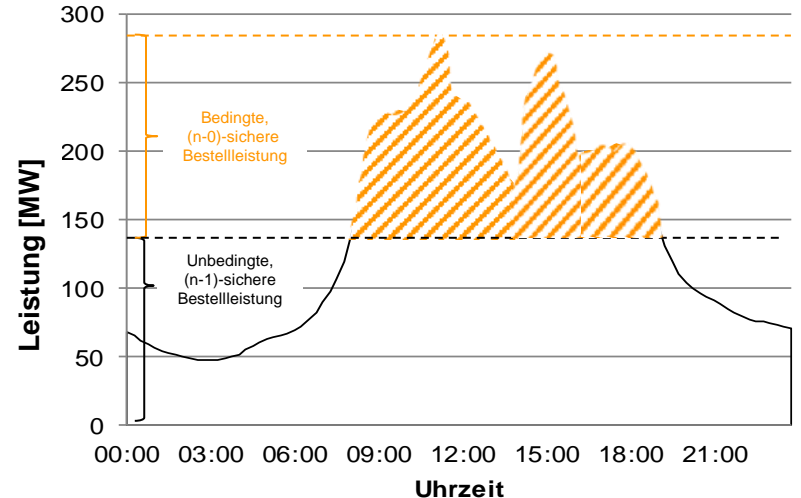
Ungesicherte Netzkapazitäten können in Mittel-, Hoch- und Höchstspannungsnetzen den Netznutzern unter der Bedingung der schnellen Unterbrechbarkeit durch den Netzbetreiber preisgünstiger zur Verfügung gestellt werden, zum Beispiel wenn alle Betriebsmittel im Netz voll verfügbar sind [(n-0)-Fall].

Industrie und Gewerbe können ohne hohe netzseitige Leistungspreise wirtschaftliche Flexibilität bereitstellen.

Ausgestaltung

Abwicklung entweder über getrennte Messungen für ungesicherte und gesicherte Entnahme oder differenzierte Bestellung von unbedingter ((n-1)-sicherer) und bedingter ((n-0)-sicherer) Leistung

Bedingte Leistung erheblich günstiger (reine „Schutzgebühr“) als unbedingte Leistung



□ Unflexible Last
■ Flexible Last

Für EE-bedingte Netzengpässe sind Lastflusszusagen und Lastflussangebote zielgenaue Lösungs-optionen

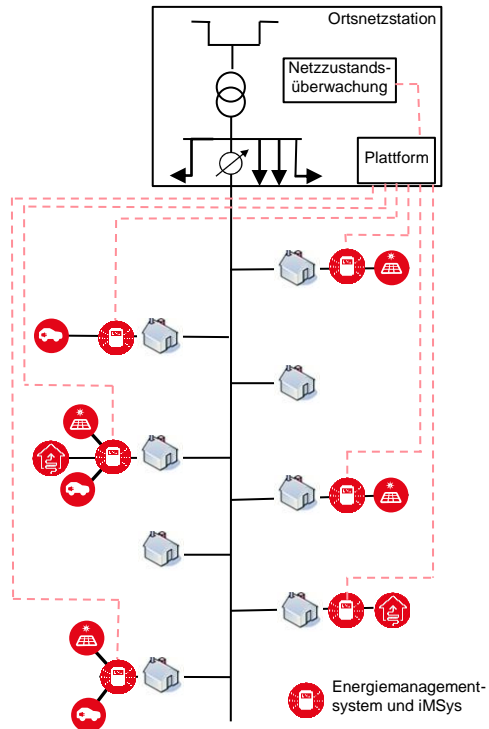
- › Bei EE-Überspeisten MS- und HS-Netzen bildet die Aktivierung zusätzlicher Last eine Alternative zur Abregelung im Rahmen des Redispatch-Prozesses

	Lastflusszusage	Lastflussangebot
Konzept	<ul style="list-style-type: none"> › Verbindliche Zusage des Kunden zu einem definierten Zeitbereich eine definierte Leistung zu entnehmen › Bündelung durch Aggregatoren möglich › Ausschreibung durch VNB vor RD 2.0-Dimensionierung und Abruf 	<ul style="list-style-type: none"> › Festlegung einer Prämie für Entnahme während der Dauer des Netzengpasses durch VNB
Bepreisung	<ul style="list-style-type: none"> › Vorgabe eines Preises oder marktliche Preisfindung (Gebote) › Prämie unter Spotmarktpreis (Wert der vermiedenen Abregelung) › Bei negativen Spotmarktpreisen keine Prämie › Kein Leistungspreis für Zusatzleistung während des Netzengpasses 	<ul style="list-style-type: none"> › Prämie niedriger als bei Lastflusszusage › Bei negativen Spotmarktpreisen keine Prämie › Kein Leistungspreis für Zusatzleistung während des Netzengpasses
Bedingung	<ul style="list-style-type: none"> › Anschluss im engpassbehafteten Netzstrang oder daran unterlagerter Netzebene 	<ul style="list-style-type: none"> › Anschluss im engpassbehafteten Netzstrang oder daran unterlagerter Netzebene
Anmerkungen	<ul style="list-style-type: none"> › Mitnahmeeffekte › Gaming › Monitoring bzgl. Veränderung des Lastverhaltens erforderlich 	<ul style="list-style-type: none"> › Mitnahmeeffekte › Gaming › Monitoring bzgl. Veränderung des Lastverhaltens erforderlich

Das Knotenmodell als Kombination von Spitzenglättung und Lastflusszusage ist ein Ansatz für die Lösung EE-bedingter Netzengpässe in der Niederspannung

- › In der Niederspannung muss die Aktivierung zusätzlicher Last zur Vermeidung von EE-bedingten Netzengpässen automatisiert und netzzustandsbasiert ablaufen

Knotenmodell	
Konzept	<ul style="list-style-type: none"> › Erzeuger, Verbraucher und Prosumer mit flexiblen Lasten in einem Niederspannungsnetzstrang tauschen automatisiert von ihren Energiemanagementsystemen generierte unverbindliche Prognosen über Einspeisung und Entnahme aus › Bei Prognose eines EE-bedingten Netzengpasses im betreffenden Niederspannungsstrang (unverbindlich) kann verbrauchsseitige Flexibilität aktiviert werden
Bepreisung	<ul style="list-style-type: none"> › Prämie als %-Satz des Spotmarktpreises der vermiedenen Abregelungsmenge vom Erzeuger oder VNB an die beteiligten Verbraucher › Bei negativen Spotmarktpreisen keine Prämie › Kein Leistungspreis für Zusatzleistung während des Netzengpasses
Bedingung	<ul style="list-style-type: none"> › Anschluss im engpassbehafteten Niederspannungsnetzstrang (Netzknoten) › Verbindliche Teilnahme an der vollautomatisierten Abwicklung
Anmerkungen	<ul style="list-style-type: none"> › Mitnahmeeffekte › Gaming › Monitoring der beteiligten Energiemanagementsysteme bzgl. Gaming erforderlich



Die Flexibilitätsinstrumente im Verteilnetz nutzen die gesamte verfügbare Netzkapazität und erschließen die Flexibilitätpotenziale für Netz und Markt

SPITZENGLÄTTUNG FÜR NETZ UND MARKT

Die Spitzenglättung löst die Niederspannungsnetzengpässe zuverlässig auf, erschließt die Flexibilität von Prosumern für Netz und Markt und kann flexibel um weitere Instrumente ergänzt werden.

ZEITVARIABLE NETZSEITIGE PREISSIGNALE SPARSAM EINSETZEN

Zeitvariable netzseitige Preissignale können die optimale Allokation am Energiemarkt beeinträchtigen und sollten daher sparsam eingesetzt werden.

ZEITVARIABLE NETZENTGELTE LÖSEN DAS ENGPASSPROBLEM IN DER NIEDERSpannung NICHT

Zeitvariable Netzentgelte sind für die Bewirtschaftung von Netzengpässen in der Niederspannung entweder nicht zielgenau (statische zeitvariable Netzentgelte) oder hochkomplex (dynamisierte, örtlich differenzierte Netzentgelte). Sie lösen das Netzengpassproblem in der Niederspannungsebene nicht zuverlässig, müssen daher insbesondere für marktgetriebene Engpässe um einen Not-Aus ergänzt werden.

LASTFLUSSZUSAGE UND LASTFLUSSANGEBOTE BEI EE-BEDINGTEN NETZENGPÄSSEN

Lastflusszusage und Lastflussangebot könnten neue zielgenaue netzseitige Instrumente für EE-bedingte Netzengpässe mit geringen Rückwirkungen auf die optimale Allokation im Energiemarkt darstellen.

BRACHLIEGENDE UNGESICHERTE NETZKAPAZITÄT FÜR INDUSTRIE UND GEWERBE NUTZEN

(n-0)-sichere Netznutzung erschließt heute brachliegende Netzkapazität in der Mittel- und Hochspannungsebene für gewerbliche und industrielle Flexibilität.

E N E R G I E .

W E I T E R D E N K E N

Energiemarktmodelle & Preisprognosen
Portfolio- & Risikomanagement

Netzinfrastruktur (Technik)
Konzessionen

Organisation & Personal
Kommunale Infrastruktur & Innovation

IT-Systeme & Datenmanagement
Digitale Geschäftsmodelle

Marktumfeldanalyse
Kaufmännische Bewertung
Transaktionen

Regulierung
Controlling
Finanzierung

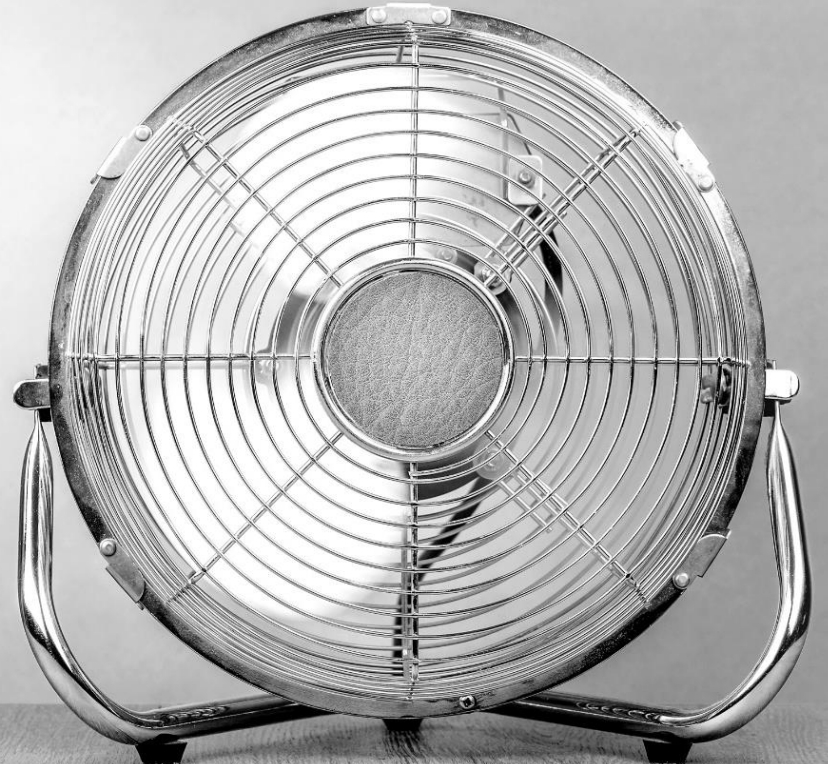
Erzeugung
Erneuerbare Energien

Dr. Wolfgang Zander

+49 241 47062-418
wolfgang.zander@bet-energie.de

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

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



www.bet-energie.de