



Zukunftsfähige Herkunftsnachweise Roadmap zur Weiterentwicklung Diskussionspapier



InDEED

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Stiftung
Umweltenergierecht



UNIVERSITÄT
BAYREUTH

2023

Zukunftsfähige Herkunftsnachweise

Roadmap zur Weiterentwicklung
Diskussionspapier

Herausgeber



Am Blütenanger 71, 80995 München
+49 89 158121-0
Mail: info@ffe.de
Web: www.ffe.de

Diskussionspapier zum Projekt InDEED
Zukunftsfähige Herkunftsnachweise – Roadmap zur Weiterentwicklung

Veröffentlicht am

09.05.2023

Autor:innen

Alexander Bogensperger (FfE)
Louisa Wasmeier (FfE)
Severin Sylla (FfE)
Amanda Pleier (FfE)
Simon Koderer (FfE)
Robin Spindler (FfE)
Michael Hinterstocker (FfE)
Dr. Johannes Hilpert (SUER)
Carsten von Gneisenau (SUER)

Projektpartner

Stiftung Umweltenergierecht (SUER)
Universität Bayreuth

Förderkennzeichen

03EI6026A
03EI6026B

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Klimaschutz

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Inhalt

1. Einleitung	7
2. Status quo von Herkunftsnachweisen.....	10
3. Rahmenbedingungen und Anforderungen	14
3.1 Smart Meter Gateway	14
3.2 Corporate and Finance and Sustainability Reporting.....	17
3.3 EU Emissions Trading System	23
3.4 Mögliche Aufhebung des Doppelvermarktungsverbots	23
3.5 Sektorkopplung	26
3.6 Ökostromsiegel.....	30
3.7 Sonstige Entwicklungen	33
4. Perspektive der Energiewirtschaft	39
5. Vorschläge zur Weiterentwicklung der Stromkennzeichnung	43
5.1 EnergyTag.....	43
5.2 InDEED	44
5.3 Positionspapier der dena.....	47
5.4 Empfehlungen des Öko-Instituts e. V.	47
5.5 GO4Industry.....	48
5.6 Energy Web Origin	49
5.7 SMECS.....	49
5.8 Weitere Projekte.....	49
6. Roadmap zur Weiterentwicklung des Herkunftsnachweissystems.....	50
6.1 Schaffung digitaler Schnittstellen	50
6.2 Umstellung auf Smart Meter-Daten zur Datenerfassung	51
6.3 Erhöhung der zeitlichen Auflösung von Herkunftsnachweisen	54
6.4 Kopplung von Erzeugung und Verbrauch.....	57
6.5 Anpassung der Zertifikatsgröße und Umgang mit Kleinanlagen	59
6.6 Aggregation von Kleinanlagen.....	64
6.7 Bilanzierung von Speichern	65
6.8 Implikationen für ein Herkunftsnachweissystem für Wärme und Wasserstoff	67
6.9 Sonstige Verbesserungen	68

7. Fazit	70
Abkürzungsverzeichnis.....	72
Literaturverzeichnis.....	75
8. Anhang.....	83
8.1 Begrifflichkeiten.....	83
8.2 Analysemethode zur zukünftigen Entwicklung des Handels mit Herkunftsnachweisen	83
8.3 Fragebogen für Stakeholder-Interviews	84
8.4 Zitate aus Stakeholder-Interviews.....	89

1. Einleitung

Die Energiewende und die damit einhergehende Abkehr von fossilen Energieträgern ist ein ambitioniertes Transformationsprojekt, welches das Zusammenspiel vieler Komponenten des Energiesystems erfordert. Dabei sind nicht allein der Ausbau erneuerbarer Energien (EE) oder der Netze entscheidend, sondern auch adäquate Märkte, digitale Steuerungsmöglichkeiten oder die Partizipation und Akzeptanz von Privatpersonen und Unternehmen. Vor allem müssen existierende Komponenten und die Regulierung dahingehend angepasst werden, dem aktuellen Stand der Energiewende sowie künftigen Entwicklungen gerecht zu werden und diese nicht auszubremsten. Ein Beispiel für eine solche Komponente sind Herkunftsnachweise (HKN), die die Grundlage für Ökostromtarife darstellen. Ökostromtarife suggerieren den Kunden, einen aktiven Beitrag zur Energiewende zu leisten. Doch aufgrund vieler Faktoren ist dies nur sehr eingeschränkt der Fall. Beispielsweise ist der Begriff Ökostrom (auch Grünstrom genannt) in Deutschland rechtlich nicht eindeutig definiert. Es lässt sich allerdings aus § 42 EnWG (Energiewirtschaftsgesetz) als Mindestanforderung ableiten, dass ein Ökostromprodukt ein Stromprodukt ist, „dessen Stromkennzeichnung ausschließlich erneuerbare Energieträger ausweist, die mit mengenmäßig korrespondierenden HKN hinterlegt werden müssen“ [1].

Eine klare Kennzeichnung der Stromherkunft ist für verschiedene energiewirtschaftliche Anwendungsfelder von großer Bedeutung (Abbildung 1-1). Sie soll nicht nur die Vermarktung bestimmter Stromprodukte als Ökostrom, sondern beispielsweise auch das Vorgehen gegen Betrug und Greenwashing erleichtern, einen Anreiz für den Zubau von Stromerzeugungsanlagen aus erneuerbaren Energien (EE-Anlagen) geben und eine Lenkungswirkung auf das Nutzerverhalten haben.

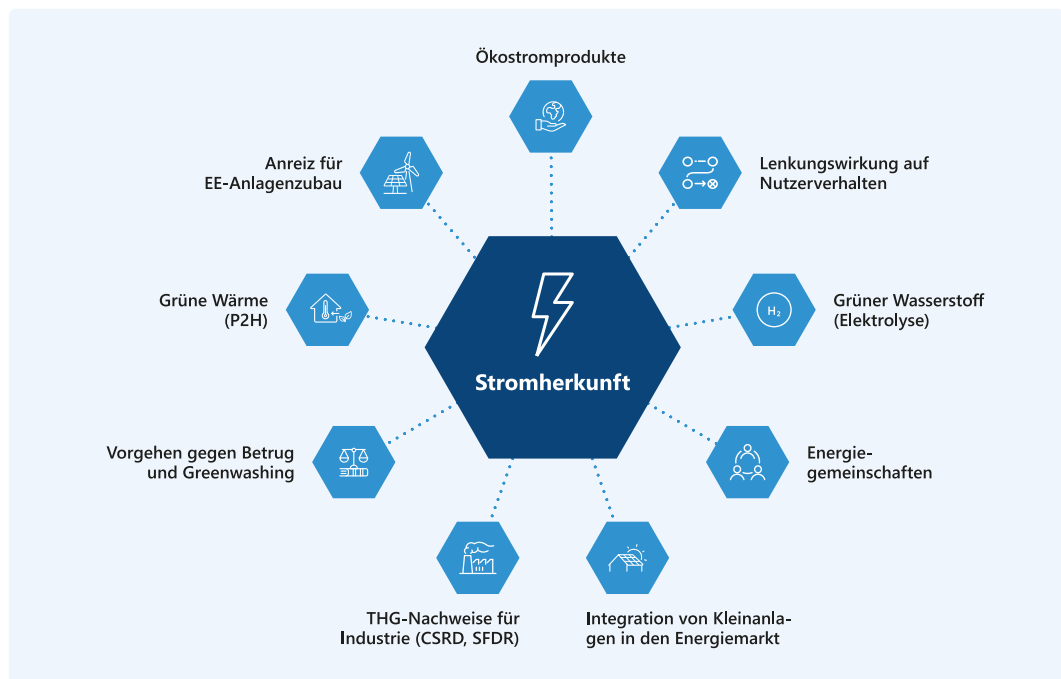


Abbildung 1-1: Anwendungsfelder für die Stromkennzeichnung¹

Das HKN-System in Deutschland geht einerseits aus den Anforderungen der deutschen und europäischen Regulierung hervor, andererseits auch aus der konkreten Umsetzung der Prozesse von der Ausstellung und Übertragung von HKN bis zu deren Entwertung zur Stromkennzeichnung. Die Umsetzung erfolgt in Deutschland aktuell durch das Herkunftsnachweisregister (HKNR), das vom Umweltbundesamt (UBA) geführt wird.

Im Rahmen dieser Studie sollen das Spannungsfeld sowie etwaige Lösungsoptionen aufgezeigt werden. Ein Fokus wird dabei darauf gelegt, welche tragende Rolle HKN in der Energiewende spielen.

Immer mehr private Haushalte wie auch die Industrie schließen einen Ökostromvertrag ab. Das dieser Entscheidung zugrundeliegende Ziel ist es häufig, die Energiewende aktiv zu unterstützen und den eigenen ökologischen Fußabdruck zu reduzieren. Um die Verbindung zwischen der Kaufentscheidung für einen Ökostromtarif und dessen Umweltwirkung aufzuzeigen, müssen nach § 42 EnWG in allen Stromlieferverträgen der Strommix und die damit einhergehenden Treibhausgasemissionen offengelegt werden. Stromlieferanten belegen dabei die Stromherkunft aus erneuerbaren Energien über HKN, welche vom HKNR ausgestellt und verwaltet werden. Dies ist notwendig, da Strom beim Handel auf Märkten die Information über seine Herkunft verliert. Die Information über die Stromherkunft muss entsprechend separat ausgetauscht werden. Zu diesem Zweck beantragen die Erzeuger erneuerbaren Stroms HKN für den von ihren Anlagen erzeugten Strom und vermarkten diese anschließend an Lieferanten, die sie wiederum gegenüber ihren Letztverbrauchern nachweisen. Weist ein Lieferant

¹ Treibhausgas (THG), „Corporate Sustainability Reporting Directive“ (CSRD), „Sustainable Finance Disclosure Regulation“ (SFDR)

jedenfalls nach, dass für den gesamten Verbrauch² seiner Kunden HKN aus erneuerbaren Energien erworben und entwertet wurden, kann er mit einem Ökostromvertrag werben.

Die physikalische Lieferung über die Netze, der Handel von Strom über die Märkte und die Übertragung von HKN über das HKNR finden separat voneinander statt. Dabei müssen Erzeugung und Verbrauch bei der physikalischen Lieferung immer ausgeglichen sein, um das Energiesystem stabil zu halten. Im Handel wird dies indirekt berücksichtigt, da alle Bilanzkreise, für die bei Erzeugern (i. d. R. über Märkte) Strom beschafft wird, innerhalb von 15 Minuten ausgeglichen sein müssen. Die Strompreise auf den Märkten bilden dadurch sowohl Angebot als auch Nachfrage und damit die aktuelle Verfügbarkeit von Erzeugung und Verbrauch adäquat ab.

HKN hingegen sind zeitlich entkoppelt von Erzeugung und Verbrauch. Ihr Bilanzierungszeitraum beträgt dabei ein Jahr, das heißt Erzeugung und Verbrauch müssen nicht zeitgleich, sondern nur innerhalb eines Jahres erfolgen. Außerdem können HKN unabhängig von einer physikalischen Lieferung aus dem Ausland importiert werden. Durch diese starke zeitliche und räumliche Entkopplung zwischen Erzeugung und Verbrauch spiegelt sich weder die witterungsbedingte noch die saisonale Verfügbarkeit von erneuerbarer Erzeugung wider. Der größte Anteil von HKN stammt zudem aus skandinavischer Wasserkraft. Dabei werden weit mehr HKN als physikalischer Strom aus diesen Ländern importiert [1].

Diese zeitliche und räumliche Entkopplung sowie die Integration europäischer Märkte führt zu einem Überangebot von HKN und damit zu entsprechend geringen Preisen. Ihr Kauf ist günstig und ermöglicht es Lieferanten, ihre Stromprodukte billig grün zu färben, ohne dabei aktiv einen Beitrag zur Energiewende leisten zu müssen. Damit sind die Auswirkungen von Ökostromtarifen auf den Zubau erneuerbarer Energien sehr begrenzt [1].

Die Prozesse im HKN-System sind zudem bisher auf große Erzeugungsanlagen ausgerichtet und nur begrenzt in der Lage, zusätzliche und kleinteiligere Anlagen abzubilden, die im Zuge der Dezentralisierung der Erzeugerstrukturen zunehmen [2]. Verschärfend wirkt hierbei das Ausscheiden zahlreicher Anlagen aus der EEG-Förderung³ in den kommenden Jahren, wodurch diese Anlagen für die Nutzung des HKNR infrage kommen. Dies wird voraussichtlich zu einem starken Anstieg der zu verwaltenden Anlagen und HKN-Transaktionen führen, auf welche das aktuelle System nicht ausgerichtet ist.

Das Ziel dieser Studie ist es, Grundlagen, Status quo und die Notwendigkeit eines HKN-Systems (Abschnitt 2) sowie Rahmenbedingungen und Anforderungen für eine Weiterentwicklung (Abschnitt 3) dazulegen. Auch soll die Rolle des Systems als wichtiger Baustein der Energiewende dargestellt werden. Aus diesen Erkenntnissen und auf Basis von Stakeholder-Interviews (Abschnitt 4) und anderen Projekten, die sich mit dem HKN-System beschäftigen (Abschnitt 5) werden Handlungsoptionen aufgezeigt, um das System weiterzuentwickeln (Abschnitt 6).

Nachfolgend wird der Status quo des HKN-Systems dargelegt.

² Ausgenommen ist hier der Anteil, der durch EEG-geförderte Anlagen bereitgestellt wird.

³ Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)

2. Status quo von Herkunftsnachweisen

Die Motivation für den Abschluss eines Ökostromvertrags ist häufig, die Energiewende aktiv zu unterstützen und den eigenen ökologischen Fußabdruck zu reduzieren. In einigen Aspekten der Stromkennzeichnung mittels HKN-System im Status quo wird der tatsächliche Einfluss eines Ökostromprodukts auf die Energiewende allerdings nicht abgebildet (s. Abbildung 2-1). In diesem und den folgenden Abschnitten werden diese Herausforderungen für das HKN-System ausgehend vom Status quo der Stromkennzeichnung erläutert.

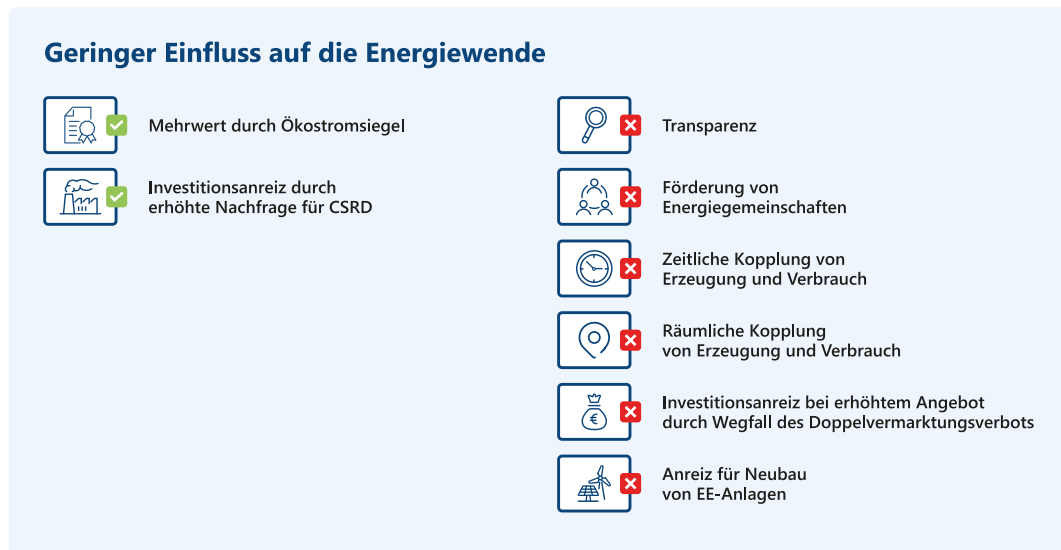


Abbildung 2-1: Einfluss der Stromkennzeichnung im Status quo auf die Energiewende

In der europäischen Union haben nach EU-Richtlinie 2003/54/EG Artikel 3 Absatz 6 Stromlieferanten die Zusammensetzung des an die Letztverbraucher gelieferten Stroms zu kennzeichnen. In Deutschland müssen die Lieferanten nach § 42 EnWG den Anteil der einzelnen Energieträger am Gesamtenergieträgermix als Anlage zu Stromrechnungen sowie auf deren Website angeben [3]. Dazu dient der HKN, der 2013 auf Grundlage der EU-Richtlinie 2009/28/EG Artikel 15 in Deutschland eingeführt wurde und vom UBA (Umweltbundesamt) geführt wird. Er enthält Kenndaten zur Erzeugungsanlage, die erzeugte Strommenge (in MWh), die Art und den Umfang von Förderungen, die die Anlage bei ihrer Errichtung oder der Strom bei der Produktion erhalten hat, das Ausstellungsdatum des HKN, das ausstellende Land und eine eindeutige Kennnummer [4]. Die Stromkennzeichnung umfasst einige Prozesse von der Ausstellung eines HKN an einen Anlagenbetreiber bis zur Kennzeichnung eines Stromprodukts gegenüber einem Letztverbraucher. Diese Prozesse sind in Abbildung 2-2 in Anlehnung an das e³-value-Modell dargestellt und werden im Folgenden skizziert.

HKN werden durch das HKNR ausgestellt und verwaltet. Nach der nachgewiesenen Erzeugung einer Strommenge stellt das HKNR einen HKN an den Anlagenbetreiber aus, sofern der erzeugte Strom per sonstiger Direktvermarktung nach § 21a EEG vermarktet wird. Pro erzeugter Megawattstunde kann ein HKN ausgestellt werden. Dies entspricht der kleinsten Einheit im HKN-System. Nach der Durchführungsverordnung über Herkunfts- und Regionalnachweise für Strom aus erneuerbaren Energien (HkRNDV) wird für eine Strommenge nur ein HKN

ausgestellt, sofern „der Beginn und das Ende ihrer Erzeugung nicht wesentlich weiter als zwölf Monate auseinanderliegen“ (§ 17 HkRNDV).

Diese Mindestmenge stellt ein Problem für Kleinanlagen dar. Diese können zwar über externe Dienstleister am HKN-Handel teilnehmen, die Ausstellung von HKN erfolgt aber trotzdem für jede Anlage individuell. 15 % der 2021 in Deutschland installierten Photovoltaikanlagen (PV-Anlagen) haben eine Leistung von bis zu 10 kWp, 33% hatten eine Leistung von 10 bis 100 kWp [5]. Die Registrierungs- und Kontoführungsgebühren gemäß der Herkunfts- und Regionalnachweis-Gebührenverordnung (HkRNGebV) machen es – neben der Mindestmenge von 1 MWh an produziertem Strom pro HKN – für die Betreiber solcher Kleinanlagen wirtschaftlich unattraktiv, am HKN-Handel teilzunehmen, insbesondere wenn sie einen Teil des produzierten Stroms zum Eigenverbrauch nutzen [1].

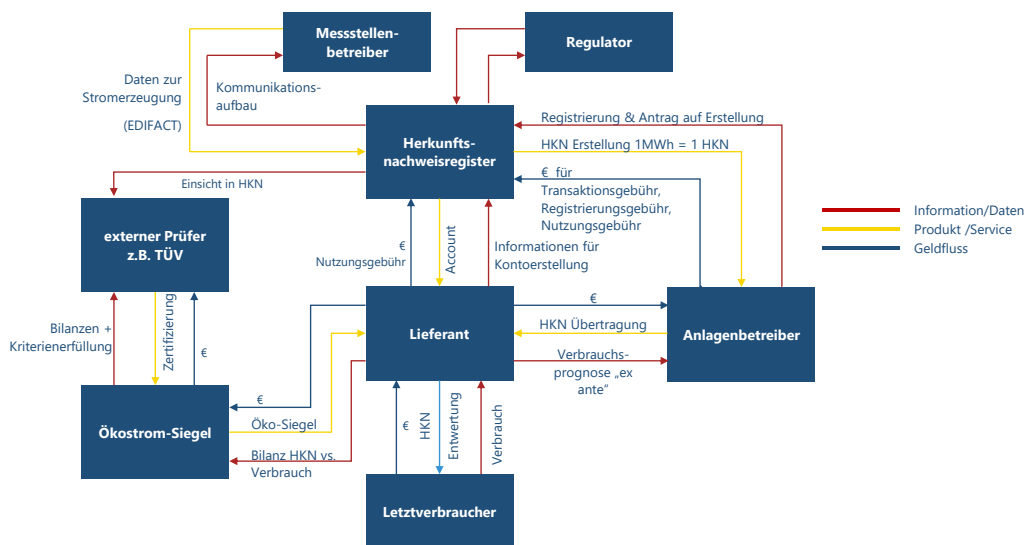


Abbildung 2-2: Prozesse im aktuellen HKN-System in Deutschland (Darstellung angelehnt an e³-value-Modell)

Stromlieferanten und Anlagenbetreiber haben Konten beim HKNR, die den Handel mit HKN erlauben. Dieser Handel ist unabhängig vom physikalischen Stromfluss. Es gibt für HKN einen eigenen Markt mit eigener Preisbildung, der unabhängig vom Handel mit Strommengen ist. Der Handel von HKN ist innerhalb Deutschlands möglich, sowie nach § 28 HkRNDV innerhalb der EU, des europäischen Wirtschaftsraums, der Energiegemeinschaft [6] und mit der Schweiz. Der Handel erfolgt – direkt oder über Broker – meist als außerbörslicher „over the counter“ (OTC)-Handel [1]. HKN aus dem französischen Register, das von der europäischen Strombörse EEX betrieben wird, werden dort in Auktionen gehandelt [7], [8]. Es gibt auf europäischer Ebene keine einheitliche Regelung zur Verhinderung der Doppelvermarktung staatlich geförderter Strommengen mittels zusätzlich ausgestellter HKN. Außerdem sorgt die Unabhängigkeit der HKN von Lieferverträgen dafür, dass in einem vernetzten europäischen Markt eine Nachfrage nach Strom aus erneuerbaren Energien durch Umverteilung der HKN aus regionalen Überangeboten gesättigt werden kann. Das physikalische Grünstromangebot wird dabei nicht an die Nachfrage angepasst.

Im Jahr 2020 wurde eine physikalische Strommenge von 47,6 TWh Strom nach Deutschland importiert und 65,4 TWh aus Deutschland exportiert [9]. Im selben Jahr wurden HKN für

umgerechnet 109,6 TWh nach Deutschland importiert und für 11,2 TWh aus Deutschland exportiert [10]. 2020 betrug die tatsächliche Nettostromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern in Deutschland 236,6 TWh [9]. HKN für 17 TWh wurden 2020 in Deutschland ausgestellt [10]. Die in Deutschland entwerteten HKN stammten in den letzten Jahren größtenteils aus norwegischer Wasserkraft [1].

HKN werden durch die Stromlieferanten eingekauft und auf ihren Antrag hin vom UBA entwertet. Die Anzahl der entwerteten HKN entspricht umgerechnet der Strommenge einer Lieferung im Rahmen eines bestimmten Stromprodukts oder einer Lieferung an einen bestimmten Kunden (§ 30 HkRNDV). Die Verwendung eines HKN zur Stromkennzeichnung und der Erzeugungszeitraum der Strommenge müssen dabei in demselben Kalenderjahr liegen. Durch die zeitliche Trennung von Erzeugung und Verbrauch in der Stromkennzeichnung ist keine Abbildung volatiler Energiemengen möglich. Das aktuelle System gibt also keinen Anreiz dafür, dass Strom aus erneuerbaren Energien dann produziert wird, wenn er nachgefragt wird, oder dass sich der Verbrauch danach richtet, wann Strom aus erneuerbaren Energien eingespeist wird.

Das HKN-System ermöglicht es Stromlieferanten, Letztverbrauchern „Ökostromtarife“ anzubieten. Zum Zustandekommen eines Ökostromtarifs müssen durch den Lieferanten HKN für Strom aus erneuerbaren Energien eingekauft werden. Da in Deutschland keine einheitliche gesetzliche Definition von Ökostrom existiert, besteht seitens der Anbieter solcher Tarife hierzu ein gewisser Interpretationsspielraum. Als Mindestanforderung muss die Stromkennzeichnung eines Ökostromprodukts (§ 42 EnWG) jedoch häufig ausschließlich erneuerbare Energieträger ausweisen [1].

Es gibt kein staatliches Ökostrom-Label mit klaren Kriterien. Die Zertifizierung mittels solcher „Ökostromsiegel“ wird von externen Dritten übernommen (s. Abschnitt 3.6). Jeder Herausgeber von solchen Siegeln entscheidet selbst, welche Kriterien zur Zertifizierung von Ökostrom angewandt werden. Obwohl es Positivbeispiele von Ökostromprodukten gibt, die z. B. ausschließlich HKN von Neubauanlagen beinhalten, stellt der Handel mit HKN im Status quo keinen ausschlaggebenden Impuls dar, um in neue EE-Anlagen zu investieren [1]. Insbesondere für Kleinanlagen sind die Prozesse und Vorschriften der HkRNDV wirtschaftlich nicht tragbar und machen die Teilnahme am HKN-System daher unwirtschaftlich [1].

Als freiwillige Zusatzangabe kann ein HKN nach § 14 HkRNDV zusätzlich die „optionale Kopplung“ enthalten, einen Nachweis, dass der Elektrizitätsversorger tatsächlich Strom aus erneuerbaren Energien gekauft und geliefert hat. Mit dem Gesetz zu Sofortmaßnahmen für einen beschleunigten Ausbau der erneuerbaren Energien und weiteren Maßnahmen im Stromsektor vom 20. Juli 2022, das bis zum 1. Januar 2023 in Kraft getreten ist, wurde eine Reform dieses Kopplungssystems beschlossen [11]. Anlass zu dieser Reform ist der „Delegated Act“ zu Artikel 27 RED II auf europäischer Ebene [12] (vgl. Abschnitt 3.5), der z. B. den Betrieb eines Elektrolyseurs mit Grünstrom aus Power Purchase Agreements (PPA) ermöglichen soll, ohne dabei ein „Grünfärben“ aus fossilen Quellen bezogenen Stroms durch HKN zuzulassen. Hierzu werden in der derzeitigen Formulierung des Dokuments zwei zentrale Anforderungen definiert. Zum einen muss die Gleichzeitigkeit von Stromeinspeisung und Stromverbrauch nachgewiesen werden. Zum anderen muss die Zusätzlichkeit der EE-Anlagen, mit deren Strom grüner Wasserstoff produziert wird, nachgewiesen werden. Es dürfen also keine Bestandsanlagen, die zuvor der Belieferung anderer Letztverbraucher mit Elektrizität dienten, zur Produktion grünen Wasserstoffs umgewidmet werden, wodurch die Grünstromeigenschaft lediglich bilanziell verschoben würde.

Im neuen Kopplungssystem wird zusätzlich zum bisherigen System die Stromlieferung über zwei Bilanzkreise ermöglicht, von denen der erste Bilanzkreis ein reiner Grünstrom-Bilanzkreis sein soll [13]. Dies soll bei der gekoppelten Lieferung Geschäftsmodelle wie das Schalten eines Direktvermarkters zwischen Stromerzeugung und Endkunden sowie eine regelzonen- und staatenübergreifende Lieferung ermöglichen. Statt wie bisher auf der Ebene des Anlagenbetreibers wird künftig erst bei der Entwertung ein Umweltgutachten von Seiten des Stromlieferanten beantragt, das die Stromeinspeisung, das Handelsgeschäft und das Lastprofil des Endkunden miteinander abgleicht sowie ein gegenläufiges Geschäft zur rein virtuellen Verschiebung der Grünstromeigenschaft ausschließt. In einem gegenläufigen Geschäft kann eine Strommenge mit den zugehörigen HKN eingekauft und die gleiche Strommenge mit identischem Lieferzeitpunkt als Graustrom verkauft werden (vgl. Abschnitt 6.4). So kann die Kopplung zwischen Stromlieferung und HKN umgangen werden, da der eingekaufte Grünstrom im Saldo nicht zur Belieferung von Endkunden verwendet wird, sondern effektiv nur HKN eingekauft werden.

Seit 2019 wird auf Grundlage der HkRNDV auch ein Regionalnachweisregister (RNR) geführt, über das Regionalnachweise für Strom aus EEG-geförderten Anlagen gehandelt werden können. Ausgehend von der Gemeinde oder dem Postleitzahlengebiet eines Stromverbrauchers wird eine Verwendungsregion innerhalb von 50 km um dieses Gebiet ausgewiesen. Regionalnachweise aus dieser Verwendungsregion können verwendet werden, um bezogenen Strom als Regionalstrom zu vermarkten. Dieses Verfahren wird bislang nur selten genutzt und gilt nur für Anlagen mit EEG-Förderung [14].

3. Rahmenbedingungen und Anforderungen

In diesem Abschnitt werden Rahmenbedingungen und Anforderungen an ein überarbeitetes HKN-System aus verschiedenen Perspektiven dargelegt. Ziel ist es, aus diesen Perspektiven die Implikationen und Anforderungen für das HKN-System abzuleiten. Dabei werden einzelne Aspekte mit Bezug auf das HKN-System kurz erläutert und die daraus resultierenden Implikationen herausgearbeitet.

3.1 Smart Meter Gateway

Intelligente Messsysteme (iMSys), auch „Smart Meter“ genannt, sind Teil der grundlegenden Infrastruktur für die Digitalisierung des Energiesystems und damit auch des HKN-Systems. Einige ihrer Anwendungsfelder sind in Abbildung 3-1 dargestellt. Smart Meter ermöglichen die automatisierte Erfassung und Übertragung hochaufgelöster Messwerte, die bereits heute zu einer echtzeitnahen Abrechnung und Bilanzierung verwendet werden. Künftig könnten diese Daten auch zu einer echtzeitnahen Stromkennzeichnung verwendet werden. Damit sind Smart Meter die Grundlage für ein HKN-System, in dem HKN automatisiert und hoch aufgelöst ausgestellt, übertragen, entwertet und verwendet werden können.

iMSys bestehen aus einer modernen Messeinrichtung (mME) und einem Smart Meter Gateway (SMGW). Während die moderne Messeinrichtung den alten Ferrariszähler ersetzt und digitalisierte, zeitaufgelöste Messungen erlaubt, stellt das SMGW die zentrale Kommunikationseinheit dar, welche die Messdaten empfängt, speichert und aufbereitet sowie mit anderen Marktteilnehmern kommuniziert [15].

Intelligentes Messsystem

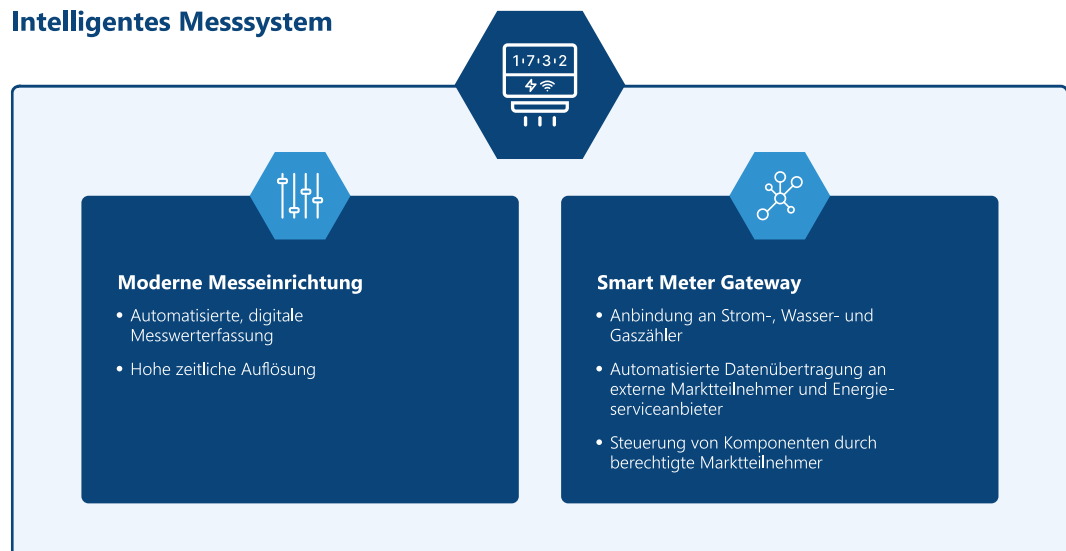


Abbildung 3-1: Das intelligente Messsystem (auch „Smart Meter“ genannt)

Gemäß §§ 29-31 MsbG (Messstellenbetriebsgesetz) (§§ 29, 30, 45 nach der Novelle vom 20.04.2023, s. unten) ist ein verpflichtender Einbau bis zum Jahr 2032 für alle Letztverbraucher mit einem Jahresstromverbrauch von über 6.000 kWh vorgesehen. Letztverbraucher, die § 14a EnWG nutzen, sowie Betreiber von EE-Anlagen oder Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) mit einer installierten Leistung über 7 kW erhalten ebenfalls verpflichtend ein iMSys. Seit der Veröffentlichung einer Markterklärung für intelligente Messsysteme im Jahr 2020 durch das BSI (Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik) [16] bestand nach § 30 MsbG zunächst eine Verpflichtung zum Einbau. Durch einen Eilbeschluss des Obergerichts Nordrhein-Westfalen wurde der SMGW-Rollout unter anderem aufgrund von mangelhafter Interoperabilität der SMGW ausgesetzt. Die Markterklärung wurde in der Folge seitens des BSI rückwirkend aufgehoben. Durch eine Anpassung von § 19 MsbG wurde jedoch eine Bestandschutzregelung geschaffen, die den freiwilligen Einbau von vormals BSI-zertifizierten intelligenten Messsystemen weiterhin erlaubt, seit das BSI im Mai 2022 festgestellt hat, dass deren Nutzung „nicht mit unverhältnismäßigen Gefahren verbunden ist“ [17].

Am 20.04.2023 beschloss der Bundestag eine MsbG-Novelle [120], die dazu dienen soll, den SMGW-Rollout zu beschleunigen, zu entbürokratisieren, die Rechtssicherheit des Rollouts zu stärken, sowie die Verteilung der Kosten des Messstellenbetriebs anzupassen. Unter anderem entfallen die bislang erforderliche Marktanalyse und Markterklärung des BSI und ein „agiler Rollout“ kann sofort mit den bereits zertifizierten Geräten starten und zusätzliche Funktionen später freigeschaltet werden. Die Rollout-Fristen orientieren sich hierbei „vorrangig am Zieljahr 2030, um grundsätzlich bis zu diesem Datum die erforderliche digitale Infrastruktur für ein weitgehend klimaneutrales Energiesystem bereitzustellen“ [18].

Beim Stand des Smart-Meter-Rollouts gehört Deutschland europaweit zu den Schlusslichtern. Die jeweiligen nationalen Rollout-Strategien in Estland, Finnland, Italien, Malta, Spanien und Schweden wurden bis zum Jahr 2019 bereits vollständig umgesetzt [19]. Ende 2021 hatten zwölf europäische Länder eine Rollout-Rate von mindestens 80% [20], während in Deutschland von den insgesamt über 50 Millionen Messlokalationen zum selben Zeitpunkt nur etwa 160.000 mit intelligenten Messsystemen ausgestattet waren [21].

Das SMGW ermöglicht das Auslesen der Messdaten über verschiedene Kommunikationswege anstelle der vormals händischen Ablesung. Es kann, z. B. in Haushalten, an Strom- und Gaszähler, sowie perspektivisch auch an Wasserzähler angebunden werden. Außerdem ist über das SMGW die Kommunikation mit einem Home Area Network (HAN) möglich, welches elektrische Anlagen (Verbrauch und Erzeugung) steuern kann. Über die Wide-Area-Network(WAN)-Schnittstelle kann das SMGW mit externen Marktteilnehmern (EMT), d. h. Messstellenbetreibern, Netzbetreibern, Energieversorgern oder berechtigten Dritten, verbunden werden. Über das Controllable-Local-System(CLS)-Modul können berechnete Marktteilnehmer auf steuerbare Komponenten zugreifen. Dies sind z. B. steuerbare Verbrauchseinrichtungen nach § 14a EnWG sowie Erzeugungsanlagen nach EEG und KWKG (Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz).

Verantwortlich für den sicheren Betrieb (Installation, Inbetriebnahme, Konfiguration, Betrieb, Wartung) ist der SMGW-Administrator (SMGWA oder GWA). Dies ist der Messstellenbetreiber oder ein von ihm beauftragter Dritter [15]. EMT mit angemessenen Sicherheitsstandards und geschultem Personal können nach ISO 27.001 als aktive EMT (aEMT) zertifiziert werden und so die Berechtigung zum direkten Datenzugriff sowie zur Durchführung von Schalthandlungen erhalten. Nicht zertifizierte, passive EMT (pEMT) dürfen nur Daten empfangen, wenn sie ein Sicherheitskonzept vorweisen können. Steuerungshandlungen sind nur möglich, wenn der

Anschlussnutzer bzw. der Anschlussnehmer den Zugriff zuvor autorisiert und der GWA diesen berechtigt hat.

Die sehr hohen informationstechnischen Sicherheitsanforderungen sind durch die technische Richtlinie TR-03109 des BSI vorgegeben. Es wird eine Public-Key-Infrastruktur (PKI) genutzt. Durch digitale Zertifikate, die von geprüften und überwachten privaten untergeordneten Zertifizierungsstellen an Marktteilnehmer vergeben werden, wird mit der PKI der Datenzugriff für Unbefugte nahezu unmöglich gemacht.

Prinzipiell ist vorgesehen, dass die Datenübertragung sternförmig vom SMGW an berechtigte Marktteilnehmer erfolgt. Die sternförmige Kommunikation ist beim heutigen Stand der Technik prinzipiell möglich. Die vormals in § 75 MsbG festgelegte Frist zu deren Umsetzung bis 31.12.2019 ist mittlerweile entfallen [22]. Bis zur Umsetzung der sternförmigen Kommunikation können Daten vom Messstellenbetreiber (MSB) verteilt werden.

Ein Energielieferant, Netzbetreiber oder Messstellenbetreiber kann die Rolle des aEMT bzw. pEMT einnehmen [23]. Der Datenaustausch erfolgt über die WAN-Schnittstelle am SMGW. Der aEMT kann über den CLS-Kanal des SMGW mit Geräten hinter dem Anschlusspunkt kommunizieren. Der MSB muss hierzu die CLS-Zieladresse des SMGW an den aEMT übermitteln. Ein pEMT kann Daten hingegen nur vom SMGW empfangen und ggf. mit anderen Teilnehmern der Smart-Meter-PKI austauschen [24]. Der GWA, der für den technischen Betrieb des iMSys verantwortlich ist, hinterlegt Kommunikationsprofile im SMGW, die einem berechtigten EMT ermöglichen, auf Messdaten zuzugreifen.

Neben dem pEMT kann auch ein Energieserviceanbieter (ESA) auf Daten des SMGW zugreifen. Solange die sternförmige Kommunikation nicht umgesetzt ist, erfolgt die Kommunikation des ESA mit dem SMGW über den MSB [25]. Der ESA kann nur „im Auftrag des Anschlussnutzers“ [26] Daten beim MSB abfragen, d. h. nur mit seiner ausdrücklichen Einwilligung. Den an den ESA übermittelten Daten „kommt insbesondere keine energiewirtschaftliche Abrechnungsrelevanz zu“ [26].

Die Kommunikation mit dem SMGW erfolgt im Nachrichtenformat XML [27]. Jedem SMGW wird eine Messlokations-Identifikationsnummer (MeLo-ID) zugeordnet. Die Kommunikation zur Datenübertragung zwischen den verschiedenen Akteuren erfolgt gemäß den Prozessen der Marktkommunikation [28], welche durch die Bundesnetzagentur vorgeschrieben werden.

Die digitale Infrastruktur, in der das SMGW eine zentrale Komponente darstellt, ermöglicht eine automatisierte, zeitlich aufgelöste Erfassung von Zählerständen, im Gegensatz zur manuellen und lediglich kumulierten Erfassung durch die klassischen Ferrariszähler. Sie erlaubt eine Visualisierung des Stromverbrauchs, was bereits durch die Sensibilisierung der Verbraucher zu Einsparungen beim Stromverbrauch führen kann [29]. Die Erkennung und Korrektur von potenziellen Messfehlern sowie Plausibilisierung und Ersatzwertbildung der Messungen wird ermöglicht, wie nach § 60 MsbG gefordert. Durch hochaufgelöste Messwerte ist außerdem eine echtzeitnahe Überwachung des Energiebezugs durch Versorger möglich. Dies erlaubt Entwicklung, Angebot und Abrechnung neuer, preisvariabler Tarife, die durch Last- oder Zeitabhängigkeiten Potenzial zur Energiekostensparnis bieten. Verbraucher können eine weitere Energiekosteneinsparung erreichen, indem sie Energieberatern ihre Messdaten zur Verfügung stellen, welche dann hochaufgelöste Datenanalysen durchführen können. Auch können die Daten für energiewirtschaftliche Prozesse schnell zur Verfügung gestellt werden – beispielsweise für die Abrechnung, Bilanzierung oder HKN in relativer Echtzeit.

Für die Netzbetreiber ermöglicht der hochaufgelöste Zugriff auf die Messdaten von Erzeugern und Verbrauchern die frühzeitige und exakte Prognose von kritischen Netzzuständen, wie z. B. von Netzengpässen. Das SMGW bietet darüber hinaus einen sicheren Steuerungskanal zu den Anlagen, was Netzbetreibern Eingriffsmöglichkeiten in netzkritischen Situationen oder die intelligente Steuerung zu deren Vermeidung bietet. Diese neuen Handlungsmöglichkeiten können helfen, Verbraucher mit hoher Spitzenleistung (z. B. Elektroladesäulen) im Netz unterzubringen, ohne dass das Stromnetz „bis aufs letzte Kilowatt“ ausgebaut werden muss. Verbraucher könnten den Netzbetreibern in Zukunft Flexibilitätsoptionen, d. h. die aktive Veränderung der aktuellen und/oder prognostizierten Erzeugungs- oder Entnahmeleistung [30], gegen Vergütungsanreize zur Verfügung stellen. Verbraucher im Besitz von Erzeugungsanlagen wie PV-Anlagen oder Blockheizkraftwerken (Prosumer) werden damit zu Flexumern. Kleine, dezentrale Flexibilitätsoptionen in der Hand der Flexumer, wie beispielsweise Blockheizkraftwerke, kleine PV-Anlagen oder Batteriespeicher von Elektrofahrzeugen, können zur Erbringung von Regelleistung oder anderen Systemdienstleistungen angesteuert werden. Beim Betrieb von Wärmepumpen oder dem Laden von Elektrofahrzeugen kann über SMGW im Smart Grid eine Lastverschiebung vorgenommen werden.

Fazit und Implikationen für das Herkunftsnachweissystem

Smart Meter Gateways sind technisch in der Lage, Erzeugungs- und Verbrauchsdaten direkt von einer Erzeugungs- oder Verbrauchsanlage an EMT zu übermitteln. Die Übermittlungsfrequenz ist dabei flexibel wählbar. Für eine abrechnungsrelevante Nutzung ist eine Auflösung der Daten von bis zu 15 Minuten möglich. Bei der Bereitstellung für Energiemonitoring und Mehrwertdienste müssen Messwerte in einer Auflösung von 60 Sekunden übertragen werden können. Perspektivisch erhalten alle Erzeugungsanlagen > 7kWp ein Smart Meter bis ins Jahr 2032.

Smart Meter sind daher die Grundlage für das HKN-System, um Erzeugungswerte aus EE-Anlagen automatisiert, direkt und in deutlich höherer zeitlicher Auflösung als bisher zu erhalten. Dadurch kann die bisherige Bilanzierungsdauer von HKN schrittweise von einem Jahr (Status quo) auf Quartale, Monate, Wochen, Tage, bis hin zu 15-Minuten reduziert werden. In Abschnitt 6 spielen daher SMGW eine zentrale Rolle bei der Überarbeitung des HKN-Systems.

3.2 Corporate and Finance and Sustainability Reporting

Nachhaltigkeitskriterien rücken immer stärker ins Zentrum der europäischen Industrie. Wesentliche politische Einflüsse der letzten Jahre stellen unter anderem die Agenda 2030 „Transforming our world“ der UN mit ihren 17 „Sustainable Development Goals“ [31] und das Pariser Klimaabkommen in Bezug auf den Klimaschutz [32] dar. Auf europäischer Ebene zielt der European Green Deal [33] darauf ab, die EU bis 2050 klimaneutral zu machen.

Im Kontext der von der EU-Kommission ausgerufenen „Agenda European Green Deal“ [33] und der „Sustainable Finance Strategy“ [34] kommen mit der „Corporate Sustainability Reporting Directive“ (CSRD) [35], „Sustainable Finance Disclosure Regulation“ (SFDR) [36] und der EU-Taxonomie [37] neue Regularien zur Unternehmensberichterstattung auf die Unternehmen zu. Sie rücken Nachhaltigkeitskriterien stärker ins Zentrum von Unternehmensstrategie, Management, Leistungsbeurteilung und Finanzierung. Abbildung 3-2 stellt eine Übersicht über dieses „Sustainable Finance Framework“ der EU dar.

Unternehmen (ab einer gewissen Größe) werden darin dazu verpflichtet, neben finanziellen Aspekten auch die Nachhaltigkeit ihres wirtschaftlichen Handelns offen zu legen. Die dabei berücksichtigten Emissionen lassen sich in drei Kategorien unterteilen:

- Scope 1: direkte Emissionen,
- Scope 2: indirekte Emissionen aus eingekaufter Energie,
- Scope 3: indirekte Emissionen innerhalb der Wertschöpfungskette.

Kennzahlen, wie zum Beispiel die Scope 2-Treibhausgas(THG)-Emissionen, werden verpflichtende Kennzahlen in den Nachhaltigkeitsberichtspflichten der CSRD [38] und SFDR [39]. Um diese Scope 2-THG-Emissionen zu bestimmen, benötigen die Unternehmen Daten über ihren Stromverbrauch und den entsprechenden Strommix. Über Emissionsfaktoren der verschiedenen Erzeugungsformen kann der indirekte THG-Fußabdruck über den Stromverbrauch bestimmt werden [40], [41]. Je besser die Input-Daten, desto präziser die Kennzahl. Auch Anforderungen wie eine Überprüfbarkeit der Daten, Fälschungssicherheit und Präzision für jedes einzelne Unternehmen (statt Schätzwerten oder vereinfachten Berechnungen) spielen zukünftig eine Rolle. Im Zuge des Nachweises von Scope 2-THG-Emissionen werden auch Maßnahmen wie z. B. THG-Emissions-Kompensationen oder eine gezielte Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien am Strombezug aufgebaut.

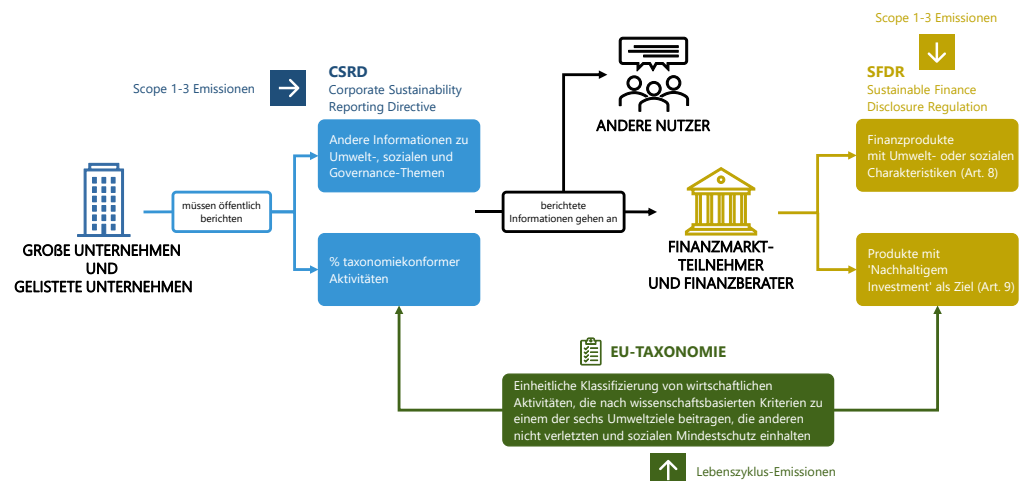


Abbildung 3-2: Überblick über die Regularien des EU Sustainable Finance Frameworks

Für die steigende Nachfrage nach Daten zu Nachhaltigkeitsaspekten spielen präzise Daten zum Energieverbrauch, wie z. B. der konkrete Strommix, oder auch Wissen um die Herkunft der genutzten Energie eine entscheidende Rolle. Auch in [42] kommen die Autor:innen im Kontext der CSRD zu dem Schluss, dass „Aspekte wie Herkunftsland, Technologien und Anlagentalter bzw. das Kriterium der Zusätzlichkeit eine immer stärkere Bedeutung einnehmen können“.

Auch der Energieverbrauch, aufgeteilt nach verschiedenen Quellen, ist eine geplante Kennzahl in den Nachhaltigkeitsberichtspflichten der CSRD [38], wofür Daten zur Herkunft der Energie benötigt werden. Dies betrifft nicht allein Strom, sondern auch andere Energieträger wie Wärme, Gas und (in Zukunft) Wasserstoff.

Generell lässt sich erkennen, dass in den neuen Regularien die Betrachtung der gesamten Wertschöpfungskette und des Lebenszyklus von Produkten und der Geschäftstätigkeit an Bedeutung gewinnt. Nach dem CSRD-Proposal [35] soll zum Beispiel eine Beschreibung „der

wichtigsten tatsächlichen oder potenziellen negativen Auswirkungen, die mit der Wertschöpfungskette des Unternehmens [...] verknüpft sind“ [35] erfolgen. In der EU-Taxonomie [37] wird explizit vorgegeben, dass sich die Bewertungskriterien an Lebenszyklusanalysen orientieren sollen [37]. Die Methode der Lebenszyklusanalyse spielt entsprechend in der Nachhaltigkeitsberichterstattung und im Nachhaltigkeitsmanagement eine zunehmende Rolle. Sie wird unter anderem zur Bestimmung von kumulierten Energieaufwänden, Carbon Footprints oder umfassenderen Environmental Footprints von Produkten oder Organisationen verwendet. Wichtige Standards, auf die auch in der EU-Taxonomie verwiesen wird, sind zum Beispiel die ISO 14067:2018 für den Carbon Footprint [43], [44], [45], sowie die „Recommendation 2013/179/EU“ der Europäischen Kommission zur Erstellung von „Product bzw. Organisation Environmental Footprints“ (PEF/OEF) [46], [44], [45]. Die „Recommendation 2013/179/EU“ zum PEF/OEF wird derzeit jedoch noch in einer neuen Fassung überarbeitet [47]. Für die Bestimmung eines „Carbon-“ oder „Environment- Footprints“ über eine Lebenszyklusanalyse spielen präzise Energie-Herkunftsdaten und Daten zum Energiemix der Nutzung eine entscheidende Rolle. Über sie werden mit Hilfe von Emissionsfaktoren die Umweltauswirkungen des Energieverbrauches der Geschäftsaktivitäten quantifiziert. Sowohl in der alten als auch der überarbeiteten PEF/OEF-Empfehlung der Europäischen Kommission [46], [47] heißt es zum Beispiel, dass der aus dem Netz genutzte Strom so präzise wie möglich mit Präferenz für „supplier-specific data“ modelliert werden soll. Dafür soll der Energieversorger dann zum Beispiel garantieren, dass die genutzte Energie aus erneuerbaren Energien nicht gleichzeitig noch anderen zugeschrieben wird. [46], [47]. Ähnliche Vorgaben gibt es auch im ISO14067:2018 [43].

Im Rahmen von Umweltmanagementsystemen sollen umweltrelevante Kennzahlen des Unternehmens erhoben werden, z. B. solche des europäischen Gemeinschaftssystems für Umweltmanagement und Umweltbetriebsprüfung (EMAS) [48], [49], welches auf ISO 14001 [50] basiert. Zu Kernindikatoren des EMAS zählen z. B. der Energieverbrauch und die THG-Emissionen [48]. Es ist nicht verpflichtend, aber naheliegend, Energieverbräuche z. B. nach Energiequellen weiter aufzuteilen und entsprechende indirekte THG-Emissionen über den Stromverbrauch mit einzubeziehen. Hierfür würden Daten zur Herkunft des Stroms bzw. der Energie benötigt – je präziser desto besser. Auch für das Energiemanagementsystem ISO 15001 wäre potenziell ein Einsatz denkbar.

Die Herkunft der genutzten oder weitergegeben Energie spielt auch dann eine Rolle, wenn sich Unternehmen bestimmte Ziele zur Nutzung erneuerbarer Energien gesetzt haben, „Grüne Produkte“ mit entsprechenden Versprechen verkauft werden oder (z. B. bei Liefer- oder Rahmenverträgen) den Kunden gegenüber zugesichert wird, keinen Strom aus fossilen Erzeugungsanlagen zu verwenden. Generell können individuelle HKN der verbrauchten Energie in solchen Fällen zur internen Steuerung verwendet werden, um bestimmte externe (Marketing-)Versprechen zu erfüllen.

Exkurs: Allokationsmethoden und Datengrundlage

Im Greenhouse Gas (GHG)-Protokoll [41] sind zwei Methoden angegeben, die zur Quantifizierung indirekter Emissionen aus eingekaufter Energie (hier: v. a. strombedingte Emissionen) herangezogen werden sollen (s. Abbildung 3-3). Sie dienen als Grundlage für die Bilanzierungsstandards in der CSRD.

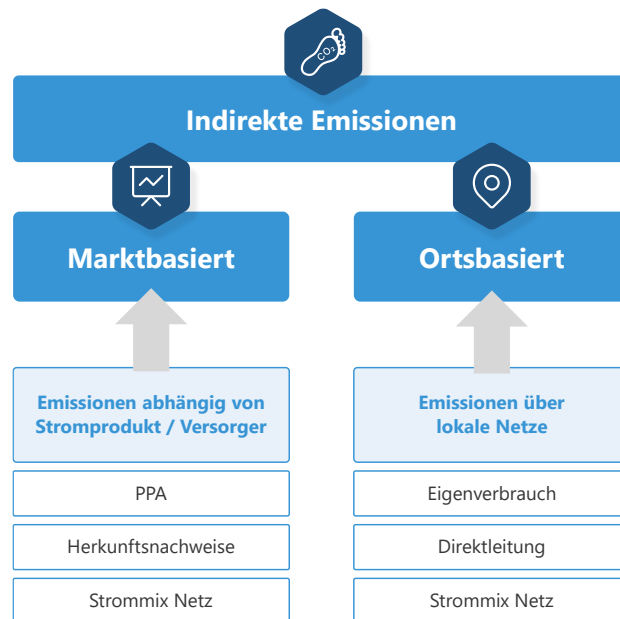


Abbildung 3-3: Marktbasierte und ortsbasierte Quantifizierung indirekter Emissionen aus eingekaufter Energie

Marktbasierte Emissionen basieren auf den Emissionen, die Unternehmen gezielt durch die Wahl ihres Stromprodukts oder Versorgers beeinflussen können. Hier spielen HKN eine maßgebliche Rolle, da über sie die strombedingten Emissionen grün gefärbt und damit reduziert werden können. Diese können über den Stromlieferanten, direkt auf Märkten oder über Broker beschafft werden. Alternativ können auch PPA (siehe Abschnitt 3.7) abgeschlossen werden. Auf diese Weise wird eine physikalische Stromlieferung mit HKN vertraglich für einen längeren Zeitraum gesichert. Strommengen, die nicht über HKN abgedeckt werden, werden über einen durchschnittlichen Emissionsfaktor aus dem Netz in die Berechnung einbezogen [41].

Die unternehmerischen Möglichkeiten, um marktbasierte Emissionen zu verringern, umfassen

- Reduktion des Energieverbrauchs,
- Beschaffung von Grünstrom durch entsprechende Anbieter und grüne Stromprodukte,
- direkter Einkauf von Strom auf Großhandelsmärkten sowie eigene Beschaffung und Entwertung von HKN,
- Off-site bzw. finanzielle PPA,
- eigene Investition in off-site EE-Anlagen.

Ortsbasierte Emissionen hingegen spiegeln die durchschnittliche Emissionsintensität der lokalen Netze wider. Dies beinhaltet auch ggf. vor Ort erzeugte erneuerbare Energie (z. B. Eigenverbrauch durch eine PV-Anlage) oder EE-Anlagen, die mittels Direktleitung an den bilanzierenden Verbraucher angeschlossen sind. Darüber hinaus können einzelne Verbraucher ihre ortsbasierten Emissionen nicht direkt beeinflussen. Stattdessen soll die vermehrte Nachfrage von Produkten zur Reduktion marktbasierter Emissionen langfristig dazu beitragen, die ortsbasierten Emissionen zu reduzieren [41].

Die unternehmerischen Möglichkeiten, um ortsbasierte Emissionen zu verringern, umfassen

- Reduktion des Energieverbrauchs,
- bei hoher Auflösung der Emissionsintensität statt eines Jahresdurchschnitts: flexible Anpassung des Stromverbrauchs an aktuelle CO₂-Intensität im Stromnetz,
- eigene Investition oder on-site PPA mit EE-Anlagen (direkt auf dem Gelände des Verbrauchers oder per Direktleitung).

Die unternehmerischen Möglichkeiten, um die ortsbasierten Emissionen zu beeinflussen, sind absichtlich limitiert. Hinter dieser Zweiteilung der Emissionsbilanzierung steht die Annahme, dass eine steigende Nachfrage nach HKN, um die marktbasierten Emissionen zu reduzieren, einen Einfluss auf die Energiewende und damit die ortsbasierten Emissionen hat. Jedoch leisten HKN „derzeit nur einen geringen Beitrag zur Energiewende. Sie sind ein reines Bilanzierungsinstrument, das die vorhandenen Erzeugungskapazitäten ‚zählt‘, aber keine neuen hinzufügt. Einen Zubau neuer Erneuerbarer-Energie-Anlagen durch Direktvermarktung wird es erst geben, wenn der Marktpreis für Strom aus erneuerbaren Energien höher ist als der Erlös, den das EEG sichert. Sofern die Nachfrage nach Herkunftsnachweisen steigt, verknappt sich deren Menge, sodass der Preis steigt. Dies wäre ein Anreiz für die Strombranche, in neue Anlagen zu investieren. Doch von einem solchen Szenario ist der europäische Ökostrommarkt derzeit noch weit entfernt. Das Angebot an Strom aus erneuerbaren Energien ist europaweit weitaus größer als die Nachfrage nach Ökostromtarifen.“ [4]

Die europäische Integration des HKNR sorgt aktuell dafür, dass HKN günstig und in großen Mengen aus Skandinavien importiert werden. In Deutschland könnten die HKN-Preise in Zukunft stark ansteigen, betrachtet man z. B. Debatten wie in Norwegen, aus dem HKN-Handel auszusteigen [42]. Hohe HKN-Preise können zwar einen Anreiz zur Direktvermarktung von neuen EE-Anlagen darstellen, senken aber gleichzeitig die Attraktivität von Ökostromprodukten.

Es kommt hinzu, dass der Großteil deutscher Ökostromproduktion über das EEG gefördert und damit aufgrund des Doppelvermarktungsverbots (§ 80 EEG) nicht berechtigt ist, HKN zu beantragen und in Umlauf zu bringen. Durch das schrittweise Auslaufen der EEG-Förderung in den nächsten Jahren steigt das Angebot entsprechend weiter (vgl. Abschnitt 3.4), was sich preissenkend auf HKN auswirken kann. Sollten Bestrebungen der EU erfolgreich sein, das Doppelvermarktungsverbot abzuschaffen [42], ist ein weiterer Preisverfall für HKN zu erwarten. Diese Entwicklung würde auch einen wie im vorigen Absatz beschriebenen möglichen Anzeizeffekt abschwächen oder ausgleichen. Günstige HKN-Preise sind gut für Unternehmen, die ihre Scope 2-Emissionen grün färben möchten. Ein Einfluss auf die Energiewende und damit die ortsbasierten Emissionen ist jedoch nicht gegeben.

Sowohl markt- als auch ortsbasiert müssen Emissionen ausgewiesen werden. Dies geschieht heute auf zwei Wegen

- Marktbasierte Emissionen werden auf Basis des Energieträgermixes durch das ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity) berechnet. Der ENTSO-E-Energieträger-Mix für Deutschland wird um die nach dem EEG geförderten sowie die über HKN bilanzierten Mengen bereinigt. Nicht entwertete HKN werden durch das UBA an den BDEW (Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft) gemeldet und fließen in den Mix mit ein. Aus diesen Informationen wird jährlich ein bundesdeutscher Schnitt berechnet und über das Portal des BDEW (u. a. mit einem Excel-Berechnungstool) zur Verfügung gestellt. Er kann genutzt werden, um

Emissionen für Graustrom (Strom, für den keine HKN entwertet wurden) auf Stromrechnungen auszuweisen.

- Ortsbasierte Emissionen werden ebenfalls über den Kraftwerkseinsatz fossiler Energieträger durch das ENTSO-E berechnet. Hier werden jedoch auch alle EE-Anlagen mitberechnet. Die Daten werden sowohl über das ENTSO-E als auch den BDEW zur Verfügung gestellt.

Seitens der Industrie wird derzeit Kritik laut, dass die Berechnungsmethode sowie die Bereitstellung jährlicher Durchschnittswerte nicht ausreichend seien. Insbesondere die aktive Lastverschiebung zur CO₂-Optimierung sei dadurch nicht möglich. Wenngleich diverse Dienstleister bereits entsprechende Daten in höherer zeitlicher Auflösung anbieten (z. B. opendata.ffe.de), fehlen heute eine einheitliche Methode bzw. ein gemeinsamer Standard, sodass die Daten auch unternehmensübergreifend vergleichbar sind. Erfolgt hier keine Standardisierung, dann ist zu befürchten, dass Unternehmensdaten nicht vergleichbar sind, die Überprüfbarkeit erschwert wird, Daten in Lieferketten falsch berechnet werden und ein „Unterbietungswettbewerb“⁴ bei der Berechnung der CO₂-Werte im Rahmen des rechtlich Möglichen entsteht.

Fazit und Implikationen für das Herkunftsnachweissystem

Die Anforderungen an Unternehmen, eine datenbasierte und nachweisbare Nachhaltigkeitsberichterstattung durchzuführen, steigen. Auch die Anzahl an Unternehmen, die diese Anforderungen umsetzen müssen, wird steigen. So werden im Jahr 2026 ca. 15.000 Unternehmen in Deutschland berichtspflichtig [51].

Die Nachhaltigkeitsberichterstattung wird ebenso wie der Jahresabschluss durch Abschlussprüfer testiert. Auch hier gilt, dass ein Testat eingeschränkt oder verweigert werden kann, wenn der „Jahresabschluss [und der Nachhaltigkeitsbericht] so schwere Mängel aufweist, dass sich der Prüfer keine sichere Beurteilung erlauben kann“ [52]. Dies gilt auch, wenn der Informationsumfang ungenügend war [52]. Dementsprechend liegt nahe, dass in Zukunft insbesondere bei Scope 2-Emissionen stichhaltige, glaubwürdige und nachvollziehbare Daten verfügbar sein müssen, um ein Testat zu erhalten. Dies schließt das Monitoring des Stromverbrauchs, die korrekte Beschaffung und Entwertung von HKN ebenso wie das Monitoring der daraus resultierenden THG-Emissionen mit ein. Letztere hängen davon ab, aus welchen Quellen der Strom bezogen wurde und ob HKN für diese Strommengen bezogen und korrekt entwertet wurden.

Überdies setzen sich viele Unternehmen vermehrt eigene Ziele oder müssen sich selbst, ihren Kunden, Auftraggebern oder Anteilseignern gegenüber die Nachhaltigkeit ihres Wirtschaftens aufzeigen und nachweisen. Freiwillige Initiativen wie EnergyTag, die „24/7 clean power“ erreichen möchten, stehen hier an der Spitze eines neuen Trends (vgl. Abschnitt 5).

Hinzu kommt, dass der eigentlich angestrebte Effekt hoher HKN-Preise, der einen positiven Einfluss auf die Energiewende nehmen soll, in Deutschland nicht gegeben ist. Ein großes Importvolumen günstiger HKN aus Skandinavien führt zu einem Überangebot an Herkunftsnachweisen bei vergleichsweise geringer Nachfrage nach Ökostromprodukten. Dadurch ergaben sich in den vergangenen Jahren niedrige HKN-Preise [1]. Steigt die Nachfrage (z. B. durch die CSRD), so könnte sich dies zwar preisstärkend auswirken. Fällt jedoch das Doppelvermarktungsverbot (vgl. Abschnitt 3.4), könnte ein damit einhergehender Preisverfall den Effekt

⁴ Wenn es möglich ist, THG-Emissionen mittels entsprechender Daten und Methoden zu verringern, setzt sich ggf. nicht die methodisch sinnvollste Berechnungsmethode durch, sondern diejenige, welche die geringsten THG-Emissionen zur Folge hat.

der CSRD ausgleichen. Es ist also erforderlich, einen funktionierenden Wirkmechanismus zwischen HKN und der Energiewende zu etablieren. Dies könnte sowohl durch eine Anpassung des HKN-Systems als auch durch die Umsetzung von CSRD in Deutschland geschehen.

3.3 EU Emissions Trading System

Das EU Emissions Trading System (ETS) verfolgt das Ziel der Senkung von Treibhausgasemissionen zu möglichst geringen volkswirtschaftlichen Kosten. Hierfür müssen bestimmte wirtschaftliche Sektoren für ihren Treibhausgasausstoß Emissionszertifikate erwerben. Erfasst werden aktuell CO₂-Emissionen der Sektoren Energiewirtschaft (Strom- und Wärmeerzeugung), energieintensive Industrie und der innereuropäische Luftverkehr. Außerdem werden Lachgas (N₂O) aus der Produktion bestimmter Chemikalien sowie Perfluorcarbone (PFC) aus der Aluminiumproduktion erfasst. Das ETS umfasst aktuell mit allen 27 EU-Ländern sowie Island, Liechtenstein und Norwegen insgesamt 30 Länder und deckt rund 40 % der EU-Treibhausgasemissionen ab. Das ETS funktioniert dabei als Cap-and-Trade-System, das heißt die Gesamtmenge an erlaubten Emissionen wird durch eine CO₂-Obergrenze („Cap“) begrenzt. Diese Obergrenze wird über die Zeit sukzessive reduziert und somit auch die erlaubte Menge an Gesamtemissionen (linearer Reduktionsfaktor für das Ausgabevolumen der Klimazertifikate von 2,2 Prozent bis 2030 pro Jahr). Eine Tonne eingespartes CO₂ (bzw. die entsprechende Menge eines anderen Treibhausgases) erhält so einen direkten Geldwert, der auf Basis von Angebot und Nachfrage bestimmt wird. [53]

Fazit und Implikationen für das Herkunftsnachweissystem

Nach dem Quellprinzip werden im ETS Emissionen vollständig beim Erstverursacher bilanziert. Stromseitig erfolgt dies demzufolge beim Erzeuger. Dieser muss die entsprechenden Zertifikate für die von ihm verursachten Emissionen erwerben. Somit leitet sich aus dem ETS aktuell kein Bedarf eines Nachweises der Stromherkunft ab, da die Stromnutzer keine eigenen Zertifikate für die zur Stromproduktion angefallenen Treibhausgasemissionen erwerben müssen. Gleiches gilt für die Nutzer von Wärme [54].

3.4 Mögliche Aufhebung des Doppelvermarktungsverbots

Bisher regelt § 80 EEG, dass für Energiemengen, die durch das EEG gefördert wurden, keine HKN ausgestellt werden dürfen. Aus einem frühen Entwurf der RED III ließ sich ableiten, dass Deutschland das Doppelvermarktungsverbot ggf. künftig aufgeben muss. Da die finale Fassung der RED III noch aussteht, bleibt die Zukunft des Doppelvermarktungsverbot aber weiter offen. Nach der Einigung im Trilogverfahren könnte eine Beibehaltung möglich bleiben.

In einigen EU-Staaten gibt es HKN auch für staatlich geförderte Energiemengen [55]. Die Aufhebung des Doppelvermarktungsverbots für alle Neu- und Bestandsanlagen würde dazu führen, dass eine Vielzahl an zusätzlichen EE-Anlagen einen Anspruch auf HKN haben. Daher würde das Angebot an HKN stark steigen, wodurch ein Preisverfall zu erwarten wäre. Dieser Preisverfall würde es Energieversorgern und großen Industrieunternehmen erleichtern, günstige HKN zu erwerben und damit ihren Stromverbrauch bzw. den ihrer Kunden kostengünstig als grün und damit THG-neutral auszuweisen. Ein Mehrwert für die Energiewende entsteht hier jedoch nicht, da diese Anlagen bereits gebaut sind und aufgrund der zeitlichen Auflösung von einem Jahr die Volatilität und saisonale Verfügbarkeit von EE-Anlagen keine Rolle spielt. Die dena (Deutsche Energie-Agentur) schlägt in ihrem Positionspapier [42] (vgl. Abschnitt 5.3) daher vor, sich hier auf EEG-geförderte Neuanlagen zu beschränken, andernfalls bestehe ein

„zu hohes Risiko der qualitativen und quantitativen Entwertung von HKN, da schlagartig sehr viele HKN den Markt fluten und Marktpreise stark entwerten würden.“

Der EEG-Förderzeitraum für neue Stromerzeugungsanlagen beträgt 20 Jahre. Auch bei Bestehen des Doppelvermarktungsverbots läuft die EEG-Förderung derzeit und in den kommenden Jahren für die ersten Anlagen aus. Damit fallen diese Anlagen nicht mehr unter das Doppelvermarktungsverbot und erhalten das Recht, sich HKN für erzeugte Strommengen ausstellen zu lassen. Dies könnte große Veränderungen am HKN-Markt mit sich bringen. Abbildung 3-4, Abbildung 3-5 und Abbildung 3-6 zeigen die Ergebnisse einer Analyse anhand des Marktstammdatenregisters und der HkRNGebV, bei der in einer vereinfachten Betrachtung des HKN-Marktes abgeschätzt wurde, für welche Stromerzeugungsanlagen sich die gemäß HkRNGebV entstehenden Kosten innerhalb von fünf Jahren amortisieren (zur Methodik s. Anhang 8.2). Diese Anlagen wurden als potenzielle Marktteilnehmer berücksichtigt, sobald sie länger als 20 Jahre in Betrieb sind und somit keine EEG-Förderung mehr erhalten. Hierbei wurden drei verschiedene Marktpreise für HKN angenommen: 0,50 €, 2 € und 4 € pro HKN (durchgezogene Linien), die in etwa die Preisspanne für HKN im Jahr 2018 wiedergeben. Die Preise lagen 2018 bei etwa 0,50€ für HKN aus älteren skandinavischen Kraftwerken und bei etwa 1,50€ bis 4€ für HKN aus Schweizer Kraftwerken [1].

Zusätzlich wurde die Entwicklung für den Fall abgeschätzt, dass das Doppelvermarktungsverbot für geförderte Anlagen im Jahr 2025 [56] wegfällt (gestrichelte Linien). Für diese Abschätzung wurde der Leistungszubau aus dem NEP⁵-Szenariorahmen 2023-2037/2045 (Szenario B) [57] angenommen und für die Extrapolation der ausgestellten HKN verwendet (Abbildung 3-5). Zur Extrapolation der Anzahl der Anlagen (Abbildung 3-4) wurde die Annahme zugrunde gelegt, dass die durchschnittliche Nettonennleistung der installierten EE-Anlagen für jeden Energieträger konstant auf dem Wert von 2021 verbleibt.

In Abbildung 3-4 ist die Anzahl der potenziell am HKN-Handel teilnehmenden EE-Anlagen für die Jahre 2020 bis 2040 dargestellt. Man erkennt bereits in den kommenden Jahren eine zunehmende Anzahl der Anlagen, die als Marktteilnehmer infrage kommen. Der Maximalwert wird am Ende des betrachteten Zeitraums erreicht. Beim Fall des Doppelvermarktungsverbots liegt die Anzahl der teilnehmenden Anlagen hingegen schon im Jahr 2025 über dem Maximalwert ohne Doppelvermarktung. Die Anzahl der Anlagen, für die der Handel mit HKN als wirtschaftlich sinnvoll bewertet wird, hängt stark vom angenommenen Marktpreis für HKN ab und liegt 2040 zwischen etwa 80.000 (0,50 € pro HKN) und 430.000 (4 € pro HKN), bei erlaubter Doppelvermarktung zwischen etwa 350.000 (0,50€ pro HKN) und 2.800.000 (4€ pro HKN).

⁵ Netzentwicklungsplan (NEP)

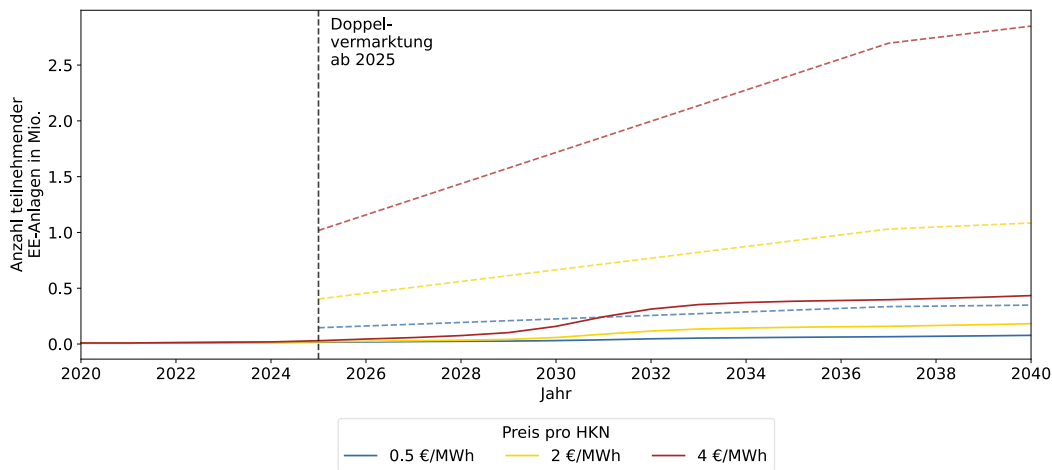


Abbildung 3-4: Anzahl der potenziell am HKN-Handel teilnehmenden EE-Anlagen. Gestrichelte Linien deuten die Werte bei einem Ende des Doppelvermarktungsverbots für EEG-geförderte Anlagen ab 2025 an.

Ein anderes Bild ergibt sich bei der jährlich insgesamt erzeugten Strommenge der am HKN-Markt teilnehmenden EE-Anlagen, und damit der Anzahl der am Markt verfügbaren HKN (Abbildung 3-5). Die erzeugte Strommenge hängt weniger vom Marktpreis ab und steigt bis 2040 auf etwa 200 TWh/Jahr, was über 80 % der gesamten Stromerzeugung durch EE-Anlagen im Jahr 2021 entspricht [58]. In HKN umgerechnet entspricht dies etwa 200 Mio. HKN pro Jahr, was mehr als die zehnfache Menge der etwa 18 Mio. HKN ist, die im Jahr 2021 in Deutschland ausgestellt wurden [10]. Bei zukünftig erlaubter Doppelvermarktung würde die Anzahl der ausgestellten HKN im Vergleich zu 2021 etwa das 35-fache betragen. Durch den Vergleich der Anzahl der teilnehmenden Anlagen (Abbildung 3-4) mit der Anzahl der HKN (Abbildung 3-5) ist ersichtlich, dass der HKN-Marktpreis nur für kleine Anlagen, die jedoch sehr zahlreich sind, eine Rolle spielt.

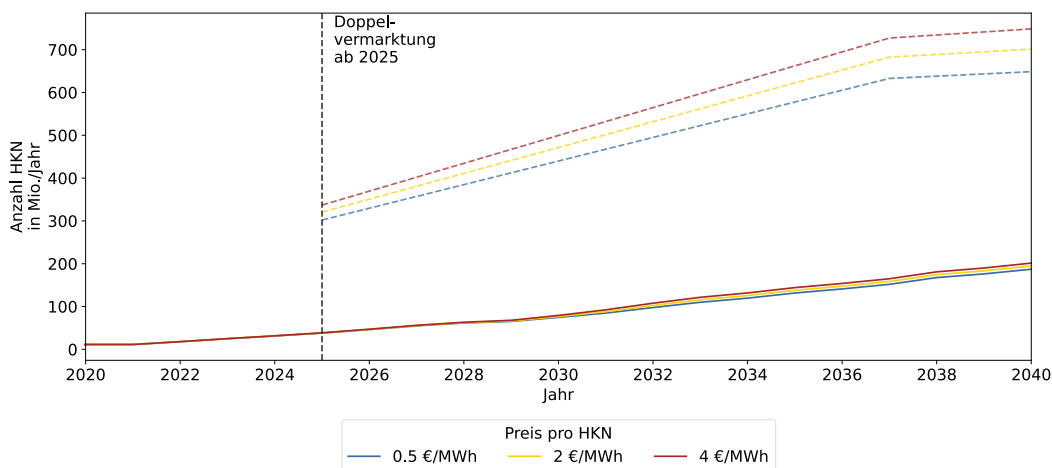


Abbildung 3-5: Durch die teilnehmenden Anlagen jährlich erzeugte Anzahl von HKN. Gestrichelte Linien deuten die Werte bei einem Ende des Doppelvermarktungsverbots für EEG-geförderte Anlagen ab 2025 an.

Dieser Umstand ist in Abbildung 3-6 dargestellt. Hier ist die durchschnittliche Nettonennleistung der am HKN-Handel teilnehmenden EE-Anlagen dargestellt. Sie liegt im Jahr 2040, bei einer Fortführung des Doppelvermarktungsverbots, zwischen etwa 100 kW (4 € pro HKN) und 770 kW (0,50 € pro HKN).

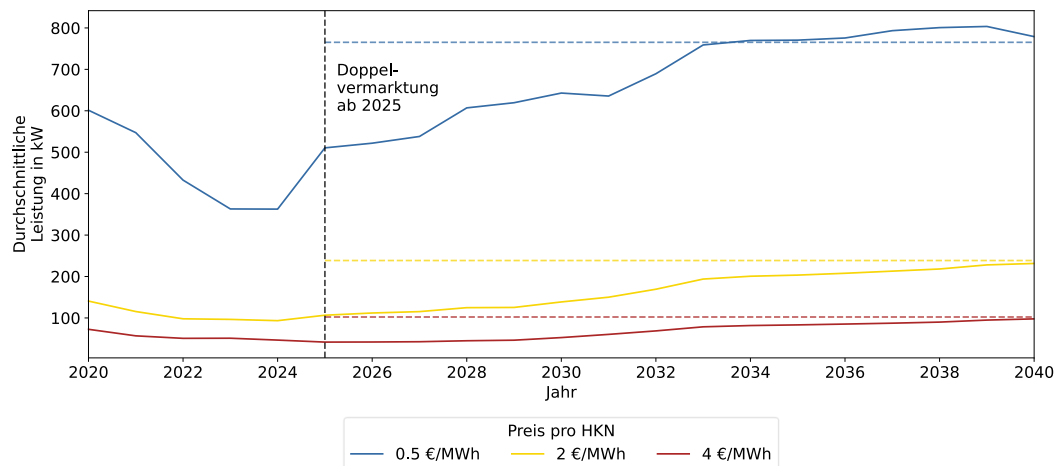


Abbildung 3-6: Durchschnittliche Leistung der teilnehmenden Anlagen. Gestrichelte Linien deuten die Werte bei einem Ende des Doppelvermarktungsverbots für EEG-geförderte Anlagen ab 2025 an.

Fazit und Implikationen für das Herkunftsnachweissystem

Insgesamt geht aus der Analyse hervor, dass bei niedrigen HKN-Marktpreisen Kleinanlagen wie beispielsweise Dach-PV-Anlagen nicht wirtschaftlich am HKN-Handel teilnehmen können. Für eine Vielzahl von Betreibern solcher Anlagen (vgl. Abschnitt 6.5) könnten HKN perspektivisch eine Möglichkeit darstellen, die produzierten Strommengen nach dem Auslaufen der EEG-Förderung ihrer Anlagen als Grünstrom zu vermarkten. Die unvorhersehbare Preisentwicklung stellt für Kleinanlagen jedoch eine wirtschaftliche Hürde dar. Unabhängig davon könnte die jährlich erzeugte Anzahl von HKN bereits in den 2030er-Jahren im neunstelligen Bereich liegen, was in derselben Größenordnung wie die insgesamt derzeit erzeugte Strommenge aus EE-Anlagen liegt. Bei einem Wegfall des Doppelvermarktungsverbots würde dieser Umstand, z. B. im Jahr 2025, bereits sehr zeitnah eintreten. Wenn die Ausstellung von HKN für EEG-geförderte Energiemengen aus Bestandsanlagen ermöglicht würde, so „würde Deutschland zum Exporteur“ [56].

Im Status quo des HKN-Systems wäre die Ausstellung, Übertragung und Entwertung der zusätzlichen HKN aufgrund der schlechten Skalierbarkeit des Systems mit einem enormen zusätzlichen Personalaufwand verbunden. Es muss also eine automatisierte Lösung geschaffen werden, die den manuellen Aufwand bei der Erstellung, Transaktion und Entwertung von HKN erheblich reduziert.

3.5 Sektorkopplung

Für eine funktionierende Energiewende kommt der Kopplung der einzelnen Sektoren eine immer größere Bedeutung zu. Wir betrachten deshalb im Folgenden die strombasierte Erzeugung von grünem Wasserstoff und Wärme sowie die Auswirkungen aktueller Entwicklungen

in diesen Bereichen auf ein HKN-System für Strom. HKN für Wasserstoff und Wärme selbst stehen hierbei nicht im Fokus.

Grüner Wasserstoff

Grüner Wasserstoff ist ein wichtiger Bestandteil für die Dekarbonisierung, für die derzeit die Weichen gestellt werden. Wasserstoff kann aus verschiedensten Quellen und mit verschiedensten Verfahren (z. B. Steinkohlevergasung, Dampfreformierung von Erdgas, Methanpyrolyse, Elektrolyse) gewonnen werden. Je nach Ausgangsstoff und Herstellungsart ist die Klimawirkung von Wasserstoff sehr hoch (z. B. bei Erzeugung mittels Stein- und Braunkohle oder Erdgas) oder sehr gering (z. B. Elektrolyse mittels Grünstrom).

Dabei entstehen zwei Kernherausforderungen, die – je nach Verwendungszweck – das HKN-System direkt betreffen:

- Nachweise von Grünstrom für die Elektrolyse von Wasserstoff. Nach aktuellem Stand ist dafür wohl unter anderem nachzuweisen, dass der Grünstrom zusätzlich und zeitgleich (z. B. in der gleichen Stunde) erzeugt wurde. „Zusätzlich“ bedeutet hier, dass neue EE-Anlagen für die Wasserstoffproduktion in Betrieb genommen werden, anstatt lediglich den von Bestandsanlagen produzierten Grünstrom für die Elektrolyse „umzuwidmen“, der dadurch an anderer Stelle im Energiesystem ggf. durch fossile Erzeugungsleistung ausgeglichen werden könnte. „Zeitgleich“ bedeutet, dass die Erzeugung und der Verbrauch von Strommengen nicht zu weit auseinanderliegen, um z. B. saisonale Schwankungen der Erzeugungsleistung abzubilden.
- HKN für den (grünen, blauen, braunen ...) Wasserstoff selbst, der über verschiedene Transportwege (z. B. via Pipeline, Transportschiff oder LKW) und Transportmedien (z. B. direkt, als Methanol oder Ammoniak) nachverfolgt werden muss.

Das Projekt InDEED beschäftigt sich primär mit Grünstrom (vgl. Abschnitt 5.2). Daher wird darauf der Fokus dieser Roadmap gelegt. Eine Übertragung z. B. auf Wasserstoff wäre möglich, ist aber derzeit noch nicht weiter erforscht.

Der „Delegated Act“ zu Artikel 27 RED II, der von der EU-Kommission im Februar 2023 erlassen wurde [12] und (Stand: März 2023) noch nicht in Kraft getreten ist, enthält in seiner derzeitigen Formulierung unter anderem Voraussetzungen, die erfüllt sein müssen, damit der genutzte Strom aus der Produktion von Wasserstoff, der mittels Elektrolyse hergestellt wird, vollständig auf das Verkehrsziel in der Erneuerbaren-Energien-Richtlinie anrechenbar ist. Die Voraussetzungen sind in Abbildung 3-7 zusammengefasst und werden im Folgenden näher beschrieben.

Der Delegated Act bezieht sich auf die Anrechenbarkeit von Wasserstoff für Ziele innerhalb des Verkehrssektors, die in der „Renewable Energy Directive“ (RED II) enthalten sind. Er könnte aber künftig auch beispielhaft als Grundlage für Regelungen zu grünem Wasserstoff in anderen Sektoren dienen.

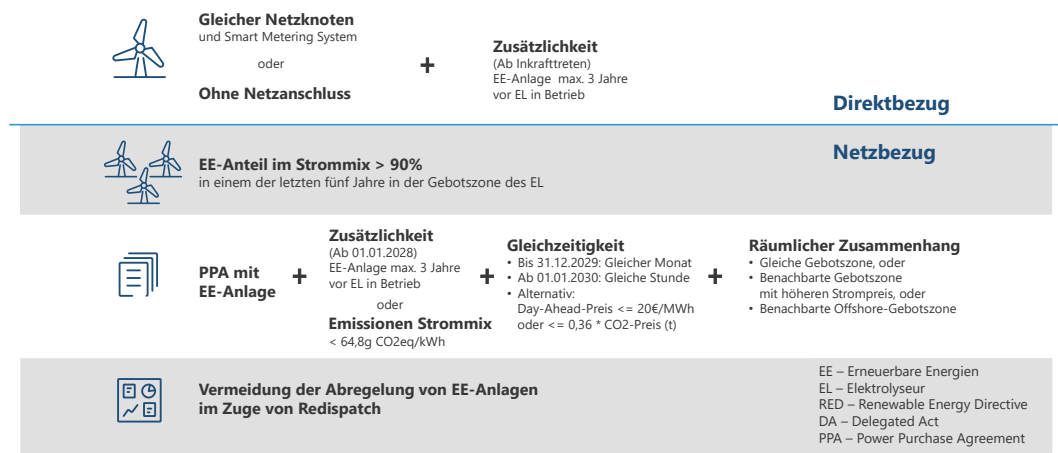


Abbildung 3-7: Übersicht über die Voraussetzungen nach dem „Delegated Act“ [12] zur Kennzeichnung von Wasserstoff als „grün“, nach [59]. Jede Zeile enthält eine mögliche Kombination von Kriterien, die für grünen Wasserstoff jeweils erfüllt sein müssen.

Wasserstoff ist nach dem „Delegated Act“ [12] grün, wenn eines der folgenden vier Kriterien erfüllt ist:

1. **Direktleitung:** Der Elektrolyseur muss direkt an eine EE-Anlage angeschlossen und beide innerhalb von 36 Monaten gebaut worden sein.
2. **„Grünstromland“:** Wenn in einem Land (z. B. Norwegen) über 90% des Stroms pro Kalenderjahr aus EE-Anlagen stammen, darf der Wasserstoff als „grün“ bezeichnet werden. Dabei reicht es aus, wenn der EE-Anteil in der Gebotszone die 90%-Schwelle in einem der letzten fünf Kalenderjahre überschritten hat. Der Elektrolyseur darf dann eine maximale Anzahl von Betriebsstunden, die sich aus der Multiplikation des EE-Anteils im Strommix mit der Anzahl der Stunden im Jahr ergibt, nicht überschreiten.
3. **Power-Purchase-Agreements:** Der Strom für die Elektrolyse kann aus einer oder mehreren ungeforderten Anlagen, die über PPA kontrahiert wurden, stammen. Ab 2028 müssen diese Anlagen „zusätzlich“, d. h. maximal 36 Monate vor dem Elektrolyseur, errichtet werden. Der Strom muss dabei „gleichzeitig“, d. h. innerhalb einer Stunde (1 Monat bis 2030) erzeugt und verbraucht werden. Die HKN im deutschen HKN-System haben im Status quo nicht die erforderliche zeitliche Auflösung, um die Gleichzeitigkeit im Sinne des „Delegated Act“ nachweisen zu können. Zum Nachweis, dass tatsächlich eine Lieferbeziehung zwischen einer EE-Erzeugungsanlage innerhalb Deutschlands und dem Elektrolyseur besteht, könnte die „optionale Kopplung“ nach § 30a HKRNDV genutzt werden. Die Gleichzeitigkeit von Erzeugung und Verbrauch kann von einem Umweltgutachter bestätigt werden [13].

Nach dem „Delegated Act“ kann anstelle der oben genannten Zusätzlichkeit der Erzeugungsanlagenerrichtung das Kriterium angewandt werden, dass die Emissionen im Strommix unterhalb von 64,8 g CO₂e/kWh liegen. Anstatt unter Verwendung des Gleichzeitigkeitskriteriums bzgl. Erzeugung und Verbrauch kann Wasserstoff auch als grün ausgewiesen werden, wenn der Day-Ahead-Strompreis unter 20 €/MWh oder unterhalb des 0,36-fachen des CO₂-Zertifikatspreises pro Tonne liegt.

Zusätzlich zu den bereits genannten Voraussetzungen muss für die Produktion grünen Wasserstoffs unter Anwendung eines PPA ein räumlicher Zusammenhang zwischen

Stromerzeugung und -verbrauch bestehen. Dieses Kriterium setzt für grünen Wasserstoff voraus, dass die EE-Anlage sich in der gleichen Gebotszone wie der Elektrolyseur, in einer daran angrenzenden Zone mit höherem Strompreis oder einer benachbarten Offshore-Gebotszone befindet.

4. Netzengpass: Wenn der Bedarf für Redispatch durch die Elektrolyse reduziert wird (also weniger Abregelung notwendig ist) gilt der so erzeugte Wasserstoff als grün.

Zudem bietet das Gesetz zur Ausstellung, Übertragung und Entwertung von Herkunftsnachweisen sowie zur Schaffung eines Herkunftsnachweisregisters für gasförmige Energieträger und eines Herkunftsnachweisregisters für Wärme oder Kälte aus erneuerbaren Energien (HkNRG) seit dem 14.1.2023 die Gesetzesgrundlage für die Schaffung je eines HKNR für Wärme und Gas (inklusive Wasserstoff) auf Basis der RED II.

Eine direkte Herausforderung für das heutige HKN-System entsteht insbesondere durch die letzten beiden Vorschläge, wobei die Herausforderung im HKNR für gasförmige Energieträger vor allem die Zusätzlichkeit und die Zeitgleichheit betreffen dürfte. Das HKNR (Strom) wird aktuell jährlich bilanziert. Eine physikalische Kopplung in hoher zeitlicher Auflösung ist technisch dort zwar vorgesehen, jedoch mit viel Aufwand verbunden (Umweltgutachten).

Wärme

Insbesondere auf Haushaltsebene macht der Wärmesektor einen großen Anteil der jährlichen Emissionen aus [60]. Der Anteil erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch von Wärme und Kälte liegt dabei mit 16,5 Prozent noch deutlich unter dem Anteil bei der Stromerzeugung [61]. Bei der Kennzeichnung von Wärme ergeben sich dabei die gleichen Herausforderungen, wie sie im vorherigen Abschnitt bereits für die Schaffung eines HKNR für Wasserstoff beschrieben wurden:

- Nachweise von Grünstrom für die strombasierte Erzeugung von Wärme. Dies betrifft insbesondere die Beheizung von Gebäuden mittels Wärmepumpen sowie Wärmepumpen in Fernwärmenetzen.
- HKN für die Wärme selbst, insbesondere wenn die Wärmeerzeugung und Nutzung räumlich entkoppelt stattfinden (Distribution über Nah- und Fernwärmenetze).

Auch für Wärme soll dabei im Folgenden der Fokus auf den ersten der beiden Punkte gelegt werden. Um strombasierte Wärme als grün zu klassifizieren, soll nach § 5 Absatz 4 HkNRG ein HKN nach § 79 EEG für den verwendeten Strom erforderlich sein. Damit kann das aktuelle System grundsätzlich als Basis für die Ausstellung von HKN strombasierter Wärme verwendet werden, bedeutet jedoch bei dem aktuell stark steigenden Bedarf nach Wärmepumpen voraussichtlich eine entscheidende Erhöhung des Bedarfs nach HKN für Strom. Allerdings werden hiermit bei dem aktuellen System bilanzieller, zeitlich und örtlich entkoppelter HKN keine Transparenz oder Anreize für Lastverschiebungen zur Verringerung der eigenen Emissionen geschaffen. Dadurch wird das Flexibilitätspotenzial der strombasierten Wärmeerzeugung nicht vollständig gehoben.

Exkurs: Digitalisierung in der Messung von Wärme- und Gasbezug

Wie in Abschnitt 3.1 für die Messung elektrischen Verbrauchs beschrieben, stellt eine digitalisierte, automatische Erfassung von Erzeugung und Verbrauch die Grundvoraussetzung eines effizienten HKN-Systems dar. Dies gilt in gleichem Maße für die Ausstellung von HKN für Wärme und Gas.

Für Messeinrichtungen für Gas ist insbesondere § 20 MsbG zu beachten. Laut diesem müssen neu eingebaute Messeinrichtungen für Gas „sicher mit einem Smart-Meter-Gateway verbunden werden können“ (Satz 1). Eine Ausnahme bilden Messeinrichtungen mit registrierender Leistungsmessung, die noch bis zum 31. Dezember 2024 verbaut werden dürfen.

Im Bereich Wärme wurde zum 28.09.2021 mit der „Verordnung zur Umsetzung der Vorgaben zu Fernwärme und Fernkälte“ [62] in Umsetzung der entsprechenden EU-Richtlinie eine Vereinheitlichung der Messeinrichtungen im Wärmesektor beschlossen. Hiernach müssen neuinstallierte Messeinrichtungen fernablesbar sein sowie alle bestehenden Messeinrichtungen bis spätestens 2026 entsprechend nachgerüstet oder ersetzt werden. Eine Fernablesbarkeit ist jedoch bereits gegeben, wenn die Ablesung „ohne Betreten der Nutzeinheiten abgelesen werden kann.“ Somit erfordert die Richtlinie keine zentralisierte Ablese- und Auswertungsmöglichkeit sowie keine Steuerbarkeit der Verbrauchseinrichtungen.

Insgesamt sind die Vorgaben für digitale Messeinrichtungen im Wärme- und Gasbereich noch deutlich weniger klar definiert als im Strombereich. Auch wenn technisch bereits steuerbare, digitale Geräte bestehen, gibt es aktuell noch keine Grundlagen für ein integriertes Mess- und Steuerungskonzept. Darüber hinaus ergibt sich in der Digitalisierung der Wärme- und Gasmessung ähnlich zum Smart-Meter-Rollout eine Reihe praktischer Herausforderungen wie z. B. Datenschutz und eine funktionierende Datenübertragung sowie einige Fragestellungen zur korrekten Bilanzierung unter Berücksichtigung der Trägheit von Wärme- und Gasnetzen. Zudem stellt das langsame Voranschreiten des SMGW-Rollouts selbst eine Hürde bei der geplanten Anbindung von Wärme- und Gaszählern dar.

Fazit und Implikationen für das Herkunftsnachweissystem

Im HKN-System wird in Zukunft auch die Kennzeichnung von Wärme und Gas (inklusive Wasserstoff) berücksichtigt werden. Aus den EU-Richtlinien und den aktuellen Plänen der EU in Form des „Delegated Act“ bzw. durch die Entwürfe der RED III deuten sich höhere Anforderungen an das HKN-System an. Eine wichtige Anforderung ist Kopplung von Erzeugungsanlagen mit einzelnen Verbrauchern sowie der Nachweis der Gleichzeitigkeit von Erzeugung und Verbrauch.

Es wurden in Deutschland bereits Lösungen geschaffen, die es z. B. mittels Umweltgutachtern ermöglichen, diese Gleichzeitigkeit nachzuweisen. Dies führt jedoch zu zusätzlichen bürokratischen Hürden und Kosten, die die Wirtschaftlichkeit des Endprodukts (z. B. grüne Wärme oder Wasserstoff) insbesondere bei kleineren Anlagen schmälern.

Eine vollständig digitale Lösung, die keine Umweltgutachter o. Ä. erfordert und die mit hoher zeitlicher Auflösung und zu geringen Kosten die Gleichzeitigkeit nachweist, ist daher ein notwendiger nächster Schritt für das HKN-System. Zudem sollten die Lehren aus der Umsetzung des HKN-Systems für Strom sowie mögliche Verbesserungsmöglichkeiten (vgl. Abschnitt 6) auch beim Aufbau der Register für Wärme und Wasserstoff/Gas berücksichtigt werden.

3.6 Ökostromsiegel

Um Verbrauchern zu vermitteln, dass Ökostromprodukte einen Mehrwert besitzen, der über die gesetzlichen Mindestanforderungen an die Stromkennzeichnung hinausgeht, spielen heute verschiedene Ökostromsiegel eine wichtige Rolle. Diese Ökostromsiegel sind vom Staat und den Energieversorgern unabhängig und sollen vermitteln, dass die durch ein Siegel zertifizierten Ökostromprodukte die Energiewende besonders stark vorantreiben. Bei der

Zertifizierung wird bestätigt, dass ein Ökostromprodukt und dessen Anbieter bestimmte Kriterien erfüllen. Diese Kriterien sind nicht gesetzlich festgelegt, sondern variieren von Siegel zu Siegel und sind unterschiedlich anspruchsvoll. Dadurch kann der Lieferant individuell einen Nutzen des Produkts für die Energiewende bewerben. Der Lieferant kann sein Produkt von einem oder mehreren Ökostromsiegeln zertifizieren lassen. Die Anbieter der Siegel können dabei unterschiedliche Schwerpunkte setzen. Die in Deutschland relevanten Siegel „Grüner Strom-Label“, „Ok Power“, „EKOenergie“, „Renewable Plus“, „TÜV Nord: Geprüfter Ökostrom“ sowie Standard „EE01“ und „EE02“ des TÜV Süd stellen unterschiedliche Anforderungen an die Stromprodukte. Anbieter von Ökostromprodukten können mit all diesen Siegeln gleichermaßen dafür werben, dass ihr Produkt Anforderungen erfüllt, die über ein lediglich durch HKN belegtes Ökostromprodukt hinausgehen. Die verschiedenen Siegel werden im Folgenden kurz beschrieben und ihre Anforderungen in Tabelle 3-1 anhand ausgewählter Kriterien verglichen.

Grüner Strom

Die Anforderungen des Siegels „Grüner Strom-Label“ können als besonders hoch angesehen werden. Als Alleinstellungsmerkmal steht hier im Vordergrund, dass der Nachweis des Ökostroms durch HKN allein nicht zur Zertifizierung ausreichend ist. Es wird eine Kopplung des HKN an die zugrunde liegende Strommenge benötigt, um das „Grüner Strom-Label“ zu erhalten [63]. Beleg für das Vorliegen der Kopplung kann beispielsweise die „optionale Kopplung“ (vgl. Abschnitte 2 und 6.4) sein, die dem Nachweis dient, dass als Grünstrom ausgewiesene Strommengen tatsächlich von EE-Anlagen erzeugt und geliefert wurden.

OK Power

OK Power teilt seinen Kriterienkatalog in Pflicht- und Wahlpflichtkriterien. Als Pflichtkriterien werden vorausgesetzt, dass der Ökostromanbieter nicht an Atom- oder Kohlekraftwerken beteiligt sein darf, sowie einige Kriterien zur Gewährleistung von Verbraucherschutz und ökologische Anforderungen an Erzeugungsanlagen. Während alle Pflichtkriterien obligatorisch sind, muss außerdem noch eines von drei Wahlpflichtkriterien aus dem Wahlpflichtkatalog erfüllt werden. Darunter fallen zum Beispiel die Förderung innovativer Projekte durch Beiträge zwischen 0,2 und 0,3 ct/kWh, Neuanlagenförderung sowie der Weiterbetrieb von ehemals staatlich geförderten Anlagen [64].

TÜV Süd: Standard EE01 und EE02

Der TÜV Süd differenziert bei seinen Ökostromsiegeln zwischen den beiden Standards EE01 und EE02. Während der Neubau von EE-Anlagen bei EE01 im Vordergrund steht, fokussiert sich das EE02-Siegel auf einen hohen Ökostrom-Anteil und die Förderung erneuerbarer Energien.

Das EE01-Siegel erfordert neben der vollständigen Deckung von Strommengen durch erneuerbare Energien auch eine wählbare Förderkomponente. Diese Komponente kann ein Neuanlagenanteil im Strommix (30%), Investitionen in Förderfonds (0,2 ct/kWh), ein festgelegter Technologiemix (min. 20 % Windkraft, 15 % Wasserkraft < 2 MW und 5 % Solar, Biogas, Geothermie, Biomasse jeweils < 2 MW) oder ein Direktstrom- (min. 30%) oder Mieterstrom-Angebot sein [65].

Das EE02-Siegel hat darüber hinaus noch eine zeitliche Kopplung an die Strommenge. Dafür muss entlang der gesamten Lieferkette die Zeitgleichheit nachgewiesen werden, d. h. der Strom muss zeitgleich innerhalb des „kürzesten, in der jeweils nationalen Energiewirtschaft

angewendeten Zeitabschnitt[s]“ zum Verbrauch eingespeist werden [66]. Verbraucher und Erzeuger müssen sich dabei im gleichen Verbundnetz (z. B. Kontinentaleuropa) befinden.

Optional können mit dem EE01- und dem EE02-Siegel weitere Kriterien zertifiziert werden. Darunter fallen zwei verschiedene Regionalitätskriterien. Zum einen kann bestätigt werden, dass für ein Stromprodukt zu mindestens 50% Regionalnachweise entsprechend den gesetzlichen Mindestanforderungen gemäß HkRNDV über das RNR belegt sind (vgl. Abschnitt 2). Zum anderen kann bestätigt werden, dass Erzeugung und Verbrauch in derselben Region aus Stufe 1 der Europäischen Klassifikation der Gebietseinheiten für Statistik (NUTS) stattfinden. Innerhalb Deutschlands müssen Erzeugung und Verbrauch demnach innerhalb desselben Bundeslandes erfolgen. Weitere optionale Kriterien sind die Kompensation von „für die Erzeugung des Stroms aus erneuerbarer Energie entstehenden Treibhausgasemissionen“ [65] [66] sowie die „physische“ Belieferung über einen „grünen Strombilanzkreis“, bei der „Strom und Herkunftsnachweise für Erneuerbare Energien zusammen vermarktet werden“ und „Swap-Geschäfte“ (vgl. „gegenläufige Buchungen“, Abschnitte 2 und 6.4) ausgeschlossen sind. Im letzteren Fall sind bis zu 15% „Ausgleichsenergie“ in der Jahresbilanz erlaubt, für welche die Kriterien der physischen Belieferung nicht erfüllt sein müssen.

TÜV Nord: Geprüfter Ökostrom

Für die Zertifizierung mit dem Ökostromsiegel von TÜV Nord spielt das Alter der Anlagen eine Rolle. Ein Drittel der Anlagen darf nicht älter als sechs Jahre sein. Alternativ kann ein Betrag von 0,25 ct pro verkaufter kWh Ökostrom in den Zubau von Stromerzeugungsanlagen investiert werden. Wie auch bei den meisten anderen Siegeln muss der Strom, damit es zu einer Zertifizierung kommt, zu 100 % aus erneuerbaren Energieträgern kommen, wobei sich der TÜV Nord hier an der vom Gesetzgeber vorgeschriebenen Definition von Strom aus erneuerbaren Energieträgern orientiert [67].

EKOEnergie

Im Gegensatz zu den vorher beschriebenen Siegeln bescheinigt das EKOEnergie-Label den Energieversorgern, dass der Strom aus naturverträglichen Anlagen stammt. Zu den Kriterien zählen hierbei der Anlagenstandort und die Veränderung der Landschaft, in der die Anlagen gebaut wurden. Hierzu gehört vor allem das Verbot von Anlagenbau in Vogel-/Naturschutzgebieten oder Natura-2000 Gebieten. Des Weiteren werden 0,10 €/MWh in einen Umweltfonds investiert [68].

RenewablePLUS

Das Siegel „RenewablePLUS“ wird vom TÜV Rheinland vergeben und erfordert neben einer durch HKN belegten Stromproduktion aus erneuerbaren Energieträgern auch eine Investment-Garantie, die mindestens die Verkaufserlöse der HKN deckt, die im Rahmen des zertifizierten Produktes verwendet wurden. Ähnlich wie das EE02-Siegel des TÜV Süd enthalten die Kriterien des TÜV Rheinland auch eine Zeitgleichheitsanforderung. Anders als beim TÜV Süd hat die Bilanzierung mit monatlicher Auflösung und nicht auf Viertelstundenbasis zu erfolgen, um das RenewablePLUS-Siegel zu erhalten [69].

Fazit und Implikationen für das Herkunftsnachweissystem

Die Vielzahl von Ökostromsiegeln mit unterschiedlichen Anforderungen an Ökostromprodukte ist für Stromkunden nur mit energiewirtschaftlichen Vorkenntnissen und unter erheblichem Rechercheaufwand zu überblicken. Die verschiedenen Kriterien der Label erschweren den Vergleich verschiedener Wertversprechen über das 100%-Ökostrom-Versprechen hinaus.

Dabei unterscheidet sich die Definition der Bewertungskriterien stark, insbesondere hinsichtlich der zeitlichen Auflösung der Stromkennzeichnung. Des Weiteren bieten manche Siegel die Möglichkeit, über das Standardsiegel hinaus noch Zusatzleistungen zu erbringen, welche in der Zertifizierung festgehalten werden. Insgesamt ist es so für die Kunden zwar grundsätzlich nachvollziehbar, inwiefern ein Stromprodukt zur verstärkten Minderung von Treibhausgasmissionen im Vergleich zu anderen Stromprodukten beiträgt, die große Anzahl an Siegeln und Kriterien machen diesen Vergleich allerdings unverhältnismäßig aufwendig.

Die einheitliche Definition von Kriterien, die den Nutzen eines Ökostromproduktes für das Voranschreiten der Energiewende abbilden, ist notwendig, um den Stromkunden gegenüber Transparenz zu gewährleisten und ihnen eine leicht zugängliche Möglichkeit zu bieten, durch ihr Konsumverhalten zum Gelingen der Energiewende beizutragen. Ein weiterentwickeltes HKN-System, das eine transparente sowie regional und zeitlich hoch aufgelöste Stromkennzeichnung gegenüber Letztverbrauchern ermöglicht, würde Klarheit schaffen und die Vielzahl verschiedener Zertifizierungsoptionen überflüssig machen. Ökostromsiegel könnten sich dann beispielsweise auf die Förderung neuer EE-Anlagen, auf deren Naturschutzverträglichkeit, auf Unternehmensbeteiligung an fossilen Energien oder auf Investitionen in Klima- und Umweltschutzprojekte beschränken.

Tabelle 3-1: Vergleich der Anforderungen verschiedener Ökostromsiegel anhand ausgewählter Kriterien

	Grüner Strom	ok power	TÜV Süd: Standard EE02	TÜV Süd: Standard EE01	TÜV Nord: Geprüfter Ökostrom	EKOenergie	Renewable PLUS
Förderung neuer EE-Anlagen	0,1-0,5 ct/kWh für Bau und Betrieb von EE-Anlagen	33% der Anlagen < 8 Jahre	Förderung regenerativer oder innovativer Energieprojekte	30% aus Anlagen < 3 Jahre oder 20/5 % aus Windkraft/Solar oder 0,2 ct/kWh in Förderfonds	33% der Energie aus Anlagen < 6 Jahre	0,10€ pro MWh in Klimafonds	Min. Höhe des Verkaufserlöses aus HKN in innovative Projekte
Ausgleich Energiebilanz, Zeitgleichheit	Kalenderjahr	Kalenderjahr	Viertelstündliche Zeitgleichheit	Binnen 12 Monaten	Binnen 12 Monaten	Binnen 12 Monaten	Monatliche Zeitgleichheit
Regionalität	Ja	Nein	Optional	Optional	Nein	Nein	Nein
Nachhaltige Leitlinie gefordert?	Keine Beteiligung an Atom- oder Kohlekraftwerken	Keine Beteiligung an Atom- oder Kohlekraftwerken	Stetige Steigerung des Anteils von EE beabsichtigt	Stetige Steigerung des Anteils von EE beabsichtigt	Nein	Keine Förderung fossiler Energie	EE müssen gefördert werden + Emissionsminderungszertifikate
Anbieter und Produkte	210 zertifizierte Produkte [121]	72 Anbieter [70]	11 Anbieter und ca. 30 Produkte zertifiziert [71]	17 Anbieter und ca. 22 Produkte [72]	Keine Angabe	11 Anbieter [73]	Ca. 80 Anbieter [74]

3.7 Sonstige Entwicklungen

In den letzten Jahren haben sich auf Basis der Digitalisierung neue Möglichkeiten ergeben, die entweder direkt oder indirekt in Wechselwirkung mit dem HKN-System stehen können. Diese sind kurz nachfolgend aufgelistet.

Energiegemeinschaften

Energiegemeinschaften (engl.: energy communities) beschreiben „eine Gruppe individueller Akteure (Bürger:innen, Unternehmen, öffentliche Einrichtungen), die freiwillig bestimmte Regeln akzeptieren, um gemeinsam im Energiesektor zu agieren, um ein gemeinsames Ziel zu verfolgen“ [75].

Die EU hat im Rahmen zweier Richtlinien die nachfolgenden Begriffe im Kontext von Energiegemeinschaften geprägt:

- **Bürgerenergiegemeinschaften** (engl.: citizen energy communities) wurden in der EU-Binnenmarktrichtlinie (2019/944; internal market for electricity and amending Directive) im Jahr 2019 geregelt. In Bürgerenergiegemeinschaften darf eine Gemeinschaft, bestehend aus Bürger:innen, kleinen und mittleren Unternehmen und öffentlichen Einrichtungen Strom allokalieren, gemeinsam teilen oder handeln, am Energiemarkt teilnehmen, aggregieren oder diverse Energiedienstleistungen anbieten. Dabei darf die Gemeinschaft auch potenziell das lokale Netz betreiben (Ausgestaltung ist für EU-Mitglieder optional).
- **Erneuerbare Energiegemeinschaften** (engl.: renewable energy communities) wurden in der Erneuerbare Energien-Richtlinie RED II im Jahr 2018 eingeführt. Sie sind ähnlich zu Bürgerenergiegemeinschaften, beschränken sich jedoch nicht nur auf Strom, sondern können auch andere Energieträger nutzen, solange diese erneuerbar sind. Außerdem sind die Mitglieder einer erneuerbaren Energiegemeinschaft in räumlicher Nähe zu den durch sie betriebenen Anlagen angesiedelt.
- Kollektive/gemeinsam handelnde Eigenversorger (engl.: renewables self-consumer) wurden ebenfalls in der RED II eingeführt. Ziel ist es u.a., dass EU-Mitgliedsländer Eigenversorgern ermöglichen, „Elektrizität ohne unverhältnismäßig hohe Belastungen zu erzeugen, zu speichern, zu verbrauchen und zu verkaufen“. Allerdings dürfen die Mitgliedsländer zwischen Eigenversorgern im Bereich erneuerbare Elektrizität und gemeinsam handelnden Eigenversorgern differenzieren, soweit die Unterscheidungen verhältnismäßig und hinreichend begründet sind.

Das Ziel dieser drei Konzepte ist es, den genannten Rechtsfiguren einen gleichberechtigten und fairen Zugang zum Energiemarkt zu verschaffen. Soweit unverhältnismäßige Kosten und administrative Hürden bestehen, sind diese abzubauen. In Deutschland wurden diese Vorgaben zum Zeitpunkt dieser Studie (Q1/2023) nicht näher ausgestaltet; allerdings sind die in den Konzepten genannten Handlungen auch heute jedenfalls nicht verboten. Aktuell existieren in Deutschland vor allem Regelungen bezüglich Bürgerenergiegesellschaften. Dabei handelt es sich jedoch primär um Erzeugergemeinschaften.

Bei Energiegemeinschaften spielt der transparente Austausch oder Handel von Strom eine wichtige Rolle. Für die Beteiligten ist es entsprechend relevant, die Stromherkunft zu kennen und ihr Handeln danach auszurichten. Der Nachweis der Stromherkunft wird vor allem dann entscheidend, wenn für den Strom, der innerhalb einer Gemeinschaft erzeugt und gleichzeitig verbraucht wird, Kosten gesenkt oder finanzielle Anreize geschaffen werden. Der Nachweis muss dann auch z. B. gegenüber Netzbetreibern oder Behörden rechtssicher erbracht werden können. Für die formell korrekte Stromkennzeichnung müssen heute HKN beantragt, übertragen, entwertet und für die Kennzeichnung verwendet werden. Auch umfasst die Zielgruppe von Energiegemeinschaften häufig Prosumer und Kleinanlagen. Deren Teilnahme am HKN-System ist heute jedoch mit großem Aufwand verbunden (siehe Abschnitt 2). Es werden Mechanismen benötigt, um die Herkunft von Energiemengen innerhalb der Gemeinschaft

gegenüber den Teilnehmern nachzuweisen. Ansonsten besteht hier das Risiko, dass durch den Betreiber einer solchen Gemeinschaft gewisse Aussagen über die Stromherkunft nur schwer bzw. nur mit großem Aufwand rechtssicher machbar sind.

Ein Sonderfall von Energiegemeinschaften sind lokale Märkte.

Lokale Märkte

In lokalen Märkten können z. B. kleine EE-Erzeuger, Prosumer und Verbraucher, meist auf einer Plattform (oft automatisiert) Strom handeln. Ein Nebenaspekt dieses Ansatzes ist es, dass Verbraucher i. d. R. auch die Herkunft ihrer Stromerzeugung kennen.

Einerseits zeigen diese Projekte, dass ein Interesse daran besteht, zeitlich und räumlich höher aufgelöste Informationen zu erhalten. Andererseits handelt es sich (falls ohne Herkunftsnachweise implementiert) effektiv um ein Konkurrenzsystem oder (falls mit HKN) um eine ergänzende Lösung. Wie bereits im vorigen Abschnitt dargelegt, führt dies dazu, dass für einen formell korrekten HKN in lokalen Märkten neben der (optional) hochaufgelösten Information auch die HKN beantragt, übertragen und entwertet werden müssen. Da sich dies aber für Kleinanlagen nicht lohnt oder gar nicht möglich ist (s. vorhergehende Abschnitte), entsteht hier ein Spannungsfeld. Ohne HKN besteht zumindest bei geförderten EE-Anlagen ein Risiko, dass lokale Grünstrommärkte nicht rechtssicher betrieben werden können.

Es ist entsprechend relevant, dass HKN in irgendeiner Form auch für Klein(st)anlagen kostengünstig und einfach möglich werden. Ansonsten werden lokale Märkte und Energiegemeinschaften nur schwer realisierbar oder arbeiten im rechtlichen Graubereich. Darüber hinaus sind die regulatorischen Hemmnisse für lokale Märkte bzw. die darauf handelnden Akteure hoch (Details siehe [76]).

Power Purchase Agreements

Bei PPA handelt es sich um bisher rechtlich nicht klar geregelte, meist langfristige Stromlieferverträge. Aufgrund fehlender rechtlicher Definition sind die Ausgestaltungsmöglichkeiten relativ frei. PPA sind nicht scharf vom OTC-Stromhandel, bei dem meist Graustrom langfristig im Voraus gehandelt wird, abgrenzbar. Nach [77] handelt es sich bei PPA um „zivilrechtliche Verträge im Stromsektor mit bestimmten individuell ausgestalteten Konditionen zu allen (...) zwingend zu regelnden Vertragsinhalten“. Ein Teil dieser Vertragsinhalte sind „Herkunftsnachweise zum Beleg der Grünstromeigenschaft“ oder dem Nachweis weiterer Charakteristika wie zum Beispiel dem Ort der Erzeugung.

In [77] werden PPA nach den Beteiligten (Utility und Corporate), nach der Ausgestaltung (physisch und finanziell) oder nach dem Verhältnis zur EEG-Förderung unterteilt:

- Utility-PPA: Hier handelt es sich um Stromlieferverträge zwischen Erzeugern und Versorgern, Aggregatoren oder Stromhändlern.
- Corporate-PPA: Hier handelt es sich um Stromlieferverträge zwischen Erzeugern und großen (gewerblichen) Verbrauchern.
- Physische PPA: Bei dieser Form der PPA wird Strom durch einen Erzeuger eingespeist und durch den Abnehmer entnommen. Dabei kann das Netz der öffentlichen Versorgung in Anspruch genommen werden (off-site PPA) oder die Lieferung über eine Direktleitung (on-site PPA) erfolgen.
- Finanzielle (auch virtuelle oder synthetische) PPA: Hier erfolgt keine Stromlieferung zwischen den Vertragspartnern, sondern ein Stromverkauf- und -einkauf über

reguläre Wege. Dennoch wird ein fester Preis zwischen den Partnern festgelegt und ein Ausgleich der Differenz zwischen Marktpreis und Referenzpreis durchgeführt („contract for difference“). Auf diese Weise wird das Preisrisiko des Erzeugers auf den Abnehmer übertragen, der dafür i. d. R. potenzielle Mehreinnahmen (durch höhere Preise) erhält.

- PPA mit EEG-Förderung: Hier lassen sich Anlagen einordnen, für die entweder vollständig oder nur teilweise eine Förderung beantragt wurde. Im letzteren Fall können z. B. gleichzeitig oder anteilig EE-Mengen über ein PPA vermarktet werden.
- PPA ohne EEG-Förderung: Hier kann nach [77] unterschieden werden zwischen post-EEG-Anlagen und denjenigen Anlagen, die nie eine Förderung erhalten haben.

Neben diesen Definitionen in [77] existieren weitere Begriffe wie „sleeved-PPA“. Dabei handelt es sich um off-site PPA, in denen ein Energiedienstleister als Intermediär zwischen Erzeuger und Verbraucher fungiert und diverse energiewirtschaftliche Verpflichtungen übernimmt.

Die Kernziele der meisten PPA beinhalten die Option für eine langfristige Vermarktung bzw. den Bezug von EE-Strom mit Preissicherheit, Gewissheit über die grüne Eigenschaft und Stromherkunft. Dabei gilt, dass PPA mit gleichzeitigem Bezug der HKN für Unternehmen, analog zu den aktuell geplanten rechtlichen Vorgaben für Wasserstoff, die beste Möglichkeit darstellen, ihre Energieversorgung nachhaltig zu gestalten und gleichzeitig einen Mehrwert für die Energiewende zu leisten. Für viele Unternehmen (wie auch Lieferketten und Kunden) ist es immer weniger ausreichend, wenn der Strombezug (wie heute üblich) über einen Energieversorger erfolgt, und der „Nachweis“ der grünen Eigenschaft über auf dem Markt erworbene HKN.

Dies ist insbesondere relevant, wenn spezifische, messbare, terminierte und insbesondere auch quantifizierte Ziele in die Nachhaltigkeitsberichtserstattung aufgenommen werden [78]. Den Strombezug mit HKN grün einzufärben, ohne damit zugleich aktiv einen Beitrag zum Klimaschutz zu leisten, stößt auf immer weniger Akzeptanz.

Für den Nachweis, dass über ein PPA Strom aus erneuerbaren Energien Zeit- und Mengengleich erzeugt, geliefert und verbraucht wurde, ist heute ein Umweltgutachten erforderlich, wenn die „optionale Kopplung“ nach § 14 HkRNDV angewandt wird (vgl. Abschnitt 2). Alternative, einfach nutzbare und digitale Nachweismöglichkeiten wären hier einfacher, um PPA schneller zu etablieren.

Blockchain-Technologie

Bei der Blockchain handelt es sich um eine Datenbank-ähnliche Technologie, mit deren Hilfe es möglich ist, Informationen transparent und sicher zu speichern und sowohl Transaktionen als auch einfache „Programme“ (sog. „Smart Contracts“) auf ihr auszuführen. Wurden Regeln nicht eingehalten oder Daten manipuliert, ist der Nachweis ungültig und dies für alle involvierten Parteien sofort erkennbar („manipulationsevident“). Dafür ist im Gegensatz zu heutigen Datenbanken kein Intermediär mehr notwendig, dem alle beteiligten Parteien vertrauen müssen. Stattdessen ist das System verteilt, d. h. voneinander unabhängige Parteien tragen zum Systemerhalt und zur Konsensfindung bei. Details zur Technologie sind in [79] und [80] zu finden.

In mehreren Projekten wurden Vorschläge unterbreitet, die Blockchain-Technologie einzusetzen, um HKN für Strom, Wärme oder Wasserstoff zu erbringen:

- [TRINITY](#)

- [Energy Web Foundation: Energy Web Origin](#),
- [Acciona's GREENCHAIN](#),
- [The Energy Origin](#),
- [Iberdrola Group – Pilot-Projekt](#),
- [GAIA-X project](#).

In [81] wurden 13 Projekte, die sich mit Blockchain im Kontext von lokalen Energiemärkten, HKN, Flexibilitätsplattformen, Impact Investments und der Dokumentation von Anlagendaten befragt, wie diese die Blockchain-Technologie konkret in der Praxis umsetzen und welche Hemmnisse dabei auftreten.

Grundsätzlich bietet die Technologie viele Eigenschaften, die für HKN wichtig sind. Neben geringen Transaktionskosten, Dezentralität, Manipulationsevidenz und Transparenz bietet sie auch die Möglichkeit zur Automatisierung. Die Technologie ist mittlerweile vielfach erprobt und eingesetzt. Herausforderungen insbesondere beim Datenschutz und der Skalierbarkeit sollten jedoch beachtet werden.

Zero-Knowledge Proofs

Eine Technologie, die häufig (aber nicht ausschließlich) in Kombination mit der Blockchain-Technologie zum Einsatz kommt, sind sog. Zero-Knowledge Proofs (ZKP). Dabei handelt es sich um kryptographische Verfahren, mit deren Hilfe es möglich ist, die korrekte Ausführung eines Prozesses unter Einhaltung zuvor definierter Regeln oder das Wissen über bestimmte Informationen zu beweisen, ohne diese dafür offen legen zu müssen.

Im Projekt InDEED wurde ein Ansatz praktisch erprobt, um „Herkunftsnachweise“ von Kleinanlagen mit hoher zeitlicher und räumlicher Auflösung durch den Lieferanten direkt an Verbraucher übermitteln zu können. Die Zuordnung kann nach individuellen Prioritäten oder vertraglichen Vorgaben erfolgen. ZKPs stellen dabei sicher, dass keine Energiemengen doppelt nachgewiesen wurden und der Lieferant nur diejenigen Anlagen für den Nachweis verwendet hat, die ihm auch zustehen. Dafür ist eine durchgehende digitale Vertrauenskette (z. B. mittels digitaler Signaturen aus Smart Metern) für den manipulationsevidenten Nachweis erforderlich. Die entstehenden ZKPs können durch alle Beteiligten (so auch das UBA) geprüft werden. So kann sichergestellt werden, dass alle definierten Regeln eingehalten wurden. Ein Austausch personenbezogener Daten ist dafür nicht erforderlich. Die energiewirtschaftliche Anwendung von ZKPs ist in Abbildung 3-8 dargestellt.

Mehr Details zu dieser Lösung finden sich in Abschnitt 5.2 zum Projekt InDEED sowie in [122].

Die ZKP-Technologie bietet die Möglichkeit, kleinteiligen EE-Anlagen die Grünstromvermarktung außerhalb des HKN-Systems zu ermöglichen. So können Strommengen direkt und mit der Datenschutz-Grundverordnung (DSGVO) konform durch einen Lieferanten in hoher zeitlicher und räumlicher Auflösung gegenüber Verbrauchern nachgewiesen werden.

Überdies wäre es denkbar, ZKPs für die Aggregation von Kleinanlagen zu nutzen. Hier wäre es nicht mehr erforderlich, jede Anlage einzeln über das HKNR zu melden und ggf. an die 1-MWh-Hürde für HKN zu stoßen. Stattdessen könnte die Erzeugung vieler Kleinanlagen aggregiert und nur die Richtigkeit der Summe sowie das Recht auf die entsprechende Menge HKN gegenüber dem UBA nachgewiesen werden.

Zero-Knowledge Proofs



Abbildung 3-8: Anwendung von Zero-Knowledge Proofs

4. Perspektive der Energiewirtschaft

In Abschnitt 3 wurden bereits aus verschiedenen Perspektiven Anforderungen bzgl. HKN dargestellt. Um zu einer Einschätzung zum Status quo des HKN-Systems zu gelangen und potenzielle Weiterentwicklungen aus dem Blickwinkel der involvierten Akteure (insbesondere Energieversorger) abzufragen, wurden Expert:innen-Interviews mit verschiedenen Stakeholdern der Energiewirtschaft durchgeführt.

Methodik der Interviewführung

Bei der Auswahl der Interviewpartner wurde insbesondere auf bestehende persönliche oder indirekte Erfahrungen mit dem HKNR geachtet. Dies umfasst den Handel von HKN im Tagesgeschäft sowie eine anderweitig aufgebaute Expertise zur Stromkennzeichnung. Es wurden sowohl Mitarbeitende von konventionellen Energieversorgern als auch von Energieversorgern mit einem ausgeprägten Ökostrom-Produktportfolio angesprochen, um verschiedene Blickwinkel auf das System der Stromkennzeichnung einzufangen. Insgesamt wurden acht Interviews in einem digitalen Format mit einer Dauer von jeweils einer Stunde durchgeführt. In dem Interview wurde gemeinsam ein zuvor aufgesetzter Fragebogen ausgefüllt, der die Themenfelder Nutzungserfahrung, Bedeutung des HKN-Systems und des RNR für die Energiewende sowie Wünsche für eine Weiterentwicklung des HKN-Systems abdeckt. Diese Themenfelder können als Kategorien mit weiteren Subkategorien verstanden werden, anhand derer die Interviews ausgewertet wurden. Das Format des gemeinsamen Ausfüllens eines Fragebogens wurde gewählt, um sowohl eine quantitative Auswertung der beantworteten Fragen durchführen zu können (siehe Abbildung 4-1) als auch eine mündliche Ausführung und Erklärungen zu bestimmten Themenschwerpunkten zuzulassen. Die mündliche Ausführung wurde schriftlich protokolliert. Der Fragebogen inklusive Auswertung ist in Anhang 8.3 aufgeführt. Eine Auswahl an Zitaten aus den Interviews ist in Anhang 8.4 zu finden.

Ergebnisse der Interviews

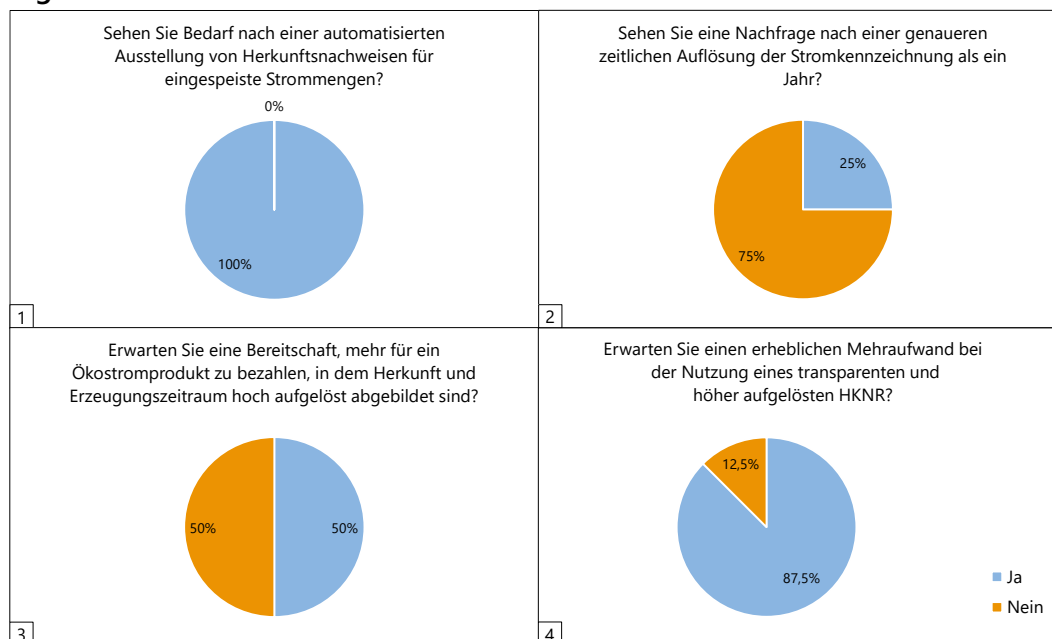


Abbildung 4-1: Auswertung von ausgewählten Interviewfragen bei einer Befragung von acht Stakeholdern in der Energiewirtschaft

Bei der Befragung der Stakeholder war ein klarer Trend zu beobachten, dass diejenigen Interviewpartner:innen, welche die Oberfläche selbst regelmäßig nutzen, die Umständlichkeit in der Handhabung und den daraus folgenden Mehraufwand bemängelten. Die überwiegende Mehrheit der Befragten sieht daher eine Vereinfachung und Automatisierung des Systems und eine Verbesserung der Nutzerfreundlichkeit als wichtigstes Verbesserungspotenzial für das HKNR an (Abbildung 4-1, Frage 1). Ein:e Befragte:r nennt dies explizit im Kontext der Integration von Post-EEG-Anlagen, da diese mengenmäßig insbesondere in Zukunft zu einer signifikanten Erhöhung des Arbeitsaufwands im HKN-System führen würde, sollten die aktuellen Prozesse im Status quo verbleiben. Konkret werden unter anderem die Schaffung einer Programmierschnittstelle (Application Programming Interface, API), eine verbesserte Übersichtlichkeit und Bedienbarkeit der Benutzeroberfläche (z. B. durch die Möglichkeit zu hilfreichen Filtersetzungen und Auswertungen) und die Schaffung übergeordneter Benutzerprofile für Dienstleister genannt.

In der Abfrage zur Bedeutung des HKN-Systems für das Voranschreiten der Energiewende gab die Mehrheit der Befragten an, dass die Schaffung von Transparenz durch die Kennzeichnung von Grünstrom grundsätzlich ein wichtiger Baustein für die Energiewende sei. Das System im Status quo bringe allerdings wenig Mehrwert für eine Beschleunigung in der Umsetzung. Als Gründe werden unter anderem fehlende Investitionsanreize für den Bau von Neuanlagen und die gängige Praxis des Grünfärbens von Graustrom mittels HKN aus norwegischen Wasserkraftwerken genannt. Eine Einschränkung auf den Handel mit deutschen HKN sehen die Befragten dennoch kritisch, da sie unter anderem die Bereitschaft der Kunden anzweifeln, einen Aufschlag für ein solches Produkt zu bezahlen. Vor allem bei Befragten von konventionellen Energieversorgungsunternehmen wird diese fehlende Bereitschaft zusätzlich als Grund dafür angebracht, lediglich einen Ökostromtarif mit gesetzlichen Mindestanforderungen durch den Kauf von HKN im Produktportfolio anzubieten. Auch Befragte, zu deren Produktangebot mit Ökostromsiegeln zertifizierter Strom gehört, geben an, dass der Mehrwert eines solchen Produkts gegenüber einem herkömmlichen Ökostromprodukt aufgrund der Komplexität dem Kunden schwer zu vermitteln sei. Demnach wäre auch der Mehraufwand in der Nutzung des Regionalstromregisters laut einzelnen Befragten nicht zu rechtfertigen. Dennoch wird vereinzelt durchaus eine Nachfrage nach regional vermarktetem Strom wahrgenommen. Die Mehrheit der Befragten hält das RNR allerdings aufgrund des hohen Nutzungsaufwands, der schlechten Skalierbarkeit und dem fehlenden Anreizeffekt für den Anlagenneubau nicht für geeignet, um die regionale Stromvermarktung zu unterstützen.

In der Befragung zu potenziellen Weiterentwicklungen im HKN-System hält die Mehrheit der Befragten die zusätzliche Ausstellung von HKN für EEG-geförderte Anlagen für sinnvoll. Diejenigen, die sich dagegen aussprechen, halten den mit der großen Anzahl an EEG-geförderten Kleinanlagen einhergehenden Mehraufwand im Status quo für zu hoch. Ebenso halten viele Befragte eine Erhöhung der zeitlichen Auflösung aus energiewirtschaftlicher Sicht prinzipiell für sinnvoll. Aus praktischen Beweggründen sprechen sich die meisten Befragten mit HKN-Nutzungserfahrung allerdings gegen eine Erhöhung der zeitlichen Auflösung aus, da sie einen großen Mehraufwand in der Anwendung befürchten (siehe Abbildung 4-1, Frage 2 und 4). Des Weiteren wird die fehlende digitale Infrastruktur als Grund genannt, der gegen eine höhere zeitliche Auflösung spreche. Dieselben Bedenken werden auch hinsichtlich einer höheren

Strommengenauflösung (verringerte Zertifikatsgröße) genannt. Einzelne Befragte sprechen sich hingegen für eine Verringerung der Zertifikatsgröße aus, um Kleinanlagenbetreibern einen erleichterten Zugang zum HKN-System zu ermöglichen. Weitere zentrale Verbesserungsvorschläge, die von einzelnen Befragten genannt werden, sind eine Gebührensenkung für Kleinanlagen, eine zusätzliche Kennzeichnung von Strommengen aus fossilen Quellen, ein Wegfall des Prozessschrittes „vorläufige Entwertung“ sowie eine transparentere Stromkennzeichnung.

Fazit und Implikationen für das Herkunftsnachweissystem

Generell haben die Befragten bezüglich der Weiterentwicklung hin zu einem hochaufgelösten, transparenten HKN-System geteilte Meinungen (siehe Abbildung 4-1, Frage 3). Vor allem diejenigen mit persönlicher Nutzungserfahrung befürchten einen deutlichen Mehraufwand, da das heutige Design des HKN-Systems bereits Raum für viele Verbesserungen lässt. Des Weiteren wird die Nachfrage von Kunden und die Bereitschaft zum Abschluss eines zugehörigen potenziell teureren Stromtarifs von vielen Befragten bezweifelt. Hier lässt sich erkennen, dass die in Abschnitt 3 dargestellten Herausforderungen insbesondere bzgl. der CSRD noch nicht bei den Energieversorgern ankommen, da erst in den nächsten Jahren eine erhöhte Nachfrage zu erwarten sein wird.

Wie auch schon in der Marktanalyse Ökostrom II des UBA herausgearbeitet, ist die Nachfrage nach Ökostromprodukten zwar stark gestiegen, allerdings werden die Inhalte der derzeitigen Stromkennzeichnung von den Verbrauchern oft nicht verstanden oder falsch interpretiert [1]. Jedoch geben Befragte in der Marktanalyse ebenfalls an, dass die in der Stromkennzeichnung enthaltenen Informationen wie der Strommix des jeweiligen Stromprodukts ein wichtiger Faktor bei der Wahl des Stromanbieters seien, welcher durch stärkere Bekanntmachung und Vereinheitlichung sichtbarer gemacht werden sollte. Diese Einschätzung wird auch von Befragten aus Energieversorgungsunternehmen mit nachhaltigem Produktportfolio und Innovationsexpert:innen in den Stakeholder-Interviews geteilt. Diese erwarten zukünftig eine erhöhte Nachfrage nach hochaufgelösten HKN, insbesondere aufgrund entsprechender Nachweispflichten seitens Gewerbekunden und im öffentlichen Bereich. Dies zeigt sich auch am steigenden Interesse am Thema von potenziell ca. 15.000 CSRD-pflichtigen Unternehmen [51], die sukzessive ab 2024 ihre markt- und ortsbezogenen Emissionen nachweisen müssen. Grundsätzlich gibt es hier zwei Perspektiven. Wollen Unternehmen möglichst günstig (jedoch ohne Beitrag zur Energiewende) ihren Strombezug grün färben, ist das heutige HKN-System dafür bestens geeignet. Wollen Unternehmen jedoch tatsächlich einen Beitrag leisten (zu etwas höheren Kosten), fehlt heute, außer einer schwer zu überblickenden Siegel-Landschaft, die Möglichkeit, sich von ersteren Unternehmen abzugrenzen. Diese Option würde durch die Weiterentwicklung zu einem hochaufgelösten und transparenten HKN-System geschaffen werden. Damit würde die Deckungsgleichheit zwischen Erzeugung und Verbrauch in der Stromkennzeichnung einen Mehrwert für das Energiesystem, einen Anreiz für den Zubau neuer Anlagen und eine Reduktion der Kosten für den Ausbau von Netzen und Erzeugungskapazitäten bringen.

Insgesamt lässt sich erkennen, dass die vielschichtigen, in Abschnitt 3 gezeigten Herausforderungen erst langsam bei den Energieversorgern ankommen. Der daraus möglicherweise entstehende Leidensdruck ist entsprechend noch zu gering, um etwas Grundlegendes am heutigen System ändern zu wollen. Dies geht jedoch mit der Problematik einher, dass die Anforderungen, z. B. aufgrund der Nachhaltigkeitsberichterstattung von 15.000 Unternehmen, an Energieversorger sehr schnell steigen und schnelle Anpassungen der Prozesse bei den Lieferanten und im HKN-System Jahre dauern können. Es ist daher wichtig, das HKN-System so umzugestalten, dass zukünftigen Anforderungen schnell Rechnung getragen werden kann.

Zudem ist klar erkennbar, dass das HKN-System selbst gegenwärtig einige Verbesserungspotenziale beinhaltet, die schnell umgesetzt werden sollten, um die heutige und zukünftige Nutzung zu vereinfachen. Die Ergebnisse der Interviews werden in Abschnitt 6 aufgegriffen und in Form von Handlungsoptionen zusammengefasst.

Nachfolgend werden Empfehlungen zu Weiterentwicklungen des HKN-Systems aus anderen Projekten wie auch der Literatur aufgezeigt.

5. Vorschläge zur Weiterentwicklung der Stromkennzeichnung

Im Zuge der in Abschnitt 3 beschriebenen Herausforderungen haben mehrere Projekte und wissenschaftliche Beiträge Vorschläge für alternative Ausgestaltungsoptionen der Stromkennzeichnung eingebracht. Im Folgenden werden dabei das Projekt EnergyTag sowie die im Rahmen unseres Projekts InDEED entwickelte Lösung zur manipulationsevidenten Stromkennzeichnung mittels ZKPs vorgestellt sowie einige Beispiele aufgeführt, die sich im weiteren Sinne mit einer Fortentwicklung des HKN-Systems beschäftigt haben.

5.1 EnergyTag

Die globale Organisation EnergyTag wurde durch die Unternehmen Microsoft, Subak und InnoEnergy ins Leben gerufen. Mittlerweile wird die Organisation von den weltweit größten EE-Erzeugern, Energiekunden, Netzbetreibern, Start-Ups und Schlüsselorganisationen im Energiezertifikatemarkt unterstützt. Ziel der Organisation ist es, einen Rahmen zu schaffen, der es ermöglicht, die derzeit jährlich ausgegebenen HKN für Strom zeitlich höher aufzulösen. Dabei wird eine Mindestauflösung von einer Stunde angestrebt.

Im März 2022 veröffentlichte EnergyTag den „Granular Certificate Scheme Standard“ [82]. In dieser Veröffentlichung werden zunächst zwei mögliche Ansätze zur Überführung des derzeitigen HKN-Systems in ein zeitlich höher aufgelöstes Zertifikateschema aufgezeigt. Der erste Ansatz sieht dabei ein sofortiges Ersetzen des Status quo vor. Der zweite Ansatz soll einen gleitenden Übergang durch ein paralleles Einführen der neuen Zertifikate ermöglichen. Im weiteren Verlauf werden die Mindestanforderungen an die neuen, zeitlich hochaufgelösten Zertifikate definiert. Dabei orientieren sich die Anforderungen an den I-REC-Zertifikaten⁶ [83]. Ergänzt werden die Zertifikate um einen Zeitstempel und eine Ortsangabe der Erzeugungsanlage (bevorzugt GPS-Koordinaten).

In einer weiteren Veröffentlichung aus dem Jahr 2022 stellt die Organisation mögliche Anwendungsfälle vor, die sich aus dem neuen Zertifikateschema ergeben [82]. Neben der zeitlich und regional hochaufgelösten Zuordnung von Erzeugung und Verbrauch bilden die neuen Zertifikate auch die Grundlage für die Einbindung von Speichern und Sektorkopplungseinheiten in den Zertifikatemarkt. Zusätzlich wird es Verbrauchern dadurch ermöglicht, ihre strombedingten Treibhausemissionen genauer zu erfassen und es werden Anreize zur Lastflexibilisierung geschaffen.

Derzeit arbeitet die Organisation an einer API-Registerstruktur. Diese ermöglicht den Aufbau eines neuen Zertifikatehandelschemas. Diese Registerstruktur ermöglicht eine Anmeldung von Zertifikateausstellern, Zertifikatehändlern, Energieerzeugungsanlagen und Verbrauchern. EnergyTag macht dabei jedoch keine Vorgaben, wie der Handel mit Zertifikaten technisch gestaltet werden muss.

⁶International Renewable Energy Certificate (I-REC).

Unterstützern der Organisation ist es bereits in zahlreichen Demonstrationsprojekten, bestehend aus Energieerzeugern, Verbrauchern, Netzbetreibern und Technologieunternehmen, gelungen, die Funktionalität zeitlich hochaufgelöster Zertifikate nachzuweisen [84].

5.2 InDEED

InDEED Labeling-Lösung



Abbildung 5-1: Ausgestaltung, Vorteile und Einsatzmöglichkeiten der InDEED Labeling-Lösung

Das Forschungsprojekt InDEED befasst sich unter anderem mit der Konzeption, Umsetzung und Evaluation eines energiewirtschaftlichen Labeling-Systems. Der Begriff „Labeling“ umfasst hier die eindeutige, transparente und manipulationsevidente digitale Abbildung von Einspeisung, Entnahme und Speicherung sowie deren zeitliche und räumliche Verknüpfung unter Berücksichtigung physikalischer Randbedingungen [85].

Das Ziel des Projekts war es, EE-Anlagen eine automatisierte und nutzerfreundliche Kennzeichnung von Grünstrom zu ermöglichen. Insbesondere für Kleinanlagen ist dies heute eine Herausforderung. So sind HKN heute auf 1 MWh limitiert, Aufwand und Kosten für die Teilnahme am HKN-System sind für Kleinanlagen unrentabel.

Entwickelt wurde daher ein System, das insbesondere im Kontext von lokalen Energiemärkten, Energiegemeinschaften oder lokalen Stromprodukten zum Einsatz kommen und das neu entwickelte Labeling-System mit der bisherigen – in aller Regel – jährlichen Stromkennzeichnung verbinden soll. Dafür wird die Verantwortung für den HKN den jeweiligen Lieferanten übertragen. Während dies der einfachste Ansatz ist, hochaufgelöste HKN unter der Berücksichtigung individueller Vertragsstrukturen und innovativer Geschäftsmodelle zu gewährleisten,

war es bisher nicht möglich, die Einhaltung von Regeln und damit die Richtigkeit des Nachweises zu gewährleisten. In InDEED wird daher auf die SMGW-Infrastruktur zurückgegriffen und in Kombination mit neuen digitalen Technologien (u. a. Self-Sovereign Identity und Zero-Knowledge Proofs) eine Lösung entwickelt, die Richtigkeit transparent, manipulationsevident und datenschutzkonform nachzuweisen. Abbildung 5-1 bietet eine Übersicht über Ausgestaltung, Vorteile und Einsatzmöglichkeiten der InDEED Labeling-Lösung.

Das entwickelte System kann aus energiewirtschaftlicher Sicht in dreierlei Form in den HKN-Markt integriert werden:

- Als Möglichkeit für Lieferanten oder Energiedienstleister, HKN von Kleinanlagen ohne die Nutzung des HKN-Systems gegenüber Verbrauchern bereit zu stellen,
- als Lösung, um HKN, die zuvor auf dem HKN-Markt erworben wurden, hochaufgelöst und echtzeitnah gegenüber Verbrauchern nachzuweisen,
- als Lösung zur vertrauenswürdigen Aggregation von Kleinanlagen, ohne diese einzeln in den HKN-Markt integrieren zu müssen.

Alle drei Varianten werden nachfolgend vorgestellt.

Der entwickelte Vorgang der Stromkennzeichnung ist in Form eines Flussdiagramms in Abbildung 5-2 dargestellt. Zunächst wird geprüft, ob die Leistung einer Erzeugungsanlage über einem gewissen Schwellenwert x liegt. Ist dies der Fall, so muss die Anlage im HKN-System registriert werden. Umgekehrt müssen Klein(st)anlagen unterhalb der Wirtschaftlichkeitsgrenze die Stromkennzeichnung nicht über das HKN-System vornehmen. Liegt die Erzeugungsleistung unter diesem Schwellenwert, so kann der Anlagenbetreiber sich stattdessen entscheiden, am InDEED-Stromkennzeichnungsverfahren teilzunehmen. Dazu registriert er die Anlage bei einem autorisierten Lieferanten, der im Anschluss prüft, ob die Erzeugungsanlage bereits im HKN-System registriert ist. Ist dies der Fall, so meldet der Lieferant die Anlage beim HKN-System ab, um eine Doppelvermarktung zu vermeiden.

Zur Durchführung der Stromkennzeichnung werden die Daten zur Stromerzeugung durch iMSys erfasst und an den zugeordneten Lieferanten übertragen. Gleichzeitig werden auch die durch den Lieferanten zu deckenden Stromverbräuche durch iMSys erfasst. Sind ausreichend Strommengen vorhanden, so wird eine automatische Zuordnung („Matching“) zwischen Erzeugung und Verbrauch durchgeführt. Dabei wird jedem Verbraucher ein gewisser Anteil der erzeugten Strommengen zugewiesen. Diese Zuordnung kann dabei auch zwischen einzelnen Erzeugern und Verbrauchern erfolgen sowie räumliche Nähe oder Priorisierungen von Verbrauchern, vertragliche Strukturen und/oder Stromprodukte abbilden.

Um zu beweisen, dass die Zuordnung korrekt abgelaufen ist und alle sonstigen Regeln eingehalten wurden, wird ein ZKP verwendet. Dieser ist in der Lage, kryptographisch nachzuweisen, dass bei der Zuordnung alle zuvor definierten Regeln eingehalten wurden. Diese Regeln beinhalten unter anderem, dass Energiemengen nicht doppelt zugeordnet werden dürfen, dass nur Anlagen verwendet wurden, die der jeweilige Lieferant zuordnen darf und dass vorhandene vertragliche Strukturen berücksichtigt wurden. Dafür müssen keine Erzeugungs- und Verbrauchsdaten offengelegt werden. Das Validierungsverfahren durch ZKPs ermöglicht daher einen DSGVO-konformen Nachweis zur öffentlich einsehbaren Kontrolle der Stromkennzeichnung, obwohl diese durch die Lieferanten durchgeführt wird.

Der ZKP wird anschließend auf einer Blockchain gespeichert und durch einen Smart Contract geprüft. Abschließend erhalten sowohl jeder Verbraucher als auch eine übergeordnete Prüfinstanz (z. B. das UBA) eine Mitteilung über die korrekt durchgeführte Stromkennzeichnung.

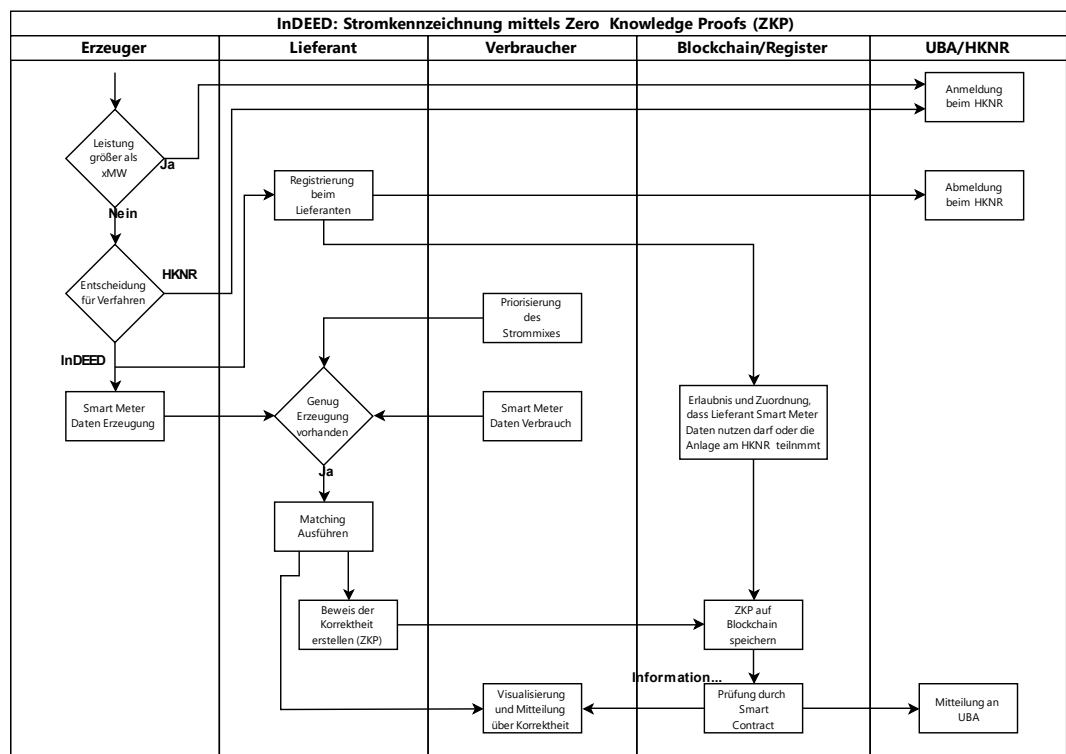


Abbildung 5-2: Stromkennzeichnung mittels ZKPs

Mit diesem System kann technisch sichergestellt werden, dass, obwohl für kleinteilige Anlagen keine HKN über das HKN-System beantragt, gehandelt, übertragen und entwertet wurden, dennoch die Regeln der Stromkennzeichnung eingehalten wurden. Das System ist für Letztverbraucher und Erzeuger einfach zu nutzen und setzt lediglich Smart Meter voraus.

Die Voraussetzungen für diese Lösung umfassen eine vollständig Ende-zu-Ende-digitalisierte und sichere Datenübertragung. Überdies sind entsprechende Systeme (z. B. digitale Identitäten, „verifiable credentials“ oder Register) erforderlich, mit denen nachprüfbar ist, ob die Stammdaten der Beteiligten korrekt sind (vgl. [86]), ob der Lieferant die Berechtigung besitzt, gewisse EE-Anlagen und Verbraucher in seinem HKN-System zu berücksichtigen und ob die EE-Anlagen z. B. eine EEG-Förderung erhalten oder nicht.

Nicht in Abbildung 5-2 dargestellt sind die anderen beiden Möglichkeiten, die vorgeschlagene Lösung in das HKN-System zu integrieren. Ein Nebenaspekt des dargestellten Prozesses ist, dass etwaige lokale Überschüsse aus kleinen EE-Anlagen ebenfalls mittels ZKP nachvollziehbar und manipulationsevident nachgewiesen werden können. Es wäre also technisch ohne weiteres möglich, für diese Energiemengen wiederum über das bestehende HKN-System HKN ausstellen zu lassen und über den HKN-Markt zu vertreiben, sodass die lokalen Überschüsse nicht verfallen.

Auch umgekehrt ist dies möglich. Fehlen Energiemengen oder sind auch Anlagen über dem definierten Schwellenwert x Teil der Stromkennzeichnung des Lieferanten, müssen deren regulär über das HKN-System ausgestellten Zertifikate auf den Lieferanten übertragen und im

Rahmen der Stromkennzeichnung entwertet werden. Eine entsprechende Schnittstelle vorausgesetzt, ermöglicht dies den Lieferanten dann wiederum, die über das HKN-System erworbenen HKN in der InDEED-Lösung nachzuweisen.

Im Projekt InDEED wurde die technische Machbarkeit dieser Lösung praktisch und konzeptionell demonstriert. Ausführliche Informationen zur InDEED-Lösung sind in [122] zu finden. Damit die Lösung auch rechtlich möglich wird, sind einige Änderungen im heutigen HKN-System erforderlich, die in Abschnitt 6 dargestellt werden. In einem Rechtsgutachten wurde zuvor analysiert, wo im status quo mögliche Hemmnisse für die Umsetzung bestehen [123].

5.3 Positionspapier der dena

Die dena veröffentlichte im Jahr 2022 ein Positionspapier zu HKN [42]. Dabei kommen die Autor:innen zu dem Schluss, dass sich „die Bedeutung von Herkunftsnachweisen (HKN) von einem Instrument, das bisher insbesondere der Stromkennzeichnung und der generellen Abgrenzung zu geförderten Strommengen diene, hin zu einem Instrument, das in zunehmendem Maße den Bezug spezifischer Qualitäten grünen Stroms für Dritte prüfsicher und nachvollziehbar dokumentieren und nachweisen kann“, entwickelt.

Dabei werden die folgenden Vorschläge für Weiterentwicklungen unterbreitet:

- EU-Vorgaben zügig umsetzen und HKN verstärkt als Wertkomponente konzipieren: Aufgrund von Vorgaben aus einem Entwurf zur RED III sowie der Finanzierung der EEG-Förderung über Haushaltsmittel steht derzeit das Doppelvermarktungsverbot auf dem Prüfstand.
- Einfache und transparente Dokumentation von Zusatzinformationen im HKN ermöglichen: Die Norm CEN EN 1632 soll dahingehend angepasst werden, Zusatzinformationen mit aufzunehmen, um mehr Freiheiten bei der Nutzung zu ermöglichen.
- Transparenz und Nachvollziehbarkeit: Entwertungsbefugnisse für größere Verbraucher einführen: Aktuell dürfen nur Lieferanten die Entwertung von HKN beantragen. Dies soll, wie in anderen EU-Ländern teils bereits möglich, auf Unternehmen (Verbraucher) in Form von „Unterkontos“ ausgeweitet werden, um die Prüffähigkeit im Sinne der CSRD zu erhöhen.
- Eigenverbrauch im HKN-System berücksichtigen: Eigenerzeugung ist aktuell nur schwer über HKN abzubilden. Dies soll vereinfacht werden, um gesonderte Gutachten zu vermeiden.
- Verfügbarkeit und Marktvolumen grüner HKN durch aktive Einbindung kleiner Erzeugungsanlagen steigern: Dafür sollen bürokratische Hürden und Kosten sinken. Auch Pooling soll möglich werden.
- Digitale Infrastruktur zur einfachen Nachweisführung nutzen: Hier wird u. a. empfohlen, auf Representational State Transfer (REST)-APIs umzustellen, Automatisierung zu stärken, „Daueraufträge“ einzuführen, die Prüfung der Einzelanlagen mittels Digitalisierung zu vereinfachen sowie mehr Transparenz zu schaffen.

5.4 Empfehlungen des Öko-Instituts e. V.

Das Öko-Institut hat zu dem Thema Stromkennzeichnung mehrere Berichte verfasst. In einem Bericht von 2019 befasst sich das Institut mit konkreten Empfehlungen zur Weiterentwicklung von Bilanzierungsinstrumenten sowie Maßnahmen zur verbesserten Ausweisung [87]. Für die

die vorgetragenen Kritikpunkte schlagen die Autor:innen jeweils einen Lösungsansatz vor. Die Hauptkritikpunkte des Berichts an den bestehenden Regelungen beinhalten:

- unverhältnismäßige Kostenbelastung,
- verringerte Trennschärfe zwischen Öko- und Graustromprodukten,
- EEG-Quote im Unternehmensmix kann vom Anbieter kaum beeinflusst werden und stellt so einen nicht beurteilbaren Wert dar,
- Referenzmix in Deutschland nicht differenziert.

Die vorgetragenen Probleme werden bewertet und Lösungsvorschläge oder -ansätze aufgeführt. Dabei wird angemerkt, dass die Vorschläge „ohne grundlegende Änderungen des EEG-Förderrahmens umsetzbar“ seien. Unter anderem werden folgende Punkte genannt:

- Optimierung des Bilanzierungsansatzes für Stromkennzeichnung
 - Kostenentlastung für Anbieter von Ökostrom,
 - klarer regulatorischer Rahmen,
 - bessere Konsistenz des Bilanzierungsverfahrens.
- Differenzierte Definition des Unternehmensmixes
 - Produktmix: vom Kunden bezahlter Strommix (inkl. EEG-geförderte Strommengen),
 - Unternehmensmix: zeigt, welchen Strommix das Unternehmen selbst erzeugt oder beschafft hat.
 - Die differenzierte Definition des Unternehmensmixes kann die Transparenz bei der Stromkennzeichnung erhöhen.
- Aufwertung von „sonstigen erneuerbaren Energien“ in der Stromkennzeichnung
 - Umbenennung in „Erneuerbare Energien“,
 - „sonstige“ könnte negativ aufgefasst werden.
- Referenzmix auf Verbrauchergruppen differenzieren
 - Der Anteil EEG-geförderter Strommengen im Unternehmensmix ist bei Unternehmen, die größtenteils Kunden beliefern, welche nicht nach §§ 63 ff. EEG privilegiert sind, höher als im Durchschnittsmix der deutschen Stromerzeugung.
 - Dieser Verzerrung in der Darstellung des Unternehmensstrommixes kann durch einen Vergleich mit einem nach Verbrauchergruppen differenzierten Durchschnittsmix entgegengewirkt werden.

Weitere vorgeschlagene Maßnahmen sind die Ausweisung von Produktionsländern in den HKN, eine Ausweisung des „verbleibenden Energieträgermixes“, eine optimierte, einheitliche graphische Darstellung der Stromkennzeichnung sowie ein verbessertes Monitoring der Stromkennzeichnung.

5.5 GO4Industry

GO4Industry ist ein Verbundprojekt des Hamburg Instituts und GreenGasAdvisors, in dem ein nationales Nachweiskonzept für erneuerbare Energien entwickelt werden soll. Unter anderem wird dabei auf Weiterentwicklungsoptionen für das Nachweissystem (z. B. gesetzliche Neuerungen für eine erhöhte Glaubwürdigkeit des Nachweissystems) eingegangen, und es werden Handlungsempfehlungen an die Politik weitergegeben [88].

In Bezug auf die Weiterentwicklung des HKN-Systems werden folgende Optionen genannt:

- Unterscheidung von HKN hinsichtlich der Qualität bzw. des Energiewendennutzens,
- HKN-Ausstellung für EEG-geförderte Anlagen,
- Digitalisierung und Automatisierung,
- Zugang für Großverbraucher/Industrie zum HKN-System.

Des Weiteren werden drei Erweiterungen für HKN vorgeschlagen. Diese enthalten zum einen granulare Echtzeitnachweise für die zeitliche Korrelation zwischen Verbrauch und Erzeugung, um die Glaubwürdigkeit von Ökostromprodukten gewährleisten zu können. Zum anderen wird auch die geographische Korrelation als mögliches Attribut für HKN empfohlen, wobei auch hier als Hauptvorteil die Förderung des Vertrauens der Kunden in Grünstrom genannt wird. Es wird jedoch auch angeführt, dass mit diesen Maßnahmen ein hoher technischer Aufwand verbunden sein kann.

Die dritte Erweiterung befasst sich mit dem THG-Fußabdruck der zertifizierten Energieeinheit. Hier wird darauf verwiesen, dass vor allem die Berechnung eines solchen Werts Probleme mit sich bringt. Die Autor:innen berufen sich bei ihrem Lösungsansatz auf Ergebnisse des Projekts FaStGO [89]. Dort wird eine freiwillige Angabe des THG-Fußabdrucks empfohlen und eine Berechnungsmethode zur Verfügung gestellt.

5.6 Energy Web Origin

Das Projekt Energy Web Origin hat eine Open-Source-Plattform geschaffen, auf der verschiedene Software Development Kits und Backend Services angeboten werden, die das Handeln, Ausstellen und Management von Energy Attribute Certificates (EAC) unterstützen. Die EAC stellen hierbei Zertifikate dar, die die Herkunft von grünem Strom nachweisen sollen. Den Kern des Projekts stellt die Energy Web Chain dar, auf der Energy Tokens generiert werden. Die einzelnen Pakete verwenden Ethers, um mit den Smart Contracts auf der Blockchain zu kommunizieren. [90]

5.7 SMECS

Das SMECS-Projekt beschäftigt sich mit dem Aufbau einer Smart Energy Community. Im Zuge dessen wurde auch ein HKN entwickelt, um den Teilnehmern der Community Transparenz bei den Messwerten zu garantieren. Dieser HKN wird mit Hilfe einer Blockchain erzeugt, auf der, nachdem die Daten erfasst und abgeglichen wurden, in 15-Minuten-Intervallen jeweils die erzeugte sowie die verbrauchten Strommengen aufgezeichnet werden. Diese Daten werden anschließend vom System mit Hilfe von Smart Contracts einander zugeordnet und sollen so zu einer optimierten Stromnutzung führen [91].

5.8 Weitere Projekte

Die europäische Union hat mit GAIA-X ein großes Projekt gestartet, dass sich unter anderem mit dem Aufbau eines Ökosystems für Nachhaltigkeitszertifikate befasst [92]. Die Konrad-Adenauer-Stiftung sowie die Projekte Blockpro, EnergyTrack & Trace und Granular Energy befassen sich ebenfalls mit HKN [56], [93], [94], [95].

6. Roadmap zur Weiterentwicklung des Herkunftsnachweissystems

Wie bereits in den vorangehenden Abschnitten dargelegt, übersteigen die heutigen und zukünftigen Anforderungen den Funktionsumfang der aktuellen Ausgestaltung des HKN-Systems. Überdies sind seit der initialen Implementierung des Registers neue technische Möglichkeiten entstanden, die bei einer Neugestaltung berücksichtigt werden können.

Aus diesem Grund wird nachfolgend eine Roadmap beschrieben, wie das HKN-System sukzessive weiterentwickelt werden kann. Die Roadmap orientiert sich dabei an der Verfügbarkeit von z. B. Technologien und setzt weitestgehend auf Digitalisierung und Automatisierung. Die einzelnen Schritte der Roadmap sind in Abbildung 6-1 dargestellt.

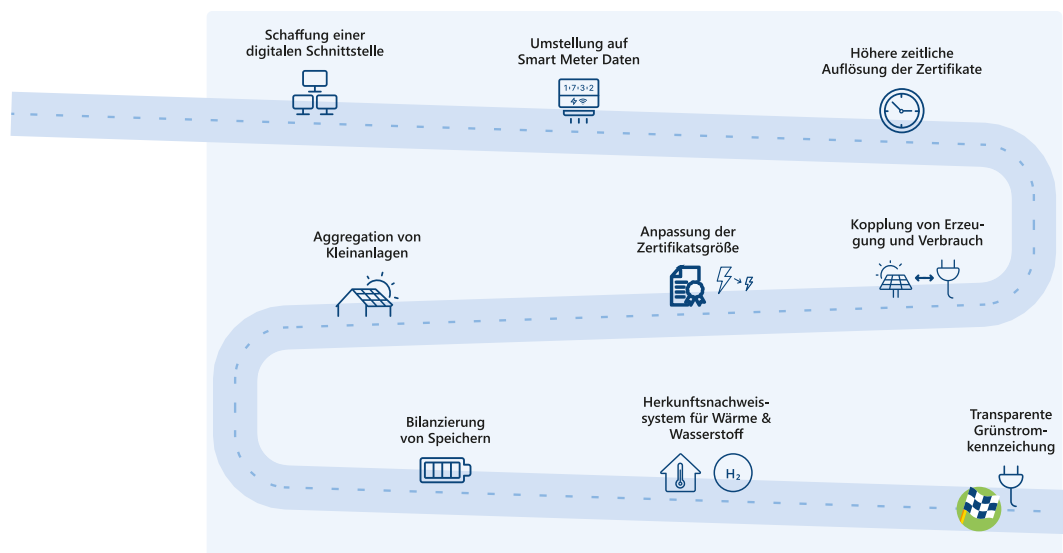


Abbildung 6-1: Roadmap zur Weiterentwicklung des HKNR

6.1 Schaffung digitaler Schnittstellen

Status quo

Das HKNR bietet heute ausschließlich eine Weboberfläche zur Registrierung, Beantragung, Übertragung und Entwertung etc. von HKN. Es ist jedoch insbesondere für Unternehmen, die eine Vielzahl an Anlagen verwalten, sehr zeitaufwendig, diese Prozesse händisch abzuwickeln (vgl. Abschnitt 4). Zudem werden dadurch viele Ressourcen gebunden.

Lösungsvorschlag

Für die effiziente und automatisierte Abwicklung von HKN-Prozessen ist es erforderlich, entsprechende Schnittstellen anzubieten, wie dies auf digitalen Plattformen i. d. R. üblich ist. Dies gilt insbesondere vor dem Hintergrund einer steigenden Zahl kleiner Anlagen und Transaktionen sowie perspektivisch einer höheren zeitlichen Auflösung. Digitale Schnittstellen geben Nutzern mehr Freiheiten bei der Automatisierung ihrer Prozesse, erlauben einen automati-

sierten Datenaustausch und perspektivisch neue Funktionalitäten. Dieser Lösungsvorschlag wurde ebenfalls von den Befragten in Abschnitt 4 sowie in [42] unterbreitet.

Herausforderung und Umstellung

Die Herausforderungen betreffen eine IT-Umstellung und die Schaffung der entsprechenden Programmierschnittstelle. Sämtliche aktuell existierenden und zukünftig geplanten Funktionalitäten sollten dabei auch über die API nutzbar sein. Diese Funktionalitäten sind in Abbildung 2-2 dargestellt. Welche Herausforderungen für die Integration einer API in die existierende Systemarchitektur des HKNR bestehen, lässt sich nur durch das UBA selbst einschätzen.

Eine der am häufigsten verwendeten Architekturen für diese Schnittstellen basieren auf dem REST- und dem HTTP-Standard. Eine Alternative stellt das vom World Wide Web Consortium (W3C) verwaltete „Simple Object Access Protocol“ (SOAP) dar. REST-APIs sind allerdings einfacher zu skalieren und in Webseiten und Services zu implementieren [96].

Effekte

Ein Kritikpunkt am HKN-System ist die fehlende Möglichkeit der Automatisierung. Wie bereits in Abschnitt 4 analysiert, gibt es hier jedoch Bedarf von Unternehmensseite, die viele tausende Anlagen besitzen oder als Dienstleister betreiben und verwalten. Die Abwicklung wird durch entsprechend gut dokumentierte Schnittstellen bedeutend vereinfacht. Eine Kopplung mit z. B. unternehmensinternen Systemen oder Handelsplätzen ermöglicht so perspektivisch auch einen automatisierten Handel mit HKN und damit die Erhöhung der zeitlichen Auflösung oder die Verkleinerung der Zertifikatsgröße. Dies lässt überdies Spielraum für Innovation, da entsprechende Software die Verwaltung von HKN etc. deutlich vereinfachen kann und dadurch neue Geschäftsmodelle entstehen.

Rechtliche Einschätzung

Die bestehenden rechtlichen Vorgaben für HKN im europäischen und deutschen Recht enthalten keine rechtlichen Vorgaben zur Schaffung oder Beschaffenheit eventueller digitaler Schnittstellen im HKNR. Art. 19 Abs. 6 RED II belässt den Mitgliedstaaten einen recht großen Spielraum bei der Festlegung der Art und Weise der elektronischen Ausstellung, Übertragung und Entwertung von HKN, solange diese genau, zuverlässig und betrugssicher sind. Der Schaffung einer API dürften somit keine rechtlichen Regelungen entgegenstehen.

6.2 Umstellung auf Smart Meter-Daten zur Datenerfassung

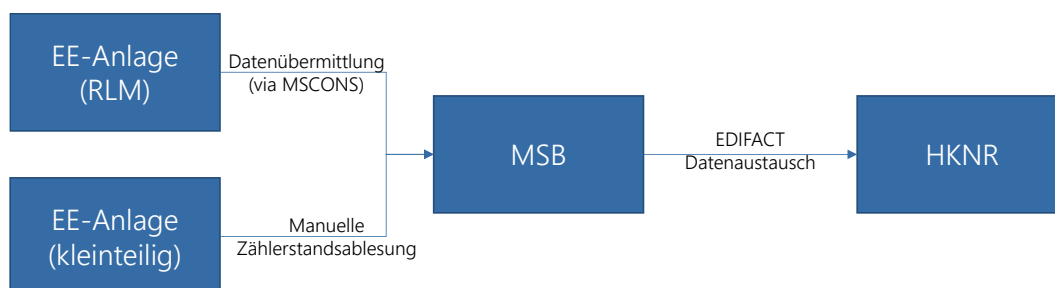


Abbildung 6-2: Übermittlung von Messwerten von Erzeugungsanlagen über den Messstellenbetreiber an das HKNR

Status quo

Im heutigen System werden Energiemengen, aus denen sich HKN ableiten, über die MSB abgefragt. Zu diesem Zweck erfolgt ein Austausch zwischen HKNR und MSB über den Standard EDIFACT. Das UBA fordert den MSB (früher den Verteilnetzbetreiber (VNB)) auf, die Daten zu liefern. Dieser sendet die Daten über verschlüsselte E-Mails (S/MIME) an das UBA (vgl. Abbildung 6-2).

Seitens der MSB liegen die notwendigen Daten (v. a. Stromerzeugung pro Jahr) bei größeren EE-Anlagen ohnehin in 15-minütiger Auflösung vor, da diese für die Bilanzierung erforderlich sind. Die Erzeugungswerte werden heute vornehmlich mittels registrierender Leistungsmessung (RLM) erfasst und über den MSB u. a. an Netzbetreiber und Vermarkter versendet. Bei kleineren Anlagen ohne RLM ist eine manuelle Ablesung von Zählern erforderlich.

Herausforderungen

Wenngleich ein alter Standard, ist die Kommunikation über EDIFACT in der Energiewirtschaft üblich. Die Kernherausforderung ist der zugrundeliegende Prozess hinter der Messdatenerfassung und Übermittlung über den Netzbetreiber. Eine häufigere Datenabfrage gestaltet sich schwierig, da Messwerte mit hoher zeitlicher Auflösung i. d. R. nicht mittels RLM direkt nach der Messung ausgelesen werden. Somit ist die Erhöhung der zeitlichen Auflösung des Nachweises der Stromherkunft mit diesem Prozess nur sehr eingeschränkt möglich. Auch ein Prozess, der eine aktive Anfrage des UBA beim MSB vorsieht⁷ und via E-Mail abgewickelt wird oder der zu viele Intermediäre beinhaltet, ist nicht ausreichend performant, um die Häufigkeit der Datenübertragung bzw. die Anzahl der Anlagen beliebig zu automatisieren und zu skalieren.

Lösungsvorschlag

Die iMSys-Infrastruktur wird perspektivisch bis 2032 eine einheitliche, standardisierte, sichere und zuverlässige Möglichkeit für das HKNR bieten, Erzeugungsdaten direkt bei den Anlagen selbst (bzw. automatisiert durch den zuständigen MSB) zu erhalten. Dazu werden per Gesetz alle EE-Anlagen über 7 kWp bis spätestens 2032 mit einem SMGW ausgerüstet, das einen Zugriff auf die gemessenen Daten ermöglicht. Die Übertragung über die standardisierte und zertifizierte iMSys-Infrastruktur wird hier als geeignete Lösung empfohlen und sollte, soweit verfügbar, genutzt werden. Alternativ wäre auch ein gesondertes Mess- und Datenübertragungssystem für die Teilnahme am HKN-System denkbar. Die Nutzung der ohnehin ausgerollten iMSys-Infrastruktur ist jedoch mit insgesamt geringeren Kosten verbunden, stellt aufgrund der etablierten Prozesse und Zugriffswege geringere Eingangshürden an Marktteilnehmer und stellt definierte Datenqualität in hoher zeitlicher Auflösung (ggf. mit Ersatzwertbildung) sicher. Die für das HKN-System erforderliche Funktionalität ist bereits bei Generation 1 von SMGW erfüllt: Der Tarifenwendungsfall (TAF) 7 bietet die Möglichkeit zum Datenabruf in der notwendigen zeitlichen Auflösung. Zukünftig könnte durch die Anwendung des TAF 14 die Genauigkeit noch weiter erhöht werden. Alternativ kann die Datenabfrage auch automatisiert über den MSB erfolgen. Es sollte jedoch auch hier darüber nachgedacht werden, eine entsprechende Schnittstelle zu nutzen, die für die hochaufgelöste Datenübertragung perspektivisch ausreichend skalierbar ist.

Um über das SMGW auf die Daten zuzugreifen, können verschiedene Markttrollen eingenommen werden:

⁷ Hier ist auch ein Stamm- und Messwerte-Abo möglich.

- **Energieserviceanbieter**
Die Rolle des ESA besteht seit dem 01.10.2022 [28] und wurde mit dem Ziel geschaffen, Dienstleistern den Zugriff auf energiewirtschaftliche Daten, insbesondere SMGW-Daten, zu ermöglichen, um ihre Dienstleistungen anzubieten. Unter der Voraussetzung der Einwilligung des Anschlussnutzers kann der ESA diese Daten beim MSB abfragen [97]. Insbesondere zielt diese Rolle auf Dienstleistungen ab, die dem Anschlussnutzer die Optimierung seines Energieverbrauchs ermöglichen. Jedoch könnte sie dem HKNR auch einen Zugang zu den SMGW-Daten von Erzeugungsanlagen ermöglichen. Der Nachteil dieses Wegs ist die notwendige schriftliche Zustimmung des Anlagenbetreibers für jede Anlage, um den Datenzugriff gemäß dieser Marktrolle zu ermöglichen. Darüber hinaus sind Preisstrukturen und Prozesse für den Zugriff über den MSB derzeit noch nicht festgelegt. Für eine Umsetzung mittels dieser Rolle sind also eine möglichst einfache und standardisierte Vorgehensweise zur Einholung dieser Zustimmung sowie eine transparente Kostenregelung oder eine Kostenbefreiung für HKNR-Zugriffe notwendig.
- **Externer Marktteilnehmer**
Eine Alternative zum ESA ist die Marktrolle des EMT. Hierfür muss das HKNR die notwendige digitale Infrastruktur und ein entsprechendes Sicherheitskonzept aufbauen, was für einen pEMT erforderlich ist, um auf die Daten zuzugreifen. Dies ermöglicht im Gegensatz zum ESA einen Datenzugriff ohne individuelle Vereinbarungen. Außerdem wird aus dem Prozess der MSB als Intermediär gestrichen und so die Kommunikation vereinfacht.
- **Neue Marktrolle**
Eine weitere Möglichkeit, um die angeführten Nachteile der beiden dargestellten Optionen zu umgehen, ist die regulatorische Schaffung einer neuen, eigens für die Umsetzung eines neuen HKN-Systems definierten Marktrolle, die einen Datenzugriff in der notwendigen Häufigkeit und Genauigkeit ermöglicht, jedoch ausschließlich für das HKNR zur Verfügung steht. Hierbei kann unter Umständen der Aufwand für die Umsetzung sowie den Zugriff im Einzelfall reduziert werden.

Umstellung

Der Smart-Meter-Rollout erfolgt sukzessive und bietet dem HKN-System ebenfalls die Chance einer schrittweisen Umstellung. Ein Parallelbetrieb ist möglich. So kann die notwendige Hard- und Software angeschafft und die Prozesse an einigen Einzelanlagen (noch nicht im Produktivbetrieb) getestet werden. Ist dies erfolgreich, kann (mit Übergangsfrist) für alle EE-Anlagen eine Umstellung verpflichtend werden, die über ein SMGW verfügen. Alternativ ist es auch denkbar, das SMGW als verpflichtende Voraussetzung für HKN zu definieren, um so den Rollout indirekt zu beschleunigen. Bis 2032 sollten ohnehin alle Anlagen über 7 kWp mit einem SMGW ausgestattet sein.

Effekte

Der Vorteil dieser Lösung ist, dass die Kommunikation mit MSB via EDIFACT nicht mehr erforderlich ist. Es ist jedoch notwendig, dass das HKNR in der entsprechenden Marktrolle für den Zugriff die Einwilligung des Anschlussnutzers (nach § 49 MsbG) einholt.

Rechtliche Einschätzung

Erzeugungsdaten sind personenbezogene Daten, weil der MSB einen Anlagenbetreiber über diese Daten identifizieren kann. Der MSB ist eine berechnigte Stelle nach § 49 Abs. 1 Nr. 1 MsbG und darf daher personenbezogene Daten des Anlagenbetreibers verarbeiten. Da die

Verarbeitung von Erzeugungsdaten für das HKNR nicht unter die Katalogtatbestände des § 50 Abs. 1 Var. 2 MsbG fällt, bedarf der MSB für die Verarbeitung der Einwilligung des Anlagenbetreibers. Wenn der Anlagenbetreiber eine entsprechende Einwilligung erteilt, darf der MSB die Daten nicht nur zu den gesetzlich definierten Zwecken, sondern auch zum Zweck des HKNR verarbeiten und an das UBA weiterleiten. Die Zweckänderung wird durch die Einwilligung behoben. Das UBA ist dagegen keine berechtigte Stelle nach § 49 Abs. 1 MsbG und darf daher personenbezogene Daten des Anlagenbetreibers grundsätzlich nicht verarbeiten. Eine Verarbeitung ist – auch hier – nur zulässig, wenn der Anlagenbetreiber eine Einwilligung in die Verarbeitung durch das UBA erteilt.

Erforderlich ist demgemäß eine Einwilligung, dass die Erzeugungsdaten durch den MSB zum Zweck des HKNR verarbeitet werden dürfen sowie eine Einwilligung, dass die Erzeugungsdaten durch das UBA – zu dem gleichen Zweck – verarbeitet werden dürfen. Da die Einwilligung zum Zeitpunkt der Datenverarbeitung von vornherein wegen eines Fehlers unwirksam sein oder nachträglich durch Widerruf unwirksam werden kann, ist die Einholung einer Einwilligung in der Praxis rechtlich nicht unproblematisch.

Eine gesetzliche Regelung könnte eine Einwilligung entbehrlich machen, wobei das MsbG dazu an mehreren Stellen angepasst werden müsste. Abgesehen davon, dass der Katalogtatbestand der berechtigten Stellen in § 49 Abs. 2 MsbG um das UBA erweitert werden müsste, wäre auch in einer neuen Vorschrift zu regeln, unter welchen Voraussetzungen der MSB die Daten an das UBA übermitteln darf. Hier wäre durch den Gesetzgeber der Zweck der Verarbeitung möglichst genau zu präzisieren. Flankiert werden sollten diese Anpassungen durch eine Definition des HKNR-Marktteilnehmers in § 2 S. 1 MsbG mit Verweis auf § 2 Nr. 9 HkRNDV, um Rechtssicherheit in Bezug auf die Person der datenverarbeitenden Stelle zu schaffen. Schließlich müsste die BNetzA die Anpassungen in der Marktkommunikation nachvollziehen.

6.3 Erhöhung der zeitlichen Auflösung von Herkunftsnachweisen

Status quo

Nach § 17 HkRNDV wird der Erzeugungszeitraum von HKN als der Monat angegeben, in dem die Erzeugung einer Strommenge von 1 MWh abgeschlossen wurde. Ein HKN kann nach § 28 HkRNDV im Zeitraum bis zwölf Monate nach Ende des Erzeugungszeitraums auf das Konto eines anderen Kontoinhabers übertragen werden („Handelszeitraum“) und verfällt nach § 34 HkRNDV, wenn er nicht spätestens 18 Kalendermonate nach dem Ende des Erzeugungszeitraums entwertet wurde. Nach § 30 Absatz 4 HkRNDV darf ein HKN allerdings nur zur Kennzeichnung von Strommengen verwendet werden, die ein Energieversorgungsunternehmen (EVU) in demselben Kalenderjahr an Letztverbraucher geliefert hat, in dem der Erzeugungszeitraum der Strommenge liegt, für die der HKN ausgestellt worden ist. Ihren eigentlichen Zweck im Sinne der Kennzeichnung von Grünstrom gegenüber dem Letztverbraucher können HKN also maximal 12 Monate lang erfüllen. Eine Übersicht über die hier und in anderen Abschnitten verwendeten Begrifflichkeiten ist in Anhang 8.1 zu finden.

Herausforderungen

Durch die geringe zeitliche Auflösung der HKN ist keine zeitliche Kopplung von HKN und tatsächlicher Energieerzeugung und Verbrauch gegeben, was nicht der tatsächlichen Verfügbarkeit von erneuerbaren Energien Rechnung trägt. Dies führt beispielsweise dazu, dass viele Unternehmen ihre tatsächliche Treibhausgasreduktion durch den Kauf von HKN überschätzen

[98]. Auch in den Anforderungen an „grünen“ Wasserstoff spiegelt sich dies beispielsweise wider (siehe Abschnitt 3.4); für dessen Klassifizierung sind die aktuellen HKN nicht ausreichend, wie in Abschnitt 3.5 erläutert. Auch für viele neue Geschäftsmodelle und Vertragskonstruktionen werden Nachweise mit höherer zeitlicher Auflösung immer relevanter (vgl. Abschnitt 3).

So ist es beispielsweise möglich, dass ein Unternehmen mit den HKN einer größeren PV-Freiflächenanlage in Südeuropa ohne weiteres den eigenen, relativ konstanten Verbrauch über ein Jahr decken kann, obwohl die PV-Anlage nachts keinerlei Strom erzeugt und ggf. häufig kein Strom nach Deutschland importiert wurde.

Durch diese Entkopplung von Erzeugung und Verbrauch kommen dauerhaft niedrige HKN-Preise zustande, da so die Grünstromeigenschaft aus Zeiten hohen Grünstromangebots in Zeiten niedrigen Grünstromanteils verschoben werden kann. Je geringer die zeitliche Auflösung, desto weniger Einfluss hat die saisonale und witterungsbedingte Volatilität von EE-Anlagen auf den Zertifikatspreis. Durch die somit niedrigen Preise bleiben die Auswirkungen einer hohen Nachfrage nach Grünstromprodukten auf die Anreize für den systemdienlichen Zubau erneuerbarer Energien stark eingeschränkt. Fällt noch dazu das Doppelvermarktungsverbot (vgl. Abschnitt 3.4), so steigt das Angebot deutlich an, was den Preis der HKN weiter senkt.

Lösungsvorschlag

Eine höhere zeitliche Auflösung von HKN könnte einem möglichen Preisverfall durch einen möglichen Wegfall des Doppelvermarktungsverbots und der daraus resultierenden geringen Anreizwirkung zum Zubau erneuerbarer Energien entgegenwirken. So bildet beispielsweise eine quartals- oder monatsweise Ausweisung und Entwertung von HKN zumindest die Saisonalität ab. Erst höhere Auflösungen (z. B. tagesweise) bilden witterungsbedingte Fluktuationen ab. Die tägliche, solar- und windbedingte Volatilität wird jedoch erst abgebildet, wenn HKN im Bereich weniger Stunden für die jeweiligen Verbraucher entwertet werden müssen.

Der Handel der HKN („Handelszeitraum“) und die Abwicklung (Ausstellung und Entwertung der HKN) muss dabei nicht zwangsläufig während des Zeitfensters erfolgen, in dem der Strom erzeugt oder verbraucht wird („Bilanzierungszeitraum“), sondern kann auch zuvor oder nach diesem Zeitraum erfolgen. Entscheidend ist nur, dass der zeitliche Zusammenhang zwischen Erzeugung und Verbrauch des Grünstroms erhöht wird.

Voraussetzungen

Die Voraussetzung für eine Umstellung auf hohe zeitliche Auflösung ist die Datenerfassung mittels Smart Meter. Dies ermöglicht die automatisierte Datenabfrage, die ohne nennenswerten Zeitverzug (siehe Abschnitt 6.2) entweder automatisch über den MSB oder direkt beim Smart Meter erfolgt. Eine Umstellung auf quartals- oder monatliche Auflösung scheint dabei mit dem heutigen System grundsätzlich möglich. Mit kleineren Zeitschritten steigt jedoch auch der Verwaltungs- und Kommunikationsaufwand. Zudem steigt die Anzahl der Transaktionen proportional. Die Bestimmung der zeitlichen Auflösung stellt hierbei immer eine Abwägung zwischen Aufwand und Mehrwert dar.

Umstellung

Die Umstellung kann sukzessive erfolgen. Dabei wird die zeitliche Auflösung evolutionär von jährlich auf halbjährlich, dann quartalsweise und monatlich erhöht. Die HKN können weiterhin in den bekannten Zeiträumen gehandelt werden. Ein Zertifikat kann jedoch nur für Verbrauch

entwertet werden, der im selben Zeitraum (z. B. Quartal) angefallen ist. Grundsätzlich ist hierbei auch für einen gewissen Zeitraum ein Parallelbetrieb möglich, in dem auf der einen Seite hochaufgelöste HKN für jene Anlagen gehandelt werden, für die bereits Smart Meter-Daten vorliegen und auf der anderen Seite die HKN der anderen Anlagen weiterhin in höherer Auflösung gehandelt werden.

Effekte

Die Limitierung von HKN auf Quartale oder Monate sorgt für eine Abbildung von Saisonalität in der Zertifikatsverfügbarkeit. Dies wird sich auch in den Preisen widerspiegeln, da das Angebot z. B. von solarer Einspeisung in Wintermonaten deutlich geringer ist als im Sommer. Dies ist insbesondere vorteilhaft für diejenigen Erzeugungseinheiten, die unabhängig von Saisonalität Strom erzeugen oder langfristig speichern können.

Eine noch höhere zeitliche Auflösung von mindestens einer Stunde bringt weitere Vorteile mit sich. Bei dieser Auflösung ist es nicht mehr möglich, den gesamten Strombedarf aus PV-HKN zu decken. Dadurch werden Anreize geschaffen, um erneuerbare Erzeugungsanlagen zu bauen, die genau dann Strom bereitstellen, wenn dies die bestehenden Anlagen nur in geringer Menge können und die Zertifikatspreise hoch sind. So wird also der systemdienliche Ausbau erneuerbarer Energien gefördert. Ein weiterer Vorteil stündlicher HKN ist die Schaffung von Anreizen für Lastflexibilisierung. Ein Nachteil ist es, dass die Preise von Ökostrom dadurch steigen.

Rechtliche Einschätzung

HKN müssen nach der geltenden Rechtslage zwölf Monate ab Produktion der betreffenden Energieeinheit gelten (Art. 19 Abs. 3 S. 1 RED II). Die Vorgabe ist nicht Teil des EEG 2023, aber Teil der HkRNDV. Daher stellt das UBA einen HKN – bei Erfüllung der sonstigen Voraussetzungen – immer dann aus, wenn noch keine zwölf Kalendermonate seit dem Ende des Erzeugungszeitraums nach § 17 Abs. 1 S. 1 vergangen sind (§ 12 Abs. 1 Nr. 7 HkRNDV). Beginn und Ende des Erzeugungszeitraums dürfen wiederum nicht wesentlich weiter als zwölf Monate auseinanderliegen (§ 17 Abs. 4 HkRNDV), wobei an diesen zwölfmonatigen Erzeugungszeitraum weitere Vorschriften – u.a. bei der Übertragung eines HKN nach § 28 Abs. 1 HkRNDV – anknüpfen.

Wenn HKN nur mit einer maximalen zeitlichen Auflösung von einem Quartal oder einem Monat ausgestellt würden, läge eine Verkürzung der Geltungsdauer vor, die in Widerspruch zu den genannten rechtlichen Vorgaben stünde. Erforderlich wäre daher in jedem Fall eine Anpassung der HKN-Geltungsdauer in der RED II (bzw. III) sowie in der HkRNDV. Zusätzlich zu der Anpassung der HKN-Geltungsdauer müsste prinzipiell auch eine Anpassung des HKN-Erzeugungszeitraums vorgenommen werden, damit die hohe Auflösung nicht nur den HKN selbst, sondern auch die Datengrundlage des HKN erfasst. Würde der HKN-Erzeugungszeitraum reduziert, müsste wohl auch der Wert von 1 MWh reduziert werden, der bisher – so Art. 19 Abs. 2 S. 4 RED II – standardmäßig für die Ausstellung eines HKN erreicht werden muss. Mit der RED III könnten sich hier aber ohnehin neue Spielräume ergeben (siehe dazu auch unter 6.5).

Wenn HKN eine zeitliche Auflösung von einem Quartal oder einem Monat haben sollen, könnte zudem eine weitere Anpassung des Rechtsrahmens erforderlich sein, weil HKN für die Stromkennzeichnung verwendet werden und die Stromkennzeichnung an die Stromrechnung gekoppelt ist. Werden HKN in quartalsweisen oder monatlichen Abständen für die Stromkennzeichnung verwendet, muss aber nicht zwingend eine Stromkennzeichnung und damit

eine Stromrechnung in ebenjenem Turnus erforderlich sein. Vielmehr steht § 42 EnWG schon nach geltender Rechtslage nicht entgegen, HKN in quartalsweisen oder monatlichen Abständen für die turnusmäßige – i.d.R. jährliche – Stromkennzeichnung zu verwenden. Eine gesetzliche Klarstellung könnte dennoch sinnvoll sein.

6.4 Kopplung von Erzeugung und Verbrauch

Status quo

Für eine Kopplung von Erzeugung und Verbrauch existiert im aktuellen HKN-System die Möglichkeit der „optionalen Kopplung“ (vgl. Abschnitt 2). Diese „soll sicherstellen, dass eine tatsächliche Lieferbeziehung zwischen der erneuerbaren Stromerzeugung in Deutschland und dem Stromverbrauch (...) besteht, um eine rein virtuelle Verschiebung der Grünstromeigenschaft auszuschließen“ [13], [99]. Nur ein Anteil von 0,9 % aller HKN, aber 7,4 % aller inländischen HKN sind gekoppelte HKN [13].

Das HKN-System deckt nur den Teil der Stromlieferung der Erzeugungsanlage bis zum Lieferanten ab. Die Belieferung des Endkunden ist nach heutigem Stand nicht Teil des HKN-Systems. Im Zuge der Entwertung der HKN kann das EVU jedoch einen Stromkunden oder ein Stromprodukt angeben, für das die HKN entwertet werden.

Zum 1. Januar 2023 ist eine Reform dieses Kopplungssystems in Kraft getreten [11]. Abbildung 6-2 zeigt den Ablauf der „optionalen Kopplung“ in seiner alten (links) und überarbeiteten Form (rechts).

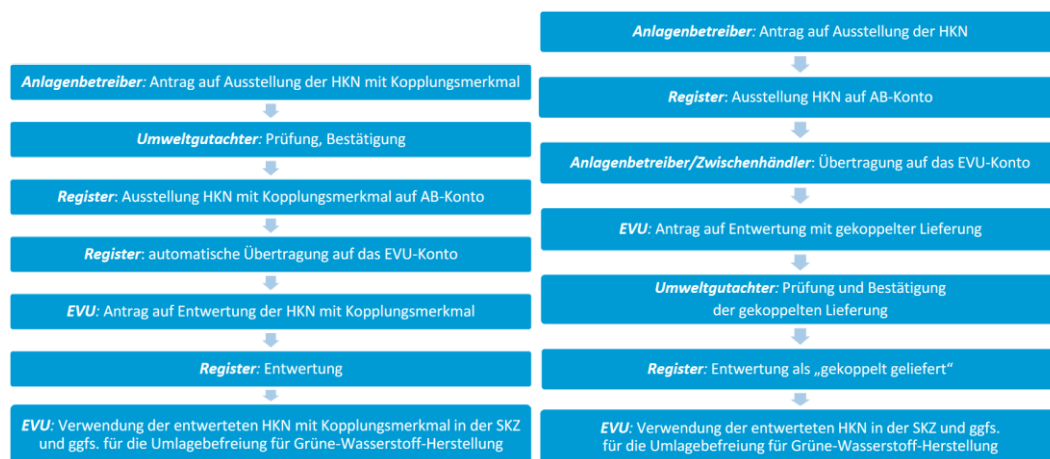


Abbildung 6-2: Verfahren zur Kopplung von HKN (alt: links, neu: rechts) [13]

„Im Gesetzgebungsverfahren zum Verordnungspaket zur Umsetzung des EEG wurde die bestehende Ausgestaltung der optionalen Kopplung gemäß HkRNDV als zu unflexibel und nicht marktgerecht kritisiert“ [13], [99]. Für die Prüfung und Bestätigung der Kopplung ist ein Umweltgutachter erforderlich.

In [13] wurde erarbeitet, „dass die Beschränkung auf einen Bilanzkreis aus mehreren Gründen das wesentliche Hindernis für die Energiewirtschaft darstellt. Außerdem wurde die Idee aufgebracht, dass die Initiierung einer Kopplung eher von den EVU ausgehen sollte, als gemäß Status quo von den Anlagenbetreibenden.“ Daraufhin wurde das System erweitert, sodass nun auch die Lieferung über zwei Bilanzkreise hinweg möglich ist und der Umweltgutachter diese erst am Ende der Lieferkette (statt für jede Erzeugungsanlage individuell) prüft.

Eine Kernherausforderung besteht grundsätzlich in der Möglichkeit gegenläufiger Buchungen, bei welcher zunächst Grünstrom inklusive HKN gekauft wird, der Strom an einen Dritten weiterverkauft und für Letztverbraucher durch ggf. günstigeren Graustrom ersetzt wird. Dieses Problem entsteht unter anderem durch die geringe zeitliche Auflösung von HKN. Der finanzielle Anreiz für solch eine gegenläufige Buchung besteht hierbei primär für Verbrauchszeiten mit niedrigen Strompreisen.

In Abbildung 6-3 ist dargestellt, wie in Zeiten mit hoher Erzeugung einer z. B. per PPA kontrahierten EE-Anlage Strom als Graustrom verkauft wird. In Zeiten niedriger Erzeugung wird Graustrom eingekauft und mit den einbehaltenen Herkunftsnachweisen als Grünstrom ausgewiesen. Ist der eingekaufte Strom zu diesem Zeitpunkt günstig, kann sich ein solches Geschäft lohnen. Im heutigen HKN-System muss darum bei der optionalen Kopplung durch einen Umweltgutachter geprüft werden, dass die angekündigte erneuerbar erzeugte Strommenge mit der gekoppelten Liefermenge übereinstimmt. Er muss die Bilanzkreisbuchungen und Fahrpläne prüfen, um gegenläufige Buchungen auszuschließen [13]. Außerdem muss nachgewiesen werden, dass eine tatsächliche, im Bilanzkreis verbuchte Lieferung aus der EE-Anlage in 15-minütiger Auflösung und ohne gegenläufige Buchung erfolgt ist.

Das System wurde bereits auf Basis von [13] überarbeitet, ist jedoch weiterhin relativ unflexibel. So muss „bereits im Zeitpunkt des Antrages auf Ausstellung des HKN eine Lieferbeziehung bestehen zwischen Anlagenbetreiber und dem EVU, an das die HKN übertragen werden sollen“ [13]. Dies erschwert es, die Lieferbeziehungen unterjährlich zu wechseln.

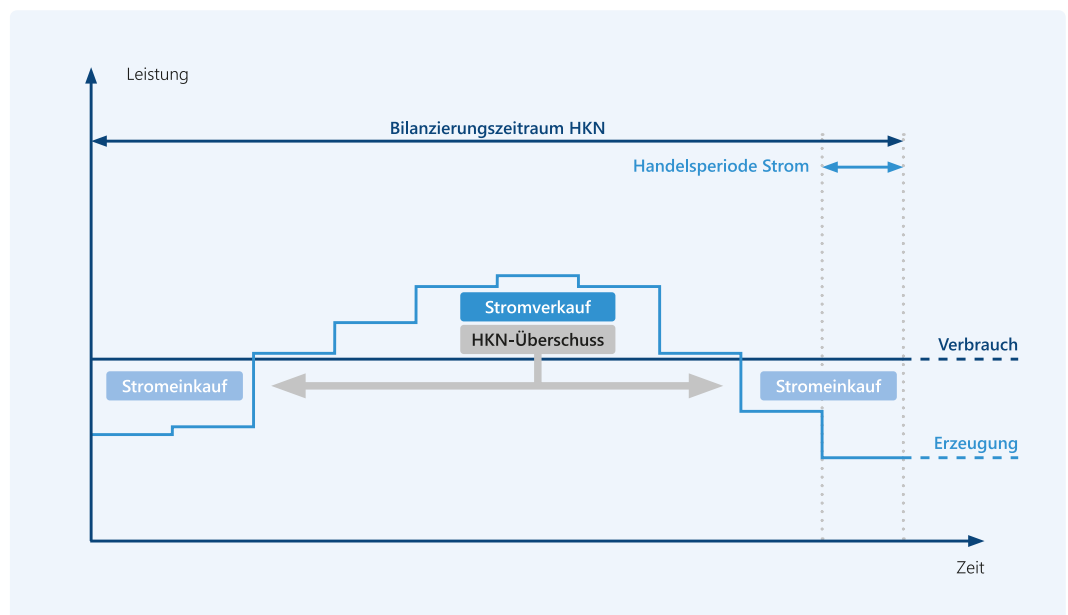


Abbildung 6-3: Verschiebung von Herkunftsnachweisen in Zeiten mit geringem PPA-Strombezug mittels gegenläufiger Buchung

Herausforderungen

Dadurch, dass der Nachweis über die Kopplung von HKN und physikalischer Erzeugung bzw. Verbrauch nur über einen Umweltgutachter möglich ist, werden unnötige Kosten und Aufwand verursacht. Zudem stellt sich die Frage, ob eine analoge Prüfung in der Praxis das gewünschte Maß an Sicherheit bringt, dass die Belieferung tatsächlich sachgemäß durchgeführt wurde.

Dabei umfasst die Prüfung durch den Umweltgutachter nach [13], [11] verschiedene Aspekte:

- Korrektheit der für die Kopplung erforderlichen Angaben und Voraussetzungen (§ 30a HkRNDV),
- Ausschluss von gegenläufigen Geschäften oder Dreiecksgeschäften, bei denen sich wechselseitige Stromlieferungspflichten gegenseitig aufheben, sodass im Saldo weniger oder gar kein Strom an den Endkunden geliefert wird,
- Abgleich zwischen der per Fahrplan gelieferten Strommenge und der Strommenge, für die eine gekoppelte Lieferung bestätigt werden soll (für ausgewählte Tage, auf den jeweils betrachteten Liefermonat bezogen).

Lösungsvorschlag

Die automatisierte Verifikation eines dem Handelsgeschäft zugrunde liegenden Liefervertrags ohne gegenläufige Buchungen kann mit dem in Abschnitt 5.2 beschriebenen Lösungsvorschlag nicht abgedeckt werden. Bei einer viertelstündlichen Auflösung könnte allerdings sichergestellt werden, dass Erzeugung und Verbrauch von Grünstrom zu jeder Viertelstunde übereinstimmen. Damit würde der Anreiz für gegenläufige Buchungen deutlich abgeschwächt und könnte lediglich auf regionale Auflösung bezogen bestehen bleiben. Dies stellt somit ein weiteres wichtiges Argument für die Erhöhung der zeitlichen Auflösung auf Viertelstunden dar.

Rechtliche Einschätzung

Soll eine Lösung gefunden werden, die ohne Einschaltung eines Umweltgutachters auskommt, so sind aus rechtlicher Perspektive die entsprechenden Vorgaben in der HkRNDV – u.a. §§ 2 Nr. 8 und 11, 10, 22 HkRNDV – anzupassen. Zusätzliche rechtliche Probleme entstehen nicht. Da die Einbindung eines Umweltgutachters nicht in der RED II erwähnt wird und auch nicht Teil der Regelungen in § 79 EEG 2023 ist, entstehen insoweit keine Konflikte mit dem Unionsrecht und dem deutschen Gesetzesrecht.

Art. 19 der RED II macht generell keine expliziten Vorgaben zur verpflichtenden oder optionalen Kopplung und lässt somit Spielraum für eigenständige Lösungen im deutschen Recht. Wichtig ist allerdings, dass die allgemeinen Vorgaben aus Art. 19 Abs. 6 der RED II eingehalten werden, dort heißt es in Satz 1: „Die Mitgliedstaaten oder die benannten zuständigen Stellen schaffen geeignete Mechanismen, um sicherzustellen, dass die Herkunftsnachweise elektronisch ausgestellt, übertragen und entwertet werden und genau, zuverlässig und betrugssicher sind.“

6.5 Anpassung der Zertifikatsgröße und Umgang mit Kleinanlagen

Status quo und Herausforderungen

Im heutigen HKN-System wird, was die Prozesse angeht, nicht zwischen verschiedenen Anlagentypen oder der Anlagenleistung unterschieden. Der prozessuale Aufwand für die Anmeldung einer Anlage, Beantragung und Übertragung von HKN, die HKN-Größe von 1 MWh sowie die damit einhergehenden Gebühren erschweren jedoch v. a. Kleinanlagen die Teilnahme. Geringe Preise für HKN durch die Konkurrenz aus dem Ausland verringern zudem die Wirtschaftlichkeit.

Dies wird besonders dann zur Herausforderung, wenn Kleinanlagen z. B. im Rahmen von Energiegemeinschaften oder lokalen Energiemärkten Strom lokal verkaufen oder teilen möchten. Aktuell ist für EE-Anlagen im Allgemeinen vorgesehen, dass sie das HKN-System nutzen, um

erzeugte Strommengen als „Grünstrom“ zu vermarkten. Dies stellt eine Hürde für Kleinanlagen dar.

Lösungsvorschlag

Um es vielen Millionen kleinteiligen (post-EEG) Anlagen zu ermöglichen, lokal grünen Strom zu verkaufen, gibt es zwei verschiedene Ansätze:

- Lösungsvorschlag 1: Die Teilnahme am HKN-System wird so stark vereinfacht, dass sowohl Kosten als auch Aufwand für Erzeuger minimal sind und sich so eine Teilnahme am HKN-System lohnt. Dazu sind eine bessere Digitalisierung (v. a. Nutzung von SMGW) und die Schaffung digitaler Schnittstellen zur vereinfachten Verwaltung notwendig. Zusätzlich muss die HKN-Größe von derzeit 1 MWh auf 1 Wh reduziert werden. Der damit verbundene Mehraufwand kann durch eine konsequente Digitalisierung aufgefangen werden.
- Lösungsvorschlag 2: Es wird ein Opt-Out für Kleinanlagen (bis zu einer fest definierten Grenze) geschaffen. Anlagen unterhalb dieser Grenze, die innerhalb einer Energiegemeinschaft oder innerhalb eines lokalen Marktes Strom handeln oder tauschen, dürfen innerhalb der Energiegemeinschaft, ihres lokalen Marktes oder durch einen Lieferanten als Grünstrom vermarktet werden. Zur Vermeidung von Doppelvermarktung muss der Opt-Out digital beim HKNR angezeigt und einmalig bestätigt werden. Die Anlagen haben, solange dies gültig ist, keinen Anspruch auf reguläre HKN. Der Energiedienstleister, der die Energiegemeinschaft abwickelt, ist für die Ausweisung des lokalen Grünstromanteils an seine Verbraucher verantwortlich. Im Zuge des Forschungsprojekts InDEED wurde eine praktische Umsetzung für diesen Opt-Out implementiert. Die Funktionsweise auch in Bezug auf Kleinanlagen wurde bereits im Abschnitt 5.2 beschrieben.

Voraussetzungen

Die Voraussetzung für beide Lösungsvorschläge ist eine Anpassung des geltenden Rechts. Zudem sind (digitale) Mechanismen zu etablieren, um die Teilnahme am HKN-System auch für Kleinanlagen einfach und kostengünstig abbilden (Lösungsvorschlag 1) oder den Nachweis von Ökostrom durch Energiedienstleister prüfen zu können (Lösungsvorschlag 2). Da zu erwarten ist, dass für die Teilnahme an Energiegemeinschaften ohnehin ein Smart Meter erforderlich ist (siehe andere EU-Länder), kann dies mittels der für das HKN-System geschaffenen Schnittstelle (vgl. Abschnitt 6.1) jedoch gut umgesetzt werden.

Zum Ausschluss von verschiedenen Formen einer Doppelvermarktung (d. h., dass Anlagen bei mehreren Lieferanten angeboten werden und/oder gleichzeitig das HKNR nutzen) muss in einem Register geregelt werden, welche Anlage sich für welchen Weg entscheidet. Der lokale Ausschluss von Doppelvermarktung durch einen Energiedienstleister ist mittels moderner digitaler Verfahren (z. B. ZKP) möglich (vgl. Abschnitt 5.2). Diese Verfahren könnten auch die Grundlage für die Aggregation von Kleinanlagen sein (s. Abschnitt 6.6).

Umstellung

Die Umstellung sollte anhand mehrerer realer Energiegemeinschaften erprobt werden. Insbesondere digitale Schnittstellen und die Nutzung kryptographischer Verfahren zum Nachweis der Einhaltung von zu definierenden Regeln durch die Energiedienstleister sind dabei zu entwickeln und zu testen. Das Projekt InDEED (vgl. Abschnitt 5.2) ist hier ein erster Nachweis

dafür, dass Zero-Knowledge Proofs als Beweis für die Richtigkeit von Daten und die Einhaltung definierter Regeln in der Praxis möglich sind.

Effekte

Diese Umstellung erlaubt es Kleinanlagen ohne viel Bürokratie, an Energiegemeinschaften und lokalen Märkten teilzunehmen bzw. im Grünstrommix eines Lieferanten ohne unnötige Kosten und bürokratische oder technische Hürden aufgenommen zu werden. In Lösungsvorschlag 2 sinkt der Verwaltungs- und Transaktionsaufwand seitens des HKNR, da insbesondere Millionen von Kleinanlagen nicht mehr am HKNR registriert und abgewickelt werden müssen, sondern diese direkt durch den entsprechenden Energieversorger oder Energiedienstleister abgebildet werden.

Herausforderung

Für Lösungsvorschlag 2 ergibt sich die Frage, welche Anlagenleistung eine angemessene Bagatellgrenze darstellt. Als Hilfestellung hierzu werden im Folgenden Ergebnisse einer Analyse dargelegt, die auf Grundlage des Marktstammdatenregisters (Stand: 2021) durchgeführt wurde.

In Abbildung 6-4 ist neben dem Anteil von Kleinanlagen am gesamten deutschen EE-Anlagenpark eine Schätzung der durch diese Anlagen jährlich erzeugten Strommenge (in Prozent der gesamten EE-Stromerzeugung pro Jahr) dargestellt. Die Strommenge wurde, ähnlich zu Abbildung 3-5, anhand der in Anhang 8.2 beschriebenen Methode (hier ohne Berücksichtigung von Wirtschaftlichkeitserwägungen) abgeschätzt. Die Kurven in Abbildung 6-4 weisen Knicke bei 10 kW, 30 kW und 100 kW auf. Der Grund dafür liegt in technischen, steuerlichen und regulatorischen Anforderungen, die für die Auslegung von Kleinanlagen relevant sind. Beispielsweise waren Anlagen bis 10 kWp bis Ende 2020 von der EEG-Umlage für Eigenverbrauch und bis Ende 2021 von der Einkommensteuer ausgenommen. Ab 30 kWp war bis Ende 2020 der Einbau eines Rundsteuerempfängers erforderlich (ab 2021 ab 25 kWp). Ab 100 kWp erhält ein Anlagenbetreiber keine feste Einspeisevergütung, sondern muss den erzeugten Strom direkt vermarkten und kann über das Marktprämienmodell von der EEG-Förderung profitieren. Diese und weitere relevante Anforderungen sind in Abbildung 6-5 dargestellt.

Abbildung 6-4 zeigt, dass insbesondere bedingt durch PV-Prosumer eine Bagatellgrenze von 10 kWp dazu führen würde, dass bereits 61 % aller EE-Anlagen nicht am HKN-System teilnehmen müssten. Dabei sind jedoch nur etwa 3 % der jährlich durch EE-Anlagen erzeugten Strommenge in diesem Anteil enthalten. Die EE-Anlagen bis 10 kWp könnten, z. B. mittels Aggregation, etwa 8 Millionen HKN pro Jahr erzeugen⁸. Bei diesen Anlagen kommt hinzu, dass ein nicht unmaßgeblicher Anteil von etwa 10-50 % [100], [101] der erzeugten Strommenge direkt vom Prosumer verwendet werden kann und damit nicht für HKN zur Verfügung steht⁹.

Im Fall einer Grenze von 30 kWp müssten 88 % der EE-Anlagen nicht am HKN-System teilnehmen, was jedoch nur etwa 8 % der jährlich durch EE-Anlagen erzeugten Strommenge abdeckt. Die EE-Anlagen bis 30 kWp könnten etwa 17 Millionen HKN pro Jahr erzeugen.

Bei einer Grenze von 100 kWp sind bereits 95 % aller EE-Anlagen nicht mehr Teil des HKN-Systems, was etwa 11 % der jährlich durch EE-Anlagen erzeugten Strommenge entspricht. Diese Anlagen könnten etwa 26 Millionen HKN pro Jahr erzeugen.

⁸ Bei einer Zertifikatsgröße von 1 MWh pro HKN (Status quo).

⁹ Bei einem typischen jährlichen Haushaltsstromverbrauch von 2.000-5.000 kWh [125] und variabler Speicherkapazität bzw. Ladeart.

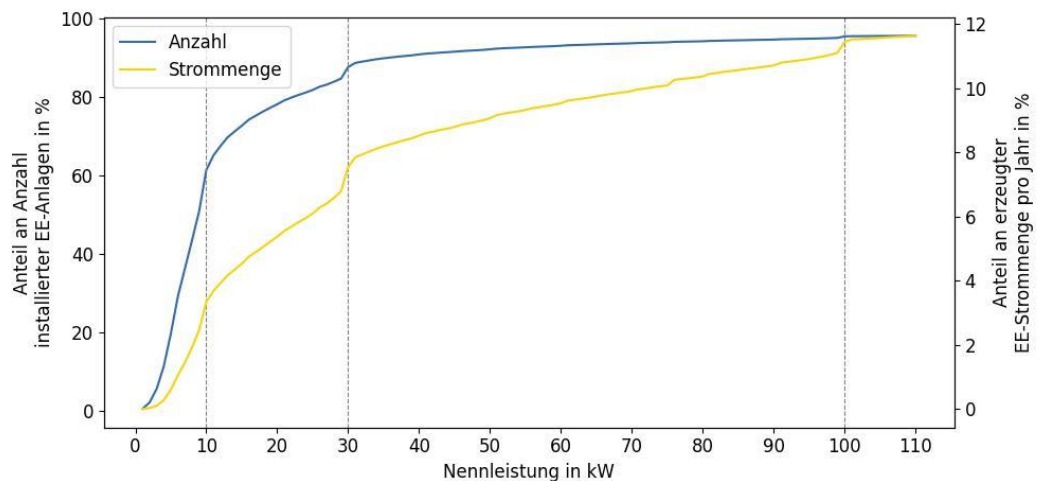


Abbildung 6-4: Kumulative Anzahl von Kleinanlagen am gesamten EE-Anlagenpark sowie die durch diese Anlagen jährlich erzeugte Strommenge in Abhängigkeit der Nennleistung. Die Anzahl der Anlagen ist in Prozent der deutschlandweit installierten EE-Anlagen angegeben und die Strommenge pro Jahr in Prozent der insgesamt durch EE-Anlagen produzierten Strommenge pro Jahr. Bei 10 kW, 30 kW und 100 kW sind zur Orientierung vertikale Linien eingezeichnet.

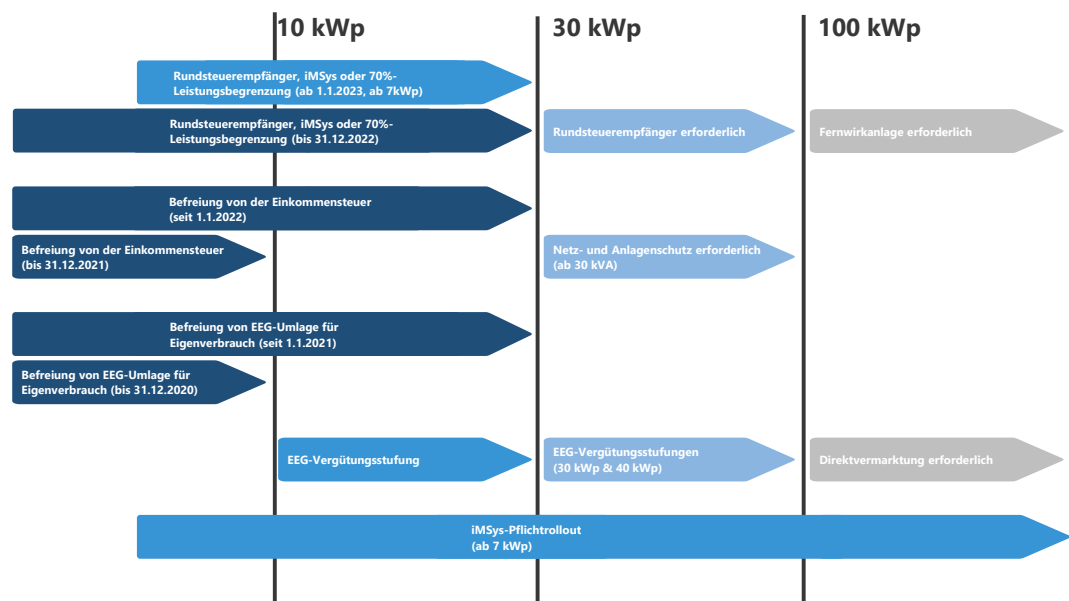


Abbildung 6-5: Übersicht über technische, steuerliche und regulatorische Anforderungen, die für die Auslegung von Kleinanlagen relevant sind [102], [103], [104], [105], [106], [107], [108], [109], [110], [111], [112], [113], § 31 MsbG (noch geltende Fassung)

Rechtliche Einschätzung

- Lösungsvorschlag 1 („vereinfachte Teilnahme am HKN-System“) wäre grundsätzlich mit einer überschaubaren Anpassung des geltenden Rechtsrahmens verbunden. Der Gesetzgeber hat mit dem neuen Gesetzentwurf zum MsbG („Neustart der Digitalisierung der Energiewende“) bereits Schritte zur besseren Digitalisierung von Kleinanlagen auf den Weg gebracht. Wenngleich für Kleinanlagen (< 7 kW) keine Pflicht zum Einbau eines SMGW besteht, so dürften in Zukunft dennoch mehr Kleinanlagen mit

einem SMGW verbunden sein, weil klarstellend in § 21 Abs. 3 MsbG-neu ein SMGW-Einbau auch am Netzanschlusspunkt oder am Netzknotenpunkt vorgenommen werden kann. Die Schaffung digitaler Schnittstellen in der HKNR-Systemarchitektur dürfte rechtlich keine Schwierigkeiten bereiten (vgl. schon 6.1). Weitere erforderliche Anpassungen des geltenden Rechtsrahmens dürften hier in erster Linie die Anpassung der Zertifikatsgröße betreffen. Dazu müssten insbesondere Art. 19 Abs. 2 S. 4 RED II, § 79 Abs. 5 EEG 2023 und § 12 Abs. 1 HkRNDV geändert werden. Mit der RED III könnten sich – so zumindest der Stand nach der Einigung im Trilog-Verfahren – hier neue Spielräume ergeben; die finale Fassung ist jedoch abzuwarten. Darüber hinausgehender Anpassungsbedarf würde entstehen, wenn zusätzlich auch die HKN-Geltungsdauer – siehe unter 6.3 – angepasst werden soll.

- Lösungsvorschlag 2 („Opt-Out-Modell“) würde ebenfalls Anpassungen des geltenden Rechtsrahmens erfordern. Das Opt-Out-Modell soll die Grünstromvermarktung für Kleinanlagen ermöglichen, wobei insoweit keine HKN ausgestellt, entwertet und verwendet werden. Das ist deshalb im aktuellen Rechtsrahmen problematisch, weil das UBA bei Vorliegen der Voraussetzungen grundsätzlich einen HKN ausstellen *muss* (§ 12 Abs. 1 HkRNDV; „stellt die Registryverwaltung ... aus“). Auch Kleinanlagenbetreiber erhalten damit auf Antrag einen HKN. Dementsprechend wäre hier eine Anpassung der HkRNDV notwendig. Die RED III könnte nach dem Stand der Trilog-Einigung aber auch insoweit neue Spielräume eröffnen (wobei die finale Fassung abzuwarten ist).

Wenn der Kleinanlagenbetreiber seinen EE-Strom ohne Verwendung von HKN vermarktet, kommt zudem ein Verstoß gegen das Doppelvermarktungsverbot in Betracht, wobei zwischen geförderten und ungeforderten Anlagen sowie zwischen dem besonderen und dem allgemeinen Doppelvermarktungsverbot zu unterscheiden ist. Da in diesem Fall kein HKN ausgestellt und demzufolge auch nicht weitergegeben wird (bzw.: werden soll), kommt zwar kein Verstoß gegen das besondere Doppelvermarktungsverbot (§ 80 Abs. 2 S. 1 EEG 2023) in Betracht. Soweit der Kleinanlagenbetreiber allerdings eine geförderte Anlage nach dem EEG betreibt und der Grünstrom als solcher vermarktet wird, liegt wohl ein Verstoß gegen das allgemeine Doppelvermarktungsverbot vor (§ 80 Abs. 1 EEG 2023).. Hier müsste also eine Opt-out-Regelung geschaffen werden. Einschränkungen seitens des EU-Rechts bestehen hier nicht.

Soweit die Ausweisung des lokalen Grünstromanteils hier durch einen Energiedienstleister vorgenommen werden soll, wäre im Übrigen eine Anpassung des § 42 EnWG vorzunehmen, weil die Verpflichtung zur Stromkennzeichnung bislang allein Stromlieferanten trifft. Die Anpassung müsste auf Energiedienstleister erstreckt werden, wobei klargestellt werden müsste, dass ausnahmsweise – nämlich im Opt-Out-Fall – der Energiedienstleister anstelle des Stromlieferanten die Stromkennzeichnung übernimmt und dass dabei § 42 Abs. 1 – 7 EnWG entsprechend anzuwenden sind. Eine einfache Anpassung mit den Vorgaben der Stromkennzeichnung nach der Energiebinnenmarkt-Richtlinie (EU) 2019/944 dürfte allerdings nicht ausreichend sein, weil dort die Stromkennzeichnung allein als Aufgabe der Versorger angesehen wird (Anhang I Nr. 5). Daher wäre wohl auch im Anhang der Richtlinie die Ausnahmebestimmung zu verankern, dass im Opt-Out-Fall ein Energiedienstleister die Stromkennzeichnung übernimmt.

Status quo

Aktuell müssen Anlagen individuell beim UBA registriert werden. Dies schließt die Aggregation vieler kleiner Anlagen aus, da dies mit zu großem Aufwand verbunden wäre. Während der Aufwand für die Anmeldung mittels API (vgl. Abschnitt 6.1) ggf. deutlich reduziert werden kann, sind die mit der Anmeldung und Transaktionen verbundenen Kosten und der entstehende Zeitaufwand im Vergleich zum möglichen Erlös eine Eintrittsbarriere für viele Kleinanlagen.

Herausforderungen

Kernherausforderungen neben der Zertifikatsgröße von 1 MWh stellen Kosten und Aufwand für die Teilnahme am HKN-System dar. Zudem kommt bei kleinen Prosumer-Anlagen das Thema Datenschutz hinzu. Wird beispielsweise die EE-Erzeugung einer Kleinanlage auf Tages- oder Stundenbasis über das HKN-System in Form von HKN nachvollziehbar und sind die Daten einzelnen Haushalten zuzuordnen, verstößt dies potenziell gegen die DSGVO.

Lösungsvorschlag

Ein Lösungsvorschlag für die Aggregation von Kleinanlagen durch Dienstleister ist die Nutzung von kryptographischen Methoden. Dafür werden EE-Anlagen über ihre Smart Meter (z. B. via Public Key, einem Identifier o. ä.) eindeutig einem Aggregator zugeordnet. Diese Zuordnung muss öffentlich einsehbar sein (z. B. über das HKNR, ein öffentliches Register oder eine Blockchain). Zudem muss für jede Anlage nachgewiesen werden, dass diese nicht dem Doppelvermarktungsverbot (§ 80 EEG) unterliegt. Dies kann beispielsweise durch den Anschlussnetzbetreiber bestätigt werden. Auch hier bietet sich ein öffentliches Register an, da diese Information für viele Aspekte (über HKN hinausgehend) wichtig ist.

Der Aggregator kann nun die überschüssigen Energiemengen der dezentralen Erzeuger/Prosumer über die Smart Meter erhalten. Mittels zuvor definierter Regeln¹⁰ und kryptographischer Verfahren (sog. Zero-Knowledge Proofs) kann der Aggregator die gesamte Menge an HKN der Einzelanlagen ausweisen. Zudem kann er sie auch nach Qualität ausweisen (z. B. Trennung nach Anlagentyp). Außerdem kann er mittels ZKP unter Einhaltung des Datenschutzes beweisen, dass alle definierten Regeln eingehalten wurden, ohne die Daten der Einzelanlagen offenzulegen. Ist der ZKP valide (dies kann mathematisch schnell geprüft werden) können die HKN auf dem Register ausgestellt und im Anschluss regulär übertragen und entwertet werden.

Zero-Knowledge Proofs als Beweise wurden im Projekt InDEED (siehe Abschnitt 5.2) praktisch erprobt. Damit ist es möglich, den Daten und Prozessen eines Aggregators zu vertrauen, ohne diese einsehen zu müssen.

Voraussetzungen

Diese Lösung macht es erforderlich, dass Kleinanlagen über ein SMGW verfügen. Auch sind entsprechende Register vonnöten, die die eindeutige Zuordnung der Anlagen zu einem Aggregator dokumentieren und allen zugänglich machen. Überdies müssten die geltenden und

¹⁰ Beispiele dafür wären: nur Verwendung digital in der PKI signierte Messdaten, keine Doppelzählung von EE-Mengen, keine Anlagen, die dem Doppelvermarktungsverbot unterliegen und nur Anlagen, die im öffentlichen Register durch diesen speziellen Aggregator vermarktet werden dürfen.

messbaren Regeln für den ZKP so angepasst werden, dass Betrug nicht möglich ist und die resultierenden ZKP auch anerkannt werden.

Eine digitale Schnittstelle, wie sie in Abschnitt 6.1 beschrieben ist, muss den entsprechenden Funktionsumfang für die Aggregation von Kleinanlagen abdecken. Dies umfasst beispielsweise die Kompatibilität mit übermittelten Energiemengen und ZKP.

Effekte

Dies ermöglicht es Aggregatoren, Kleinanlagen (SMGW vorausgesetzt) in das HKN-System zu bringen. Somit sind auch heute existierende Hürden (vgl. Zertifikatsgröße, Kosten und Aufwand) nicht mehr entscheidend für deren Teilnahme. Das Angebot steigt und ermöglicht es v. a. auch Kleinanlagen, unkompliziert am HKN-System teilzunehmen. Dies ist beispielsweise für lokale Märkte und Energy-Communities von besonderer Relevanz.

Rechtliche Einschätzung

Kleinanlagen verfügen in der Regel nicht über ein SMGW, weil eine Einbaupflicht erst ab 7 kW besteht. Da der neue Gesetzentwurf zum MsbG klarstellend einen SMGW-Einbau am Netzananschlusspunkt oder am Netzknotenpunkt vorsieht, werden in Zukunft wohl auch Kleinanlagen in größerem Umfang mit einem SMGW verbunden werden. Werden die Kleinanlagen mit einem SMGW verbunden, dürften die Erzeugungsdaten der Anlage auf Tages- oder Stundenbasis in aller Regel personenbezogene Daten sein, weil die Erzeugungsdaten durch die hohe Auflösung einen Anlagenbetreiber identifizierbar machen können und der Anlagenbetreiber typischerweise eine natürliche Person ist.

Werden die Erzeugungsdaten an einen Aggregator kommuniziert, besteht das Problem, dass der Aggregator keine berechtigte Stelle nach § 49 Abs. 2 MsbG ist. Der Aggregator dürfte daher die Erzeugungsdaten nur mit Einwilligung des Anlagenbetreibers verarbeiten, womit – siehe unter 6.2 – praktische Probleme verbunden sind. Sinnvoll wäre daher auch hier, den Katalog der berechtigten Stellen um den Aggregator zu erweitern und dabei in § 2 S. 1 MsbG die Person des Aggregators näher zu definieren bzw. auf die vorhandene Definition in § 3 Nr. 1a EnWG zu verweisen. Schließlich wäre – wie unter 6.2 – in einer neuen Vorschrift zu regeln, unter welchen Voraussetzungen der Aggregator die Daten an das UBA übermitteln darf.

Werden die Erzeugungsdaten durch den Aggregator an das HKNR kommuniziert, bedarf es wiederum – siehe unter 6.2 – eines Verarbeitungstatbestands in § 49 Abs. 2 MsbG; sinnvollerweise müsste dann auch das UBA im Gesetz in den Katalog der berechtigten Stellen aufgenommen werden. Da die Erzeugungsdaten der Kleinanlagen gegenüber Dritten nicht offengelegt werden, sondern nur kryptographisch durch ZKP die Datenrichtigkeit nachvollzogen werden kann, bestehen insoweit keine datenschutzrechtlichen Bedenken. Da der MSB in die Datenübertragung zwischen Anlagenbetreiber, Aggregator und UBA nicht involviert ist, wäre auch zu überlegen, ob die Vorschriften in diesem Zusammenhang an einer gesonderten Stelle im Gesetz zu platzieren sind.

6.7 Bilanzierung von Speichern

Status quo

Um die Energiewende erfolgreich umzusetzen und eine vollständige Stromversorgung aus erneuerbaren Energien zu ermöglichen, ist ein erheblicher Ausbau der Speicherkapazitäten nötig [124]. Demgegenüber steht die derzeitige Gestaltungsform des HKN-Systems, in das keine Speicher eingebunden sind. Aufgrund der geringen zeitlichen Auflösung der HKN ist

das aktuell auch nicht sinnvoll, da die Speicherdauer in der Regel deutlich geringer ist als ein Jahr.

Herausforderungen

Bei der Integration von Speichern muss gewährleistet werden, dass die Speicher selbst keine HKN erzeugen oder diese so verschieben können, dass kein Bezug mehr zum eigentlichen Stromverbrauch besteht. Überdies müssen Speicher- und Wirkungsgradverluste entsprechend berücksichtigt werden. Insbesondere im kontinuierlichen Betrieb von Speichern ist dies eine Herausforderung.

Lösungsvorschläge

Zunächst wird im HKN-System eine eigene Anlagenklasse für Speicher definiert, sodass Speicherbetreiber diese beim HKN-System anmelden können. Beim Laden deckt der Speicherbetreiber die bezogenen Energiemengen durch Entwertung von HKN ab. Die Information über die eingespeicherte und durch HKN abgedeckte Energiemenge meldet der Speicherbetreiber an das HKN-System. Beim Entladen des Speichers werden dem Betreiber HKN durch das HKN-System ausgestellt, wenn er zuvor eine ausreichende Beladung des Speichers gemeldet hat. Einen ähnlichen Lösungsvorschlag macht auch die Initiative Energy Tag in ihrem Leitfaden zu Use Cases für hochaufgelöste Zertifikate [82].

Voraussetzungen

Grundvoraussetzung für die Integration von Speichern in das HKN-System ist eine höhere zeitliche Auflösung von HKN, wie es bereits in Abschnitt 6.3 beschrieben wurde, denn erst eine hohe zeitliche Auflösung (z. B. 15 Minuten) der HKN bietet einen Mehrwert durch die Integration von Speichern.

Umstellung

Weiterhin gibt es bei der Bilanzierung von Speicherverlusten aktuell noch technische Herausforderungen, die vor einer Integration von Speichern in das HKN-System gelöst werden müssen. Dazu gehören der Umgang mit Wirkungsgradverlusten und die Selbstentladung.

Effekte

Die Einbindung von Speichern in das HKN-System ermöglicht eine differenzierte Bepreisung von Grünstrom. Damit können neue finanzielle Anreize für Speicher geschaffen werden, die Grünstrom zu Zeiten hoher Verfügbarkeiten einspeichern und zu Zeiten geringer Verfügbarkeiten wieder ausspeisen. Somit können positive Auswirkungen auf den Zubau neuer Speicherkapazitäten geschaffen werden.

Rechtliche Einschätzung

Zusätzlich zu den Anpassungen im Rechtsrahmen, die bereits unter 6.3 dargestellt wurden, müsste die HkRNDV an einigen Stellen ergänzt werden. Konkret geht es um die Regelungen zur Anlagenregistrierung (§§ 21 ff. HkRNDV), die bislang nicht auf Speicheranlagen zugeschnitten sind und zudem insbesondere auch die Regelungen zur Übertragung, Entwertung und Löschung (§§ 28 ff. HkRNDV), um den speziellen Fall des Aufladens und Entladens einer Speicheranlage adressieren zu können. Da Art. 19 RED II keine Vorgaben zu Speicheranlagen trifft und die gesamte RED II nur wenige Anknüpfungspunkte für Speicheranlagen enthält, dürfte der Lösungsvorschlag insoweit dem europäischen Recht (in der aktuell geltenden Rechtslage) nicht entgegenstehen. Aufsetzend auf die klare Unterscheidung in der RED II zwischen HKN aus erneuerbaren Quellen sowie HKN aus nicht erneuerbaren Quellen könnte der

Lösungsvorschlag – jedenfalls bilanziell – diese rechtlich geforderte Unterscheidung für alle Speicheranlagen abbilden, die EE-Strom und Graustrom untrennbar miteinander vermischen.

6.8 Implikationen für ein Herkunftsnachweissystem für Wärme und Wasserstoff

Status quo

Aktuell gibt es noch kein standardisiertes HKN-System für Wärme oder Wasserstoff, wie dies für Strom der Fall ist. Wie in Abschnitt 3.5 beschrieben, wird nun gemäß HkNRG ein HKNR sowohl für Gas und Wasserstoff sowie für Wärme und Kälte geschaffen. Im Delegated Act [12] werden zudem Kriterien festgelegt, um Wasserstoff als „grün“ ausweisen zu können (vgl. Abschnitt 3.5).

Herausforderungen und Lösungsvorschläge

Bei der Neueinrichtung eines HKNR für Gas und Wasserstoff sowie für Wärme und Kälte bestehen dabei zwei zentrale Herausforderungen, wie bereits in Abschnitt 3.5 diskutiert:

- Einerseits bestehen für das jeweilige HKN-System selbst ähnliche Herausforderungen, wie aktuell für das HKNR für Strom. Hierbei sollte direkt ein System aufgesetzt werden, welches den aktuellen Herausforderungen begegnet, um aufwendige Umstellungsprozesse zu vermeiden, wie sie aktuell für das HKN-System für Strom notwendig werden.
- Zudem erfordert die strombasierte Erzeugung sowohl von Wärme und Kälte als auch von Wasserstoff eine Kopplung der HKN-Systeme, um Ineffizienzen und hohe Fehleranfälligkeiten zu vermeiden.

Die Implikationen, welche dabei aus den aktuellen Herausforderungen an das HKN-System für Strom für weitere zu schaffende HKN-Systeme gezogen werden können, umfassen dabei ein digitales Messwesen sowie die Übertragung der Messdaten an das HKNR und eine digitale und automatisierte Umsetzung der Prozesse.

Insbesondere für ein zu schaffendes HKN-System für Wärme und Kälte ist zudem der Umgang mit Kleinanlagen eine wichtige Problemstellung. Auch hier bieten sich ähnliche Lösungsvorschläge an wie in Abschnitt 6.5 für den Umgang mit Kleinanlagen im Strombereich dargestellt. Die Trägheit im Transport (bei Fernwärmenetzen betrifft das beispielsweise Latenzen von bis zu einer Stunde) ermöglicht dabei keine direkte Übertragung des zeitgleichen Matchings von Erzeugung und Verbrauch wie für HKN von Strom vorgeschlagen. Trotz dieser Latenzen sollte im Wärmebereich eine zeitliche Auflösung angestrebt werden, die mindestens Saisonalitäten und bestenfalls auch tagesspezifische Schwankungen der Erzeugungsleistung abbildet, um auch in diesem Bereich eine Verbrauchsflexibilisierung (flexibler Wärmepumpeneinsatz [114]) und den Zubau von Speichern anzureizen.

Die verbesserten Speichereigenschaften, insbesondere von Wasserstoff, erhöhen zudem die Bedeutung der Bilanzierung von Speichern, die für Strom bereits in Abschnitt 6.7 diskutiert wurde.

Eine der entscheidenden Herausforderungen eines zukunftsfähigen HKN-Systems ist dabei der zweite oben genannte Punkt, die verschiedenen Energieumwandlungsprozesse im Rahmen der Sektorkopplung in einem gekoppelten HKN-System abzubilden. Andernfalls könnte sich hieraus ein großer Mehraufwand und hohes Fehlerpotenzial bei der Übertragung der HKN ergeben. Dies betrifft auf der einen Seite die strombasierte Herstellung von grünem

Wasserstoff oder grüner Wärme und Kälte, wie im HkNRG beschrieben. Auf der anderen Seite ist jedoch auch für die potenzielle Rückverstromung grünen Wasserstoffs oder den Einsatz grünen Wasserstoffs zur Wärmeproduktion eine Kopplung der Systeme relevant.

Voraussetzungen

Grundvoraussetzung für die Umsetzung eines gekoppelten HKN-Systems ist dabei mindestens die Umsetzung der Schritte 6.1 bis 6.3 sowohl für das aktuelle HKN-System für Strom als auch für ein zu schaffendes HKN-System für Gas, Wasserstoff, Wärme und Kälte.

Effekte

Wenn ein HKN-System für Gas und Wasserstoff sowie Wärme und Kälte direkt unter Miteinbeziehung dieser Punkte eingerichtet würde, könnte erheblicher Mehraufwand vermieden werden. Zudem könnte somit sichergestellt werden, dass das HKN-System direkt mit seiner Einführung seinen vollen Effekt auf den Ausbau erneuerbarer Energien und die Einsparung von THG-Emissionen entfalten kann. Eine Kopplung eines HKN-Systems für Wasserstoff mit einem zeitlich hochaufgelösten HKN-System für Strom könnte dabei aus energiewirtschaftlicher Sicht beispielsweise eine klare Klassifizierbarkeit von Wasserstoff ohne Umweltgutachter ermöglichen und damit erhebliche Aufwände einsparen.

Rechtliche Einschätzung

Auf Basis von Art. 19 Abs. 7 lit. b) RED II wurde zum 1. Januar 2023 das HkNRG geschaffen. Das HkNRG unterscheidet zwischen HKN für gasförmige Energieträger sowie HKN für Wärme oder Kälte aus erneuerbaren Energiequellen oder unvermeidbarer Abwärme. Unter welchen Voraussetzungen diese HKN ausgestellt werden, ist noch offen, da die Verordnungsermächtigungen in den §§ 4, 6, 8 HkNRG bislang noch nicht für den Erlass der entsprechenden Rechtsverordnungen genutzt wurden. Das europäische Recht macht bislang (noch) keine konkreten Vorgaben zu solchen HKN. Daher bleibt hier die Entwicklung abzuwarten. Hier ist insbesondere der Prozess rund um den Erlass eines „Delegated Act“ zu Artikel 27 RED II von Bedeutung (vgl. 3.5). Der Delegated Act ist – Stand April 2023 – noch nicht in Kraft getreten und soll Vorgaben für die Anrechenbarkeit von EE-Strom im Verkehrssektor machen, wobei für die Anrechenbarkeit wiederum HKN relevant sind.

6.9 Sonstige Verbesserungen

Neben den in den vorhergehenden Abschnitten aufgeführten Weiterentwicklungen des HKN-Systems wurden weitere Verbesserungsvorschläge in Abschnitt 5 unterbreitet. Diese werden nachfolgend kurz zusammengefasst und in die Roadmap eingeordnet.

- Unternehmen benötigen für die Nachhaltigkeitsberichterstattung auch eine Entwertungsbefugnis für Herkunftsnachweise [42], [88]. Wenn entsprechende Schnittstellen (vgl. Abschnitt 6.1) vorhanden sind, ist dieser Schritt bedeutend einfacher zu realisieren.
- Eine Abschaffung des Doppelvermarktungsverbots, wie in [42] und [88] angeregt, kann bestmöglich erfolgen, wenn die Integration von Kleinanlagen und Prozessen des HKNR optimiert wurden. Ansonsten besteht die Gefahr, dass Kosten seitens des UBA durch vermehrte Nutzung des HKNR unnötig steigen.
- Eine Anpassung der Norm CEN EN 1632, um Zusatzinformationen aufzunehmen und damit mehr Freiheiten bzw. die Integration des „Energiewendennutzens“ (vgl. [88]) zu

ermöglichen ist losgelöst von den in Abschnitt 6 vorgeschlagenen Entwicklungsschritten möglich.

- Eigenverbrauch im HKN-System ist heute nur relativ schwer zu realisieren [42]. Die Integration von SMGW-Daten, höhere zeitliche Auflösung und die Kopplung von Erzeugung und Verbrauch dienen hier als technische Grundlage, um diese Anforderung zu erfüllen. Mittels der InDEED-Lösung wäre dies ebenfalls möglich, ohne Daten offenlegen zu müssen.
- Aktuell sind für das HKNR wie für viele andere (System-)Dienstleistungen ein gesonderter (und damit teils redundanter) Anmeldeprozess und redundante Datenhaltung nötig [86]. Durch entsprechende digitale Maschinenidentitäten oder die Anbindung und Nutzung des Marktstammdatenregisters könnten hier Synergien erzeugt und die Datenqualität sowie die Anmeldeprozesse harmonisiert und vereinfacht werden. Dafür sind jedoch mindestens digitale Schnittstellen sowie die eindeutige Identifikation von Anlagen z. B. mittels digitaler Identität oder Messlokationsnummer erforderlich (vgl. Abschnitt 6.1 und 6.2).
- Aus Herkunftsnachweisen leiten sich direkt die (marktbezogenen) Emissionen ab. Hier ist es erforderlich, entsprechende Emissionsfaktoren in (mindestens) gleicher Auflösung wie die der Herkunftsnachweise bereit zu stellen.

7. Fazit

Die Bedeutung von HKN steigt kontinuierlich. Unternehmen benötigen sie für ihre Nachhaltigkeitsberichterstattung, für grünen Wasserstoff und Wärme in Form von Sektorkopplung. Auch durch Energiegemeinschaften, lokale Märkte und PPA steigt die Nachfrage nach höher aufgelösten HKN. Gleichzeitig bietet die Digitalisierung Möglichkeiten, um den Prozess effizienter, kostengünstiger und vor allem nachhaltiger für die Energiewende zu gestalten. Zudem steigt das Bewusstsein für Nachhaltigkeit sowohl in der Bevölkerung als auch in der Industrie an. Bereits mehrere Akteure äußerten sich bereits dazu, dass das HKNR sowie die damit verbundenen regulatorischen Vorgaben angepasst werden sollten.

Das heutige System kann bisher mit den gestiegenen Anforderungen nicht Schritt halten. Die Prozesse sind ineffizient und bedürfen weitestgehend manueller Eingaben und das HKNR verfügt nicht über entsprechende Schnittstellen, um dies zu vereinfachen oder zu automatisieren. Dadurch entstehen u. a. hohe Nutzungskosten, welche, in Kombination mit der Limitation eines HKN auf 1 MWh, die Teilnahme von Kleinanlagen unmöglich oder unwirtschaftlich machen. Überdies trägt die geringe zeitliche Auflösung sowie die Integration in den europäischen Handel ohne Berücksichtigung physikalischer Randbedingungen (z. B. tatsächliche Stromflüsse zwischen den Ländern) dazu bei, dass HKN ohne die Vorgaben entsprechender Siegel keinerlei Einfluss auf die Energiewende in Deutschland oder Europa haben.

So kann jeder Lieferant, der ausreichend viele HKN beschafft und entwerten lässt, um den Verbrauch zu decken, einen Ökostromtarif anbieten oder die eigenen marktbasierten Emissionen grün erscheinen lassen. Wird die Tatsache berücksichtigt, dass das System zudem für Außenstehende relativ schwer zu verstehen ist, kann durchaus nachvollzogen werden, dass HKN (ähnlich wie CO₂-Kompensation) der Ruf des ökologischen Ablasshandels anhängt [115], [116], [117].

Es ist daher wichtig, dass das System entsprechend modernisiert wird und ein echter Mehrwert entsteht, wenn Ökostrom bzw. HKN vermarktet und von Verbrauchern gekauft werden. Dieser Mehrwert wird dann geschaffen, wenn HKN einen Einfluss auf die Energiewende haben. Dies wird dadurch möglich, dass deren Preise steigen und sie insbesondere auch für Neuanlagen einen Mehrwert darstellen. Ökostrom und die dadurch ggf. entstehenden Mehrkosten aufgrund steigender HKN-Preise sind weiterhin optional.

Um das HKN-System weiterzuentwickeln, gibt es eine Vielzahl an Möglichkeiten. Diese umfassen die Schaffung digitaler Schnittstellen zur besseren und kostengünstigeren Abwicklung und Automatisierung von Prozessen, die Nutzung der iMSys-Infrastruktur sowie die Erhöhung der zeitlichen und räumlichen Auflösung der HKN. Auch die Kopplung von Erzeugung und Verbrauch, zum Beispiel nötig für grünen Wasserstoff oder PPA, kann durch Digitalisierung und die vorhergehenden Schritte stark vereinfacht werden.

Eine Herausforderung stellt heute die Zertifikatsgröße von 1 MWh sowie der Umgang mit Kleinanlagen dar, die faktisch kaum am HKN-System teilnehmen können. Dies erschwert jedoch die Kennzeichnung von Grünstrom z. B. in lokalen Märkten oder Energiegemeinschaften. Eine konsequente Digitalisierung ermöglicht hier die Reduktion von Kosten und des Verwaltungsaufwands und erlaubt die Einbindung von Kleinanlagen. Moderne kryptographische Verfahren wie Zero-Knowledge Proofs erlauben es auch, Anlagen außerhalb des HKNR für

HKN zuzulassen oder diese zu aggregieren. Die Einhaltung von Regeln (z. B. die Vermeidung von Doppelvermarktung) wird dabei sichergestellt.

Auch bei der Schaffung von HKNR für Wärme und Gas/Wasserstoff sollten die Kritikpunkte am HKN-System für Strom berücksichtigt werden. Insbesondere digitale Schnittstellen und die Nutzung moderner Messinfrastruktur – falls vorhanden – wäre hier erstrebenswert.

Alles in allem sind die Optimierungsmöglichkeiten für das HKN-System vielfältig und erlauben effizientere Prozesse, automatisierte Abwicklung, mehr Nachhaltigkeit und mehr Freiraum für Innovation bei den Nutzern. Auch auf Seiten des Umweltbundesamts wird es dadurch möglich, die höhere Anzahl an Anlagen mit weniger Personalkapazitäten und Kosten abzubilden. Wie in Abschnitt 3 dargelegt, ist zu erwarten, dass die Anforderungen schnell steigen werden. Die beschriebenen Entwicklungsschritte gehen ihrerseits mit gesteigertem Personalaufwand und Kosten sowie teilweise mit regulatorischen Anpassungen einher.

Abkürzungsverzeichnis

aEMT	Aktiver externer Marktteilnehmer
API	Programmierschnittstelle (engl.: Application Programming Interface)
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
BSI	Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik
CLS	Controllable Local Systems
CSRD	Corporate Sustainability Reporting Directive
dena	Deutsche Energie-Agentur
EAC	Energy Attribute Certificates
EE	Erneuerbare Energien
EE-Anlagen	Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EMAS	Europäisches Gemeinschaftssystem für Umweltmanagement und Umweltbetriebsprüfung (engl.: Eco-Management and Audit Scheme)
EMT	Externer Marktteilnehmer
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
ESA	Energieserviceanbieter
ETS	Emissions Trading System
EU	Europäische Union
EVU	Energieversorgungsunternehmen
GHG	Greenhouse Gas
GPS	Global Positioning System
GWA	Smart-Meter-Gateway-Administrator
HAN	Home Area Network
HKN	Herkunftsnachweis
HKNR	Herkunftsnachweisregister
HkNRG	Gesetz zur Ausstellung, Übertragung und Entwertung von Herkunftsnachweisen sowie zur Schaffung eines Herkunftsnachweisregisters für gasförmige Energieträger und eines

	Herkunftsnachweisregisters für Wärme oder Kälte aus erneuerbaren Energien
HkRNDV	Durchführungsverordnung über Herkunfts- und Regionalnachweise für Strom aus erneuerbaren Energien
HkRNGebV	Herkunfts- und Regionalnachweis-Gebührenverordnung
HTTP	Hypertext Transfer Protocol
iMSys	Intelligentes Messsystem
I-REC	International Renewable Energy Certificate
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWKG	Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz
MeLo-ID	Messlokations-Identifikationsnummer
MSB	Messstellenbetreiber
MsbG	Messstellenbetriebsgesetz
MWh	Megawattstunde
NEP	Netzentwicklungsplan
NUTS	Europäische Klassifikation der Gebietseinheiten für Statistik (frz.: Nomenclature des Unités territoriales statistiques)
OEF	Organisation Environmental Footprint
OTC-Handel	Außerbörslicher Handel (engl.: over the counter)
PEF	Product Environmental Footprint
pEMT	Passiver externer Marktteilnehmer
PKI	Public-Key-Infrastruktur
PPA	Power Purchase Agreement
PV	Photovoltaik
RED II	Erneuerbare-Energien-Richtlinie (engl. Renewable Energy Directive II)
REST	Representational State Transfer
RLM	Registrierende Leistungsmessung
RNR	Regionalnachweisregister
SFDR	Sustainable Finance Disclosure Regulation
SMGW	Smart Meter Gateway
SMGWA	→ GWA
SOAP	Simple Object Access Protocol

TAF	Tarifanwendungsfall
THG	Treibhausgas
UBA	Umweltbundesamt
VNB	Verteilnetzbetreiber
W3C	World Wide Web Consortium
WAN	Wide Area Network
ZKP	Zero-Knowledge Proof

Literaturverzeichnis

- [1] Hauser, Eva et al.: Marktanalyse Ökostrom II – Marktanalyse Ökostrom und HKN, Weiterentwicklung des Herkunftsnachweissystems und der Stromkennzeichnung. Saarbrücken: IZES gGmbH, 2019.
- [2] Matschoss, Patrick et al.: The German incentive regulation and its practical impact on the grid integration of renewable energy systems. In: *Renew Energy*, 134 (2019), pp. 727–738. Potsdam: Institute for Advanced Sustainability Studies, 2018. DOI: 10.1016/j.renene.2018.10.103.
- [3] Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz – EnWG) § 42 Stromkennzeichnung, Transparenz der Stromrechnungen, Verordnungsermächtigung (EnWG §42). Ausgefertigt am 2005-07-07, Version vom 20.07.2017; Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2017.
- [4] FAQ Herkunftsnachweisregister. Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt, 2012.
- [5] Fraunhofer ISE: Photovoltaics Report. Freiburg: Fraunhofer ISE, 2022.
- [6] Energy Community Homepage. In: <https://www.energy-community.org/> (Abruf am 06.03.2023); Wien: Energy Community Secretariat, 2023.
- [7] EPEX SPOT SE: First pan-European GOs spot auction to take place in September 2022 – Press Release. Paris, Leipzig: EPEX SPOT SE, 2022.
- [8] EEX Group: Successful start of pan-European spot market for Guarantees of Origin – Press Release. Leipzig: EEX Group, 2022.
- [9] Bundesnetzagentur: Monitoringbericht 2021. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, 2022.
- [10] Association of Issuing Bodies IVZW: Activity statistics. In: <https://www.aib-net.org/facts/market-information/statistics/activity-statistics-all-aib-members> (Abruf am 26.10.2022); Brüssel: Association of Issuing Bodies IVZW, 2022.
- [11] Gesetz zu Sofortmaßnahmen für einen beschleunigten Ausbau der erneuerbaren Energien und weiteren Maßnahmen im Stromsektor. Berlin: Deutsche Bundesregierung, 2022.
- [12] Commission delegated regulation (EU) .../... of 10.2.2023 supplementing Directive (EU) 2018/2001 of the European Parliament and of the Council by establishing a Union methodology setting out detailed rules for the production of renewable liquid and gaseous transport fuels of non-biological origin. Ausgefertigt am 10.02.2023; Brüssel: Europäische Kommission, 2023.
- [13] Umweltbundesamt: Vorschlag zur Weiterentwicklung der Kopplung von Herkunftsnachweisen an den zugrundeliegenden Strom – Bericht des Umweltbundesamtes nach § 12I Absatz 2 der Erneuerbare-Energien-Verordnung. Berlin: Umweltbundesamt, 2021.
- [14] Mundt, Juliane et al.: Ausweisung von regionalem Grünstrom in der Stromkennzeichnung. Hamburg: Umweltbundesamt, 2021.
- [15] Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende. Ausgefertigt am 29.08.2016, Version vom 2016-09-01; Bonn: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), 2016.
- [16] Marktanalyse zur Feststellung der technischen Möglichkeit zum Einbau intelligenter Messsysteme nach § 30 MsbG. Ausgefertigt am 31.03.2019, Version vom 2020-02-02; Bonn: Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik, 2020.

- [17] BSI: Allgemeinverfügung zur Feststellung nach § 19 Abs. 6 Messstellenbetriebsgesetz. Bonn: Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik, 2022.
- [18] Entwurf eines Gesetzes zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende (GNDEW). Ausgefertigt am 11.01.2023; Berlin: BMWK, 2023.
- [19] Tounquet, Frédéric et al.: Benchmarking smart metering deployment in the EU-28 – Final report. Brussels: European Commission, 2020.
- [20] Shortall, Una; Esser, Charles: Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Natural Gas Markets in 2021. Ljubljana, Brussels: ACER, CEER 2022.
- [21] Bundesnetzagentur: Monitoringbericht 2022. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahn, 2022.
- [22] Gesetz zur Umsetzung unionsrechtlicher Vorgaben und zur Regelung reiner Wasserstoffnetze im Energiewirtschaftsrecht. Ausgefertigt am 16.07.2021; Berlin: BMWI, 2021.
- [23] Stufenmodell zur Weiterentwicklung der Standards für die Digitalisierung der Energiewende (Version: 2.1). Berlin, Bonn: BMWK, BSI 2021.
- [24] Certificate Policy der Smart Metering PKI (Version 1.1.2) (SM-PKI-CP). Ausgefertigt am 25.01.2023; Bonn: Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik, 2023.
- [25] Böswetter, Mathias: Digitale Marktkommunikation für das Energiesystem der Zukunft. Berlin: Deutsche Energie-Agentur (dena), 2021.
- [26] Beschluss BK6-20-160. Ausgefertigt am 21.12.2020; Bonn: Bundesnetzagentur, 2020.
- [27] Technische Richtlinie BSI TR-03109-1, Anlage II: COSEM/HTTP Webservices (Version 1.0). Ausgefertigt am 18.03.2012; Bonn: Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik, 2012.
- [28] Bundesnetzagentur – Marktkommunikation 2022. In: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/BK06/BK6_83_Zug_Mess/8352_mako2022/BK6_mako2022_node.html (Abruf am 09.03.2023); Bonn: Bundesnetzagentur, 2020.
- [29] Auer, Thomas: Nutzersensibilisierung für die Ressource Strom – Sensibilisierung für die Ressource Strom durch benutzernahe Visualisierung und interaktiven Wettbewerb. München: Technische Universität München, 2019.
- [30] Müller, Mathias et al.: Dezentrale Flexibilität für lokale Netzdienstleistungen – Eine Einordnung des Flexibilitätsbegriffs als Grundlage für die Konzipierung einer Flexibilitätsplattform in C/sells. In: BWK – Das Energie-Fachmagazin 6/2018. Düsseldorf: Verein Deutscher Ingenieure (VDI), 2018.
- [31] Resolution adopted by the General Assembly on 25 September 2015 – Transforming our world: the 2030 Agenda for Sustainable Development in: Seventieth Session. New York, NY, USA: United Nations, 2015
- [32] Paris Agreement. Paris: United Nations, 2015
- [33] The European Green Deal . Ausgefertigt am 11.12.2019; Brussels, Belgium: European Commission, 2019.
- [34] Action Plan: Financing Sustainable Growth. Brussels: European Commission, 2018.
- [35] Proposal for a Directive of the European Parliament and Council amending 2013/34/EU, Directive 2000/4/EC, Directive 2006/43/EC and Regulation (EU) No 537/2014, as regards corporate sustainability reporting (Proposal Corporate Sustainability Reporting Directive). Ausgefertigt am 21.04.2021; Brussels: European Commission, 2021.

- [36] Regulation (EU) 2019/2088 on sustainability-related disclosures in the financial services sector (Sustainable Finance Disclosures Regulation (SFDR)). Ausgefertigt am 27.11.2019; Brussels: European Union, 2019.
- [37] REGULATION (EU) 2020/852 OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL of 18 June 2020 on the establishment of a framework to facilitate sustainable investment, and amending Regulation (EU) 2019/2088 (EU Taxonomy Regulation). Ausgefertigt am 20.06.2018; Brussels: European Union, 2020.
- [38] [Draft] European Sustainability Reporting Standard E1 Climate change. Brussels: European Financial Reporting Advisory Group, 2022.
- [39] Final Report on draft Regulatory Technical Standards. Brussels: The Joint Committee of the three European Supervisory Authorities (EBA, EIOPA and ESMA – ESAs), 2021.
- [40] The Greenhouse Gas Protocol: A Corporate Accounting and Reporting Standard. Geneva, Washington D.C.: World Business Council for Sustainable Development (WBCSD), 2004.
- [41] Sotos, Mary: GHG Protocol Scope 2 Guidance – An amendment to the GHG Protocol. Washington D.C., USA: World Resources Institute (WRI), 2015.
- [42] Herkunftsnachweise als Wertkomponente nutzen!. Berlin: Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), 2022.
- [43] DIN EN ISO 14067:2018 Treibhausgase – Carbon Footprint von Produkten – Anforderungen an und Leitlinien für Quantifizierung (Umwelt). Ausgefertigt 09/2018, Version von 02/2019; Berlin: Beuth Verlag GmbH, 2019.
- [44] Delegierte Verordnung (EU) 2021/2139 der Kommission vom 4. Juni 2021 zur Ergänzung der Verordnung (EU) 2020/852 des Europäischen Parlaments und des Rates durch Festlegung der technischen Bewertungskriterien, anhand deren bestimmt wird, unter welchen Bedingungen davon auszugehen ist, dass eine Wirtschaftstätigkeit einen wesentlichen Beitrag zum Klimaschutz oder zur Anpassung an den Klimawandel leistet, und anhand deren bestimmt wird, ob diese Wirtschaftstätigkeit erhebliche Beeinträchtigungen eines der übrigen Umweltziele vermeidet. Ausgefertigt am 04.06.2021; Brüssel: Europäische Union, 2021.
- [45] Draft report by the Platform on Sustainable Finance on preliminary recommendations for technical screening criteria for the EU Taxonomy. Brussels: Platform on Sustainable Finance, 2021.
- [46] Commission Recommendation on the use of common methods to measure and communicate the life cycle environmental performance of products and organisations (2013/179/EU). Ausgefertigt am 09.04.2013; Brussels: European Commission, 2013.
- [47] Commission Recommendation on the use of the Environmental Footprint methods to measure and communicate the life cycle environmental performance of products and organisations (CRUEFM). Issued on 16.12.2021; Brussels: European Commission, 2022.
- [48] Verordnung (EG) Nr. 1221/2009 des europäischen Parlaments und des Rates vom 25. November 2009 über die freiwillige Teilnahme von Organisationen an einem Gemeinschaftssystem für Umweltmanagement und Umweltbetriebsprüfung und zur Aufhebung der Verordnung (EG) Nr. 761/2001, sowie der Beschlüsse der Kommission 2001/681/EG und 2006/193/EG (EMAS). Ausgefertigt am 25.11.2009; Brüssel: Europäische Union, 2009.
- [49] Beschluss der Kommission vom 4. März 2013 über ein Nutzerhandbuch mit den Schritten, die zur Teilnahme an EMAS nach der Verordnung (EG) Nr. 1221/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates über die freiwillige Teilnahme von Organisationen an einem Gemeinschaftssystem für Umweltmanagement und

- Umweltbetriebsprüfung unternommen werden müssen (2013/131/EU). Ausgefertigt am 04.03.2013; Brüssel: Europäische Kommission, 2013.
- [50] Fuchs, Lisa: Betriebliches Energiemanagement Vergleich von ISO 50001, ISO 14001 und EMAS III – Projektarbeit am Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik. Herausgegeben durch die Technische Universität München (TUM), betreut durch die Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH: München, 2014
- [51] Anmerkung zum Entwurf der Europäischen Kommission zu einer Delegierten Verordnung betreffend Standards für die Nachhaltigkeitsberichterstattung nach der Corporate Sustainability Reporting Directive (CSRD) (Anmerkung zu Entwurf der CSRD). Ausgefertigt am 21.12.2022; Berlin: Wirtschaftsprüferkammer, 2022.
- [52] Großmann, Sandra: Die Verifizierung von Nachhaltigkeitsberichten zur Reduzierung von Informationsasymmetrien. Eichstätt: Katholische Universität Eichstätt, 2010.
- [53] EU Emissions Trading System (EU ETS). In: https://climate.ec.europa.eu/eu-action/eu-emissions-trading-system-eu-ets_en (Abruf am 18.10.2022); Brüssel: Europäische Kommission, 2022.
- [54] Klimaschutzplan 2050 – Klimaschutzpolitische Grundsätze und Ziele der Bundesregierung. Berlin: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit, 2016.
- [55] Wimmers, Alexander: A Scenario-Based Evaluation of Trading under Uncertainty. Aachen: RWTH Aachen, 2020.
- [56] EPICO & Aurora Energy Research: Herkunftsnachweise für grüne Energie – Granulare Grünstromvermarktung für eine marktbasierte Energiewende. Berlin: Konrad-Adenauer-Stiftung e. V., 2022.
- [56] EPICO & Aurora Energy Research: Herkunftsnachweise für grüne Energie – Granulare Grünstromvermarktung für eine marktbasierte Energiewende. Berlin: Konrad-Adenauer-Stiftung e. V., 2022.
- [57] Genehmigung des Szenariorahmens 2023–2037/2045. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, 2022.
- [58] Erneuerbare Energien in Zahlen | Umweltbundesamt. In: <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/erneuerbare-energien-in-zahlen#strom> (Abruf am 25.10.2022); Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt, 2022.
- [59] Wie ist grüner Wasserstoff laut dem Delegated Act der EU definiert? – FfE Website. In: <https://www.ffe.de/veroeffentlichungen/wie-ist-gruener-wasserstoff-laut-dem-delegated-act-der-eu-definiert/> (Abruf am 09.03.2023); München: FfE, 2023.
- [60] Emissionsquellen | Umweltbundesamt. In: <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/treibhausgas-emissionen/emissionsquellen#energie-stationar> (Abruf am 13.12.2022); Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt, 2022.
- [61] Informationsportal Erneuerbare Energien – Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz. In: https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Navigation/DE/Recht-Politik/Das_EEWaermeG/das_eewaermeg.html (Abruf am 12.10.2022); Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, 2022.
- [62] Verordnung zur Umsetzung der Vorgaben zu Fernwärme und Fernkälte in der Richtlinie (EU) 2018/2002 sowie in der Richtlinie (EU) 2018/2001 (FFVAVEV). Ausgefertigt am 28.09.2021; Berlin: BMWK, 2021.
- [63] Grüner Strom-Label – Kriterienkatalog 2021. Bonn: Grüner Strom Label e.V., 2021.
- [64] Kriterien für das Gütesiegel „ok-Power“ für Ökostromprodukte. Hamburg: EnergieVision e.V., 2017.

- [65] Zertifizierung von Stromprodukten aus Erneuerbaren Energien mit Förderkomponente kurz: Produkt EE01. München: TÜV SÜD, 2019.
- [66] Zertifizierung von Stromprodukten aus Erneuerbaren Energien mit zeitgleicher Produktion kurz: Produkt EE02. München: TÜV SÜD, 2019.
- [67] Kriterienkatalog „Geprüfter Ökostrom“ nach dem TÜV NORD CERT Standard A75-S026-1 – A75-S026-1-MU300. Hamburg: TÜV Nord Cert, 2014.
- [68] EKOenergie – Leitungsstruktur und Kriterien für Strom. Helsinki: Finnish Association for Nature Conservation, 2022.
- [69] Geprüfte Ökostromqualität nach dem TÜV Rheinland Standard – RenewablePLUS Kriterienkatalog 1.1. Köln: TÜV Rheinland, 2023.
- [70] Auf einen Blick: alle Anbieter ok-power-zertifizierter Produkte. In: <https://www.ok-power.de/fuer-strom-kunden/anbieter-uebersicht.html> (Abruf am 24.04.2023); Hamburg: EnergieVision e.V., 2023.
- [71] Zertifizierte Ökostromprodukte nach TÜV SÜD Standard 82: „Produkt EE02“. München: TÜV SÜD, 2022.
- [72] Zertifizierte Ökostromprodukte nach TÜV SÜD Standard 80: „Produkt EE01“. München: TÜV SÜD, 2022.
- [73] Wie kaufe Ich EKOenergie-gelabelte Energie? In: <https://www.ekoenergy.org/de/buying-ekoenergy/> (Abruf am 24.04.2023); Helsinki: Finnish Association for Nature Conservation, 2023.
- [74] RenewablePLUS – LabelOnline. In: <https://label-online.de/label/renewableplus/> (Abruf am 24.04.2023); Berlin: Die Verbraucher Initiative e. V., 2023.
- [75] Babilon, Linda, Battaglia, Manuel, Robers, Moritz: Energy Communities: Beschleuniger der dezentralen Energiewende. Berlin: Deutsche Energie-Agentur GmbH, 2022.
- [76] Fietze, Daniela et al.: Der Rechtsrahmen für regionale Peer to Peer-Energieplattformen unter Einbindung von Blockchains. Würzburg: Stiftung Umweltenergierecht, 2020.
- [77] Hilpert, Johannes: Rechtliche Bewertung von Power Purchase Agreements (PPAs) mit erneuerbaren Energien. Würzburg: Stiftung Umweltenergierecht, 2018.
- [78] Lautermann, Christian: Empfehlungen für die Gestaltung von Standards zur Nachhaltigkeitsberichterstattung im Rahmen der Corporate Sustainability Reporting Directive (CSRD). Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt, 2021.
- [79] Bogensperger, Alexander; Zeiselmair, Andreas, Hinterstocker, Michael: Die Blockchain-Technologie - Chance zur Transformation der Energieversorgung? - Berichtsteil Technologiebeschreibung. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2018.
- [80] Bogensperger, Alexander et al.: Welche Zukunft hat die Blockchain-Technologie in der Energiewirtschaft? - FfE Discussion Paper 2021-02. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., 2021. ISSN 2700-7111
- [81] Fabel, Yann et al.: Vergleich aktueller Plattform-Projekte in der Energiewirtschaft und die Rolle der Dezentralisierung. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., 2021.
- [82] Granular Certificate Scheme Standard – Version 1. London: The EnergyTag Initiative Ltd, 2022.
- [83] Granular Certificates Use Case Guidelines – Version 1. London: The EnergyTag Initiative Ltd, 2022.
- [84] EnergyTag and granular energy certificates: Accelerating the transition to 24/7 clean power. London: The EnergyTag Initiative Ltd, 2021.
- [85] Das Projekt InDEED – Konzeption, Umsetzung und Evaluation einer auf Blockchain basierenden energiewirtschaftlichen Datenplattform für die Anwendungsfälle „Labeling“ und „Asset Logging“. In: <https://www.ffe.de>.

- de/projekte/indeed/ (Abruf am 11.05.2022); München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2020.
- [86] Mamel, Sara: Digitale Maschinen-Identitäten als Grundbaustein für ein automatisiertes Energiesystem – Aufbau eines Identitätsregisters auf Basis der Blockchain-Technologie (Pilot: Blockchain Machine Identity Ledger). Berlin: Deutsche Energie-Agentur GmbH, 2022.
- [87] Seebach, Dominik: Weiterentwicklung der Ausweisung geförderter EE-Mengen und der allgemeinen Stromkennzeichnung in Deutschland – Abschließende Empfehlungen des Vorhabens zur Analyse und Strukturierung des übergreifenden Energierechts (Strom) im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi). Freiburg/Berlin: Öko-Institut e.V., 2019.
- [88] Sakhel, Alice: Perspektiven für die Weiterentwicklung von Erneuerbare-Energien-Nachweisen für Strom – Bericht E1. Hamburg: Hamburg Institut, 2022.
- [89] Verwimp, Katrien: Establishing technical requirements & facilitating the standardisation process for guarantees of origin on the basis of Dir (EU) 2018/2001 – Final report. Brussels: European Commission, 2020.
- [90] Energy Web Origin Overview. In: <https://energy-web-foundation-origin.readthedocs-hosted.com/en/latest/> (Abruf am 08.02.2023); Zug: Energy Web Foundation, 2023.
- [91] Kett, Holger et al.: Smart Energy Communities – Smart Services und Konzepte zum nachhaltigen Betrieb erneuerbarer Energieanlagen. Stuttgart: Fraunhofer-Institut für Arbeitswirtschaft und Organisation, 2021.
- [92] System zur automatisierten Zertifizierung von erneuerbarer Energie und Verwaltung von Zertifikaten. In: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Digitale-Welt/GAIA-X-Use-Cases/green-energy-certification.html> (Abruf am 20.02.2023); Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, 2023.
- [93] Spindler, Robin: Nutzung digitaler Blockchain Plattformen zur Integration erneuerbarer Energien. Bachelorarbeit. Herausgegeben durch die Technical University of Munich, betreut durch Peter Rutschmann: Munich, Germany, 2021.
- [94] Energy Track & Trace. In: <https://energytrackandtrace.com/> (Abruf am 20.02.2023); Brüssel: Elia Group, 2023.
- [95] Granular Energy. In: <https://www.granular-energy.com/#page-top> (Abruf am 24.04.2023); Paris: Granular SAS, 2023.
- [96] What Is an API (Application Programming Interface)?. In: <https://www.techtarget.com/searchapparchitecture/definition/application-program-interface-API> (Abruf am 23.02.2023); Newton, Massachusetts: TechTarget, 2023.
- [97] Anwendungshilfe Rollenmodell für die Marktkommunikation im deutschen Energiemarkt – Arbeitsgrundlagen Marktkommunikation – Version: 2.0. Berlin: BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., 2021.
- [98] Bjorn, Anders: Renewable energy certificates allow companies to overstate their emission reductions. In: Nat. Clim. Chang. 12, 539–546. DOI: 10.1038/s41558-022-01379-5. Quebec: Concordia University, 2022.
- [99] Verordnung zur Umsetzung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes 2021 und zur Änderung weiterer energierechtlicher Vorschriften. Ausgefertigt am 19.05.2021; Berlin: BMWK, 2021.
- [100] Quaschnig, Volker: Unabhängigkeitsrechner. In: <https://solar.htw-berlin.de/rechner/unabhaengigkeitsrechner/> (Abruf am 30.03.2023); Berlin: Hochschule für Technik und Wirtschaft HTW Berlin, 2023.
- [101] Hawran, Jeremias: FfE – V2H Rechner. In: <http://v2h.ffe.de/> (Abruf am 30.03.2023); München: FfE, 2022.
- [102] EEG-Novelle 2021: Was ändert sich für den Eigenverbrauch?. In: <https://www.e3dc.com/eeg-novelle-2021-was-aendert-sich-fuer-den-eigenverbrauch/> (Abruf am 13.03.2023); Osnabrück: HagerEnergy GmbH, 2021.

- [103] EEG-Registerdaten und -Fördersätze. In: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/EEG_Registerdaten/artikel.html (Abruf am 13.03.2023); Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, 2023.
- [104] Keine Umsatzsteuer auf Photovoltaik-Anlagen ab 2023! In: <https://www.dz4.de/ratgeber/photovoltaik-10kwp-einkommensteuer/>. (Abruf am 13.03.2023); Hamburg: DZ-4 GmbH, 2023.
- [105] Photovoltaik-Steuer ab 2023 – PV jetzt steuerfrei: 2023 gibt es (fast) nur Gewinner. In: <https://www.finanztip.de/photovoltaik/pv-steuer/> (Abruf am 13.03.2023); Berlin: Finanztip Verbraucherinformation GmbH, 2023.
- [106] EnSiG-Novelle: Abschaffung der 70-Prozent-Regelung für neue Photovoltaik-Anlagen bis 25 Kilowatt vorgezogen – kleine Bestandsanlagen ab 1. Januar 2023 ebenfalls ohne Beschränkung – größere nur mit Smart Meter. In: <https://www.pv-magazine.de/2022/10/11/ensig-novelle-abschaffung-der-70-prozent-regelung-fuer-neue-photovoltaik-anlagen-bis-25-kilowatt-vorgezogen-kleine-bestandsanlagen-ab-1-januar-2023-ebenfalls-ohne-beschaenkung-g/> (Abruf am 13.03.2023); Berlin: pv magazine group GmbH & Co. KG, 2022.
- [107] EEG-Novelle 2021 – Ein Leitfaden. Bremen: GC Großhandels Contor GmbH, 2021.
- [108] 70-Prozent-Regelung bei Photovoltaik-Anlagen. In: <https://www.dz4.de/ratgeber/70-prozent-regelung-photovoltaik/>. (Abruf am 13.03.2023); Hamburg: DZ-4 GmbH, 2022.
- [109] 6 Tipps für deine erste gewerbliche PV-Anlage. In: <https://www.memodo.de/blog/gewerbliche-pv-anlage/> (Abruf am 13.03.2023); Oberding: Memodo GmbH, 2022.
- [110] Was die EEG-Novelle (2021) für PV verändert hat. In: <https://www.zolar.de/blog/eeg-novelle> (Abruf am 13.03.2023); Berlin: Zolar GmbH, 2023.
- [111] VDE-AR-N 4105 – Power für das Niederspannungsnetz – Anforderungen für den Anschluss von Erzeugungsanlagen. In: <https://hager.com/de/wissen/normen/vde-ar-n-4105> (Abruf am 13.03.2023); Blieskastel: Hager Vertriebsgesellschaft mbH & Co. KG, 2023.
- [112] Technische Mindestanforderungen der Strom- und Gasversorgung Versmold für das Einspeisemanagement von EEG- und KWK-Anlagen entsprechend § 6 EEG 2012. Versmold: Strom- und Gasversorgung Versmold GmbH, 2013.
- [113] PV Direktvermarktung – Gut vernetzt bei Deutschlands größtem PV-Direktvermarkter. In: <https://www.next-kraftwerke.de/virtuelles-kraftwerk/solar> (Abruf am 13.03.2023); Köln: Next Kraftwerke GmbH, 2023.
- [114] Flexibilität elektrischer Heizsysteme im Feldtest – FfE Website. In: <https://www.ffe.de/veroeffentlichungen/flexibilitaet-elektrischer-heizsysteme-im-feldtest/> (Abruf am 27.02.2023); München: FfE, 2019.
- [115] Grüne Energie als Treiber der unternehmerischen Klimaschutzstrategie. In: <https://www.climatepartner.com/de/gruene-energie-als-treiber-der-unternehmerischen-klimaschutzstrategie> (Abruf am 16.02.2023); München: ClimatePartner GmbH, 2021.
- [116] Huckestein, Burkhard: Der Weg zur treibhausgasneutralen Verwaltung – Etappen und Hilfestellungen. Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt, 2020.
- [117] So erkennst du Greenwashing von Unternehmen. In: <https://www.polarstern-energie.de/magazin/artikel/so-entlarvst-du-greenwashing/> (Abruf am 16.02.2023); München: Polarstern GmbH, 2022.
- [118] Das Herkunftsnachweisregister für Strom aus erneuerbaren Energien (HKNR) im Umweltbundesamt. Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt, 2019.

- [119] Mittelfristprognose zur deutschlandweiten Stromerzeugung aus EEG-geförderten Kraftwerken für die Kalenderjahre 2022 bis 2026. Köln: r2b energy consulting GmbH, 2021.
- [120] Gesetz zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende (GNDEW). Ausgefertigt am 21.04.2023; Berlin: Bundesrat, 2023.
- [121] Was ist Ökostrom?. In <https://gruenerstromlabel.de/was-ist-oekostrom/>. (Abruf am 2023-4-24); Bonn: Grüner Strom Label e.V., 2023.
- [122] Bogensperger, Alexander: Zukunftsfähige Herkunftsnachweise – Konzept für die Ende-zu-Ende-Digitalisierung. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2023.
- [123] von Gneisenau, Carsten: Stromherkunft und Blockchain - Rechtliche Möglichkeiten und Hemmnisse für das "Labeling" von Stromflüssen. Würzburg: Stiftung Umweltenergierecht, 2022.
- [124] Klimaneutrales Stromsystem 2035. Wie der deutsche Stromsektor bis zum Jahr 2035 klimaneutral werden kann. Berlin: Agora Energiewende, Prognos, Consentec, 2022.
- [125] Stromverbrauch der privaten Haushalte nach Haushaltsgrößenklassen. In: <https://www.destatis.de/DE/Themen/Gesellschaft-Umwelt/Umwelt/UGR/private-haushalte/Tabellen/stromverbrauch-haushalte.html> (Abruf am 30.03.2023); Wiesbaden: Statistisches Bundesamt, 2022.

8. Anhang

8.1 Begrifflichkeiten

Zur besseren Verständlichkeit werden nachfolgend zunächst wichtige Begrifflichkeiten dargestellt. Die zeitliche Abfolge im Status quo des HKN-Systems ist in Abbildung 8-1 dargestellt.

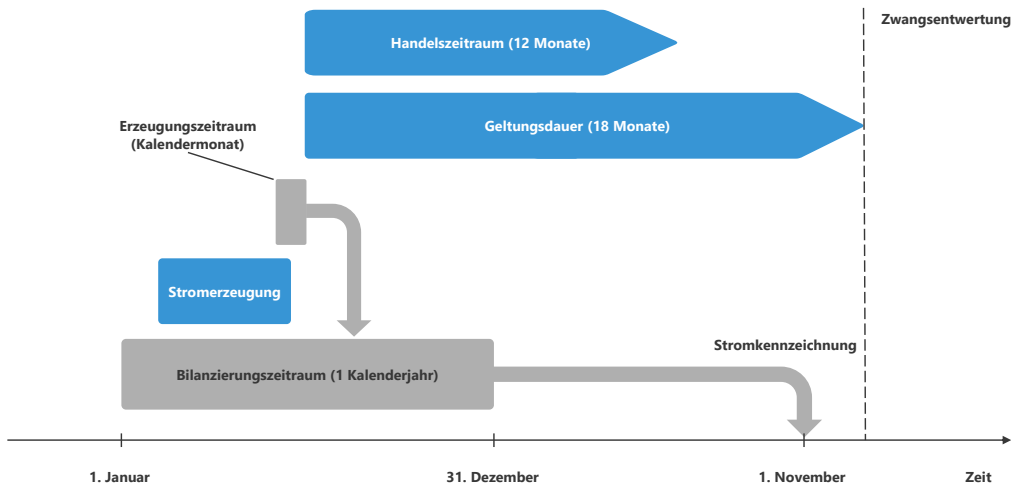


Abbildung 8-1: Zeitliche Abfolge und Begrifflichkeiten des HKN-Systems im Status quo

- Zeitraum der Stromerzeugung: In diesem Zeitraum wird von einer EE-Anlage eine Strommenge von 1 MWh erzeugt.
- Erzeugungszeitraum: der Kalendermonat, in dem das Ende der Stromerzeugung liegt.
- Bilanzierungszeitraum: Kalenderjahr, für das bis spätestens 1. November des Folgejahres die Stromkennzeichnung erstellt wird. Dabei werden die von einem Lieferanten an Kunden gelieferten Strommengen mit den entwerteten HKN abgeglichen. Der Erzeugungszeitraum der entwerteten HKN muss dabei im Bilanzierungszeitraum liegen.
- Handelszeitraum: Bis zum Ende des Handelszeitraums dürfen Zertifikate zwischen Konten verschiedener Kontoinhaber übertragen werden. Danach ist dies nicht mehr möglich.
- Geltungsdauer: Im Status quo des HKN-Systems haben Zertifikate einen Geltungszeitraum von 18 Monaten und werden anschließend zwangsentwertet [118].

8.2 Analysemethode zur zukünftigen Entwicklung des Handels mit Herkunftsnachweisen

In der Analyse des Marktstammdatenregisters, deren Ergebnisse in Abschnitt 3.4 dargestellt sind, wurden der Strom- und der HKN-Markt stark vereinfacht betrachtet. Die Daten aus dem Marktstammdatenregister (Stand: 2021) wurden ungefiltert (z. B. nach fehlerhaft eingetragener Nennleistung etc.) übernommen. Es wurde jeweils eine feste Volllaststundenzahl (Durchschnitt der (prognostizierten) Werte für die Jahre 2009 bis 2026 [119]) für PV-Anlagen, Windkraftanlagen, Wasserkraftanlagen und Biogasanlagen angenommen, wobei die Volllaststunden für Windkraftanlagen als gewichtetes Mittel der Werte für On- und Offshore-Anlagen festgelegt wurden, mit Gewichtung entsprechend der (prognostizierten) Durchschnittsleistung der Jahre 2009 bis 2026 [119]. Auf Basis der jeweiligen Volllaststundenzahl und der

Nettonennleistung wurde die Erzeugung einer konstanten Strommenge pro Jahr angenommen. Zur Analyse der Wirtschaftlichkeit des HKN-Handels wurde die so berechnete Strommenge in HKN umgerechnet (1 HKN pro MWh) und der dadurch erzielte Erlös bei Marktpreisen von 0,50€, 2€ und 4€ pro HKN berechnet. Eine Anlage wurde als zukünftiger Marktteilnehmer berücksichtigt, wenn ihr Gesamterlös innerhalb von 5 Jahren die gemäß HkRNGebV anfallenden Gebühren übersteigt. Weitere Kosten (SMGW-Rollout, Steuern etc.) oder Gewinne (Strommarkt) wurden nicht berücksichtigt.

8.3 Fragebogen für Stakeholder-Interviews

Wie in Abschnitt 4 beschrieben, wurde im Rahmen der acht Stakeholder-Interviews ein Fragebogen ausgefüllt. Dieser ist im Folgenden inklusive der Beantwortung aufgeführt. Dabei wurden Antworten, die auf die Identität der Befragten schließen lassen könnten, aus Datenschutzgründen ausgeschlossen.

Themenblock 1: Nutzungserfahrung mit dem HKNR / RNR

- Haben Sie persönlich Nutzungserfahrung mit dem Herkunftsnachweisregister (HKNR)? (5x ja, 3x nein)
- Wie bewerten Sie die Benutzerfreundlichkeit des HKNR in Schulnoten? **(Vergabe der Noten 2, 3, 4, 5 und 6)**
- Wie schätzen Sie den Nutzen von Grünstrom-Labeling anhand von Herkunftsnachweisen im HKNR für das Voranschreiten der Energiewende ein? **(Vergabe der Noten 2, 3 und 4)**
- Sehen Sie ein HKNR als notwendig an, um die folgenden Ziele einer Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien zu erreichen?
 - Erzeugung von 80% des Stroms aus erneuerbaren Energien **(5x ja, 3x nein)**
 - Erzeugung von 100% des Stroms aus erneuerbaren Energien **(5x ja, 3x nein)**
- Halten Sie die zusätzliche Ausstellung von Herkunftsnachweisen für Strom aus EEG-geförderten Erzeugungsanlagen für sinnvoll? **(4x ja, 4x nein)**
- Aus Sicht Ihrer Kunden, sehen Sie heute oder in den nächsten Jahren Bedarf nach der Einschränkung des Handels mit Herkunftsnachweisen auf innerhalb Deutschlands erzeugten Strom? **(1x ja, 7x nein)**
- Laut einem Gesetzentwurf der Bundesregierung vom 16.09.2022 soll die Einführung von Herkunftsnachweisen für Gas, Wasserstoff, Wärme und Kälte aus erneuerbaren Energien umgesetzt werden. Sehen Sie Ihr Unternehmen als zukünftigen Käufer oder Verkäufer folgender Herkunftsnachweise **(jeweils Ja/Nein)**:
 - Gas **(4x ja, 4x nein)**
 - Wasserstoff **(7x ja, 1x nein)**
 - Wärme **(7x ja, 1x nein)**
 - Kälte **(4x ja, 4x nein)**
- Haben Sie persönlich Nutzungserfahrung mit dem Regionalnachweisregister (RNR)? (1x ja, 7x nein)
- Wie bewerten Sie die Benutzerfreundlichkeit des Regionalnachweisregisters? (Vergabe der Note 6)
- Nutzen Kolleg:innen in Ihrem Unternehmen das RNR? (4x ja, 3x nein)
- Wie schätzen Sie den Nutzen von der Stromkennzeichnung durch Regionalnachweise für das Voranschreiten der Energiewende ein? (Vergabe der Note 2, 4 und 5)

- Halten Sie die zusätzliche Ausstellung von Regionalnachweisen für Strom aus nicht-EEG-geförderten Erzeugungsanlagen für sinnvoll? **(4x ja)**

Themenblock 2: Zeitliche Auflösung der Ausstellung und Entwertung von Herkunftsnachweisen

- Aus Sicht Ihrer Kunden, sehen Sie heute oder in den nächsten Jahren eine Nachfrage nach einer genaueren zeitlichen Auflösung der Stromkennzeichnung als ein Jahr? **(2x ja, 6x nein)**
- Halten Sie die folgende zeitliche Auflösung für sinnvoll?
 - Quartalsbasis (8x nein)
 - Monatsbasis (2x ja, 6x nein)
 - Tagesbasis (1x ja, 7x nein)
 - Stundenbasis (1x ja, 7x nein)
 - Viertelstundenbasis (2x ja, 6x nein)

Themenblock 3: Auflösung der Strommenge von Herkunftsnachweisen

- Aus Sicht Ihrer Kunden, die kleine Erzeugungsanlagen betreiben, sehen Sie heute oder in den nächsten Jahren eine Nachfrage nach einer genaueren Auflösung der Strommenge als 1 MWh pro Herkunftsnachweis? **(3x ja, 5x nein)**
- Unter der Annahme eines weiteren Bestehens des Bilanzierungszeitraums von 1 Jahr: Halten Sie die folgende Auflösung für ein HKN für sinnvoll **(jeweils Ja/Nein)**:
 - 1 MWh (6x ja, 2x nein)
 - 500 kWh (8x nein)
 - 100 kWh (2x ja, 6x nein)
 - 10 kWh (2x ja, 6x nein)
 - 1 kWh (1x ja, 7x nein)

Themenblock 4: Kopplung von Herkunftsnachweisen an die Stromlieferung aus erneuerbaren Erzeugungsanlagen

- Die EU-Gesetzgebung sieht vor, dass alle Unternehmen ab 250 Mitarbeitern in Zukunft Nachhaltigkeits-Reports anfertigen müssen. Wenn diese Unternehmen an Sie herantreten und nach einem Stromprodukt fragen, in dem die Herkunftsnachweise an Stromlieferungen gekoppelt sind und das nachweisbar einen positiven Beitrag zur Energiewende leistet, können Sie derzeit ein solches Produkt anbieten? **(4x ja, 4x nein)**
- Falls Ja: Wie stellen Sie sicher, dass ihr Stromprodukt einen positiven Beitrag zur Energiewende leistet?
 - „Ich verlasse mich auf die Kontrollfunktion des HKNR. In einzelnen Fällen wurde auch die ‚optionale Kopplung‘ mit angeboten.“
 - „Kann nicht ‚sichergestellt‘ werden, da der Strom grundsätzlich grau ist und nur durch HKNs ‚grüngefärbt‘ wird.“
 - „Dies wird über einen physischen Swap (Kauf Strom + HKN / Verkauf Strom) abgebildet und macht überhaupt keinen Sinn.“

- „Kopplung an Stromlieferung ist wichtig, um ein Grünfärben von Graustrom zu vermeiden und zusätzliche EE-Kapazitäten über die Nachfrage der Kunden schaffen.“
- Hat Ihr Unternehmen die „optionale Kopplung“ in der Vergangenheit genutzt oder nutzt es sie derzeit? **(3x ja, 5x nein)**
- Aus Sicht Ihrer Kunden, sehen Sie heute oder in den nächsten Jahren eine erhöhte Nachfrage nach einer Kopplung der Herkunftsnachweise an die Stromlieferung aus erneuerbaren Erzeugungsanlagen? **(6x ja, 2x nein)**
- Angenommen, alle Messlokationen sind bis 2032 mit intelligenten Messsystemen („Smart Meter“) ausgestattet. Sehen Sie Bedarf nach einem HKNR, welches mit automatisiert bereitgestellten Messwerten für Erzeugung und Verbrauch kompatibel ist? **(6x ja, 2x nein)**
- Aus Sicht eines Anlagenbetreibers, sehen Sie Bedarf nach einer automatisierten Ausstellung von Herkunftsnachweisen für eingespeiste Strommengen? **(8x ja)**

Themenblock 5: Vermarktung von Ökostrom

- Bieten Sie Ihren Kunden ein Ökostrom-Produkt an? **(8x ja)**
- Haben Sie in Ihrem Produkt Konzepte umgesetzt, welche über die gesetzlichen Mindestanforderungen an die Stromkennzeichnung hinausgehen? **(5x ja, 3x nein)**
- Wie sehen diese Konzepte aus?
 - „Regionalstrom-Produkt (Kombination von Mengen aus ausgeförderten PV-Anlagen und Mengen mit EE- und Regional-Eigenschaft),“
 - „Nur auf Kundenwunsch; dann individuell“,
 - „z. B. durch Kopplung, Nutzung des RNR, Sicherstellung, dass ein Teil des Tarifs für EE-Zubau verwendet wird. Ökostromsiegel: OK Power, Grüner Strom“.
- Gibt es Probleme bei der Umsetzung oder Vermarktung dieser Konzepte? **(1x ja, 4x nein)**
- Falls Ja: Nennen Sie diese Probleme
 - „Für Bezugs-Mengen aus ausgeförderten EEG-Anlagen müssen EE-HKN beschafft werden, da diese nicht im HKN-Regime sind“,
 - „Schwer verständliches System aus EEG / HKN / Regionalnachweisen“.
- Welche Gründe waren ausschlaggebend dafür, ein Ökostrom-Produkt anzubieten, welches über die gesetzlichen Mindestanforderungen hinaus geht?
 - „Nachfrage der Kunden.“
 - „Interesse von Verbrauchern/Kunden und Markteinschätzung (steigendes Interesse)“,
 - „Regionalversorger mit eigenen Anlagen MUSS sowas anbieten können“,
 - „Kundenanforderungen“,
 - „Alleinstellungsmerkmal; Energiewende voranbringen“.
- Wie vermitteln Sie Ihren Kunden den Mehrwert Ihres Ökostrom-Produktes im Vergleich zu einem „gewöhnlichen“ Ökostrom-Produkt?
 - „EE Anlagen in der Region“,
 - „Zertifizierung vom TÜV Süd garantiert Mehrwert“,
 - „Das muss der Kunde selber wissen“,
 - „Siegel, Produktbeschreibung“.

- Welche Herausforderungen sehen Sie bei der Einführung solcher Konzepte für Ihr Unternehmen?
 - „Schlechte Skalierbarkeit“,
 - „Digitale Umsetzung erforderlich“,
 - „Unternehmen wollen sich so grün wie möglich darstellen. Dafür aber mehr EE-Ausbau in Deutschland nötig. Für das Unternehmen zu wenig Belohnung“,
 - „Kleinteiligkeit (PV-Anlagen) erschwert Nachweisführung in bestehenden Registern“,
 - „Aufwendiger Tarifbau“,
 - „Kostenfrage, keine Nachfrage von Kundenseite“,
 - „Interner Aufwand“
 - „Nein“.
- Welche Herausforderungen sehen Sie bei der Vermarktung solcher Konzepte?
 - „Hohe Implementierungskosten je differenziertem Stromprodukt, keine überregionale Allgemeingültigkeit der Vertriebsargumentation“,
 - „Mehrkosten an die Kunden heranzubringen, ohne die Kunden zu verlieren“,
 - „Kunde will günstigsten Preis. Mehrwert schwer zu übermitteln“,
 - „Unübersichtliches Angebot für Verbraucher/Kunden durch unterschiedlichste Qualitäten/Siegel“,
 - „Kundenwünsche“,
 - „Keine“,
 - „Die meisten Kunden sind da nicht tief genug drinnen, um den Mehrwert zu erkennen. Das müsste über ein anerkanntes und bekanntes externes Labeling laufen“,
 - „Sich aus der Masse der Ökostromtarife abheben“.

Themenblock 6: Anpassung an mögliche Weiterentwicklungen des HKNR

Stellen wir uns vor, das HKNR-System würde weiterentwickelt, so dass ein Stromkunde mit hoher zeitlicher Auflösung nachvollziehen könnte, welche Erzeugungsanlage den gelieferten Strom bereitgestellt hätte.

- Erwarten Sie einen erheblichen Mehraufwand bei der Nutzung eines solchen transparenten und höher aufgelösten HKNR? **(7x ja, 1x nein)**
- Halten Sie die voraussichtlich höheren Kosten für die HKN aus einem solchen transparenten und höher aufgelösten HKNR für Ihr Unternehmen für vertretbar? **(4x ja, 3x nein)**
- Aus Sicht Ihrer Kunden, sehen sie heute oder in Zukunft eine Nachfrage nach einem transparenten und hochaufgelösten Stromtarif? **(6x ja, 2x nein)**
- Aus Sicht Ihrer Kunden, erwarten Sie eine Bereitschaft, mehr für ein Ökostromprodukt zu bezahlen, in dem Herkunft und Erzeugungszeitraum hochaufgelöst abgebildet sind? **(3x ja, 3x nein)**
- Falls Nein: Nennen Sie Gründe, warum Sie keine Nachfrage nach einem solchen Stromtarif erwarten.
 - „Komplexität für eine 0815 Commodity“,
 - „In die Detailtiefe gehen die wenigsten Kunden rein“.

Themenblock 7: Innovative Geschäftsfelder Energiegemeinschaften und Peer-To-Peer-Märkte

Im Rahmen unseres Projektes InDEED beschäftigen wir uns unter anderem mit Energiegemeinschaften (Gruppe von Individuen, die freiwillig bestimmte Regeln akzeptieren, um miteinander im Energiesektor agieren zu können und um ein gemeinsames Ziel zu verfolgen) und Peer-to-Peer-Märkten (dezentraler Stromhandel zwischen Stromerzeugern und Verbrauchern).

- Nehmen Sie von Seiten Ihrer Kundschaft Interesse an den folgenden Konzepten wahr:
 - Energiegemeinschaften **(8x ja)**,
 - Peer-to-Peer-Märkte **(6x ja, 2x nein)**.
- Beschäftigt sich Ihr Unternehmen mit der Möglichkeit, eines dieser Geschäftsfelder in Zukunft umzusetzen?
 - Energiegemeinschaften **(6x ja, 2x nein)**,
 - Peer-to-Peer-Märkte **(4x ja, 4x nein)**.

Themenblock 8: Wichtigste Verbesserungspotenziale für das HKNR

- Was ist aus Ihrer Sicht das wichtigste Verbesserungspotenzial für das Herkunftsnachweisregister?
 - „Zeitliche Diskretion und höhere zeitliche Auflösung“,
 - „Verknüpfung mit dem EEG-Gesetz. EEG-Anlagen müssen in das HKNR einarbeiten dürfen. EEG-Einspeisung direkt mit HKN verknüpfen“,
 - „Automatisierte Schnittstelle schaffen. Manuelle Eingaben reduzieren. Ein übergeordnetes Login; Mehr Flexibilität in Filtersetzung und Auswertung“,
 - „Vereinfachung Nachweisführung, Beschaffung HKN für EEG-Mengen sollte entfallen“,
 - „Unübersichtlichkeit, manuelle Prozesse, Datenschnittstelle“,
 - „Wegfall des vorläufigen Entwertens, Vollautomatisierung der Märkte“,
 - „Filter & Counterpartbezeichnungen. Ganz allgemein könnte die Oberfläche an das 21. Jahrhundert angepasst werden“,
 - „Kosten für Kleinanlagen senken: Gebühren fürs HKNR an Anlagengröße ausrichten“.

8.4 Zitate aus Stakeholder-Interviews

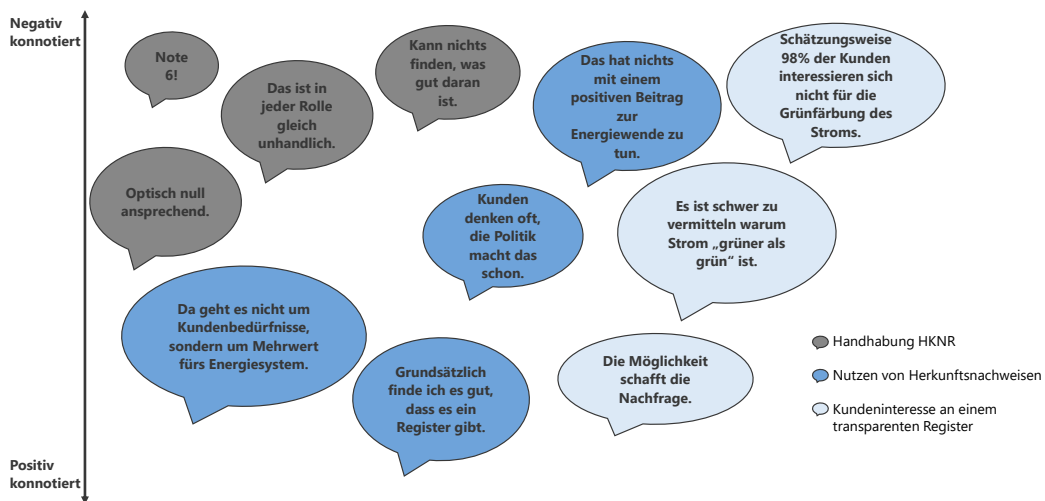


Abbildung 8-2: Zitate von befragten Stakeholdern zu den Themen Handhabung des HKNR, Nutzen von HKN und Interesse von Kunden an einem transparenten Grünstromregister