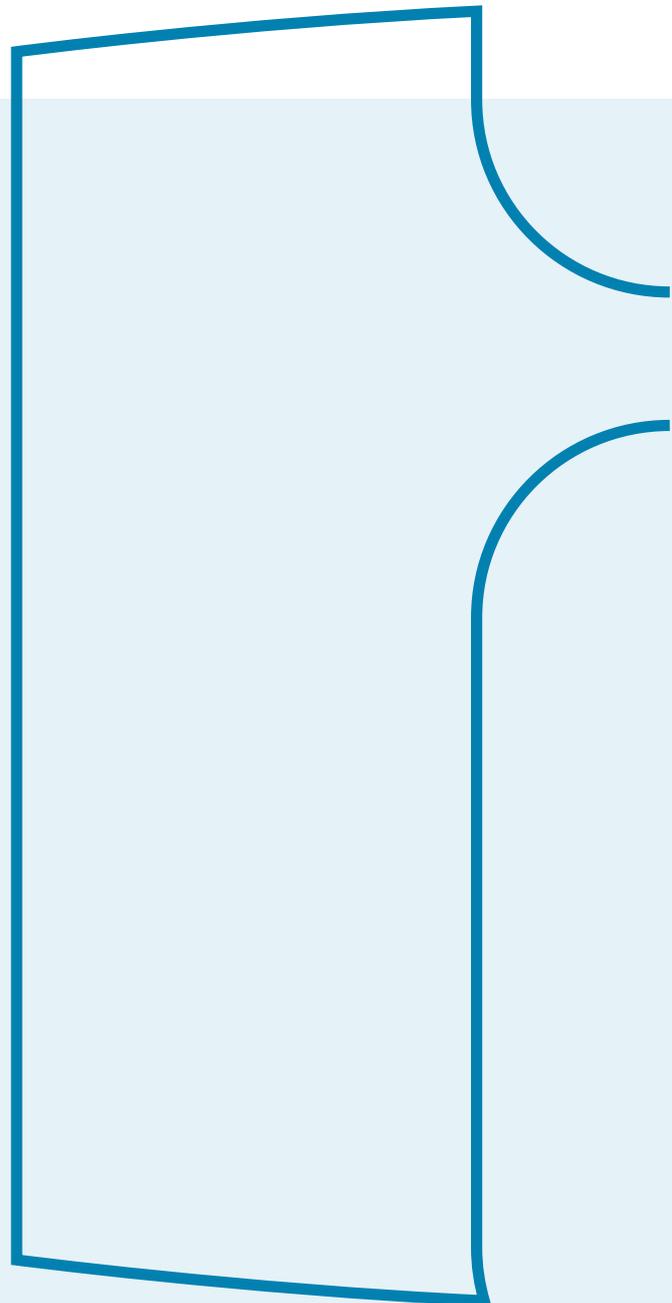


MARKT- VS. ORTSBASIERTER ANSATZ: VORSCHLAG ZUR HARMONISIERUNG DER KLIMABILANZIERUNG VON STROM

DISCUSSION PAPER

Autor:innen: Marina Kemper, Dr. Alexandra Styles,
Juliane Mundt, Robert Werner, Philippa Kreis

Hamburg, 04.10.2024





INHALT

Key Takeaways	1
1 Einleitung	3
2 Zwei Ansätze zur Strombilanzierung: marktbasierend & ortsbasierend	5
2.1 Kriterien und Vorgaben für marktbasierende Instrumente	6
2.2 Kriterien und Vorgaben für den ortsbasierten Ansatz	7
2.3 Vergleichende Charakteristika der beiden Ansätze zur Strombilanzierung	9
3 Warum die parallele Anwendung zweier Ansätze zur Bilanzierung von Strom problematisch ist	12
Das Beispiel Norwegen	14
4 Aktuelle Diskussion zum Energiewendennutzen der beiden Ansätze	17
4.1 Der Bilanzierungsansatz als Treiber für die Energiewende	17
4.2 Bildet die THG-Bilanz energiewendennützlich Handeln von Unternehmen ab?	20
4.3 Derzeitige Vorschläge zur Anpassung der Bilanzierungsmethodik des marktbasierenden Ansatzes	21
5 Lösungsvorschlag: Konsistente Verwendung des marktbasierenden Bilanzierungsansatzes im europäischen Strommarkt	22
6 Ausblick: Weiterentwicklungsperspektiven im Kontext der Verwendung des marktbasierenden Ansatzes	27
7 Literaturverzeichnis	31
8 Abbildungsverzeichnis	35
9 Tabellenverzeichnis	35

Über dieses Discussion Paper

Das Hamburg Institut berät und forscht seit 2012 mit einem interdisziplinären Expert:innen-Team in den Bereichen Klimaschutz und Energiewende. Sowohl in der täglichen Forschungs- und Projektarbeit mit unseren Kunden als auch bei unserem Mitwirken in der nationalen, europäischen und internationalen Normung (z.B. DIN, CEN-CENELEC, ISO) befassen wir uns immer wieder mit Fragestellungen rund um die Nachweisführung und Klimabilanzierung.

Ein viel diskutiertes Thema ist dabei das **Spannungsfeld zwischen dem markt- und dem ortsbasierten Ansatz bei der Klimabilanzierung von Strom**. Deren parallele Anwendung stellt in der derzeitigen Ausgestaltung und praktischen Handhabung ein Hemmnis für die Vergleichbarkeit und in der Folge für die Glaubwürdigkeit der Klimabilanzierung insgesamt dar.

Mit dem vorliegenden Paper möchten wir die aktuelle Problematik näher beleuchten – vor allem aber eine **Diskussion über mögliche Lösungsansätze anregen** sowie ein Ausrufezeichen hinter die Notwendigkeit setzen, die Harmonisierung der bestehenden Ansätze zur Strombilanzierung in den Fokus zu rücken.

KEY TAKEAWAYS

In der Treibhausgas (THG)-Bilanzierung von Unternehmen und Produkten machen die Emissionsfaktoren der eingekauften Energie, insbesondere der Elektrizität, einen erheblichen Anteil aus. Insofern ist für alle bilanzierenden Unternehmen von besonderem Interesse, möglichst viel Ökostrom mit niedrigem Emissionsfaktor zu beschaffen und diesen maximal wirksam in der eigenen THG-Bilanz zu berücksichtigen. Mit dem markt- und dem ortsbasierten Ansatz gibt es hierzu unterschiedliche Bilanzierungsverfahren, die zu unterschiedlichen Ergebnissen führen. Das stellt sowohl die Unternehmen als auch die Bilanzierungsstandards sowie den Gesetzgeber vor Herausforderungen.

AUSGANGSSITUATION UND HERAUSFORDERUNG



→ **Uneinheitliche Bilanzierungsmethoden:**

Aufgrund auslegungsfähiger Vorgaben entscheiden sich viele Unternehmen bei der Bilanzierung eingekauften Stroms für den Bilanzierungsgrundsatz, der ihnen den niedrigsten Footprint verspricht.

→ **Risiko der Doppelzählung:**

Die parallele Anwendung zweier Ansätze zur Bilanzierung von Strom in der Klimabilanz kann zur Doppelzählung von Erneuerbare-Energien-Eigenschaften führen. Dies birgt die Gefahr, dass Umweltwirkungen überschätzt werden und die Vergleichbarkeit von THG-Bilanzen (CCF & PCF) verhindert wird.

→ **Verlust von Glaubwürdigkeit:**

In Summe leidet die Glaubwürdigkeit und Aussagekraft von Klimabilanzen, wenn innerhalb von Branchen und Wertschöpfungsketten unterschiedliche Methoden zur Bilanzierung des Strombezuges angewendet werden.

→ **Physikalische Realität derzeit nicht abbildbar:**

Die oftmals vorgebrachte Forderung, es solle die Methode gewählt werden, die am nächsten die physikalische Realität abbildet, erfüllt weder der marktbasierende noch der ortsbasierte Ansatz in seiner derzeitigen Ausprägung und Praxis.

LÖSUNGSANSÄTZE



→ **Konsistente Anwendung eines Bilanzierungsansatzes:**

Um eine Mehrfachwertung der Erneuerbare-Energien-Eigenschaft bei der Berechnung von Emissionsfaktoren zu vermeiden, sollte nur ein Bilanzierungsansatz konsequent angewendet werden – und das möglichst über die gesamte Wertschöpfungskette. Es braucht eine Harmonisierung der Methoden zur Strombilanzierung entlang der Wertschöpfungskette und innerhalb von Branchen.

→ **Priorisierte Anwendung des marktbasierten Ansatzes:**

In Strommärkten mit einem stabilen, belastbaren und transparenten Nachweissystem auf Basis von Energy Attribute Certificates (z.B. Herkunftsnachweisen) sollte die marktbasierende Bilanzierung Anwendung finden. Im EU-Strommarkt wäre somit nur ein marktbasierter Bilanzierungsansatz zulässig.

→ **Ortsbasierter Ansatz nur in Regionen ohne oder mit unzuverlässigem Nachweissystem:**

In Regionen ohne adäquates Nachweissystem sollte bei der Ermittlung der Emissionsfaktoren der ortsbasierte Ansatz gewählt werden.

→ **Verständnis und Anwendung des marktbasierten Ansatzes zunächst als reines Erfassungstool:**

Nachweissysteme und Klimabilanzierungsmethoden sollten nicht als Politikinstrument verstanden werden, in dem schon in der Methodik der Erfassung eine politisch gesetzte Anreizwirkung erfolgt. Stattdessen sollten sie als reine Erfassungstools dienen und angewendet werden.

→ **Bewertung der Klimawirksamkeit auf Basis der THG-Bilanzierung:**

Die Bewertung hinsichtlich der Energiewendeförderlichkeit der bezogenen Energie kann schließlich auf Basis der in der THG-Bilanz enthaltenen Informationen (inkl. der nebenbilanziellen Berichterstattung) stattfinden. Anreize hinsichtlich bestimmter Formen des Energiebezuges können neben Nachfrageimpulsen auch von Politikinstrumenten gesetzt werden.

→ **Einsatz granularer HKN:**

Granulare Herkunftsnachweise könnten dazu beitragen, der Abbildung von Ökostrom in der Klimabilanz physikalisch so nahe wie möglich zu kommen und damit einem weit verbreiteten Anliegen Rechnung zu tragen. Sie können sowohl zeitliche als auch exakte lokale Erzeugungsinformationen dokumentieren, auf Basis derer der markt- und ortsbasierte Ansatz in der jeweiligen Zielstellung vereint werden könnten. Die Bilanzierungsmethodik im marktbasierten Ansatz wäre entsprechend anzupassen.

1 EINLEITUNG

In Standards und Methoden zur unternehmerischen Treibhausgas (THG)-Bilanzierung existieren zwei unterschiedliche Ansätze zur Bilanzierung des Strombezugs: der ortsbasierte und der markt-basierte Ansatz. Insbesondere Standards zur Bilanzierung von Product Carbon Footprints (PCF) lassen oftmals Handlungsspielräume offen, die es ermöglichen, zwischen diesen zu wählen bzw. für den einen oder den anderen Ansatz zu argumentieren. Daher wählen Unternehmen häufig den aus ihrer spezifischen Sicht passenden Ansatz. Das ist aus der Perspektive der Unternehmen betrachtet nachvollziehbar, kann aber dazu führen, dass vor allem Erneuerbare-Energien (EE)-Mengen doppelt oder gar mehrfach gezählt und angerechnet werden. Mit weitreichenden Konsequenzen: Die unklare bzw. uneinheitliche Anwendung von Bilanzierungsansätzen birgt die Gefahr einer Überschätzung von Umweltwirkungen der Erneuerbaren oder der Energiewende und führt in der Klimabilanzierung zu uneinheitlichen Ergebnissen. In der Folge riskiert die gesamte Logik und Zielstellung der Klimabilanzierung ihre Glaubwürdigkeit.

Zudem können die beiden Bilanzierungsansätze den Erwartungen und Anforderungen aus der Praxis nicht immer gerecht werden. Folgendes Beispiel veranschaulicht die derzeitige Problematik:

Ein innovatives, energieintensives Unternehmen möchte einen Produktionsstandort in Schleswig-Holstein (SH) errichten – unter der Annahme, dass es sich die Produktion mit der in SH erzeugten erneuerbaren Energie positiv in der Klimabilanz anrechnen kann. Der fortschreitende Ausbau der On- und Offshore-Windenergie hätte also einen positiven Effekt auf die Ansiedelung von Produktionsbetrieben. In der Praxis scheitert dieses Vorhaben jedoch an den aktuellen Regelungen zur Bilanzierung in der THG-Bilanz. Warum?



- Um sich die Strommengen aus SH über einen **ortsbasierten Ansatz** zuzurechnen, müsste das Unternehmen den Erzeugungsmix des Stroms in SH zugrunde legen – orientiert an den Grenzen des Bundeslandes. Dies führt jedoch zu Doppelzählungen von EE-Mengen, wenn andere Unternehmen sich auf den deutschen Gesamtnetzmix beziehen. Außerdem sind regionale Netzgrenzen nicht deutlich zu ziehen.
- Würde das Unternehmen einen **marktbasieren Ansatz** verfolgen, müsste es die Herkunftsnachweise (HKN) der Anlagen aus SH als Grundlage zur THG-Bilanzierung verwenden. Das Problem hierbei: Der Großteil der EE-Erzeugung in Deutschland ist staatlich gefördert, es können somit nach deutschem Energierecht gar keine HKN für die EE-Mengen ausgestellt werden (Doppelvermarktungsverbot). Ungeförderte Mengen aus der Region dürften dem energieintensiven Unternehmen nicht ausreichend zur Verfügung stehen.

Das bedeutet: Der Plan einer emissionsarmen Produktion durch die Ansiedelung an einem EE-intensiven Standort lässt sich aktuell demnach nicht glaubwürdig in die Bilanzierungspraxis umsetzen.

Die Verlässlichkeit und Glaubwürdigkeit der THG-Bilanzierung rücken jedoch zunehmend ins Blickfeld von Unternehmen und öffentlichen Einrichtungen. Immerhin ist insbesondere ein PCF in vielen Kontexten mittlerweile eine starke Währung – mit signifikanter Werthaltigkeit und wirtschaftlicher Relevanz für Unternehmen:

- Die CSRD¹ verpflichtet Unternehmen dazu, Auskunft über ihren Corporate Carbon Footprint (CCF) zu geben.
- Der Product Carbon Footprint (PCF) wird zunehmend zum Ausschreibungskriterium für Unternehmen und öffentliche Auftraggeber.
- Frameworks wie CBAM² stellen den Carbon Footprint in den Mittelpunkt einer möglichen Besteuerung bzw. Zahlungspflicht.

Um dieses Dilemma aufzubrechen, muss es sowohl im Interesse der Unternehmen als auch der Politik liegen, sich auf möglichst einheitliche sowie klare Standards zur Bilanzierung und Berichterstattung von Ökostrom zu einigen. Je nach Zielstellung kann dabei die eine oder die andere Methode vorteilhafter sein. Doch welche Zielstellung soll verfolgt werden? Welche Methode wäre im Hinblick auf eine konsistente, faire und transparente THG-Bilanzierung am geeignetsten?

Diese Fragestellung wird auf vielen Ebenen kontrovers diskutiert und führt auch bei führenden Klimabilanzierungsstandards wie z.B. dem Greenhouse Gas (GHG) Protocol zu einem lebendigen Austausch. Mit über 1.000 Stakeholdern wurde im Rahmen des Review-Prozesses über die Wirksamkeit sowie Angemessenheit der Scope 2 Guidance und vorgeschlagene Bilanzierungsalternativen diskutiert, was in einer schriftlichen Konsultation zur Überarbeitung der Guidance mündete (World Resources Institute [WRI], 2023b).³

Im Folgenden werden beide Ansätze zur Strombilanzierung im Hinblick auf diese Fragestellung mit ihren Vor- und Nachteilen für die THG-Bilanzierung vorgestellt und die Problematik der parallelen Verwendung beider Ansätze detaillierter dargestellt. Es wird auf die Diskussion um den Energiewendenutzen der Bilanzierungsansätze eingegangen, zudem werden Lösungsvorschläge zum Umgang mit der oben beschriebenen Herausforderung entwickelt.

¹ Richtlinie (EU) 2022/2464 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 14. Dezember 2022 zur Änderung der Verordnung (EU) Nr. 537/2014 und der Richtlinien 2004/109/EG, 2006/43/EG und 2013/34/EU hinsichtlich der Nachhaltigkeitsberichterstattung von Unternehmen.

² Verordnung (EU) 2023/956 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 10. Mai 2023 zur Schaffung eines CO₂-Grenzausgleichssystems.

³ Im Kontext der Unternehmensberichterstattung werden Emissionen unterschiedlichen Scopes zugordnet. Scope 1: Direkte Emissionen, die unmittelbar durch die Produktion eines Unternehmens entstehen, Scope 2: Indirekte Emissionen aus eingekaufter Energie sowie Scope 3: indirekte Emissionen, die in der vor- und nachgelagerte Lieferkette anfallen

2 ZWEI ANSÄTZE ZUR STROMBILANZIERUNG: MARKTBASIERT & ORTSBASIERT

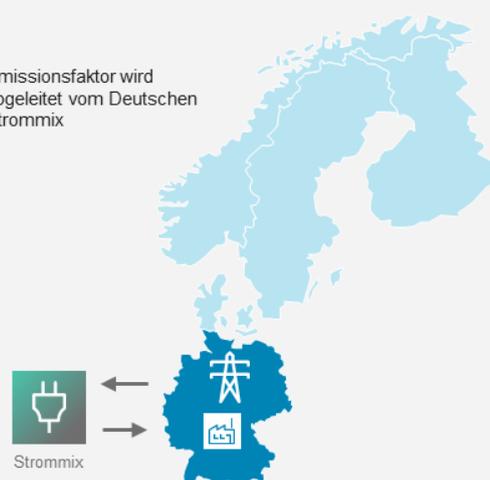
Methodisch lassen sich zwei Ansätze zur Treibhausgasbilanzierung des Strombezuges auf Unternehmens- oder Produktebene unterscheiden:

Der ortsbasierte Ansatz

Folgt die THG-Bilanzierung einem **ortsbasierten Ansatz**, ist die Grundlage der Ermittlung des Emissionsfaktors für Strom der Mix aus den Quellen, die in das Netz des definierten Gebietes einspeisen.

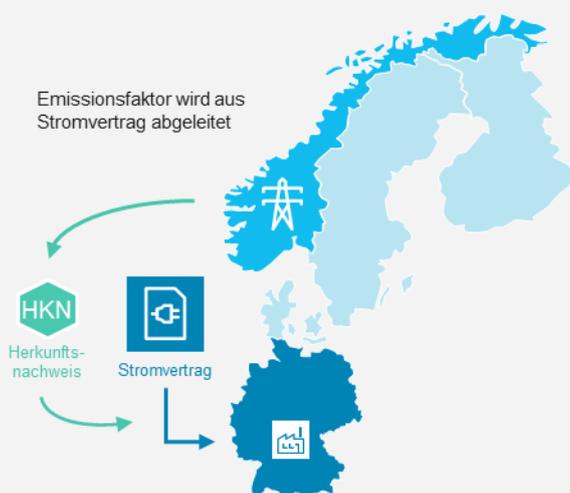
Beispiel: Bundesstrommix (Strommix der ins deutsche Netzgebiet einspeisenden Kraftwerke)

Emissionsfaktor wird abgeleitet vom Deutschen Strommix



Beispiel: Ökostromvertrag (Mit entsprechender Stromkennzeichnung, wobei das Marktgebiet grenz- und netzgebietsüberschreitend sein kann)

Emissionsfaktor wird aus Stromvertrag abgeleitet



Der marktbasierter Ansatz

Folgt die THG-Bilanzierung einem **marktbasierter Ansatz**, so dienen vertragliche Instrumente, wie bspw. Stromlieferverträge als Grundlage für die Ermittlung des für die THG-Bilanzierung zu verwendenden Emissionsfaktors. Hierbei dokumentieren in der Regel Nachweisinstrumente wie bspw. Herkunftsnachweise die Stromqualität, auf Basis derer der Emissionsfaktor errechnet wird.

2.1 Kriterien und Vorgaben für marktbasierende Instrumente

Um ein vertragliches Instrument (in der Regel ein Liefervertrag für Strom, hinterlegt mit Herkunftsnachweisen) für einen marktbasierenden Ansatz in der Bilanzierung geltend zu machen, müssen definierte Kriterien erfüllt werden. In erster Linie muss ein solches vertragliches Instrument die doppelte Beanspruchung und Doppelvermarktung der Eigenschaften von Strommengen – insbesondere bei Energie aus erneuerbaren Quellen – ausschließen. Qualitätskriterien für marktbasierende Instrumente werden bspw. in der GHG Protocol Scope 2 Guidance (World Resource Institute [WRI] & World Business Council for Sustainable Development [WBCSD], 2015, S. 60) zur Bilanzierung eingekaufter Energie auf Unternehmensebene oder in der ISO 14067 zur Berechnung eines PCF (ISO 14067:2018, S. 57) festgelegt.

Nach GHG Protocol Scope 2 Guidance müssen vertragliche Instrumente zur marktbasierenden Bilanzierung von Strom folgende Kriterien erfüllen (WRI & WBCSD, 2015, S. 60):

- Sie übermitteln die Eigenschaften einer produzierten Stromeinheit, auf deren Basis die THG-Emissionsrate zu bestimmen ist.
- Sie sind das einzige vertragliche Instrument, welches die Eigenschaften einer bestimmten Strommenge trägt. Es darf keine Doppelvermarktung stattfinden.
- Sie werden nachverfolgt und zum entsprechenden Zweck entwertet.
- Sie werden so zeitnah wie möglich erstellt und entwertet.
- Sie haben ihren Ursprung im gleichen Energiemarkt wie die stromverbrauchenden Einheiten eines berichtenden Unternehmens.
- Es ist sichergestellt, dass im Kontext der Nutzung des vertraglichen Instrumentes ein Residualmix veröffentlicht wird, der die THG-Intensität von nicht in Anspruch genommenen oder öffentlich geteilten Stromeigenschaften charakterisiert.
- Werden mittels vertraglicher Instrumente lieferantenspezifische Emissionsfaktoren ausgegeben, so ist sicherzustellen, dass diese auf Grundlage der gelieferten Energie berechnet werden, wobei entsprechende Nachweise im Namen des Kunden beschafft und entwertet werden müssen.
- Im Falle einer Direktverbindung zu einer Erzeugungsanlage muss im Kontext der Nutzung des vertraglichen Instruments zudem sichergestellt sein, dass keine vertraglichen Nachweise an Dritte veräußert werden und die Eigenschaften der Stromerzeugung nur einmal vermarktet werden.

Beispiele für vertragliche Instrumente sind bspw. die **Stromkennzeichnung** zu einer Stromlieferung, die **Entwertung von Energy Attribute Certificates (EAC)** zugunsten eines Stromverbrauchs sowie **Strombezugsverträge (PPA)**. Beim Ausschluss von Doppelvermarktung spielen die genannten Instrumente zusammen: EAC können ihre Aufgabe, die Eigenschaften von Energieproduktion zu Energieverbrauchenden zuzuordnen und dabei Doppelvermarktung auszuschließen, nur in Verbindung mit einer Kennzeichnungspflicht erfüllen. Ein Kennzeichnungssystem muss umgekehrt durch ein Instrument zur eindeutigen Zuordnung grüner Eigenschaften, wie insb. EAC, hinterlegt sein. PPA stellen nicht vorrangig ein Nachweisinstrument dar, sondern eine Form der Vertragsgestaltung zur meist längerfristigen Abnahme von Strommengen, wobei i. d. R. auch grüne Eigenschaften der entsprechenden Strommengen an Vertragspartner übertragen werden. Sofern in der Marktregion ein EAC-System existiert, ist hier jedoch auch ein Nachweis per EAC-Übertragung bzw. -Entwertung zugunsten des Vertragspartners notwendig, um die Mehrfachberücksichtigung grüner Eigenschaften auszuschließen.

Um die Logik eines Kennzeichnungssystems zu komplettieren, bedarf es der Berechnung **des Residualmixes**. Dieser repräsentiert die Eigenschaften aller Energiemengen, deren Eigenschaften

nicht nachverfolgt werden konnten und so keinen anderen Abnehmenden zugeordnet wurden (bspw. durch Herkunftsnachweise). Folglich handelt es sich um den Erzeugungsmix eines Landes, der um die nachverfolgten und anderweitig beanspruchten EE-Mengen bereinigt wurde.

Das **europäische Guarantees of Origin-System** nach Art. 19 RED II (Renewable Energy Directive 2018/2001 amended by Directive 2023/2413)⁴ erfüllt die GHG Protocol-Kriterien in Zusammenspiel mit der Stromkennzeichnungspflicht nach Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie (Art. 18 Abs. 6 i. V. m. Anhang I Nr. 5 RL (EU) 2019/944)⁵. Somit ist im europäischen Strommarkt ein marktbasierter Bilanzierungsansatz nach gängigen Standards ohne Weiteres anwendbar. Die geforderten Residualmixberechnungen lassen sich auf der Website der Association of Issuing Bodies finden (Association of Issuing Bodies [AIB], 2024).

Andere Beispiele für Energy Attribute Certificate Systems sind **RECS** in den USA, Kanada und Australien. Auch der **I-REC(E) Product Code der International Tracking Standard Foundation (I-TRACK)** über EAC-Systeme für Strom verpflichtet sich den gängigen Qualitätskriterien für ein marktbasierendes Instrument. Allerdings muss sichergestellt werden, dass die praktische Umsetzung am jeweiligen Marktstandort auch entsprechend hinsichtlich z.B. des I-REC (E) Standards geprüft wird und eine Doppelvermarktung von Energieeigenschaften auch in diesem Kontext verhindert werden kann. Dies gilt insbesondere, wenn keine nationale Regulierung zur Energiekennzeichnung besteht. Weitere nationale EAC-Systeme befinden sich in China und Süd-Ost-Asien im Aufbau (Jati, Ab Manan, Marukatat, Matussin & Phung, 2023; Jati, 2023).

2.2 Kriterien und Vorgaben für den ortsbasierten Ansatz

Kriterien für eine ortsbasierte Bilanzierung werden im Vergleich zum marktbasierteren Ansatz weniger konkret definiert. Gängige Standards wie das GHG Protocol oder die ISO-Normen ISO 14064 und 14067 verweisen darauf, dass die **durchschnittlichen Emissionen der Energieproduktion in einem definierten Netzgebiet** als Grundlage zur Ermittlung eines ortsbasierten Emissionsfaktors zu verwenden sind. Geeignete räumliche Grenzen eines solchen Netzgebietes sollten der Region der Energieverteilung und -nutzung entsprechen. Dies können z.B. Ausgleichsgebiete sein. Hierbei sind alle Emissionen zu berücksichtigen, die bei der Energieproduktion entstehen, zudem sollen alle physischen Nettoenergieimporte/-exporte und die damit verbundenen Emissionen berücksichtigt werden. Es ist davon auszugehen, dass hierzu auch die Einrechnung von Netzverlusten zählt. (ISO 14067:2018; ISO 14064-1:2018; vgl. WRI & WBCSD, 2015).

Aufgrund dieser vagen Regelungen kann das zu wählende Netzgebiet sehr unterschiedlich definiert werden und sich an Verwaltungsgrenzen orientieren, wie z.B. am Gemeinde- oder Stadtgebiet, Landkreis, Bundesstaat oder an Landesgrenzen. Denkbar ist auch eine Definition entlang

⁴ Richtlinie (EU) 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11. Dezember 2018 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (Neufassung), geändert durch die Richtlinie (EU) 2023/2413 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 18. Oktober 2023 zur Änderung der Richtlinie (EU) 2018/2001, der Verordnung (EU) 2018/1999 und der Richtlinie 98/70/EG im Hinblick auf die Förderung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Aufhebung der Richtlinie (EU) 2015/652 des Rates.

⁵ Richtlinie (EU) 2019/944 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 mit gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Änderung der Richtlinie 2012/27/EU (Neufassung).

bestimmter Netzzonen, die sich z.B. durch verschiedene Netzbetreiber abgrenzen, oder an Marktgebieten oder Strompreiszonen orientieren.

Diese Vielfalt macht bereits einen sehr großen Nachteil des ortsbasierten Ansatzes deutlich: **Die Grenzziehung kann beliebig gehandhabt werden.** Im allgemeinen Verständnis der Bilanzierungsstandards sollen die Emissionsfaktoren auf Basis des Netzgebietes eines Staates errechnet werden. Jedoch ermitteln z.B. die Bundesländer für ihre Landegrenzen Emissionsfaktoren. Wird einmal der Emissionsfaktor des Bundeslandes und einmal des Staates verwendet, kommt es zu Doppelzählungen von EE.

Für Deutschland gibt das Umweltbundesamt auf der Grundlage des Deutschen Emissionsinventars jährliche Werte für den Emissionsfaktor des deutschen Stromnetzes heraus (Umweltbundesamt [UBA], 2024b). Gleichzeitig veröffentlichen Institutionen und Initiativen zunehmend Emissionsdaten auf regionaler Ebene, z.B. der Bundesländer oder Daten mit höherer zeitlicher Granularität (tagesaktuelle oder stündliche Emissionsdaten) (Doms, 2023; FfE, 2023). Dies kann Anreize setzen, granularere Daten in den Klimabilanzen zu verwenden, wenn sie geringere Emissionen als der Bundesmix ausweisen.

2.3 Vergleichende Charakteristika der beiden Ansätze zur Strombilanzierung

In der nachfolgenden Tabelle werden die Charakteristika der beiden Ansätze vergleichend dargestellt. Es wird deutlich, **wie die Vor- und Nachteile je nach Zielstellung in der THG-Bilanzierung** wirken können.

	Ortsbasierter Ansatz	Marktbasierter Ansatz
Bemessungsgrundlage	Emissionsfaktor berechnet sich auf Basis des durchschnittlichen Produktionsmix des Kraftwerksparks des Netzes.	Emissionsfaktor berechnet sich auf Basis vertraglicher Instrumente (z.B. Strombezugsvertrag oder anderer Nachweis) zwischen Lieferant und Verbraucher, bei denen die Stromherkunft über ein Nachweissystem dokumentiert wird, z.B. Herkunftsnachweise in Kombination mit einer Stromkennzeichnung.
Marktllokation	In allen Strommärkten anwendbar, da netz- bzw. gebietsbezogen bilanziert wird, wobei die Größe bzw. Definition des Netzes unterschiedlich sein kann.	Nur in Märkten mit adäquatem Nachweissystem für EE anwendbar, das Kriterien für marktbasierete Instrumente entspricht. Bilanzierungslogik entspricht besonders den Strukturen von liberalisierten Strommärkten.
Annäherung an physikalische Realitäten	Bildet physikalische Bedingungen nur in kleinen Netzgebieten näherungsweise ab. Bei national definiertem Netz ist der physikalische Bezug abhängig von der Vernetzung mit dem Ausland. Die Abgrenzung der Stromnetze ist aber i.d.R. zu groß, um tatsächliche kausale Verbindung bzw. physikalische Nähe zwischen Erzeugung und Verbrauch herzustellen.	Es wird bewusst physikalische Realität von der kaufmännischen Abwicklung (Handel) des Stroms und seiner Eigenschaft getrennt.
Grenzüberschreitende Energieflüsse	Sollen im Emissionsinventar berücksichtigt werden, da Emissionsfaktoren i. d. R. den Stromverbrauch in einer bestimmten geografischen Region widerspiegeln sollen. Es können jedoch auch nationale Emissionsfaktoren verwendet werden, die die Stromproduktion	Können zwischen zwei oder mehr Staaten dokumentiert werden, sofern diese sich an einem einheitlichen Nachweissystem beteiligen.

	des entsprechenden Landes darstellen (WRI, 2015, S. 47).	
Nachweis und Quellen	Netzbezogene Emissionsfaktoren aus geeigneten Datenquellen (z.B. Emissionsfaktor des bundesdeutschen Erzeugungsmix veröffentlicht vom Umweltbundesamt (2024a))	Emissionsfaktoren müssen aus dem Strommix des gehandelten Stroms ermittelt werden. Hierzu bedarf es bspw. Händlerangaben, die Stromkennzeichnung eines Stromproduktes, EAC oder PPA mit EAC. Diese Instrumente müssen den Qualitätskriterien für den marktbasieren Ansatz entsprechen.
Einflussnahme von Unternehmen auf Dekarbonisierung des eigenen Strombezuges	Keine Einflussnahme möglich Dekarbonisierung des Strombezugs nur durch entsprechende Standortwahl (in anderen Netzgebieten) und Energieeffizienzmaßnahmen möglich, sowie die Umstellung von Netzbezug auf Eigenversorgungsanlagen auf dem Unternehmensgelände mit Direktverbindung	Einflussnahme möglich über gezielte Beschaffung von Ökostrom Honoriert Verbraucher-/Beschaffungsentscheidung Anpassungsfähigkeit an aktuelle Marktentwicklungen (z.B. granulare Berichterstattung mittels EAC, Ermöglichung von PPA)
Einfluss der Verbraucherinnen und Verbraucher auf Zubau erneuerbarer Energien	Kein Einfluss bei Netzbezug von Strom	Einfluss möglich, wenn durch Nachfrage nach Ökostrom der Ausbau gefördert wird. Je nach Förderregime kann dies unterschiedlich ausfallen, jedoch besteht der Anreiz zum Ausbau via PPA nur, wenn die Abnehmer die grüne Eigenschaft erwerben können. Stromqualität in Bezug auf Zusätzlichkeit über EAC nachweisbar
Doppelzählungsrisiko bei Anwendung eines Ansatzes (vgl. Holzapfel, Bach & Finkbeiner, 2023; Holzapfel, Bunsen, Schmidt-Sierra, Bach & Finkbeiner, 2024)	Es besteht das Risiko einer Mehrfachanrechnung, wenn zeitlich und geografisch unterschiedliche Netzabgrenzungen gewählt werden können, so dass bspw. mehrere Unternehmen unterschiedliche Netzabgrenzungen für den jeweiligen Bilanzzeitraum nutzen.	Wird der marktbasieren Ansatz konsistent angewendet, kann das Doppelanrechnungsrisiko minimiert werden. Es bleiben dennoch Risiken bestehen, da <ul style="list-style-type: none"> ○ Residualmixveröffentlichung nicht überall gegeben und ○ LCA-Datenbanken auf ortsbasierten Ansätzen basieren.

Tabelle 1: Charakteristika von marktbasieren und ortsbasieren Bilanzierungsansatz (u.a. auf Basis von Mundt et al. (2019), Sakhel et al. (2022), Kemper et al. (2024)).

Die Charakteristika der beiden Ansätze sind nicht immer vergleichbar und können je nach Zielstellung den einen oder anderen Ansatz als die vorteilhaftere Methode erscheinen lassen. In der Fachdiskussion wird vor diesem Hintergrund seit längerem eine engagierte Diskussion insbesondere darüber geführt, welcher der beiden Ansätze zum einen der physikalischen Realität des Strommix am nächsten kommt, und zum anderen der Energiewende am dienlichsten ist. Die zusammengefasste Antwort: Es kommt darauf an.

Angesichts der Zielstellung, eine harmonisierte, vergleichbare und glaubwürdige Klimabilanzierung zu erreichen, scheinen beide Ansätze Vor- und Nachteile aufzuweisen:

Als Argument für die Verwendung des ortsbasierten Ansatzes wird angeführt, dass dieser im Vergleich zu marktbasierten Ansätzen näher die physikalische Realität zwischen Erzeugung und Verbrauch abbilden würde.

Als kritisch ist hierbei jedoch anzusehen, dass die Definition der Netzgrenzen durch wenig konkrete Vorgaben beliebig erscheint. Netzgebiete sind zudem in der Regel über weite Regionen hinweg miteinander technisch verbunden. Insofern ist eine Grenzziehung auf eine überschaubare Region ohnehin nur virtuell möglich. Hinzu kommt: Je größer eine Region für den ortsbasierten Ansatz ist, desto weiter weg ist dieser dann von den physikalischen Realitäten. Zudem werden grenzüberschreitende Energieflüsse nicht umfassend berücksichtigt. Ein Stromkunde in Bayern wird mit höherer Wahrscheinlichkeit Strom aus Österreich erhalten als aus Norddeutschland, und ein Kunde in Flensburg wahrscheinlicher Strom aus Dänemark.

Ein marktbasierter Ansatz wird im Kontext der unternehmerischen Klimabilanzierung insofern als vorteilhaft angesehen, als dass sich die Beschaffungsentscheidung von Unternehmen auf die Klimabilanz auswirkt. Die Handelbarkeit von EAC schafft dabei die Möglichkeit, Zahlungsströme zugunsten der erneuerbaren Energien zu lenken. Die Frage, ob dies tatsächlich zu einem zusätzlichen Zubau an EE führt, wird später weiter diskutiert. Ein struktureller Nutzen für die Energiewende kann einem marktbasierter Ansatz jedoch zugeschrieben werden, da mittels EAC bspw. die Weitergabe grüner Eigenschaften im Kontext eines PPA ermöglicht werden kann.

Im Hinblick auf die Abbildung physikalischer Realitäten kann im Kontext des marktbasierter Ansatzes allerdings eine komplette Entkopplung von Physik und Eigenschaft vorgenommen werden. Das führt zu einer sehr abstrakten Darstellung der Stromherkunft, wonach Ökostrom aus vielen tausend Kilometern Entfernung geliefert werden kann. Die Handelbarkeit ermöglicht zudem die Vereinnahmung der grünen Eigenschaft durch Akteure, die selbst in einer Netzregion liegen, deren ortsbasierter Mix deutlich schlechter ist, was den physikalischen Realitäten nicht entspreche.

3 WARUM DIE PARALLELE ANWENDUNG ZWEIER ANSÄTZE ZUR BILANZIERUNG VON STROM PROBLEMATISCH IST

Aufgrund der zuvor aufgeführten Charakteristika der beiden Bilanzierungsansätze erfolgt die **Auswahl und Anwendung in der Praxis – je nach Zielstellung der Emissionserfassung – fall- und kontextbezogen**. So bietet sich etwa für Ökobilanzen mit dem Ziel, zwei Varianten von bspw. Produktionsprozessen zu vergleichen, der ortsbasierte Ansatz an, da hier Durchschnittsdaten zum generellen Vergleich zweier Alternativen besser geeignet sind. Auch im Kontext nationaler oder kommunaler Ziele bzgl. der Dekarbonisierung des Energiesystems ist ein ortsbasierter Ansatz sinnvoll, da hier die Entwicklung der Erzeugungskapazitäten auf territorialer Ebene betrachtet werden.

Ein marktbasierter Ansatz ist hingegen geeignet, wenn die Bilanzierungsmethodik die THG-Emissionen – bspw. in einem Geschäftsjahr – auf Unternehmens- (CCF) oder Produktebene (PCF) darstellen soll. Gerade beim Ziel einer THG-ärmeren Produktion kann der marktbasierter Ansatz als Hebel fungieren, da er die Abbildung aktiver Beschaffungsentscheidungen ermöglicht. Im ortsbasierten Ansatz hätte das Unternehmen kaum Handlungsspielraum in Bezug auf die Dekarbonisierung des Strombezuges. Voraussetzung für einen marktbasierter Ansatz ist jedoch, dass er auf Basis eines validen Nachweissystems angewendet wird, vergleichbar z.B. dem europäischen System der Herkunftsnachweise.

Gängige Standards für die Klimabilanzierung liefern hier keine Klarheit, sondern handhaben **Vorgaben und Empfehlungen sehr unterschiedlich**. Die meisten beinhalten beide Ansätze und lassen Raum für Interpretation.

Manche Empfehlungen favorisieren den marktbasierter Ansatz, schließen den ortsbasierten aber nicht aus, wie etwa die ISO 14067 für die Berechnung von Product Carbon Footprints (PCF) (ISO 14067:2018). Nach GHG Protocol Scope 2 Guidance für die Berichterstattung auf Unternehmensebene sind Unternehmen verpflichtet, beide Methoden auszuweisen (WRI & WBCSD, 2015).

Die ISO-Normen widersprechen sich sogar in Bezug auf Unternehmens- und Produktebene. So verlangt die ISO 14064 zur THG-Bilanzierung auf Organisationsebene einen ortsbasierten Ansatz, während die ISO 14067 zur THG-Bilanzierung von Produkten einen marktbasierter Ansatz favorisiert (ISO 14067:2018; vgl. ISO 14064-1:2018). Auch die **EU-Regulatorik** ist im Hinblick auf die Bilanzierung der THG-Emissionen aus dem Strombezug **nicht konsistent**: Der ESRS E1-Standard, nach dem die THG-Bilanzierung im Rahmen der Corporate Sustainability Reporting Directive (CSRD)⁶ zu erfolgen hat, verlangt beide Ansätze in einem dualen Reporting. Das heißt: Beide Emissionsfaktoren müssen berichtet werden, was aber dennoch dazu führt, dass eine nachgeordnete Bilanzierung nur einen der Werte weiterverarbeitet. Hingegen spricht sich der EU Product Environmental Footprint (PEF), die von der EU laut

⁶ Richtlinie (EU) 2022/2464 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 14. Dezember 2022 zur Änderung der Verordnung (EU) Nr. 537/2014 und der Richtlinien 2004/109/EG, 2006/43/EG und 2013/34/EU hinsichtlich der Nachhaltigkeitsberichterstattung von Unternehmen.

Empfehlung (EU) 2021/2279⁷ empfohlene Methode zur Erfassung von Umweltfaktoren von Produkten, klar für den marktbasierteren Ansatz aus (Europäische Kommission [EC], 2021). Dem folgt auch der Vorschlag zur Bilanzierung der THG-Emissionen von Batterien (Andreasi Bassi et al., 2023).

In der Praxis richtet sich die Wahl des Bilanzierungsansatzes folglich häufig danach, was je nach Unternehmenssituation als vorteilhafter in Bezug auf die resultierenden THG-Emissionen bewertet wird.

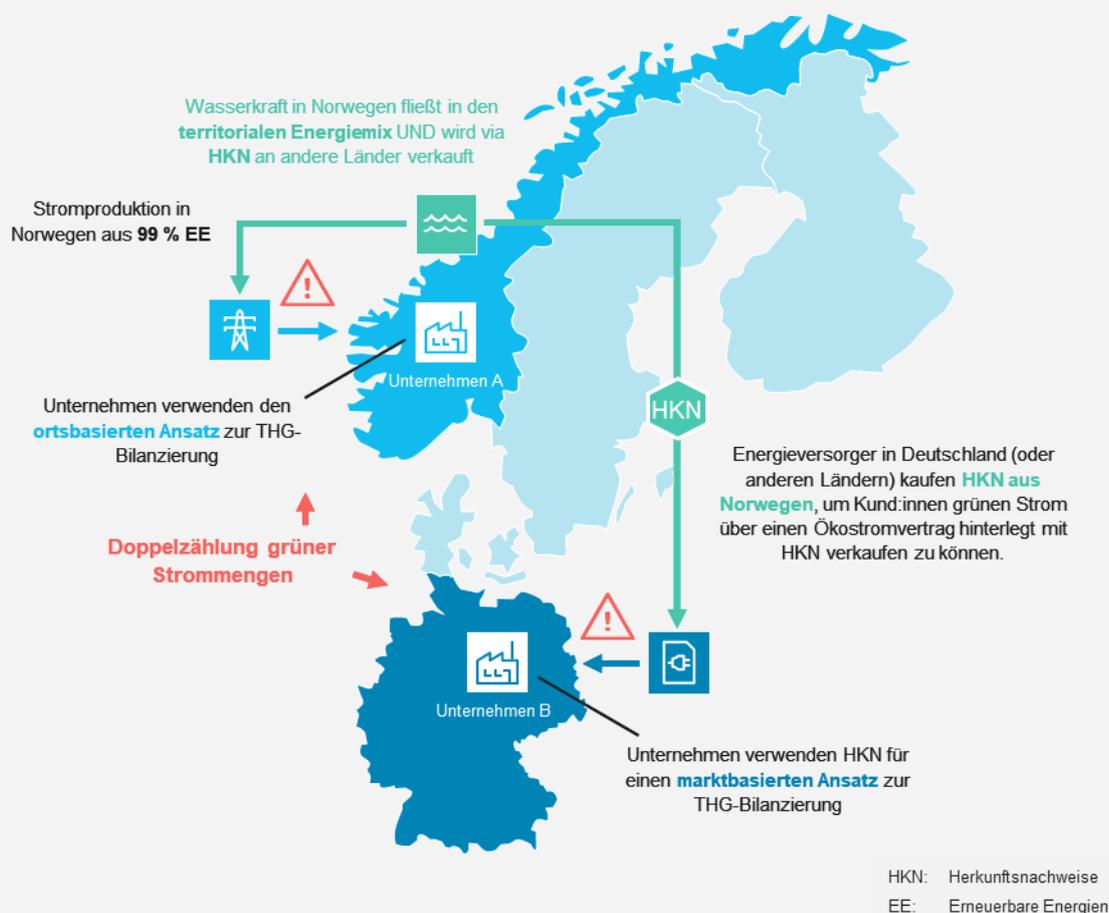
Weist bspw. ein Standort bereits einen hohen Anteil erneuerbarer Energien im öffentlichen Stromnetz auf, wird das Unternehmen wahrscheinlich den ortsbasierten Ansatz bevorzugen und von der fortgeschrittenen Dekarbonisierung der Energieversorgung im entsprechenden Land profitieren. Ist es hingegen an einem Standort mit höherem Emissionsfaktor im Netz angesiedelt, würde ein marktbasierter Ansatz in Form des Bezugs von 100 % Strom aus regenerativen Quellen zu einem Emissionsfaktor von 0 führen (sofern nicht freiwillig Scope 3-Emissionen für den erneuerbaren Strom einbezogen würden).

Die Nutzung dieser Freiräume innerhalb der Bilanzierungsstandards führt dazu, dass sich in der Praxis beide Ansätze wiederfinden und keine stringente Linie für die Entscheidungsfindung erkennbar ist.

In der Folge führt die parallele Anwendung des marktbasierteren sowie ortsbasierten Ansatzes zu Doppelzählungen von grünen Strommengen. In Abbildung 1 ist dies am Beispiel Norwegen veranschaulicht⁸.

⁷ Empfehlung (EU) 2021/2279 der Kommission vom 15. Dezember 2021 zur Anwendung der Methoden für die Berechnung des Umweltfußabdrucks zur Messung und Offenlegung der Umweltleistung von Produkten und Organisationen entlang ihres Lebenswegs.

⁸ Die norwegische Behörde Norwegian Water Resources and Energy Directorate (NVE) weist den Residualmix für Norwegen aus und macht klare Vorgaben welchen Strommix Energieversorger für die Veröffentlichung verwenden dürfen, die keine EACs kaufen (Norwegian Water Resources and Energy Directorate [NVE] (2024)). Allerdings nutzen nicht alle Unternehmen diesen Wert auch in ihrer Klimabilanz.



HIR Hamburg Institut Research, 2023

Abbildung 1: Parallele Verwendung der beiden Bilanzierungsansätze führt zu Doppelzählungen

Das Beispiel Norwegen

Die Doppelzählung grüner Strommengen wurde in jüngerer Zeit durch kritische Berichterstattung in einigen Fachmedien aufgegriffen. Zumeist ging es dabei um die Stromnetze in Island und in Norwegen (Böck, 2022, 2023, 2024; Herrmann, Sylla & Schmidt-Achert, 2023).

Aufgrund der guten Bedingungen für die Energieproduktion aus erneuerbaren Energiequellen – insbesondere Wasserkraft – beträgt in Norwegen der Anteil erneuerbarer Energien am Stromerzeugungsmix nahezu 100 %. Das bedeutet: Das nationale Stromnetz Norwegens wird fast komplett mit erneuerbaren Energien versorgt (Norwegian Water Resources and Energy Directorate [NVE], 2024).

Unter Anwendung des ortsbasierten Ansatzes können in Norwegen ansässige Unternehmen (Unternehmen A in Abbildung 1), die Strom aus dem Netz beziehen, einen nahezu 100-prozentigen Ökostrombezug in ihrer THG-Bilanz ausweisen. Zugleich ist Norwegen Teil des europäischen Herkunftsnachweis (HKN)-Systems, innerhalb dessen HKN für Ökostrommengen ausgestellt werden. Im Sinne des Book &

Claim-Prinzips wird dabei der physikalische Stromfluss von seinen Eigenschaften getrennt, die wiederum unabhängig gehandelt werden.

Das Book & Claim-Prinzip



Die Ausstellung, Übertragung und Entwertung von Herkunftsnachweisen basieren auf dem Book & Claim-Prinzip. Hierbei werden der physische Energiefluss und die Eigenschaften der Energie voneinander getrennt bzw. entkoppelt.

Book: Eine Erzeugungsanlage A erzeugt erneuerbare Energie. Für jede produzierte MWh Energie wird ein Herkunftsnachweis, der die Eigenschaften der erzeugten Energie trägt, ausgestellt. Die tatsächliche Energiemenge wird jedoch als „graue“ Energie vermarktet.

Claim: Mittels der ausgestellten Herkunftsnachweise kann die EE-Eigenschaft der erzeugten Energie nun nachverfolgt und zugeordnet werden. So können Verbraucher:innen bspw. Energie aus dem lokalen Mix beziehen. Der Energielieferant entwertet HKN aus der Erzeugungsanlage A in der Menge der aus dem lokalen Mix bezogenen Energie. Auf diese Weise kann die bezogene Energie – unabhängig vom tatsächlichen lokalen Strommix – als erneuerbare Energie ausgewiesen werden, z.B. 100 % Solarstrom.

Eine große Menge dieser HKN wird an Energieversorgungsunternehmen in Deutschland verkauft, die dann bspw. mittels norwegischer Wasserkraft-HKN Ökostromverträge an ihre Kund:innen verkaufen können. Auf diese Weise werden fossile Stromeigenschaften aus Deutschland gegen grüne Eigenschaften aus Norwegen getauscht. Im Umkehrschluss verschlechtert sich der norwegische Strommix in der nationalen Stromkennzeichnung und weist somit durch die getauschten fossilen Eigenschaften einen deutlich höheren fossilen Anteil (wie in Abbildung 2 gezeigt) auf als es dem Strommix im Netz entsprechen würde.

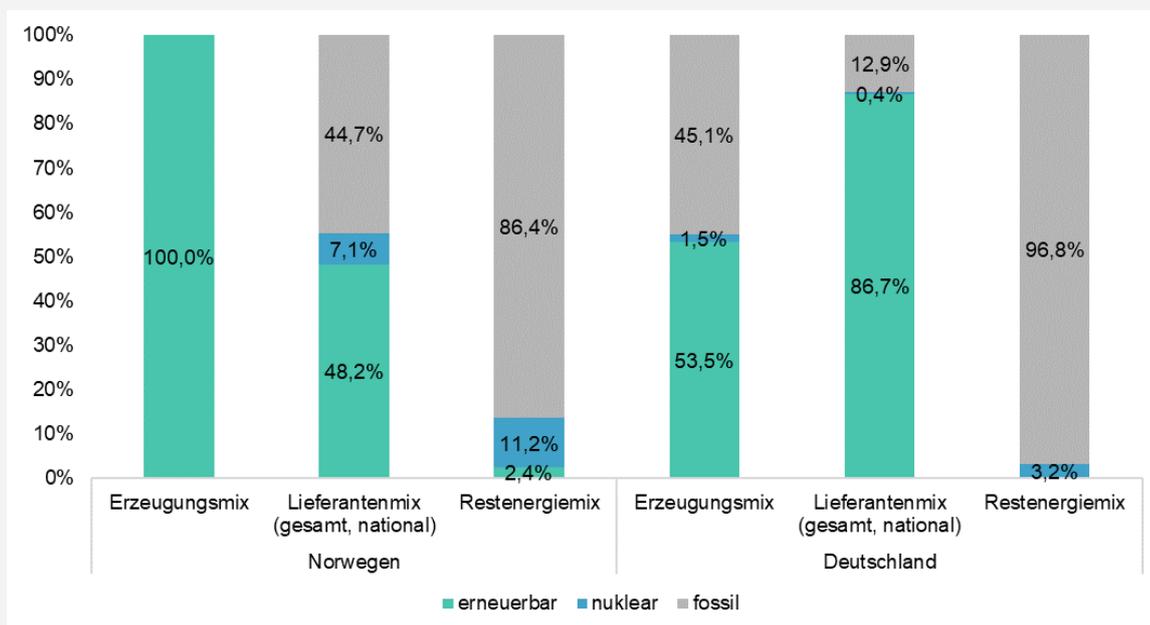


Abbildung 2: Erzeugungsmix, Gesamtlieferantenmix und Residualmix im Strombereich: die Beispiele Norwegen und Deutschland im Jahr 2023 (Anteile verschiedener Energiequellen in Prozent)

Anm.: Der Erzeugungsmix entspricht dem jährlichen Gesamtangebot von Energieeigenschaften, die in einem Land erzeugt werden (basierend auf der Stromerzeugungsstatistik). Der Lieferantennmix umfasst sowohl explizit nachverfolgte Eigenschaften (Energien, für die HKN entwertet wurden, sowie in Deutschland auch EEG-geförderte Strommengen) als auch nicht explizit nachverfolgte Strommengen (bei Ausweisung nicht rückverfolgter Handelsangebote, für die der Residualmix genutzt werden kann). In der Stromkennzeichnung werden (individuelle) Lieferantennmixe ausgewiesen.

Der nationale Residualmix wird berechnet, indem der Erzeugungsmix des jeweiligen Staats um die Eigenschaften von explizit nachverfolgten Energiemengen (d.h. Energiemengen, für die HKN entwertet wurden, sowie in Deutschland auch um EEG-geförderte Strommengen) bereinigt wird. Der grenzüberschreitende Handel von Strommengen und HKN führt dazu, dass Länder Überschüsse oder Defizite von Eigenschaften aufweisen können. Eigenschaftsüberschüsse gehen in den „European Attribute Mix“ ein, der von Ländern mit Eigenschaftsdefiziten zum „Auffüllen“ des nationalen Residualmixes verwendet wird.

Quelle: Eigene Darstellung, basierend auf Association of Issuing Bodies (AIB) (2024).

Unternehmen in Deutschland, die einen Ökostrombezugsvertrag abgeschlossen haben, für den das jeweilige Energieversorgungsunternehmen HKN aus norwegischer Wasserkraft erworben hat (Unternehmen B in Abbildung 1), werden nach dem marktbasieren Ansatz bilanzieren, um sich den Ökostrom entsprechend anrechnen zu können.

Folglich haben sich sowohl Unternehmen A als auch Unternehmen B dieselbe Menge an produziertem Ökostrom in ihrer THG-Bilanz angerechnet – einmal über den ortsbasierten und einmal über den marktbasieren Bilanzierungsansatz. Beide Unternehmen können sich auf diese Weise in der Bilanz klimafreundlich darstellen, obwohl dies auf ein und derselben Menge Ökostrom basiert, die nur einmal erzeugt wurde.

Diese Doppelzählung von EE-Mengen führt dazu, dass

- THG-Bilanzen je Rechenweg höchst unterschiedlich ausfallen und damit die Vergleichbarkeit zwischen Unternehmen sowie Produkten aufgrund des parallelen Verwendens zweier Bilanzierungsansätze schmälern oder gar unmöglich machen.
- die Umweltwirkungen der EE-Mengen überbewertet werden und
- insbesondere marktbasierende Mechanismen an Glaubwürdigkeit verlieren.

Um Doppelzählungen zu vermeiden und die Vergleichbarkeit von CCFs und PCFs zu verbessern, sollte nur ein Bilanzierungsansatz konsistent über die gesamte Bilanzierungskette hinweg verwendet werden (vgl. auch Holzapfel et al., 2023).

Wichtige Aspekte bei der Bewertung, welcher Ansatz hierbei für eine unternehmerische Klimabilanzierung zu bevorzugen wäre, sind das Gewährleisten a) einer transparenten und belastbaren THG-Erfassung und b) der Anwendbarkeit in der Praxis.

4 AKTUELLE DISKUSSION ZUM ENERGIEWENDENUTZEN DER BEIDEN ANSÄTZE

Im Zuge der Überlegungen bzgl. der Vor- sowie Nachteile der beiden Bilanzierungsansätze wird immer auch über den **Energiewendenutzen der Bilanzierungsansätze** diskutiert.

Dabei wird der Energiewendenutzen des marktbasierten Ansatzes in Fachkreisen ausführlicher sowie kritischer diskutiert als der ortsbasierte. Grund hierfür ist, dass die Scope 2-Emissionen bei vielen Unternehmen einen großen Anteil der gesamten THG-Emissionen ausmachen und der marktbasierende Ansatz es ihnen durch eine Einkaufsentscheidung ermöglicht, diese vollständig zu senken. In Bezug auf die Diskussionen zum Energiewendenutzen des **marktbasierten Ansatzes** gilt es zwischen zwei Fragestellungen zu differenzieren:

- Bietet der jeweilige Ansatz eine Finanzierungswirkung und kann er somit einen Nutzen im Sinne der Beschleunigung der Energiewende darstellen?
- Kann durch die Bilanzierungsmethodik in der Klimabilanz aufgezeigt werden, ob ein Unternehmen energiewendenützlich agiert?

Im Folgenden werden die Grundzüge der Diskussionen dargestellt. Anschließend werden aktuell bestehende Vorschläge zur Anpassung der Bilanzierungsmethodik des marktbasierten Ansatzes betrachtet und in Kapitel 5 ein eigener Lösungsansatz vorgestellt.

4.1 Der Bilanzierungsansatz als Treiber für die Energiewende

Dem ortsbasierten Ansatz könnte vor dem Hintergrund des Einflusses auf die Standortwahl von Unternehmen ein Nutzen für die Energiewende zugeschrieben werden.

Die Wirkzusammenhänge könnten hierbei wie folgt aussehen: Müssten Unternehmen den Energiebezug ortsbasiert bilanzieren, wären für diese nur Standorte mit hoher EE-Erzeugung attraktiv, um die THG-Bilanz reduzieren zu können. Die Standortwahl würde von der Beschaffenheit der Stromproduktion vor Ort abhängen und zum wichtigen Entscheidungsfaktor für die Ansiedlung von Unternehmen werden, wie in dem oben genannten Beispiel.

Im Umkehrschluss bedeutet dies, dass Standorte bzw. deren Regierungen EE zubauen müssten, um als Standort attraktiv zu bleiben und die Abwanderung der energieintensiven Industrie zu vermeiden. So könnte die Anwendung des ortsbasierten Ansatzes dazu führen, dass der EE-Zubau von staatlicher Seite angereizt wird.

Gleichzeitig kann der ortsbasierte Ansatz dazu beitragen, dass Unternehmen mehrheitlich den Zubau erneuerbarer Energien in ihrer Region befürworten. Damit könnte die Akzeptanz für EE in der jeweiligen Region gestärkt werden (Ecohz, 2024). Allerdings besteht kein Anreiz für Finanzierungsbeiträge zu neuen EE-Anlagen, da Unternehmen sich diese nicht in der Klimabilanz anrechnen können. Der durch einzelne Unternehmen umgesetzte Zubau, zum Beispiel über PPA, hat nur einen geringen Einfluss auf den durchschnittlichen Emissionsfaktor des Gesamtnetzes.

Gleichzeitig besteht im ortsbasierten Ansatz kein Mechanismus, der es ermöglicht, dass eine steigende Nachfrage nach Ökostrom eine Wirkung auf das Angebot entfalten könnte.

Es gibt keine umfangreichen wissenschaftlichen Studien dazu, in welchem Maße der ortsbasierte Ansatz einen zusätzlichen Energiewendennutzen geschaffen und zum Ausbau der EE beigetragen hat. Bei einer alleinigen Verwendung des ortsbasierten Ansatzes würde der Ausbau erneuerbarer Energien in erster Linie durch politische Entscheidungen und Fördermaßnahmen getrieben (es sei denn, Strom aus EE ist unabhängig von seinen grünen Eigenschaften wettbewerbsfähig). Ohne marktwirtschaftliche Verbindung zwischen Nachfrage und Angebot von Strom aus EE wird die Verantwortung für die Umsetzung der Energiewende in erster Linie bei staatlichen Akteuren belassen.

Bezogen auf den marktbasieren Ansatz steht folgende These im Raum: Die mittels EAC generierten zusätzlichen Einnahmen für EE-Anlagenbetreiber führen dazu, dass mehr in die Energiewende investiert werden kann. Erkenntnisse aus der Wissenschaft stützen diese These jedoch nicht. Vielmehr ist es unwahrscheinlich, dass der marktbasieren Ansatz bzw. EAC bislang dazu beigetragen haben, die EE-Produktion zu vergrößern (Brander, Gillenwater & Ascui, 2018). Die Finanzierungswirkung zum Anreiz des EE-Ausbaus wurde in der Studie von Hamburger und Harangozó (2018) erstmals empirisch geprüft. Sie stellen fest, dass zum Zeitpunkt der Studie die Nachfrage nach EE, die nur mittels Ökostrom mit HKN bedient werden kann, in der EU sowie in Norwegen, Island und der Schweiz keine Auswirkung auf die Entwicklung von Erneuerbaren hatte. 2023 kommt Galzi in Bezug auf eine mögliche Anreizwirkung in Frankreich ebenfalls zu dem Ergebnis, dass die meisten Ökostromkund:innen nicht dazu beigetragen haben, dass EE ausgebaut wurden (Galzi, 2023).

Nichtsdestotrotz könnte eine ansteigende Ökostrom-Nachfrage dazu führen, dass Finanzierungswirkungen doch noch greifen (Brander et al., 2018), denn die Untersuchungen bezogen sich auf Zeiträume niedriger EAC-Preise und folglich bescheidener Erlöse aus dem Verkauf von EAC. So lässt sich im europäischen Markt beobachten, dass Preise für HKN schwanken und zuletzt gestiegen sind (vgl. Wimmers & Madlener, 2024). Auch bestehen nationale Unterschiede zwischen Ökostrom-Märkten: Niederländische HKN aus Windanlagen lagen in den Jahren 2021 – 2022 vergleichsweise konstant 1,5 – 2 € über dem EU-Preis (Kerkhof, 2022).

Das Potenzial von EAC für den Ausbau von EE könnte zukünftig relevanter werden. Neben dem bisher geringfügigen Umfang der erzielbaren Zusatzerlöse liegt dabei eine wesentliche Herausforderung in der Volatilität der EAC-Preise und somit der schlechten Planbarkeit. Hierbei muss das Verhältnis von EAC-Erlösen zu Strom-Erlösen betrachtet werden: Im europäischen Markt waren in der HKN-„Hochpreiszeit“ mit mehreren €/MWh auch die Strompreise sehr hoch.

Besonderes Augenmerk verdient die Rolle von EAC bei nichtgeförderten Anlagen, die auf möglichst viele Einnahmenströme angewiesen sind. Sollten sich HKN-Preise zukünftig konsistenter auf vergleichsweise hohem Niveau etablieren, könnte dies durchaus Investitionsentscheidungen als Teil des Gesamt-Erlös-konzeptes beeinflussen. Dies gilt insbesondere, falls sich ein Hochpreissegment für Anlagen mit bestimmten Qualitätseigenschaften etablieren sollte (z.B. ungeförderte Neuanlagen oder Strommengen aus einer bestimmten Technologie, wie bspw. Agri-PV).

Darüber hinaus ist zu bedenken, dass in der EU der EE-Ausbau bislang primär fördergetrieben erfolgt. Erlöse aus der Vermarktung von EAC, die in den meisten Mitgliedsstaaten auch für geförderte Anlagen ausgestellt werden, müssen gemäß Art. 19 RED II bei der Förderung berücksichtigt werden und wirken so primär förderkostensenkend. Für einen zukünftig wichtiger werdenden marktgesteuerten Ausbau von EE könnte die Vermarktung grüner Eigenschaften als Teil des Gesamtvermarktungskonzepts an Bedeutung gewinnen – Power Purchase Agreements (PPA) spielen hier eine besondere Rolle. Für Betreiber von rein marktlich finanzierten Anlagen sind sie zur Risikoreduzierung relevant, da sie – anders als Einnahmen aus dem Stromverkauf an der Strombörse und die separate Vermarktung von EAC – langfristig planbare Erlösströme generieren. Erlösrisiken spiegeln sich zudem in Kreditkonditionen wider, so dass PPA oftmals zur Voraussetzung für eine Realisierung von EE-Anlagen ohne staatliche Förderung werden. In der Strommarktreform der EU nehmen PPA demnach eine wichtige Rolle ein, um sowohl Preisstabilität für Unternehmen als Stromverbraucher als auch EE-Ausbauziele zu realisieren.⁹ Für Unternehmen bieten PPA dabei auch die Möglichkeit sich den Bezug von EE in der Klimabilanz gutzuschreiben. EAC sind ein wichtiger Bestandteil in der Umsetzung von PPA, um die grünen Eigenschaften übertragen zu können. Anders als bei einer Beschaffung von separat zu Energiemengen gehandelten EAC geben PPA Unternehmen dabei auch die Sicherheit, erneuerbare Energie mit bestimmten Eigenschaften (z.B. aus ungeförderten Anlagen unterhalb eines bestimmten Alters) zu beziehen, die am „freien“ EAC-Markt ggf. nicht zuverlässig verfügbar sind.

EAC liefern zudem Informationen über EE-Anlagen im eigenen Stromerzeugungsportfolio von Lieferanten. Sofern Lieferanten die entsprechenden grünen Eigenschaften an eigene Kund:innen weitergeben, werden diese EAC ebenfalls nicht frei gehandelt.

Übergreifend betrachtet stellen EAC ein wichtiges Instrument für Verbraucher:innen dar – zum einen, um Doppelvermarktung auszuschließen und zum anderen, um auf Basis der auf EAC abgebildeten Informationen zur Herkunft des Stroms einen Qualitätsvergleich von grünen Stromprodukten durchführen zu können. Unterstützen können hierbei Labels, die z.B. grüne Stromprodukte mit tatsächlichem Nutzen für die Energiewende zertifizieren. Zusätzlichkeitkriterien spielen dabei eine wichtige Rolle, also etwa die Frage, ob Strom aus ungeförderten neuen oder Repowering-Anlagen stammt (s.u.). Dies gibt Verbrauchenden die Möglichkeit, gezielt grüne Stromprodukte mit

⁹ Siehe Artikel 19a und 19b der Verordnung (EU) 2024/1747 des europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juni 2024 zur Änderung der Verordnungen (EU) 2019/942 und (EU) 2019/943 in Bezug auf die Verbesserung des Elektrizitätsmarktdesigns in der Union.

Energiewende-Mehrwert nachzufragen bzw. einen Vertrag mit Lieferanten abzuschließen, die aktiv in den EE-Ausbau investieren, und so die Energiewende fördern (vgl. Styles, Werner & Maaß, 2021).

4.2 Bildet die THG-Bilanz energiewendenützlichendes Handeln von Unternehmen ab?

Bei einer Bilanzierung nach ortsbasiertem Ansatz rühren Emissionsreduktionen von Unternehmen in der THG-Bilanz daher, dass durch den Zubau von EE die Dekarbonisierung des Netzes vorangeschritten ist. Es wird argumentiert, dass der ortsbasierte Ansatz damit tatsächliche Emissionsreduktionen in der Energieversorgung sichtbar macht. Diese Wirkung wird jedoch nicht durch die Bilanzierung von Unternehmen angereizt.

Zudem bestehen keine Anreize für Unternehmen, als Stromverbraucher mit Strombezug über Netze aktiv die Energiewende zu unterstützen. Selbst ein PPA mit einer ungeforderten Neuanlage, das deren Realisierung ermöglicht hat, könnte beim ortsbasierten Ansatz nicht in der Klimabilanz berücksichtigt werden, da es den allgemeinen Strommix des Netzes nur marginal beeinflussen würde. Entsprechend besteht bei einem Fokus der Bilanzierungsmethodik auf den ortsbasierten Ansatz das Risiko, dass (Unternehmens-) Stromverbraucher aus der Mitverantwortung für die Energiewende entlassen würden. Eine Ausnahme stellt die Realisierung von Anlagen zur Eigenversorgung innerhalb der Unternehmensgrenzen dar (mit Direktverbindung zum Unternehmen, d. h. ohne Nutzung des öffentlichen Netzes). Diese reduziert direkt den Einkauf von Strom und damit die in Scope 2 bilanzierten Emissionen. Die Dekarbonisierung der Stromnetze würde hier ausschließlich über erzeugungsseitige Impulse, bis zu einer vollständigen Wettbewerbsfähigkeit der EE insb. durch politisch gesetzte Anreize, vorangetrieben werden. Bei einem Netzbezug von Strom könnten Unternehmen die Scope 2-Emissionen eingekaufter Energie nur über ihre Standortwahl beeinflussen.

Bei der Verwendung des marktbasierenden Ansatzes und einer Verbesserung der THG-Bilanz hinsichtlich der marktbasierend bilanzierten Emissionen aus dem Strombezug wird hingegen kritisiert, dass dies nicht gleich auch eine Auswirkung auf die Energiewende hat, da nicht unbedingt neue EE-Anlagen entstanden sind (Björn, Lloyd, Brander & Matthews, 2022a, 2022b; Brander et al., 2018). Stattdessen kann eine Umverteilung von EE-Eigenschaften aus Anlagen stattfinden, die auch ohne EAC realisiert worden wären oder wurden (bspw. grüne Eigenschaften aus alten Wasserkraftanlagen). Dies wird als Fehlallokation von Klimaschutzbemühungen kritisiert, die dazu führt, dass vermeintliche Reduktionserfolge überschätzt werden und diese nicht zu realen Emissionseinsparungen führen (Björn et al., 2022a, 2022b; Brander et al., 2018).

Um im marktbasierenden Ansatz Strommengen identifizieren zu können, die einen tatsächlichen Nutzen für die Energiewende hervorbringen, definieren unterschiedliche Institutionen sogenannte Zusatzlichkeitskriterien, z.B. UBA, WWF oder RE100 (RE100, 2022; UBA, 2017; World Wide Fund for Nature [WWF], 2021). Diese beziehen sich z.B. auf das Anlagenalter oder den Förderstatus, schließen bestimmte Erzeugungstechnologien aus und setzen geografische Grenzen. Gütesiegel wie ok-power, Grüner Strom Label oder EKOenergy ecolabel stehen für zertifizierte Strommengen, die definierten Zusatzlichkeitskriterien entsprechen (EKOenergy ecolabel, 2024; Energievision e.V., 2024; Grüner Strom Label e.V., 2022). Mittels **Zusatzlichkeitskriterien** lassen sich verschiedene

Ökostromqualitäten unterscheiden, wobei Ökostrom, der gewissen Zusätzlichkeitskriterien entspricht, ein Energiewendenutzen nachgesagt wird.

4.3 Derzeitige Vorschläge zur Anpassung der Bilanzierungsmethodik des marktbasieren Ansatzes

Um der Kritik entgegenzuwirken, dass über die THG-Bilanz eines Unternehmens, das die Emissionen aus dem Strombezug nach marktbasierem Ansatz berichtet, keine belastbaren Aussagen in Bezug auf tatsächliche Emissionsreduktionen und den Energiewendenutzen möglich sind, werden in der Literatur bereits Ansätze zur Anpassung der marktbasieren Bilanzierungsmethodik vorgeschlagen. Alternativ wird vorgeschlagen, den ortsbasieren Ansatz zu wählen. Letzterer würde jedoch dazu führen, dass Unternehmen nicht mehr angereizt werden, in die Energiewende zu investieren, z.B. durch die Beschaffung von Ökostrom mit Zusätzlichkeitskriterien oder PPA (Bjørn et al., 2022b).

Alternativvorschläge sehen vor, dass nur EE-Mengen marktbasier angerechnet werden dürfen, die bestimmte Zusätzlichkeitskriterien erfüllen oder im Rahmen eines PPA bereitgestellt werden (Bjørn et al., 2022b; Brander & Bjørn, 2023; Seebach, 2023). Diese Diskussion hat auch Eingang in den aktuellen **Review Prozess der Scope 2 Guidance des GHG Protocols** gefunden (WRI, 2023b).

Bei einem solchen „qualifizierten“ marktbasieren Ansatz wäre zu bedenken, dass konsequenterweise für die eingekauften Strommengen, die nicht marktbasier bilanziert werden dürfen, dann nicht der ortsbasier Ansatz, sondern der Residualmix verwendet werden sollte. Ansonsten kommt es erneut zur Doppelzählungsproblematik.

Dabei kann auch der Residualmix erneuerbare Eigenschaften enthalten – nämlich solche, die nicht explizit nachverfolgt werden, sowie auch die Eigenschaften von EAC, die mangels Nachfrage nicht entwertet werden, sondern verfallen. Es ist davon auszugehen, dass die unternehmensseitige Nachfrage nach herkömmlichen Ökostromverträgen sinken würde und entsprechende EAC verfallen würden, da diese über die eingeschränkte Verwendbarkeit im marktbasieren Ansatz nicht mehr in der THG-Bilanz angerechnet werden könnten. Ökonomisch rational denkende Unternehmen werden entweder in Ökostromverträge investieren, die höheren Zusätzlichkeitskriterien entsprechen, oder auf konventionelle (stärker fossil geprägte) Stromprodukte umschwenken. Da in Europa Unternehmen einen starken Treiber der Nachfrage nach Ökostrom darstellen (Ecohz, 2021; Greenfact, 2023), ist nicht davon auszugehen, dass ein Absinken der Unternehmensnachfrage nach herkömmlichen Ökostromprodukten durch den Anstieg der Privatkundennachfrage kompensiert werden kann.

Falls diese Anforderungen innerhalb eines marktbasieren Ansatzes dazu führen, dass EAC, die hierfür nicht qualifiziert sind, zunehmend verfallen, könnten diese „nicht-zusätzlichen“ erneuerbaren Eigenschaften von Unternehmen ohne jede Form von Ökostrombezug über die Nutzung des Residualmix zur Bilanzierung genutzt werden. Eine Energiewendeförderlichkeit der Klimabilanzierung würde hierdurch jedoch nicht gestärkt und EAC könnten nicht mehr ihre Kernaufgabe erfüllen, erneuerbare Eigenschaften eindeutig Verbrauchenden zuzuordnen.

Darüber hinaus ist die Abgrenzung von EAC mit Zusätzlichkeitswirkung durchaus herausfordernd. Neben neuen, ungeforderten Anlagen könnte so z.B. auch ein PPA mit einer aus der Förderung fallenden Altanlage Klimawirksamkeit entfalten, wenn diese Anlage ohne gesicherten Erlösstrom

nicht am Markt bestehen könnte und andernfalls vor Ende ihrer technischen Lebensdauer abgeschaltet würde. Selbst der Kauf von EAC aus geförderten Bestandsanlagen könnte eine indirekte Zusätzlichkeitswirkung entfalten, wenn sich hierdurch Förderkosten senken lassen und somit mehr staatliche Mittel für die anderweitige Förderung der Energiewende zur Verfügung stehen (siehe hierzu auch Styles et al., 2021). Staaten wie Frankreich, Italien oder Portugal sind so etwa zu einer Auktionierung von EAC aus geförderten Anlagen übergegangen, wobei Auktionseinnahmen direkt dem Staatshaushalt zugutekommen (vgl. Sakhel, Styles, Kemper, Jeuk & Claas-Reuther, 2022).

Es wäre daher empfehlenswert, auf dem bestehenden marktbasieren Ansatz aufzubauen und somit eine solide Erfassungsbasis für Emissionen zu schaffen. Die Bewertung, was unter energiewendeförderlichem Ökostrom zu verstehen ist, sollte außerhalb der Klimabilanzierungsmethodik stattfinden. Die Methodik der Emissionserfassung **sollte nicht als Politikinstrument** dienen, sondern eine Basis für Bewertungen schaffen.

EAC sollen die Funktion eines belastbaren Nachweisinstruments für Eigenschaften sowie für Strom- bzw. Energieherkunft haben. Wie diese einzuschätzen sind und wie bspw. Anreize zu energiewendeförderlicher Energiebeschaffung mittels Regulatorik und Fördersystemen für Unternehmen gesetzt werden können, muss an anderer Stelle definiert werden. Damit aus THG-Bilanzen fundierte Entscheidungen abgeleitet werden können, sollten Informationen **zur Zusätzlichkeit des Strombezuges nebenbilanziell berichtet** werden müssen.

5 LÖSUNGSVORSCHLAG: KONSISTENTE VERWENDUNG DES MARKTBASIEREN BILANZIERUNGSANSATZES IM EUROPÄISCHEN STROMMARKT

Was reduziert oder verhindert die Doppelzählung von EE-Eigenschaften und wirkt somit der Überschätzung des Fortschritts in Bezug auf die Dekarbonisierung der Stromversorgung von Unternehmen entgegen? Und wie lassen sich eine Anwendungsklarheit, Vergleichbarkeit sowie ein „Level Playing Field“ herstellen? Antworten darauf liegen in einer Harmonisierung hin zur konsequenten Nutzung eines Bilanzierungsansatzes mit klaren Regeln.

Hier spricht viel dafür, die **konsistente Verwendung des marktbasieren Ansatzes** zu favorisieren. Denn dieser bietet die Möglichkeit einer einheitlichen Bilanzierung, die transparent und nachverfolgbar ist – sofern die Qualitätskriterien für marktbasieren Instrumente eingehalten werden.

Etabliertes HKN-System vorhanden

In der EU ist mit dem HKN-System und seinen regulierten Registern (mit überwiegend nationalem Zuschnitt), die über die Association of Issuing Bodies (AIB) miteinander verbunden sind, ein **transparentes und belastbares Nachweissystem etabliert**. Dieses hat das Potenzial, eine Nachweisfunktion in den unterschiedlichsten Kontexten zu entfalten.

Dekarbonisierung der Stromversorgung

Ob Markt, Wettbewerb oder regulatorische Anforderungen wie bspw. im Rahmen der CSRD-

Richtlinie oder EU-Taxonomie¹⁰: Unternehmen stehen von mehreren Seiten unter hohem Druck, ambitionierte Klimaziele zu setzen, die auch vor nationalen Klimaschutzziele liegen. 8 % der Unternehmensreduktionsziele, die bei SBTi veröffentlicht wurden, sehen vor, bis spätestens 2030 den Strombezug komplett zu dekarbonisieren (vgl. Science Based Targets Initiative, 2024).

Mit dem marktbasierter Ansatz können Unternehmen **ihre Beschaffungsentscheidungen klar in der Bilanz** abbilden und so Dekarbonisierungsbestrebungen aufzeigen. **Dies kann Unternehmen dazu anreizen, z.B. über PPA oder durch die Beschaffung von Ökostrom mit Zusätzlichkeitskriterien, selbst in die Energiewende zu investieren** (Bjørn et al., 2022b). Mit steigender Nachfrage muss über die Zeit auch das Angebot erweitert werden.

Beim ortsbasierten Ansatz hingegen wäre eine vollständige Dekarbonisierung des Strombezugs erst dann möglich, wenn auch die Netze vollständig dekarbonisiert sind. Unternehmen bliebe neben Energieeinsparmaßnahmen somit nur die Möglichkeit eines Standortwechsels oder die Umstellung von einem Netzbezug von Strom auf dezentrale EE-Produktion zur Eigenversorgung.

Standortwechsel können zur Abwanderung der Industrie an besonders grüne Standorte führen; für den Klimaschutz ist aber auch die Dekarbonisierung von Netzen, die aktuell noch durch fossile Energieträger dominiert werden, dringend notwendig. Mehrinvestitionen in Standortwechsel fehlen zudem für die Umstellung auf eine grünere Produktion abseits der Dekarbonisierung des Strombezuges.

Dezentrale Eigenversorgungs-Anlagen leisten zwar einen direkteren Beitrag zum Ausbau der EE-Erzeugung als der Bezug eines grünen Stromprodukts (bei dem letztlich die aggregierte Nachfrage aller Ökostromkund:innen den EE-Ausbau beeinflusst – es sei denn es handelt sich um größere Industriekunden, die mit hoher Nachfrage Anlageninvestitionen etwa über PPA direkt anstoßen können). Die Umstellung auf Eigenversorgung muss jedoch nicht die kosteneffiziente Option sein im Vergleich zu einem EE-Strombezug aus dem Netz. Bei letzterem können Skaleneffekte genutzt werden, z.B. die Errichtung von Windparks an günstigen Standorten für die allgemeine Versorgung vs. Investitionen in einzelne Anlagen mit Direktleitung auf dem Firmengelände.

Die Dekarbonisierung der Stromversorgung der Industrie primär durch Eigenversorgungs-Anlagen voranzutreiben, würde (wo überhaupt realisierbar) die Kosten der Dekarbonisierung erhöhen, so dass die Mittel auch hier für weitere Klimaschutzbestrebungen fehlen würden. Zudem sinkt durch den Wegfall der Industrienachfrage ggf. die Umsetzungswahrscheinlichkeit von EE-Projekten, die in Netze einspeisen. Co-Benefits für weitere Stromkund:innen, die aus diesen Anlagen beliefert werden, entfallen.

Die Entscheidung zwischen Netzbezug von Strom und Eigenversorgung sollte von wirtschaftlicher Effizienz getrieben sein, nicht durch Klimabilanzierungsregeln. Der Fokus auf die Aspekte Standortwahl und dezentrale Anlagen würde die Dekarbonisierung für Unternehmen erschweren (auch wenn Ökostrom nicht immer gleich mit einer THG-Reduktion einhergeht).

Derzeit noch keine Vorgaben für Netzgrenzen

Gegen den ortsbasierten Ansatz spricht auch, dass aktuell noch das Risiko der Doppelzählungen durch unterschiedliche Netzabgrenzungen in zeitlicher sowie geografischer Dimension besteht.

¹⁰ Verordnung (EU) 2020/852 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 18. Juni 2020 über die Einrichtung eines Rahmens zur Erleichterung nachhaltiger Investitionen und zur Änderung der Verordnung (EU) 2019/2088.

Grüne Standorte können von Unternehmen quasi frei abgegrenzt werden. So könnten, wie im Eingangsbeispiel erläutert, Unternehmen regionale Netzgrenzen ziehen – bspw. Schleswig-Holstein – wodurch diese aber aktiv zur Doppelanrechnung von EE-Mengen beitragen. Aufzulösen wäre dies durch das Festlegen bestimmter, harmonisierter Netzgrenzen und Zeiträume, was in der Bilanzierungspraxis derzeit jedoch nicht so gehandhabt wird. Ein solcher Prozess müsste noch initiiert und dann von geeigneter Stelle aufgenommen werden.

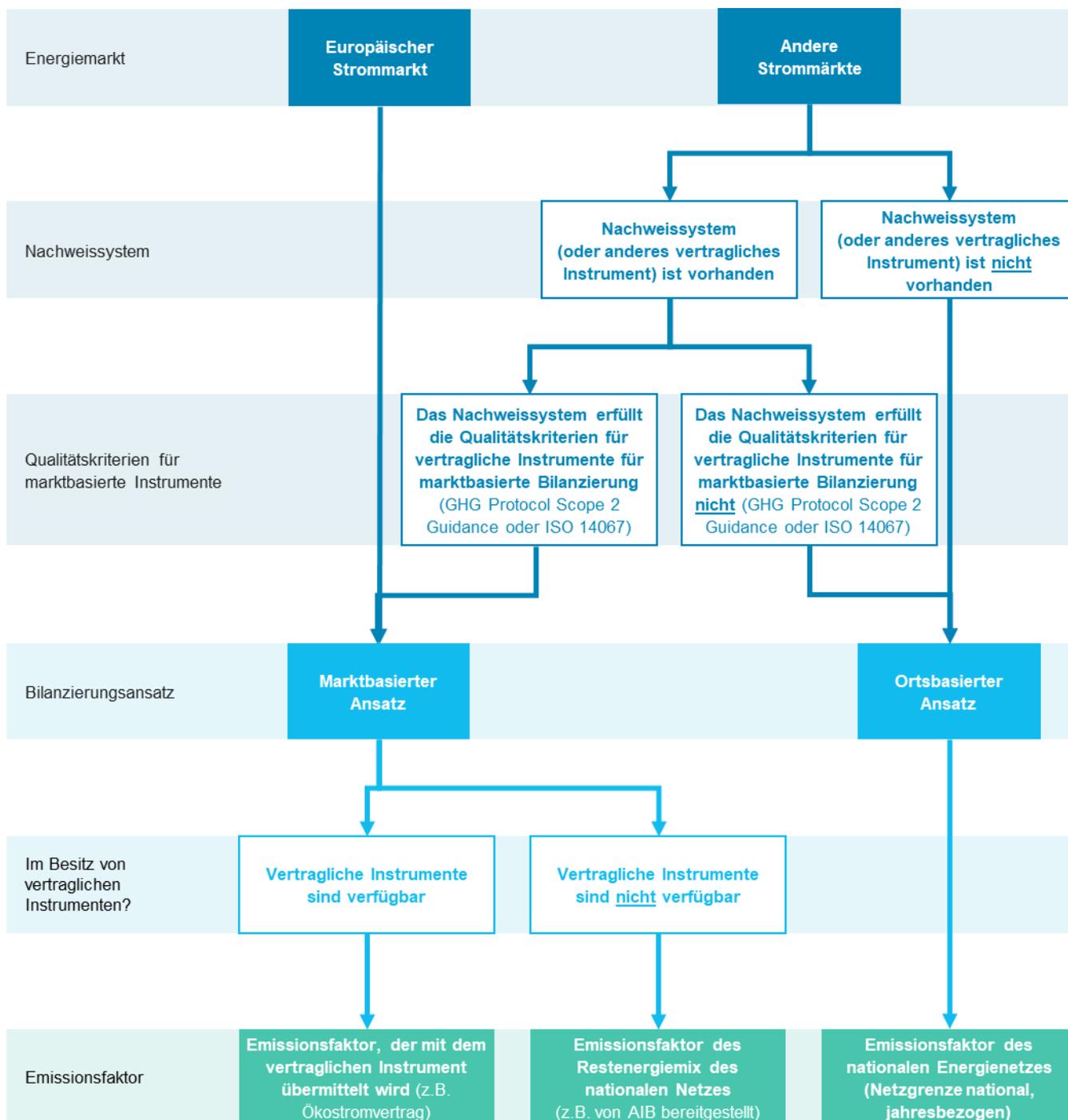
Auch Sektorinitiativen, die eine Harmonisierung von Bilanzierungsmethoden im entsprechenden Sektor vorantreiben wollen, tendieren zur Präferenz des marktbasierten Ansatzes, bspw. TfS oder Catena X (Catena-X Automotive Network e.V. [Catena-X], 2023, S. 22; Together for Sustainability [TfS], 2022, S. 48).

Die **Bewertung der Beschaffungsentscheidung sollte in anderen Kontexten stattfinden**, bspw. in Förderbedingungen festgeschrieben werden oder in entsprechender Regulatorik. Auch eine Bewertung durch Kund:innen und andere Marktakteur:innen (z.B. Kreditgeber:innen) und Stakeholder (z.B. NGOs) ist möglich und sinnvoll, um auf einen Ökostrombezug mit besonders hohem Energiewendennutzen hinzuwirken. Unternehmen könnten diesbezügliches Engagement etwa durch Zertifizierung (bzw. den Bezug zertifizierten Ökostroms) oder Mitgliedschaft in Initiativen wie RE100, die Qualitätskriterien für den Stromeinkauf vorgeben, hervorheben. Prüfbar wären diese Vorgaben mittels EAC, da diese die Eigenschaften jeder EE-Strommenge nachverfolgbar machen (z.B. in Bezug auf Förderstatus, Anlagenalter, Anlagenstandort, Energiequelle und EE-Erzeugungstechnologie). Zudem sollte in Standards festgelegt werden, dass über die Qualität des Strombezuges nebenbilanziell berichtet werden muss.

Adaptierbarkeit an das Marktgeschehen

Ein weiterer Vorteil des marktbasierten Ansatzes ist seine Adaptierbarkeit an das Marktgeschehen: Mittels EAC können nicht nur die erneuerbaren Eigenschaften im Rahmen eines PPA übertragen werden, grundsätzlich wäre auch eine granulare Nachweisführung in Bezug auf Ort und Zeit umsetzbar. Diese gewinnt bspw. angesichts der Entwicklungen im Kontext der Regelungen zu RFNBO (Renewable Fuels of Non-Biological Origin, wie z.B. Wasserstoff) und den strengen Zusatzlichkeitskriterien an Strom zur Erzeugung dieser im Kontext der Nachweisführung an Bedeutung (festgelegt durch die Delegierte Verordnung (EU) 2023/1184 der EU-Kommission)¹¹.

¹¹ Delegierte Verordnung (EU) 2023/1184 der Kommission vom 10. Februar 2023 zur Ergänzung der Richtlinie (EU) 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates durch die Festlegung einer Unionsmethode mit detaillierten Vorschriften für die Erzeugung flüssiger oder gasförmiger erneuerbarer Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs für den Verkehr.



Hamburg Institut, 2024

Abbildung 3: Vorschlag zur Strombilanzierung basierend auf einer konsistenten Verwendung des marktbasier-ten Ansatzes

Umsetzung des Lösungsvorschlages in der Praxis

Konkret würde der Vorschlag zur konsistenten Anwendung des marktbasieren Ansatzes bedeuten, dass wie in Abbildung 3 gezeigt, zumindest in EU-Märkten bzw. Märkten, die Teil des europäischen HKN-Systems sind (inkludiert zusätzlich NO, IS, CH), marktbasierend bilanziert wird. Emissionsfaktoren werden auf Basis der verfügbaren vertraglichen Instrumente – im europäischen Strommarkt vornehmlich die Stromkennzeichnung; EE-Eigenschaften nachgewiesen mit HKN – abgeleitet. Sollte dies nicht möglich sein, wird der Residualmix verwendet.

Internationale Anwendbarkeit des marktbasieren Ansatzes

Die internationale Anwendbarkeit des marktbasieren Ansatzes birgt Herausforderungen: Nicht überall sind adäquate Nachweissysteme für EE etabliert, die zu belastbaren, den Qualitätskriterien entsprechenden vertraglichen Instrumenten führen. Liegt der Strommarkt, in dem ein Unternehmen und somit auch dessen Strombezug zu verorten ist, nicht im europäischen Strommarkt, so ist – wie in Abbildung 3 gezeigt – zu prüfen, ob mögliche vertragliche Instrumente mit den entsprechenden Qualitätskriterien für einen marktbasierenden Bilanzierungsansatz vereinbar sind.

Ist dies der Fall, kann auch hier der Emissionsfaktor auf Basis der Eigenschaften der gelieferten Strommengen bestimmt werden, die über das entsprechende vertragliche Instrument übergeben werden.

Sollte kein adäquates Nachweissystem und somit vertragliches Instrument vorliegen, ist der ortsbasierte Ansatz zu verwenden. Auf diese Weise kann eine Doppelzählung vermieden werden, da in abgegrenzten Strommärkten dann jeweils ein Ansatz konsistent verwendet wird.

In jedem Fall sollten die methodischen Entscheidungen dokumentiert und transparent gemacht werden.

Unabhängige Prüfung durch internationale Initiativen

Herausfordernd hierbei ist die Analyse anderer Nachweissysteme: Entsprechende regulatorische Regelungen oder Standards müssen gefunden, verstanden und auf dieser Basis einer Bewertung unterzogen werden. Wie die praktische Umsetzung aussieht, ist im Rahmen einer fallweisen Betrachtung jedoch oftmals kaum bewertbar.

Zusätzlich besteht eine Gefahr von Doppelzählungen, wenn unterschiedliche Akteur:innen für eine Marktregion zu unterschiedlichen Ergebnissen bezüglich der Anwendbarkeit des marktbasieren Ansatzes kommen.

Eine mögliche Lösung könnte die Akkreditierung entsprechender Nachweissysteme durch internationale zentrale Stellen auf Basis einer unabhängigen Prüfung sein, bspw. durch eine internationale Standardinitiative. Um Eindeutigkeit bezüglich der Anwendbarkeit des marktbasieren Ansatzes herzustellen, wäre perspektivisch auch eine institutionelle Verankerung einer entsprechenden Prüfung bei einer internationalen zwischenstaatlichen Organisation vorteilhaft, wie bspw. der International Renewable Energy Agency (IRENA).

6 AUSBLICK: WEITERENTWICKLUNGSPERSPEKTIVEN IM KONTEXT DER VERWENDUNG DES MARKTBASIERTEN ANSATZES

Sind mit der hier vorgeschlagenen Präferenz und Fokussierung auf den marktbasieren Ansatz und seiner konsistenten Verwendung alle Herausforderungen in der Bilanzierung des Strombezuges aufgelöst? Sicher nicht. Auch die Ausgestaltung des marktbasieren Ansatzes lässt sich im Hinblick auf die Qualitätskriterien für marktbasierende Instrumente diskutieren. So sollten die Kriterien bspw. um den Aspekt ergänzt werden, dass **marktbasierende Instrumente immer mit einer Energiekennzeichnungspflicht in der Marktregion einhergehen**, da eine Doppelvermarktung von EE-Mengen ansonsten nicht sicher verhindert werden kann (vgl. auch RE-DISS II (2014) oder die Empfehlungen des Hamburg Instituts im GHG Protocol Review-Prozess (Styles, Mundt & Kemper, 2023)).

Warum das Risiko von Doppelzählung weiterhin besteht

In LCA-Datenbanken werden immer noch ortsbasierte Daten verwendet, um die Energiezufuhr im Produktionsprozess zu bilanzieren. Um eine Doppelzählung grüner Eigenschaften entlang der gesamten Wertschöpfungskette zu vermeiden, schlagen Holzapfel et al. (2023; 2024) daher vor, in LCA-Datenbanken statt ortsbasierten Daten die Eigenschaften des Residualmixes zu verwenden, da hier sichergestellt ist, dass diese nicht explizit einem Stromverbrauch zugeordnet wurden. Allerdings wird nicht in jedem Land ein Residualmix veröffentlicht. Für 34 Staaten in Europa, die Mitglied in dem European Energy Certificate System (EECS) der Association of Issuing Bodies (AIB) sind, werden Residualmixinformationen von der AIB zur Verfügung gestellt (AIB, 2024). Eine Herausforderung ist allerdings der Umgang mit Ländern mit Vollkennzeichnungspflicht (wie bspw. Österreich und Schweiz), da es hier keine Energieeigenschaften gibt, die nicht nachverfolgt wurden und daher auch keinen Residualmix.

Perspektivisch könnte dieses Problem durch **eine primärdatenbasierte Erfassung von THG-Emissionen entlang von Wertschöpfungsketten** gelöst werden.

Sofern jedes Unternehmen unter Anwendung des marktbasieren Ansatzes PCFs erstellen würde, wäre eine konsequente Anwendung des marktbasieren Ansatzes entlang der gesamten Wertschöpfungskette eines Produktes sichergestellt, da auch die in Scope 3 bilanzierten Vorprodukte oder Materialien auf einer marktbasieren Bilanzierung des zur Herstellung dieser benötigten Energieeinsatzes basieren.

In diesem Fall wäre es nicht mehr notwendig, Standardwerte aus Datenbanken zu verwenden. Eine Ausnahme wären geographische Regionen ohne EE-Nachweissystem, das den Qualitätskriterien für einen marktbasieren Bilanzierungsansatz entspricht: Hier würde bis zum Aufbau eines solchen Systems einheitlich ortsbasiert bilanziert. Eine solche konsistente Lösung ist derzeit allerdings noch ein Zukunftsszenario.

Für den speziellen Fall von europäischen Ländern mit Vollkennzeichnungspflicht ohne Residualmix wäre als Behelfslösung denkbar, **als Standardfaktor in LCA-Datenbanken bspw. auf den europäischen Residualmix zurückzugreifen** (vgl. auch Holzapfel et al. 2024). Hier zeigt sich, dass es noch weitreichenderer Anpassungen über die Bilanzierungsmethodik hinaus bedarf, um eine akkurate und belastbare sowie vergleichbare Methodik zur Bilanzierung von Energie zu erreichen.

Warum granulare EAC zur Weiterentwicklung des marktbasierten Ansatzes beitragen könnten

Granulare EAC stellen eine Möglichkeit dar, auf das Geschehen am Strommarkt und Netzrestriktionen einzugehen und die orts- und marktbasierten Bilanzierungsansätze wieder näher zusammenzubringen.

Ein häufiger Kritikpunkt an der derzeitigen Ausgestaltung des marktbasierten Ansatzes betrifft dessen **zeitliche und räumliche Auflösung**: Zum einen geben Kennzeichnungspflichten i. d. R. eine Jahresbilanzierung vor. Zum anderen wird bei der Verwendung von EAC in einer Marktregion zur Kennzeichnung von Stromlieferungen (z.B. dem europäischen Binnenmarkt im europäischen Guarantees of Origin-System) von Beschränkungen bei der Netzinfrastruktur abstrahiert, wie etwa Netzengpässen oder beschränkten Kapazitäten von grenzüberschreitenden Interkonnektoren.

Eine höhere räumliche Granularität lässt sich weitgehend mit den bestehenden Informationen auf EAC zum Anlagenstandort abbilden, ergänzt um einen Abgleich mit Informationen zu Gebotszonen mit einheitlichem Strompreis, oder Netz- und Interkonnektorenengpässen – z.B. über Netzampeln (vgl. Schleswig-Holstein Netz 2024). Hierdurch erhöht sich allerdings der Kennzeichnungsaufwand. Durch die Verknappung von Nachweisen innerhalb des für die Stromnachfrage eines Unternehmens relevanten räumlichen Gebietes könnte jedoch eine **höhere Wertigkeit von Ökostrom** aus der entsprechenden Region erzielt werden, **mit wirksameren Ausbaupulsen**.¹² Außerdem könnte ggf. eine zeitliche Verlagerung der Nachfrage in Zeiten ohne Übertragungsengpässe angeregt werden, d. h. ein netzdienlicheres Verbrauchsverhalten.

Hinsichtlich der zeitlichen Granularität weisen Energiesystemmodellierungsstudien darauf hin, dass ein **stündliches Matching von Stromnachfrage und Verbrauch in der Energiekennzeichnung** deutlich wirksamer bei der Reduktion von Treibhausgasemissionen sein kann als es bei einer Jahresbilanzierung der Fall ist (vgl. z.B. Langer et al., 2024; Zeyen, Riepin & Brown, 2022). Insbesondere ist das bei der grünen Wasserstoffherzeugung oder anderen stromintensiven Industrieprozessen der Fall: Ohne eine Ausrichtung der Stromnachfrage an der Verfügbarkeit von erneuerbaren Energien können Stromverbräuche zu einer Ausweitung der Stromerzeugung auf Basis fossiler Energieträger in den jeweiligen Stunden führen, mit einer entsprechenden Erhöhung von THG-Emissionen. So wird auch im Rahmen der Revision der Scope 2 Guidance des GHG Protocol der Vorschlag diskutiert, in der Klimabilanzierung auf ein stündliches oder sogar viertelstündliches Matching von Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und Verbrauch umzustellen oder wenigstens den Anteil entsprechend gematchter Energieeigenschaften am Stromverbrauch von Unternehmen auszuweisen (Fisher, Kaplan, Ferenczi, Cohen & Pablo, 2024).

Eine höhere zeitliche Granularität der EAC-Ausstellung erfordert allerdings eine Weiterentwicklung von zentralen, in Europa i. d. R. nationalen EAC-Registern, bzw. eine Kopplung solcher Register mit granularen EAC-Systemen, um Doppelzählungen auszuschließen (EnergyTag, 2024). Auch auf Ebene der Stromproduzenten, Händler und Stromverbrauchenden bestehen erhöhte Anforderungen an Digitalisierung und Automatisierung von Nachweis- und Kennzeichnungsprozessen.

Dennoch liegt hierin eine wichtige Weiterentwicklungsperspektive für den marktbasierten Ansatz: EAC von höherer Granularität eröffnen die Möglichkeit, eine zeitliche sowie örtliche Nähe vom Verbrauch zur Erzeugung darzustellen. Auf diese Weise können physikalische Realitäten besser

¹² Aufgrund des Doppelvermarktungsverbots in Deutschland, welches es ausschließt, HKN für geförderte Energiemengen auszustellen, ließe sich eine Annäherung des markt- sowie ortsbasierten Ansatzes mittels granularen EAC nur für einen kleinen Teil der EE-Produktion – nämlich der ungeforderten – darstellen.

abgebildet werden. Der marktbasierter Ansatz und der ortsbasierter Ansatz rücken so wieder näher zusammen und die Vorteile beider Ansätze in Bezug auf die Strombilanzierung ließen sich vereinen.

Das energieintensive Unternehmen aus dem Eingangsbeispiel könnte sich in der Theorie mittels granularer HKN also den EE-Strom aus Schleswig-Holstein in der THG-Bilanz anrechnen, der zur Zeit des Stromverbrauchs tatsächlich in der Region produziert wurde. Ein Problem stellt hier jedoch das EEG-Doppelvermarktungsverbot in Deutschland dar, nach welchem eine HKN-Ausstellung für geförderte Anlagen nicht gestattet ist. Da ein Großteil der EE-Produktion in Deutschland gefördert ist, könnte es sein, dass die in SH verfügbaren EE-Mengen, für die (granulare) HKN ausgestellt werden könnten, nicht ausreichend sind, um diese auf den Stromverbrauch des Unternehmens anzurechnen.



Wie sich der marktbasierter Ansatz auf Wärme und Gase (Biogas, Wasserstoff) ausweiten lässt

Der marktbasierter Bilanzierungsansatz ist auch auf andere Energieträger anwendbar. Mit der Umsetzung der RED II von 2018 in den Mitgliedsstaaten wird das europäische HKN-System auf Gase (inkl. Wasserstoff), Wärme und Kälte ausgeweitet. Auch hier entstehen potenzielle Nachweismechanismen, die den Qualitätskriterien für marktbasierter Instrumente entsprechen könnten, insofern eine Abstimmung mit vorhandenen Nachweissystemen (bspw. Massenbilanzsystem im Biogasbereich) besteht.

Eingekaufte Wärme und Kälte (wie Fernwärme) würde dabei unter die Regelungen zur Bilanzierung eingekaufter Energie in Scope 2 fallen, die aktuell jedoch einen starken Stromfokus aufweisen. So erlaubt etwa ein knapp gefasster Anhang der GHG Protocol Scope 2 Guidance eine Anwendung des marktbasierter Ansatzes auf den Fernwärmebezug analog zu Strom. Im Vergleich zu Strom weist der Fernwärmemarkt allerdings spezifische Charakteristika auf, die sich etwa aus der häufigen Monopolstellung von Versorgern und der physischen Geschlossenheit und räumlichen Begrenztheit von Versorgungssystemen (im Vergleich zum weiträumig vernetzten Stromsystem) ergeben. Diese sollten in der Gestaltung von Nachweis- und Kennzeichnungssystemen bzw. in Qualitätskriterien für marktbasierter Instrumente berücksichtigt werden (Styles & Claas-Reuther, 2023). Bspw. ergeben sich Glaubwürdigkeitsrisiken, wenn EAC zu Kennzeichnungszwecken über die Grenzen nicht verbundener Fernwärmesysteme hinweg gehandelt werden, da hier nicht einmal theoretisch eine Lieferbarkeit von Energie gegeben ist. Bei der Kennzeichnung von Wärmelieferungen wäre es deshalb sinnvoll, von vornherein **eine höhere räumliche Granularität zu etablieren** bzw. eine Integration von orts- und marktbasierter Ansätzen, d. h. eine Verwendung des marktbasierter Ansatzes innerhalb der Grenzen verbundener Versorgungssysteme, anzustreben.

Für den Einkauf von Gasen (bspw. Biomethan und Wasserstoff) ist ebenfalls die Anwendung des marktbasierter Ansatzes denkbar, mit entsprechendem Nachweis. Neben EAC-Systemen kann bei Gasen und flüssigen Brenn- und Kraftstoffen auch ein zentrales Massenbilanzregister für eine Energiemarktregion diese Aufgabe erfüllen, wie bspw. die sich aktuell in der Umsetzung befindliche Union Database der EU. Eine Herausforderung ist allerdings, dass man sich beim Einkauf von Biomethan – auch bei einem Bezug über das Gasnetz – in der Scope 1-Bilanzierung bewegt, da die energetische Verwertung des Gases und damit verbundene THG-Emissionen bei der berichtenden Organisation selbst anfallen, statt bei den in ein Netz einspeisenden Energieerzeugungsanlagen wie im Strombereich. Im Rahmen des GHG Protocols ist die Anwendung des marktbasierter Ansatzes bisher nur für Scope 2 vorgesehen (WRI, 2023a).

Selbiges gilt für den Bezug von Wasserstoff als Energiequelle, dessen grüne Eigenschaften (bei einer Erzeugung auf Basis von Strom aus erneuerbaren Energien) über einen entsprechenden Nachweis dann marktbasiert in Scope 3 bilanziert werden könnten.

Im Kontext des GHG Protocol Review Prozesses wird die Anwendung des marktbasierten Ansatzes auch für die Bilanzierung von Scope 1 und Scope 3 Emissionen diskutiert (WRI, 2024).

Marktbasierte Mechanismen bieten die Möglichkeit, über den Nachweis von Energieeigenschaften hinaus, auch als Nachweissystem für andere Materialflüsse, die in die Footprint-Berechnung eingehen, zu dienen (insbesondere in der Grundstoffindustrie, z.B. in Bezug auf grünen Stahl oder besonders klimafreundlich hergestellte Chemikalien). Hier liegt großes Potenzial, die THG-Bilanzierung präziser und transparenter zu gestalten und Doppelanrechnungen grüner Eigenschaften zu vermeiden.

Warum EAC ausschließlich ein Nachweistool und kein Politikinstrument sein sollten

Eine Bilanzierungsmethodik allein kann nicht alle an sie gestellte Ansprüche erfüllen. So sollten etwa das Anreizen von Emissionsreduktionen und die Bewertung von Beschaffungsentscheidungen von Unternehmen außerhalb der Erfassungsmethodik geregelt werden, sodass die THG-Bilanzierung primär ein Monitoringtool bleibt und EAC primär ein Nachweistool und kein Politikinstrument. Auf diese Weise haben THG-Bilanzierungsansätze und EE-Nachweissysteme das Potenzial, harmonisiert zu werden und als transparente und verifizierte Daten- und Bewertungsgrundlage in den verschiedensten Kontexten zu dienen.



7 LITERATURVERZEICHNIS

- Andreas Bassi, S., Peters, J. F., Candelaresi, D., Valente, A., Ferrara, N., Mathieueux, F. et al. (2023). *JRC Science for Policy Report. Rules for the calculation of the Carbon Footprint of Electric Vehicle Batteries (CFB-EV)*. Final draft. Luxembourg: European Commission. Verfügbar unter: https://eplca.jrc.ec.europa.eu/permalink/battery/GRB-CBF_CarbonFootprintRules-EV_June_2023.pdf
- Association of Issuing Bodies. (2024). *European Residual Mixes. Results of the calculation of Residual Mixes for the calendar year 2023*. Brussels. Verfügbar unter: https://www.aib-net.org/sites/default/files/assets/AIB_2023_Residual_Mix_FINALResults.pdf
- Bjørn, A., Lloyd, S. M., Brander, M. & Matthews, H. D. (2022a). Renewable energy certificates allow companies to overstate their emission reductions. *Nature Climate Change*, 12(6), 508–509. <https://doi.org/10.1038/s41558-022-01385-7>
- Bjørn, A., Lloyd, S. M., Brander, M. & Matthews, H. D. (2022b). Renewable energy certificates threaten the integrity of corporate science-based targets. *Nature Climate Change*, 12(6), 539–546. <https://doi.org/10.1038/s41558-022-01379-5>
- Böck, H. (2022). Erneuerbare Energien: Wie Island seinen Ökostrom doppelt verkauft. *Golem.de*. Verfügbar unter: <https://www.golem.de/news/erneuerbare-energien-wie-island-seinen-oekostrom-doppelt-verkauft-2211-169902.html>
- Böck, H. (2023). Herkunftsnachweise: Ökostrom darf wieder zweimal verkauft werden. *Golem.de*. Verfügbar unter: <https://www.golem.de/news/herkunftsnachweise-oekostrom-darf-wieder-zweimal-verkauft-werden-2312-180478.html>
- Böck, H. (2024). Doppelanrechnung von Ökostrom auch in Norwegen. *Klimareporter*°. Verfügbar unter: <https://www.klimareporter.de/strom/doppelanrechnung-von-oekostrom-auch-in-norwegen>
- Brander, M. & Bjørn, A. (2023). Principles for accurate GHG inventories and options for market-based accounting. *The International Journal of Life Cycle Assessment*, 28(10), 1248–1260. <https://doi.org/10.1007/s11367-023-02203-8>
- Brander, M., Gillenwater, M. & Ascui, F. (2018). Creative accounting: A critical perspective on the market-based method for reporting purchased electricity (scope 2) emissions. *Energy Policy*, 112, 29–33. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2017.09.051>
- Catena-X Automotive Network e.V. (2023). *Catena-X Product Carbon Footprint Rulebook CX-PCF Rules. Version 2.0*. Berlin. Verfügbar unter: https://catena-x.net/fileadmin/user_upload/Standard-Bibliothek/Update_September23/CX-0029-ProductCarbonFootprintRulebook-v2.0.0.pdf
- Doms, M. (2023, Dezember). *Strommix in den Bundesländern. Analyse der Ländergenauen Daten zum Stromsektor* (63 Aufl.) (Agentur für Erneuerbare Energien e.V., Hrsg.) (Renews Kompakt). Berlin. Verfügbar unter: https://www.unendlich-viel-energie.de/media/file/6111.AEE_RenewsKompakt_Strom.pdf
- Ecohz. (2021). *The European market for renewable energy: A paradigm shift in demand?* Verfügbar unter: <https://www.ecohz.com/press-releases/the-european-market-for-renewable-energy-a-paradigm-shift-in-the-demand>
- Ecohz. (2024). *Mastering Scope 2 emissions: market-based vs location-based accounting. How should companies measure and reduce the emissions of the electricity they consume? Which method is best for your business, and which gives you the most possibilities for action? We help you navigate this common dilemma.*
- EKOenergy ecolabel. (2024). *Our ecolabel - EKOenergy ecolabel*. Verfügbar unter: <https://www.ekoenergy.org/ecolabel/>
- Energievision e.V. (2024). *“ok-power” labelling of eco-electricity products*. Verfügbar unter: <https://www.ok-power.de/infothek-lexikon/downloads/kriterien.html>



- EnergyTag. (2024). *Granular Certificate Scheme Standard. Version 2*. London. Verfügbar unter: <https://energytag.org/wp-content/uploads/2023/09/Granular-Certificate-Scheme-Standard-V2.pdf>
- Europäische Kommission. (2021, 15. Dezember). *Product Environmental Footprint Method*. Annex 1 zur Empfehlung (EU) 2021/2279 der EU-Kommission.
- FfE, Reck, R.; Dr.-Ing. Neitz-Regett, A.; Bruckmeier, Andreas & Dr.-Ing. Bogensperger, A. (Mitarbeiter) (FfE, Hrsg.). (2023). *CO₂-Monitor – Stündliche Emissionsfaktoren für den deutschen Strommix*. Verfügbar unter: <https://www.ffe.de/projekte/co2-monitor-transparente-emissionsfaktoren-fuer-den-deutschen-strom-mix/>
- Fisher, N., Kaplan, I., Ferenczi, T., Cohen, A. & Pablo, J. (2024). *Modernizing GHG Accounting Rules and Climate Leadership Programs. When Should Companies be Able to Claim They Consume Carbon-Free Electricity?* Clean Air Task Force. Verfügbar unter: <https://cdn.catf.us/wp-content/uploads/2024/05/08144937/modernizing-ghg-accounting-companies-carbon-free-electricity.pdf>
- Galzi, P.-Y. (2023). Do green electricity consumers contribute to the increase in electricity generation capacity from renewable energy sources? Evidence from France. *Energy Policy*, 179, 113627. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2023.113627>
- Greenfact. (2023). *2022 Market Recap: Green Certificate and Carbon Markets. Review of 2022 and Outlook for 2023*.
- Grüner Strom Label e.V. (2022). *Unsere Ökostromkriterien - Grüner Strom Label e.V.* Verfügbar unter: <https://gruenerstromlabel.de/en/our-eco-electricity-criteria/>
- Hamburger, Á. & Harangozó, G. (2018). Factors Affecting the Evolution of Renewable Electricity Generating Capacities: A Panel Data Analysis of European Countries. *International Journal of Energy Economics and Policy*, 8(5), 161–172. Verfügbar unter: https://www.researchgate.net/publication/327688474_Factors_Affecting_the_Evolution_of_Renewable_Electricity_Generating_Capacities_A_Panel_Data_Analysis_of_European_Countries
- Herrmann, L., Sylla, S. & Schmidt-Achert, T. (FfE, Hrsg.). (2023). *Norwegen und die Doppelvermarktung erneuerbarer Energien. Das System der Herkunftsnachweise an seinen Grenzen?* Verfügbar unter: <https://www.ffe.de/veroeffentlichungen/norwegen-und-die-doppelvermarktung-erneuerbarer-energien/>
- Holzappel, P., Bach, V. & Finkbeiner, M. (2023). Electricity accounting in life cycle assessment: the challenge of double counting. *The International Journal of Life Cycle Assessment*, 28(7), 771–787. <https://doi.org/10.1007/s11367-023-02158-w>
- Holzappel, P., Bunsen, J., Schmidt-Sierra, I., Bach, V. & Finkbeiner, M. (2024). Replacing location-based electricity consumption with market-based residual mixes in background data to avoid possible double counting: a quantitative analysis of effects and challenges. *The International Journal of Life Cycle Assessment*, 29(7), 1279–1289. <https://doi.org/10.1007/s11367-024-02294-x>
- ISO 14067:2018. *Treibhausgase – Carbon Footprint von Produkten – Anforderungen an und Leitlinien für Quantifizierung*. Berlin: Beuth Verlag GmbH.
- ISO 14064-1:2018. *Treibhausgase – Teil 1: Spezifikation mit Anleitung zur quantitativen Bestimmung und Berichterstattung von Treibhausgasemissionen und Entzug von Treibhausgasen auf Organisationsebene*.
- Jati, A. (2023). *Renewable Energy Certificates (RECs) in Six APEC Southeast Asia Economies. Joint Meeting EGNRET 58 and EGEDA 34 Hawaii, 5 April 2023*, Asia Pacific Energy Research Centre.
- Jati, A., Ab Manan, A., Marukatat, T., Matussin, N. & Phung, Q. H. (2023). *Renewable Energy Certificates (RECs) in Six APEC Southeast Asia Economies*.
- Kemper, M., Mundt, J. & Sünkel, J. (2024). Product Carbon Footprint: Energie. Kurzpapier im Auftrag des Umweltbundesamtes für die Ad-hoc-Gruppe (AhG) "Dekarbonisierung der automobilen Wertschöpfungsketten" des Expertenkreises "Transformation der Automobilwirtschaft" (ETA) des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz. In *Eine Währung für den Klimaschutz: Plädoyer für eine weltweit harmonisierte Carbon Accounting Methodik in den Lieferketten der Automobilindustrie* (Anhang). Verfügbar unter:



- https://expertenkreis-automobilwirtschaft.de/media/pages/home/7b60121c03-1713348676/expertenkreis-transformation-automobilwirtschaft_uba-hir_kurzpapiere_pcf_allokation_energie_recycling_januar_2024.pdf
- Kerkhof, M. (2022). *Dutch GO Market Factors: An overview on how GOs are perceived by individuals, governments, and corporations*. Dutch GO Day - 08. September 2022, ACT Commodities.
- Langer, L., Brander, M., Lloyd, S. M., Keles, D., Matthews, H. D. & Bjørn, A. (2024). Does the purchase of voluntary renewable energy certificates lead to emission reductions? A review of studies quantifying the impact. *Journal of Cleaner Production*, 143791. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2024.143791>
- Mundt, J., Werner, R. & Maaß, C. (2019). AP 4: Ausweisung der Umweltwirkung durch Strombezug von Unternehmen und öffentlicher Hand. In Umweltbundesamt (UBA) (Hrsg.), *Marktanalyse Ökostrom II. Marktanalyse Ökostrom und HKN, Weiterentwicklung des Herkunftsnachweissystems und der Stromkennzeichnung Abschlussbericht* (Climate Change, 30/2019, S. 317–383).
- Norwegian Water Resources and Energy Directorate. (2024). *Electricity disclosure*. Verfügbar unter: <https://www.nve.no/energy-supply/electricity-disclosure/>
- RE100. (2022). *RE100 Technical Criteria. Version 4.1* (Carbon Disclosure Project (CDP), Hrsg.). London, New York, New Delhi. Verfügbar unter: <https://www.there100.org/sites/re100/files/2022-12/Dec%2012%20-%20RE100%20technical%20criteria%20%2B%20appendices.pdf>
- Reliable disclosure systems for Europe. (2014). *Best Practice Recommendations for the implementation of Guarantees of Origin and other tracking systems for disclosure in the electricity sector in Europe. Reliable Disclosure Systems for Europe – Phase II* (Version 2.2). Reliable disclosure systems for Europe (RE-DISS II). Verfügbar unter: http://www.reliable-disclosure.org/upload/125-RE-DISS_Best_Practice_Recommendations_v2_2_Final.pdf
- Sakhel, A., Mundt, J. & Sünkel, J. (2022). *Verification of Renewable Energy in Industry. Report by the GO4Industry project (Application in Industry, Part 1), funded by the German Federal Ministry for Economic Affairs and Climate Action (FKZ: UM20DC003)* (Hamburg Institut, Hrsg.). Hamburg. Verfügbar unter: https://go4industry.com/wp-content/uploads/2022/11/GO4I_Verification-of-Renewable-Energy-in-Industry_Report-I1.pdf
- Sakhel, A., Styles, A., Kemper, M., Jeuk, M. & Claas-Reuther, J. (2022). *Prospects for the further development of Guarantees of Origin for electricity. Report of the GO4Industry project Report of the GO4Industry project (Energy Sources, Part 1), funded by the German Federal Ministry for Economic Affairs and Climate Action (FKZ: UM20DC003)* (Hamburg Institut, Hrsg.). Hamburg. Verfügbar unter: https://go4industry.com/wp-content/uploads/2022/11/GO4I_Verification-of-Renewable-Energy-in-Industry_Report-I1.pdf
- Science Based Targets Initiative. (2024). *Target dashboard (Beta) - Science Based Targets. Target Dashboard Excel*. Verfügbar unter: <https://sciencebasedtargets.org/target-dashboard>
- Seebach, D. (2023). *Ökostromprodukte auf dem Prüfstand – welchen Beitrag leisten sie zum Klimaschutz?*, Öko-Institut e. V. Verfügbar unter: <https://www.oeko.de/blog/oekostromprodukte-auf-dem-pruefstand-welchen-beitrag-leisten-sie-zum-klimaschutz/>
- Styles, A. & Claas-Reuther, J. (2023). *Guarantees of Origin for Green District Heating: Legal Framework and Design Options. Project report as part of the living labs for the energy transition 'IW3 – Integrierte WärmeWende Wilhelmsburg'*. Supported by the Federal Ministry for Economic Affairs and Climate Action (FKZ 03EWR006MB). Hamburg: Hamburg Institut. Verfügbar unter: https://www.hamburg-institut.com/wp-content/uploads/2023/09/HKN-fuer-gruene-Fernwaerme_IW3-Projektbericht.pdf
- Styles, A., Mundt, J. & Kemper, M. (2023). *Kommentierung der Scope 2 Guidance: Hamburg Institut beteiligt sich am GHG Protocol Review*. Verfügbar unter: https://www.hamburg-institut.com/wp-content/uploads/2023/03/GHG-Protocol-Review-Process_Comments-Hamburg-Institut.pdf



- Styles, A., Werner, R. & Maaß, C. (2021). *Zweck und instrumentelle Leistungsfähigkeit von Herkunftsnachweisen Status quo und Weiterentwicklungsperspektiven*. GO4Industry Grundlagen – Bericht G2. Gefördert durch BMU (FKZ: UM20DC003). Hamburg: Hamburg Institut. Verfügbar unter: https://go4industry.com/wp-content/uploads/2021/11/HIC_2021_Einsatzzwecke-von-Herkunftsnachweisen_final.pdf
- Together for Sustainability. (2022). *The Product Carbon Footprint Guideline for the Chemical Industry. Specification for product Carbon Footprint and Corporate Scope 3.1 Emission Accounting and Reporting* (Version 2.0).
- Umweltbundesamt. (2017). *Beschaffung von Ökostrom - Arbeitshilfe für eine europaweite Ausschreibung der Lieferung von Ökostrom im offenen Verfahren*. Dessau-Roßlau. Verfügbar unter: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2017-03-17_broschuere_leitfaden-oekostrom-ausschreibung_korr.pdf
- Umweltbundesamt. (2024a). *Entwicklung der spezifischen Treibhausgas-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 - 2023*. Dessau-Roßlau. Verfügbar unter: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/11850/publikationen/23_2024_cc_strommix.pdf
- Umweltbundesamt. (2024b). *Strom- und Wärmeversorgung in Zahlen*. Verfügbar unter: <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/energieversorgung/strom-waermeversorgung-in-zahlen#Kraftwerke>
- Wimmers, A. & Madlener, R. (2024). The European Market for Guarantees of Origin for Green Electricity: A Scenario-Based Evaluation of Trading under Uncertainty. *Energies*, 17(1), 104. <https://doi.org/10.3390/en17010104>
- World Resource Institute; World Business Council for Sustainable Development. (2015). *GHG Protocol Scope 2 Guidance. An amendment to the GHG Protocol Corporate Standard*. Verfügbar unter: <https://ghgprotocol.org/sites/default/files/2023-03/Scope%20%20Guidance.pdf>
- World Resources Institute. (2015). *GHG Protocol Scope 2 Guidance. An amendment to the GHG Protocol Corporate Standard*. United States of America (USA). Verfügbar unter: <https://ghgprotocol.org/sites/default/files/2023-03/Scope%20%20Guidance.pdf>
- World Resources Institute. (2023a). *GHG Protocol: Interim Update on Accounting for Biomethane*. Verfügbar unter: <https://ghgprotocol.org/blog/interim-update-accounting-biomethane-certificates>
- World Resources Institute. (2023b). *Greenhouse Gas Protocol Detailed Summary of Responses from Scope 2 Guidance Stakeholder Survey*. Verfügbar unter: https://ghgprotocol.org/sites/default/files/2023-11/Scope%20%20Survey%20Summary_Final_0.pdf
- World Resources Institute. (2024). *Greenhouse Gas Protocol Detailed Summary of Responses from Market-based Accounting Approaches Stakeholder Survey*. Verfügbar unter: <https://ghgprotocol.org/sites/default/files/2024-04/Market-based-Accounting-Approaches-Survey-Draft-Summary-Report.pdf>
- World Wide Fund for Nature. (2021). *WWF-Kriterien zu Ökostrom. Nach welchen Kriterien sollte Ökostrom beschafft werden, um in besonderem Maße die Energiewende zu fördern?* Berlin. Verfügbar unter: <https://www.wwf.de/fileadmin/fm-wwf/Publikationen-PDF/Klima/WWF-oekostrom-kriterien.pdf>
- Zeyen, E., Riepin, I. & Brown, T. (2022). *Hourly versus annually matched renewable supply for electrolytic hydrogen*. Zenodo. <https://doi.org/10.5281/zenodo.7457441>



8 ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1: Parallele Verwendung der beiden Bilanzierungsansätze führt zu Doppelzählungen	14
Abbildung 2: Erzeugungsmix, Gesamtlieferantenmix und Residualmix im Strombereich: die Beispiele Norwegen und Deutschland im Jahr 2023 (Anteile verschiedener Energiequellen in Prozent).....	16
Abbildung 3: Vorschlag zur Strombilanzierung basierend auf einer konsistenten Verwendung des marktbasierenden Ansatzes	25

9 TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 1: Charakteristika von marktbasierendem und ortsbasierendem Bilanzierungsansatz (auf Basis von Mundt et al. (2019), Sakhel et al. (2022a), Kemper et al. (2024)).....	10
---	----



KONTAKT

Marina Kemper

HIC Hamburg Institut Consulting GmbH
Paul-Neumann-Platz 5
22765 Hamburg

Tel.: +49 (0)40-39106989-58

kemper@hamburg-institut.com

www.hamburg-institut.com