



---

*Hans-Josef Fell | Thure Traber*

# **Eckpunkte für eine Gesetzesinitiative zur Systemintegration Erneuerbarer Energien**

A large circular graphic composed of many small dots arranged in a ring. The dots are white on the left side and transition to a reddish-orange on the right side.

**Sektorenkopplungs- und  
Innovationsgesetz für  
Erneuerbare Energien  
(SIG-EE)**

Berlin, April 2020

Impressum

Energy Watch Group - EWG

Albrechtstr. 22

10117 Berlin

Tel.: +49 (30) 609 8988 10

[www.energywatchgroup.org](http://www.energywatchgroup.org)

## Eckpunkte für eine Gesetzesinitiative zur Systemintegration Erneuerbarer Energien

*Sektorenkopplungs- und Innovationsgesetz für Erneuerbare Energien (SIG-EE)*

Hans-Josef Fell\* & Thure Traber\*\*

\* EWG, [fell@energywatchgroup.org](mailto:fell@energywatchgroup.org)

\*\* EWG, [traber@energywatchgroup.org](mailto:traber@energywatchgroup.org)

## Zusammenfassung

Das vorliegende Papier der Energy Watch Group legt einen Gesetzesvorschlag für die Einführung einer sogenannten Kombikraftwerksvergütung vor. Ziel des Instruments ist es, Investitionen in 100% Erneuerbare Energien systemdienlich zu ermöglichen, vor dem Hintergrund der aktuell stockenden Investitionsdynamik beim Ausbau der Erneuerbaren Energien.

Allseits wird diskutiert, dass der Ausgleich der Schwankungen insbesondere von Solar- und Windenergie für die Netzbetreiber hohe Integrationsaufwendungen und -kosten verursacht. Häufig wird auch artikuliert, dass eine vollständige Versorgung mit nur 100% Erneuerbaren Energien und Speichern nicht möglich sei, weil Grundlast fehlen würde. Dabei sind die bereits heute vorhandenen Technologien – Erzeugung aus Erneuerbaren Energien, Speicher, digitalisierte Steuerungselemente, in Verbindung mit der Sektorenkopplung im Wärme- und Transportsektor – sehr wohl in der Lage eine systemdienliche Vollversorgung mit 100% Erneuerbaren Energien für die Netze zu schaffen. Eine Übernahme von technologischer Systemverantwortung ist dabei auch kostengünstig möglich. Unter systemdienlich ist eine Einspeisung in das Netz zu verstehen, welche für eine stabile Netzführung technologisch notwendig ist, wie: Frequenzhaltung, Spannungshaltung, Schwarzstartfähigkeit und weitere. Andere aus volkswirtschaftlicher Sicht systemdienliche Vorteile sind Unabhängigkeit von Energieimporten und von ihrer Unsicherheit in Bezug auf Preis und Verfügbarkeit sowie Klima-, Gesundheits- und Umweltschutzz Vorteile.

Es fehlt bisher jedoch ein gesetzlicher Anreiz für entsprechende Investitionen. Denn das bestehende EEG fördert lediglich Einzelinvestitionen in Einzeltechnologien von Solar-, Wind-, Bioenergien, Wasserkraft und Geothermie, aber keine systemdienlich kombinierten Investitionen. Im aktuellen Rechtsrahmen finden sich sogar erhebliche Hindernisse, wie beispielsweise die Belastung von Speichertechnologien mit der Stromsteuer, Netzentgelten sowie auch der EEG-Umlage, sodass keine ausreichende Marktdynamik entstehen kann.

Das vorgeschlagene Sektorenkopplungs- und Innovationsgesetz für Erneuerbare Energien soll genau diese Lücke schließen und eine entsprechende Marktdynamik schaffen. Dazu wird gesetzlich eine Garantievergütung für Investoren festgelegt, um Investitionssicherheit zu gewährleisten. Die Garantievergütung bietet einen hohen Innovationsanreiz, weil dem Investor

nur eine einzige Bedingung auferlegt wird: Er muss mit einem Erzeugungsmix aus 100% Erneuerbaren Energien und Speichern in der Lage sein, zu jeder Stunde des Jahres bedarfsgerecht und systemdienlich einzuspeisen.

Welchen Mix aus Erneuerbaren Energien und Speichertechnologien der Betreiber wählt, ist ihm völlig freigestellt. Dies erzeugt eine hohe Innovationskraft und befördert unterschiedlichste Lösungen, die damit optimiert auf das Einzelobjekt wirken. Der Investor wird für sein Objekt (zum Beispiel mittelständischer Produktionsbetrieb, Krankenhaus, Schule, Wohnareal, u.v.a.) die jeweilige optimierte Anwendung finden. Durch eine Simulation solcher Lösungen, insbesondere mit einer Studie zur 100% Vollversorgung aus Erneuerbaren Energien im Landkreis Bad Kissingen wurde ermittelt, dass eine Vergütung von 8 Cent/KWh ausreicht. (Traber et al. 2020)

Eine EU-rechtliche Prüfung des Gesetzesentwurfs zeigt, dass die EU-Vorgaben eine Zweiteilung der Garantievergütung ermöglichen: 1) Kleinanlagen (Einzelinvestitionen bis 500kW bzw. bei Wind bis 3 MW) erhalten eine feste Einspeisevergütung pro eingespeister kWh. 2) Größere Objekte müssen sich entsprechend den EU-Vorgaben am vorhandenen Markt orientieren. Hierzu erhalten sie eine gleitende Marktprämie und nehmen damit über Direktvermarktung am Stromwettbewerb teil.

Das Sektorenkopplungs- und Innovationsgesetz für Erneuerbare Energien soll als eigenständiges neues Gesetz eingesetzt werden. Es ersetzt nicht den weiterhin hohen Novellierungsbedarf im bestehenden EEG, sondern schafft lediglich den notwendigen Marktanschub, damit Erneuerbare Energien in zunehmendem Maße Systemverantwortung übernehmen können.

### Das SIG-EE auf einen Blick:

- Gesetzliche Grundlage und Rechtssicherheit für kalkulierbare, kostengünstige und bedarfsgerechte Investitionen.
- Verlässliche Erneuerbare-Energien-basierte Versorgung mit positiven Effekten für das gesamte Energieversorgungssystem: Stabilität der Energieversorgung durch die Schaffung nicht nur bilanziell, sondern auch physikalisch eigenständiger regionaler Versorgungskerne; Black-out Schutz.
- Innovations- und Wettbewerbsvorteile: Förderung aller Komponenten von auf Sektorenkopplung und Speicherung beruhenden, strombasierten und hoch effizienten Energieversorgungssystemen.
- Investoren können neuartige Konzepte mit geringerem Risiko ausprobieren und dafür ein gewisses Risiko in Bezug auf ihre Gestehungskosten in Kauf nehmen anstatt – wie bei Ausschreibungen – allein auf bewährte aber wenig innovative Konzepte zu setzen.
- Trotz heute schon günstiger Kosten ermöglichen Lerneffekte und Massenproduktion eine weitere Absenkung der Höhe der Garantievergütung in Zukunft.
- Klimaschutz, insbesondere durch den Ausbau der emissionsfreien Erneuerbaren Energien.
- Umwelt- und Gesundheitsschutz, insbesondere durch die Reduktion von Luft- und Gewässerverschmutzung.

## Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung.....	1
2	Ziel, Konzept und Funktionsweise der Kombikraftwerksvergütung .....	3
2.1	Zulässiger Anlagenmix .....	5
2.2	Einspeiseprofil und Direktvermarktung .....	6
2.3	Vergütungshöhe und Finanzierung .....	7
3	Vereinbarkeit mit dem Rechtsrahmen .....	9
3.1	EU-rechtliche Anforderungen an Förderregelungen im Überblick .....	10
3.2	Unterscheidung zwischen Kleinanlagen und größeren Anlagen.....	10
3.3	Förderung von größeren Anlagen .....	11
4	Gesetzliche Umsetzung des vorliegenden Vorschlages .....	13
	Literaturverzeichnis .....	14
	Appendix .....	15
	Anhang 1: Ökonomische Wirkungsweise .....	15
	Anhang 2: Kostenannahmen und verwendete Profildaten.....	19
	Anhang 3: Mathematisches Modell.....	22

## 1 Einleitung

Zur Erreichung der Klimaziele von Paris und einer Beschränkung der globalen Erwärmung auf 1,5°C ist ein schneller Umbau der weltweiten Energiesysteme auf eine 100% Vollversorgung mit Erneuerbaren Energien notwendig. Obwohl heute Wind- und Solarstrom die kostengünstigste Form der Energieerzeugung sind, stockt der Ausbau Erneuerbarer Energien. Ursache dafür ist vor allem, dass zur Netzintegration häufig einseitig auf den Ausbau der Leitungstrassen gesetzt wird, welches ein teurer und langwieriger Prozess ist, der vielerorts auf Widerstand der betroffenen Bevölkerung stößt. Den Fernleitungsausbau durch dezentrale und sektorenübergreifende Investitionen in Erneuerbare Energien und Speichertechnologien auf Verteilnetz- und Mittelspannungsebene zu ergänzen ist ein Lösungsansatz, der nicht nur aus ökonomischer Perspektive sinnvoll, sondern auch klimapolitisch erforderlich ist.

Für die systemdienliche Einspeisung aus Erneuerbaren Energien sind bisher jedoch kaum gesetzliche Förderinstrumente verfügbar. Die Möglichkeiten auf Verteilnetz- und Mittelspannungsebene Erneuerbare Energien als Vollversorgungssysteme zu integrieren, werden bislang nicht nennenswert staatlich unterstützt. Im Gegenteil bestehen erhebliche Hindernisse für die Sektorenkopplung. Durch die noch teilweise vorhandene Gleichbehandlung von Stromendverbrauch mit systemdienlicher Stromspeicherung in Bezug auf Besteuerung, Netztarifierung und Umlagepflicht werden keine Anreize für Investoren geschaffen<sup>1</sup>. Auch die rechtlichen Unklarheiten in diesem Bereich sind hinderlich.

Gleichzeitig stehen bereits heute eine Reihe von Startups und etablierten Unternehmen mit innovativen Ideen und Geschäftsmodellen bereit, um Investitionen in eine rund um die Uhr gesicherte Leistung aus 100% Erneuerbaren Energien und Speichern zu verwirklichen. Digitalisierung, neue Speicherinnovationen und die Erzeugung aus Erneuerbaren Energien sind so weit entwickelt, dass eine den Notwendigkeiten des Klimaschutzes dienende Investitionsdynamik angestoßen werden könnte, wenn die gesetzliche Förderpraxis dazu ausgelegt würde.

---

<sup>1</sup> Siehe <http://strompreisbestandteile.de/>.

Die gegenwärtige Förderpraxis im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) über nationale, staatliche Ausschreibungen führt dazu, dass sich durch Preis- und Zuschlagsrisiko, wie auch durch weitere politisch verursachte Risiken wie die Unklarheit in den Ausbauzielen die Kosten von 100% Erneuerbare Energien-Investitionen unnötig erhöhen (May, Juergens und Neuhoff 2017; May und Neuhoff 2019). Insgesamt steigen durch die Ausschreibung beispielsweise von Quoten für Erneuerbare Energien alleine die Finanzierungskosten um etwa 30% und die notwendige Kapitalverzinsung entsprechend um knapp zwei Prozentpunkte. Letztlich werden durch diese Ausschreibungen bestenfalls existierende Technologien gefördert, die sich in einem Preiswettbewerb durchsetzen, bei der die Systemintegration keine Rolle spielt. Entsprechend werden auch keine Lerneffekte in der Umsetzung von Vollversorgungssystemen und Sektorenkopplung auf Grundlage von Erneuerbaren Energien ausgelöst.

Für Stromspeicherung, wasserstoffbasierte Speichersysteme, Wärmespeicher sowie Wärmepumpen und ganz generell für integrierte Energiesystemlösungen auf regionaler Ebene gibt es keine gesetzlichen Instrumente für die Markteinführung. Der im Folgenden skizzierte Vorschlag für eine Kombikraftwerksvergütung (KKV) soll diese Lücken schließen.

Die vorgeschlagene Förderung begrenzt einerseits die Problematik des Markt- und Regulierungsrisikos und ergänzt die Orientierung an den Stromgroßhandelspreisen durch eine Ausrichtung am tatsächlichen regionalen Strombedarf. Hierzu ist die Förderung der Stromerzeugung durch Garantievergütungen, um eine Vorgabe von verpflichtenden und am Bedarf auf der jeweiligen Netzebene orientierten Einspeiseprofilen zu ergänzen.

Eine Umsetzung mit Hilfe von Innovationsausschreibungen ist dafür nicht geeignet, da die erforderliche Vielfalt der Kombinationsmöglichkeiten und -notwendigkeiten mit Ökostromerzeugungstechnologien, Speichern, Sektorenkopplung und digitaler Steuerung in einem staatlichen Ausschreibungsdesign nicht abgebildet werden kann. Vor allem Investoren aus dem Bereich der Bürgerenergie (z.B. Privatleute, kleine Unternehmen, Energiegemeinschaften) verfügen oftmals nicht über die finanzielle Liquidität, um an Ausschreibungen teilhaben zu können. Dies führt zu einer Oligopolisierung auch der Erneuerbaren Energien und der Überhöhung ihrer Preise, statt ihre Stärken durch demokratische Bürgerbeteiligung zu nutzen.

Ebenso führen Ausschreibungen nicht annähernd zu der Kostentransparenz, wie sie durch eine Kombikraftwerksvergütung geschaffen würde. Mit den hier vorgeschlagen Vergütungen wird dies auf wettbewerbsfähigem Preisniveau möglich. Ausschlaggebend ist die durch die kalkulierbare Vergütung ausgelöste Suche nach der technisch und ökonomisch optimierten Kombinationslösung für die Einzelinvestitionen. So entsteht die entscheidende Grundlage, um rasch fallende Kosten entsprechend der Lernkurven anzustoßen und die notwendige Entwicklung der Integration der Erneuerbaren Energien zu befördern. Die Kombikraftwerksvergütung wird nicht nur in ländlichen Räumen systemdienliche Investitionen schaffen. Auch in dichtbesiedelten städtischen Regionen können viele Objekte, wie Produktionsbetriebe, Krankenhäuser, Schulen, Siedlungsareale und viele weitere Objekte damit ausgestattet werden.

Zentraler Bestandteil des Vorschlags ist eine Garantievergütung für Kombikraftwerke (KKV). Die KKV wird in Abschnitt 2 im Detail beschrieben und illustriert und auf Basis eigener Rechnungen die erforderliche gesetzliche Vergütungshöhe abgeschätzt. Im Abschnitt 3 wird die Vereinbarkeit des KKV-Vorschlags mit europarechtlichen Vorgaben erläutert. Abschnitt 4 skizziert die gesetzliche Umsetzung.

## 2 Ziel, Konzept und Funktionsweise der Kombikraftwerksvergütung

Ziel der Kombikraftwerksvergütung ist es, den für den Klimaschutz notwendigen Ausbau und die Nutzung der Erneuerbaren Energien entsprechend ihrer Definition im EEG zu stärken und gleichzeitig deren systemdienliche Netzintegration zu befördern. Damit übernehmen Erneuerbare Energien die vielfach geforderte Verantwortung für die Systemsicherheit im Netz. Zur Unterstützung von Investitionen erhalten bestimmte Anlagen eine gesetzlich festgelegte Einspeisevergütung oder eine gleitende Marktprämie für ihre Energieerzeugung. Die Anlagen müssen dazu mit ihrem ausschließlich erneuerbaren Erzeugungsmix (gegebenenfalls in Verbindung mit Speichern) ganzjährig zu jeder Jahresstunde örtlich das empirische Lastprofil am Einspeisepunkt decken können.

Mit diesem Vorschlag werden Investitionen befördert, die Volatilitäten der Erneuerbaren Energien ausgleichen, und es wird insbesondere Rechtssicherheit geschaffen, wirtschaftliche Planung ermöglicht, sowie Innovationsprozesse im Rahmen einer stärkeren Orientierung an

regionalen Erfordernissen ausgelöst. Zugleich wird die Stabilität der Energieversorgung durch die Schaffung nicht nur bilanziell, sondern auch physikalisch eigenständiger regionaler Versorgungskerne erhöht. Durch die zusätzlich geschaffene Systemredundanz werden Black-out-Risiken minimiert.

Weiterhin wird durch die KKV eine nicht unerhebliche Förderung des Wettbewerbs ausgelöst. Wer das Kombikraftwerk am effizientesten und kostengünstigsten auslegt, technisch umsetzt und betreibt, erhöht bei gleicher Vergütung seine Gewinnmarge. Dies gilt insbesondere auch, wenn durch private Unternehmer\*innen ein Ausschreibungswettbewerb um die beste Lösung für die Umsetzung des Kombikraftwerksbetriebs organisiert wird. Dadurch wird der Wettbewerb auf Technologieebene angekurbelt, es kommt zu Lerneffekten und damit zu insgesamt wünschenswerten Effizienzgewinnen. Investoren können neuartige Konzepte mit geringerem Risiko ausprobieren und dafür höhere Gestehungskosten in Kauf nehmen statt – wie bei Ausschreibungen – allein auf bewährte aber wenig innovative Konzepte zu setzen. Lerneffekte und Massenproduktion lassen wiederum eine stetige Absenkung der Höhe der Garantievergütung in Zukunft erwarten.

Das Konzept der KKV beruht auf der Gewährung einer Garantievergütung für Stromspeisung auf Basis Erneuerbarer Energien, entsprechend dem vorab ermittelten empirischen Lastprofil auf der relevanten Einspeiseebene. Die relevante Ebene ist dabei das kleinste Netzgebiet, welches die geplante Kombikraft-Erzeugung vollständig integrieren kann. Für das festzulegende empirische Lastprofil bietet sich das letzte aktuell verfügbare, normalisierte durchschnittliche Lastprofil der vorherigen 36 Monate an, aufgelöst in 12 kalendermonatliche, stundenscharfe Typwochen. Die so definierten empirischen Lastprofile werden im Folgenden als Einspeiseprofile bezeichnet.

Die Garantievergütung soll für Kleinanlagen durch eine Festvergütung und für größere Anlagen durch eine gleitende Marktprämie umgesetzt werden. Sie wird über einen Zeitraum von 20 Jahren gewährt.

Für größere Anlagen und für eine volle Strommarktintegration ist vom KK-Betreiber entsprechend der Regelungen im EEG ein Direktvermarkter zu suchen, falls keine Selbstvermarktung betrieben wird. Im vorgesehenen Regelfall erfolgt nach Inbetriebnahme ein einjähriger

Pionierbetrieb, in dem der KK-Betreiber die festgelegten Einspeiseprofile erzeugen muss. In dieser ersten Phase werden die Einspeiseprofile durch den Verteilnetzbetreiber (VNB) verifiziert und ausschließlich bei Einhaltung des Einspeisungsprofils die unten genauer spezifizierten Marktprämien gewährt. Nachdem der Pionierbetrieb erfolgreich abgeschlossen ist, kann das Kombikraftwerk von den verpflichtenden Einspeiseprofilen entbunden werden und vollständig in den marktpreisorientierten Betrieb entlassen werden.

Die Marktprämien werden als Vielfache des stündlichen Börsenpreises jährlich so ausgezahlt, dass der durchschnittlich erzielbare Einspeiseerlös aus Börsenpreisen und Marktprämien der Höhe der Garantievergütung entspricht<sup>2</sup>. Wenn beispielsweise die Garantievergütung 8 Eurocent je kWh beträgt und der jahresdurchschnittliche Börsenpreis 6 Eurocent je kWh, würden für jede eingespeiste kWh 33,3% des jeweiligen stündlichen Börsenpreises als Prämie gezahlt werden<sup>3</sup>.

## 2.1 Zulässiger Anlagenmix

In beiden Varianten der Vergütung ist der Technologiemit dem Anlagenbetreiber freigestellt und kann insbesondere Speichertechnologien und beliebige Elemente der Sektorenkopplung enthalten. In das Kombikraftwerk können neben Neuanlagen auch existierende Anlagen sowie aktuell über das EEG vergütete Anlagen eingebunden werden, wenn diese auf jegliche weitere EEG-Vergütung verzichten oder nach abgelaufener Vergütungsdauer keine EEG-Vergütung mehr beanspruchen können.

Die untenstehende Abbildung 1 zeigt schematisch eine denkbare Anlage mit Stromspeicher, Photovoltaik und Windanlage, Elektroauto sowie Blockheizkraftwerk mit Wasserstoffelektrolyse und Bioenergie als weiterer Brennstoff. Das in die Anlage investierte Kapital wird einerseits durch die Vermeidung der bisherigen Energieeinkäufe (Strom, Heizstoffe, Kraftstoffe) bei Eigennutzung und andererseits durch die vergüteten Einspeisungen refinanziert. Dadurch

---

<sup>2</sup> Die Prämien ergeben sich nach der Formel: Marktprämie = Skalierungsfaktor mal Börsenpreis. Der Skalierungsfaktor ergibt sich weiterhin aus der durch den Börsenpreis geteilten Differenz zwischen Garantievergütung und Börsenpreis.

<sup>3</sup> Dies schließt negative Vergütungen, also Einspeisepönale bei negativen Preisen mit ein. Durch die Sektorenkopplungen wird in diesen Stunden sinnvollerweise Strom gespeichert und in Wärme gewandelt.

wird jeder Euro, der staatlich durch das KKV garantiert wird, ein Vielfaches an Investitionen auslösen können.

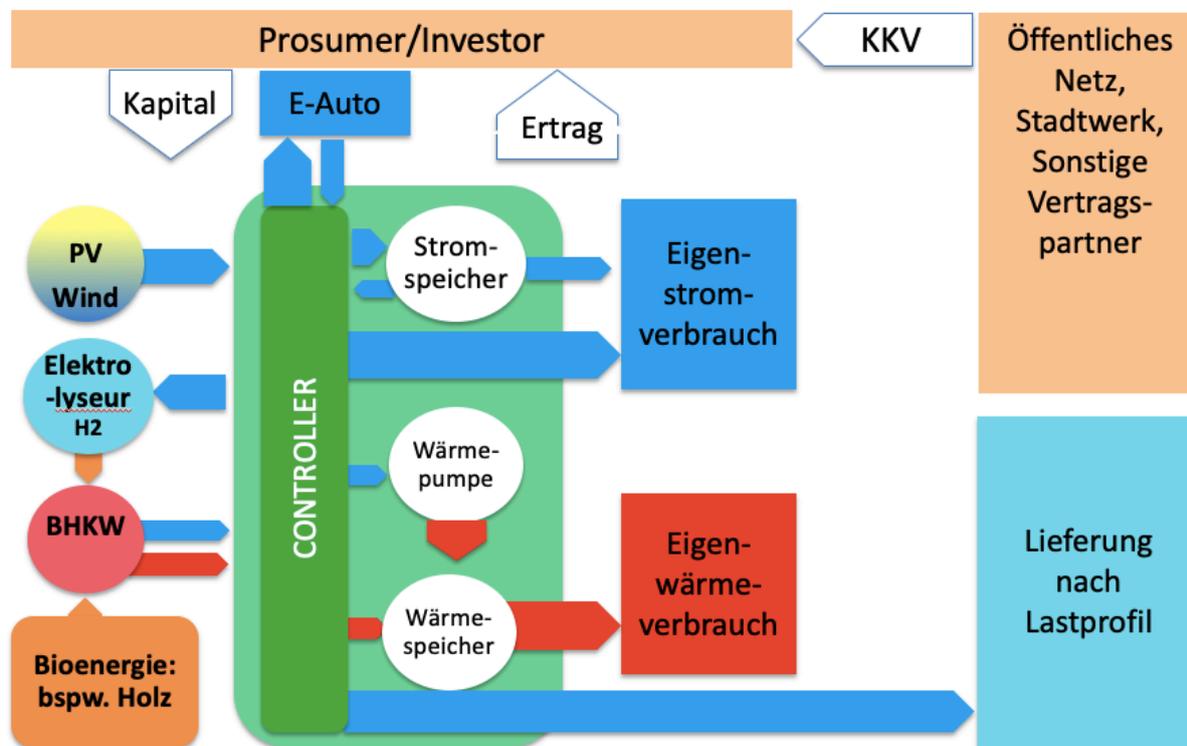


Abbildung 1: Energieflüsse Strom (blau) und Wärme (rot) im Kombikraftwerk sowie finanzielle Ströme (weiß).

## 2.2 Einspeiseprofil und Direktvermarktung

Verpflichtend für die Vergütungsberechtigung ist eine zu 100% erneuerbare Energieerzeugung und das stundengenaue Abfahren des empirischen Einspeiseprofiles, welches als verbindliches Einspeiseprofil im relevanten Netzbereich festgelegt wurde. Dies ist mit den vergüteten und vereinbarten Einspeiseprofil untenstehend in Abbildung 2 grün dargestellt. Abweichungen von diesem Einspeiseprofil sind nur einvernehmlich zwischen Erzeuger und Netzbetreiber möglich.

Für die entsprechend dem festgelegten Einspeiseprofil über die KKV-geförderten Strommengen ist eine weitere Vermarktung als Grünstrom seitens des Kombikraftwerksbetreibers nicht möglich. Die Vermarktung als Regionalstrom ist dem Kombikraftwerksbetreiber oder dessen Direktvermarkter möglich. Es gilt das Doppelvermarktungsverbot entsprechend dem EEG.

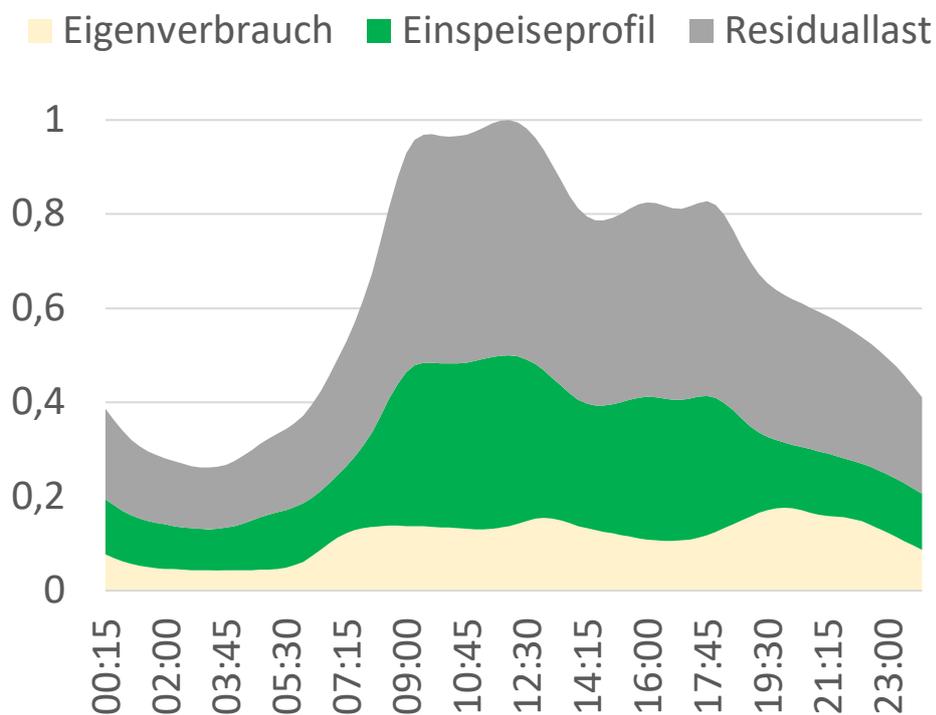


Abbildung 2: Beispielhaftes Einspeiseprofil (Nettoangebot, grün), Eigenverbrauch (beige) und Residuallast (grau).

### 2.3 Vergütungshöhe und Finanzierung

Die Vergütungshöhe beträgt 8 Eurocent pro kWh. Dieser Wert wird von den im Folgenden vorgestellten Kostenschätzungen auf Basis eines hierzu entwickelten Energiemodells gestützt. Die etwaigen Differenzkosten, also die Differenz von Vergütungssummen und Marktwerten, werden aus der EEG-Umlage finanziert.

Eine gerechtfertigte Vergütungshöhe ergibt sich einerseits aus den Vollkosten der bisherigen Versorgung, die klimafreundlich ersetzt wird. Dies sind die Kosten der Deckung des festgelegten Einspeiseprofiles aus herkömmlichen Quellen einschließlich der Kosten für Systemdienstleistungen, Netze und nicht internalisierte externe Effekte. So wären Vergütungshöhen von über 10 Eurocent pro kWh zu rechtfertigen (Jacobson et al. 2019).

Andererseits sollen die Vergütungen nicht höher sein als die Vollkosten der geförderten Kombikraftwerke, um überhöhte Gewinne zu vermeiden. Eine aktuelle Kostenberechnung für die Modellregion „Landkreis Bad Kissingen“ mit einem vollständig auf Basis 100% Erneuerbarer Energien optimierten Energiesystem zeigt, dass das Niveau der zur Kostendeckung

notwendigen Vergütung lediglich bei etwa 8 Eurocent pro kWh liegt <sup>4</sup> (Traber et al. 2020). Die für den Landkreis Bad Kissingen durchgeführten Berechnungen können als repräsentativ für durchschnittliche Standorte in Deutschland angesehen werden, da die Verfügbarkeit von Wind und Sonne nicht wesentlich vom Bundesschnitt abweicht und der weitaus größte Teil der Kosten standortunabhängig ist.

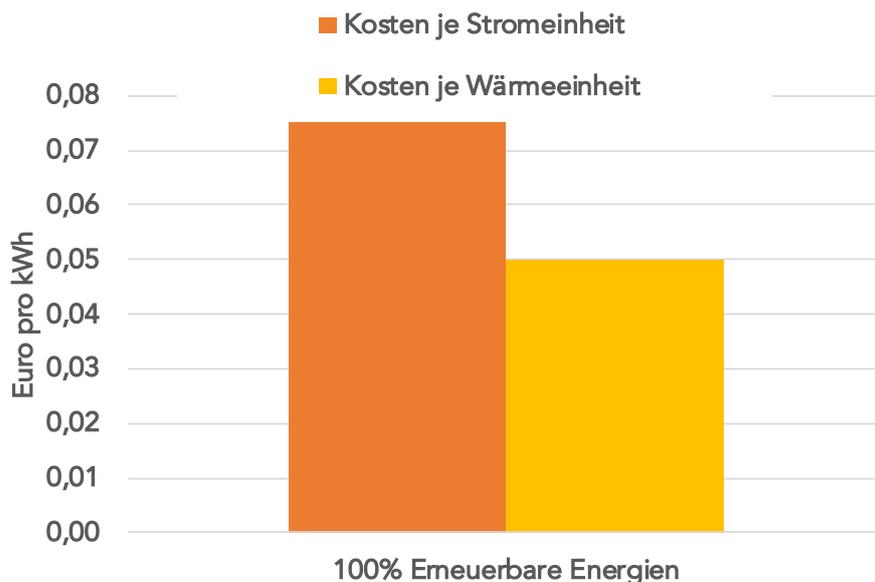


Abbildung 3: Kosten je kWh Strom und je kWh Wärme in einer 100% Vollversorgung aus Erneuerbaren Energien. Quelle: EWG 100% Mod.

Diese günstigen Kosten werden durch einen umfangreichen Erzeugungsmix ermöglicht, der den Bedarf an Strom, Wärme, sowie Mobilität vollständig deckt. Die untenstehende Abbildung 4 veranschaulicht die nötigen Investitionen in die vielfältigen erforderlichen Technologien bei einer Transformation zu einem 100% Erneuerbare-Energien-System über zehn Jahre. Hier zeigt sich die große Bedeutung von Wärmepumpen, Batterien, Heizkraftwerken und Wasserstoffprozessen zur effizienten Integration der Wind- und Solarenergie.

---

<sup>4</sup> Von zahlreichen Studien zu den Kosten und Möglichkeiten mit nationalem oder auch kontinentalem Bezug sind bereits vergleichbare Kosten pro Energieeinheit bei Vollversorgung mit Erneuerbaren Energien geschätzt worden (Ram et al. 2019; Hansen, Breyer, and Lund 2019; Child et al. 2019; Jacobson et al. 2019)

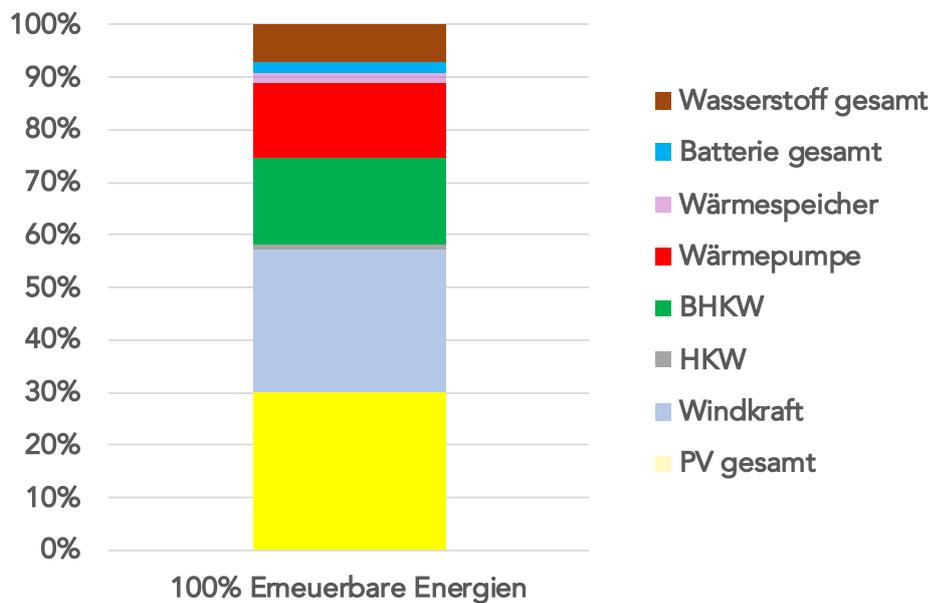


Abbildung 4: Investitionsanteile von Technologien für eine 100% Vollversorgung aus Erneuerbaren Energien. Quelle: EWG 100% Mod.

### 3 Vereinbarkeit mit dem Rechtsrahmen

Die rechtliche Vereinbarkeit des Gesetzesvorschlages Kombikraftwerksvergütung mit dem EU-Recht ist nach unserer Einschätzung gegeben. Dies gilt praktisch uneingeschränkt für Kleinanlagen, auch wenn dieser Begriff in verschiedenen Teilen des EU-Rechts insbesondere durch die Erneuerbare-Energien-Richtlinie (EE-RL)<sup>5</sup> und die Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2014-2020 (UEBLL) nicht eindeutig definiert wird. Für den Bereich der Großanlagen, für den hier eine Förderung in Form einer gleitenden Marktprämie vorgeschlagen wird, sind weitere Kriterien zur Vereinbarkeit mit dem Europarecht zu erfüllen.

Eine umfangreiche rechtliche Prüfung wurde von der Anwaltskanzlei von *Bredow Valentin Herz Rechtsanwälte* mit Sitz in Berlin, im Folgenden BVH, vorgenommen. Die vollständige Stellungnahme ist im Anhang beigefügt (BVH 2020). Die wesentlichen Erkenntnisse dieser Stellungnahme fassen wir im Folgenden zusammen.

<sup>5</sup> Richtlinie (EU) 2018/2001 des europäischen Parlaments und des Rates vom 11. Dezember 2018 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (im Folgenden: EE-RL).

### 3.1 EU-rechtliche Anforderungen an Förderregelungen im Überblick

Das deutsche Energierecht wird durch Regelungen auf EU-Ebene geprägt, im Bereich der Erneuerbaren Energien insbesondere durch die Neufassung der Erneuerbare-Energien-Richtlinie (EE-RL), die im Dezember 2018 als Teil des „Clean-Energy-Package“ in Kraft getreten ist. Die EE-RL setzt gemeinsam mit der Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie erhebliche Impulse für die dezentrale Energieerzeugung, unter anderem durch Regelungen zur – auch gemeinschaftlichen – Eigenversorgung, zu Erneuerbare-Energien-Gemeinschaften oder auch zur Vermeidung von Doppelbelastungen für Speicher bei aktiven Kunden. In Artikel 3 EE-RL ist als konkretes Ziel verankert, dass der Anteil an Erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch der EU im Jahr 2030 mindestens 32 % betragen soll. Artikel 4 der EE-RL enthält Vorgaben dazu, wie Mitgliedstaaten in Zukunft Förderregelungen für Erneuerbare Energien ausgestalten dürfen.

### 3.2 Unterscheidung zwischen Kleinanlagen und größeren Anlagen

Bei der Bewertung der Vereinbarkeit mit dem EU-Rechtsrahmen ist wie bereits erwähnt zwischen Kleinanlagen und größeren Anlagen zu differenzieren. Der Begriff der „Kleinanlage“ ist in der EE-RL nicht definiert. Aus der Elektrizitätsbinnenmarkt-Verordnung und dem Beihilferecht können insoweit unterschiedliche Schwellen vergleichsweise herangezogen werden. Da sich in den Erwägungsgründen der EE-RL jedoch ein Verweis auf das Beihilferecht findet, können nach dem Ergebnis der Prüfung die in Randnummer 125 der Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2014-2020 (im Folgenden: UE BLL) genannten Grenzwerte von 500 kW sowie bei Windenergieanlagen von 3 MW bzw. 3 Erzeugungseinheiten herangezogen werden.

Nach den Ergebnissen des Gutachtens sprechen dabei „die vorzugswürdigen Argumente dafür, dass die Förderung von Kombikraftwerken über eine Kombikraftwerksvergütung dann zulässig ist, wenn es sich bei den einzelnen Anlagen, aus denen sich das Kombikraftwerk zusammensetzt, um Kleinanlagen handelt. Ob die Gesamtleistung des Kombikraftwerkes die Grenzwerte überschreitet, ist nach dieser Auslegung nicht entscheidend.“ Konkret ist daher denkbar, in einer über die KKV fest zu vergütenden Anlage eine 3 MW Windanlage mit

beispielsweise zwei je 500 kW Photovoltaikanlagen und einem 500 kW Bioheizkraftwerk zu einem Kombikraftwerk zu kombinieren.

### 3.3 Förderung von größeren Anlagen

Im Fall der Förderung von größeren Anlagen sind nach der rechtlichen Prüfung (BVH 2020) weitere Anforderungen einzuhalten, denen die geplante Ausgestaltung jedoch gerecht wird:

*„Bei der Ausgestaltung der Marktprämie für größere Anlagen sind [...] die Vorgaben von Artikel 4 Absatz 2 bis 4 der EE-RL zu beachten. So haben Förderregelungen u.a. a) „Anreize für eine marktbasierende und marktorientierte Integration“ von Grünstrom in den Strommarkt zu setzen. b) „Unnötige Wettbewerbsverzerrungen“ sind zu vermeiden, c) Systemintegrationskosten und die d) Netzstabilität zu berücksichtigen.“*

In Bezug auf die Punkte a) bis c) kommen die Gutachter in ihrer Stellungnahme im Einzelnen zu den folgenden Schlüssen:

a) Anreize für eine marktbasierende und marktorientierte Integration:

*„Das geplante Modell lässt unseres Erachtens eine ausreichende Marktorientierung erkennen. Denn in der beabsichtigten Ausgestaltung hat der Anlagenbetreiber die Möglichkeit und auch Anreize, die Stromerzeugung entsprechend den aktuellen Marktpreisen zu steigern oder zu verringern. Zu diesem Zweck kann der Anlagenbetreiber in Zeiten hoher oder niedriger Marktpreise von dem zuvor festgelegten Einspeiseprofil abweichen.“*

Dass eine Direktvermarktung oder Vermarktung über Stadtwerke in vielen denkbaren Markt- und Netz-Lastsituationen sinnvoll sein kann ist im Anhang 1 zur ökonomischen Wirkung erläutert.

b) Vermeidung unnötiger Wettbewerbsverzerrungen:

*„Flexible Stromerzeugungsleistung wird derzeit vor allem durch herkömmliche, auf fossilen Energieträgern beruhende Kraftwerke bereitgestellt. Diese erhalten dafür nicht immer eine vergleichbare Prämie. Allerdings können Betreiber fossiler Kraftwerke nur deswegen günstig und flexibel Strom produzieren, weil die gesamtgesellschaftlichen negativen Folgen einer fossilen Energieerzeugung nicht (vollständig) von ihnen getragen werden. Weiterhin können insbesondere fossile Großkraftwerke unter vergleichsweise einfachen Bedingungen an den Märkten für Ausgleich- und*

*Regelenergie teilnehmen, während flexiblen EE-Anlagen der Zugang zu diesen Märkten bislang größtenteils versperrt ist. Eine Förderung von flexibler Einspeiseleistung auf Basis erneuerbarer Energien kommt daher eher der Beseitigung bzw. Abschwächung einer bereits bestehenden Wettbewerbsverzerrung zu Lasten von erneuerbaren Kombikraftwerken gleich, als dass sie neue Verzerrungen schaffen würde.“*

Entsprechend scheint auch dieser Punkt keinerlei Hindernis für die vorgelegte Gesetzgebung zu sein.

c) Systemintegrationskosten und d) Netzstabilität:

Hierzu stellt das Gutachten klar, dass nach der EE-RL nicht nur die Marktintegration der Erneuerbaren Energien Ziel der Förderregelungen sind, sondern auch die Netzstabilität (Artikel 4 Absatz 2 a.E.), sowie die Geringhaltung der Systemkosten (ebendort sowie in Erwägungsgrund (19)). Die Stellungnahme stellt hierzu fest, dass

*„eine Marktprämie für Kombikraftwerke [...] an beiden Punkten ansetzen würde: Lokal bzw. regional trägt sie zu einer Stabilisierung der Netze bei, indem eine bedarfsgerechte Einspeisung sichergestellt wird. Überregional entlastet sie die Übertragungsnetze und senkt so insbesondere deren Ausbaurkosten. Diese positiven Effekte für das Gesamtsystem werden jedoch bislang nicht vollständig über den an der Börse zu erwirtschaftenden Strompreis finanziell abgebildet. Denn die Systemintegration kann durch die Signale der Strommärkte nicht allein gewährleistet werden, weil die bestehenden Strommärkte zwar bezogen auf den Gesamtmarkt (Deutschland) für einen Ausgleich zwischen Nachfrage und Erzeugungsmenge sorgen können, dabei aber die lokalen Erfordernisse der Verteilnetze unberücksichtigt lassen, die deutlich vom Marktgeschehen abweichen können. Ohne Förderung ist ein gesamtwirtschaftlich günstiges Kombikraftwerk daher für Investoren finanziell regelmäßig uninteressant. Die UEBLL weisen solche „positiven externen Effekte“ explizit als eine Form des Marktversagens aus, die eine Förderung rechtfertigen können.“*

## 4 Gesetzliche Umsetzung des vorliegenden Vorschlages

Die in diesem Papier vorgelegten Eckpunkte für ein Sektorenkopplungs- und Innovationsgesetz für Erneuerbare Energien mit einer Kombikraftwerksvergütung bedürfen einer weiteren Verfeinerung und Optimierung. In Diskussion mit Wissenschaft und zuständigen Ministerien ist ein konkreter Gesetzesentwurf auszuarbeiten. Die Kombikraftwerksvergütung sollte in einem eigenen Gesetz zur Marktintegration gesicherter Einspeisung durch Erneuerbare Energien festgelegt werden und nicht im EEG verankert werden.

Das Kombikraftwerksgesetz ersetzt nicht das EEG mit seinen Einzelvergütungssätzen. Gleichwohl ist im bestehenden EEG ebenfalls ein hoher Novellierungsbedarf, der sich aus den Zielen für den Klimaschutz ergibt. So sollte parallel zur Verabschiedung des Kombikraftwerksgesetzes eine Novelle des EEG stattfinden, unter anderem mit den Zielen der Entbürokratisierung, des Wegfalls der Deckel sowie der Umsetzung der EU-Richtlinie zur Förderung von Bürgerinvestitionen. Insbesondere sind auch Entnahmen zur systemdienlichen Veredelung von Strom durch Speicher, zur Herstellung von sekundären Energieträgern wie Wasserstoff aus Erneuerbaren Energien, sowie zum flexibilisierten Eigenverbrauch von etwaigen Umlagen zu befreien. Weiterhin sind die EU-Vorgaben für Bürgerenergie in einer Novelle zu berücksichtigen.

Der hier in Eckpunkten ausgearbeitete Vorschlag beschränkt sich in seiner Anwendbarkeit keineswegs nur auf die nationale Ebene Deutschlands oder die europäische Ebene. Im Prinzip können alle Nationen weltweit eine Kombikraftwerksvergütung umsetzen und in ihre Gesetzgebung verankern, so wie in der Vergangenheit viele Nationen die Grundprinzipien des EEG erfolgreich umgesetzt haben. Durch die Konformität mit dem EU-Recht wird vielmehr auch ein transparenter, justitierbarer und ökonomisch schlüssiger Vorschlag zur Unterstützung von insbesondere dezentralen 100% Erneuerbare-Energie-Systemen für die internationale Umsetzung vorgelegt. Dies sollte sogar weltweit durch Förderung vielzähliger regionaler Kerne mit 100% Erneuerbaren Energien die Umsetzung des 1,5-Grad-Ziels von Paris erleichtern.

Auch der Europäische Rechtsrahmen sollte überprüft und an die Erfordernisse des 100%-Erneuerbare-Energien-Stromsystems der Zukunft angepasst werden. Eine Aufgabe, die sowieso in der Umsetzung des European Green Deals der EU-Kommission notwendig sein wird.

## Literaturverzeichnis

- BVH - von Bredow Valentin Herz. 2020. Rechtliche Stellungnahme zur Vereinbarkeit einer Kombikraftwerksvergütung oder -prämie mit dem EU-Recht. <http://energywatchgroup.org/wp-content/uploads/BVH-von-Bredow-Valentin-Herz.-2020.-Rechtliche-Stellungnahme-zur-Vereinbarkeit-einer-Kombikraftwerksvergütung-oder-prämie-mit-dem-EU-Recht.-Erstellt-für-EWG.pdf>.
- Child, Michael, Claudia Kemfert, Dmitrii Bogdanov, und Christian Breyer. 2019. 'Flexible Electricity Generation, Grid Exchange and Storage for the Transition to a 100% Renewable Energy System in Europe'. *Renewable Energy* 139 (August): 80–101. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2019.02.077>.
- Hansen, Kenneth, Christian Breyer, und Henrik Lund. 2019. 'Status and Perspectives on 100% Renewable Energy Systems'. *Energy* 175 (May): 471–80. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.03.092>.
- Jacobson, Mark Z., Mark A. Delucchi, Mary A. Cameron, Stephen J. Coughlin, Catherine A. Hay, Indu Priya Manogaran, Yanbo Shu, und Anna-Katharina von Krauland. 2019. 'Impacts of Green New Deal Energy Plans on Grid Stability, Costs, Jobs, Health, and Climate in 143 Countries'. *One Earth* 1 (4): 449–63. <https://doi.org/10.1016/j.oneear.2019.12.003>.
- May, Nils, Jörn Richstein, und Karsten Neuhoff. 2018. 'Kostengünstige Stromversorgung durch Differenzverträge für erneuerbare Energien'. *DIW Wochenbericht*, no. 28 (July): 12. [https://doi.org/DOI: https://doi.org/10.18723/diw\\_wb:2018-28-3](https://doi.org/DOI:https://doi.org/10.18723/diw_wb:2018-28-3).
- Ram, Manish, Dmitrii Bogdanov, Arman Aghahosseini, Ashish Gulagi, Solomon A. Oyewo, Michael Child, Upeksha Caldera, et al. 2019. 'Global Energy System Based on 100% Renewable Energy'. <http://energywatchgroup.org/new-study-global-energy-system-based-100-renewable-energy>.
- Traber, Thure, Hans-Josef Fell, Norbert Schmäling. 2020. 100% Erneuerbare Energien für alle Energiesektoren: Eine Optimierung für den Landkreis Bad Kissingen. Energy Watch Group Regionalstudie. [http://energywatchgroup.org/wp-content/uploads/EWG\\_Regionalstudie\\_Bad-Kissingen.pdf](http://energywatchgroup.org/wp-content/uploads/EWG_Regionalstudie_Bad-Kissingen.pdf).

## Appendix

### Anhang 1: Ökonomische Wirkungsweise

Die wesentlichen Elemente der KKV sind zur Illustration der ökonomischen Wirkungsweise in der untenstehenden Abbildung mit einem verpflichtendem Einspeiseprofil beispielhaft dargestellt. Die Garantievergütung kann dabei durch eine Festvergütung oder auch durch Marktprämien erreicht werden.

Die Funktionsweise der KKV lässt sich zeitlich in zwei Schritte unterteilen.

1. Festlegung des a) relevanten Lastprofils mit der b) verpflichtend zu erfüllenden und zu vergütenden Einspeisemenge nach Lastprofil. Hieraus ergeben sich der Vergütungsanspruch und das verpflichtende Einspeiseprofil des Kombikraftwerksbetreibers. Diese Festlegungen erfolgen vor der Investition in die Anlage. Dieser Schritt begründet die Garantievergütung und die Investitionssicherheit.

2. Marktorientierung. Es steht dem jeweiligen Direktvermarkter frei, im Einvernehmen mit dem einspeiseverpflichteten Kombikraftwerksbetreiber, Vereinbarungen über Abweichungen von den in Schritt 1 festgelegten Einspeiseprofilen zu treffen. Hierdurch wird die Marktorientierung gewährleistet. Idealerweise wird nach einem Probebetrieb der Kombikraftwerksbetreiber von der Bindung an das festgelegte Einspeiseprofil entlassen.

Die Garantievergütung stellt den für jede eingespeiste Stromeinheit erlösbaren Preis und liegt in der beispielhaften Abbildung 5 unten durchgehend über den Grenzkosten, also den variablen Kosten einer zusätzlich erzeugten Stromeinheit. Damit kann je Einheit ein operativer Gewinn entsprechend der Differenz aus Preis und Grenzkosten erwirtschaftet werden, der in der Abbildung der Fläche zwischen der Garantievergütung und den hier konstant angenommenen Grenzkosten entspricht. Aus dem kurzfristigen Gewinn lassen sich die nicht mehr veränderbaren Fixkosten – insbesondere die Kosten der Investition – decken.

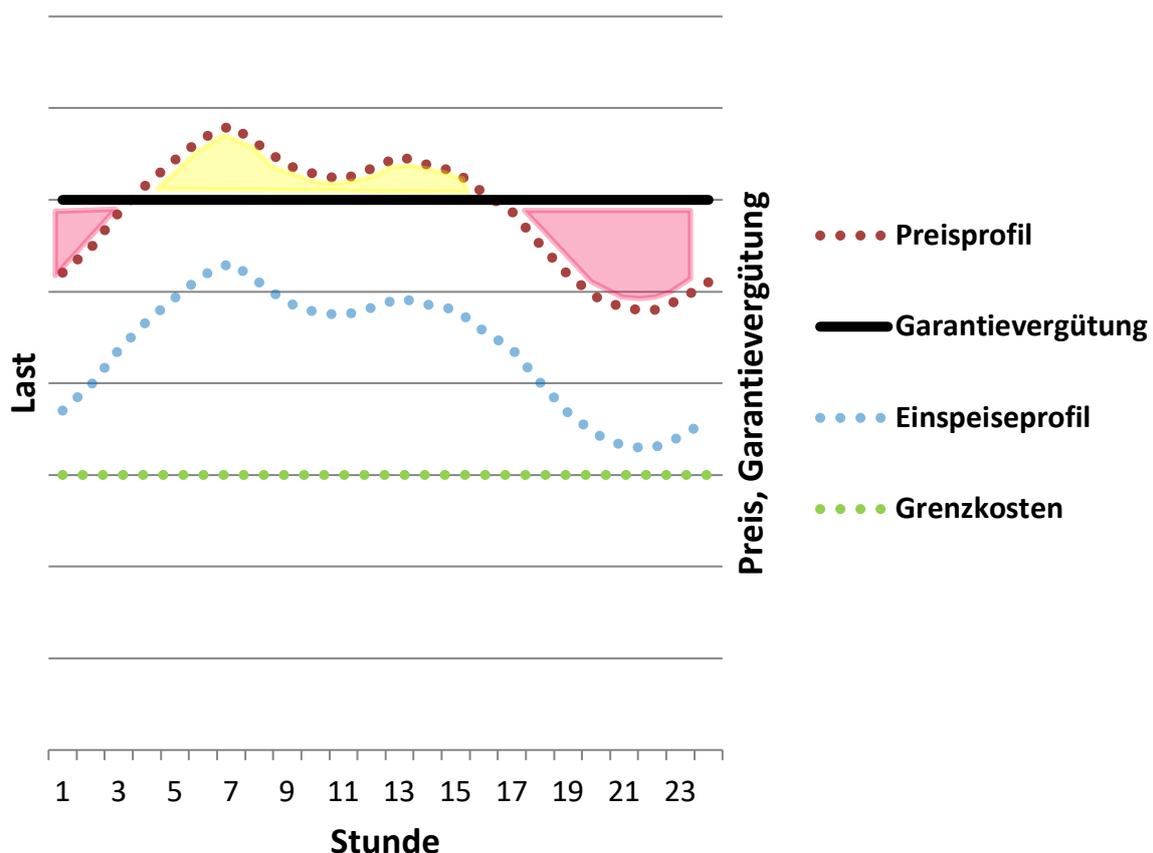


Abbildung 5: Ein stabiler, anlegbarer Wert vor der Investition wird durch eine Garantievergütung erreicht (rechte Skala). Sie ist in Zeiten hoher Marktpreise negativ (gelbe Fläche) und ansonsten positiv (rote Flächen). Gleichzeitig wird ein Einspeiseprofil festgelegt (Lastprofil 0, linke Skala).

Der effiziente, markt- und kostenorientierte Betrieb soll anhand der folgenden Beispiele für unvorhergesehene Entwicklungen verdeutlicht werden, die einerseits ein Verfall der Strompreise und andererseits einen Anstieg der operativen Kosten für die Erzeugung durch Erneuerbare Energien beinhalten.

Abbildung 6 unten illustriert eine Situation, in der es gegenüber den vorab erwarteten Preisen nach Preisprofil 0 in den Mittagsstunden von 11 bis 14 Uhr zu einem deutlichen Verfall der Marktpreise kommt (Preisprofil 1). In dieser Situation werden die ursprünglichen Grenzkosten 0 in den Mittagsstunden nicht von den Marktpreisen gedeckt, so dass es aus Gesamtsicht zu operativen Verlusten in Höhe der schraffierten roten Fläche kommen würde. Dies wäre beispielsweise der Fall, wenn die Brennstoffkosten für die Stromerzeugung in einem Bioenergiekraftwerk nicht durch die Marktpreise gedeckt werden können.

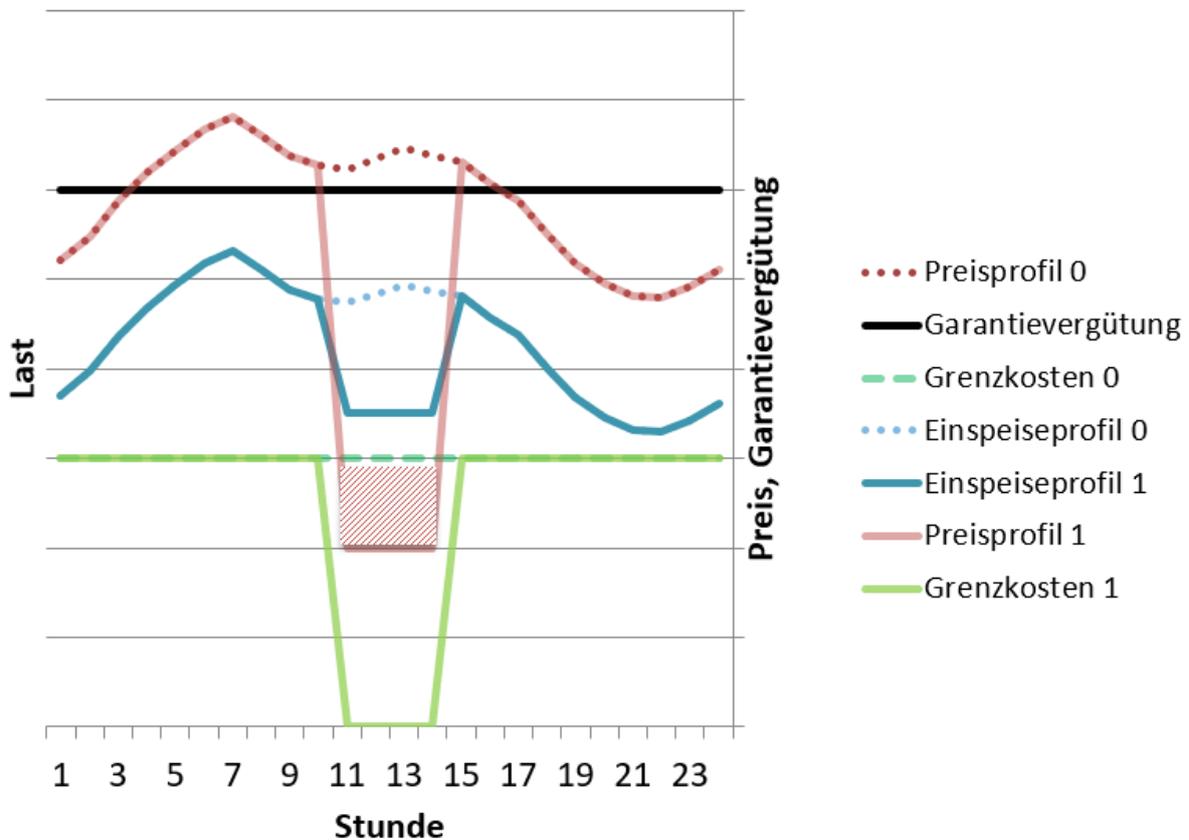


Abbildung 6: Preisverfall im operativen Geschäft in Schritt 2.

Sowohl Direktvermarkter als auch KK-Betreiber können sich durch Abweichung von den im Schritt 1 festgelegten Verpflichtungen besserstellen, indem sie eine alternative Vergütung für Nichtlieferung vereinbaren, die einerseits kleiner als die Garantievergütung und andererseits größer als der operative Gewinn des Kombikraftwerk-Betreibers bei Einhaltung des vereinbarten Erzeugungsprofils entsprechend Lastprofil 0 ist.

In der in Abbildung 7 unten dargestellten Situation eines Kostenschocks macht der Lieferverpflichtete einen operativen Verlust in den Stunden von 11 bis 15 Uhr. Mittels einvernehmlicher Nachverhandlung kann durch Abweichung vom verpflichtenden Einspeiseprofil 0 hin zu Einspeiseprofil 1 ein Effizienzgewinn generiert werden. Zu betonen ist, dass insbesondere aus Gründen der Investitionssicherheit der Netzbetreiber (bspw. Stadtwerk) eine derartige Nachverhandlung ablehnen kann und das in Schritt 1 festgelegte Lastprofil und die Vergütungsverpflichtung erhalten bleiben. Insbesondere kann dieser Fall eintreten, wenn der Strompreis für den Netzbetreiber aufgrund von Netzengpässen nicht ausschlaggebend ist.

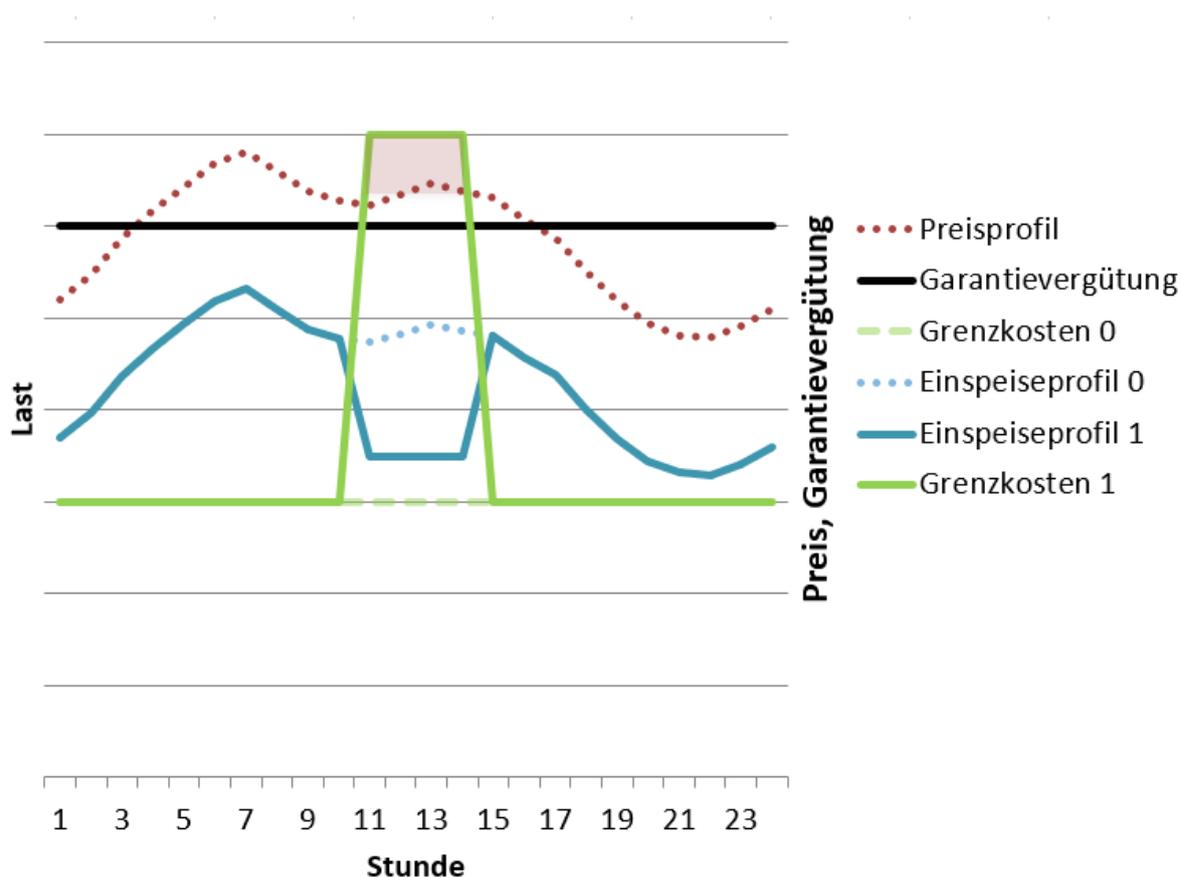


Abbildung 7: Kostenschock im operativen Geschäft in Schritt 2.

Ebenso denkbar sind ähnliche Fälle mit entgegengesetzten Abweichungen der Marktpreise und Kosten wie in den oben beschriebenen Beispielen, also hohe Preise am Strommarkt und niedrige variable Kosten des Kombikraftwerks sowie auch der Fall einer regionalen Engpass-situation. So könnten in Deutschland beispielsweise Maßnahmen des Einspeisemanagements eingespart und der Redispatch fossiler Kraftwerke vermieden werden. In jedem Falle können Abweichungen die etwaige Finanzierung über die Umlage mindern und bestenfalls sogar die bisherige EEG-Umlage reduzieren.

## Anhang 2: Kostenannahmen und verwendete Profildaten

Für die Optimierung der Deckung des Energiebedarfs im Beispiel Landkreis Bad Kissingen wurden Verbrauchsprofile für Wärme und Strom, sowie Windkraft- und Solarverfügbarkeitsdaten in stündlicher Auflösung genutzt. (Traber et al. 2020) Hierzu wurden Wind-, Solar-, und Stromverbrauchsprofile des Referenzjahres 2017 öffentlich verfügbaren Datenquellen entnommen. Die Wärmeverbrauchsprofile wurden auf Basis der von Hellwig begründeten und vom Ökoinstitut weiterentwickelten Methode (Hellwig 2003; Koch et al. 2017) eigens berechnet. Dabei wurden der Gebäudezustand im Landkreis sowie Wetterdaten aus dem Jahr 2017 berücksichtigt. Das für die Optimierung von der EWG aufgesetzte lineare Kostenminimierungsmodell ist im Anhang 3 formal dargestellt und in der Programmiersprache GAMS lösbar.

Die Modellergebnisse basieren entscheidend auf Annahmen zu den Technologiekosten, aufgeschlüsselt in Investitions-, Instandhaltungs- und Betriebskosten, sowie den Verlusten durch die verschiedenen Stufen Ladung, Speicherung und Entladung der Speicherprozesse von Energie. Die Investitionskosten unterliegen aufgrund rascher technologischer Entwicklung mit Lern- und Skalierungseffekten einer großen Dynamik, die nicht vollständig absehbar ist. Um diese Unsicherheit einzufangen, lässt sich die Bandbreite von Investitionskosten durch je ein Szenario mit hohen, mittleren und niedrigen Kosten abbilden.

Das Szenario für hohe Kosten, „Konservativ“, basiert auf eigenen Annahmen, um möglichst realistische Kosten abzubilden, die sich für kleinere Projekte bei konservativer Betrachtung ergeben können. Das Szenario „Neutral“ stellt Kosten dar, die gegenwärtig als durchschnittlich realisierbare Kosten zu interpretieren sind, die bereits in Fachuntersuchungen veröffentlicht sind (Ram et al. 2019) und für die oben vorgestellten Ergebnisse dieser Arbeit genutzt wurden. Das Szenario „Optimistisch“ kann letztlich noch ein Szenario für gegenwärtig niedrige Kosten abbilden, die aber für die nahe Zukunft realistisch erscheinen.

	PV Freifläche	PV Aufdach	Windkraft	HKW	BHKW	GTH	GuDH	Brennst. Zelle
Konservativ	730	1014	1240	577	3000	625	1000	3500
Neutral	620	907	1150	503	2500	550	888	3000
Optimistisch	510	800	1060	429	2000	475	775	2500

	Batterie*	Batterie Schnittstelle	Wärme-speicher*	H2 Speicher*	H2 Kompressor	H2 Elektrolyse	Wärme-pumpe
Konservativ	270	135	50	19	256	990	810
Neutral	185	118	40	14	256	685	780
Optimistisch	100	100	30	9	256	380	750

Abbildung 7: Investitionskosten in Euro pro kW (Capex) für Energietechnologien in drei Szenarien; GTH=Gasturbine Wasserstoff, GuDH=Gas- und Dampfturbine Wasserstoff, HKW=Heizkraftwerk, BHKW=Blockheizkraftwerk; \*Speichertechnologien in Euro pro kWh.

In Zusammenhang mit der geringen technologischen Reife weisen die Wasserstoffelektrolyse, Wasserstoffspeicherung, die Batteriespeicherung und auch die Photovoltaik hohe Dynamik bezüglich der Kosten, sowie auch weiterhin die größten Kostensenkungspotentiale auf. Weniger Unsicherheit weisen die operativen Aufwendungen (OPEX) auf, die daher ohne Szenario-Annahmen abgebildet werden. Für die Bioenergie wird Biogas zu einem Bezugspreis von 7,5 Eurocent pro kWh als Energieträger angenommen.

	PV Freifläche	PV Aufdach	Windkraft	HKW	BHKW	GTH	Brennst. Zelle
Opex fix €/kW*a	13,2	17,6	1,5	17,2	17,2	14,3	5,3
Opex var €/kWh	0	0	0	0,251	0,251	0,011	0,002
Lebensdauer a	30	30	25	30	30	35	35

	Batterie	Batterie Schnittstelle	Wärme-speicher	H2 Speicher	H2 Kompressor	H2 Elektrolyse	GuDH	Wärme-pumpe
Opex fix €/kW*a	9	0	0,6	0,0	1,0	1,6	1,4	15,6
Opex var €/kWh	0	0	0	0	0	0,0012	0,002	0
Lebensdauer a	20	20	35	30	15	30	35	25

Abbildung 8: Variable und jährlich fixe Betriebskosten (OPEX).

Die Wirkungsgrade der Umwandlung in die Speichertechnologien Batterien (BS), Wärmespeicher (WS) und H2-Speicher (H2S) sind nach Lade- und Entnahmevorgang sowie Langzeitspeicherung differenziert und in untenstehender Abbildung zusammengefasst. Ein wichtiger Einflussfaktor ist die benötigte Kapitalverzinsung. Hier nehmen wir Kapitalkosten (WACC) in nominalen Werten von 7% für das Fallbeispiel „Bad Kissingen“ an.

	Batterie	Wärmepumpe	Wärmespeicher	H2 Speicher	H2 Kompressor	H2 Elektrolyse
Lad	0,955	1	0,95	1	0,98	0,62
Ent	0,955	3,6	0,95	1	1	1
LZ	0,5	1	0,5	1	1	1

Abbildung 9: Wirkungsgrade der Umwandlungsprozesse differenziert nach Ladevorgang (Lad), Entnahme (Ent) und Langzeitspeicherung (LZ). Entnahme aus Wärmepumpe (WP) bezieht sich auf die aus einer Stromeinheit generierbaren Wärmeeinheiten.

## Anhang 3: Mathematisches Modell

Das modellierte Minimierungsproblem bezieht sich auf die annualisierten totalen Vollkosten der Strom- und Wärmebereitstellung abzüglich der Erlöse aus dem Verkauf von Überschussstrommengen  $Q_{ex}$  mit Marktpreis  $P^t$

$$\min_{q,k} TLCoE = \sum_{n=1}^N (CRF^n F^n k^n + \sum_{t=1}^T Wkt(t) C^n q^{n,t}) - \sum_{t=1}^T Wkt(t) P^t Q_{ex} \quad (1)$$

Die Lastdeckung des Verbrauchs von Strom durch Erzeugung ist durch folgende Energiebilanz implementiert

$$\sum_{l=1}^L S^{l,t} - BS^t - HS^t - WPS^t = SV^t + Sx^t. \quad (2)$$

Die Stromerzeugung in allen Stromtechnologien  $L$  deckt nach Abzug des Ladestroms für Batterien  $BS$  und Wasserstoff  $HS$  sowie des Stroms für Wärmepumpen  $WPS$  den Stromverbrauch  $SV^t$  inklusive der Abgabe an das öffentliche Netz  $Sx^t$ .

Die Energiebilanz im Wärmesektor wird durch folgende Gleichung abgebildet

$$\sum_{m=1}^M W^{m,t} + S_{HKW}^t WKZ - WS^t = WV^t, \quad (3)$$

und besagt, dass die Wärmeerzeugung in Wärmetechnologien  $m$  und die gekoppelte Wärmeerzeugung in KWK-Anlagen mit Wärmekennziffer  $WKZ$ ,  $S_{HKW}^t WKZ$ , nach Abzug des Wärmespeicherbedarfs  $WS^t$  den Wärmeverbrauch  $WV^t$  deckt. Für die Deckung des Wärme- und Strombedarfs lassen sich der Anlagenbestand  $K_0$  sowie Neubauanlagen  $K$  nutzen, die zusammen die installierte Kapazität  $K_{all}$  darstellen. Die Gesamtkapazität setzt sich aus vorhandenen Kapazitäten und Neuinvestitionen zusammen,

$$K_{all}^n \geq K_0^n + K^n, \quad (4)$$

wobei sich die Gesamtkapazität auf eine Obergrenze beschränken lässt:

$$K_{max}^n \geq K_{all}^n. \quad (5)$$

Die aus der installierten Kapazität nach Abzug der Nichtverfügbarkeit ( $NVer^{n,t}$ ) resultierende verfügbare Erzeugungskapazität begrenzt die Energieerzeugung  $Q^{n,t}$ . Dies ist wie folgt abgebildet:

$$K_{all}^n (1 - NVer^{n,t}) \geq Q^{n,t}. \quad (6)$$

Speicher sind neben Wärmepumpen sowie gekoppelter Strom- und Wärmeerzeugung ein weiteres Element der Sektorkopplung. Die Speichervorgänge berücksichtigen die energetische Speicherkapazitäten, die maximale Ladegeschwindigkeit sowie die Verluste aus den kurzfristigen und saisonalen Speichervorgängen. Der zentrale Zusammenhang für die zeitliche Entwicklung der Speicherstände ist wie folgt modelliert:

$$Q_{Lad}^1 = (Q_{Lad}^T + QS^T \eta_{Lad} - Q^T / \eta_{Ent}) \eta_{LZ},$$

$$Q_{Lad}^{t>1} = Q_{Lad}^1 + \sum_{tt < t} (QS^{tt} \eta_{Lad} - Q^{tt} / \eta_{Ent}). \quad (7)$$

Das Ladeniveau  $Q_{Lad}^t$  entspricht demnach im ersten Zeitschritt  $t = 1$  dem um die Langzeitspeichereffizienz  $\eta_{LZ}$  angepassten Ladeniveau nach dem letzten Zeitschritt  $T$ . Für die folgenden Zeitschritte  $t > 1$  wird der Ladezustand der ersten Periode um die Bilanzen der periodischen Energiespeicherungen ( $QS^{tt}$ ) und -entnahmen ( $-Q^{tt}$ ) der folgenden Zeitschritte aktualisiert. Dabei werden Speichervorge durch den Ladeeffizienz  $\eta_{Lad}$  angepasst, während sich entnommene Speicherenergie mit dem Entnahmeverlustfaktor  $\eta_{Ent}$  in der Speicherbilanz widerspiegelt.

$$Q_{Lad}^t \geq Q^t / \eta_{Ent} \quad (8)$$

stellt sicher, dass die effektive Entnahme  $Q^t / \eta_{Ent}$  zu keinem Zeitpunkt grösser als der Ladezustand ist.

$$K^S \geq Q_{Lad}^t, \quad (9)$$

beschränkt die Speicherung von Energie auf die installierte Speicherkapazität  $K^S$ , und durch

$$K^{SS} \geq QS^{S,t} \quad (10)$$

wird die Ladeleistung auf die Stärke der bestehenden Speicherschnittstelle  $K^{SS}$  begrenzt.