

Systemkosten erneuerbarer Erzeugungsanlagen

Bestandteile, Ansätze und mögliche Berücksichtigung

Juli 2021

Autor:
Markus Wagenhäuser, DFBEW

Kontakt:
Sarah Dalisson, DFBEW, sarah.dalisson@developpement-durable.gouv.fr

Zusammenfassung

Bei weiter steigenden Anteilen variabler Erzeugung aus erneuerbaren Energien (EE), wie dies die energiepolitischen Ziele sowohl in Deutschland durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) als auch in Frankreich durch die mehrjährige Energieprogrammplanung (PPE) vorsehen, nimmt die Unterscheidung zwischen Stromgestehungs- und Systemkosten eine immer wichtigere Rolle ein. Systemkosten für die Integration variabler EE sind unter anderem Profilkosten, Netzintegrationskosten sowie Kosten für Frequenzhaltung und Reservekraftwerke.

Die Zuordnung der verschiedenen Kosten zur einzelnen Anlage sowie eine Gesamtsystemoptimierung gestalten sich aus verschiedenen Gründen komplex. Ansätze zur Erweiterung auf einen sog. System-LCOE wurden bisher nur teilweise in der Entscheidungsfindung berücksichtigt. Durch verschiedene Instrumente, etwa in den EE-Ausschreibungen oder in der Netzplanung, wird bereits versucht, dem Thema Systemkosten Rechnung zu tragen.

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Energie

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Gefördert durch:



Liberté
Égalité
Fraternité



Inhalt

| | |
|---|-----------|
| Zusammenfassung | 1 |
| Disclaimer | 3 |
| Kontext | 4 |
| I. Systemkosten erneuerbarer Erzeugungsanlagen | 6 |
| I.1. Kostenbestandteile der Systemkosten einer EE-Anlage | 6 |
| I.2. Herangehensweisen zur Berücksichtigung von Systemkosten | 9 |
| I.2.1 System LCOE-Ansatz | 9 |
| I.2.2 Gesamtsystemplanungs-Ansatz | 11 |
| II. Berücksichtigung der Systemkosten für EE-Anlagen in Deutschland und Frankreich | 11 |
| II.1. Derzeitige Berücksichtigung in Deutschland und Frankreich | 11 |
| II.2. Zukünftige Planung der Stromsysteme | 14 |



Disclaimer

Der vorliegende Text wurde durch das Deutsch-französische Büro für die Energiewende (DFBEW) verfasst. Die Ausarbeitung erfolgte mit der größtmöglichen Sorgfalt. Das DFBEW übernimmt allerdings keine Gewähr für die Richtigkeit und Vollständigkeit der Informationen.

Alle textlichen und graphischen Inhalte unterliegen dem deutschen Urheber- und Leistungsschutzrecht. Sie dürfen, teilweise oder gänzlich, nicht ohne schriftliche Genehmigung seitens des Verfassers und Herausgebers weiterverwendet werden. Dies gilt insbesondere für die Vervielfältigung, Bearbeitung, Übersetzung, Verarbeitung, Einspeicherung und Wiedergabe in Datenbanken und anderen elektronischen Medien und Systemen.

Das DFBEW hat keine Kontrolle über die Webseiten, auf die die in diesem Dokument sich befindenden Links führen. Für den Inhalt, die Benutzung oder die Auswirkungen einer verlinkten Webseite kann das DFBEW keine Verantwortung übernehmen.

Kontext

Für die betriebswirtschaftliche Bewertung neuer Stromerzeugungsanlagen werden meist die sogenannten Stromgestehungskosten (auch LCOE für *Levelized Cost of Electricity*) herangezogen. LCOE sind ein Maßstab, der bereits seit vielen Jahrzehnten für konventionelle Erzeugungsanlagen genutzt wird und die Kosten für die Erzeugung einer Kilowattstunde (kWh) Strom einer bestimmten Anlage abbildet. Im Vergleich zu konventionellen Grundlastkraftwerken mit einer quasi linearen Einspeisung, insbesondere Kernenergie und Kohle, auf die das bisher relativ zentralisierte System ausgelegt war, ist bei der Erzeugung einer kWh Strom aus Anlagen mit variabler Einspeisung (Wind und Photovoltaik) die Integration in die Systeme ein bedeutenderer wirtschaftlicher Faktor, wenn man sie auf die erzeugten Einheiten verteilt.¹

Die wissenschaftliche Debatte zu dieser Thematik unterscheidet verschiedene Kostenbestandteile, die im Rahmen des Memos näher betrachtet werden sollen.² Diese Kosten ergeben sich aufgrund der spezifischen Charakteristika solcher Projekte: Stochastik und zeitliche Veränderlichkeit der Einspeisung, dezentrale Bereitstellung abseits der Verbrauchszentren, etc.³ Die Systemkosten für die Integration der variablen Erzeugung aus erneuerbaren Energien (EE) beinhalten unter anderem folgende Bestandteile:

- Kosten aufgrund des Erzeugungsprofils der Anlagen durch Auswirkungen auf die Preisentwicklung am Großhandelsmarkt
- Kosten für die kurzfristige Frequenzhaltung im Rahmen des Redispatch/Einspeisemanagements
- Kosten für die Netzintegration in Verteil- und Übertragungsnetze: Notwendiger Netzausbau, Investitionen in Flexibilisierung, wie Speicheranlagen, etc.
- Kosten für Reservekraftwerke (Kapazitätsmärkte wie etwa in Frankreich, oder verschiedene Reserven in Deutschland) sowie aufgrund verstärkter Nutzung der Flexibilität von konventionellen Kraftwerken (dadurch zudem verringerte Laufzeiten)

Bei weiter steigenden Anteilen variabler EE-Erzeugung, wie dies die energiepolitischen Ziele sowohl in Deutschland durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) als auch in Frankreich durch die mehrjährige Energieprogrammplanung (PPE) vorsehen, wird die Unterscheidung zwischen LCOE und Systemkosten immer wichtiger. Die Zuordnung der verschiedenen Kosten zu einzelnen Anlagen sowie eine Gesamtsystemoptimierung fallen aufgrund der hohen Komplexität schwer.

Das vorliegende Memo gibt zunächst einen Überblick über die verschiedenen Bestandteile der Systemkosten von EE-Anlagen sowie über die wissenschaftliche Debatte zur Berücksichtigung von Systemkosten für EE-Anlagen (I.). Darüber hinaus sollen die derzeitige Einbeziehung sowie mögliche zukünftige Anknüpfungspunkte zur Berücksichtigung von Systemkosten für EE-Anlagen in Deutschland und Frankreich dargestellt werden (II.).

Ziel des vorliegenden Memos ist es, die für EE-Erzeugungsanlagen und deren Markt- und Netzintegration anfallenden Kosten für eine volkswirtschaftliche Rechnung zu dokumentieren. Die Umlage der anfallenden Kosten erfolgt über die Strompreise, jedoch erfolgt die Refinanzierung der verschiedenen Positionen in beiden Ländern nach unterschiedlichen Ansätzen, die nachfolgend dargestellt werden.

¹ Verschiedene Analysen diskutieren auch die Zuverlässigkeit der Bestimmung von LCOE für Investitionen in neue konventionelle Erzeugungsanlagen, insbesondere im Kontext abnehmender Ausnutzungsdauer in einem auf EE basierten Stromsystem, siehe hierzu beispielsweise RethinkX 2021, *The Great Stranding* ([Link](#) auf Englisch).

² Ueckerdt et al. 2013, *System LCOE: What are the costs of variable renewables*, S. 9-10 ([Link](#) auf Englisch).

³ Hirth et al. 2015, *Integration costs revisited*, S. 925, 928 ([Link](#) auf Englisch).

Exkurs: Zusammensetzung der Strompreise und Umlage von Kosten für EE-Erzeugungsanlagen

Grundsätzlich werden die für den EE-Ausbau sowie für die Markt- und Netzintegration anfallenden Kosten über Entgelte bzw. Umlagen finanziert. In Frankreich werden Erzeuger zudem an Netzanschlussmaßnahmen finanziell beteiligt, d.h. ein Teil des Netzausbaus wird über die Förderung für erneuerbare Energien finanziert. Beispielhaft soll nachfolgend die Zusammensetzung des Strompreises für Haushaltskunden betrachtet werden. In Frankreich und Deutschland setzen sich die Haushaltsstrompreise aus folgenden Komponenten zusammen:

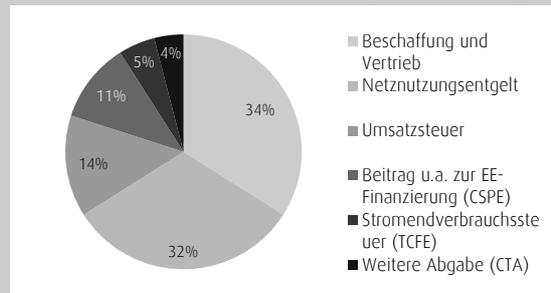


Abbildung 1: Komponenten des französischen Haushaltsstrompreises, Stand: Ende Juni 2020, Quelle: [CRE 2020](#), Darstellung DFBEW

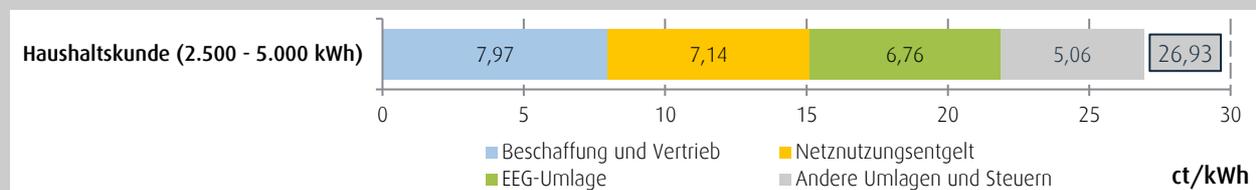


Abbildung 2: Zusammensetzung des deutschen Haushaltsstrompreises, Stand: 1. April 2020, Quelle: [BNetzA 2021](#), Darstellung DFBEW

I. Systemkosten erneuerbarer Erzeugungsanlagen

Die Bestimmung von Fördersätzen für EE-Anlagen erfolgt in Deutschland und Frankreich inzwischen hauptsächlich über Ausschreibungen. Als Grundlage für die Gebotseinreichung dient Projektentwicklern der LCOE-Ansatz zur Bestimmung der voraussichtlichen Kosten des jeweiligen Projekts über die gesamte Projektlebensdauer. Auch wenn dieser Ansatz für die mikroökonomische Bewertung des Einzelprojekts trotz vieler Unsicherheiten funktional und einfach zu implementieren ist, ist für volkswirtschaftliche Abwägungen hinsichtlich der Energiewende ein rein projektbezogener Ansatz nicht ausreichend. Nachfolgend sollen deshalb die Systemkosten von EE-Anlagen betrachtet und verschiedene Herangehensweisen vorgestellt werden, um eine solche Sichtweise für die Entscheidungsfindung nutzbar zu machen.

I.1. Kostenbestandteile der Systemkosten einer EE-Anlage

Bei den Stromgestehungskosten oder LCOE handelt es sich um ein Maß zur Bestimmung der Lebenszykluskosten eines Projekts, im betrachteten Fall um die Installation einer EE-Anlage. Die Methode ermöglicht es, Anlagen verschiedener Erzeugungs- und Kostenstrukturen zu vergleichen.⁴ Für die Berechnung der Stromgestehungskosten (ausgedrückt in ct/kWh bzw. in €/MWh) wird folgende Formel genutzt:

$$LCOE = \frac{I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{A_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{M_{t,el}}{(1+i)^t}}$$

| | |
|------------|--|
| LCOE | Stromgestehungskosten in ct/kWh bzw. in €/MWh |
| I_0 | Investitionsausgaben in Euro |
| A_t | Jährliche Gesamtkosten in Euro im Jahr t |
| $M_{t,el}$ | Produzierte Strommenge im jeweiligen Jahr in kWh |
| i | realer kalkulatorischer Zinssatz |
| n | wirtschaftliche Nutzungsdauer der Anlage in Jahren |
| t | Jahr der Nutzungsperiode (1,2,...n) |

Abbildung 3: Formel zur Berechnung der Stromgestehungskosten/LCOE, Quelle: [Fraunhofer ISE 2018](#), Darstellung DFBEW

Der LCOE-Ansatz berücksichtigt bei den Kosten sowohl fixe als auch variable Kosten für den Betrieb der Anlagen, Wartung, Versicherungen, etc. Die Finanzierungsstruktur wird über den Kapitalkostensatz (*Weighted average cost of capital*, WACC) durch Bestimmung eines kalkulatorischen Zinssatzes abgebildet. Durch die Diskontierung über die Nutzungsdauer wird so die Vergleichbarkeit innerhalb verschiedener Erzeugungstechnologien ermöglicht.

Eine Analyse des Fraunhofer-Instituts für Solare Energiesysteme (Fraunhofer ISE) aus dem Jahr 2018 hat mittels des LCOE-Ansatzes die derzeitige Kostensituation für konventionelle und erneuerbare Anlagen bestimmt.⁵ Als Referenz zu den EE-Anlagen wurden die Stromgestehungskosten für neu errichtete konventionelle Kraftwerke (Kohle und Gas) betrachtet. Eine Analyse der französischen Energie- und Umweltagentur ADEME zu den Kosten der erneuerbaren Energien aus Januar 2020 liefert zudem Schätzwerte für die Situation in Frankreich und kommt zu ähnlichen Ergebnissen.⁶

Je nach Anlagentyp und Standort erreichten PV-Anlagen an Standorten in Deutschland zum Zeitpunkt der Veröffentlichung Stromgestehungskosten zwischen 3,71 und 11,54 ct/kWh (ohne MWSt.). Dabei wird zwischen kleinen und großen PV-Dachanlagen sowie PV-Freiflächenanlagen unterschieden. Für Onshore-Windenergieanlagen (WEA) wurden Werte zwischen 3,99 und 8,23 ct/kWh erreicht, bei der Offshore-Windenergie lagen die Werte mit 7,49 bis

⁴ Fraunhofer ISE 2018, Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien, S. 31 ([Link](#)).

⁵ Fraunhofer ISE 2018, Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien ([Link](#)).

⁶ ADEME 2020, Die Kosten der erneuerbaren Energien in Frankreich, Stand 2019 ([Link](#) auf Französisch).



13,79 ct/kWh noch deutlich höher, als dies heute der Fall ist. Bei Biogasanlagen lag die Bandbreite bei 10,14 bis 14,74 ct/kWh.⁷

⁷ Fraunhofer ISE 2018, S. 2 ([Link](#)).

Nachfolgende Tabelle zeigt die Bandbreiten für EE- und konventionelle Erzeugungsanlagen mit Stand März 2018:

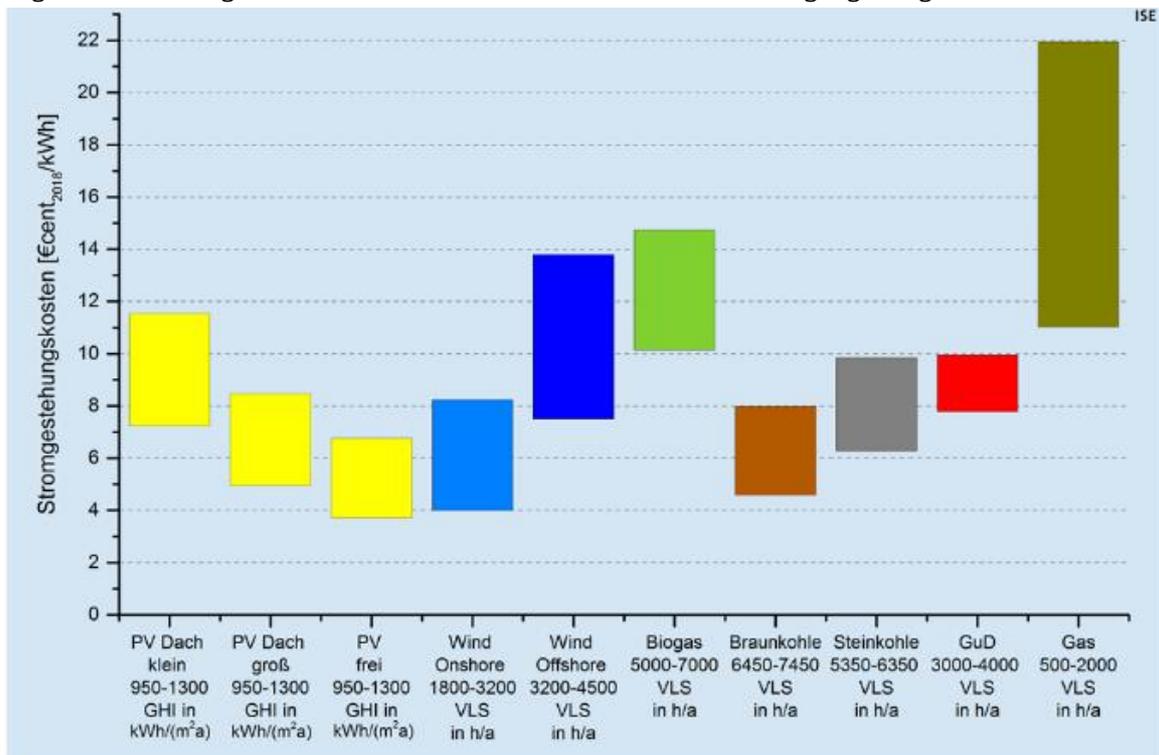


Abbildung 4: Überblick zu Stromgestehungskosten für verschiedene Erzeugungstechnologien an Standorten in Deutschland im Jahr 2018, Quelle: [Fraunhofer ISE 2018](#)

In ebendieser Analyse des Fraunhofer ISE wurde auch eine Prognose zur Entwicklung der LCOE bis 2035 getätigt. Für PV-Anlagen wird mit bedeutenden Kosteneinsparungen durch Lern- und Skaleneffekte gerechnet, die man zwischenzeitlich bereits beobachten kann. Die LCOE sinken nach den Berechnungen der Analyse ab 2030 unter den Wert von 4,70 ct/kWh für Dachanlagen und auf 2,41 ct/kWh für Freiflächenanlagen. Auch für WEA zeichnen sich weitere, an Land vermutlich etwas langsamere und auf See schnellere Kostensenkungen ab.

In einer umfangreichen Forschungsliteratur wurde die Fragestellung der Systemkosten für EE-Anlagen thematisiert. Nachfolgend soll die von Hirth et al. 2015 etablierte Einteilung der Systemkosten vorgestellt werden. In dem in der Zeitschrift Renewable Energy veröffentlichten Beitrag werden folgende weitere Kostenbestandteile unterschieden:

- Kosten für Systemstabilisierung (*Balancing Costs*)
- Kosten in Bezug auf die Netzintegration (*Grid-related Costs*)
- Kosten aufgrund des Erzeugungsprofils von EE-Anlagen (*Profile Costs*)

In Anlehnung an frühere Beiträge unterscheiden Hirth et al. diese Kostenbestandteile aufgrund der zentralen Charakteristika von EE-Anlagen: Unsicherheit, Dezentralität sowie Variabilität der Erzeugung. Die Kosten für Systemstabilisierung ergeben sich durch Abweichungen der Erzeugungsprognosen zur realisierten Stromerzeugung der Anlagen und der daraus resultierenden Notwendigkeit des Einsatzes kurzfristiger Eingriffe, insbesondere zur Frequenzhaltung im Stromsystem, durch die Übertragungsnetzbetreiber. In Deutschland spricht man hier von Einspeisemanagement. Auch Fahrplananpassungen konventioneller Kraftwerke im Rahmen des Redispatch fallen an. Die Kosten für Systemdienstleistungen unterscheiden sich in Deutschland und Frankreich deutlich. Der Monitoringbericht 2020 der Bundesnetzagentur (BNetzA) meldete für das Gesamtjahr 2019 Kosten für Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen (u.a. Einspeisemanagement, Redispatch sowie Einsatz und Vorhaltung der Netzreserve) von rund 1,3 Mrd. Euro (2018: 1,5 Mrd. Euro).

Die Kosten in Bezug auf den Ausbau und die Flexibilisierung der Stromnetze ergeben sich durch ein Gefälle des Marktwerts des Stroms aufgrund der geographischen Lage der jeweiligen Anlage. Für Windenergie im Norden und Nordosten Deutschlands etwa, wo an einem Standort mit sehr ähnlichem Erzeugungsprofil bereits viele Anlagen installiert wurden, ist die Nachfrage nach Strom eher gering, was zu geringeren Erlösen führt, als in Gegenden, in denen zum gleichen Zeitpunkt weniger Strom eingespeist, jedoch mehr verbraucht wird.⁸ Um ein Marktgleichgewicht innerhalb der Preiszone herzustellen, muss eine Übertragung des Stroms teilweise über lange Distanzen erfolgen. Beispiel hierfür sind die erdgebundenen Gleichstromübertragungslinien, die zukünftig den Strom vom Norden bis in den Süden und Südwesten Deutschlands transportieren sollen.

Die Profilkosten ergeben sich durch die Auswirkungen der zeitlichen Variabilität der Erzeugung auf die Marktpreisentwicklung. Diese Kosten fallen an, da Erzeugung und Verbrauch im Stromsystem zwar zu jedem Zeitpunkt übereinstimmen müssen, die EE-Erzeugung jedoch variabel ist und Erzeugungs- und Lastspitzen nicht zum gleichen Zeitpunkt auftreten. Mit zusätzlichen Erzeugungsanlagen müssen diese Abweichungen, soweit sie z.B. durch bessere Prognosen nicht neutralisiert werden können, durch den Aufbau einer umfassenderen Infrastruktur für die Speicherung der Stromerzeugung aufgefangen werden.

I.2. Herangehensweisen zur Berücksichtigung von Systemkosten

Grundsätzlich ließen sich die für einzelne EE-Erzeugungsanlagen anfallenden Integrations- bzw. Systemkosten über einen erweiterten LCOE-Ansatz berücksichtigen, wie dies in der Forschungsliteratur beschrieben wird. Eine übergreifende Gesamtsystemplanungsperspektive ergänzt diesen Ansatz.

I.2.1 System LCOE-Ansatz

In Hirth et al. 2015 visualisiert nachfolgende Abbildung die verschiedenen Effekte und damit verbundene Systemkosten für eine beispielhafte Onshore-WEA:

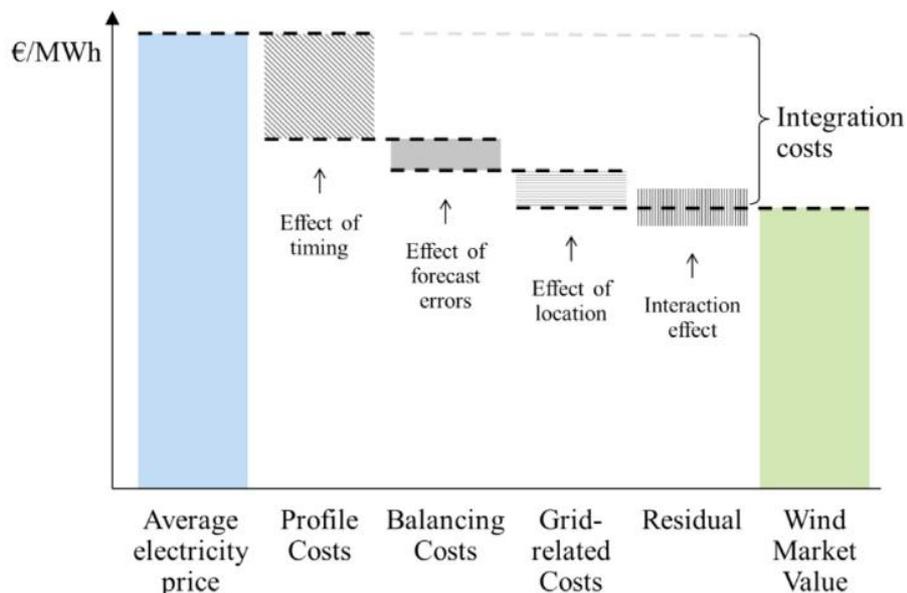


Abbildung 5: Aufteilung der Systemkosten für eine Onshore-WEA, Quelle: [Hirth et al. 2015](#)

⁸ Hirth et al. 2015, S. 929 ([Link](#) auf Englisch).

In diesem Beitrag, der auf einem früheren Beitrag von [Ueckerdt et al. 2013](#) basiert, werden die Integrationskosten als Differenz des durchschnittlichen Strompreises und des Marktwerts für eine bestimmte Erzeugungstechnologie definiert. Daraus lässt sich ein sogenannter System LCOE ableiten (siehe auch Abbildung unterhalb):

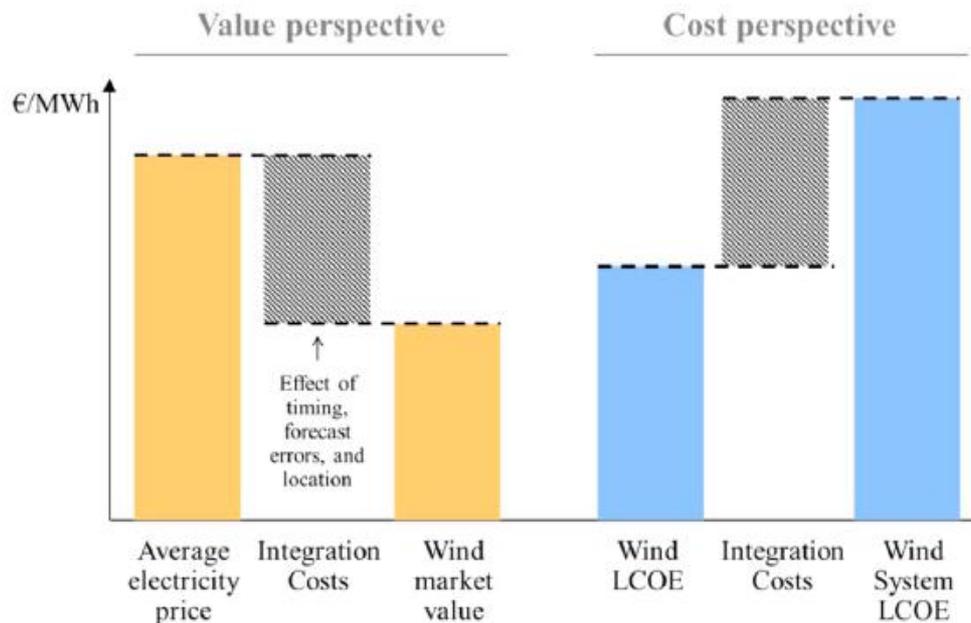


Abbildung 6: Ableitung des System LCOE für ein Windenergieprojekt, Quelle: [Hirth et al. 2015](#)

In einer umfassenden vergleichenden Literaturanalyse auf internationaler Ebene wurden im Beitrag von Hirth et al. 2015 für die verschiedenen Bestandteile der Systemkosten Schätzwerte ermittelt.⁹ Insgesamt ergab der Literaturvergleich für die Netzintegrationskosten (Systemstabilisierung, Netzintegration und Profilkosten) Werte von rund 2,5 ct/kWh bis 3,5 ct/kWh bei einem EE-Ausbau von 30 % bis 40 %. Dies würde bedeuten, dass bei einem durchschnittlichen Strompreis von 7 ct/kWh am Großhandelsmarkt und einem Wert der Winderzeugung von 3,5 ct/kWh bis 4,5 ct/kWh die Integrationskosten die reinen Erzeugungskosten (LCOE) um 35 % bis 50 % erhöhen. Zudem sei bei steigendem EE-Ausbau mit einer Erhöhung der Integrationskosten zu rechnen. Bei besonders hohem EE-Zubau gehen die Autoren davon aus, dass die Kosten, die sich aus dem Erzeugungsprofil ergeben, rund zwei Drittel der Integrationskosten ausmachen.¹⁰ Stromsysteme mit einem hohen EE-Anteil erfordern dabei auch flexible konventionelle Kraftwerke. Das in den konventionellen Anlagen gebundene Kapital werde insgesamt deutlich weniger ausgenutzt. Dies wird als *Utilization effect* beschrieben.

Ein weiterer Beitrag von [Reichenberg et al. 2018](#) (auf Englisch) nimmt Bezug auf die Analysen von Ueckerdt et al. 2013 sowie Hirth et al. 2015 und unterstreicht, dass die vorherigen Analysen lediglich EE-Anteile von bis zu 40 % detaillierter betrachtet hätten, auch seien Potentiale von Speicheranlagen nicht mitberücksichtigt worden. Auch grenzüberschreitender Handel zum Ausgleich von Erzeugungsabweichungen sei nicht miteinbezogen worden. Für steigende EE-Anteile über 40 % ergäben sich in der Analyse von Reichenberg et al. 2018 zunehmende Integrationskosten. Im Vergleich zu einem EE-Anteil von 5 % würde ein EE-Anteil von 85 % zu rund doppelt so hohen Systemkosten bezogen auf die einzelne Anlage führen.

⁹ Hirth et al. 2015, S. 932-934 ([Link auf Englisch](#)).

¹⁰ Hirth et al. 2015, S. 934 ([Link auf Englisch](#)).

1.2.2 Gesamtsystemplanungs-Ansatz

Eine Optimierung des EE-Ausbaus mittels System LCOE erscheint interessant, da man dadurch die volkswirtschaftlichen Kosten der einzelnen Anlage anschaulich machen und das einzelne Projekt umfassender bewerten könnte. Wie bereits angedeutet, fallen die Zuordnung der verschiedenen Kosten zu einzelnen Anlagen und eine daraus resultierende Gesamtsystemoptimierung jedoch schwer. Der nachfolgende Ansatz komplettiert somit die Betrachtung.

In Rahmen eines wissenschaftlichen Kolloquiums des *Institut Louis Bachelier* zum Thema Bewertung der Gesamtkosten der erneuerbaren Energien vom 12. April 2018 wurde in Frankreich das Thema Systemkosten für EE-Anlagen von verschiedenen relevanten Akteuren diskutiert. Robin Girard von *Mines ParisTech* hat in diesem Kontext in einem Vortrag dargelegt, wie eine Gesamtsystemperspektive zum Erreichen eines volkswirtschaftlichen Optimums beim EE-Ausbau führen könnte.¹¹ Nach seiner Ansicht sei es schwierig, Systemkosten allein auf einzelne erneuerbare Erzeugungsanlagen zuzuschlagen. Vielmehr sei es erforderlich, verschiedene zukünftige Systemszenarien miteinander zu vergleichen. Hier nahm er Bezug auf die Zukunftsszenarien des französischen Übertragungsnetzbetreibers RTE. Mögliche Lösungen, um mit den Systemkosten von EE effizient umzugehen seien, neben einer Diversifizierung des Erzeugungsmix, insbesondere Speicher, Lastmanagement, Abregelung, Netzausbau sowie regelbare Transformatoren. Auch Maßnahmen zur Erhöhung der Interkonnektivität des europäischen Verbundnetzes und der Energieeffizienz müssten Berücksichtigung finden.

Der ÜNB RTE, vertreten durch Thomas Veyrenc, hat im Rahmen dieses Kolloquiums seinen Ansatz vorgestellt, wie derzeit bei der zukünftigen Netzplanung im Rahmen der zehnjährigen Netzentwicklungspläne für Frankreich (*schéma décennal de développement du réseau*, SDDR) die Systemkosten von EE Berücksichtigung finden.¹² Hierbei wird in verschiedenen Szenarien ermittelt, welche Kosten das Gesamtsystem bei einem mittleren bzw. massiven EE-Zubau und unterschiedlichen Reduktionsszenarien der Kernenergieerzeugung hätte. Es ergäben sich in den verschiedenen Szenarien (Ampère, Hertz, Volt, Watt) zum Beispiel stark variierende Kosten für Reservekraftwerke von bis zu 1,2 ct/kWh. Es zeige sich auch, dass die Kosten für den Netzausbau stark von der Lokalisierung des EE-Ausbaus abhingen. Der Ansatz, der verschiedene zukünftige Systeme miteinander vergleicht, komplettiert die Betrachtung auf Ebene des einzelnen Projekts und kann damit die Entscheidungsfindung hinsichtlich eines volkswirtschaftlichen Optimums begleiten.

II. Berücksichtigung der Systemkosten für EE-Anlagen in Deutschland und Frankreich

Über diese theoretischen Überlegungen hinaus gibt es bereits heute einige praktische Ansätze zur Berücksichtigung von Systemkosten von Seiten der Regulierung und der Systemplanung in den beiden Ländern.

II.1. Derzeitige Berücksichtigung in Deutschland und Frankreich

Situation in Deutschland:

Das Thema Netzintegration von EE-Erzeugungsanlagen wird in Deutschland bereits seit Einführung des ursprünglichen EEG im Jahr 2000 durch einen praktischen Ansatz verfolgt, durch das sog. Referenzertragsmodell für Onshore-WEA.¹³ In Abhängigkeit des Windangebots am jeweiligen Standort wird mit einem Korrekturfaktor der Fördersatz

¹¹ Girard 2018, Vortrag im Rahmen des Kolloquiums zur Bewertung der Gesamtkosten von EE ([Link](#) auf Französisch).

¹² Veyrenc 2018, Vortrag im Rahmen des Kolloquiums zur Bewertung der Gesamtkosten von EE ([Link](#) auf Französisch).

¹³ Siehe hierzu auch: DFBEW-Memo zum Referenzertragsmodell aus 2018 ([Link](#) auf Französisch).

erhöht oder abgesenkt. Dadurch soll der Windenergieausbau auch an windärmeren Standorten, etwa im Süden Deutschlands, angereizt werden, woraus man sich positive Auswirkungen auf Profil und auf Netzintegrationskosten erhofft. Eine Verteilung der Anlagen über das bundesdeutsche Staatsgebiet hat hierdurch zu einem gewissen Grad eingestellt; letztlich liegt der Schwerpunkt der Erzeugung aufgrund des interessanteren Windangebots jedoch auf Anlagen im Norden und Nordosten Deutschlands.

Grundsätzlich zeigt sich in Deutschland, dass das Thema Systemdienstleistungen bzw. die Abregelung von EE-Erzeugungsanlagen im Rahmen des Einspeisemangements bisher insbesondere Onshore-Windenergieanlagen betrifft. Der bereits seit Jahren diskutierte erforderliche Netzausbau in Deutschland, um die hohen Erzeugungsmengen aus Windenergie im Norden bis zu den Verbrauchszentren im Westen und Süden zu transportieren, nimmt eine bedeutende Rolle bei der Umsetzung der Energiewende ein. Über die Netzentwicklungsplanung der vier Übertragungsnetzbetreiber werden - wie auch in Frankreich - systemische Annahmen zum zukünftigen EE-Ausbau getroffen, die wiederum Rückwirkungen auf den erforderlichen Netzausbau haben, der mittels [Bundesbedarfsplangesetz](#) Rechtswirkung entfaltet. Im Rahmen dieser langfristigen Netzplanung soll in verschiedenen Szenarien ein möglichst effizienter Umbau des Stromsystems unter Beibehaltung der Systemstabilität ermöglicht werden.

In den Ausschreibungen für Onshore-Wind wurde dem stockenden Netzausbau mit Einführung des EEG 2017 durch die Komponente des sog. „Netzausbaugebiets“ Rechnung getragen. In diesen Zonen im Norden Deutschlands, wo Netzanschlusskapazitäten nicht mehr in ausreichendem Maße für neue Windparks zur Verfügung standen, konnten sich nur noch beschränkt Projekte für eine Förderung mittels Marktprämienvertrag bewerben. Durch die Unterzeichnung der Ausschreibungen ab 2018 entfaltete diese Regelung eine geringe Wirkung. Die gewünschte Regionalisierung des Anlagenzubaues, insbesondere der Onshore-Windenergie, soll nun mithilfe eines sog. Südbonus in den Onshore-Windausschreibungen vorangetrieben werden: Zukünftig wird gemäß EEG 2021 in den Ausschreibungen ein Kontingent von 15 % der ausgeschriebenen Menge für Projekte im Süden Deutschlands reserviert. Dieser Prozentsatz soll ab dem Jahr 2024 auf 20 % angehoben werden¹⁴. Der Südbonus wird derzeit von der Europäischen Kommission im Rahmen des Beihilferechts geprüft¹⁵.

Ein weiteres Element zur Berücksichtigung von Systemkosten von EE ist die Förderung sogenannter Anlagenkombinationen im Rahmen der im September 2020 gestarteten Innovationsausschreibung. Ab 2020 können zunächst optional und ab 2021 ausschließlich Anlagenkombinationen, also eine direkte Verbindung mehrerer EE-Anlagen verschiedener Technologien (PV, Wind, Biogas) bzw. von EE-Anlagen mit Stromspeichern, an den Innovationsausschreibungen teilnehmen. Details zum ersten Gebotstermin (1. September 2020) wurden von der BNetzA bekanntgegeben.¹⁶ Mit dem Instrument der Anlagenkombination soll eine verbesserte Systemintegration der Anlagen getestet werden, da hiermit die Erzeugung verstetigt und Netzanschlusspunkte gemeinsam genutzt werden können.

Neben dem zunehmenden Ausbau von PV-Heimspeichern werden auch Großbatterien installiert, die zur Frequenzhaltung von Primär- bis Tertiärregelung beitragen können. Darüber hinaus dienen sogenannte Reservekraftwerke zur Sicherung der Systemstabilität. In Deutschland wurde im Gegensatz zu Frankreich ein *Energy-Only*-System ohne Kapazitätsmarkt gewählt. Verschiedene konventionelle Kraftwerke werden nichtsdestotrotz mit dem Gesetz zur Weiterentwicklung des Strommarktes vom 30. Juli 2016, welches Änderungen im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) vorsah, in eine Reihe verschiedener Reserven übertragen: Netzreserve (§13d EnWG), Kapazitätsreserve (§13e EnWG), Sicherheitsbereitschaft (§13g EnWG) sowie besondere netztechnische Betriebsmittel (§ 11 Abs. 3 EnWG).¹⁷ Auch zukünftig ist davon auszugehen, dass, unabhängig von ihrer Technologie, regelbare Backup-Kraftwerkskapazitäten notwendig sein werden, um die Stabilität des Stromsystems zu gewährleisten. Eine kürzlich veröffentlichte Analyse des energiewirtschaftlichen Instituts an der Universität zu Köln (EWI) etwa geht bei

¹⁴ Weitere Informationen hierzu: DFBEW-Memo zum EEG 2021 ([Link](#) auf Französisch).

¹⁵ BMWi, Pressemitteilung vom 29.04.2021 über die Genehmigung des EEG 2021 durch die Europäische Kommission ([Link](#)).

¹⁶ BNetzA 2020, Informationen zur EE-Innovationsausschreibung ([Link](#)).

¹⁷ NextKraftwerke 2021, Reservekraftwerke in Deutschland ([Link](#)).

erhöhter Ambition hinsichtlich der EU-Klimaziele davon aus, dass ein starker Zubau von Gas- und Dampfturbinenkraftwerken mit einer installierten Leistung von bis zu 35 GW im Jahr 2038 erforderlich wäre, um den beschlossenen Kohleausstieg zu begleiten.¹⁸

Situation in Frankreich:

In den letzten Jahren ist auch in Frankreich der EE-Anteil an der Stromerzeugung deutlich angestiegen. Um die Netzintegration der EE-Erzeugungsanlagen unter Beibehaltung der Versorgungssicherheit und der Kosteneffizienz zu gewährleisten, wurden Regionalpläne zur Netzanbindung von EE-Anlagen (*schémas régionaux de raccordement aux réseaux des énergies renouvelables*, S3REnR) im Zuge des Gesetzespakets [Grenelle II](#) von 2010 eingeführt.¹⁹ Die S3REnR bieten eine detaillierte regionale Planung des Netzausbaus. Kapazitäten für die Netzanbindung von EE-Anlagen werden für einen Zeitraum von zehn Jahren reserviert ([Artikel D321-21-1](#) des französischen Energiegesetzbuchs). Hiermit fließt der Ausbau von erneuerbaren Energien bevorzugt in die Planungen der Netzbetreiber ein, um Netzausbaumaßnahmen antizipieren und beschleunigen zu können. Bereits in den Jahren 2012/13 wurden sowohl in Kontinentalfrankreich als auch in den Überseegebieten zudem innovative Konzepte für PV-Anlagen mittels Ausschreibungen vergeben, so etwa auch spezielle Lösungen für Großanlagen auf Inseln, z.B. als Kombination von PV und Speichersystemen, um die Netzintegration dieser Anlagen auch unter den besonderen Bedingungen in den Überseegebieten zu ermöglichen.²⁰

Im Rahmen einer Gebietsreform mittels des [Gesetzes Nr. 2015-991 vom 7. August 2015](#) (auch Loi „NOTRe“, auf Französisch)²¹ wurden den neu definierten französischen Regionen und Kommunen weitergehende Kompetenzen hinsichtlich der Energiewende übertragen, so unter anderem die Aufstellung der sogenannten Regionalpläne zur Raumplanung, zur nachhaltigen Entwicklung und zur Gleichheit der Gebiete (*schémas régionaux d'aménagement, de développement durable et d'égalité des territoires*, SRADDET). Die Ziele auf regionaler Ebene hinsichtlich des EE-Ausbaus fließen anschließend unter anderem auch in die Definition der Anschlusskapazitäten im Rahmen der Verabschiedung neuer S3REnR ein.

Im Gegensatz zu Deutschland hat Frankreich den Weg hin zur Etablierung eines Kapazitätsmarkts gewählt. Nach Verhandlungen mit der Europäischen Kommission konnten mit einem modifizierten [Erlass vom 29. November 2016](#) (auf Französisch) die Regelungen zum französischen Kapazitätsmarkt definiert werden. Jeder Stromversorger ist dazu verpflichtet, ausreichend Kapazitätzertifikate zu erwerben, um damit den Stromverbrauch seines Kundenportfolios bei Winterspitzenlastzeiten decken zu können. Die CRE publiziert jährlich am 15. Januar den Referenzpreis für die Zertifikate.

Auch, wenn in Frankreich der Abregelung von EE-Erzeugung bisher eine deutlich geringere Bedeutung zukommt, als in Deutschland, wird seit einigen Jahren über den Umgang mit Überschusserzeugung aus EE-Anlagen diskutiert. Bereits im Herbst 2017 hat der französische Umweltminister eine Arbeitsgruppe zum Thema Netzanschluss und Stromnetze ins Leben gerufen. Nach Ansicht des Übertragungsnetzbetreibers RTE und des Verteilnetzbetreibers Enedis sei eine angepasste Dimensionierung der Netze nach den S3REnR-Plänen, begleitet von einer möglichst geringen Abregelung in den seltenen Fällen einer maximalen Einspeiseleistung, geeignet, um die Investitionskosten in Übertragungs- und Verteilnetze deutlich zu reduzieren.

Auch Herkunftsnachweise könnten zukünftig eine Rolle bei einem volkswirtschaftlich effizienten Umbau der Stromsysteme spielen. Grundsätzlich konnten öffentlich geförderte EE-Anlagen bisher in Frankreich, wie in Deutschland, keine Herkunftsnachweise generieren. Die [Verordnung Nr. 2018-243](#) vom 5. April 2018 regelt die

¹⁸ EWI 2021, Auswirkungen einer Verschärfung der europäischen Klimaziele auf den deutschen Strommarkt, S. 9 ([Link](#)).

¹⁹ Weitere Informationen zu den S3REnR liefert ein [DFBEW-Memo](#).

²⁰ Frz. Energieregulierungsbehörde CRE 2020, Informationen zu den Ausschreibungen ([Link](#) auf Französisch).

²¹ Weitere Informationen zur Gebietsreform in Frankreich im Kontext der Energiewende liefert ein [DFBEW-Memo](#).

Einführung von Ausschreibungen für Herkunftsnachweise. Betreiber von EE-Anlagen sind verpflichtet, ihre Herkunftsnachweise abzutreten, wenn sie eine öffentliche Förderung erhalten möchten. POWERNEXT wurde vom französischen Staat als zuständige Institution zur Zertifizierung und zur Organisation der Ausschreibungen definiert. Die Herkunftsnachweise werden frei gehandelt, Anlagenbetreiber erhalten hierdurch keinerlei zusätzliche Förderung.²² Die Einnahmen aus diesem Mechanismus werden dazu verwendet, die Kosten für die Förderung der erneuerbaren Energien zu reduzieren.

II.2. Zukünftige Planung der Stromsysteme

Es bleibt festzuhalten, dass es schwierig ist, die Systemkosten allein auf EE-Anlagen und zudem ausschließlich auf einzelne Projekte zuzuschlagen. Die Berücksichtigung der zusätzlichen Systemkosten ist nichtsdestotrotz von zentraler Bedeutung, wie dies auch der kürzlich veröffentlichte Bericht der internationalen Energieagentur (IEA) und RTE zur technischen Umsetzbarkeit eines Stromsystems mit einem hohen Anteil an erneuerbaren Energien in Frankreich, welcher im Rahmen der langfristigen Planung der französischen Regierung erstellt wurde, unterstreicht.²³ Grundsätzlich sei die technische Machbarkeit eines Stromsystems mit einem sehr hohen EE-Anteil unter Beibehaltung der Versorgungssicherheit inzwischen breiter wissenschaftlicher Konsens. Die LCOE der verschiedenen EE-Technologien sollten nach Ansicht der Autoren mit den anderen Systemkosten in einer umfassenden volkswirtschaftlichen Analyse unter Definition verschiedener Szenarien in der Entscheidungsfindung entsprechend berücksichtigt werden.

Steigende Kosten für Systemdienstleistungen etwa unterstreichen die Notwendigkeit der Berücksichtigung dieser Gesamtemperspektive. Ansätze, wie in den deutschen Innovationsausschreibungen durch die Anlagenkombinationen bei effizienterer Nutzung der Netzanschlusskapazitäten weiterzuverfolgen, zeigen Möglichkeiten auf, wie eine solche Perspektive stärker Berücksichtigung finden könnte. Auch in Frankreich wird seit einigen Jahren das Thema der effizienteren Regionalisierung der EE-Anlagen über das Staatsgebiet diskutiert. Ziel sei eine stärkere Unterstützung der Projekte auf lokaler Ebene, gerade in Regionen, in denen der Ausbau bisher weniger dynamisch erfolgte. Die Veröffentlichung der neuen Lastenhefte für die Ausschreibung von PV und Windenergie ist für das 2. Halbjahr 2021 vorgesehen. In diesem Kontext könnten weitere Schritte beschlossen werden.

Unter dem Begriff der Sektorenintegration rückt eine stärkere Ausweitung der Energiewende auch auf die Sektoren Industrie, Transport sowie Wärme und Kälte immer stärker in den Fokus. Die erfolgreiche Umsetzung einer sektorübergreifenden Energiewende wird eine umfassende Planung nicht nur auf Ebene des Stromsystems erfordern. Auch eine gemeinsame Planung erforderlicher weiterer Infrastrukturen, wie etwa durch den Aufbau eines aktuell viel diskutierten europaweiten Wasserstoffnetzes, dürfte zukünftig eine bedeutende Rolle spielen.²⁴ Darüber hinaus wird eine verstärkt europäische Perspektive bei der Planung der Strom- bzw. Energiesysteme zwangsläufig einen koordinierenden Beitrag für einen synchronisierten zukünftigen EE-Ausbau leisten, etwa durch die Definition einer gemeinsamen Ziel-Erzeugungsstruktur, durch die Berücksichtigung der Gesamtkosten verschiedener Maßnahmen auf EU-Ebene, durch die gemeinsame Bereitstellung von Reservekapazitäten sowie durch eine Erhöhung grenzüberschreitender Übertragungskapazitäten, wie dies teilweise bereits geschieht.

²² POWERNEXT 2019, Erste Ausschreibungen für Herkunftsnachweise gestartet ([Link](#) auf Französisch).

²³ IEA/RTE 2021, *Conditions and requirements for the technical feasibility of a power system with a high share of renewables in France towards 2050* ([Link](#) auf Englisch).

²⁴ Weitere Details wurden im Rahmen einer [DFBEW-Konferenz](#) von März 2021 diskutiert.