

EMPFEHLUNGEN DER EPEX SPOT FÜR EIN DEKARBONISIERTES STROMSYSTEM

Juni 2022
Paris





EMPFEHLUNGEN
S. 3

VORWORT VON
Ralph Danielski,
CEO von EPEX SPOT
S. 6

1

DIE BEDEUTUNG VON MÄRKTEN UND PREISSIGNALEN FÜR DIE DEKARBONISIERUNG

S. 7



**Aussagekräftige Preissignale
als Grundlage für effiziente
Entscheidungen der
Marktteilnehmer**

S. 8



**Förderung von Wettbewerb und
Innovation durch die europäische
Strommarktkopplung**

S. 13

2

FÖRDERUNG VON ERNEUERBAREN ENERGIEN DURCH MÄRKTE

S. 19



**Auf dem Weg zur vollständigen
Marktintegration erneuerbarer
Energien**

S. 20



**Ein organisierter Markt
für Herkunftsnachweise:
ein transparentes Preissignal
zur Bewertung der grünen
Herkunft von Strom**

S. 26

3

FLEXIBILITÄT EINEN WERT GEBEN ZUR TRANSFORMATION VON STROMSYSTEMEN

S. 31



**Neue komplementäre Preissignale
zur Lösung von Netzeengpässen
und zur Erschließung des Potenzials
der nachfrageseitigen Flexibilität**

S. 32



**Der Weg in die Zukunft: welche
Vorteile eine Marktplattform
für Flexibilität bringen kann**

S. 35

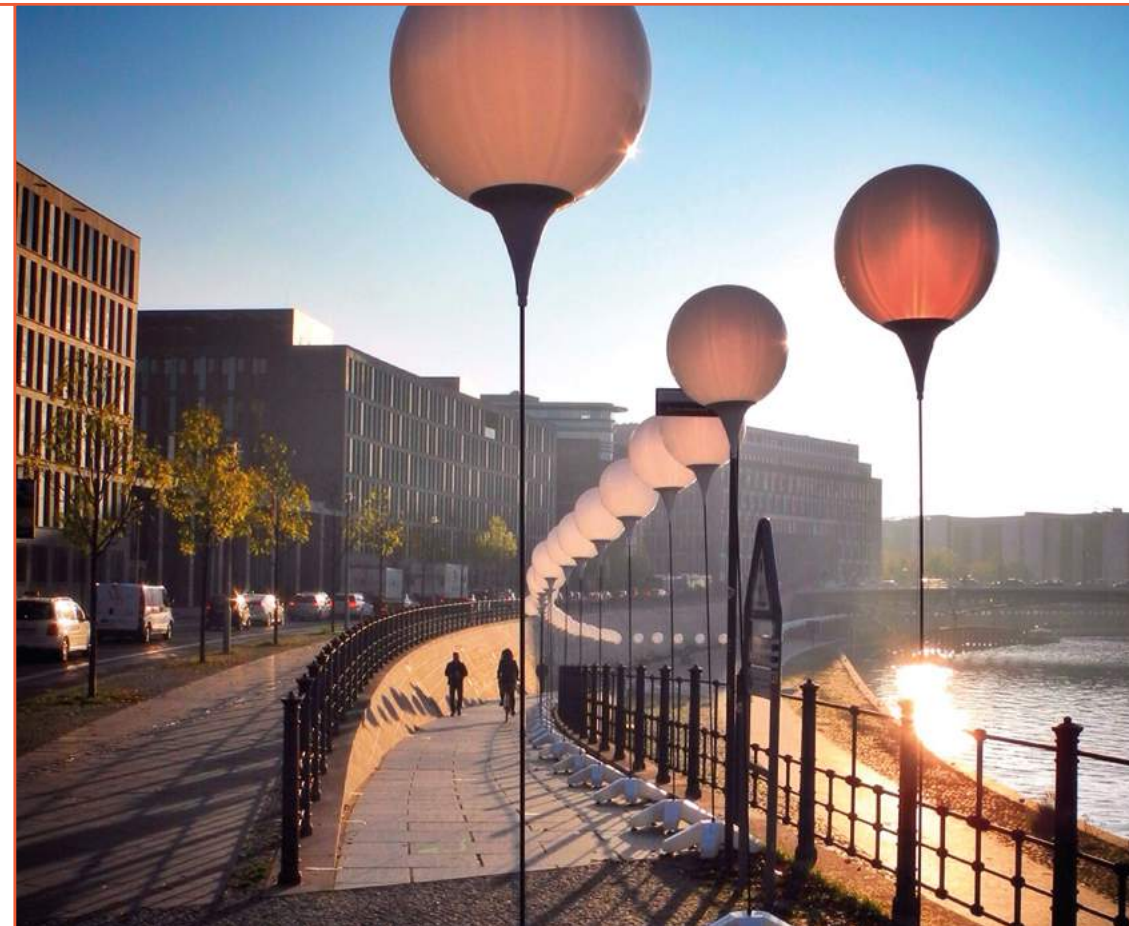
EMPFEHLUNGEN 1: DIE BEDEUTUNG VON MÄRKTEN UND PREISSIGNALEN FÜR DIE DEKARBONISIERUNG

PREISBILDUNG AUF DEN EUROPÄISCHEN SPOTMÄRKTEN

- Aussagekräftige Preissignale setzen Anreize für eine sichere, saubere und bezahlbare Stromversorgung. Verzerrungen des Großhandelspreises für Strom, z. B. durch Preisobergrenzen, sind daher zu vermeiden.
- Weiterhin in eine Preisbildung auf der Grundlage von Grenzkosten vertrauen, die zu einem möglichst effizienten Kraftwerkseinsatz führt, die Kosten für die Verbraucher senkt und die richtigen Anreize für Investitionen in neue saubere Technologien setzt.

EUROPÄISCHE MARKTKOPPLUNG

- Auf der bestehenden Marktkopplungsarchitektur aufbauen, um die Markteinführungszeit neuer Produkte und Funktionen zu verkürzen. Die derzeitige Marktkopplungsarchitektur hat wichtige Projekte ermöglicht und trägt zur System- und Versorgungssicherheit bei.
- Wettbewerb zwischen den Strombörsen in allen EU-Mitgliedstaaten ermöglichen, um den Marktteilnehmern zusätzliche Handelsmöglichkeiten zu bieten und die Vorteile des Elektrizitätsbinnenmarkts für alle europäischen Verbraucher zu vergrößern.



EMPFEHLUNGEN 2: FÖRDERUNG DER ERNEUERBAREN ENERGIEEN DURCH MÄRKTE



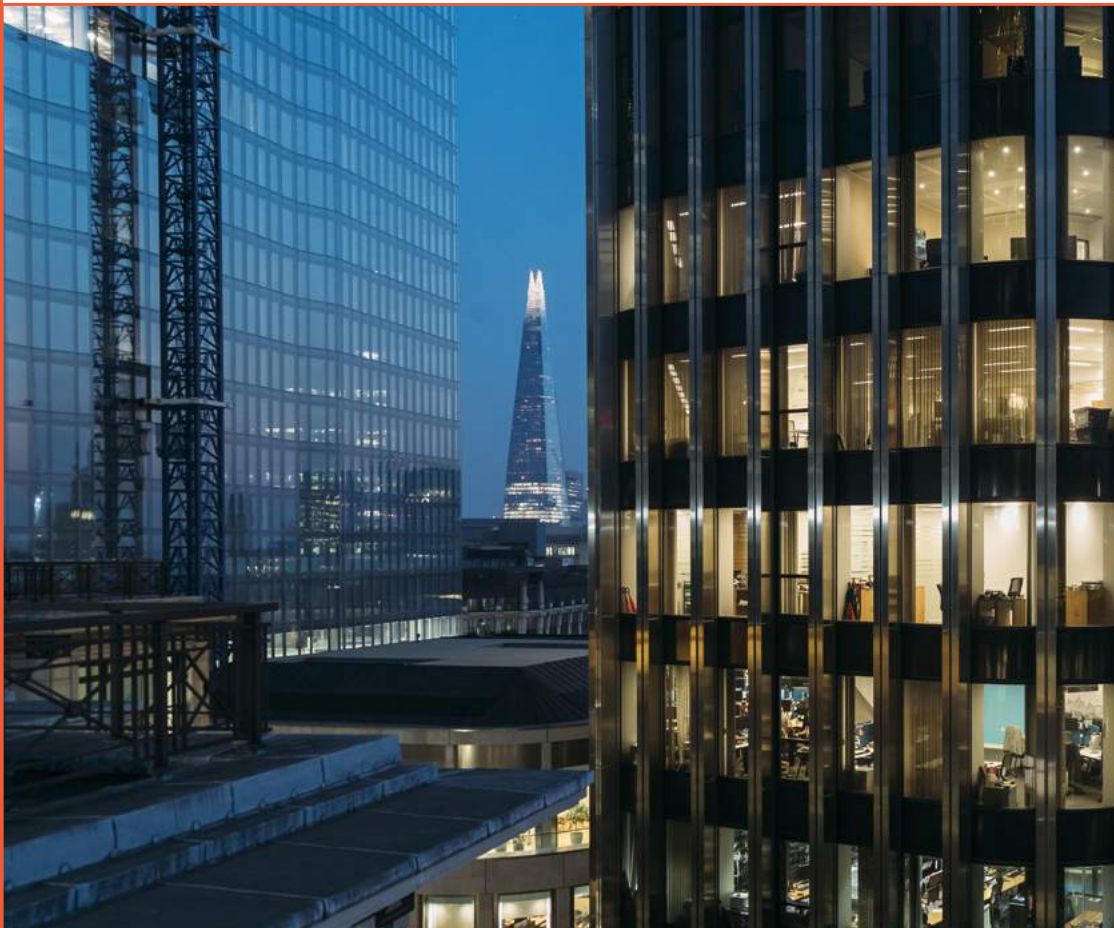
MARKTINTEGRATION VON ERNEUERBAREN ENERGIEEN

- Förderregelungen für erneuerbare Energien, selbst marktbasierende Einspeiseprämien, verzerren den Marktpreis und sollten schrittweise durch alle möglichen Marktvergütungen (Strombörse, HKNs, PPAs usw.) ersetzt werden.
- In der Übergangsphase werden wahrscheinlich immer noch bestimmte Unterstützungsmechanismen erforderlich sein. Diese Förderregelungen müssen durch ein nachgewiesenes Marktversagen gerechtfertigt sein, das nicht auf andere Weise behoben werden kann, zeitlich klar begrenzt, marktorientiert und auf europäischer Ebene harmonisiert sein, um wettbewerbsverzerrende Auswirkungen solcher Maßnahmen zu minimieren und gleiche Wettbewerbsbedingungen in der gesamten EU zu gewährleisten.

HERKUNFTSNACHWEISE FÜR STROM AUS ERNEUERBAREN ENERGIEEN

- Die Verwendung von Herkunftsnachweisen in der gesamten Europäischen Union verankern und Standards zur Gewährleistung der Übertragung von Herkunftsnachweisen zwischen Registern erleichtern. Die zeitliche Granularität der Herkunftsnachweise sollte von derzeit einem Jahr auf einen Monat oder kürzer reduziert werden. Eine kürzere Zeitgranularität ermöglicht die Anpassung der Herkunftsnachweise an die Stromerzeugung und den Stromverbrauch in Echtzeit.
- Herkunftsnachweise sowohl für nicht subventionierte als auch für subventionierte erneuerbare Energien ausgeben, damit alle Erzeuger von Strom aus erneuerbaren Energiequellen von zusätzlichen marktbasierenden Einnahmequellen profitieren, um die Nutzung von PPAs zu unterstützen und die Notwendigkeit von Subventionen für ausgereifte erneuerbare Technologien zu beseitigen.

EMPFEHLUNGEN 3 : FLEXIBILITÄT EINEN WERT GEBEN, UM STROMSYSTEME ZU TRANSFORMIEREN



NETZENGPÄSSE UND NACHFRAGESEITIGE FLEXIBILITÄT

- Es sind Anreize für Netzbetreiber erforderlich, sich an Flexibilitätsbeschaffungsprozessen zu beteiligen, ergänzend zu einem angemessenen Netzausbau.
- Hindernisse vermeiden für die Teilnahme kleiner und nachfrageseitiger Flexibilitäten an den Marktprozessen.

LOKALE FLEXIBILITÄTSMÄRKTE

- Netzinvestitionen durch andere "weiche" Lösungen ausgleichen, insbesondere durch die Nutzung lokaler Flexibilitätsmärkte, um die Kosteneffizienz der Energiewende zu fördern.
- Auf neutrale Plattformen und Betreiber setzen für ein transparentes Zusammenführen von Handelsgeboten und für Preisveröffentlichungen. Die Rollen- und Aufgabenverteilung zwischen Flexibilitätsanbietern (z. B. Aggregatoren), Netzbetreibern und Plattformbetreibern muss klar sein.

Ralph Danielski

CEO von EPEX SPOT



Die derzeitige Situation mit anhaltend hohen Strompreisen ist beispiellos. Wir haben einen Anstieg der Strompreise um über 200% innerhalb von weniger als einem Jahr erlebt, beginnend im Herbst 2021. Aber auch in diesen turbulenten Zeiten funktioniert der Strommarkt absolut zuverlässig und genau. Der Stromgroßhandelsmarkt liefert jeden Tag starke und aussagekräftige Preissignale. Er spiegelt die Fundamentaldaten von Angebot und Nachfrage präzise wider und macht die aktuelle Marktsituation transparent, wie ACER in seiner Bewertung des EU-Stromgroßhandelsmarktdesigns vom April 2022 zu Recht feststellt.

Lösungen für die Strompreiskrise liegen in einem massiven Ausbau der erneuerbaren Energien in Kombination mit mehr Flexibilität im System, z.B. durch Demand Side Management, Speicherkapazitäten, lokale Flexibilität und echtzeitnahen Handel. Die Dekarbonisierung macht Europa unabhängig von Energieimporten, weshalb auch der REPowerEU-Plan der Europäischen Kommission vom Mai

2022 dies vorantreibt. Doch welche konkreten Maßnahmen sollten in Betracht gezogen werden, um ein dekarbonisiertes Stromsystem zu erreichen?

Als europäische Strombörse, die physische kurzfristige Strommärkte betreibt, bringt EPEX SPOT die Dekarbonisierung des Energiesektors mit innovativen Produkten und Dienstleistungen voran. Aussagekräftige Preissignale sind die Grundlage für effiziente Investitionsentscheidungen der Marktteilnehmer und setzen die richtigen Anreize für eine sichere, saubere und bezahlbare Stromversorgung. Die Kopplung der europäischen Strommärkte erleichtert die Integration der erneuerbaren Energien und trägt wesentlich zur Versorgungssicherheit bei. Strommärkte mit freier Preisbildung tragen somit direkt dazu bei, die Energiewende auf die effizienteste Weise zu erreichen. Neue Preissignale für lokale Flexibilität können Netzengpässe beseitigen und das Potenzial der nachfrageseitigen Flexibilität ausschöpfen. Aus diesem Grund arbeitet EPEX SPOT an der

Entwicklung neuer Handelsplattformen für Flexibilität und trägt so weiter zur Dekarbonisierung des Stromsektors bei.

In diesem Papier werden unsere politischen Empfehlungen für ein dekarbonisiertes Stromsystem dargelegt, die auf unserer langjährigen Expertise und Erfahrung als größte Strombörse Europas basieren. Der Schwerpunkt liegt dabei auf der Bedeutung von Märkten und Preissignalen für die Dekarbonisierung (Kapitel 1), der Förderung erneuerbarer Energien durch Märkte (Kapitel 2) und der Bewertung von Flexibilität für die Transformation von Stromsystemen (Kapitel 3).

Wir laden die europäischen Entscheidungsträger herzlich ein, unsere Überlegungen bei der Diskussion des REPowerEU-Plans der Europäischen Kommission und der Förderung eines integrierten und wettbewerbsfähigen europäischen Strommarktes zu berücksichtigen.



DIE BEDEUTUNG VON MÄRKTEN UND PREISSIGNALEN FÜR DIE DEKARBONISIERUNG

1



AUSSAGEKRÄFTIGE PREISSIGNALE ALS GRUNDLAGE FÜR EFFIZIENTE ENTSCHEIDUNGEN DER MARKTTEILNEHMER



Strom einen Preis geben

Der Schlüssel zur Energiewende liegt in dem Erreichen eines Energiemixes, der die Anforderungen an Klimaneutralität, Versorgungssicherheit und Kosteneffizienz erfüllt. Die Großhandelsmärkte für Strom können zu jedem dieser Ziele beitragen, und der Anspruch, erneuerbare Energiequellen vollständig in die Großhandelsmärkte zu integrieren, ist in dieser Hinsicht ein wichtiges Instrument. Der Markt bietet den Marktteilnehmern Anreize, auf dem Energiederivat- und Spotmarkt zu ihren tatsächlichen Grenzkosten zu bieten, was bedeutet, dass der Kraftwerkseinsatz auf der Grundlage der Merit-Order erfolgt.

- Aussagekräftige Preissignale setzen Anreize für eine sichere, saubere und bezahlbare Stromversorgung. Verzerrungen des Großhandelspreises für Strom, z. B. durch Preisobergrenzen, sind zu vermeiden.
- Weiterhin in eine Preisbildung auf der Grundlage von Grenzkosten vertrauen, die zu einem möglichst effizienten Kraftwerkseinsatz führt, die Kosten für die Verbraucher senkt und die richtigen Anreize für Investitionen in neue saubere Technologien setzt.

PREISBILDUNG AUF DEN EUROPÄISCHEN SPOTMÄRKTEN

Die Grenzkostenpreisbildung



Grenzkostenpreisbildung auf Grundlage von Pay-as-clear:

- Ermöglicht allen Erzeugern, ihre Kosten zu decken
- Gewährleistet Versorgungssicherheit
- Setzt Anreize für Erzeuger, zu ihren tatsächlichen Kosten zu bieten
- Setzt Investitionsanreize für neue saubere Technologien

Das Marktpreissignal ist entscheidend:

- kurzfristig: für Entscheidungen in Erzeugung und Verbrauch
- langfristig: für Investitionssignale in neue Energieanlagen

Quelle: ACER 2021 ; RTE 2020.

Kraftwerkseinsatz auf Grundlage von Grenzkosten dient verschiedenen Zwecken

Er soll die niedrigsten Preise für die europäischen Endverbraucher und die Industrie garantieren, da die Erzeugung mit den niedrigsten Kosten (oder genauer gesagt mit der Bereitschaft, zum niedrigsten Preis zu verkaufen) zuerst eingesetzt wird. Wenn man sich über niedrige Preise beklagt, sollte man sich der Tatsache bewusst sein, dass niedrige Preise ein willkommenes Signal im Hinblick auf Energiearmut oder globalen Wettbewerb sind.

Der tatsächliche Marktpreis ergibt sich aus dem Verhältnis zwischen Stromangebot und -nachfrage. Im Day-Ahead-Markt, der auch den Abrechnungspreis für die Terminmärkte liefert, wird ein einheitlicher Preis bei einem Gesamtvolumen ermittelt, das sich aus der Optimierung des Gesamtgemeinwohls ergibt. Unter den erfolgreichen Handelsgeboten stellt dieser Preis den höchsten Preis dar, den ein Käufer zu zahlen bereit ist, und den niedrigsten Preis, den ein Verkäufer zu akzeptieren bereit ist. Dies soll es den Erzeugern, die zu niedrigeren Preisen produzieren können, ermöglichen, ihre Investitionskosten zu decken. Bei der Kritik hoher Preise ist zu bedenken, dass sie Investitionssignale geben, die Energieeffizienz fördern und zusätzliche öffentliche Förderung unnötig machen.

Die Energiewende zielt darauf ab, konventionelle Energiequellen durch kohlenstoffarme oder kohlenstoffneutrale zu ersetzen. Es gibt ein breites Spektrum an politischen Instrumenten, die diese Entwicklung steuern können, z. B. Marktprämienmodelle für erneuerbare Energien, das Emissionshandelssystem oder andere Mittel zur Bepreisung von Kohlenstoff. Die vollständig integrierten Großhandelsmärkte bieten die optimale Verbindung für diese Instrumente zu optimalen Kosten, da alle Quellen und Technologien in Konkurrenz treten können. Auch wenn die Politik die Möglichkeit hat, diesen Wettbewerb bis zu einem gewissen Grad zu steuern, bleibt das Ergebnis dasselbe: Der zugeteilte Energiemix ist kosteneffizient – insbesondere im Vergleich zu einer vollständig regulierten und/oder gesteuerten Zuteilung.



Da jeder Akteur seine bevorzugte Preisspanne hat, gibt es folglich auch Preise, die ihm nicht zusagen. In jedem Fall hat das Preissignal seinen Wert und kann wertvolle Informationen für Marktteilnehmer, Netzbetreiber, Verbraucher, Behörden oder andere Interessenvertreter enthalten, solange das Preissignal unvoreingenommen bleibt. Es liefert dann wertvolles Feedback, um Überangebot, übermäßige Nachfrage, unzureichende Informationen, mangelhafte Regulierung usw. zu erkennen. Der Spotmarktpreis wird auch in nationalen Regelungen als Grundlage für die Berechnung der Einspeiseprämie für erneuerbare Energien oder für die Festlegung des Ausgleichsenergiepreises verwendet.

Bei EPEX SPOT betreiben wir physische Kurzfristmärkte für den Stromhandel für heute (Intraday) und morgen (Day-Ahead). Durch das Zusammenführen von Angebot und Nachfrage erzeugen wir diese fairen, transparenten und geordneten Preissignale, die die oben genannten Entscheidungen auf allen Ebenen des Stromsystems auslösen.

Fokus auf negative Preise und Preisanstiege

Negative Großhandelsmarktpreise: In der jüngsten Vergangenheit haben negative Preise zu ernsthaften Bedenken hinsichtlich des guten Funktionierens der Großhandelsmärkte für Strom geführt. Die Tatsache, dass man für den Verkauf einer Ware, die normalerweise einen Eigenwert hat, bezahlen muss, erscheint seltsam und könnte den Reflex hervorrufen, ein Marktversagen anzunehmen. Tatsächlich stellten negative Preise nie ein langfristiges Gleichgewicht dar. Vielmehr müssen sie als negative Auswirkungen verstanden werden, die sich aus einer unzureichenden Flexibilität des Erzeugungsmixes und überholten Förderregelungen ergeben. Mit anderen Worten: Sie sind entstanden, als die Marktteilnehmer zu unflexibel waren, um ihre Erzeugung anzupassen, oder sie hatten einfach keinen Anreiz, negative Preise zu vermeiden. Während erneuerbare Energieträger durch Einspeisevorrang und Einspeisetarife privilegiert wurden, die eher darauf abzielen, sie aus dem Markt herauszuhalten und nicht auf Preissignale reagieren zu müssen, fehlte den alten Kohlekraftwerken und den Kernkraftwerken die Möglichkeit,



ihre Leistung schnell anzupassen. Da sie nicht in der Lage sind, auf sinkende Preise zu reagieren bzw. nicht reagieren müssen, kann dies zu negativen Preisen führen. Dies sollte jedoch nicht als Versagen des Marktes gewertet werden, sondern vielmehr als ein Signal, die öffentlichen Förderregelungen zu überarbeiten und in die Entwicklung flexiblerer Produktionseinheiten zu investieren. Darüber hinaus kann die Relevanz von Must-Run-Kapazitäten neu bewertet werden. Das Signal des Marktes für Letztere ist jedoch sicherlich demotivierend: Diejenigen, die sich nicht schnell anpassen können, müssen negative Preise hinnehmen und haben daher keinen Anreiz, tätig zu werden.

Preisanstieg in den Jahren 2021 und 2022: Der starke Anstieg der Strompreise in 2021 und 2022 wurde von einigen Beobachtern als Marktversagen interpretiert. Beim Blick auf die grundlegenden Faktoren, lassen sie sich durch das Zusammenspiel von (a) globaler Gasverknappung, (b) steigenden Preisen für Kohlenstoffemissionen und (c) relativ geringer Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen erklären. In der Tat ist es ermutigend zu sehen, dass die Windenergieerzeugung als Motor für relativ niedrige Preise angesehen werden kann. Die Interessenvertreter müssen sich jedoch der unbeständigen Natur dieser Quelle bewusst sein. Wenn die erneuerbare Erzeugung gering ist, sorgt ein gut funktionierender Markt dafür, dass die entstehende Lücke durch teurere Quellen ersetzt wird. Der steigende Preis für Kohlenstoffemissionen wird seit mehreren Jahren gefordert. Steigende Preise für CO₂-Emissionen erhöhen die Anreize zur Vermeidung von Kohlenstoffemissionen durch Energieeffizienzmaßnahmen oder Investitionen in erneuerbare Energien. Der Anstieg der Kohlenstoffpreise lässt sich anhand eines Blicks auf die Erwartungen der Marktteilnehmer erklären. Wenn die Politik sich für einen störungsfreieren und schnelleren Übergang zu einem höheren Anteil an erneuerbaren Energien einsetzt, ist eine Verknappung der Emissionszertifikate zu erwarten. Gleichzeitig steigt der Bedarf an Zertifikaten, wenn die Erzeugung aus erneuerbaren Energien gering ist und erhebliche Mengen durch konventionelle Anlagen ersetzt werden müssen - und eine steigende Nachfrage führt zu höheren Preisen. Was die Preise für Kohle und Erdgas betrifft, so müssen wir uns des zunehmend globalen Charakters dieser Märkte bewusst sein.

FOKUS

Gebotszonen

- Die Marktpreise ergeben sich aus Angebot und Nachfrage in einem bestimmten geografischen Gebiet, der Gebotszone. Gebotszonen sind die geografische Grundlage für die Preisbildung.
- Die Überprüfung der Gebotszonen sollte unvoreingenommen erfolgen und sowohl für Zusammenschlüsse als auch für Teilungen von Gebotszonen offen sein. Die Nutzung der Grenzen der Mitgliedstaaten als Randbedingung für den Clustering-Algorithmus bedeutet, dass Zusammenschlüsse von Gebotszonen zweier oder mehrerer Länder von vornherein ausgeschlossen werden. Dies schränkt die möglichen Gebotszonenkonfigurationen von zwei oder mehreren Ländern ein und schließt Konfigurationen aus, die sich bei der folgenden Überprüfung der Bieterzonen als effizient erweisen könnten. Wir empfehlen daher, Zusammenschlüsse zwischen einzelnen Gebotszonen zuzulassen.
- Die deutsch-luxemburgische Gebotszone ist eine Erfolgsgeschichte und ermöglicht die Integration großer Mengen an erneuerbarer Stromerzeugung. Es besteht jedoch die dringende Notwendigkeit, den Netzausbau zu beschleunigen und damit die hohen Redispatch-Kosten zu senken. Eine Aufteilung der Gebotszonen wird die physischen Überlastungsprobleme nicht verringern, sondern den Druck auf den dringend benötigten Netzausbau verringern und die Integration erneuerbarer Energien noch teurer machen.

Kapazitätsmechanismen nur als letztes Mittel

- Der Energy-Only-Markt ist die bevorzugte Lösung zur Bewältigung des Flexibilitätsproblems, wobei gut funktionierende Stromspot- und Regelenenergiemärkte Teil davon sind. Marktbasierte Referenzpreissignale bilden die Grundlage für die Entscheidungsfindung der Marktteilnehmer.
- Dennoch wird das Problem des fehlenden Geldes - d. h. Situationen, in denen die Strompreise zu niedrig sind, um Anreize für den Bau neuer Erzeugungskapazitäten zu schaffen - durch subventionierte erneuerbare Energien noch verschärft. Das bedeutet, dass Preissignale für die Ausrichtung von Investitionen auf den optimalen Mix in Frage gestellt werden könnten. Es gibt EU-Mitgliedsstaaten, in denen sich der weitere Ausbau des Energy-Only-Marktes als ungeeignet oder unzureichend erweist, um akuten Herausforderungen für die Versorgungssicherheit zu begegnen. In diesen Fällen können Kapazitätsmechanismen eine sinnvolle Ergänzung zum Energy-Only-Markt darstellen.
- In diesen Fällen sind die folgenden Gestaltungskriterien für Kapazitätsmechanismen zu berücksichtigen: Kapazitätsmechanismen sollten so technologieneutral wie möglich sein und einer grenzüberschreitenden Beteiligung offenstehen. Die Beteiligung erneuerbarer Energien sollte auf der Grundlage ihrer Kapazitätskredite berücksichtigt werden. Auch nachfrageseitige Ressourcen und dezentrale Flexibilitätsanlagen sollten im Ausschreibungsprozess mit der Erzeugung gleichgestellt werden. Wenn möglich, sollten Kapazitätsmechanismen als vorübergehende Instrumente konzipiert und nach einiger Zeit neu bewertet werden.

Regelenenergiemärkte

- Regelenenergiemärkte sorgen in Echtzeit für ein Gleichgewicht zwischen Angebot und Nachfrage, um die 50-Hertz-Frequenz zu halten. Die Europäische Richtlinie zum Systemausgleich im Elektrizitätsversorgungssystem enthält harmonisierte Regeln für die Beschaffung, Aktivierung und Abrechnung von Regelenenergieleistungen mit dem Ziel, die Integration von erneuerbaren Energien und die Entwicklung von Flexibilität auch auf den Regelenenergiemärkten zu verbessern.
- Strombörsen können mit ihrer Expertise zu Regelenenergiemärkten beitragen. Dies gilt zum Beispiel für die Frequency Response Auktion in Großbritannien, die gemeinsam von EPEX SPOT und National Grid ESO betrieben wird. Auch in die europäische Regelenenergieplattform TERRE bringen wir unser Fachwissen im Bereich Marktsteuerung ein. TERRE zeigt, wie eine engere Koordinierung auf europäischer Ebene den Austausch von Regelenenergie optimiert, um letztendlich niedrigere, dem europäischen Endverbraucher zugute kommende Gesamtsystemkosten zu erreichen.
- Für das reibungslose Funktionieren des gesamten Energiemarktes ist es von entscheidender Bedeutung, dass die Marktteilnehmer starke wirtschaftliche Anreize haben, sich am Spotmarkt bis zum Lieferzeitpunkt auszugleichen, anstatt auf kostspielige Regelenenergie zurückzugreifen. Generell sind die Zuteilungsregelungen für den Ausgleich von Mengenabweichungen so zu wählen, dass der Handel auf Großhandelsmärkten nicht beeinträchtigt wird.

FÖRDERUNG VON WETTBEWERB UND INNOVATION DURCH DIE EUROPÄISCHE STROMMARKTKOPPLUNG

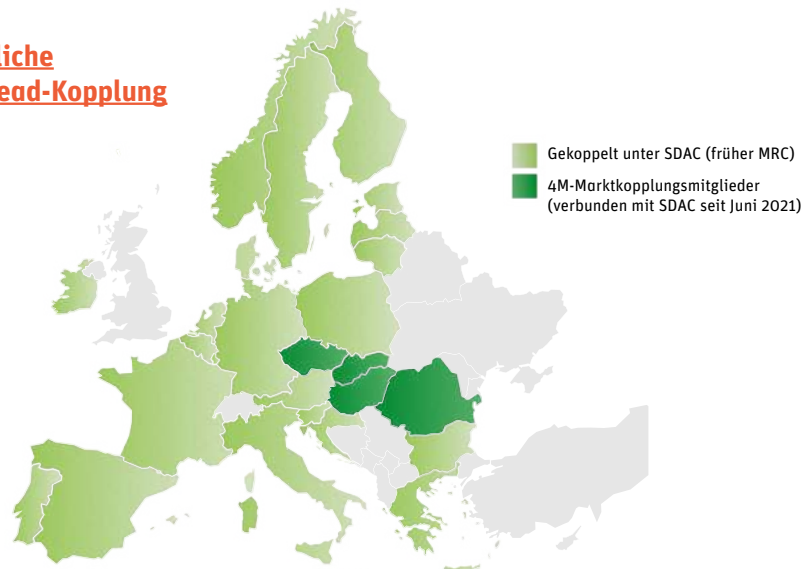


Die europäische Marktkopplung ist seit mehr 15 Jahren Realität und bringt der europäischen Industrie und den Endverbrauchern täglich erhebliche Vorteile.

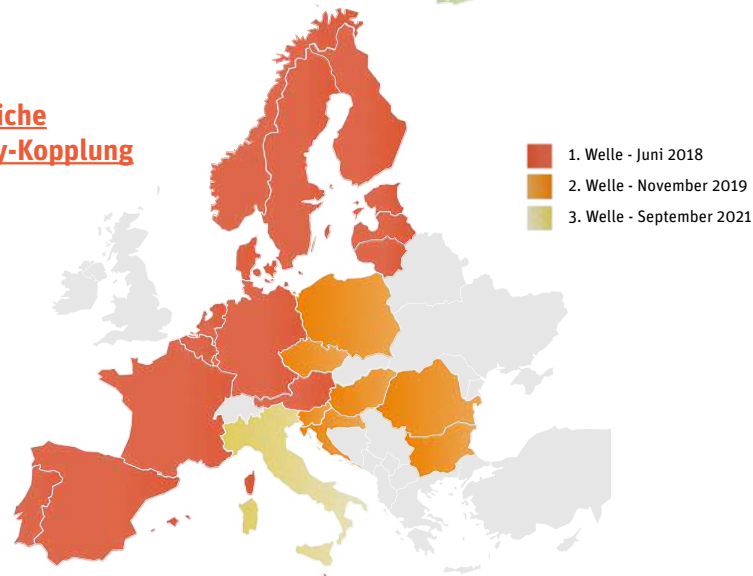
Die einheitliche Day-Ahead-Marktkopplung (Single Day-Ahead Coupling, SDAC) koppelt die Day-Ahead-Märkte von 27 Ländern (siehe Karte S. 14). Im Juni 2021 wurde die 4M-Marktkopplung (Tschechische Republik, Ungarn, Rumänien und Slowakei) in die europäische Marktkopplung integriert. SDAC umfasst 61 Gebotszonen, 35 Übertragungsnetzbetreiber (ÜNBs) und 16 nominierte Strommarktbetreiber (NEMOs). Die europäische Marktkopplung umfasst Länder, die 98,6 % des EU-Verbrauchs repräsentieren und im Jahr 2020 sind trotz der COVID-19-Pandemie 1530 TWh an gehandelten Day-Ahead-Volumen in einer Marktlösung gekoppelt.

- Auf der bestehenden Marktkopplungsarchitektur aufbauen, um die organisatorische Effizienz und die Entscheidungsprozesse zu verbessern sowie die Zeit bis zur Markteinführung neuer Produkte und Funktionen zu verkürzen. Die derzeitige Marktkopplungsarchitektur hat wichtige Projekte ermöglicht und trägt zur System- und Versorgungssicherheit bei.
- Wettbewerb zwischen den Strombörsen in allen EU-Mitgliedstaaten ermöglichen, um den Marktteilnehmern zusätzliche Handelsmöglichkeiten zu bieten und die Vorteile des Elektrizitätsbinnenmarkts für alle europäischen Verbraucher zu vergrößern.

Einheitliche Day-Ahead-Kopplung (SDAC)



Einheitliche Intraday-Kopplung (SIDC)

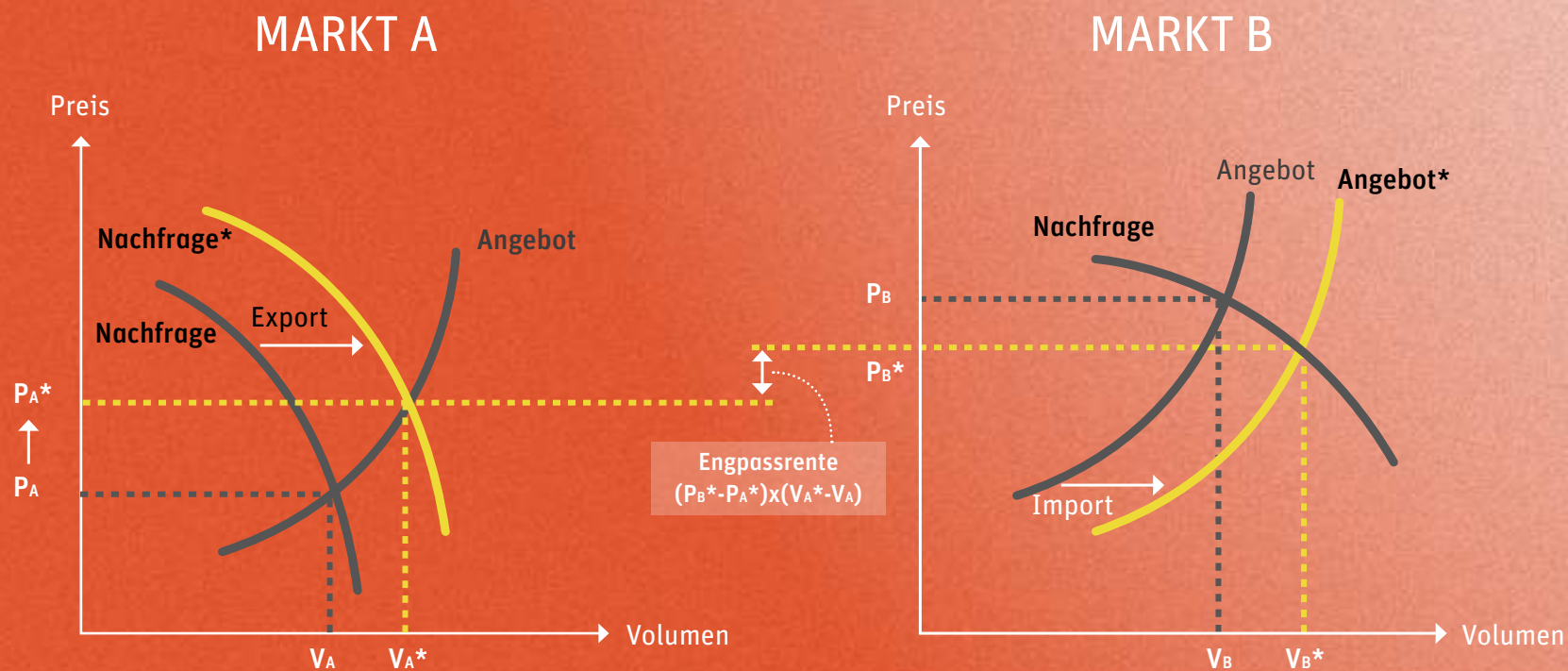


Stand Januar 2022

Die einheitliche Intraday-Marktkopplung (Single Intraday Coupling, SIDC)

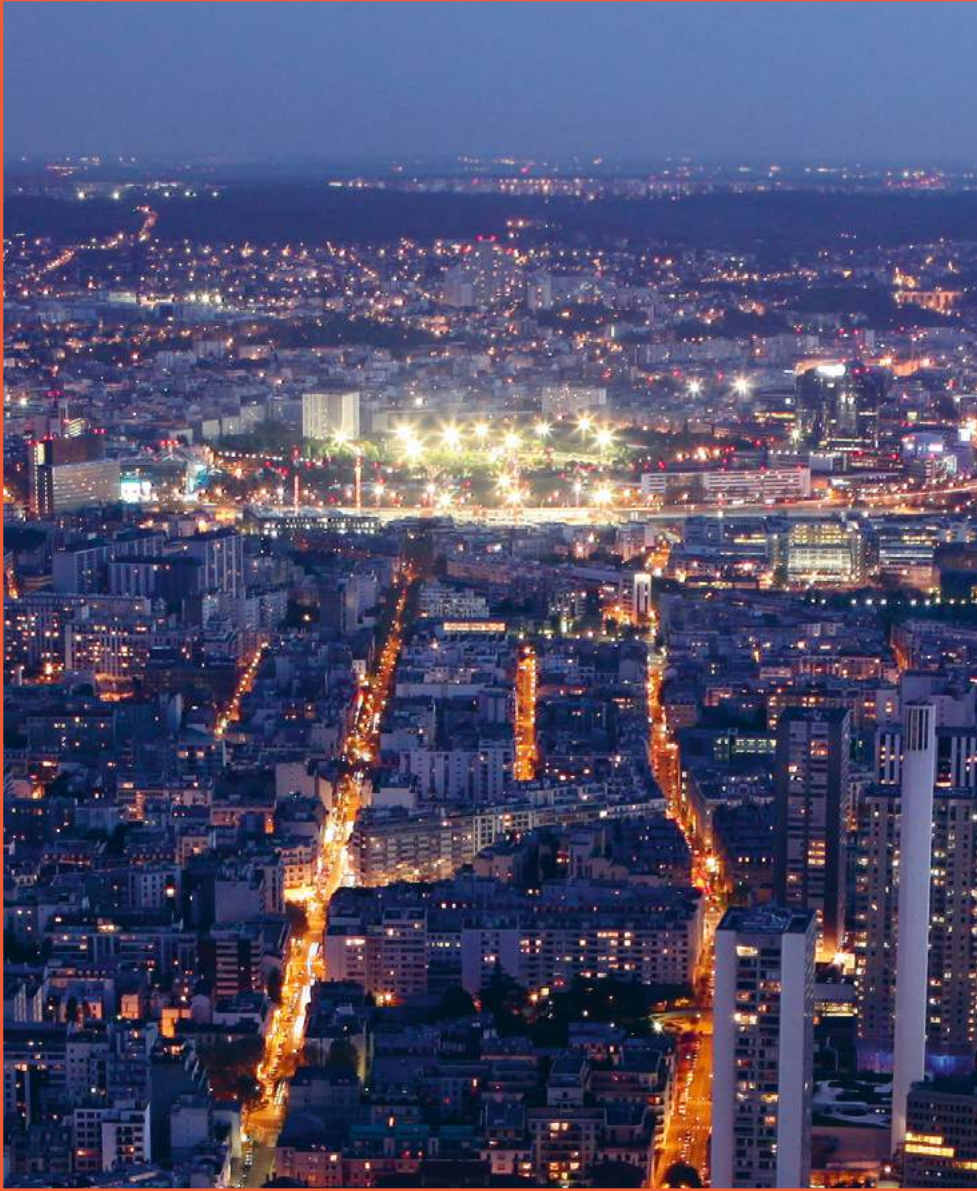
koppelt derzeit die kontinuierlichen Intraday-Märkte von 23 Ländern (siehe Karte links). Die Integration von Griechenland und der Slowakei ist für 2022 geplant. SIDC umfasst 31 Gebotszonen, 32 ÜNBs und 10 NEMOs. 82 TWh an gekoppelten Intraday-Volumina wurden im Jahr 2020 in mehr als 40 Millionen Handelsgeschäften gehandelt.

Marktkopplung bedeutet, dass die Preise und Stromflüsse zwischen den Ländern bei der Bereitstellung grenzüberschreitender Kapazitäten an den verschiedenen Strombörsen gleichzeitig auf die effizienteste Weise berechnet werden. Dank einer koordinierten Berechnung von Preisen und Stromflüsse wird die verfügbare grenzüberschreitende Kapazität effizienter genutzt und der Preisunterschied zwischen zwei oder mehreren Marktgebieten verringert, wie in der folgenden Grafik dargestellt.



Wohlfahrt = Verkäuferüberschuss + Käuferüberschuss + Engpassrente

Wohlfahrt (entkoppelt) $\leq$ Wohlfahrt (Engpass) $\leq$ Wohlfahrt (vollständige Kopplung)



Die Preise konvergieren aufgrund der europäischen Marktkopplung

Im obigen Beispiel treffen auf Markt A Angebot und Nachfrage zu einem niedrigeren Preis aufeinander. Auf Markt B treffen Angebot und Nachfrage zu einem höheren Preis aufeinander. Durch die Marktkopplung steigt die Nachfrage in Markt A aufgrund von Exporten nach Markt B. In Markt B steigt das Angebot aufgrund von Importen aus Markt A. Die neuen Gleichgewichtspreise der beiden Märkte konvergieren: Die Preise in Markt A steigen und die Preise in Markt B sinken. Die verbleibende Differenz ist die Engpassrente, d. h. die Preisdifferenz zwischen zwei durch Marktkopplung verbundenen Märkten, die entsteht, wenn es an der Grenze zu einem Engpass kommt.

Wenn es unbegrenzte grenzüberschreitende Kapazitäten und keine Engpässe gäbe, würden die Preise zwischen allen an der Marktkopplung beteiligten Gebotszonen zu 100 % konvergieren. Aufgrund der begrenzten grenzüberschreitenden Kapazitäten weichen die Preise jedoch voneinander ab, konvergierten allerdings im Jahr 2021 auf den Märkten der EPEX SPOT in 48 % der Fälle. Dies entspricht einem Anstieg im Vergleich zu 43 % in 2020.

Anstieg der Wirtschaftlichkeit und Wohlfahrt durch Marktkopplung :

Aufgrund der Marktkopplung kann der Verkäufer auf Markt A – im oben genannten Beispiel - zu einem höheren Preis verkaufen (Verkäuferüberschuss) und der Käufer auf Markt B kann zu einem niedrigeren Preis kaufen (Käuferüberschuss). Ein höheres Gesamtvolumen kann gehandelt werden, da wettbewerbsfähige Verkäufer Zugang zu zusätzlichen Märkten erhalten und preissensible Käufer mehr Wahlmöglichkeiten haben. Grenzüberschreitende Kapazitäten werden optimal genutzt. Es wird eine Engpassrente erzielt, die von den ÜNBs zur Senkung der Netzentgelte oder zur Deckung der Kosten für Netzinvestitionen zur Erhöhung der grenzüberschreitenden Kapazitäten verwendet werden kann. ACER schätzt die durch die Marktkopplung entstehenden Wohlfahrtsgewinne auf mehr als 1 Mrd. €/Jahr. Für die Zukunft wird mit zusätzlichen Wohlfahrtsgewinnen von mehr als 1,5 Mrd. €/Jahr durch die weitere Vollendung der Marktkopplung in allen Zeitfenstern in der gesamten EU gerechnet, insbesondere durch die Regelenenergiemärkte.

Die europäische Marktkopplung birgt zahlreiche Vorteile für die europäische Industrie und die Verbraucher:

- Optimale Nutzung der Interkonnektoren zur Erleichterung des Engpassmanagements
- Glättungseffekt bei negativen oder positiven Preisspitzen
- Abschwächung extremer Wetterbedingungen (z. B. Kältewelle, Sturmfront) auf andere Marktgebiete
- Höhere Versorgungssicherheit durch Marktintegration und Unabhängigkeit vom einzelnen Land
- Optimierte Ressourcennutzung (z. B. geringere Abregelung erneuerbarer Energien)

Die Überarbeitung der CACM-Verordnung: mögliche Auswirkungen auf den Markt

Die Marktkopplung begann bereits 2006 als Initiative von Strombörsen und Übertragungsnetzbetreibern. Mit der Verordnung 2015/1222 über Kapazitätszuweisung und Engpassmanagement (CACM-Verordnung) wurde die bestehende Marktkopplung in europäisches Recht umgesetzt. Außerdem bot sie den Strombörsen einen Rahmen für die Ausweitung der Dienstleistungen auf andere europäische Märkte. Seitdem hat sich das derzeitige System der Marktkopplung als widerstandsfähig erwiesen, vom verstärkten Wettbewerb zwischen den Strombörsen über mehrere geografische und technische Erweiterungen bis hin zur COVID-19-Krise.

EPEX SPOT betreibt Märkte im Herzen Europas und spielt eine aktive Rolle bei der Umsetzung der europäischen Systeme für die Day-Ahead- und Intraday-Kopplung. EPEX SPOT leistet einen wichtigen Beitrag zur erfolgreichen Single Day-Ahead Coupling (SDAC)- und Single Intraday Coupling (SIDC)-Lösung.

Die CACM-Verordnung wird derzeit überarbeitet. Die aktuellen Vorschläge können die Vollendung des europäischen Strombinnenmarktes und die damit verbundenen Projekte aus mehreren Gründen gefährden:

- Die Effektivität, Effizienz und Transparenz des Gesamtsystems könnte durch die Schaffung zusätzlicher Governance-Ebenen und zwischengeschalteter Stellen gefährdet werden;



- Die Betriebssicherheit könnte weniger widerstandsfähig sein, da die Governance-Optionen zur Schaffung einer potenziellen „einzelnen Fehlerstelle“ führen, die die Risiken und Auswirkungen eines Zwischenfalls erhöhen und letztlich die Energiesicherheit gefährden könnte;
- Erhebliche Übergangskosten für einen neuen Aufbau könnten Ressourcen von wichtigen Projekten abziehen, die darauf abzielen, den geografischen Anwendungsbereich der Marktkopplung zu erweitern und neue Handelsprodukte zur Verfügung zu stellen, um die Ziele des EU Green Deals und des Klimazielpfades 2030 zu erreichen;
- Die vorgeschlagenen Änderungen des Marktdesigns und die neuen Beschränkungen für die Strombörsen können zu einer längeren Markteinführungszeit für Innovationen führen.

Daher sollten bei der Überarbeitung der CACM-Verordnung folgende Aspekte berücksichtigt werden:

- **Stabilität sichern.** Die Marktkopplung ist bereits Realität, und eine Reihe wichtiger Projekte ist bereits angelaufen. Ein kohärenter und stabiler Rahmen ist unerlässlich, um ein belastbares Marktkopplungssystem zu verwirklichen und zu jeder Zeit einen sicheren Betrieb zu gewährleisten.
- **Die bestehende Architektur weiterentwickeln.** Um die Marktintegration zu beschleunigen und gleichzeitig den Wettbewerb und die Innovation zu fördern, sieht EPEX SPOT die dringende Notwendigkeit, auf der derzeitigen Architektur aufzubauen und diese weiterzuentwickeln. Ziel ist es, die Effizienz zu verbessern, die Zeit bis zur Markteinführung von Projekten zu verkürzen, Eskalationen an die Regulierungsbehörden zu vermeiden und mehr Transparenz über die Funktionsweise und Entwicklung der Marktkopplung zu schaffen.
- **Den Übergang von Monopol-NEMOs zum Wettbewerbsmodell sicherstellen.** Um einen fairen Wettbewerb zwischen den benannten Strommarktbetreibern (NEMOs) zu fördern, ist es am effizientesten, den Übergang der NEMOs mit Monopolstellung zum Wettbewerbsmodell sicherzustellen. Sechs Jahre nach Inkrafttreten der CACM-Verordnung lässt ein Drittel der EU-Mitgliedstaaten NEMOs mit Monopolstellung zu, was bedeutet, dass in einem Drittel der EU-Mitgliedstaaten überhaupt kein Wettbewerb zwischen Strombörsen möglich ist. Die Vorteile der Öffnung eines Landes für den Wettbewerb zwischen den Strombörsen sind zahlreich, insbesondere im Hinblick auf die Handelsmöglichkeiten für die Marktteilnehmer, den Zugang zu Produktinnovationen, den geringeren administrativen und finanziellen Aufwand und die Kosteneffizienz.



2

FÖRDERUNG VON ERNEUERBAREN ENERGIEN DURCH MÄRKTE



AUF DEM WEG ZUR VOLLSTÄNDIGEN MARKTINTEGRATION ERNEUERBARER ENERGIE

POLITISCHE EMPFEHLUNGEN

- Förderregelungen für erneuerbare Energien, selbst marktbasierende Einspeiseprämien, verzerren den Marktpreis und sollten schrittweise durch alle möglichen Marktvergütungen (Strombörse, Herkunftsnachweise, PPAs usw.) ersetzt werden. Dies führt zu einer effizienteren Marktpreisbildung und spart dem Steuerzahler/Stromverbraucher Geld.
- In der Übergangsphase werden wahrscheinlich immer noch bestimmte Unterstützungsmechanismen erforderlich sein. Diese Förderregelungen müssen durch ein nachgewiesenes Marktversagen gerechtfertigt sein, das nicht auf andere Weise behoben werden kann, sie müssen so wenig wettbewerbsverzerrend wie möglich sein, sie müssen zeitlich klar begrenzt sein, sie müssen marktorientiert sein und sie müssen auf europäischer Ebene harmonisiert sein, um die wettbewerbsverzerrenden Auswirkungen solcher Maßnahmen zu minimieren und gleiche Wettbewerbsbedingungen in der gesamten EU zu gewährleisten.



Preisbildung in der Übergangsphase zu einem dekarbonisierten Energiesektor

Wir befinden uns derzeit in einer **Übergangsphase** auf dem vereinbarten Weg zur Dekarbonisierung mit dem Ziel einer vollständigen Integration erneuerbarer Energien in den Markt. Wahrscheinlich werden in dieser Phase noch bestimmte Unterstützungsmechanismen benötigt.

Dazu gehört auch, dass neue Anlagen ungeachtet nationaler Grenzen und Förderregelungen dort gebaut werden, wo sie am effizientesten sind. Um sicherzustellen, dass während der Übergangsphase bis zur vollständigen Marktintegration genügend neue Anlagen für erneuerbare Energien installiert werden, kann man sich auch vorstellen, erneuerbare Energien in Form von Kapazitätzahlungen im Voraus (für jede installierte kW) anstelle von Einspeiseprämien (für jede erzeugte kWh) zu fördern. Im Hinblick auf die Marktintegration würden Kapazitätzahlungen einen weiteren Schritt zur vollständigen Marktintegration bedeuten, da die Erzeuger von Strom aus erneuerbaren Energien ihren Strom wie jede andere Stromquelle zu Grenzkosten anbieten würden. Das Gleiche gilt für konventionelle Anlagen, die in der Übergangsphase noch benötigt werden könnten.



Die Vergütung wird auf marktbasieren Einnahmen beruhen, die sich aus der Vergütung der Ware, d. h. dem Börsenpreis für jede erzeugte MWh, sowie aus der Vergütung für die Herkunft des Stroms (Herkunftsnachweis) und andere Systemdienstleistungen, die erbracht werden können (Regelenergie, Engpassmanagement und Systemdienstleistungen), ergeben. Daher sind neben wettbewerbsfähigen und liquiden Großhandelsmärkten auch ein gut funktionierender CO₂-Markt und ein Markt für Herkunftsnachweise (HKNs) erforderlich. Dies wird dazu beitragen, dass sich die erneuerbaren Energien am Markt refinanzieren können. Auch die Stromverbraucher oder Steuerzahler müssen nicht mehr für Subventionen aufkommen. Derzeit sind die Preise für Herkunftsnachweise niedrig (für Standard-Herkunftsnachweise aus nordischer Wasserkraft in den letzten Jahren meist zwischen 0,10 und 2,50 €/Herkunftsnachweis). Aber es wird erwartet, dass die Preise aufgrund der steigenden Nachfrage und der politischen Ausbauziele für erneuerbare Energien steigen werden.

Der Weg zur vollständigen Marktintegration erneuerbarer Energien wird nicht einfach sein, da dazu auch die richtigen Regulierungsentscheidungen für eine Übergangsregelung zur Förderung der erneuerbaren Energien gehören. Jedoch haben bereits zahlreiche Marktteilnehmer vielversprechende Geschäftsmodelle für marktorientierte Vergütungssysteme für erneuerbare Energien entwickelt, wie z. B. neue Direktvermarktungsmodelle.

Mit einem zunehmenden Anteil an volatilen erneuerbaren Energien werden auch die Preise stärker schwanken. In Stunden mit hoher Erzeugung aus erneuerbaren Energien werden die Preise nahe Null liegen. In Stunden mit geringer Erzeugung aus erneuerbaren Quellen werden konventionelle Kraftwerke den Preis bestimmen. Angesichts des steigenden Preises für Kohlenstoffemissionen und des weltweiten Wettbewerbs bei der Erdgasnachfrage werden diese Ausschläge beträchtlich sein. Das europäische Strommarktdesign bietet jedoch bereits ein Gegenmittel in Form von Absicherung auf den Terminmärkten. Darüber hinaus werden diese Spitzen benötigt, um einige Instrumente anzuziehen, die für einen kohlenstofffreien Strommarkt von entscheidender Bedeutung sein werden: Demand Side Response und Speicheranlagen.

1

REINE SYSTEMINTEGRATION



2

ÜBERGANGSPHASE



3

VOLLSTÄNDIGE MARKTINTEGRATION



- Regulierte Vergütung (Einspeisetarif)



- Keine Reaktion auf Marktpreissignal
- Kein Preisrisiko



- Keine Bilanzkreisverantwortung („produce & forget“)



- ÜNB vermarkten die erneuerbaren Energien an der Strombörse
- Angebot zu jedem Preis



- Mischvergütung: Markterlöse und Fördersystem (Einspeiseprämie)

- Gewisse Reaktion auf Marktpreissignal
- Gewisses Preisrisiko

- Volle Bilanzkreisverantwortung

- Neue Akteure: Direktvermarkter/Aggregatoren, die die erneuerbaren Energien an der Strombörse vermarkten
- Angebot zu Opportunitätskosten, nicht zu Grenzkosten



- Keine Förderregelung, sondern marktbasierte Vergütung (Strombörse, Herkunftsnachweise, PPAs etc.)

- Vollständige Reaktion auf Marktpreissignal
- Vollständiges Marktpreisrisiko

- Volle Bilanzkreisverantwortung

- Alle Marktakteure inkl. Direktvermarkter/Aggregatoren, Versorger, kleine Marktteilnehmer etc.
- Angebot zu Grenzkosten

Preisbildung in der Zielphase

Diese Entwicklungen werden sich in der Zielphase mit einem noch höheren Anteil an erneuerbaren Energien fortsetzen. Folglich muss auch das Marktpreissignal unverzerrt bleiben, um nachfrageseitige Flexibilität zu fördern und die Speichieranlagen in vollem Umfang zu nutzen. Das Preissignal darf nicht nach unten verzerrt werden. Das ist für die Förderung von Investitionen in Erzeugungskapazitäten unerlässlich. Erneuerbare Energien werden dem Marktpreissignal voll ausgesetzt sein und darauf reagieren.

Die größte Befürchtung in Bezug auf das Preissignal in dieser Zielphase ist, dass Strom entweder reichlich vorhanden oder knapp sein wird, da er aus überwiegend volatilen Quellen erzeugt wird. Dies führt zu niedrigen oder negativen Preisen, wenn Strom verfügbar ist und verkauft werden kann, und zu erheblichen Preisspitzen, wenn die Nachfrage nicht durch diese volatilen Quellen gedeckt werden kann. Diese Aussichten geben Anlass zur Sorge, dass das Preissignal unzureichend sein könnte.

Die politischen Entscheidungsträger haben bereits erkannt, dass Bedarf an nachfrageseitigen Maßnahmen und Speicherkapazitäten besteht, um die volatile Erzeugung zu ergänzen. In der Zielphase sollen sie dafür sorgen, den Marktpreis zu stabilisieren und das Preissignal mit weiteren Inhalten zu füllen.

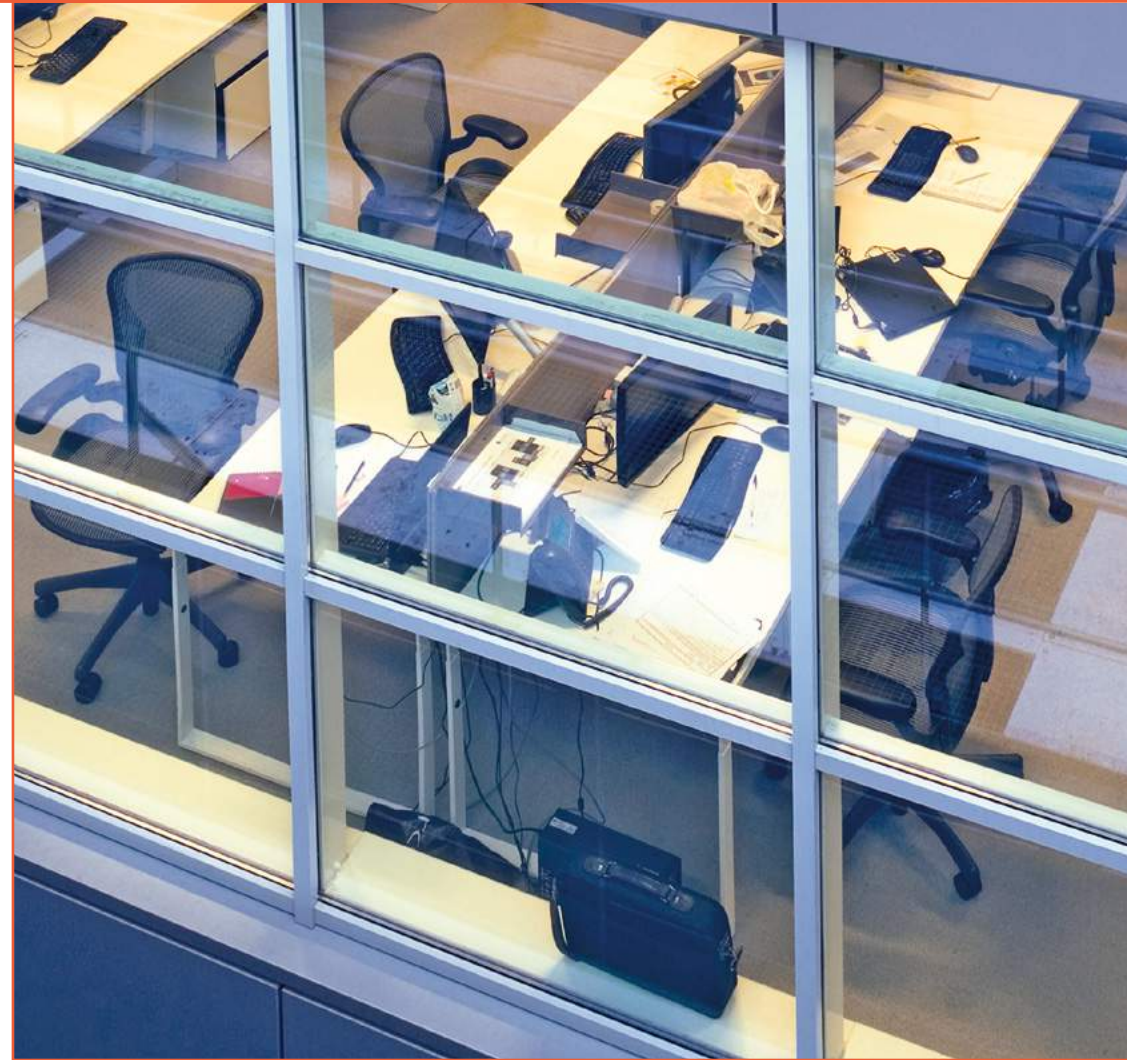
- Ein **höheres Maß an Nachfrageflexibilität** soll dazu beitragen, dass sich Angebot und Nachfrage regelmäßiger die Waage halten. Gleichzeitig wird die Fähigkeit der Nachfragesteuerung und -verlagerung (d. h. Flexibilität anzubieten), durch die Preisspanne zwischen verschiedenen Marktzeiteinheiten belohnt.
- Die **Speicherung von Strom** kann auf die gleiche Weise interpretiert werden, da sie die Möglichkeit bietet, den Zeitpunkt des Stromangebots auf dem Markt zu steuern. Die Verluste bei der Umwandlung oder Speicherung stellen einen Preis dafür dar, der ähnlich funktioniert wie die Grenzkosten der heutigen Merit-Order-Kurve. Wenn Strom in ein anderes Gut umgewandelt wird, kann sein Preis außerdem als Opportunitätsgewinn interpretiert werden, der wiederum den Preis im Bietverhalten der Verkäufer bestimmen kann.



Die Strombörse als Wegbereiter für eine effiziente Marktintegration erneuerbarer Energien

EPEX SPOT hat den Strommarkt entwickelt, indem sie die Integration erneuerbarer Energien durch leistungsfähigere Handelssysteme und Produktinnovationen begleitet und ermöglicht hat, insbesondere durch unterständliche Produkte, die automatisch und echtzeitnäher gehandelt werden.

- **Echtzeitnahe Handel/Verkürzung der Vorlaufzeit:** Mit der zunehmenden Verbreitung erneuerbarer Energien verlagert sich der Handel näher an die Echtzeit, wenn die Prognosen am genauesten sind. EPEX SPOT verkürzte kontinuierlich die Vorlaufzeit für alle ihre kontinuierlichen Intraday-Märkte. Bereits seit 2015 ist der Handel bis 5 Minuten vor Lieferung in Belgien und den Niederlanden möglich, seit 2017 in Deutschland (innerhalb einer Regelzone) und seit 2018 in Frankreich und Österreich. In Finnland ist der Handel sogar bis zur Lieferung möglich. Es gibt jedoch auch Länder, in denen der Handel in der letzten Stunde vor der Lieferung nicht möglich ist, z. B. in Dänemark, Schweden und Norwegen.
- **15- und 30-minütige Produkte:** Intraday-Produkte mit geringerer Granularität, insbesondere 15- und 30-Minuten-Produkte, bieten den Marktteilnehmern bessere Möglichkeiten, stündliche Prognoseabweichungen zu korrigieren, Kundenportfolios fein abzustimmen und Produktionsrampen zu steuern. Als erste Strombörse in Europa führte EPEX SPOT 2011 den grenzüberschreitenden Handel von Viertelstundenprodukten an den kontinuierlichen Intraday-Märkten in Österreich, Deutschland und der Schweiz und 2018 in Belgien und den Niederlanden ein. Im Jahr 2020 wurden 30- und 15-Minuten-Produkte an mehreren Grenzen in der Einheitlichen Intraday-Kopplung SIDC verfügbar.



- **Ergänzende Intraday-Auktionen:** EPEX SPOT hat 2014 zunächst in Deutschland damit begonnen, ergänzende lokale 15-minütige Intraday-Auktionen einzuführen. Ergänzende Intraday-Auktionen waren ein starker Wunsch der Marktteilnehmer. Als Ergänzung zur lokalen 15-minütigen Intraday-Auktion in Deutschland führte EPEX SPOT gekoppelte 30-minütige Intraday-Auktionen in Großbritannien sowie 60-minütige Intraday-Auktionen in der Schweiz ein. Im Oktober 2020 startete EPEX SPOT erfolgreich weitere Intraday-Auktionen in vier Ländern: Österreich, Belgien, Frankreich und den Niederlanden. Diese Flexibilitätskontrakte erleichtern die Integration intermittierender Stromflüsse in den Markt und spielen somit eine Schlüsselrolle bei der Dekarbonisierung des Energiesektors. In einem Markt mit einer zunehmenden Zahl von Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien sind sie für die Erleichterung einer kosteneffizienten Energiewende unerlässlich, da sie einen zuverlässigen Referenzpreis liefern. Nach einer Entscheidung von ACER ist die Einführung von europaweiten Intraday-Auktionen für 2023 vorgesehen. Aus unserer Sicht sollte die Anzahl der Intraday-Auktionen begrenzt und an neue grenzüberschreitende Kapazitätsneuberechnungen gekoppelt sein.
- EPEX SPOT hat im Januar 2021 in Belgien und in den Niederlanden neue **After-Market-Produkte** eingeführt. Diese Produkte ermöglichen es den Marktteilnehmern, bis einen Tag nach Lieferzeitpunkt zu handeln. Durch Ausgleich ihrer Positionen auch nach der Lieferung, wenn alle endgültigen Informationen über Produktion und Verbrauch vorliegen, können unsere Marktteilnehmer ihre Ausgleichsenergiekosten reduzieren. Diese Kontrakte waren ein starker Wunsch unserer Mitglieder.



EIN ORGANISIERTER MARKT FÜR HERKUNFTSNACHWEISE: EIN TRANSPARENTES PREISSIGNAL ZUR BEWERTUNG DER GRÜNEN HERKUNFT VON STROM



Herkunftsnachweise (HKNs) sind ein unverzichtbares Instrument, um die Herkunft des Stroms zurückzuverfolgen

Im Verbundnetz mit einer Vielzahl von Erzeugern und Verbrauchern ist es physikalisch nicht möglich, sicherzustellen, dass der von einem bestimmten Erzeuger produzierte Strom zu einem bestimmten Verbraucher transportiert wird. Die Elektronen können nicht entlang des Netzes verfolgt werden.

- Verankerung der Verwendung von Herkunftsnachweisen in der gesamten Europäischen Union und Erleichterung von Standards zur Gewährleistung der Übertragung von Herkunftsnachweisen zwischen Registern.
- Reduzierung der zeitlichen Granularität der Herkunftsnachweise von derzeit einem Jahr auf einen Monat oder noch kürzer. Eine kürzere Zeitgranularität ermöglicht die Anpassung der Herkunftsnachweise an die Stromerzeugung und den Stromverbrauch in Echtzeit.
- Ausgabe von Herkunftsnachweisen sowohl für nicht subventionierte als auch für subventionierte erneuerbare Energien. Auf diese Weise können alle Erzeuger von Strom aus erneuerbaren Energiequellen von zusätzlichen marktbasierten Einnahmequellen profitieren, die Nutzung von PPAs unterstützen und die Notwendigkeit von Subventionen für ausgereifte erneuerbare Technologien beseitigen.



Daher ist es notwendig, ein ergänzendes System zu schaffen, das die Herkunft des Stroms zurückverfolgt und die erneuerbare Erzeugung für ihren Wert vergütet. Dies wird durch den Mechanismus der HKNs ermöglicht, der mit der europäischen Richtlinie über erneuerbare Energien 2009/28/EG eingeführt wurde. Dieses System ermöglicht es, die Herkunft des Stroms zu bewerten, und wird vor allem dazu verwendet, die Erzeugung aus erneuerbaren Energien zu verfolgen. Ein Herkunftsnachweis ist ein elektronisches Dokument, das dem Endkunden belegt, dass eine bestimmte Strommenge aus einer bestimmten Energiequelle stammt, z. B. aus erneuerbaren Energien oder aus Kraft-Wärme-Kopplung. Ein Herkunftsnachweis verfolgt den Weg der grünen Energie vom Erzeuger bis zum Endverbraucher und gewährleistet somit volle Transparenz für diese Verbraucher. Er ist EU-weit anerkannt. Jedes Land hat seinen eigenen staatlich bestellten Registerführer, z. B. die EEX in Frankreich und das UBA in Deutschland. Durch Gewährleistung der Rückverfolgbarkeit von Strom aus erneuerbaren Energiequellen fördern HKNs die Erzeugung und den Verbrauch von Ökostrom und begünstigen Investitionen in erneuerbare Energien.

Vollständige Transparenz für den Verbraucher, zusätzliche marktbasierte Vergütung für den Erzeuger

Eine aus einer erneuerbaren Energien-Anlage erzeugte Megawattstunde hat verschiedene Werte: den Wert der Ware Strom (in €/MWh) und den Wert der Herkunft (oder Umweltfreundlichkeit) des Stroms (in €/Herkunftsnachweis), falls der Endverbraucher dies wünscht. Immer mehr Verbraucher wollen nicht nur Strom kaufen, sondern auch wissen, woher der Strom kommt, und Strom aus erneuerbaren Energiequellen beziehen. Für die Erzeuger hat der grüne Anteil ihres Stroms einen Wert und kann ihnen eine zusätzliche marktliche Vergütung verschaffen. Ein Lieferant, der Herkunftsnachweise kauft, zeigt seine Wertschätzung für die entsprechende Technologie und sorgt für zusätzliche Einnahmen für den ursprünglichen Erzeuger. Dies schafft Anreize für die Marktteilnehmer, weiter in die Technologien zu investieren, die die höchsten Preise für Herkunftsnachweise erzielen.



Notwendigkeit eines organisierten Marktes, der transparente und robuste Preissignale bietet

Wie jede andere Ware brauchen auch Herkunftsnachweise einen geeigneten Markt, um gehandelt zu werden. Es gibt einen voll funktionsfähigen Primärmarkt und Herkunftsnachweise können bereits heute außerbörslich gehandelt werden. Dies ist dank der von der Association of Issuing Bodies (AIB) festgelegten Standards möglich, die die Übertragung von Herkunftsnachweisen nicht nur innerhalb der nationalen Register, sondern auch zwischen den Registern gewährleisten. Der europäische Markt für Herkunftsnachweise wächst Jahr für Jahr mit einem Herkunftsnachweis-Angebot von fast 800 TWh und einer Nachfrage von fast 700 TWh im Jahr 2020. Das Interesse der Endverbraucher, die Herkunft des Stroms aus ihrer Steckdose zu erfahren, nimmt zu, aber auch das Interesse von Gewerbe- und Industrieunternehmen (G&I). Die Stromversorger haben grüne Angebote entwickelt, um den Bedarf ihrer Kunden zu decken, und Gewerbe- und Industrieunternehmen beschaffen sich selbst auf dem Markt. Aber der Markt verlangt nach Transparenz und Handelsstandards: Es fehlt heute eine transparente und solide Preisreferenz, die den Wert aller Arten von Herkunftsnachweisen aufzeigt. Dies ist eines der Haupthindernisse für die weitere Entwicklung der Liquidität des derzeitigen Marktes für Herkunftsnachweise. Ein europäischer Markt mit zusätzlichen Handelsstandards - zusätzlich zu den AIB-Standards - ist erforderlich. Ein organisierter Markt wird benötigt.

Die Einführung des ersten europaweiten Marktes für Herkunftsnachweise ist für 2022 geplant

Vorbehaltlich erfolgreicher Tests und der Marktreife plant EPEX SPOT die Einführung eines europaweiten Marktes für Herkunftsnachweise in 2022. Die Spotauktion für Herkunftsnachweise wird einmal im Monat stattfinden und von EPEX SPOT durchgeführt. Clearing und Abwicklung erfolgen über das Clearinghaus ECC, und die EEX wird die Lieferung über ihr Herkunftsnachweisregister sicherstellen. Das Marktdesign dieser neuen paneuropäischen Spotauktion sieht eine monatliche multilaterale Auktion für Herkunftsnachweise aus erneuerbarer Erzeugung in ausgewählten Ländern vor, die Teil des Europäischen Energiezertifikatsystems (EECS) sind. Käufer und Verkäufer haben im Rahmen einer Pay-as-clear-Auktion Zugang zu spezifischen und generischen Herkunftsnachweisen, wodurch die Marktliquidität optimiert wird. Es werden mehrere Spezifitätsebenen in drei Dimensionen zur Verfügung gestellt: Land, Technologie und Subventionsregelung. Ein spezifischer handelbarer Herkunftsnachweis kann zum Beispiel niederländische Solarenergie ohne Subventionen sein. Ein allgemeiner handelbarer Herkunftsnachweis meint alle Länder, alle Technologien und alle Subventionsregelungen. Die Indizes werden nach jeder Auktion veröffentlicht, um dem Markt transparente Preissignale zu geben. Herkunftsnachweise für einen bestimmten Produktionsmonat oder für einen längeren Produktionszeitraum werden für den Handel zur Verfügung stehen, um sowohl den allgemeinen EU-Rechtsrahmen als auch den spezifischen französischen Rechtsrahmen zu erfüllen. Anhand unsres flexiblen Aufbaus lässt sich die Entwicklung des Marktes und die Entwicklung des Rechtsrahmens verfolgen, beispielsweise durch Änderung einer bestehenden Dimension (neues Land, neue Technologie) oder durch Hinzufügen einer neuen Dimension oder von Produkten mit feinerer Granularität von Raum und Zeit.

DER BÖRSLICHE HANDEL MIT HERKUNFTSNACHWEISEN BIETET DEN MARKTTESILNEHMERN IM VERGLEICH ZUM BILATERALEN HANDEL ZAHLREICHE VORTEILE

- Zugang zu einem anonymen Markt
- Klare und transparente Marktregeln
- Standardisierte Produkte
- Gleiche Wettbewerbsbedingungen für die Marktteilnehmer
- Finanzielle Sicherheit der Transaktionen durch die Clearingstelle
- Berechnung und Veröffentlichung von fairen und transparenten Preisreferenzen

Die Energiewende vorantreiben

Ein organisierter Marktplatz für Herkunftsnachweise fördert den weiteren Ausbau erneuerbarer Energien durch die Veröffentlichung eines fairen und transparenten Preises für die grüne Qualität von erneuerbarem Strom. Sofern die Preise für Herkunftsnachweise ausreichend hoch sind, bieten Herkunftsnachweise den Betreibern von Anlagen für erneuerbare Energien zusätzliche Einnahmen. Die Vergütung für Herkunftsnachweise schafft zusätzliche Anreize für die Investition in neue Anlagen für erneuerbare Energie. Darüber hinaus trägt ein organisierter Markt für Herkunftsnachweise mit transparenten Preissignalen dazu bei, das Vertrauen der Verbraucher in Strom aus erneuerbaren Energiequellen zu stärken, und kann so die Nachfrage erhöhen.

Ein verlässlicher und harmonisierter Rechtsrahmen ist entscheidend

Wir begrüßen Maßnahmen zur **Verankerung der Verwendung von Herkunftsnachweisen in der gesamten Europäischen Union** und zur **Erleichterung von Standards, die die Übertragung von Herkunftsnachweisen zwischen Registern gewährleisten**. Verbleibende Hindernisse für die Austauschbarkeit von Herkunftsnachweisen zwischen EU-Ländern sollen weiter abgebaut werden. Unsere bevorstehende Auktion für Herkunftsnachweise wird für mehr Vertrauen, Standardisierung und Transparenz auf dem Markt sorgen und damit dessen Entwicklung fördern. Darüber hinaus ist ein Rechtsrahmen notwendig, der die Rolle der staatlichen Stellen bei der Marktintegration erneuerbarer Energien weiter stärkt, und eine stärkere Harmonisierung in der EU. Hindernisse für den grenzüberschreitenden Handel mit Herkunftsnachweisen innerhalb der EU sollen beseitigt werden. Die Nachfrage nach Herkunftsnachweisen muss weiter gestärkt werden, z. B. durch die Ausweitung der Anwendbarkeit von Herkunftsnachweisen und die Möglichkeit für Netzbetreiber, Herkunftsnachweise für Netzverluste zu verwenden.

In Zukunft **soll die zeitliche Granularität von Herkunftsnachweisen von derzeit einem Jahr weiter auf einen Monat oder noch weniger reduziert werden.**

Unter der zeitlichen Granularität eines Herkunftsnachweises versteht man die Zeit zwischen der Erzeugung des Stroms und dem Ablauf des Herkunftsnachweises für den erzeugten Strom (Datum des Stromverbrauchs), d. h. den Gültigkeitszeitraum. Eine kürzere zeitliche Granularität, z. B. eine Woche, ein Tag oder sogar eine Stunde, ermöglicht es, Herkunftsnachweise kurzfristiger mit der Stromerzeugung und dem Stromverbrauch zusammenzubringen. Dies wird dazu beitragen, das Vertrauen in den Markt für Herkunftsnachweise weiter zu stärken.

Herkunftsnachweise sollen **sowohl für nicht subventionierte als auch für subventionierte erneuerbare Energien ausgestellt** werden, wie von der Europäischen Kommission in ihrem Entwurf zur Überarbeitung der Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED III) vorgeschlagen. Auf diese Weise können alle Erzeuger von Strom aus erneuerbaren Energiequellen von zusätzlichen marktbasierten Einnahmequellen profitieren, die Nutzung von PPAs unterstützen und die Notwendigkeit von Subventionen für ausgereifte erneuerbare Technologien beseitigen. Wenn jedoch auch für subventionierte erneuerbare Energien Herkunftsnachweise ausgestellt werden, muss berücksichtigt werden, dass einige Käufer einen Herkunftsnachweis aus subventionierten erneuerbaren Energien von einem Herkunftsnachweis aus nicht subventionierten erneuerbaren Energien unterscheiden wollen. In der Spotauktion für Herkunftsnachweise werden wir daher die Produktspezifikation der Subventionsregelung aufnehmen, um den Bedürfnissen der Marktteilnehmer zu entsprechen und den Verbrauchern volle Transparenz zu bieten.



3



FLEXIBILITÄT
EINEN WERT GEBEN
ZUR TRANSFORMATION
VON STROMSYSTEMEN

NEUE KOMPLEMENTÄRE PREISSIGNALE ZUR LÖSUNG VON NETZENGPÄSSEN UND ZUR ERSCHLIESSUNG DES POTENZIALS DER NACHFRAGESEITIGEN FLEXIBILITÄT



Die Beseitigung von Netzengpässen und die Erschließung des Potenzials der nachfrageseitigen Flexibilität sind entscheidende Herausforderungen der Energiewende.

Ein besonderes Anliegen des Elektrizitätssystems ist die Netzengpassproblematik, d. h. die Frage, wie gut das Stromnetz für den Transport und die Verteilung elektrischer Energie von der Erzeugung zu den Verbrauchszentren dimensioniert ist, um Überlastungssituationen zu vermeiden, in denen das Netz nicht so ausgebaut ist, dass es die Stromflüsse aufnehmen kann, wo sie auftreten. Die zunehmenden volatilen erneuerbaren Energien und die Dezentralisierung des Stromsystems haben in den letzten Jahren zu vermehrten Engpässen auf der Übertragungsebene geführt und werden sowohl auf der Übertragungs- als auch auf der Verteilungsebene weiter zunehmen.

- Es sind Anreize für die Netzbetreiber erforderlich, um sich an marktbasierten Flexibilitätsbeschaffungsprozessen zu beteiligen, ergänzend zu einem angemessenen Netzausbau.
- Hindernisse vermeiden für die Teilnahme kleiner und nachfrageseitiger Flexibilitäten an den Marktprozessen.

Dieser Trend wird durch das weitere Wachstum der erneuerbaren Energien, neue Regulierungsvorschriften (wie die 70 % -Regel der EU, die das Ziel setzt, dass bis 2025 70 % der grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten für den Handel zur Verfügung stehen) und die fortschreitende Elektrifizierung des Wärme- und Mobilitätssektors noch verstärkt werden. Die Bewältigung einer solchen Herausforderung durch Netzausbau alleine würde sich für den europäischen Endverbraucher als sehr kostspielig erweisen und erscheint selbst in einigen EU-Ländern als nicht realistisch, die bei der Umstellung ihres Energiesystems schon sehr weit fortgeschritten sind. Die Nutzung aller Flexibilitäten, die das System bieten kann, wird von größter Bedeutung sein, um die Entwicklung erneuerbarer Energien und die künftigen Elektrifizierungsaussichten zu unterstützen.

Lokale Flexibilitätsmärkte für ein marktbasierendes Engpassmanagement sind eine „weiche“ und kosteneffiziente Lösung zusätzlich zum Netzausbau um für die Herausforderungen von Netzengpässen anzugehen durch optimale Nutzung der Systemflexibilität, einschließlich nachfrageseitiger Flexibilität. Flexibilitätsmärkte schaffen einen Marktplatz für Engpassmanagement, der lokale Flexibilitätsangebote effizient zentralisiert. Einerseits werden die Netzbetreiber in die Lage versetzt, physische Engpässe zuverlässig und wirtschaftlich zu beheben. Andererseits profitieren Flexibilitätsanbieter von einer zusätzlichen Einnahmemöglichkeit für die von ihnen gebotene Flexibilität. Dank einer börsenbasierten Plattform werden Angebot und Nachfrage anonym ermittelt und das Entstehen eines transparenten Preissignals ermöglicht. Dieses Preissignal ist auch für zukünftige Investitionen wichtig.

Der verstärkte Nutzen von lastseitiger Flexibilität wird gegenwärtig durch verschiedene Faktoren begrenzt. Um zukünftig für Verbraucher stärkere Anreize zur Nachfragesteuerung zu setzen, müsste beispielsweise die Messinfrastruktur weiter ausgebaut werden. Zudem müsste der Anteil von Steuern und Abgaben in der Stromrechnung der Endverbraucher gesenkt werden, sodass der Anteil des Strompreises eine ausschlaggebende Rolle einnimmt.

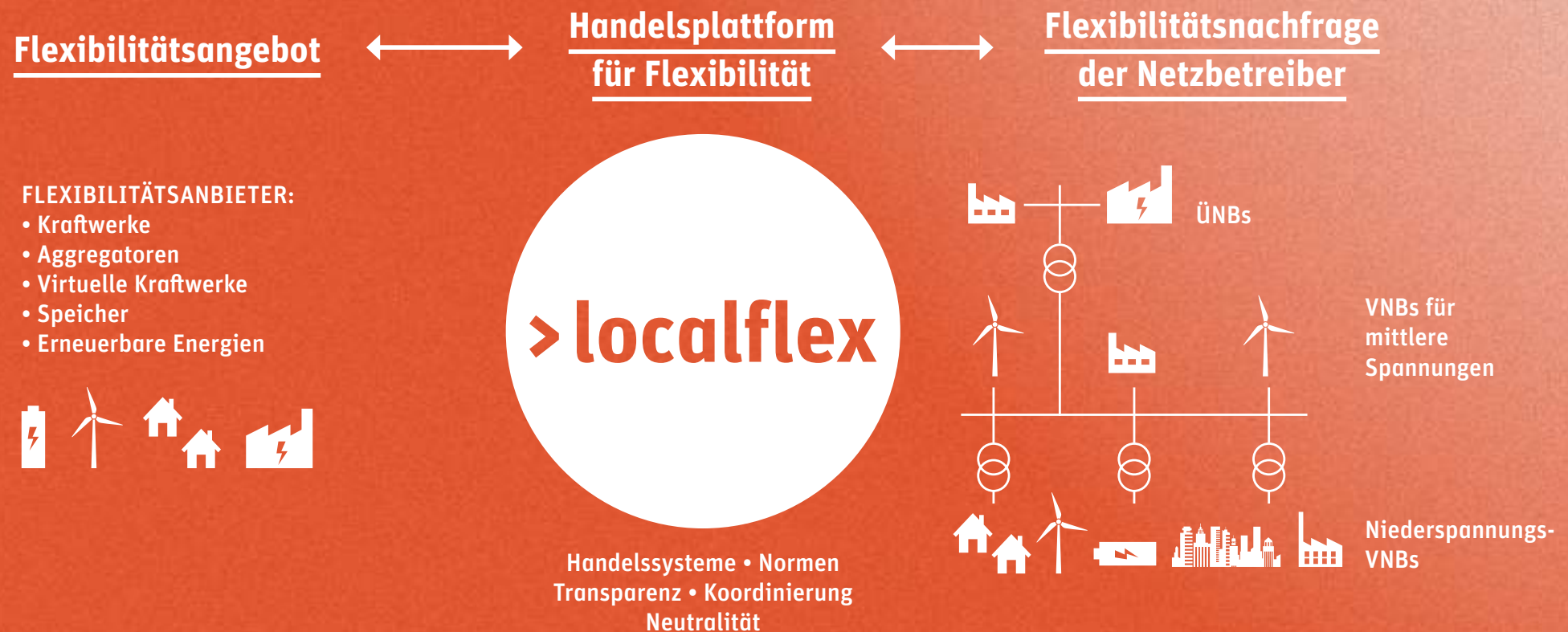
In den letzten Jahren wurden europaweit zahlreiche Forschungs- und Entwicklungsarbeiten durchgeführt, um praktische Lösungen für diese Flexibilitätsherausforderung zu finden. Mehrere wichtige Initiativen wurden ins Leben gerufen.

Mit dem Projekt enera des Energieunternehmens EWE und EPEX SPOT wurde von 2017-2020 ein Vorzeigeprojekt für einen Flexibilitätsmarkt geschaffen. EPEX SPOT hat einen kurzfristigen Flexibilitätsmarkt für das Engpassmanagement in Nordwestdeutschland konzipiert, entwickelt, implementiert und betrieben. Das Projekt hat gezeigt, dass ein Flexibilitätsmarkt nicht nur technisch machbar ist, sondern auch einen echten Mehrwert bietet, indem lokale physische Engpässe

durch den Einsatz eines Marktes beseitigt werden. Die Abregelung erneuerbarer Energien konnte vermieden werden, und es wurden neue Flexibilitätspotenziale erschlossen. Es wurden neue Wege zur Vergütung von Flexibilität gefunden und die Koordinierung zwischen den Netzbetreibern wurde verbessert.

Das enera-Projekt hat gezeigt, dass ein wesentliches Erfolgskriterium eine klare Rollentrennung zwischen a) den Netzbetreibern, die das Netz steuern, b) der Strombörse, die den neutralen Marktbetrieb abwickelt, und c) den Flexibilitätsanbietern, die die Optimierung ihrer Anlagen steuern, ist.

Die Rollentrennung ist:



DER WEG IN DIE ZUKUNFT: WELCHE VORTEILE EINE MARKTPLATTFORM FÜR FLEXIBILITÄT BRINGEN KANN



Netzbetreiber sind für die Versorgungssicherheit verantwortlich.

In dieser Rolle müssen sie Engpässe beheben, bevor sie entstehen. Neben Netzinvestitionen ist eine komplementäre Lösung zur Beseitigung von Engpässen die Nutzung von Flexibilität, d. h. die Fähigkeit der an das Netz angeschlossenen Anlagen, ihren Verbrauch oder ihre Erzeugung zu erhöhen oder zu verringern. Durch den Einsatz von Flexibilität können auch die Netzkosten und -investitionen optimiert werden.

Traditionell haben die Übertragungsnetzbetreiber die Flexibilität in regulierten oder halbregulierten Prozessen (über Redispatch-Verfahren) genutzt, während sich die Verteilnetzbetreiber hauptsächlich auf den Netzausbau konzentrierten. Um die Energiewende auf die nächste Stufe zu heben, sind ein Paradigmenwechsel und ein kultureller Wandel hin zu einer stärkeren "Flexibilisierung" des Netzes und des Stromsystems in Europa erforderlich.

- **Netzinvestitionen durch andere „weiche“ Lösungen ausgleichen, insbesondere durch die Nutzung lokaler Flexibilitätsmärkte, um die Kosteneffizienz der Energiewende zu fördern.**
- **Auf neutrale Plattformen und Betreiber setzen für ein transparentes Matching von Handelsgeboten und Entstehen aussagekräftiger Preissignale. Die Rollen- und Aufgabenverteilung zwischen Flexibilitätsanbietern (z.B. Aggregatoren), Netzbetreibern und Plattformbetreibern muss klar sein.**

Das europäische Clean Energy Paket gibt den Takt für ein neues Konzept für das Engpassmanagement vor, indem es marktorientierte Lösungen sowie die Beschaffung von Flexibilität auf dem Markt fördert und die Netzbetreiber dazu anhält, ihren Betrieb besser zu koordinieren - alles im Interesse einer kosteneffizienten Energiewende:

- Das Engpassmanagement muss marktbasiert sein (Verordnung (EU) 2019/943 Art. 13);
- VNBs müssen alternative Optionen zu Netzinvestitionen in Betracht ziehen, wie z.B. die marktbasierte Beschaffung von Flexibilität (Richtlinie (EU) 2019/944 Art. 32);
- ÜNBs und VNBs müssen ihren Betrieb koordinieren (Verordnung (EU) 2019/943 Art. 57).

Die Europäische Kommission schätzt, dass bis zu 5 Milliarden Euro pro Jahr an Investitionen in das Verteilungsnetz durch die Erhöhung der Flexibilitätskapazitäten vermieden werden können. Europaweit gibt es jedoch verschiedene nationale Rahmenregelungen, die den Netzbetreibern nicht immer Anreize bieten, die Netzinvestitionskosten mit neu entstehenden Flexibilitätsressourcen zu optimieren. Obwohl lokale Flexibilitätsmärkte eine wichtige Voraussetzung für die effiziente Nutzung von Flexibilitätsressourcen sind, muss es für die Netzbetreiber kompatible Anreize geben, um sich an Flexibilitätsbeschaffungsprozessen zu beteiligen, anstatt das Netz weiter auszubauen.

EPEX SPOT hat im Oktober 2021 die Local Energy Market (LEM) Plattform von Centrica erworben. Die LEM-Auktionsplattform bietet eine marktbasierte Lösung für den Handel mit Flexibilität. Sie wurde entwickelt und getestet, um Netzbetreibern die Möglichkeit zu geben, flexible Anlagen zur Bewältigung von Netzengpässen einzusetzen. Sie bietet einen durchgängigen Prozess für Netzbetreiber, einschließlich Vorhandel, Flexibilitätsregister und Nachhandel. Im Vergleich zum kontinuierlichen Handel, der auf der Plattform angeboten wird, die zuvor von der EPEX SPOT für ihr lokales Flexibilitätsangebot genutzt wurde, ermöglicht die Auktionsplattform LEM eine Optimierung und eine effizientere Koordinierung zwischen VNBs und ÜNBs. Lokale Flexibilitätsmärkte werden zunehmend an Bedeutung gewinnen, da sie die Stromgroßhandelsmärkte ergänzen und intelligente Lösungen für die Energiewende bieten werden.



Handelsplattformen für Flexibilität sind ein Marktmechanismus zur:

- Erhöhung der Effizienz lokaler Flexibilitätsmärkte im Vergleich zu bilateralen Vereinbarungen, indem ein gemeinsamer expliziter Wirtschaftsraum geschaffen wird,
- Verringerung der Eintrittsbarrieren für kleinere Marktteilnehmer,
- Ermöglichung einer Standardisierung von Produkten und Prozessen und gleichzeitigen Wahrung von Flexibilität, um sich an lokale Markt- oder Regulierungszwänge anzupassen und nicht in einem nachteiligen Einheitsmodell zu enden,
- Maximierung der effizienten Nutzung des bestehenden Netzes und folglich Senkung der Kosten für den Netzausbau,
- und gleichzeitig die kosteneffizienteste Lösung durch den Wettbewerb von Anlagen zu finden, sowie
- zu einer signifikanten Steigerung der sozialen Wohlfahrt insgesamt führen.

REDISPATCH 2.0

In Deutschland ist die Einführung des Redispatch 2.0 ein erster und positiver Schritt zur Integration kleinerer Flexibilitäten. Die Reform allein ist jedoch nicht ausreichend. Mit dem Redispatch 2.0 ist es nicht möglich, lastseitige Flexibilität zu integrieren oder weitere flexible Kapazitäten zu entwickeln, wie die Bundesregierung in ihrem Marktreformplan zu Recht anerkennt. Es müssen neue Regeln für den deutschen Markt gefunden werden. Eine Übergangslösung, die den Herausforderungen der derzeitigen strukturellen Engpässe Rechnung trägt, wäre ein Hybridmodell, bei dem das marktorientierte Redispatch auf neue Flexibilitäten beschränkt ist und bestehende, erzeugungsbasierte Anlagen im kostenorientierten Redispatch verbleiben. Zu den kleinen Flexibilitäten gehören insbesondere alle Flexibilitäten, die nicht kostenbasiert vergütet werden können, wie z.B. lastseitige Flexibilitäten (Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen). Das begrenzt das Ausmaß, in dem Inc-Dec-Gaming dem System schaden könnte, und ermöglicht die Entwicklung neuer Flexibilitäten zur Begleitung der Energiewende, so dass die Netzbetreiber letztlich die für sie günstigste Flexibilitätsoption nutzen können. Es wäre somit ein effizienter und zukunftsweisender Zwischenschritt auf dem Weg zu einem vollständig marktorientierten Redispatch. Dies würde langfristig auch den Weg für eine stärkere Harmonisierung mit den Nachbarländern ebnen, die marktorientierte Ansätze anwenden.



Die Europäische Strombörse EPEX SPOT SE und ihre Tochtergesellschaften betreiben die Märkte für physischen kurzfristigen Stromhandel in 13 Ländern: in Zentralwesteuropa, der Schweiz, dem Vereinigten Königreich, den nordischen Ländern und Polen. Als Teil der EEX Group, einer auf internationale Commodity-Märkte spezialisierten Unternehmensgruppe, hat sich die EPEX SPOT der Schaffung eines gesamteuropäischen Strommarkts verpflichtet. Über 300 Börsenmitglieder handeln auf der EPEX SPOT. Über die Holding HGRT sind Übertragungsnetzbetreiber mit 49 % an der EPEX SPOT beteiligt. Für weitere Informationen besuchen Sie bitte www.epexspot.com.