

Versorgungssicherheit marktwirtschaftlich gewährleisten:



von BDEW & VKU

DEZENTRALER LEISTUNGSMARKT

RWE AG CEX-P Dr. Christoph Lang
August 2014



VORWEG GEHEN

Kapazitätsmarkt? Was ist das Problem?

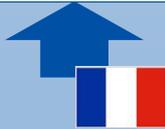
Was passiert im zentral-westeuropäischen Strommarkt?



Photovoltaik/
Wind



Der deutsche
Strommarkt gerät
unter Druck



Französischer
Kapazitätsmarkt

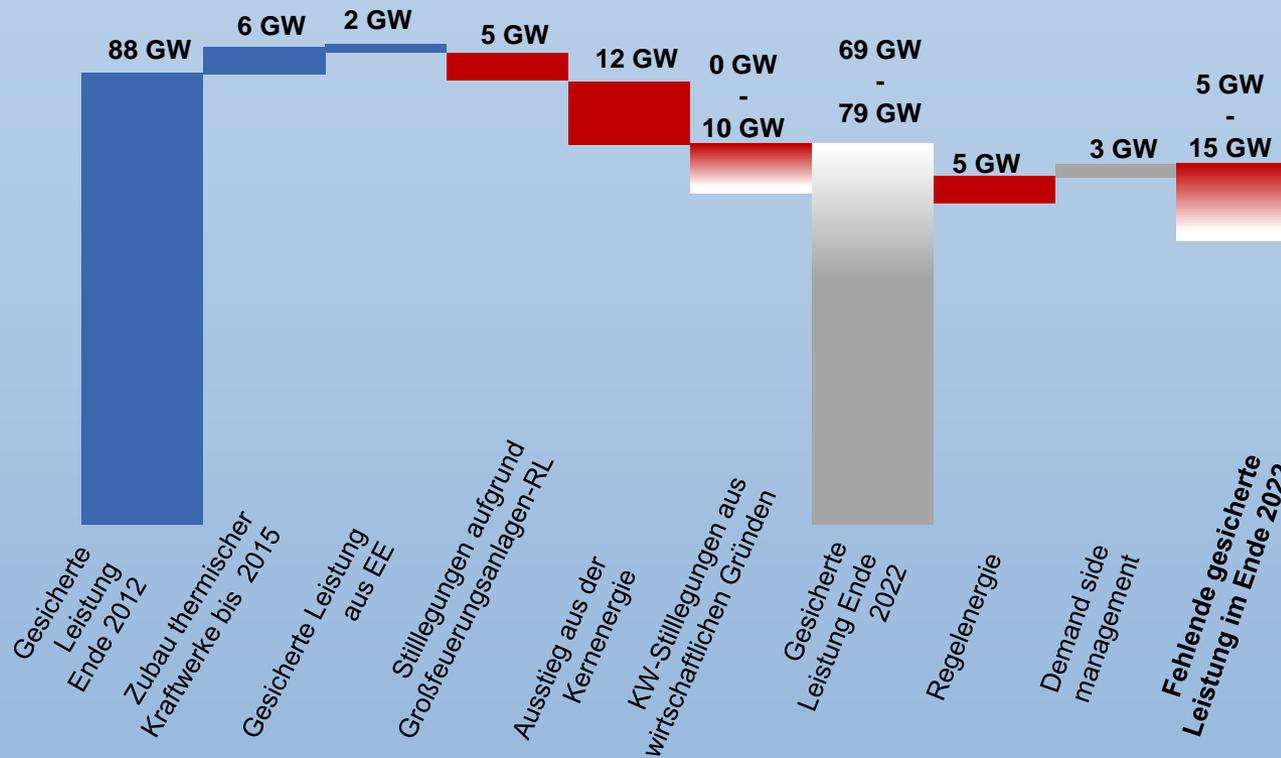
Was wissen wir sicher?

- Die Erneuerbaren senken die Auslastung für konventionelle Kraftwerke
- Die Erneuerbaren senken die Großhandelspreise und damit die Erlöse für konventionelle Kraftwerke.
- Die Erneuerbaren können keine sichere Leistung erbringen, es fehlt an Speichern.
- In einer kalten windstillen Abendstunde steht das System unter Stress.
- Der Strommarkt ist europäisch. Der französische Kapazitätsmarkt wird die konventionelle Erzeugung in D weiter unter Druck setzen, ohne Kraftwerke in D ersetzen zu können.
- Denn wenn die Kraftwerksleistung knapp wird, werden auch die Netzverbindungen aus Frankreich (2,5 GW) nicht ausreichen.

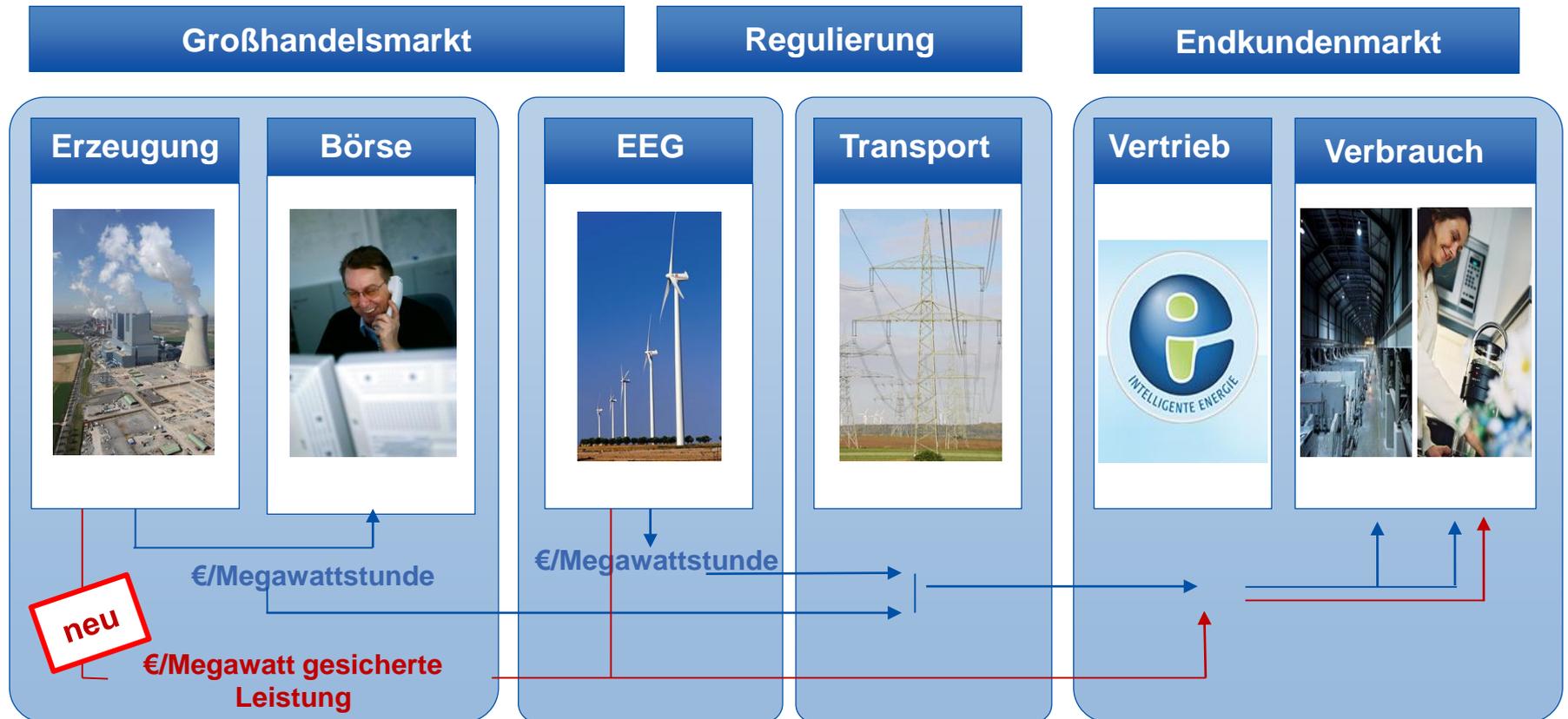
Das heutige Strommarkt Design wird ein niedriges Niveau an Versorgungssicherheit liefern aufgrund des Ausbaus der erneuerbaren Energien und angesichts der Implementierung des franz. Kapazitätsmarktes. Die Frage ist: Ist das politisch akzeptabel?

Wachsende Unsicherheit, ob zukünftig ausreichend gesicherte Leistung zur Verfügung steht

Entwicklung der gesicherten Leistung in Deutschland 2012 – 2022

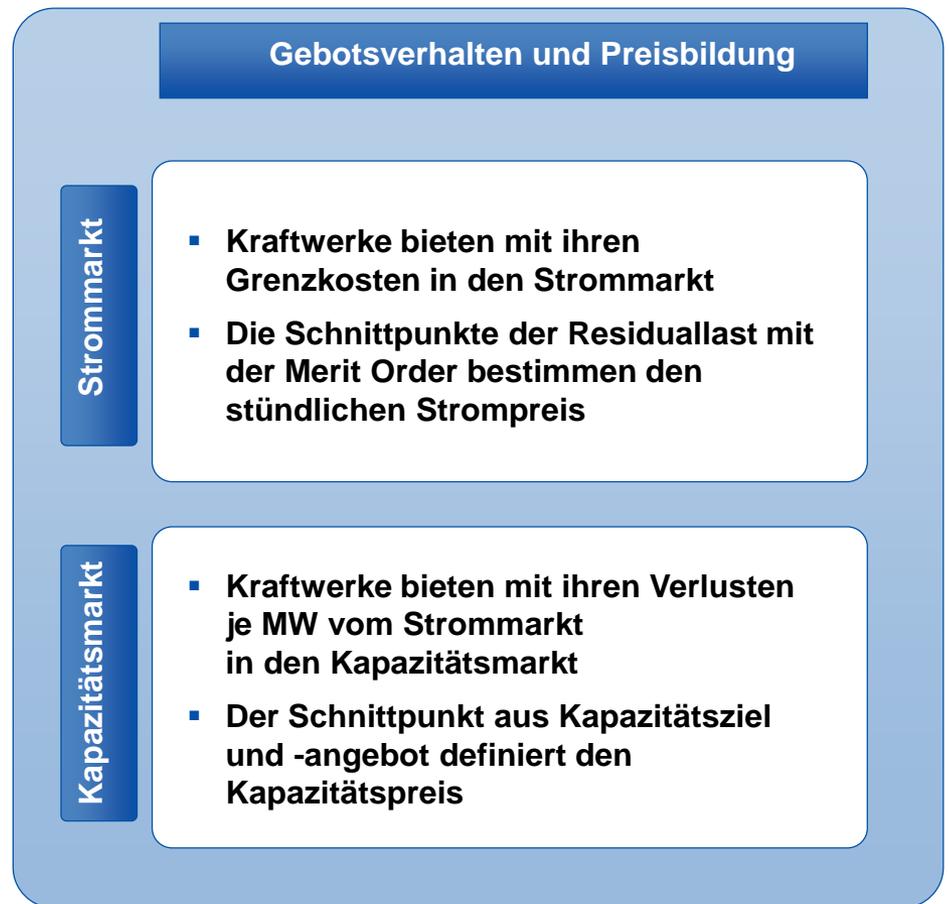
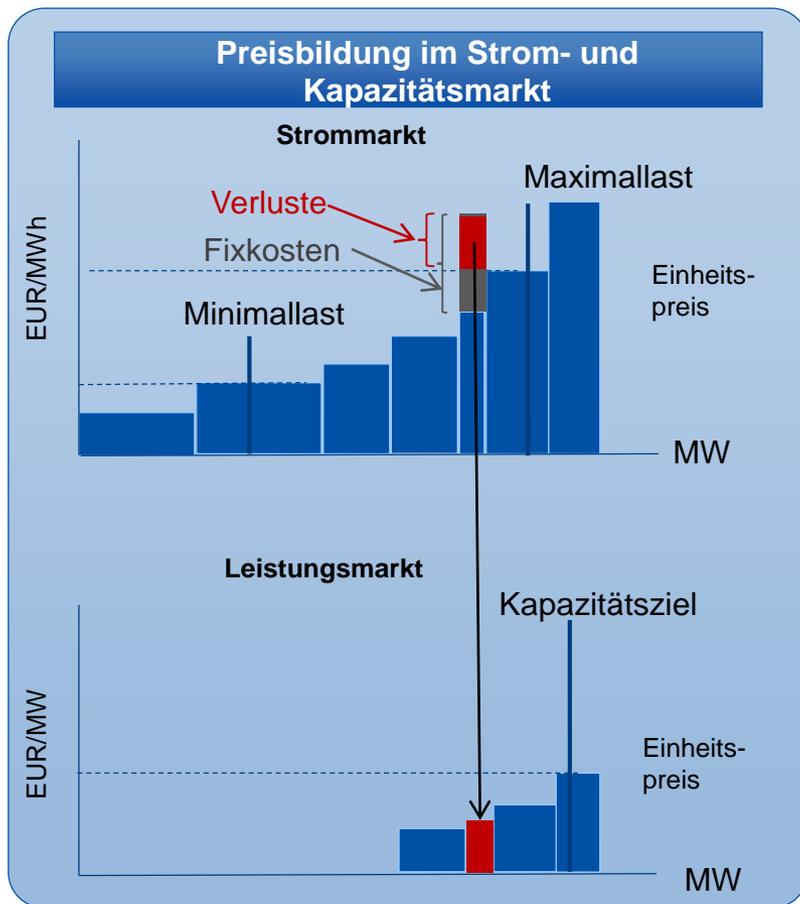


Kapazitätsmarkt ergänzt den Strommarkt und kompensiert nur die Unzulänglichkeiten des bisherigen Marktdesigns



Der Strommarkt wird um einen Markt für gesicherte Leistung ergänzt. Die Vertriebe (dezentral) stellen fest, wie viel gesicherte Leistung sie benötigen und kaufen diese bei den Kraftwerken ein. Kraftwerke sind verpflichtet, die gesicherte Leistung zu liefern, wenn der Markt eng wird. Wenn Kunden keine gesicherte Lieferung benötigen, müssen sie auch keine Leistungszertifikate kaufen.

Der Leistungsmarkt ergänzt den Energiemarkt: Die benötigten Kraftwerke erhalten 2 Einkommensströme



Der Kapazitätsmarkt sorgt dafür, dass die für die Versorgungssicherheit benötigten Kraftwerke ihre Fixkosten decken können:

- ✓ Der Kapazitätsmarkt ist wirksam – das Kapazitätsziel wird erreicht.
- ✓ Der Kapazitätsmarkt ist effizient – das Kapazitätsziel wird zu geringstmöglichen Kosten erreicht.

Die richtige Frage? Wie viel gesicherte Leistung brauchen die Kunden?

Stromversorgung wird für die Kunden gemacht

Wie viel gesicherte Leistung brauchen die Kunden?

Für eine korrekte Antwort sind Anreize notwendig

- Die Vertriebe/Bilanzkreisverantwortlichen haben den engsten Kundenkontakt
- Daher sollten diese gefragt werden wie viel gesicherte Leistung sie für eine sichere Versorgung ihrer Kunden brauchen.
- Es muss finanzielle Anreize für eine bestmögliche Prognose geben.

Ein dezentraler Ansatz lässt sich leicht in das deutsche Bilanzkreissystem integrieren.

Warum die Vertriebe?

Zentrale oder dezentrale Festlegung des Kapazitätsbedarfs

Zentral:

BNetzA
+ TSO
=
5 Jahresplan

Dezentral:

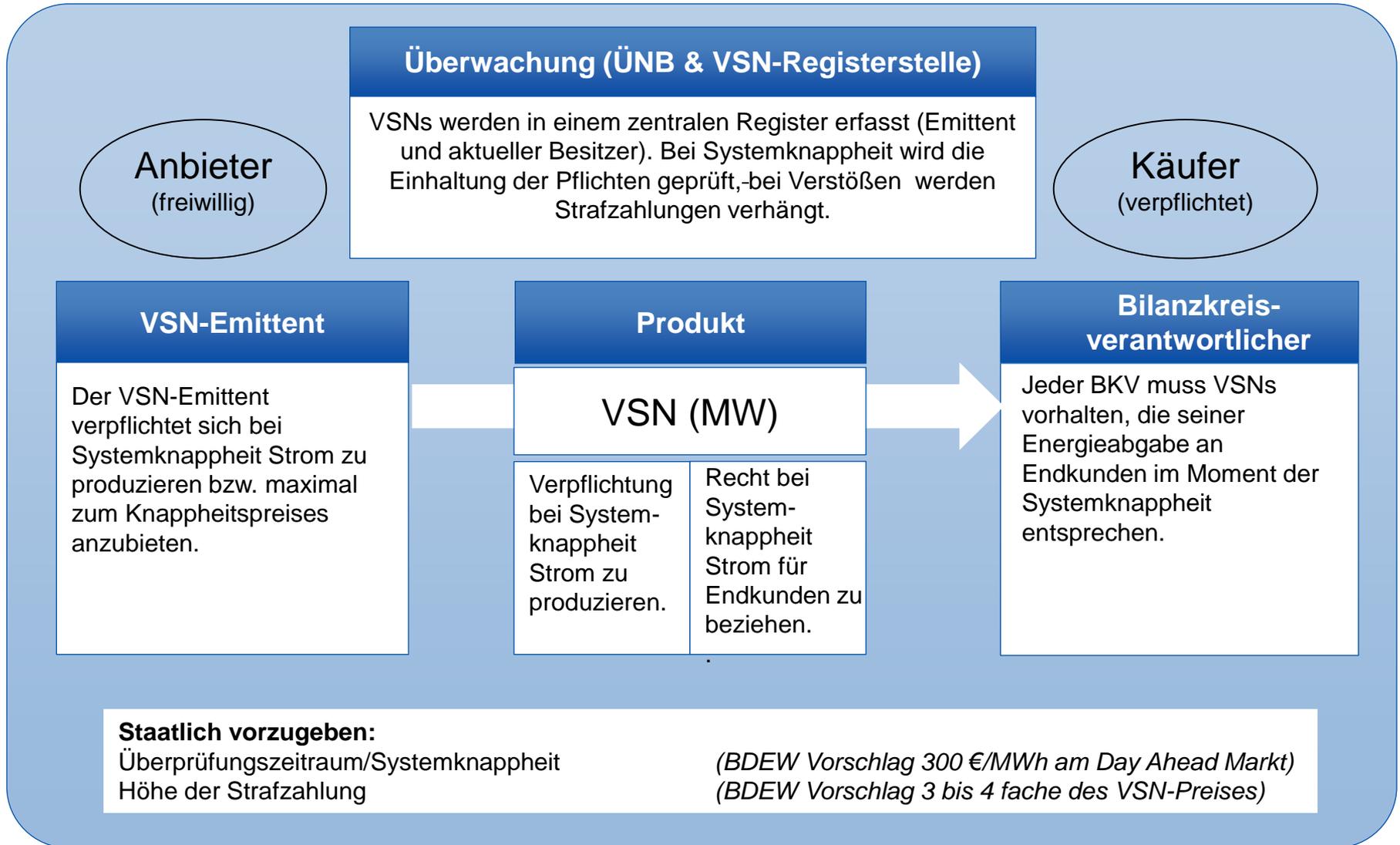
Vertriebe wissen was ihre Kunden können und wollen – marktlicher und effizienter Ansatz

Was spricht für die Vertriebe?

- Gesicherte Leistung wird für Kunden gekauft und von Kunden gebraucht und von Kunden bezahlt.
- Vertriebe haben Zugang zu Kunden
- Vertriebe können Flexibilitätspotenziale bei Kunden erschließen.
- Leistungskosten werden Bestandteil des Wettbewerbs
- Vertriebe können ihren Leistungsbedarf auch durch dezentrale Erzeugungsanlagen decken (im Gegensatz zu den Netzbetreibern wg. unbundling)
- Vertriebe wissen als erstes, wenn sich der Kapazitätsbedarf ihrer Kunden ändert.

Vertriebe haben als einzige Zugang zu Kunden und können daher deren Leistungsbedarf am Besten einschätzen.

Rechte, Pflichten und Aufgaben im VSN-System



Was ist die Lösung? de facto drei neue §§ zu den 199 bestehenden des EnWGs

Eine kleine Ergänzung im EnWG

EnWG
2012

+

7 neue
Absätze
in § 13
ff. & §
53 ff.
EnWG

+

Ver-
ordnung

Welche Ergänzungen sind notwendig?

- Jedweder Betreiber einer Anlage zur Erzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie kann sich verpflichten, eine bestimmte Leistung (Megawatt) bereitzustellen, falls Kraftwerksleistung systemweit physikalisch knapp wird.
- Über den Umfang dieser Verpflichtung stellt der Übertragungsnetzbetreiber einen Nachweis aus (Versorgungssicherheitsnachweis).
- Jeder-Bilanzkreisverantwortliche, aus dessen Bilanzkreis Letztverbraucher Strom entnehmen, muss Versorgungssicherheitsnachweise im Umfang der Entnahmen durch im Zeitraum Systemknappheit nachweisen.
- Die Versorgungssicherheitsnachweise sind übertragbar.
- Zur Überprüfung der Verpflichtungen aus den Sätzen 1 und 3 und zur Gewährleistung der Markttransparenz und -integrität wird ein elektronisches Register von der Bundesnetzagentur geführt, das insbesondere den Bestand an Versorgungssicherheitsnachweisen dokumentiert.
- Die Übertragungsnetzbetreiber sind verpflichtet, bei der Überprüfung der Verpflichtungen aus den Sätzen 1 und 3 mit der Bundesnetzagentur zusammenzuarbeiten und die gemessenen Daten der relevanten Bilanzkreise zu übermitteln.
- Das Nähere regelt eine Verordnung des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie.

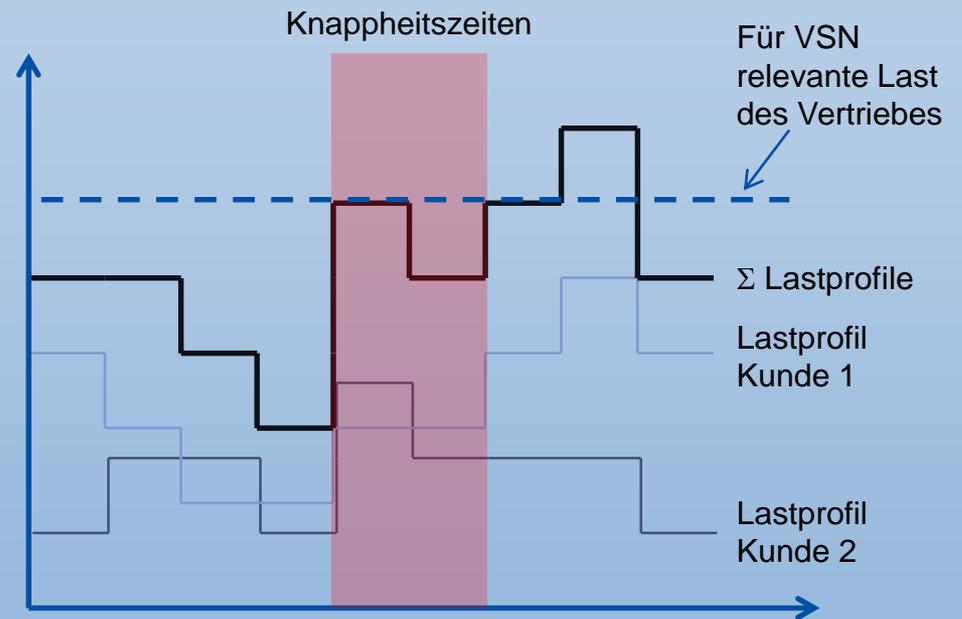
Ein dezentraler Ansatz lässt sich leicht in das EnWG integrieren

Was sind die neuen Aufgaben der Vertriebe/BKV?

Aufgaben für Vertriebe

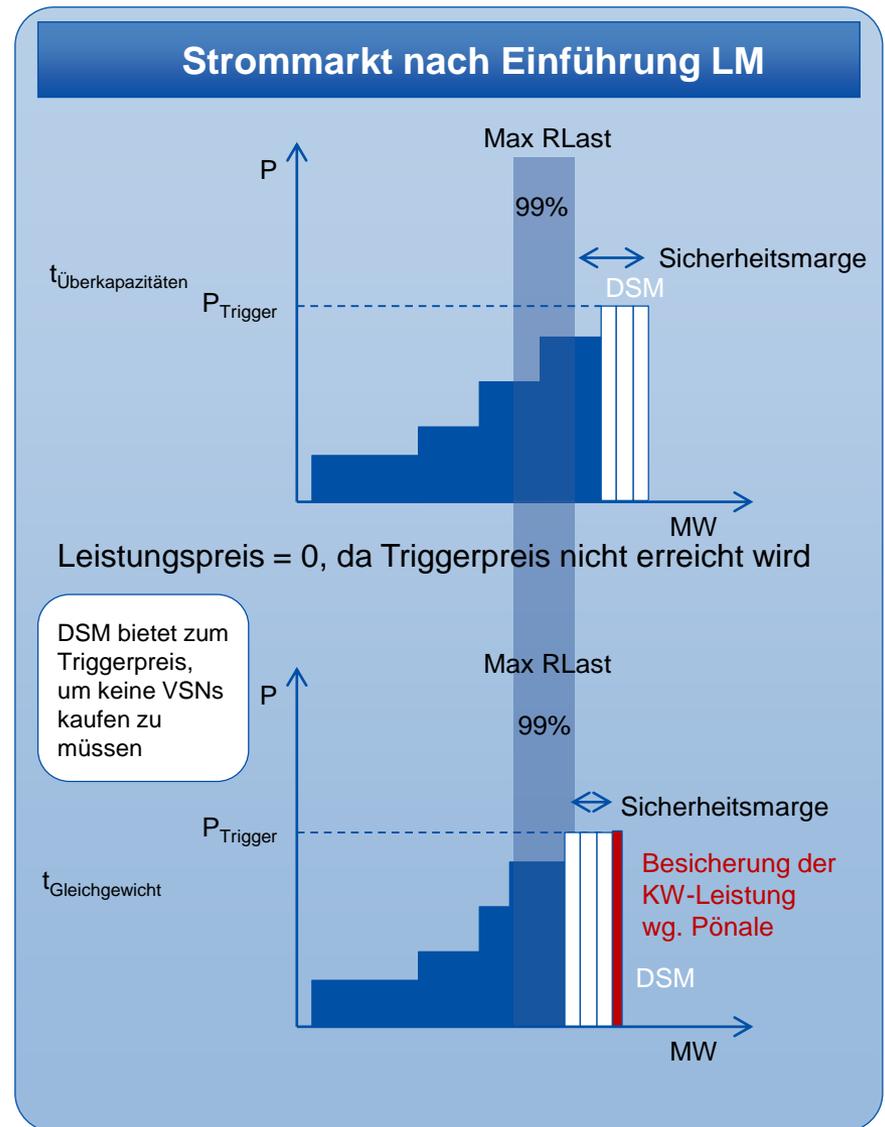
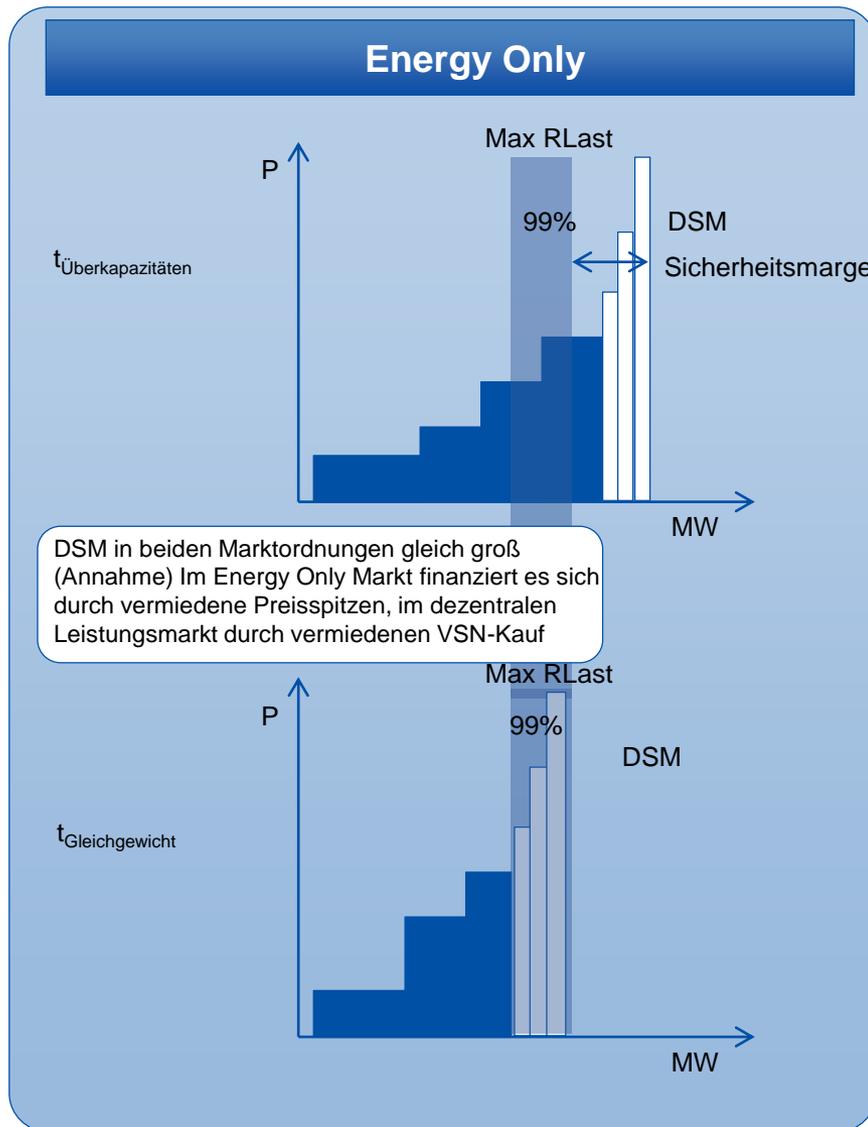
1. Abschätzung der eigenen Last in Knappheitszeiten
2. Nutzung der Chancen von Lastreduktionen durch Kunden
3. Incentivierung von Kunden zur Lastreduktionen in Knappheitszeiten (z.B. lastabhängige Tarife)
4. Unternehmerische Entscheidung, in welchem Umfang VSNs selbst erzeugt bzw. zugekauft werden

Abschätzung der eigenen Last in Knappheitszeiten



Vertriebe tragen gemeinsam mit ihren Kunden zur Reduktion der benötigten gesicherten Leistung bei.

Dezentraler Leistungsmarkt bringt frühere Anreize gesicherte Leistung vorzuhalten



Dezentrale Kapazitätsmärkte bedürfen intelligenter Regeln – allerdings sind dies wenige Regeln

FAQs

Wer muss VSNs kaufen?

Wie hoch ist die Pönale?

Wer kann VSNs ausgeben?

Wann ist der Markt knapp?

Was wird überprüft?

Wann wird überprüft?

Was ist mit Demand Side?

Wer kontrolliert das VSN-System?

Können Kraftwerke aus Nachbarstaaten teilnehmen?

Ausgestaltung

Vertriebe/Bilanzkreisverantwortliche mit Energieabgabe an Endkunden

Mehrfaches des Zertifikatepreises (z.B. 4 fache)

Jeder der Strom in Knappheitszeiten produzieren kann

Wenn der day ahead Börsenpreis größer als x €/MWh ist (z.B. 300€/MWh)

Stromabgabe an Endkunden (inklusive Netzverluste) und Stromproduktion bzw. Angebot (wg. Pro rata-Kürzungen)

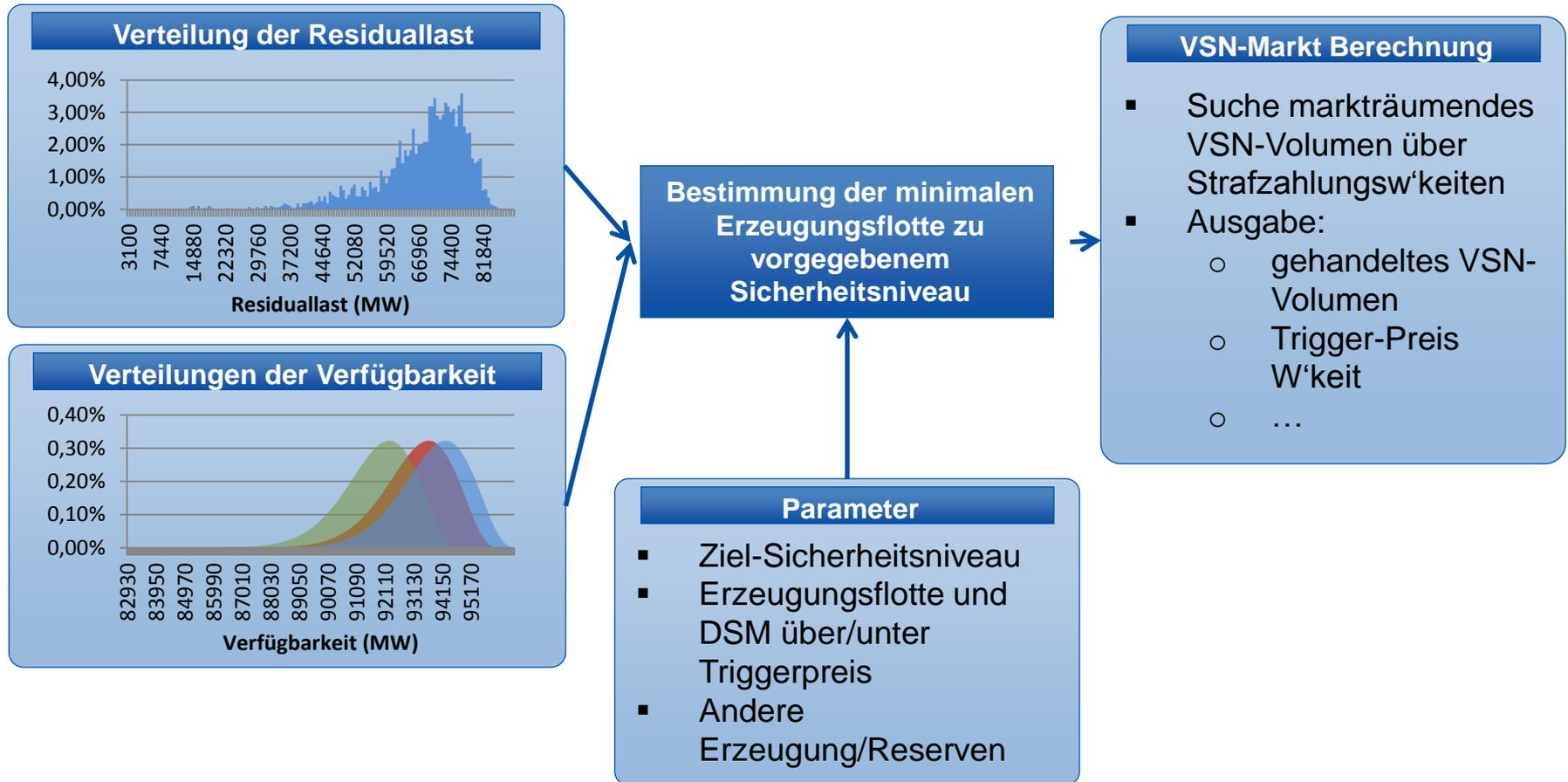
Wenn der Markt knapp ist (z.B. 300 €/MWh)

Wer seine Last in Knappheitszeiten reduzieren kann, muss keine VSNs erwerben. Gegebenenfalls gekaufte Strommengen sind an der Börse unterhalb des definierten Knappheitspreises anzubieten. Auch könnte man Demand Side erlauben, höhere Preise zu bieten, wenn sie sich technisch präqualifizieren lassen. Abschaltbare Lasten mit kurzen Abschaltdauern werden vom Vertrieb gepoolt.

Alle erforderlichen Daten liegen dem Übertragungsnetzbetreiber heute schon vor. Er braucht nur ein VSN-Register.

Ja, unter 2 Nebenbedingungen: VSN-Exportkapazität \leq Grenzkuppelstelle & hinreichende Kraftwerksleistung im Exportland.

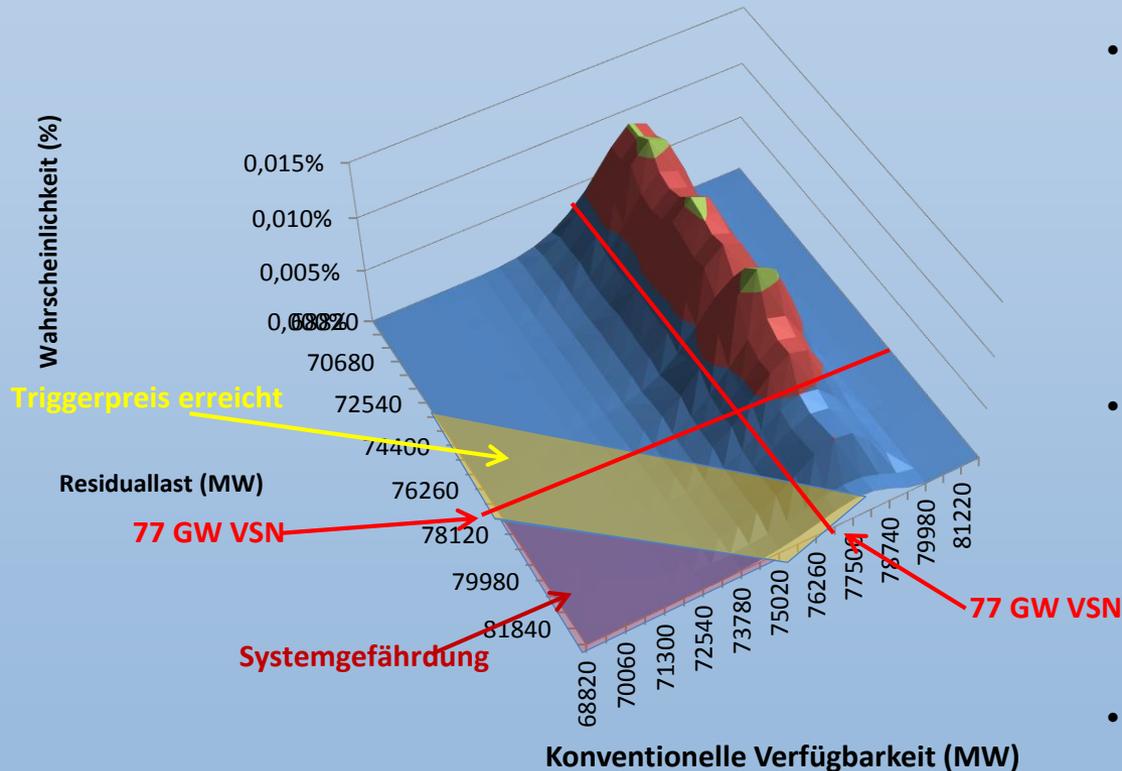
Um eine angemessene Pönale abzuleiten wird auf Basis historischer Daten die Berechnung durchgeführt



Probabilistische Betrachtung in Winter-Peak Stunden

Die gewählte Verfügbarkeitsverteilung wird mit der Verteilung der Residuallast kombiniert um das VSN-Gleichgewicht zu bestimmen

Bestimmung der Strafzahlungswahrscheinlichkeiten für das VSN-Gleichgewicht



- Aus der gemeinsamen Verteilung von Verfügbarkeit kann zu gegebener VSN Menge Strafzahlungsw'keit von Vertrieb und Versorger bestimmt werden
- Betrachtet man einen Zeitraum, so ergibt sich, dass das Multiple der Kehrwert der erwarteten Stunden mit Strafzahlung ist
- Suche über VSN-Menge bis Gleichgewicht erreicht

Sicherheitsniveaus, Knappheitspreis und Strafmultiples

Lastunterdeckung (Sicherheitsniveau)	Straf-Multiple		Anzahl von Stunden mit Strafzahlung	
	Knappheitspreis 300 €/MWh	Knappheitspreis 600 €/MWh	Knappheitspreis 300 €/MWh	Knappheitspreis 600 €/MWh
1 h in 9 a	2,1	7,7	0,48	0,13
1 h in 44 a	3,2	23,3	0,31	0,04
1h in 88 a	5,7	42	0,18	0,02

Nachfrage & Angebot nach VSNs wird determiniert durch die Indifferenzbedingung der Vertriebe und Kraftwerke:

$\text{VSN-Preis} = \text{Multiple} \times \text{VSN-Preis} \times \text{Wahrscheinlichkeit}(\text{Strafzahlung})$

$\rightarrow \text{Wahrscheinlichkeit}(\text{Strafzahlung}) = 1/\text{Multiple}$

Welche Auswirkungen hat ein dezentraler Leistungsmarkt?

Mythen

Kapazitätsmärkte fördern nur Überkapazitäten

Leistungsvergütung für Kraftwerke sind Subventionen

Kapazitätsmärkte sind zu teuer

Kapazitätsmärkte helfen nur den etablierten Versorgern ihre gestrandeten Investitionen ins Geld zu bringen.

Kapazitätsmärkte sollen alte Kohle-Kraftwerke am Leben erhalten

Fakten

Es wird nur soviel Kapazität bezahlt, wie die Vertriebe brauchen.

Es wird nur einen positiven Leistungspreis geben, wenn die bestellte Kapazität ihre Kosten nicht am Energiemarkt decken kann. Dies heißt die Marktverzerrungen durch die subventionierten erneuerbaren Energien.

Ein dezentraler Leistungsmarkt hält ca. 3 GW mehr Kapazität im System als ein Energy Only Markt. Dadurch steigen die Systemkosten zwischen 60 und 210 Millionen €. Das sind 0,1% bis 0,5%.

Ein Leistungsmarkt sorgt nicht dafür, dass alle Kraftwerke ihre Kapitalkosten verdienen. Schlechte Investitionen bleiben schlechte Investitionen. Er sorgt nur dafür, dass benötigte Kraftwerke nicht stillgelegt werden (wenn sie günstiger als Neuanlagen sind). Auch neue Anbieter können auf dem neuen Leistungsmarkt mit neuen Produkten agieren (DSM, Flugzeugturbinen...). Bei steigendem Marktanteil der Erneuerbaren bevorzugt der Kapazitätsmarkt Kraftwerke mit geringen Fixkosten (Gas)

Ein dezentraler Leistungsmarkt ermöglicht einen geordneten Rückbau der konventionellen Kapazitäten, ohne dass die Versorgungssicherheit in Gefahr gerät.

Notwendige Größe einer strategischen Reserve bis 2035 (erste Modellergebnisse)

Größe der strategischen Reserve

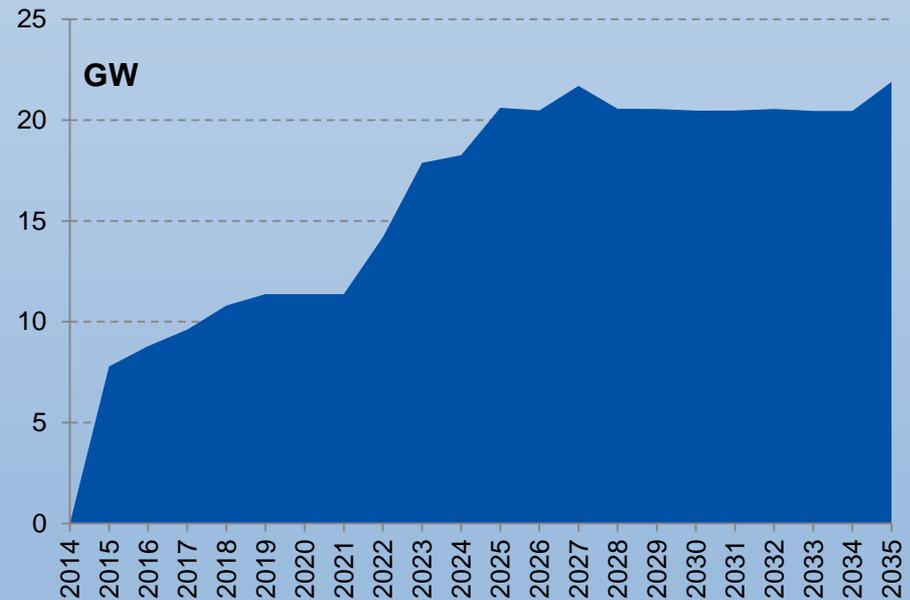
In unseren Modellläufen stabilisiert sich der Markt durch die Einführung einer strategischen Reserve **nicht**.

Dies liegt am

- weiteren EE-Zubau
- an der Einführung eines Kapazitätsmarktes in Frankreich &
- an der KWK-Förderung

Dies setzt die Kraftwerke im Markt unter Druck. Will man die Sicherheitsmarge stabilisieren, muss die strategische Reserve wachsen.

Notwendige Größe der strategischen Reserve



Schlussfolgerung: Strategische Reserve nur kurzfristig tauglich

Kernpunkte

Funktioniert der Energiemarkt, sind die Kosten für einen Leistungsmarkt Null. Damit ist der dezentrale Leistungsmarkt eine **no regret Option**.

Der DLM hält ca. 3 GW mehr Kraftwerksleistung am Leben als ein funktionierender EOM. Damit steigen die Systemkosten nur minimal (0,1 bis 0,5 %)

Der DLM ermöglicht den fairen Wettbewerb zwischen allen Technologien gesicherte Leistung bereit zu stellen, bzw. zu ersetzen. Selbst eine Integration der Haushaltskunden in das Konzept ist möglich.

Strategische Reserve ist ein gutes Konzept, wenn der Markt grundsätzlich funktioniert und sie klein sein kann.

Der Ausbau der erneuerbaren Energien & die Einführung des franz. Kapazitätsmarkts werden aber zu einer relativ großen strategischen Reserve führen müssen.

Die schnelle Einführung des DLM würde regulatorische Unsicherheit hinsichtlich des zukünftigen Markt Designs für Investoren beenden. Der DLM ist eben auch eine langfristige Lösung.

Back-up

Ist eine stärkere Pönalisierung von Bilanzkreisabweichungen eine Alternative zum dezentralen Leistungsmarkt?

Status Quo

Bilanzkreisabweichung wird bei Abruf von min. 80% der Regelenergieleistung mit dem 1,5 fachen des intraday Preises pönalisiert.
Preisobergrenze intraday Markt. 9.999 €/MWh → Pönale maximal 15.000 €/MW

jährliche Fixkosten neue offene Gasturbine:
70.000 €/MW

→ Kein Anreiz zum Kauf einer gesicherten Gasturbine, wenn nicht 5 mal im Jahr die Preisobergrenze von 9.999 €/MWh im intraday Markt erreicht wird.

Auswirkungen einer höheren Pönalisierung

Bilanzkreisabweichung wird im Knappheitsfall beispielsweise mit 35.000 €/MW pönalisiert

- Anreiz Gasturbine sich zu sichern wenn der intraday Markt 2 mal im Jahr bei 9.999 €/MWh schließt.
- Aber: Wenn der Intradaymarkt bei 9.999 €/MWh schließt, konnte Nachfrage nicht bedient werden
- D.h. es kommt zu unfreiwilligen Abschaltungen.
- Solange genug Kraftwerke da sind, gibt es immer einen Preis unterhalb von 9.999 €/MWh
- Erst wenn Kraftwerke fehlen, gibt es einen Preis von 9.999 €/MWh, das wird dann 45 Minuten vor der physischen Stromlieferung offenbar.

Pönale der Bilanzkreisabweichung greift zu spät

Anreize gesicherte Leistung nachzufragen kommen erst, wenn es zu spät ist.

Welche Vorschläge für Kapazitätsmärkte werden in Deutschland diskutiert?

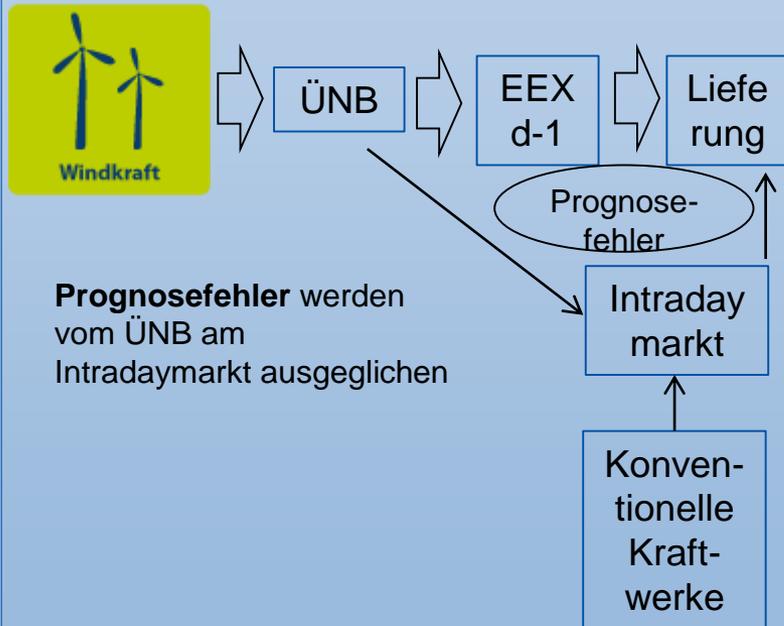
	EWI	Öko-Institut	BDEW/VKU	Strat. Reserve
Zentral / dezentral?	zentral	zentral	dezentral	zentral
Technologieneutral?	technologieneutral	nicht technologieneutral	technologieneutral	technologieneutral
Diskriminierend?	diskriminierend	diskriminierend	nicht diskriminierend	nicht diskriminierend
Art der Diskriminierung?	Nur neue Kraftwerke erhalten den Marktpreis für gesicherte Leistung, Bestandsanlagen erhalten nichts, außer es gibt Neubaubedarf (Gebotszwang mit Null)	Neue Kraftwerke erhalten einen Marktpreis für gesicherte Leistung, bestehende mit geringer Auslastung (<2000 Vlh) eine andere Kapazitätsprämie	Keine.	Keine.
Einheitspreis?	nein	nein	ja	ja
National / europäisch?	national	national	CWE	National/Österreich

Wie sind diese Vorschläge zu bewerten?

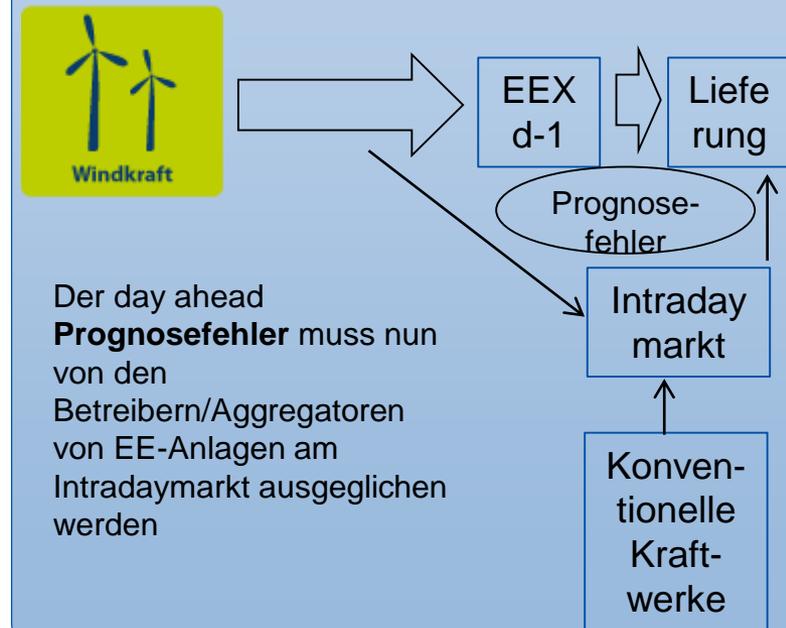
	EWI	Öko-Institut	BDEW/VKU	Strat. Reserve
Wird das Ziel erreicht?	JA	NEIN	JA	Vielleicht
Effizient?	NEIN	NEIN	JA	JA
Mit Europa vereinbar?	schwierig	NEIN	JA	JA
Fazit	Technokratischer Ansatz, der eine (fast) allwissende Regulierungsbehörde voraussetzt und durch den Gebotszwang mit Null für Bestandsanlagen unnötig viele Anlagen aus dem Markt zwingt.	Versorgungssicherheit wird nicht verbessert. Der einzige Zweck dieses Modells besteht darin, konventionelle Kohlekraftwerke in die Insolvenz zu treiben. Es gibt auf der ganzen Welt kein Beispiel für ein solches Kapazitätsmarkt-design.	Guter marktwirtschaftlicher Ansatz. Einzelheiten sollten weiter ausgearbeitet werden.	Guter marktwirtschaftlicher Ansatz, der aber voraussetzt, dass der Strommarkt funktioniert. Nach der Entscheidung für den franz. Kapazitätsmarkt fraglich.

Ist eine EE-Förderreform eine Alternative zu einem dezentralen Leistungsmarkt?

Status quo



Verpflichtende Direktvermarktung



Verpflichtende Direktvermarktung ordnungspolitisch richtig: Aber sie wird kaum Auswirkungen auf die Nachfrage nach Leistung im Intradaymarkt haben.

Ist eine verpflichtende Bandlieferung für EE-Anlagen eine Alternative zu einem dezentralen Leistungsmarkt?

Verpflichtende Bandlieferung

Idee: EE-Anlage darf nicht day ahead vermarkten, sondern muss eine Bandlieferung langfristig verkaufen.

Fehlende Mengen kauft sie am Markt zu. Damit finanziert sie „gesicherte“ Leistung.

Veränderung zum status quo:

- Diskriminierung von EE-Anlagen gegenüber konventionellen Kraftwerken (keine Anlage muss Bänder verkaufen)
- EE-Förderkosten steigen.
- Unklar wie groß die Pflicht-Bänder sein sollen bzw. wer dies wie festlegt. Bei 65 GW Wind und PV und eine Höchstnachfrage von 90 GW müsste die Bandangebot 138% der EE-Kapazität sein. Mit einem 5% Band stellt man nur 3,25 GW sicher.

Die verpflichtende Bandlieferung ist juristisch mindestens schwierig, ordnungspolitisch fragwürdig und ein Weg in die Vollregulierung.