

Whitepaper Delfine

Markttransformation zum Hybridstrommarkt

Dieses Dokument ist durch das Forschungsprojekt Delfine entstanden.

Dynamisches Demand-Response-System für eine nachhaltige Fertigung durch informationstechnische Vernetzung zur effizienten Energienutzung, -vermarktung und -erzeugung

Das Projekt adressiert den innerhalb des 7. Energieforschungsprogramms der Bundesregierung formulierten, öffentlichen Aufruf „Digitalisierung der Energiewende“. Delfine wird, unter der Verwaltung des Projektträgers Jülich, durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages gefördert.

Themen des Whitepapers:

- Strommarktanalyse in Deutschland
- Analyse neuer Geschäftsmodelle
- Geschäftsmodellentwicklung

Autoren:

- STROMDAO GmbH (Hauptautor)
- SaveClimate.Earth e.V. (Gastautor)

Inhalt

1. Status Quo 2021	4
Erzeugungsarten.....	4
Stromerzeugung aus fossilen Brennstoffen	4
Stromerzeugung aus Atomkraft	4
Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien	5
Optimale Stromerzeugungsart Demand-Response.....	5
Preisbildung.....	6
Akteure und Rollen.....	8
Übertragungsnetzbetreiber (§ 3 Nr. 10 EnWG).....	8
Stromnetzbetreiber (§ 3 Nr. 2 EnWG).....	8
Betreiber von geschlossenen Verteilernetzen (§ 110 EnWG).....	9
Bilanzkreisverantwortlicher (§ 4 Abs. 2 StromNZV)	9
Bilanzkoordinator (BK6-07-002).....	9
Messstellenbetreiber (§ 3 Nr. 26a und 26b EnWG)	9
Messdienstleister (§ 9 Abs. 2 MessZV).....	9
Stromlieferant (§ 3 Nr. 18 EnWG)	9
Direktvermarktungsunternehmen (§ 5 Nr. 10 EEG).....	9
Stromgroßhändler (§ 3 Nr. 21 EnWG)	10
Stromeigenversorger (§ 61 EEG; § 5 Nr. 12 EEG)	10
Organisation des Einsatzverantwortlichen (BK6-13-200)	10
Marktkommunikation	10
Markttypen.....	12
Großhandelsmarkt.....	12
Regelenergiemarkt	13
Demand-side Response	14
Endkundenmarkt.....	15
2. Kurzfristige Änderungen am Strommarkt	16
Großhandelsmarkt	16
Demand-side Response	17
Regelenergiemarkt	17
Endkundenmarkt.....	18
Interkonnektoren und Engpassmanagement.....	18
3. Roadmap: Digitalisierung in der Energiewende	19
EAF-0.1 Bereitstellung von Daten für Energiemonitoring und Mehrwertdienste	19

EAF-0.2 Erhebung von nicht abrechnungsrelevanten Daten Elektrizität am Netzanschlusspunkt...	20
EAF-1 Steuerung Verbrauchseinrichtungen in Niederspannung (§ 14a EnWG)	21
EAF-2 Energiemanagement von regelbaren Erzeugungs- und Verbrauchseinrichtungen.....	22
EAF-8 Teilnahme am Regelenergiemarkt aFRR.....	22
EAF-9 Teilnahme am Regelenergiemarkt mFRR.....	23
EAF-10 Dynamische Tarife für Elektrizität.....	24
EAF-11 Messen und Steuern für Redispatch 2.0.....	25
EAF-12 Messen und Steuern für Direktvermarktung EEG/KWKG	26
EAF-13 Lokale Realisierung von Prepaid-Tarifen.....	27
EAF-14 Bereitstellung von Daten für Energiemonitoring und Mehrwertdienste	28
4. Einflussfaktor CO2 im Strommarkt.....	29
Energiewende.....	29
CO2-Bepreisung.....	29
5. Alternativmarktmodelle	31
Transformationsmarktmodell: CO2 Only Markt.....	31
Klimagaswährung ECO.....	35

1. Status Quo 2021

Erzeugungsarten

Strom nimmt einen immer wichtiger werdenden Stellenwert ein. Vor allem im Hinblick auf die verschiedenen Stromerzeugungsarten mit ihren Vor- und Nachteilen. Die verschiedenen Stromerzeugungsarten lassen sich in drei Formen der Stromerzeugung gliedern:

Stromerzeugung aus fossilen Brennstoffen

Um Strom aus fossilen Brennstoffen zu generieren, werden in der Regel Kraftwerke verwendet, welche als primären Energieträger Kohle, Erdöl oder Erdgas nutzen. Die Stromerzeugung selbst findet über eine kontinuierliche exotherme Redoxreaktion statt.

Probleme hierbei sind die Ressourcenendlichkeit und Belastung der Umwelt mittels CO₂ Emissionen, welche bei der Verbrennung der primären Energieträger entstehen. Jedoch machen die drei primären Energieträger Kohle, Erdöl und Erdgas einen Anteil von 76 % aus (Wesselak, 2020) der Primärenergie aus.

Der Grund für die intensive fossile Brennstoffnutzung ist, abgesehen von laufenden Verträgen oder Subventionen, die Möglichkeit der dynamischen Ansteuerbarkeit. Sollte beispielsweise ein Großverbraucher ohne Ankündigung große Mengen an Strom beziehen, können Kraftwerke schnell aktiviert werden, um damit den neu angefallenen Strombedarf decken zu können und das Stromnetz zu stabilisieren. Sollten Großverbraucher vom Netz gehen, können die Kraftwerke kurzfristig ihre Produktion einstellen und so wieder das Gleichgewicht zwischen Angebot und Nachfrage im Stromnetz herstellen.

Stromerzeugung aus Atomkraft

Kommt als primärer Energieträger Uran zum Einsatz, wird von Atomkraft gesprochen. Zur Energieerzeugung wird dabei auf Fission, einer kontrollierten Kernspaltung eines Atomkerns in zwei oder mehr kleiner Atomkerne, gesetzt. Dabei wird genug Energie freigesetzt, um Wasser zu erhitzen, welches eine Dampfturbine antreibt, die an einen Generator gekoppelt ist, um so den Strom in das Stromnetz einzuspeisen.

Atomkraftwerke erzeugen den Strom CO₂-neutral, dabei sind sie jedoch nicht klimafreundlich. Das Beruht auf zwei grundsätzlichen Problemen der Atomenergie:

- Endlagerung der radioaktiven Abfälle
- Kosten & Emissionen bei Auf- und Rückbau der Kraftwerke

Abgesehen von diesen Punkten birgt die Atomkraft ein enormes Sicherheitsrisiko. Es besteht im Wesentlichen darin, dass durch kleinere oder größere Störfälle beziehungsweise Unfälle radioaktive Stoffe in die Umgebung austreten können, damit die Umwelt kontaminieren und so für Lebewesen unbewohnbar macht.

Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (Klimaschutz B. f., 2022)

Für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien kommen im Regelfall als primäre Energieträger Wasserkraft, Biomasse, Wind, Geothermie sowie Sonnenenergie zum Einsatz.

Die Problematik der erneuerbaren Energien liegt in deren Volatilität. Das Stromerzeugungspotenzial unterliegt prinzipiell den Witterungsbedingungen, welche sich von Tag zu Tag stark unterscheiden können. Vor allem in Deutschland, verstärkt der Jahreszeitenwechsel dieses Problem umso mehr.

Batterie-Energiespeicher können hier eine Pufferfunktion einnehmen, allerdings lohnt es sich wirtschaftlich kaum Energiespeicher großflächig für Industriebetriebe einzusetzen.

Die Problematik der Volatilität macht sich Delfine mit Hilfe eines Demand-Response Konzepts zu Nutze. Energieintensive Prozesse sollen nur zu Zeiten stattfinden, in welchen viel erneuerbare Energien zur Verfügung stehen, aus diesem Grund wird innerhalb des Projekts primär auf PV-Anlagen und Windkraftanlagen zurückgegriffen. Witterungsbedingt können PV-Anlagen in den warmen Perioden eines Jahres und Windkraftanlagen über die kälteren Perioden Elektrizität erzeugen, um so ganzjährig grüne Energie bereitstellen- und somit den Betrieb gewährleisten zu können.

Optimale Stromerzeugungsart Demand-Response

Demand-Response hat das Ziel den Spitzenbedarf von Unternehmen auf die intensiven Energieproduktionszeiten anzugleichen. Diese Vorgehensweise erlaubt es, den Nachteil der erneuerbaren Energien auszumerzen, da sich produzierende Unternehmen an die Volatilität der erneuerbaren Energien anpassen und so wirtschaftlicher sowie nachhaltiger arbeiten können.

Im Konsortialprojekt Delfine werden Erzeugungsanlagen der Stadtwerke Trier verwendet, um den Bedarf der produzierenden Unternehmen (MATEC, Kautenburger) zu decken. Dabei handelt es sich primär um Windkraftanlagen und Solarparks.

Um zu verhindern, dass viele Entitäten zur selben Zeit grünen Strom beziehen und so das Kontingent regenerativer Energien erschöpft ist, ist eine aktive bilaterale Absprache zwischen dem produzierenden Unternehmen und dem Bereitsteller der grünen Energie vorgesehen, so dass sich die Produktion und Abnahme von erneuerbaren Energien optimal aufeinander abstimmen können. Als Kommunikationskanal zwischen Energieerzeuger und Abnehmer wird die Delfine Middleware genutzt.

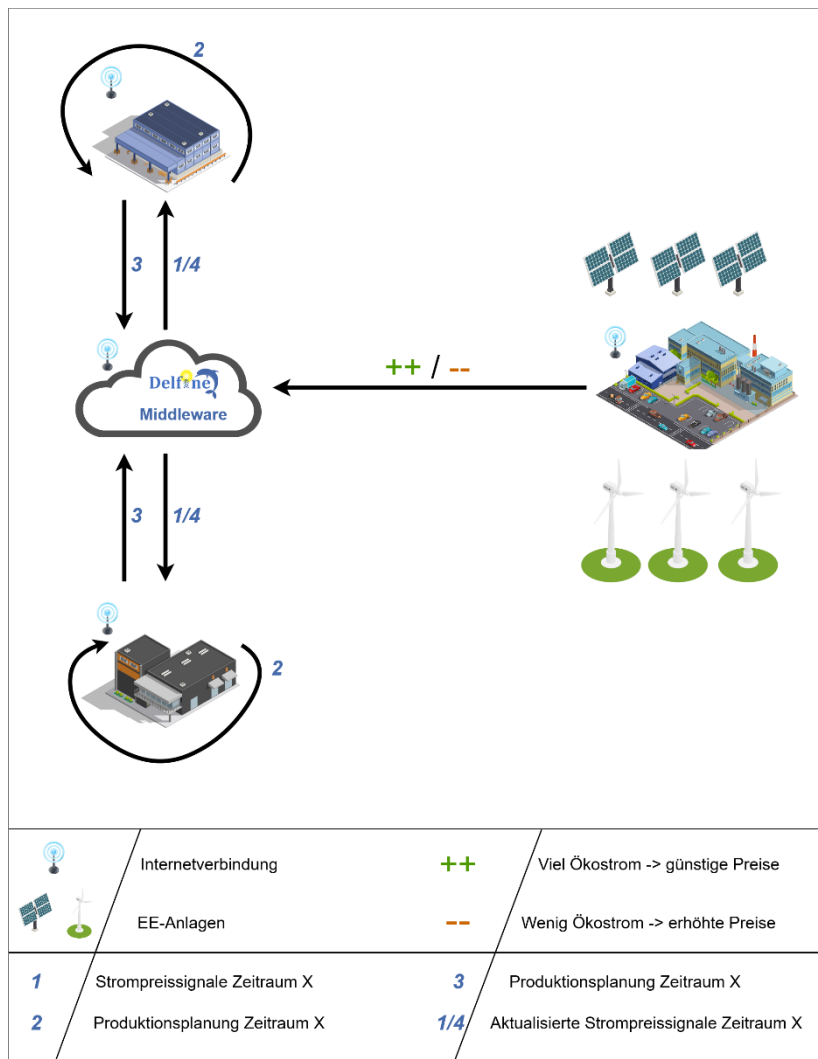


Abbildung 1-Prinzip Delfine

Preisbildung (Paschotta, 2022) (Next-Kraftwerke, 2022)

Wenn von Preisbildung auf dem Energiemarkt die Rede ist, handelt es sich um den Energy-Only-Markt, dem in Deutschland aktuellen üblichen Marktmodell für den Energiemarkt.

Hierbei ist ausnahmslos die tatsächlich gelieferte Energiemenge preisentscheidend. Bereitstellung von Flexibilitäten zur Stabilisierung des Stromnetzes oder Kosten für Bau- beziehungsweise Abbau der Kraftwerke spielen keine Rolle für den Energiepreis.

Der Stromhandel selbst wird an der Strombörse, bilateral oder über den OTC (Over the counter) Handel durchgeführt.

Durch die Merit Order-Logik sind für die Preisbildung allein die kurzfristigen Erzeugungskosten einer Anlage entscheidend. Merit-Order beschreibt die Einsatzreihenfolge der stromproduzierenden Kraftwerke auf einem Stromhandelsplatz, um die wirtschaftlich optimale Stromversorgung zu gewährleisten. Dabei orientiert sie sich an den niedrigsten Grenzkosten. Die Kraftwerke, die fortlaufend sehr preisgünstig Strom produzieren, werden gemäß der Merit-Order als erstes zur Einspeisung zugeschaltet. Danach werden so lange Kraftwerke mit höheren Grenzkosten hinzugenommen, bis die Nachfrage gedeckt ist.

Börsenpreise ergeben sich durch Gegenüberstellung von Angebot und Nachfrage. Dabei ist der Markträumungspreis das letzte Angebot, welches akzeptiert wird. Die Erzeugungsanlage mit den höchsten Grenzkosten (Das Grenzkraftwerk) setzt den Börsenpreis für alle weiteren Kraftwerke.

Sind Kraftwerke in der Lage den Strom günstiger zu produzieren als das Grenzkraftwerk, erhöht sich dementsprechend der Deckungsbeitrag der jeweiligen Kraftwerke.

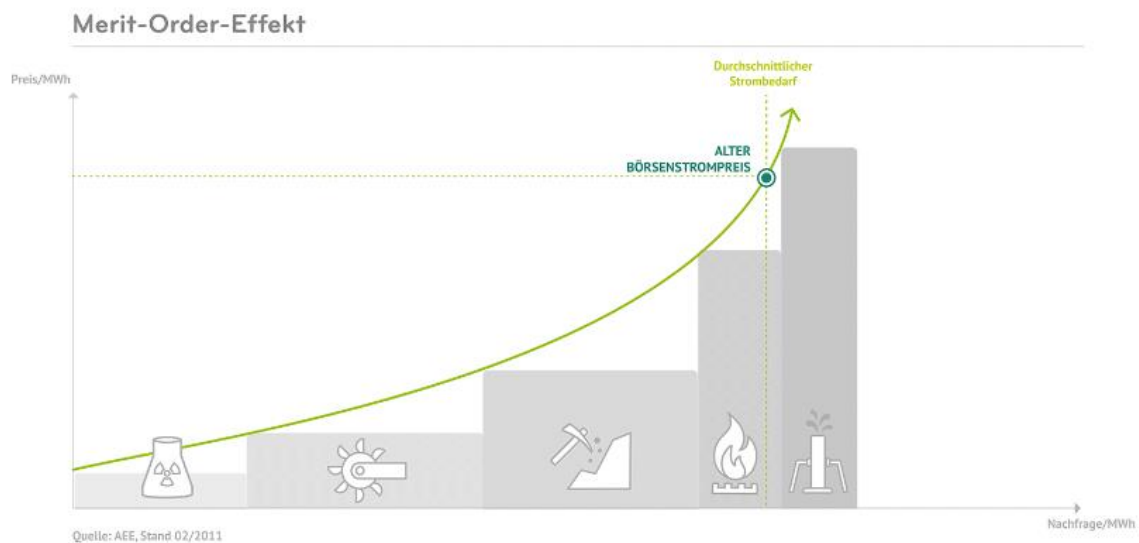


Abbildung 2-Merit Order Effekt 1-Next Kraftwerke

Mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien und deren marginalen Stromproduktionskosten wird die herkömmliche Merit-Order verschoben, da bei beispielsweise Photovoltaikanlagen oder Windkraftanlagen nach Bau keine Stromproduktionskosten mehr anfallen. Dadurch ergibt sich ein Merit-Order-Effekt, welcher dafür sorgen kann, dass herkömmliche Erzeugungsanlagen nicht mehr wirtschaftlich betreibbar sind.

Merit-Order-Effekt

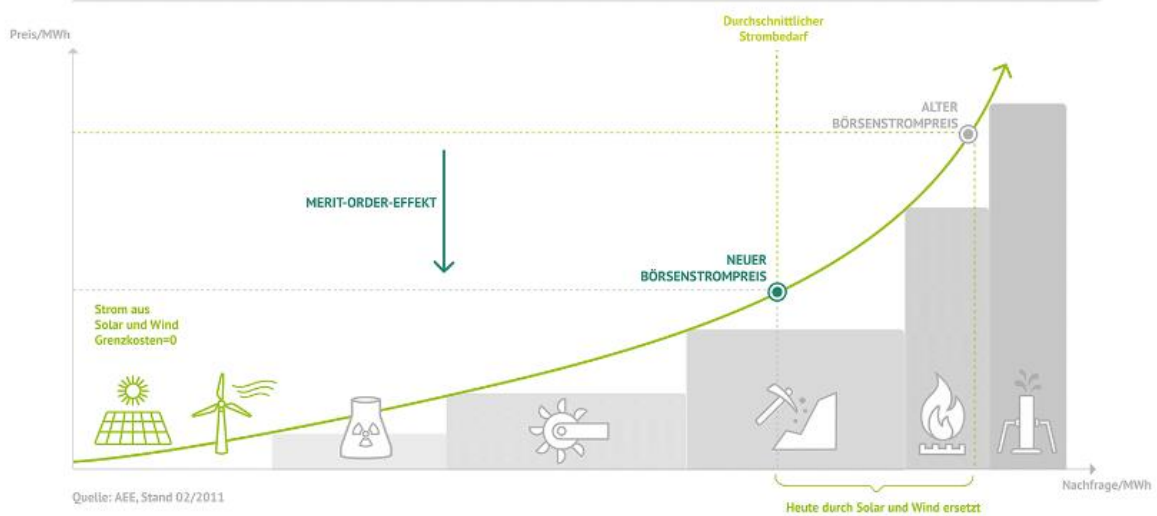


Abbildung 3-Merit Order Effekt 2-Next Kraftwerke

Wird die Nachhaltigkeit der aktuellen Preisbildung des Energiemarkts betrachtet, sollte das Ziel sein diese zu fördern. Besonders im Hinblick auf die CO₂-Emissionen eines Kraftwerks und den Klimazielen wäre ein Marktmodell, bei welchem die Preisbildung auf CO₂-Emissionen basiert förderlich.

Akteure und Rollen (Bundesnetzagentur, 2022)

Aktive Entitäten auf dem deutschen Strommarkt werden als Akteure bezeichnet. Die Marktakteure haben verschiedene Markttrollen inne.

Zu den Marktakteuren des deutschen Strommarkts gehören:

Übertragungsnetzbetreiber (§ 3 Nr. 10 EnWG)

Betreiber von Übertragungsnetzen natürliche oder juristische Personen oder rechtlich unselbständige Organisationseinheiten eines Energieversorgungsunternehmens, die die Aufgabe der Übertragung von Elektrizität wahrnehmen und die verantwortlich sind für den Betrieb, die Wartung sowie erforderlichenfalls den Ausbau des Übertragungsnetzes in einem bestimmten Gebiet und gegebenenfalls der Verbindungsleitungen zu anderen Netzen.

Stromnetzbetreiber (§ 3 Nr. 2 EnWG)

Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen natürliche oder juristische Personen oder rechtlich unselbständige Organisationseinheiten eines Energieversorgungsunternehmens, die Betreiber von Übertragungs- oder Elektrizitätsverteilernetzen sind.

Betreiber von geschlossenen Verteilernetzen (§ 110 EnWG)

Energieversorgungsnetz, mit dem Energie zum Zwecke der Ermöglichung der Versorgung von Kunden in einem geografisch begrenzten Industrie- oder Gewerbegebiet oder einem Gebiet verteilt wird, in dem Leistungen gemeinsam genutzt werden.

Bilanzkreisverantwortlicher (§ 4 Abs. 2 StromNZV)

Für jeden Bilanzkreis ist von den bilanzkreisbildenden Netznutzern gegenüber dem Betreiber des jeweiligen Übertragungsnetzes ein Bilanzkreisverantwortlicher zu benennen. Der Bilanzkreisverantwortliche ist verantwortlich für eine ausgeglichene Bilanz zwischen Einspeisungen und Entnahmen in einem Bilanzkreis in jeder Viertelstunde und übernimmt als Schnittstelle zwischen Netznutzern und Betreibern von Übertragungsnetzen die wirtschaftliche Verantwortung für Abweichungen zwischen Einspeisungen und Entnahmen eines Bilanzkreises.

Bilanzkoordinator (BK6-07-002)

Damit der Übertragungsnetzbetreiber in seiner Rolle als Bilanzkoordinator (BIKO) seiner Regelzone in die Lage versetzt wird, eine Saldierung aller Abweichungen der einem Bilanzkreis zugeordneten Einspeise- und Entnahmestellen durchzuführen und auf dieser Basis die Bilanzkreisabrechnung zu erstellen, ist er auf eine zuverlässige, unverzügliche und qualitativ hochwertige Datenlieferung durch die Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen in seiner Regelzone angewiesen.

Messstellenbetreiber (§ 3 Nr. 26a und 26b EnWG)

Messstellenbetreiber ein Netzbetreiber oder ein Dritter, der die Aufgabe des Messstellenbetriebs wahrnimmt, Messstellenbetrieb der Einbau, der Betrieb und die Wartung von Messeinrichtungen.

Messdienstleister (§ 9 Abs. 2 MessZV)

Die Durchführung der Messung kann auf Wunsch des Anschlussnutzers einem anderen als dem Messstellenbetreiber übertragen werden (Messdienstleister)

Stromlieferant (§ 3 Nr. 18 EnWG)

Natürliche oder juristische Personen, die Strom an andere liefert.

Direktvermarktungsunternehmen (§ 5 Nr. 10 EEG)

„Direktvermarktungsunternehmer“, wer von dem Anlagenbetreiber mit der Direktvermarktung von Strom aus erneuerbaren Energien oder aus Grubengas beauftragt ist oder Strom aus erneuerbaren Energien oder aus Grubengas kaufmännisch abnimmt, ohne insoweit Letztverbraucher dieses Stroms oder Netzbetreiber zu sein.

Stromgroßhändler (§ 3 Nr. 21 EnWG)

Natürliche oder juristische Personen mit Ausnahme von Betreibern von Übertragungs-, Fernleitungs- sowie Elektrizitäts- und Gasverteilernetzen, die Strom zum Zwecke des Weiterverkaufs innerhalb oder außerhalb des Netzes, in dem sie ansässig sind, kaufen.

Stromeigenversorger (§ 61 EEG; § 5 Nr. 12 EEG)

Stromeigenversorger ist eine natürliche oder juristische Person die im unmittelbaren räumlichen Zusammenhang mit der Stromerzeugungsanlage selbst verbraucht, wenn der Strom nicht durch ein Netz durchgeleitet wird und diese Person die Stromerzeugungsanlage selbst betreibt.

Organisation des Einsatzverantwortlichen (BK6-13-200)

Für jede Erzeugungseinheit, für die Daten nach der Festlegung BK6-13-200 zu melden sind, ist genau ein Verantwortlicher gegenüber dem ÜNB zu benennen, unabhängig von den Eigentumsverhältnissen oder von Nutzungsanteilen unterschiedlicher Anteilseigner. Die Vorgabe soll insbesondere sicherstellen, dass gegenüber dem Datenempfangsberechtigten ÜNB jeweils eine greifbare und ansprechbare Gegenstelle existiert, mit der dieser etwa beim Ausbleiben von Daten oder bei Klärungsbedarf Kontakt aufnehmen kann.

Des Weiteren gibt es sonstige Marktakteure, zu welchen energiewirtschaftliche Verbände und Institutionen sowie verschiedene Dienstleister zählen.

Marktkommunikation

Die Marktkommunikation in der Energiewirtschaft beschreibt Marktprozesse, welche i.d.R. automatisiert implementiert sind, zwischen den verschiedenen Marktteilnehmern. Diese Prozesse sind aus administrativer Sicht unverzichtbar. Ein funktionierender Datenaustausch ist für Energieerzeuger, -händler, -lieferanten sowie Netzbetreiber und Messstellenbetreiber essentiell, um typische Geschäftsprozesse wie Stammdatenänderung, Lieferantenwechsel, Zählerstandübermittlung oder Netznutzungsabrechnung durchzuführen automatisiert durchführen zu können.

Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft koordiniert und erarbeitet für die Energiewirtschaft diese Marktprozesse und dazugehörige, verbindliche Datenformate. Auch stellt er eine Übersicht bereit in welcher Beziehung die verschiedenen Marktakteure mit ihren Rollen zueinander stehen.

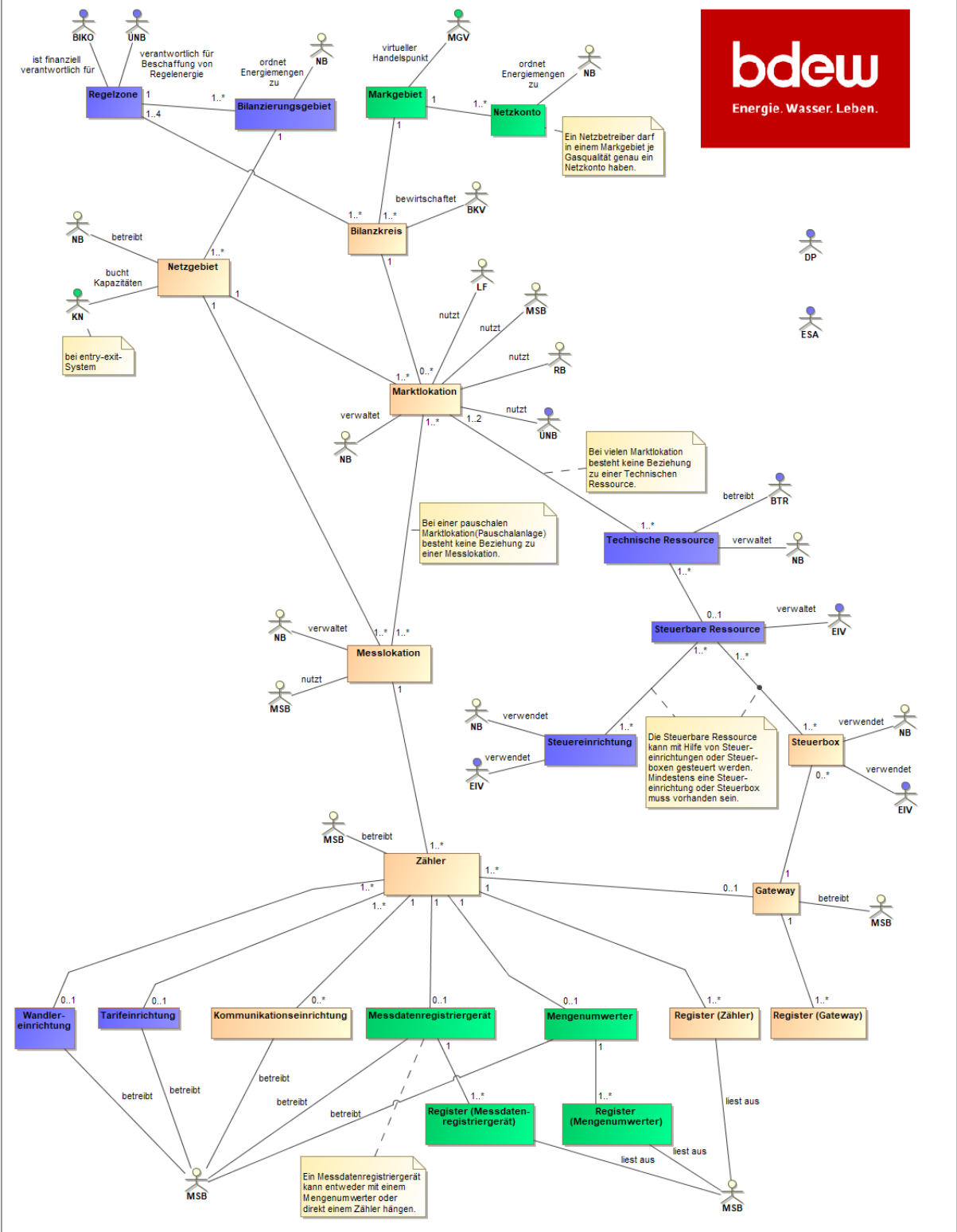


Abbildung 4-Marktakteure-BDEW

Markttypen (Klimaschutz B. f., 2022)

Großhandelsmarkt

Funktionierende Großhandelsmärkte sind für den Wettbewerb im Elektrizitätsbereich unabdingbar. Dabei spielen Spotmärkte, auf denen kurzfristig benötigte oder angebotene Strommengen beschafft bzw. abgesetzt werden können, und Terminmärkte, die u. a. eine mittel- und langfristige Absicherung von Preisrisiken und gegen Spekulationen ermöglichen, gleichermaßen eine wichtige Rolle. Ausreichende Liquidität, also ein hinreichendes Volumen auf Angebots- und Nachfrageseite, verbessert die Markteintrittsmöglichkeiten für neue Anbieter.

Neben dem außerbörslichen (bilateralen) Großhandel (sog. OTC-Handel, „over-the-counter“) schaffen Strombörsen einen verlässlichen Handelsplatz und liefern zugleich wichtige Preissignale für Marktteilnehmer auch in anderen Bereichen der Elektrizitätswirtschaft. Die freie Preisbildung am deutschen Strommarkt wurde im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) verankert. Um Knappheitspreise zu ermöglichen, bestehen keine administrativen technischen Gebotsobergrenzen. Die von den Börsenplätzen angewandte technische Gebotsobergrenze von aktuell 3.000 €/MWh im Day-Ahead-Spotmarkt bzw. 9.999 €/MWh im Intraday-Markt werden gem. Art. 10 Strommarkt-VO (EU 2019/943) automatisch angepasst, sobald die Erwartung besteht, dass sie erreicht werden.

Um die Stromversorgung sicher und kostengünstig zu gewährleisten und gleichzeitig steigende Anteile Erneuerbarer Energien in das Stromsystem zu integrieren, hat sich Deutschland für den Energy-Only-Markt und die einheitliche deutsch-luxemburgische Gebotszone entschieden. Einheitliche Großhandelspreise sorgen dafür, dass sich im Strommix die kostengünstigsten Erzeugungstechnologien unabhängig vom Standort innerhalb von Deutschland durchsetzen. Die Anlagen mit den geringsten Einsatzkosten werden überregional genutzt. Dadurch sinken die variablen Kosten des Gesamtsystems. Die einheitliche deutsch-luxemburgische Gebotszone senkt den Gesamtbedarf für Erzeugungskapazität, Lastmanagement und Speicher. Dies verringert auch die Investitions- und Instandhaltungskosten des Gesamtsystems.

Regelenergiemarkt

Mit Regelenergie werden unvorhergesehene Ungleichgewichte zwischen Einspeisung und Ausspeisung im Stromversorgungssystem kurzfristig ausgeglichen, um die Netzfrequenz auf ihrem Sollwert stabil zu halten. Die Verantwortung hierfür liegt bei den deutschen Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB). Dabei ist Regelenergie über ein diskriminierungsfreies und transparentes Ausschreibungssystem zu beschaffen. Regelenergie können Stromproduzenten, Stromverbraucher oder Betreiber von Speichern anbieten, die sich vorab technisch präqualifizieren. Es gibt drei Qualitäten von Regelenergie, die sich darin unterscheiden, wie und wann ab Auftreten der Frequenzabweichung sie aktiviert werden und wie lange sie genutzt werden können: Die Primärregelleistung („Frequency Containment Reserve“ - FCR) wird innerhalb von 30 Sekunden automatisch und dezentral im gesamten Verbundsystem aktiviert, sobald die Netzfrequenz vom Sollwert abweicht. Spätestens nach 5 Minuten wird sie von der Sekundärregelleistung („automatic frequency restoration reserve“ - aFRR) abgelöst, welche ebenfalls automatisch, jedoch selektiv in den betroffenen Regelzonen aktiviert wird. Die Sekundärregelleistung soll die Abweichung der Netzfrequenz innerhalb von fünf Minuten vollständig ausgleichen. Spätestens nach 15 Minuten löst die Minutenreserveleistung („manual frequency restoration reserve“ - mFRR) die Sekundärregelleistung ab. Sie wird nicht automatisch, sondern durch die systemverantwortlichen ÜNB aktiviert und steht für längere Zeiträume zur Verfügung.

Regelenergie wird in Deutschland regelzonenübergreifend ausgeschrieben und über eine Internetplattform marktbasiert beschafft. Wurden zuvor die Regelleistung und die Regelarbeit für aFRR und mFRR in einem einheitlichen Verfahren beschafft, werden Leistung und Arbeit seit dem 2. November 2020 separat ausgeschrieben. Damit hat Deutschland die Vorgaben zur Einrichtung von nationalen Regelarbeitsmärkten (RAM) aus der Verordnung (EU) 2017/2195 zur Festlegung einer Leitlinie über den Systemausgleich im Elektrizitätsversorgungssystem (GLEB) umgesetzt. Bei der FCR gibt es keine Unterteilung in Regelleistung und Regelarbeit, daher erfolgt die Beschaffung für beide Güter weiterhin in einer gemeinsamen Ausschreibung. Für 2022 ist vorgesehen, die nationalen Regelarbeitsmärkte über europäische Plattformen für den Austausch von Regelarbeit (PICASSO für aFRR, MARI für mFRR) in einen europäischen Regelarbeitsmarkt zusammenzuführen.

Demand-side Response

Mit einem zunehmenden Anteil Erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung in Deutschland, bei gleichzeitigem Ausstieg aus der Kohleverstromung und Kernenergienutzung, gewinnt Laststeuerung (Demand-side Response - DSR) zunehmend an Bedeutung. Heutzutage sind in Deutschland alle Arten von DSR grundsätzlich zulässig. Bei der Teilnahme von Anbietern für DSR an verschiedenen bestehenden Märkten, wird deshalb bspw. auch nicht zwischen einer direkten Teilnahme oder einer Teilnahme über Aggregatoren unterschieden. Voraussetzung für die Teilnahme an den jeweiligen Märkten ist allein, dass die Marktteilnehmer die jeweiligen Vertragsbedingungen erfüllen. Hierzu gehören beispielsweise die Präqualifikationsanforderungen der Übertragungsnetzbetreiber für die Teilnahme an den Regelenergiemärkten.

Im Grundsatz soll sich DSR im Wettbewerb mit anderen Flexibilitätsoptionen wie Stromspeichern oder Spitzenlastkraftwerken behaupten. Die Anreize für DSR entstehen am Strommarkt durch entsprechende Preissignale. Jedoch sind diese Preissignale in der Vergangenheit noch nicht ausreichend vorhanden gewesen, weil Flexibilität bisher nahezu vollständig aus Mittel- und Spitzenlastkraftwerken sowie Pumpspeichern erbracht wird. Dies sollte sich jedoch mit dem Fortschreiten der Energiewende ändern.

Für eine vorausschauende Entwicklung von DSR, hat Deutschland bereits frühzeitig die Weichen gestellt, um dessen Potentiale zu erschließen. So wurde bereits 2012 die Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten (AbLaV) verabschiedet, deren 2016 novellierte Fassung bislang bis Mitte 2022 befristet ist. Sie regelt die Pflichten der Betreiber von Übertragungsnetzen bei Ausschreibungen zum Erwerb von Leistung aus abschaltbaren Lasten.

Beim Einsatz von DSR müssen widerstreitende Interessen ausgeglichen werden, wenn der Verbraucher seine Flexibilität nicht seinem Lieferanten, sondern einem Dritten (z.B. einem Aggregatoren) zur Verfügung stellt. Reduziert ein Verbraucher wegen einer vertraglichen Verpflichtung gegenüber einem Dritten (z.B. einem Aggregatoren) seinen Verbrauch, z.B. um diese Energiemengen an den Strommärkten zu vermarkten, daraufhin werden vom Lieferanten für den Verbraucher beschaffte Energiemengen durch den Verbraucher vermarktet. Zudem können durch Verbrauchsänderungen Probleme im Bilanzkreis des Lieferanten entstehen, die dieser nicht zu verantworten hat. Zum Ausgleich dieser Interessen wurde 2018 in § 26a der Stromnetzzugangsverordnung festgelegt, dass Verbraucher Minutenreserve oder Sekundärregelleistung über einen anderen Bilanzkreis als den des Lieferanten erbringen können, wenn sie den Lieferanten und Bilanzkreisverantwortlichen durch Zahlung eines angemessenen Entgelts wirtschaftlich so stellen, wie er ohne die Erbringung der Regelenergie stünde.

Mit der Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes im Jahr 2021 und in Umsetzung der Richtlinie (EU) 2019/944 wurde diese Regelung in § 41d Energiewirtschaftsgesetz übernommen und erweitert. Danach wird jeder Verbraucher durch eine Verbrauchsanpassung Dienstleistung gegenüber Dritten (z.B. einem Aggregatoren) erbringen können, wenn er Großhändler und Lieferanten und den Bilanzkreisverantwortlichen der Verbraucherentnahmestelle durch Zahlung eines angemessenen Entgelts wirtschaftlich so stellt, wie er ohne die Verbrauchsanpassung stünde. Durch diese klaren Rahmenbedingungen für die Einbindung von Flexibilität aus Kundenanlagen wird ein „level-playing field“ für die Teilnahme aller flexiblen Verbraucher an den Strommärkten geschaffen. Den flexiblen Verbrauchern steht es dabei frei, ob sie diese Vermarktung selbstständig übernehmen oder dazu einen Aggregator einschalten möchten.

Endkundenmarkt

Ende der 1990er Jahre wurde die Stromversorgung in Deutschland schrittweise für den Wettbewerb geöffnet und der Strommarkt wurde, beginnend mit den ersten EU-Liberalisierungsrichtlinien (u.a. 1. Energiebinnenmarktpaket), in den letzten Jahren immer weiter liberalisiert. In Deutschland gibt es dementsprechend keine Strompreisregulierung. Seitdem hat sich der Wettbewerb auf den Strommärkten kontinuierlich belebt und die Situation für Endkunden hat sich erheblich verbessert. Eine Voraussetzung hierfür waren die Vorgaben zur Entflechtung des Netzbetriebs von anderen Tätigkeitsbereichen der Energieversorgung im Zuge des 2. und 3. Energiebinnenmarktpakets, denn die Energieversorgungsnetze stellen ein natürliches Monopol dar. Daher sind Transparenz und diskriminierungsfreie Ausgestaltung des Netzbetriebs Grundvoraussetzungen, um Wettbewerb in den vor- und nachgelagerten Bereichen der Wertschöpfungskette zu fördern, Vertrauen bei den Marktteilnehmern zu erzeugen und um bezahlbare Strompreise für Endkunden sicherzustellen. Das Energiewirtschaftsgesetz und auf Grundlage des Energiewirtschaftsgesetzes in Deutschland erlassene Verordnungen, u. a. Stromnetzzugangs- und Stromnetzentgeltverordnung, enthalten entsprechende Vorgaben.

Auf den verschiedenen Marktstufen der Stromerzeugung, des Stromhandels und des -vertriebs besteht heute in aller Regel in Deutschland ein wettbewerbliches Umfeld, welches dem Endkunden in hohem Maße zugutekommt. Im Rahmen des Energiemonitorings¹⁶ verfolgt das Bundeskartellamt gemeinsam mit der BNetzA die Entwicklungen auf den Strommärkten. Die Monitoring-Aufgaben des Bundeskartellamtes umfassen gemäß § 48 Absatz 3 des Gesetzes gegen Wettbewerbsbeschränkungen insbesondere den Grad der Transparenz, auch der Großhandelspreise, sowie den Grad und die Wirksamkeit der Marktöffnung und den Umfang des Wettbewerbs auf Großhandels- und Endkundenebene sowie an Energiebörsen.

Die Ergebnisse des Monitorings veröffentlichen BNetzA und Bundeskartellamt jährlich in einem Bericht. Quelle der im Folgenden angegebenen Kennzahlen ist der entsprechende „Monitoringbericht 2021“. Endkunden in Deutschland können ihren Energielieferanten frei wählen und dabei aus zahlreichen Angeboten verschiedener Lieferanten wählen. Im Strombereich waren im Jahr 2020 insgesamt mindestens 1.440 Unternehmen als Elektrizitätslieferanten in Deutschland tätig. Es gibt dabei sowohl deutschlandweit als auch nur in einzelnen Regionen tätige Stromlieferanten, wobei die zweite Gruppe die Mehrheit bildet. Im bundesweiten Durchschnitt konnte ein Letztverbraucher im Jahr 2020 in seinem Netzgebiet zwischen 162 Anbietern wählen, für Haushaltskunden lag der Wert bei 142 Anbietern. Jeder Anbieter kann wiederum verschiedene Tarife anbieten, sodass sich die Auswahl für die Endkunden noch weiter erhöht.

Die für Endkunden bestehende Option zum Lieferanten- oder Tarifwechsel ermöglicht es den Endkunden, ihre Stromkosten zu senken und belebt den Wettbewerb auf dem Endkundenmarkt. Wechselquoten und Wechselprozesse sind daher wesentliche Indikatoren für die Intensität des Wettbewerbs. In den Jahren 2016 bis 2020 wechselten jährlich zwischen 10 und 11 Prozent aller Haushaltskunden (absolut 4,5 bis 5,4 Mio. Kunden) ihren Elektrizitätslieferanten. Im Jahr 2020 wechselten weitere 1,8 Mio. Haushaltskunden bei ihrem Stromlieferanten in einen anderen Vertrag.

2. Kurzfristige Änderungen am Strommarkt (Klimaschutz B. f., 2022)

Großhandelsmarkt

Bis spätestens zum 31.12.2025 soll schrittweise die grenzüberschreitende Marktkopplung auf mindestens 70 % der Übertragungskapazität der Interkonnektoren entlang eines linearen Pfades ausgeweitet werden.

Das begünstigt den Wettbewerb auf dem Großhandelsmarkt durch ein größeres Marktgebiet, eine kostengünstigere Stromversorgung und bessere Marktintegration von erneuerbaren Energien.

Im Zuge des Ausbaus der Erneuerbaren Energien wird die Bundesregierung ein neues Strommarktdesign erarbeiten. Das soll bis zum Ende des Jahres 2022 über die Plattform "Klimaneutrales Stromsystems" zur Erarbeitung von Vorschlägen für ein neues Strommarktdesign, für welche Stakeholder aus Wissenschaft, Wirtschaft und Zivilgesellschaft mit einbezogen werden, stattfinden.

Demand-side Response

Nach den Vorgaben der EU-Richtlinie 2019/944 Artikel 15 wurde das Gesetz zur Novellierung des EnWG am 26. Juli 2021 verkündet, worin die Befreiung der Energiespeicher von noch bestehenden Doppelbelastungen thematisiert wird.

Zudem behandelt diese EU-Richtlinien Vorgabe die Erbringung von Dienstleistungen außerhalb bestehender Liefer- oder Bezugsverträge für Letztverbraucher. Hierzu wird § 41d des EnWG angepasst, um Letztverbraucher zu ermöglichen durch eine Verbrauchsanpassung Dienstleistung gegenüber Dritten (z.B. einem Aggregatoren) erbringen zu können, wenn sie Großhändler und Lieferanten und den Bilanzkreisverantwortlichen der Verbraucherentnahmestelle durch Zahlung eines angemessenen Entgelts wirtschaftlich so stellen, wie sie ohne die Verbrauchsanpassung stünden.

Seit dem 24.02.2020 müssen grundzuständige Messstellenbetreiber innerhalb von drei Jahren 10 % sowie innerhalb von acht Jahren nach der Markterklärung 100 % in den freigegebenen Einbaugruppen mit intelligenten Messsystemen ausstatten. Der Smart Meter Rollout wurde durch die Feststellung der technischen Möglichkeit nach § 30 MsbG, der sogenannten Markterklärung, durch das Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI), für Letztverbraucher mit einem durchschnittlichen Jahresverbrauch zwischen 6.000 bis 100.000 kWh vorgeschrieben.

Mit dem Smart Meter Rollout wird, im Einklang mit Artikel 19 der EU-Richtlinie 2019/944, ergänzend die Kosten-Nutzen-Analyse vorgelegt, um günstige Bedingungen zu untersuchen, die sich für eine breitere Einführung von Smart Metern ergeben können.

Regelenergiemarkt

Um einen effizienteren Wettbewerb durch ein größeres Marktgebiet sowie mehr Marktchancen für flexible und umweltfreundliche Anbieter von Regelarbeit zu ermöglichen, soll bis Februar 2022 die Umsetzung des europäischen Zielmodells bei der Beschaffung von Regelenergie gemäß der Leitlinie über den Systemausgleich im Elektrizitätsversorgungssystem (Guideline for Electricity Balancing - GLEB) stattfinden.

Dies soll geschehen, indem die nationalen Regelarbeitsmärkte über die europäischen Plattformen für den Austausch von Regelarbeit (PICASSO für Sekundärregelleistung (aFRR), MARI für die Minutenreserve (mFRR)) in einen europäischen Regelarbeitsmarkt zusammengeführt werden. Außerdem werden die Produktlaufzeiten auf 15 Minuten verkürzt.

Zudem sollen, in demselben Zeitfenster, die wirtschaftlichen Risiken für Bilanzkreisverantwortliche vermindert werden. Aufgrund der Diskrepanz zwischen geringer Liquidität und kosteneffizienter Beschaffung von Regelenergie. Dies soll geschehen, indem die derzeitigen Wettbewerbsprobleme auf dem deutschen Regelarbeitsmärkten analysiert und Lösungsvorschläge unterbreitet werden.

Über das erste Quartal 2022 bis zum vierten Quartal 2022 findet eine Überprüfung der Bedingungen für den Zugang von Laststeuerungsanbietern zum Regelarbeitsmarkt statt. Das wird begründet durch den beobachteten unzureichenden Wettbewerb am Regelarbeitsmarkt.

Dabei soll untersucht werden, ob für Laststeuerungsanbieter spezifische Herausforderungen für eine Teilnahme am Regelarbeitsmarkt bestehen. Dazu wird ein Prüfauftrag an die BNetzA erteilt.

Endkundenmarkt

Zum Abbau von Wettbewerbsnachteilen von strombasierten Klimaschutztechnologien u.a. im Wärme- und Verkehrsbereich hat die Bundesregierung beschlossen, zeitgleich mit der Einführung des Brennstoffemissionshandelsgesetzes die EEG-Umlage aus Mitteln des Bundeshaushaltes zu senken.

Dies soll in einjährigen Intervallen, beginnend zum 01.01.2021 stattfinden, um bis zum 01.01.2023 die EEG-Umlage vollständig aus dem Bundeshaushalt zu finanzieren.

Zur Kostendeckung werden Teile aus Einnahmen des Brennstoffemissionshandelsgesetzes sowie zusätzlichen Haushaltsmitteln aus dem zweiten Nachtragshaushalt 2020 verwendet. Ziel ist es im Jahr 2021 die EEG-Umlage auf 6,5 ct/kWh und 2022 auf 3,723 ct/kWh zu begrenzen.

Im Hinblick auf Verträge mit dynamischen Stromtarife wird innerhalb des Gesetzes zur Novellierung des EnWG, welches am 26. Juli 2021 verkündet wurde, im Einklang mit den Vorgaben der EU-Richtlinie 2019/944 die gesetzliche Verankerung des Anspruchs von Endkunden mit einem intelligenten Messsystem auf Angebot eines Vertrags mit dynamischem Stromtarif umgesetzt.

Interkonnektoren und Engpassmanagement

Im Frühjahr 2022 soll die Einführung des Redispatch 2.0 stattfinden, so dass eine netzdienliche Abregelung von Erzeugungs- und Speicheranlagen sowie EE und KWK-Anlagen in einem planbaren Prozess mit bilanziellem und energetischem Ausgleich ermöglicht wird. Außerdem wird damit eine netzübergreifend optimierte Auswahlentscheidung nach der Wirksamkeit von Anlagen zur Engpassentlastung und den Kosten, die dabei zulasten der Stromkunden anfallen zustande gebracht. Konkret werden mit dem Redispatch 2.0 der kostenbasierte Redispatch auf alle steuerbaren Erzeugungs- und Speicheranlagen sowie alle Anlagen mit installierter Leistung ab 100 kW ausgeweitet.

Seit März 2021 findet eine Anpassung des nationalen Netzausbaubedarfs einschließlich des Interkonnektorenausbaubedarfs statt, um Ziele des Klimaschutzgesetzes (Klimaneutralität bis 2045) und die bessere Funktionsweise des europäischen Binnenmarkts für Strom zu erreichen. Hierfür wurden Änderungen an folgenden Gesetzen umgesetzt, um weitere Beschleunigungspotentiale der Planungs- und Genehmigungsverfahren für Netzentwicklungsvorhaben umzusetzen:

- Bundesbedarfsplangesetzes (BBPlG)
- Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG)
- Netzausbaubeschleunigungsgesetzes Übertragungsnetz (NABEG)

Bis Ende 2025 soll außerdem, mit der Umsetzung der Maßnahmen des Aktionsplans Gebotszone, eine schrittweise Reduktion der inländischen strukturellen Netzengpässe zur Stärkung des deutschen und innereuropäischen Stromhandels stattfinden, um Stromübertragungskapazitäten erhöhen, mehr grenzüberschreitenden Handel ermöglichen und regionale Zusammenarbeit stärken.

3. Roadmap: Digitalisierung in der Energiewende (Informationstechnik, 2022)

Die Digitalisierung des Strommarkts in der Energiewende erfordert den Einsatz einer zukunftsweisenden, standardisierten Systemarchitektur für sichere intelligente Systeme, da diese einen wesentlichen Anteil an den energiewirtschaftlichen und systemrelevanten Leistungen erbringen sollen. Zur Konkretisierung der energiewirtschaftlichen- und energiesystemrelevanten Leistungen, werden diese in sogenannten Energiewirtschaftlichen Anwendungsfällen (EAF) beschrieben.

EAF-0.1 Bereitstellung von Daten für Energiemonitoring und Mehrwertdienste

Der Messstellenbetreiber kann über das iMSys (intelligente Messsystem) am Netzanschlusspunkt die abrechnungsrelevanten Messwerte abrufen und dem Stromlieferanten zur Abrechnung des Elektrizitätsverbrauchs eines Letztverbrauchers zur Verfügung stellen. Zeitgleich stellt das iMSys damit Transparenz über die Abrechnung für den Letztverbraucher her, indem die erhobenen Daten über die Visualisierungsschnittstelle dem Letztverbraucher zur Verfügung gestellt werden.

Nutzen und Bezug zu energiewenderelevanten Zielen

Durch die Erhebung von abrechnungsrelevanten Messwerten für elektrische Energie über das SMGW kann die Fernauslesung sicher umgesetzt und somit die Digitalisierung der Energiewirtschaft maßgeblich vorangetrieben werden. Gleichzeitig unterstützt das SMGW den Letztverbraucher funktional bei der Rechnungsprüfung und ermöglicht die flexiblere Ausgestaltung von Tarifierungsoptionen.

Quantitativer Ausblick

Der Pflichteinbau nach bestehender Markterklärung betrifft ca. 4 Mio. Zählpunkte. Davon müssen 10 %, also ca. 400.000, innerhalb von drei Jahren bis zum Februar 2023 ausgerollt sein. Es wird maximal acht Jahre dauern, bis die übrigen Zählpunkte ausgerollt werden.

EAF-0.2 Erhebung von nicht abrechnungsrelevanten Daten Elektrizität am Netzanschlusspunkt

Der Messstellenbetreiber kann über das iMSys (intelligente Messsystem) am Netzanschlusspunkt neben den abrechnungsrelevanten Messwerten auch nicht abrechnungsrelevante Messwerte erheben und diese, nach Zustimmung des Anschlussnutzers, berechtigten Marktteilnehmern zur Verfügung stellen. Die Erhebung von nicht abrechnungsrelevanten Daten zur Elektrizität am Netzanschlusspunkt unterstützt dynamische Stromtarife und die Teilnahme am Regelleistungsmarkt.

Nutzen und Bezug zu energiewenderelevanten Zielen

Die Erhebung dieser Daten für ausgewählte externe Marktteilnehmer leistet einen wichtigen Beitrag zur Netzüberwachung und zur Einspeisung dezentral erzeugter elektrischer Energie und dient somit der Energiewende und der Digitalisierung der Energiewirtschaft. Gleichzeitig unterstützt das SMGW den Letztverbraucher funktional, indem es erhobene Daten über Visualisierungsschnittstellen zum Abruf zur Verfügung stellt.

Quantitativer Ausblick

Nach erfolgreicher Rollout-Freigabe wird sich die quantitative Ausbreitung von iMSys weiter steigern.

EAF-1 Steuerung Verbrauchseinrichtungen in Niederspannung (§ 14a EnWG)

Der Letztverbraucher oder – bei freiwilliger Zustimmung des Letztverbrauchers – der Lieferant vereinbart mit dem Netzbetreiber gegen ein reduziertes Netzentgelt eine netzdienliche Steuerung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen, die zeitlich und in der Dauer begrenzt ist. Für einen effizienten Einsatz der Netzbetreibereingriffe können lokale Netzzustandsdaten genutzt werden, um gezielt in Netzengpassituationen eingreifen zu können. Hierbei geht es sowohl um die bestehende Anwendung des § 14a EnWG als auch um dessen geplante Weiterentwicklung. Die Steuerung erfolgt durch die Vorgabe eines Leistungsmaximalwertes am Netzübergabepunkt durch den Verteilnetzbetreiber. Messung und Steuerung erfolgen über das iMSys.

Nutzen und Bezug zu energiewenderelevanten Zielen

Der Letztverbraucher zahlt als Gegenleistung dafür, dass er dem Netzbetreiber einen Steuerzugriff gewährt, nur ein reduziertes Netzentgelt. Durch die netzdienliche Steuerung werden Netzengpässe im Niederspannungsnetz vermieden, die durch die zeitgleiche Leistungsentnahme steuerbarer Verbraucher, wie z. B. Ladeeinrichtungen für Elektromobile oder Wärmepumpen, entstehen könnten. Somit kann das Energieversorgungsnetz effizient, sicher und zuverlässig betrieben werden, ohne dass ein Ausbau desselben notwendig ist oder abgewartet werden muss.

Quantitativer Ausblick

Es ist ein starker Anstieg der § 14a-Fälle bis 2030 zu erwarten, insbesondere durch Ladeeinrichtungen für Elektromobile und Wärmepumpen. Die Zahl der Nachtspeicherheizungen wird dagegen langfristig abnehmen. Ladeeinrichtungen im Niederspannungsnetz werden mit Leistungen von 3,7 kW-22 kW einen hohen Einfluss auf die Netzbelastung besitzen und vermehrt zu strom- und spannungsbedingten Netzengpässen in der Niederspannungsebene führen. Insgesamt kann 2030 mit einer Gesamtanzahl von rund 10,4 Mio. steuerbaren Verbrauchseinrichtungen gemäß § 14a EnWG gerechnet werden.

EAF-2 Energiemanagement von regelbaren Erzeugungs- und Verbrauchseinrichtungen

Beim Energiemanagement werden regelbare Erzeugungs- und Verbrauchseinrichtungen eines Letztverbrauchers gesteuert und optimiert, um die Kosten des Energiebezugs zu minimieren oder andere Optimierungsziele zu erreichen. Hierzu werden aktuelle Leistungswerte summarisch und bezogen auf einzelne Erzeugungs- oder Verbrauchseinrichtungen mit der notwendigen Zeitauflösung genutzt und der Einsatz auf Basis von Prognosen oder erhaltenen Informationen koordiniert. Ein Energiemanagement kann lokal mit den Anlagen eines Anschlussnehmers erfolgen, beispielsweise in einem Einfamilienhaus oder einer Quartierslösung, oder überregional, beispielsweise im Rahmen einer Smart Community. Messung, Steuerung und auch zusätzliche Informationsübertragung erfolgen über das iMSys.

Nutzen und Bezug zu energiewenderelevanten Zielen

Das Energiemanagement ist ein wichtiger Baustein einer dezentralen, nachhaltigen Energieerzeugung. Es ermöglicht variable Lasten mit einem möglichst großen Anteil lokaler erneuerbarer Energien zu decken, wodurch CO₂-Emissionen reduziert werden können. Der Letztverbraucher, als Haushalt oder Gewerbeunternehmen, kann durch ein Energiemanagement die vorhandene Flexibilität effizienter nutzen und somit Strombezugskosten reduzieren. Auch hat er als Prosumer die Möglichkeit seinen Eigenverbrauch zu optimieren.

Quantitativer Ausblick

Insbesondere bei Kunden, die mehrere Erzeugungs- oder Verbrauchseinrichtungen betreiben und koordinieren, besteht großes Potenzial für diesen Anwendungsfall. Entsprechend wird ein deutlicher Anstieg erwartet.

EAF-8 Teilnahme am Regelenenergiemarkt aFRR

Die Regelenenergie aFRR (automated Frequency Restoration Reserves) wird auch als Sekundärreserve bezeichnet und durch den automatischen Abruf des Übertragungsnetzbetreibers (ÜNB) zur Systemstabilisierung eingesetzt. Sie wird durch Leistungsanpassungen an der Erzeugungs- oder Verbrauchsleistung erbracht und kann positiv oder negativ sein. Die aFRR wird von den ÜNB über eine gemeinsame Plattform beschafft. aFRR startet innerhalb von Sub-Minuten-Zeitskalen und wirkt zur Frequenzwiederherstellung bis zu 15 Minuten. Sie kann neben konventionellen Kraftwerken oder großen Lasten auch durch eine Vielzahl aggregierter Erzeugungs- und Speicheranlagen oder variabler Verbraucher erbracht werden. Der Aggregator kann in Zukunft über den Messstellenbetreiber das iMSys zur Messung der Einspeise- oder Entnahmeleistung der aggregierten Anlagen und zur Ansteuerung dieser Anlagen nutzen.

Nutzen und Bezug zu energiewenderelevanten Zielen

Der Erbringer der aFRR erhält eine Vergütung für die Leistungsbereitstellung (Leistungspreis) sowie eine Vergütung bei Abruf (Arbeitspreis) vom ÜNB. Die Kosten für die Bereitstellung und Erbringung von Regelleistung werden auf die Netzentgelte umgelegt. Das europäische Verbundsystem nutzt die aFRR zur Stabilisierung der Netzfrequenz, die ausdrückt, ob Einspeisung und Entnahme aus dem Netz im Gleichgewicht sind.

Quantitativer Ausblick

In den nächsten Jahren gehen konventionelle Kraftwerke, die aktuell aFRR erbringen, vom Netz. Die fehlende aFRR muss durch alternative Regelleistungserbringer ersetzt werden. Bereits heute werden Biogasanlagen und auch Nachfrage-Management in nennenswertem Umfang eingesetzt; zukünftig kommen auch Batteriespeicher in Betracht. Außerdem ist mit einer weiteren Zunahme des Anteils virtueller Kraftwerke an der Regelleistungserbringung zu rechnen.

Generell könnten 2030 etwa 1,2 Mio. Batteriespeicher für die Erbringung von Regelleistung verwendet werden. Bei einer Erbringung von Regelleistung durch Lastreduktion ergibt sich durch etwa 7,1 Mio. nicht öffentlich zugängliche Ladepunkte ein weiteres Potenzial, das auch über bidirektionales Laden als Speicher dienen kann. Großes Potenzial liegt zudem bei flexiblen Kundeneinrichtungen wie Wärmepumpen, Photovoltaik- oder KWK-Anlagen, deren Anzahl weiter zunehmen wird und die sich beispielsweise über den Zusammenschluss zu einem virtuellen Kraftwerk an der Erbringung der Regelleistung beteiligen können.

EAF-9 Teilnahme am Regelenergiemarkt mFRR

Die Regelenergie mFRR (manual Frequency Restoration Reserves) wird auch als Minutenreserve bezeichnet und durch den manuellen Abruf des ÜNB zur Systemstabilisierung eingesetzt. Sie wird wie die aFRR durch Leistungsanpassungen an Erzeugungs- oder Verbrauchsleistung erbracht und kann positiv oder negativ sein. Die mFRR wird von den ÜNB über eine gemeinsame Plattform beschafft. Im Vergleich zur aFRR (wenige Minuten) gleicht die mFRR Leistungsschwankungen im Bereich von 15 Minuten und mehr aus. Sie kann neben konventionellen Kraftwerken oder großen Lasten auch durch eine Vielzahl aggregierter Erzeugungs- und Speicheranlagen oder variabler Verbraucher erbracht werden. Der Aggregator kann in Zukunft über den Messstellenbetreiber das iMSys zur Messung der Einspeise- oder Entnahmeleistung und zur Ansteuerung der aggregierten Anlagen nutzen.

Nutzen und Bezug zu energiewenderelevanten Zielen

Der Erbringer der mFRR erhält eine Vergütung für die Leistungsbereitstellung (Leistungspreis) sowie eine Vergütung bei Abruf (Arbeitspreis) vom ÜNB. Die Kosten für die Bereitstellung und Erbringung von Regelleistung werden auf die Netzentgelte umgelegt. Das europäische Verbundsystem nutzt die mFRR zur Wiederherstellung der Netzfrequenz, die ausdrückt, ob Einspeisung und Entnahme aus dem Netz im Gleichgewicht sind.

Quantitativer Ausblick

In den nächsten Jahren gehen konventionelle Kraftwerke, die aktuell mFRR erbringen, vom Netz. Diese mFRR muss durch alternative Regelleistungserbringer ersetzt werden. Hierfür kommen insbesondere Batteriespeicher in Betracht, die teilweise bereits für die Erbringung von mFRR präqualifiziert sind. Außerdem ist von einer weiteren Zunahme des Anteils virtueller Kraftwerke an der Regelleistungserbringung auszugehen. Generell könnten 2030 etwa 1,2 Mio. Batteriespeicher für die Erbringung von Regelleistung verwendet werden. Möglichkeiten der Lastreduktion ergeben sich durch etwa 7,1 Mio. nicht öffentlich zugängliche Ladepunkte als weiteres Potenzial, das auch über bidirektionales Laden als Speicher dienen kann. Auch flexible Kundeneinrichtungen wie Wärmepumpen, Photovoltaik- und KWK-Anlagen, deren Anzahl weiter zunehmen wird, können sich über den Zusammenschluss zu einem virtuellen Kraftwerk an der Erbringung der Regelleistung beteiligen.

EAF-10 Dynamische Tarife für Elektrizität

Der Verbraucher oder Erzeuger erhält kurzfristig für bestimmte Zeitfenster variable Tarife durch den Energielieferanten oder Aggregator, der diese über den Messstellenbetreiber durch das iMSys zur Verfügung stellt. Dies sind ereignisvariable Tarife, da sie, anders als bei den zeitvariablen Tarifen, nicht wiederkehrend in bestimmten Zeitfenstern auftreten, sondern einmalig und damit ereignishaft für ein bestimmtes Zeitfenster gesetzt werden. Der Verbraucher oder Erzeuger kann auf diese ereignisvariablen Tarife reagieren, wenn er über flexible Verbrauchs-, Erzeugungs- oder Speicheranlagen verfügt, und somit seine Energiekosten optimieren. Neben dem Anzeigen der Tarifereignisse wird durch Zusammenspiel von iMSys und Backend auch die zeitaufgelöste und transparente Abrechnung sichergestellt.

Nutzen und Bezug zu energiewenderelevanten Zielen

Mithilfe der am iMSys angebotenen technischen Einrichtungen und durch Reaktion, auf die vom iMSys bereitgestellten Tarifereignisse können die Energiekosten des Letztverbrauchers reduziert werden. Der Lieferant oder Aggregator kann über entsprechend ausgestaltete ereignisvariable Tarife Beschaffung und Verbrauch optimieren.

Quantitativer Ausblick

Mit der weiteren Ausbreitung von flexiblen Verbrauchs-, Erzeugungs- und Speicheranlagen wird die Verbreitung dieses Anwendungsfalls stark zunehmen. So ist insbesondere bei Kunden mit steuerbaren Verbrauchseinrichtungen, inklusive nicht öffentlicher Ladeinfrastruktur, ein hoher Anreiz gegeben, über ereignisvariable Tarife die Bezugskosten zu senken. Bis 2030 werden rund 10,4 Mio. steuerbare Verbrauchsanlagen nach § 14a EnWG in die Niederspannungsnetze integriert werden. Aber auch bei klassischen Haushaltskunden ohne flexible Verbrauchseinrichtung besteht eine gewisse Flexibilität, beispielsweise mit der „Weißen Ware“ durch Ein- oder Ausschalten auf ereignisvariable Tarife zu reagieren. Auch steuerbare Erzeugungseinrichtungen und Batteriespeicher können zunehmend auf ereignisvariable Einspeisetarife reagieren.

EAF-11 Messen und Steuern für Redispatch 2.0

Beim Redispatch handelt es sich um ein Instrument zur Abänderung des vorgesehenen Kraftwerkseinsatzes (beispielsweise Absenkung der Einspeisung von Erzeugungsanlagen) zur Behebung von Netzengpässen. Bisher wird es vorwiegend im Übertragungsnetz genutzt, ist mit der Weiterentwicklung zu Redispatch 2.0 jedoch auch für das Verteilnetz relevant. Die Redispatch 2.0-Prozesse sind aktuell nur für Anlagen > 100 kW verpflichtend vorgeschrieben, können jedoch auch auf kleinere Anlagen ausgedehnt werden. Letztere können durch den Einsatz des erweiterten iMSys ebenfalls gesteuert und gemessen werden, sodass auch diese mittelfristig an Redispatch 2.0-Prozessen teilnehmen und zur Vermeidung von Netzengpässen beitragen können. Über das iMSys werden dabei die Messung und Übertragung von Echtzeitdaten (Ist-Einspeisung) sowie die Steuerung der Anlage umgesetzt. Die Messung dient auch zur Ermittlung der Vergütung von Redispatch-Maßnahmen.

Nutzen und Bezug zu energiewenderelevanten Zielen

Der Anlagenbetreiber erhält eine Vergütung für die Leistungsanpassung, die ihn nicht besser/schlechter stellen darf als ohne die Maßnahme. Damit unterscheidet sich dieser EAF von EAF-1 (§ 14a EnWG), da hier die abgeregelte Einspeisung für jede Maßnahme (sowie ggf. weitere entgangene Erlöse) finanziell kompensiert wird, während in EAF-1 der Akzeptanz von Steuereingriffen im Verbrauch z. B. durch ein niedrigeres Netzentgelt ein Anreiz geboten wird. Durch die Nutzung von Redispatch 2.0 werden Netzengpässe vermieden. Somit kann das Energieversorgungsnetz effizient, sicher und zuverlässig betrieben werden und die Flexibilität der angeschlossenen Erzeugungsanlagen genutzt werden.

Quantitativer Ausblick

Durch das Netzausbaubeschleunigungsgesetz 2.0 wird der Rahmen des Instruments Redispatch auf die Verteilnetzebene ausgeweitet und betrifft Erzeugungsanlagen ab 100 kW sowie fernsteuerbare Erzeugungsanlagen. Die BNetzA hat den Anwendungsbereich der erforderlichen Prozesse zunächst auf Anlagen ab 100 kW beschränkt. Im Vergleich zum Redispatch 1.0 werden Anlagen auf Basis erneuerbarer Energien im Redispatch 2.0 berücksichtigt und auch auf Anforderung der Verteilnetzbetreiber gesteuert. Eine Anwendung ist ab dem 01. Oktober 2021 verpflichtend. Potenziell sind etwa 900 Netzbetreiber betroffen, wobei die individuelle Betroffenheit von der Art der Erzeugungsanlagen im Netz, eigenen Engpässen sowie potenziellen Engpässen im Netz des vorgelagerten Netzbetreibers abhängt. Dies betrifft 2030 etwa 400.000 PV-Anlagen (bei der Annahme, dass diese ab einer Leistung von 25 kW steuerbar sind), etwa 48.000 Windenergieanlagen sowie weitere Erzeugungsanlagen wie BHKW, Biomasseanlagen, Wasserkraftwerke und Batteriespeicher.

EAF-12 Messen und Steuern für Direktvermarktung EEG/KWKG

Direktvermarktung ist die Veräußerung von Strom aus erneuerbaren Energien oder aus Grubengas an Dritte. Diese Vermarktung wird durch einen Direktvermarkter vorgenommen, der mehrere Anlagenbetreiber bündelt. Die Messung und Ansteuerung der Erzeugung und Einspeisung der Anlagen erfolgt dann über das erweiterte iMSys, dessen übertragene Messwerte auch der Vergütung zugrunde liegen.

Nutzen und Bezug zu energiewenderelevanten Zielen

Anlagenbetreiber und Direktvermarkter profitieren bei der Direktvermarktung durch eine Marktprämie und können somit höhere Erträge als die reinen EEG-Vergütungssätze erzielen. Durch die Direktvermarktung werden die erneuerbaren Energien bedarfsorientiert in die Energiemärkte

integriert und das Gesamtsystem effizienter betrieben. Aufgrund der für die Direktvermarktung erstellten Prognosen wird auch die Netzauslastung besser prognostizierbar. Anlagen mit einem erweiterten iMSys werden durch Abrufbarkeit der gemessenen Ist-Einspeisung und durch Steuerung ertüchtigt, an dieser Direktvermarktung sicher teilzunehmen.

Quantitativer Ausblick

Die Direktvermarktung betrifft 2030 potenziell etwa 400.000 PV-Anlagen, etwa 48.000 Windenergie-Anlagen sowie weitere Erzeugungsanlagen wie BHKW, Biomasseanlagen und Wasserkraftwerke. Weiterhin ist die Direktvermarktung insbesondere für Post-EEG-Anlagen, die aus der 20-jährigen Einspeisevergütung fallen, die wesentliche Möglichkeit, zukünftig Erlöse zu generieren. Die Direktvermarktungsschwelle für eine verpflichtende Teilnahme wurde zum 01. Januar 2016 bereits von 500 kW auf 100 kW abgesenkt. Durch die EEG-Novelle wurde die Schwelle für die Sichtbarkeit auf 7 kW und für Steuerbarkeit auf 25 kW gesenkt, was zu einer signifikanten Anzahl weiterer Einbautfälle führen wird. Der Anteil der Kleinanlagen in der Direktvermarktung wird auch für die optionalen Fälle zunehmen, sobald die Fixkosten für die erforderlichen Funktionalitäten (Abruf Ist-Einspeisung sowie Fernsteuerbarkeit) deutlich gesenkt werden können. Aus den genannten Gründen wird die direktvermarktete Erzeugungsleistung zukünftig weiter zunehmen.

EAF-13 Lokale Realisierung von Prepaid-Tarifen

Der Anschlussnutzer kauft explizit ein Energiekontingent bei seinem Lieferanten. Er kann so lange Energie beziehen, bis das Kontingent aufgebraucht ist, wobei er dem Monitoring des Kontingentes explizit zustimmt. Ist die Energiemenge verbraucht, wird die weitere Lieferung auf ein Notfallminimum reduziert. Hierbei ist Transparenz für den Letztverbraucher sicherzustellen, damit dieser sein Verbrauchsverhalten den gekauften Kontingenten anpassen kann. Das erweiterte iMSys kann durch Messung und Kommunikation für die notwendige Transparenz bei Letztverbraucher und Lieferant sorgen und auch – in Verbindung mit dem Abrechnungssystem des Lieferanten, welches die gekauften Energiekontingente verwaltet – für die Umstellung in den Notfallbetrieb verwendet werden.

Nutzen und Bezug zu energiewenderelevanten Zielen

Der Anschlussnutzer hat eine größere Kontrolle über seine Energiekosten und einen kontinuierlichen Überblick über sein bereits verbrauchtes Kontingent. Für den Lieferanten reduziert sich das Ausfallrisiko seines Kunden, da dieser die genutzte Energie im Voraus bezahlt.

Quantitativer Ausblick

Mit der Verbreitung von SMGW könnte die Verwendung dieses Anwendungsfalls zunehmen, da Kommunikationslösungen schon vorhanden wären, was die Investitionsschwelle reduziert.

EAF-14 Bereitstellung von Daten für Energiemonitoring und Mehrwertdienste

Bedingt durch den laufenden Smart Meter Rollout und den bereitgestellten Funktionen der verbauten intelligenten Messsysteme (iMSys) bieten sich viele Möglichkeiten zur Bereitstellung von Mehrwertdiensten durch Marktteilnehmer, indem Verbrauchsdaten und perspektivisch auch die Erzeugungsdaten erfasst und aufbereitet werden können, um Servicedienstleistungen, wie zum Beispiel Energieverbrauchsoptimierung, anbieten zu können.

Der Letztverbraucher muss dafür, sofern er die Servicedienstleistungen in Anspruch nehmen will, der Übermittlung der Daten an den Dienstleister zustimmen. Die Grundfunktion bietet dem Letztverbraucher lokal und optional über ein Web-Portal die Erfassung der Verbrauchs- und falls vorhanden, den Erzeugungsdaten in Form eines Energiemonitorings. Dieser Anwendungsfall lässt sich über die Datenerfassung einzelner Anlagen erweitern, sofern diese vorliegen.

Nutzen und Bezug zu energiewenderelevanten Zielen

Die Bereitstellung von Monitoringfunktionen sorgt für eine energieseitige Verbrauchstransparenz, welche zu einem bewussteren und sparsameren Energieverbrauch bei Endkunden führen soll. Bei den Mehrwertdiensten selbst, handelt es sich nach Definition im MsbG um eine energiewendungsrelevante Dienstleistung.

Quantitativer Ausblick

Die Nutzung der Mehrwertdienste wird zunehmen, da die Kommunikationskosten hauptsächlich für den zusätzlichen Datenverkehr und nicht für die Gesamtanlage refinanziert werden müssen, was über die Bereitstellung von Smart Meter Gateways ermöglicht wird.

4. Einflussfaktor CO₂ im Strommarkt

Energiewende

Die Energiewirtschaft, beziehungsweise der Strommarkt per se steht vor großen Problemen. Diese Probleme zeigen sich in Form von Ressourcenendlichkeit, dem Klimawandel und der Energieressourcenverteilung. Doch besonders der anthropologische Klimawandel sorgt für einen Wandel am Strommarkt. Durch die Wandlung von Primärenergie in Endenergie, wie zum Beispiel Kohle in Elektrizität, entsteht bei der Verbrennung Kohlendioxid, ein Treibhausgas welches die Wärmeabstrahlung der Erde zurück in das Weltall behindert. Die Folge ist der sogenannte Treibhauseffekt, welcher für einen Anstieg der Durchschnittstemperatur auf der Erde sorgt, was bereits bei einem Temperaturanstieg von 1.5 °C bis 2° C erhebliche Probleme für das Weltklima auslösen kann.

Generell lässt sich der Lösungsansatz für die Problematiken der Energiewirtschaft als „Energiewende“ bezeichnen: Die Energiewende bezeichnet „die dauerhafte Versorgung von Wirtschaft und Gesellschaft mit Energie wie Strom und Wärme aus nachhaltig nutzbaren, erneuerbaren oder regenerativen Quellen“. Mit der geplanten Unabhängigkeit von klassischen Stromerzeugungsanlagen bedarf es auch einer Anpassung der Stromnetze. Die Problematik von herkömmlichen Stromnetzen ist, dass sie auf große, träge Energieproduzenten und damit auf gleichmäßige Energieflüsse ausgelegt sind. EE-Anlagen hingegen produzieren den Strom abhängig von den klimatischen Bedingungen, die Energieproduktion von EE-Anlagen ist dementsprechend sehr volatil. Um die Netzstabilität mit erneuerbaren Energien trotzdem gewährleisten zu können, ist es nötig die Energieflüsse der Abnehmer und Produzenten schnell zu erfassen. Hierfür besitzt das Smart-Meter zusätzlich zum digitalen Stromzähler den Smart-Meter Gateway, eine Kommunikationseinheit zur sicheren Datenübertragung in das Smart-Grid.

CO₂-Bepreisung (Bundesministerium für Umwelt, 2020)

Neben der effizienten Energienutzung mithilfe von intelligenter Messtechnik ist die CO₂-Bepreisung ein weiteres Werkzeug dem Klimawandel einhalt zu gebieten. Durch die finanzielle Mehrbelastung von CO₂ intensiven Prozessen dient als Lenkinstrument CO₂-Emissionen zu verringern. Deshalb hat die Bundesregierung 2021 eine CO₂-Bepreisung für die Bereiche Wärme und Verkehr eingeführt. Die Einnahmen aus der CO₂-Bepreisung werden in Klimaschutzmaßnahmen oder für die finanzielle Entlastung der Bürger reinvestiert.

Konkret werden Unternehmen verpflichtet für Produkte, welche aus der Verbrennung von Erdöl, Erdgas oder Kohle entstehen CO₂-Zertifikate zu erwerben. Als Bemessungsgrundlage dient die CO₂-Emission, welche bei der Verbrennung entsteht. Die Preise werden zunächst von 2021 bis 2025 von der Bundesregierung fest vorgeschrieben, danach findet die Preisbildung über Auktionen statt, Angebot und Nachfrage werden daraufhin preisbestimmend. Jedoch ist ein Preisfenster von 55 bis 65 Euro pro Tonne CO₂ für die freie Preisbildung von der Bundesregierung definiert.

Preisstaffelung:

- 2021: 25 €/T CO₂
- 2022: 30 €/T CO₂
- 2023: 35 €/T CO₂
- 2024: 45 €/T CO₂
- 2025: 55 €/t CO₂

Es ist anzunehmen, dass Unternehmen diese Mehrbelastung an die Abnehmer der relevanten Produkte weitergeben. Um eine Mehrbelastung der Endkunden zu verhindern, wird die Bundesregierung die Einnahmen aus der CO₂-Bepreisung primär für eine Entlastung der EEG-Umlage und damit dem Strompreis verwenden. Auch wird die steuerliche Entfernungspauschale angehoben und eine Mobilitätsprämie gewährt sowie Maßnahmen des Klimaschutzprogramms 2030 gefördert – etwa für einen klimafreundlichen Verkehr und energieeffiziente Gebäude.

Dennoch setzt sich eine Minderbelastung bei der Strom-Bepreisung für Endkunden nicht durch. Die Intension (im Energiebereich) war, herkömmliche Kraftwerke, welche auf Verbrennung von primären Energieträgern basieren, zu verteuern, um die erneuerbaren Energien zu fördern. Jedoch ist Deutschland aktuell auf diese herkömmlichen Kraftwerke angewiesen, da sonst nicht genug Strom zu den relevanten Bedarfszeiten zur Verfügung stünde.

An diesem Punkt setzt das Konsortialprojekt Delfine an: Durch ständige Adaptierung der Produktionszeiten bzw. Produktionspläne von produzierenden Unternehmen an die optimalen Produktionszeiten der erneuerbaren Energien, kann der Ursache der hohen Strompreise entgegengewirkt werden, indem Energiebedarf ausnahmslos über erneuerbare Energien gedeckt wird.

5. Alternativmarktmodelle

In Anbetracht der Klimaziele ist der Energy Only Markt in seiner jetzigen Form nicht mehr tragbar.

Um dem Klimawandel Einhalt zu gebieten muss, vor allem auf dem Strommarkt, ein Umdenken stattfinden. Erste Schritte wurden bereits mit der CO₂-Bepreisung, CO₂-Steuer und dem EEG getätigt, jedoch reicht dies nicht aus.

Transformationsmarktmodell: CO₂ Only Markt

Aktuell stehen den Maßnahmen der Energiewende die Konsumgesellschaft gegenüber.

Trotz Neubau erneuerbarer Energie Anlagen und Änderungen am (Strom)Markt bleiben die CO₂ Emissionen auf einem hohen Niveau.

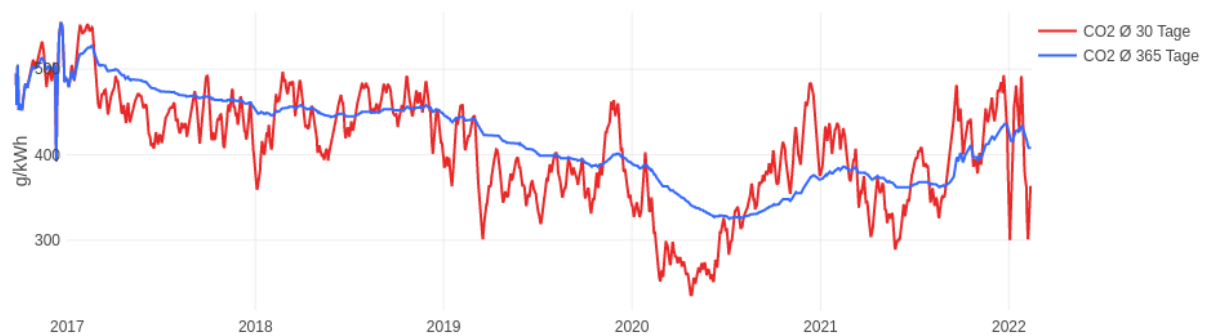


Abbildung 5-CO₂ Emission-STROMDAO

Der durch den Konsum verbundene Verbrauch fossiler Energieträger sprengt zunehmend die planetaren Regenerationsgrenzen. Obwohl durch den Europäischen Zertifikate-Handel EU-ETS und die CO₂-Steuer Maßnahmen ergriffen werden, erweisen sich diese Werkzeuge als nicht ausreichend, um die Klimaziele einzuhalten.

- Für das Erreichen der Klimaziele muss der CO₂-Verbrauch von derzeit ca. 9,7t p P. / Jahr auf < 2t reduziert werden - eine Reduktion um 80%
- Klimaschädlichen Konsum zu verteuern, schafft keine klimafreundlichen Handlungsalternativen und führt deshalb nicht zwangsläufig zu weniger Emissionen. Verteuerung belastet einkommensschwächere Haushalte überproportional
- Am EU-ETS nehmen nur 11.000 Unternehmen verpflichtend teil, so dass nur 40% aller Emissionen in der EU erfasst sind
- Die CO₂-Steuer bepreist bisher nur Heiz- und Benzinkosten und beinhaltet keine Emissionsbegrenzung (CAP)

Um das Erreichen der Klimaziele zu gewährleisten, muss ein grundsätzliches Umdenken auf dem Strommarkt stattfinden. Aktuell ist der Energy Only Markt das übliche Strommarktmodell in Deutschland, welches bei der Preisfindung über die Merit Order auf den Brennstoffkosten der einzelnen kWh Strom basiert. Dementsprechend lässt dieses Marktmodell die Nachhaltigkeit bzw. die entstehenden CO₂ Emissionen bei der Stromerzeugung komplett außer Acht.

Als gangbarer Lösungsweg bietet es sich an die Preisfindung bzw. Preissetzung über die Merit Order abhängig von den entstehenden CO₂ Emissionen zu machen.

Dieses Konzept beachtet weiterhin die Merit Order, so dass der aktuelle Strommarkt nicht auf ein gänzlich neues Konzept umgestellt werden muss und in der Basis bestehen bleibt. Somit wird der Änderungsaufwand auf ein Minimum begrenzt.

Das Transformationsmarktmodell, der Energy Only Markt wird anhand einer beispielhaften Preisfindung skizziert.

- Annahme: Energiedargebot zum Zeitpunkt A, B, C bei einem Energiebedarf von 250 MWh

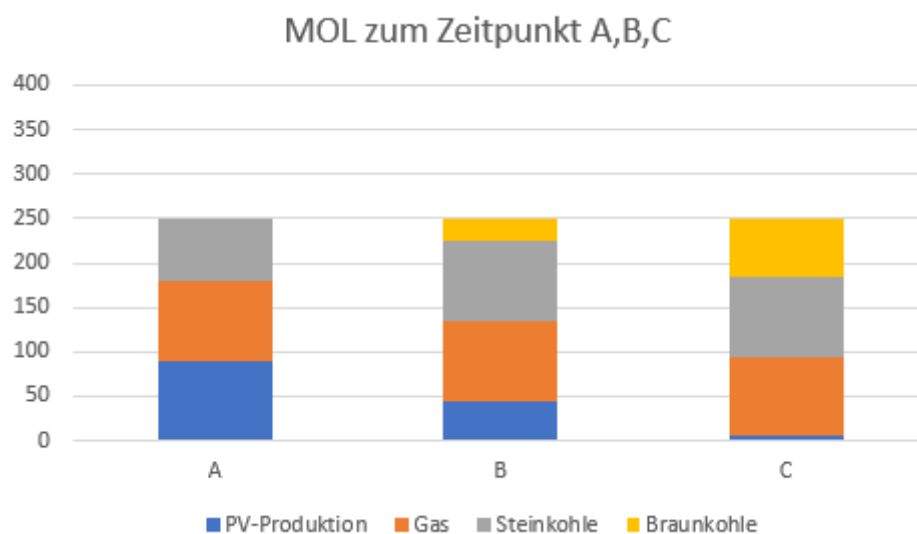


Abbildung 6-MOL Beispiel-STROMDAO

Ginge man bei dieser Merit Order Liste von einem Energy Only Markt aus, wären zum Zeitpunkt A die Steinkohlekraftwerke und zum Zeitpunkt B sowie C, die Braunkohlekraftwerke preisbestimmend. Bei, für EE-Anlagen, günstigen klimatischen Bedingungen kann es außerdem passieren, dass der Energiebedarf schneller gedeckt wird als angenommen und somit Kosten für Betreiber von brennstoffbasierten Elektrizitätskraftwerken entstehen können, falls Kohlekraftwerke nicht gebraucht werden, aber trotzdem hochgefahren wurden. Der bereits erwähnte Merit Order Effekt setzt ein.

Merit-Order-Effekt

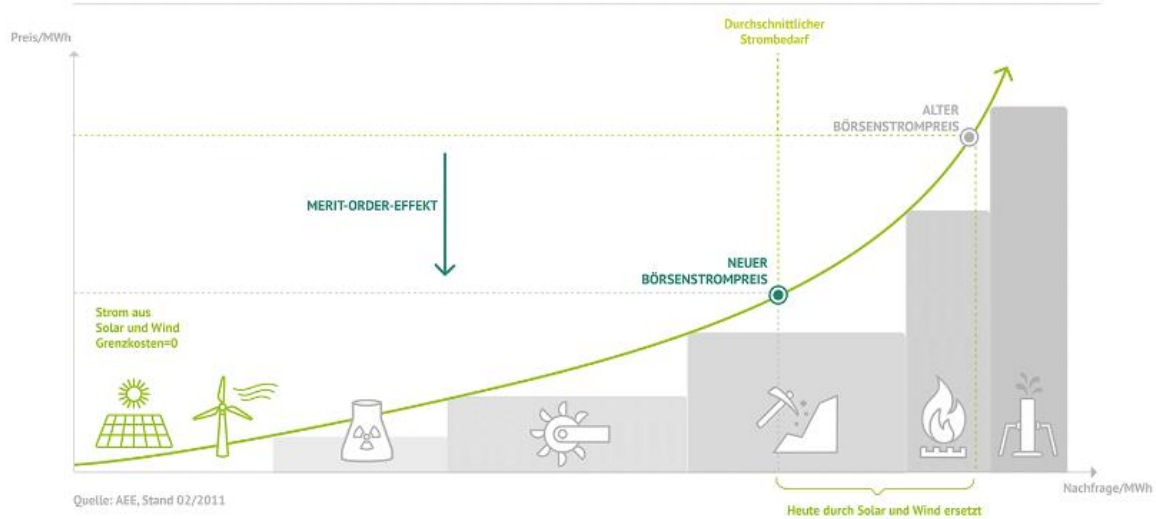


Abbildung 7-Merit Order Effekt 2-Next Kraftwerke

Der Energy Only Markt ist demzufolge nicht für EE-Anlagen ausgelegt. Wenn die CO₂-Emissionen der Erzeugungsarten als Basis für die Preisfindung verwendet werden, kann der Bau von EE-Anlagen gefördert- und das Ziel der Energiewende bzw. der Emissionsabbau bei Stromerzeugung weiter verfolgt werden.

Nach dem deutschen Strommix ergeben sich folgende CO₂ Emissionen und deren Preise für die Kompensation, gegliedert nach Erzeugungsart und deren durchschnittlicher CO₂ Emission bei Kompensationskosten von 50 € für eine Tonne CO₂:

Erzeugungsart	CO ₂ kg/MWh _{el}	CO ₂ Kompensation in €/MWh
Braunkohle	1093	54,65
Steinkohle	1001	50,01
Gas	433	21,65
Photovoltaik	35	1,75

Abbildung 8-Kompensationskosten-STROMDAO

Nach der Merit Order sind damit die herkömmlichen Erzeugungsanlagen weiterhin preisbestimmend, jedoch mit dem Unterschied, dass der angepeilte Ausbau von EE-Anlagen mehr gefördert wird und Erzeugungsanlagen, welche auf Verbrennung basieren, abgebaut werden. Mit den tendenziell steigenden Kompensationskosten wird es immer unattraktiver herkömmliche Erzeugungsanlagen zu betreiben, vor allem im Hinblick auf die CO₂ Emissionen und dem Merit Order Effekt.

Kosten für die Stilllegung der CO2 Emissionen:

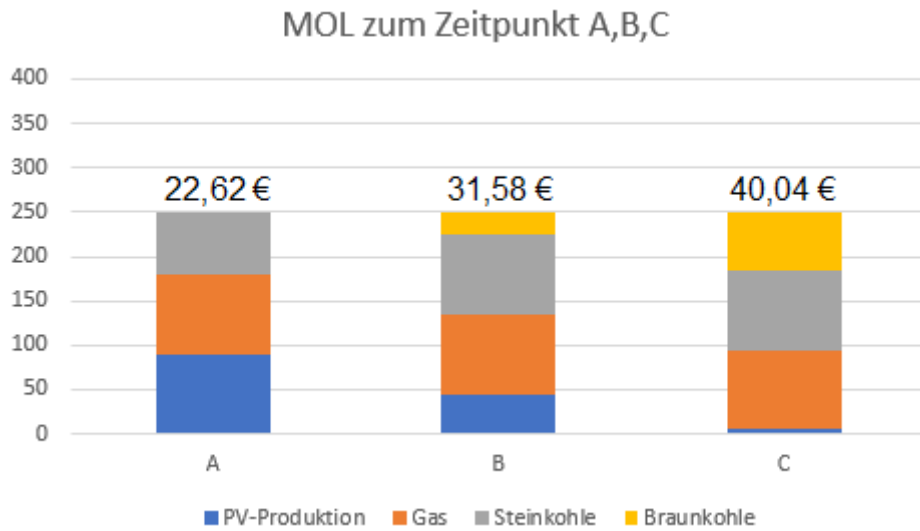


Abbildung 9-MOL Beispiel 2-STROMDAO

Kosten für die Stilllegung der CO2 Emissionen nach Merit Order:

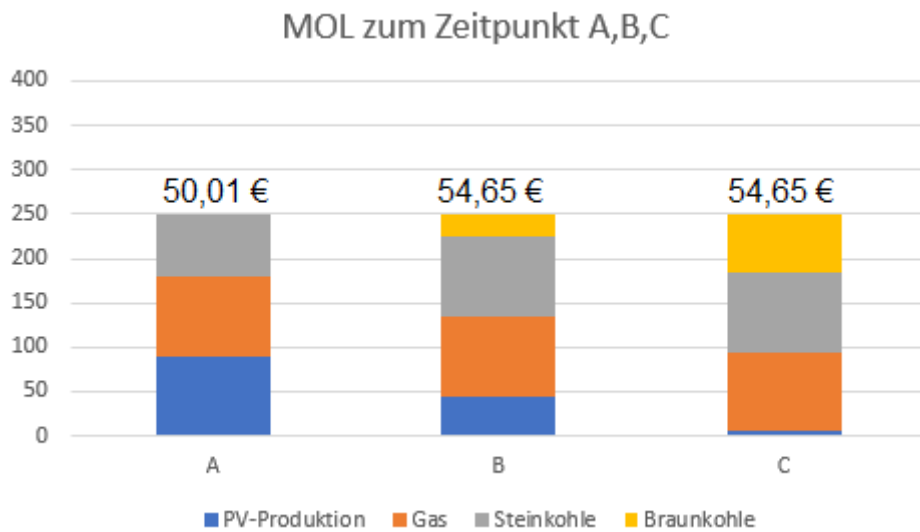


Abbildung 10-MOL Beispiel 3-STROMDAO

Bedingt durch die hohe Differenz zwischen den realen und den Stilllegungskosten nach Merit Order ergibt sich ein enormes Potenzial EE-Anlagen gewinnbringend zu betreiben.

Ausgehend von diesen Werten ergeben sich für die verschiedenen Zeitpunkte A, B und C folgende Deckungsbeiträge für PV-Produktionsanlagen:

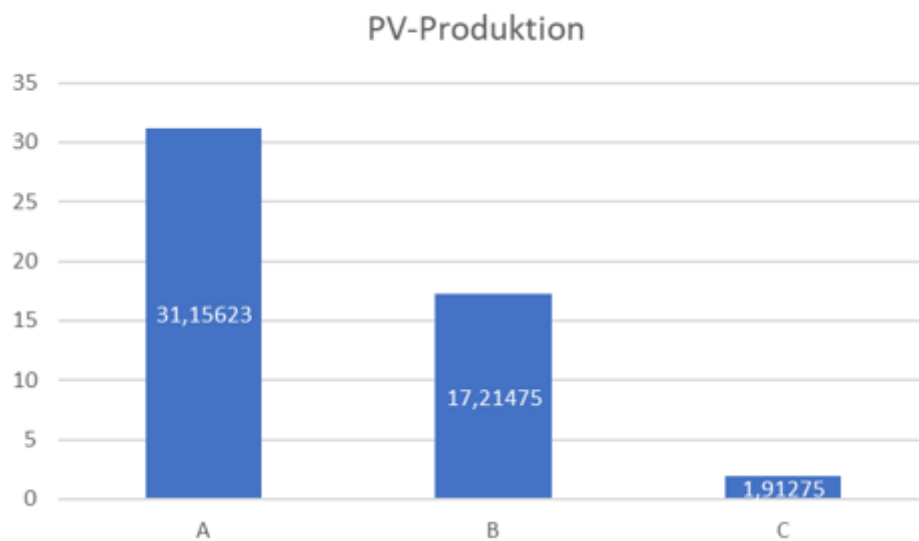


Abbildung 11-Deckungsbeitrag Beispiel-STROMDAO

Mit der Anpassung der Merit Order Logik von der Preisbestimmung durch Verbrennungskosten hin zur Preisbestimmung durch Emissionsstilllegungskosten wäre es möglich die Klimaschutzziele bestimmender zu verfolgen. Bedingt durch die hohen CO₂ Emissionen herkömmlicher Stromerzeugungsanlagen würden diese sukzessive vom Strommarkt verschwinden, da sie, ohne Subventionen oder dergleichen, nicht mehr wirtschaftlich betrieben werden können.

Klimagaswährung ECO

Wie bereits erwähnt, reichen die momentan getätigten Maßnahmen nicht aus, um der Erderwärmung Einhalt gebieten zu können. Das liegt unter anderem auch an dem fehlenden Bewusstsein der Konsumenten, sowie den energieintensiven Prozessen der Industrie, welche i.d.R. nicht auf Nachhaltigkeit, sondern Produktivität ausgelegt sind. Diese Problematik soll mit der Klimagaswährung ECO angegangen werden.

Initial auf europäischer Ebene, soll die Ressourcenwährung ECO (Earth Carbon Obligation) als ökologisches Grundeinkommen und separates Emissions-Preisschild eingeführt werden. Um den individuellen CO₂e-Konsum zu bezahlen, soll sie allen Bürgern in gleicher Höhe, kostenlos und monatlich, in Form eines persönlichen Emissionsbudgets zur Verfügung gestellt werden.

Alle Waren und Dienstleistungen erhalten ein zusätzliches Preisschild in dieser ergänzenden Währung, welches die Summe aller Emissionen angibt, die während des kompletten Wertschöpfungskreislaufes entstanden sind. Der ECO macht somit den ökologischen Fußabdruck sichtbar und Verbraucher können die Klimaschädlichkeit von Produkten objektiv miteinander vergleichen. Anders als die gängigen Werkzeuge zur Emissionsreduktion, legt der ECO die Verantwortung für Klimaschutz komplett in die Hände aller Bürger und nutzt somit die Macht der Konsumenten. Diese werden aufgrund ihrer begrenzten Emissionskontingente klimafreundlichere Waren und Dienstleistungen favorisieren und dadurch automatisch den notwendigen Handlungsdruck auf die Industrie ausüben, deren Herstellungsprozesse hin zu klimaneutraler Produktion zu transformieren.

Die persönlichen Emissionskontingente können auch gehandelt werden. Dies kommt vor allem einkommensschwächeren Haushalten zugute, die aufgrund ihrer wirtschaftlichen Situation meist weniger CO₂-Konsum betreiben. Nicht genutzte ECO können an einer Klimabörse gegen Geld verkauft werden. Bürger, die mehr als das ihnen zustehende Kontingent an Klimagas verbrauchen, zahlen also Geringverbrauchern direkt einen finanziellen Ausgleich. Dieses System trägt demnach auch zur Verringerung der Wohlstandsschere bei.

Der ECO erfüllt die Verpflichtung, mittels einer budgetierten CO₂e-Währung, nur noch so viel Emissionen auszustoßen, dass die Klimaziele eingehalten werden können.

Somit könnte ein System etabliert werden, das einen verantwortungsvolleren Umgang mit der Natur und ihren Ressourcen ermöglicht – hin zu einer Veränderung des Konsumverhaltens und zu klimafreundlicheren Produktionsprozessen.



Abbildung 12-CO₂-Währung ECO-SaveClimate.Earth e.V.

Abgesehen von dem Vorteil des Automatismus hin zu nachhaltigeren Produkten bietet der ECO außerdem:

- Gerechtigkeit, in Form von persönlichen, handelbaren Emissionskontingenten in gleicher Höhe für alle Bürger.
- Transparenz, da alle Waren und Dienstleistungen zusätzlich mit dem ECO ausgepreist werden, der die Summe an CO₂e-Emissionen abbildet.
- Sozialen Ausgleich, da nicht benötigtes Klimagaskontingent anteilig gegen Geld verkauft werden kann. Mehrverbraucher zahlen damit Geringverbrauchern direkt einen finanziellen Ausgleich.

Literaturverzeichnis

- Bundesministerium für Umwelt, N. n. (2020). *bmu.de*. Von <https://www.bmu.de/service/fragen-und-antworten-faq/fragen-und-antworten-zur-einfuehrung-der-co2-bepreisung-zum-1-januar-2021> abgerufen
- Bundesnetzagentur. (2022). Definitionen Marktakteure.
- Informationstechnik, B. f. (2022). Stufenmodell, Version 2.1 - Teil 1: Energiewirtschaftliche Anwendungsfälle.
- Klimaschutz, B. f. (2022). *bmwi.de*. Von <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Dossier/erneuerbare-energien.html> abgerufen
- Klimaschutz, B. f. (2022). Umsetzungsplan für Deutschland („Marktreformplan“) nach Art. 20 Verordnung (EU) 2019/943 über den Elektrizitätsbinnenmarkt.
- Next-Kraftwerke. (2022). *next-kraftwerke.de*. Von <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/merit-order> abgerufen
- Paschotta, D. R. (2022). *energie-lexikon.info*. Von https://www.energie-lexikon.info/energy_only_markt.html abgerufen
- SaveClimate.Earth e.V. (2022). Klimagaswährung ECO Teil 5.2: CO2-Währung ECO.
- Wesselak, S. /. (2020). Energie.

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1-Prinzip Delfine.....	6
Abbildung 2-Merit Order Effekt 1-Next Kraftwerke.....	7
Abbildung 3-Merit Order Effekt 2-Next Kraftwerke.....	8
Abbildung 4-Marktakteure-BDEW.....	11
Abbildung 5-CO2 Emission-STROMDAO.....	31
Abbildung 6-MOL Beispiel-STROMDAO	32
Abbildung 7-Merit Order Effekt 2-Next Kraftwerke.....	33
Abbildung 8-Kompensationskosten-STROMDAO.....	33
Abbildung 9-MOL Beispiel 2-STROMDAO.....	34
Abbildung 10-MOL Beispiel 3-STROMDAO.....	34
Abbildung 11-Deckungsbeitrag Beispiel-STROMDAO	35
Abbildung 12-CO2-Währung ECO-SaveClimate.Earth e.V.....	37