

WHITEPAPER

AgNes 2029

Neuordnung der Netzentgelte im Stromsystem der Energiewende

Finanzierung, Netzkapazität, Flexibilität und Engpassmanagement zwischen AgNes, §
14a EnWG, Speichern und Redispatch

Michael Kleen – Energiefachwirt (IHK)

Stand: September 2026

Wissenschaftlich orientierte Einordnung auf Basis öffentlich zugänglicher Primär- und Fachquellen.

Über den Autor

Michael Kleen ist Energiefachwirt (IHK) und beschäftigt sich fachlich mit Energiewirtschaftsrecht, Netzintegration, Photovoltaik, Speichern, Elektromobilität, Wärmepumpen und Energiemanagement. Das Whitepaper verfolgt das Ziel, die regulatorische Diskussion um AgNes technisch und energiewirtschaftlich einzuordnen und ihre Bedeutung für Planung, Betrieb und Investitionsentscheidungen verständlich zu machen.

Hinweis: Dieses Whitepaper stellt eine fachliche Einordnung dar. Soweit zukünftige Regelungen beschrieben werden, handelt es sich – sofern nicht ausdrücklich anders gekennzeichnet – um den Verfahrensstand September 2026 und nicht um eine Garantie späterer endgültiger Festlegungen.

Executive Summary

Mit AgNes – Allgemeine Netzentgeltsystematik Strom – entwickelt die Bundesnetzagentur einen neuen regulatorischen Rahmen für die Verteilung und Ausgestaltung der Stromnetzentgelte. Die Reform steht im Zusammenhang mit dem Auslaufen wesentlicher Vorgaben der Stromnetzentgeltverordnung zum Ende des Jahres 2028 und mit den erweiterten methodischen Kompetenzen der Regulierungsbehörde nach dem Energiewirtschaftsgesetz.

Der Reformbedarf ist zugleich technisch begründet. Das Stromsystem verändert sich von einer weitgehend unidirektionalen Versorgung hin zu einem System mit dezentraler Erzeugung, Speichern, Wärmepumpen, Elektromobilität und digital steuerbaren Lasten. Ein einzelner Netzanschluss kann heute Verbraucher, Einspeiser, Speicherstandort und Flexibilitätsanbieter zugleich sein.

Die zentrale Herausforderung von AgNes besteht nicht darin, möglichst viele neue Preisbestandteile zu schaffen. Entscheidend ist, Finanzierung, Kapazitätssignale, Flexibilitätsanreize und physikalisches Engpassmanagement sinnvoll aufeinander abzustimmen.

Dieses Whitepaper unterscheidet deshalb vier ökonomische Funktionen: die Finanzierung des Netzes, die langfristige Bepreisung von Anschluss- und Netzkapazität, kurzfristige Flexibilitätsanreize und das operative Engpassmanagement. Dynamische Netzentgelte werden dabei nicht mit AgNes 2029 gleichgesetzt. Sie sind ein möglicher späterer Baustein, dessen konkrete Methodik nach dem derzeitigen Verfahrensstand in Folgefestlegungen behandelt werden soll.

Besondere Aufmerksamkeit erhält die von Frontier Economics im Auftrag der RWE AG veröffentlichte Studie zu dynamischen Netzentgelten und einer Weiterentwicklung des Redispatch. Ihre Argumente werden nicht als regulatorischer Konsens übernommen, sondern mit dem europäischen Rechtsrahmen, ACER und der Bundesnetzagentur gespiegelt.

1. Ausgangspunkt: Warum Netzentgelte neu gedacht werden

Über viele Jahre waren die Rollen im Elektrizitätssystem relativ klar: Große Kraftwerke erzeugten Strom, Übertragungs- und Verteilnetze transportierten ihn und Letztverbraucher bezogen ihn. Diese Struktur verändert sich grundlegend. Photovoltaikanlagen speisen dezentral ein, Batteriespeicher wechseln zwischen Bezug und Einspeisung, Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge erhöhen die elektrische Anschlussleistung und Energiemanagementsysteme verschieben Lasten automatisiert.

Damit wird die Netznutzung mehrdimensional. Ein Haushalt kann mittags einspeisen, am Nachmittag den Speicher laden, am Abend Strom aus dem Speicher nutzen und nachts ein Elektrofahrzeug aus dem Netz laden. An einem kalten Wintermorgen können Haushalt, Wärmepumpe und Fahrzeug gleichzeitig eine hohe Leistung aus dem Netz benötigen.

Die Netzentgeltsystematik muss daher nicht nur beantworten, wie viel Energie über das Netz transportiert wird, sondern auch, welche Leistung zu welchem Zeitpunkt und an welchem Ort benötigt wird. Genau an dieser Schnittstelle zwischen Energiemenge, Kapazität und zeitlicher Nutzung setzt die AgNes-Diskussion an.

2. Was finanzieren Netzentgelte?

Stromnetze sind kapitalintensive Infrastrukturen. Ihre Kosten entstehen nicht nur durch den unmittelbaren Transport einer Kilowattstunde. Netze müssen geplant, gebaut, finanziert, instand gehalten, überwacht und erweitert werden. Leitungen, Transformatoren, Schaltanlagen, Umspannwerke, Mess- und Leitechnik sowie Personal- und Betriebskosten fallen zu erheblichen Teilen unabhängig davon an, wie viele Kilowattstunden ein einzelner Kunde im Jahr bezieht.

Für die technische Dimensionierung ist insbesondere die gleichzeitig auftretende Leistung relevant. Ein Kabel oder Transformator muss die Leistungsspitze sicher übertragen können. Die jährliche Energiemenge allein beschreibt diese Anforderung nicht.

Ein klassischer Haushalt kann beispielsweise 4.500 kWh pro Jahr aus dem Netz beziehen und eine maximale Leistung von 10 kW erreichen. Ein Prosumer mit Photovoltaik und Speicher kann seinen Jahresnetzbezug auf 1.500 kWh reduzieren und trotzdem an einem Winterabend ebenfalls 10 kW benötigen. Die Energiemengen unterscheiden sich deutlich; die erforderliche Netzkapazität kann jedoch ähnlich sein.

Netzbezug in kWh und Vorhaltung von Netzkapazität in kW sind nicht dasselbe.

Diese Unterscheidung ist ein Kernproblem einer stark arbeitsbezogenen Refinanzierung: Sinkt die bezogene Energiemenge durch Eigenversorgung, sinkt der arbeitsbezogene Kostenbeitrag, obwohl der Netzanschluss weiterhin für hohe Leistungsspitzen bereitstehen kann.

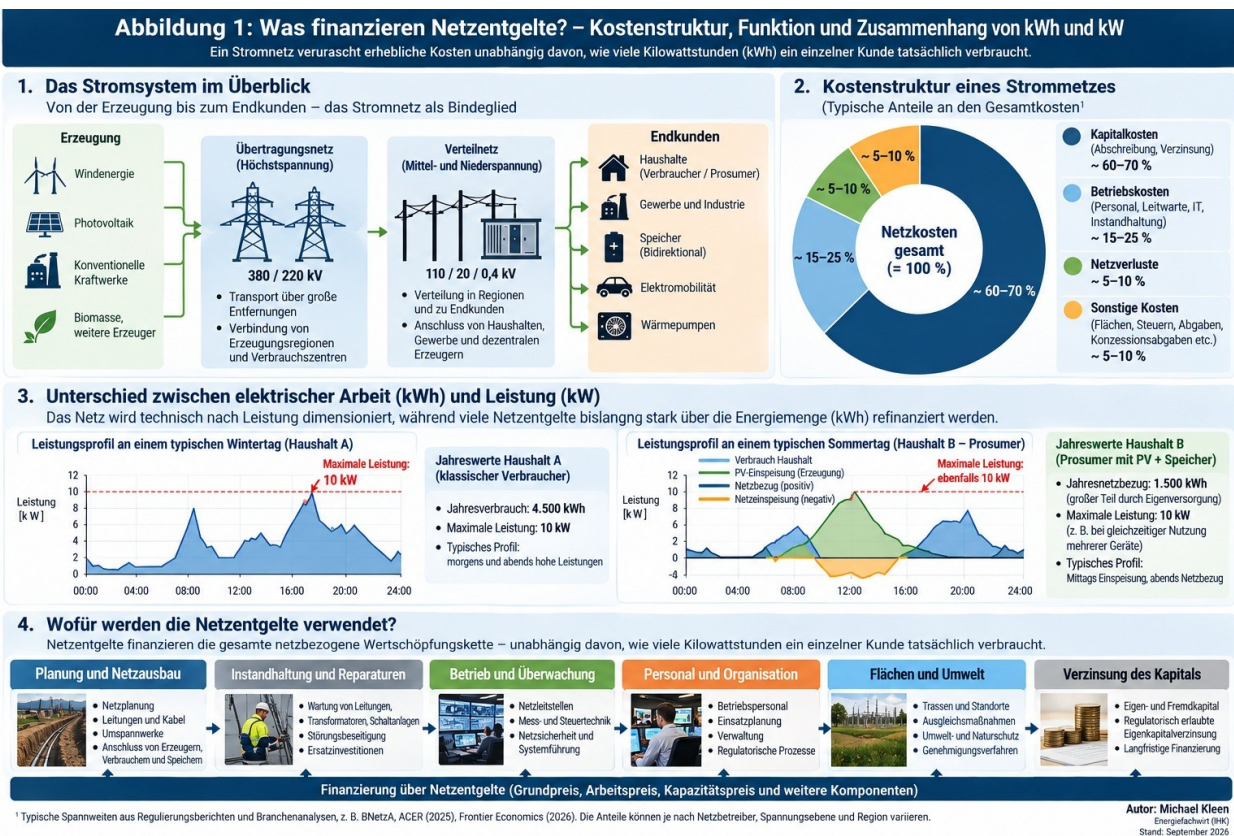


Abbildung 1: Was finanzieren Netzentgelte? Kostenstruktur, Funktion und Zusammenhang von kWh und kW. Eigene Darstellung, Michael Kleen, 2026.

3. kWh und kW – zwei unterschiedliche Größen

Eine Kilowattstunde (kWh) beschreibt eine Energiemenge. Ein Kilowatt (kW) beschreibt eine Leistung. Lädt eine Wallbox ein Fahrzeug eine Stunde lang konstant mit 11 kW, beträgt die übertragene Energie 11 kWh. Für die Strombeschaffung ist die Energiemenge zentral; für die Dimensionierung des Netzes ist insbesondere die gleichzeitig auftretende Leistung entscheidend.

Mit zunehmender Elektrifizierung wächst deshalb die Bedeutung der Gleichzeitigkeit. Wärmepumpen, Wallboxen und Speicher können flexibel sein, können aber ohne Koordination auch zeitgleich hohe Lasten erzeugen. Ein zukünftiges Netzentgeltsystem muss daher sowohl die Finanzierung der Infrastruktur als auch die Anreize für eine effiziente Nutzung dieser Infrastruktur berücksichtigen.

4. Was ist AgNes?

AgNes steht für „Allgemeine Netzentgeltsystematik Strom“. Die Bundesnetzagentur führt das Verfahren unter dem Geschäftszeichen GBK-25-01-1#3. Am 6. August 2026 wurde ein vollständiger Festlegungsentwurf zur Konsultation gestellt; die Konsultationsfrist endete am 18. September 2026. Zum Stand dieses Whitepapers ist deshalb strikt zwischen geltendem Recht, dem konsultierten Entwurf und späteren Folgefestlegungen zu unterscheiden.

AgNes bedeutet nicht, dass die Bundesnetzagentur künftig für jeden Netzbetreiber einen identischen Cent-pro-Kilowattstunde-Preis vorgibt. Die Regulierungsbehörde gestaltet vielmehr den methodischen und regulatorischen Rahmen. Die konkreten Entgelte eines Netzbetreibers ergeben sich anschließend aus den regulierten Erlösen, der Kostenallokation und den jeweils geltenden Methoden.

Diese begriffliche Trennung ist wesentlich, weil in der öffentlichen Diskussion häufig verkürzt formuliert wird, die Bundesnetzagentur „bestimme künftig die Netzentgelte“. Präziser ist: Sie bestimmt beziehungsweise genehmigt zentrale Methoden und regulatorische Vorgaben, innerhalb derer die Netzbetreiber ihre veröffentlichten Entgelte ermitteln.

5. Rechtlicher und europäischer Rahmen

Die Neugestaltung der Netzentgelte ist in den europäischen und nationalen Rechtsrahmen eingebettet. Art. 18 der Verordnung (EU) 2019/943 fordert transparente, diskriminierungsfreie und kostenorientierte Netzentgelte. Der europäische Rahmen lässt zugleich kapazitätsbezogene Komponenten und zeitliche Differenzierungen zu, sofern sie den regulatorischen Anforderungen genügen.

Auf nationaler Ebene enthält § 21 EnWG die zentralen Vorgaben für Netzentgelte und die Kompetenzen der Regulierungsbehörde. Die Reform ist daher nicht lediglich eine politische Tarifentscheidung, sondern eine methodische Neuausrichtung innerhalb eines europarechtlich geprägten Regulierungsrahmens.

6. Vier Funktionen, die getrennt betrachtet werden müssen

Funktion	Kernfrage	Mögliche Instrumente
Netzfinanzierung	Wer trägt die zulässigen Netzkosten?	Grund-, Arbeits- und Kapazitätspreise
Kapazitätsallokation	Wie viel Netz- und Anschlusskapazität wird vorgehalten?	Kapazitätspreis, Baukostenzuschuss
Flexibilitätsanreiz	Wann soll entnommen oder eingespeist werden?	Zeitvariable/dynamische Netzentgelte
Engpassmanagement	Wie wird ein konkreter physikalischer Engpass beseitigt?	Redispatch, Flexibilitätsbeschaffung

Die wissenschaftliche Bewertung wird unscharf, wenn diese Funktionen vermischt werden. Ein dynamisches Netzentgelt muss nicht dieselbe Aufgabe erfüllen wie Redispatch; ein Kapazitätspreis löst keinen kurzfristigen Netzengpass; und Netzausbau bleibt erforderlich, wenn ein Engpass strukturell und dauerhaft ist.

7. Grundpreis, Arbeitspreis und Kapazitätspreis

Ein Grundpreis verteilt einen Teil der Netzkosten unabhängig von der verbrauchten Energiemenge. Das stabilisiert die Finanzierung, schwächt aber bei zu hohem Fixkostenanteil den mengenbezogenen Sparanreiz.

Der Arbeitspreis knüpft an die über das Netz bezogene oder – je nach künftigem Design – eingespeiste Energiemenge an. Er ist leicht verständlich, bildet aber die tatsächlich vorgehaltene Netzleistung nur eingeschränkt ab.

Ein Kapazitätspreis knüpft an Leistung beziehungsweise vereinbarte oder relevante Anschlusskapazität an. Dadurch erhält die Dimensionierung eines Netzanschlusses einen unmittelbaren wirtschaftlichen Wert. Für Planer wird damit die Frage wichtiger, ob eine Anlage tatsächlich die maximal technisch mögliche Leistung aus dem Netz beziehen oder in das Netz einspeisen muss.

8. Beispiel PV: Warum Netzanschlussleistung wirtschaftlich relevant werden kann

Eine PV-Anlage mit 100 kWp Modulleistung muss nicht zwingend jederzeit 100 kW in das öffentliche Netz einspeisen. Wechselrichterbegrenzung, Batteriespeicher und Energiemanagement können die maximale Einspeisespitze reduzieren.

Wenn Netzanschlusskapazität künftig stärker bepreist wird, entsteht eine neue Optimierungsfrage: Ist es wirtschaftlicher, eine hohe Anschlussleistung vorzuhalten, oder kann ein Teil der Leistung durch Speicher und intelligentes Energiemanagement abgefangen werden? Eine pauschale Antwort ist nicht möglich; Speicherinvestition, Verluste, Abregelung, Erlöse und lokale Netzentgeltregeln müssen gemeinsam betrachtet werden.

Die Planung verschiebt sich damit von der alleinigen Frage „Wie groß ist die PV-Anlage?“ zur zusätzlichen Frage „Welche Netzanschlussleistung wird tatsächlich benötigt?“

9. Prosumer und die Verteilungsfrage

Prosumer machen das Verteilungsproblem besonders sichtbar. Sie reduzieren ihren jährlichen Netzbezug durch Eigenversorgung, bleiben aber in Zeiten geringer Eigenerzeugung auf den Netzanschluss angewiesen. Daraus entsteht die regulatorische Frage, wie fixe Infrastrukturkosten zwischen klassischen Verbrauchern und Eigenversorgern verteilt werden sollen.

Diese Frage ist nicht allein technisch lösbar. Sie enthält eine normative und regulatorische Komponente: Kostenreflexivität, Nichtdiskriminierung, Investitionsanreize und Verteilungseffekte müssen gegeneinander abgewogen werden. Das Whitepaper vermeidet deshalb die vereinfachte Aussage, Prosumer würden „zu wenig“ oder „zu viel“ zahlen, solange die endgültige Methodik nicht feststeht.

10. Erzeuger und Einspeisenentgelte

Auch Einspeisung kann Netzausbau- und Betriebskosten beeinflussen. Hohe dezentrale Einspeiseleistungen können Leitungen und Transformatoren belasten und Ausbau erforderlich machen. Daraus folgt die ökonomische Frage, ob Erzeuger in bestimmten Konstellationen an Netzkosten beteiligt werden sollten.

Eine solche Beteiligung darf jedoch nicht pauschal mit einer Belastung jeder eingespeisten Kilowattstunde gleichgesetzt werden. Die Netzwirkung hängt von Standort, Spannungsebene, Lastsituation, Einspeiseprofil und Netzstruktur ab. Genau deshalb sind kapazitäts- und standortbezogene Ansätze Teil der wissenschaftlichen Diskussion.

11. Speicher: Flexibilität mit zwei Richtungen

Batteriespeicher können Strom aufnehmen und wieder abgeben. Aus Netzsicht sind sie daher weder dauerhaft Verbraucher noch dauerhaft Erzeuger. Ihre Wirkung hängt von der Betriebsstrategie ab.

Ein Speicher kann netzdienlich wirken, wenn er eine PV-Einspeisespitze aufnimmt oder eine lokale Lastspitze durch Entladung reduziert. Er kann aber auch netzbelastend wirken, wenn viele Speicher aufgrund eines niedrigen Börsenstrompreises gleichzeitig in einem bereits belasteten Netzgebiet laden.

Nicht der Speicher als Technologie ist automatisch netzdienlich; netzdienlich oder netzbelastend ist sein konkreter Betrieb am konkreten Netzstandort.

Für die Regulierung ist deshalb wichtig, ungerechtfertigte Doppelbelastungen zu vermeiden und gleichzeitig Anreize so zu gestalten, dass Speicher nicht allein auf Energiepreise, sondern gegebenenfalls auch auf Netzsignale reagieren können.

12. Dynamische Netzentgelte – die ökonomische Idee

Dynamische Netzentgelte sollen die zeitliche Knappheit von Netzkapazität in ein Preissignal übersetzen. Bei hoher Netzbelastung kann das Entgelt steigen; bei verfügbarer Kapazität kann es sinken. Flexible Verbraucher und Speicher könnten ihren Betrieb daraufhin verschieben.

Der Ansatz unterscheidet sich von einer direkten Steuerung: Der Netzbetreiber gibt nicht zwingend vor, welche konkrete Anlage ihre Leistung verändern muss. Er setzt ein Preissignal und überlässt die Reaktion den Marktteilnehmern beziehungsweise deren automatisierten Energiemanagementsystemen.

Die konkrete Methodik solcher dynamischen Netzentgelte ist jedoch nicht mit der AgNes-Einführung 2029 gleichzusetzen. Nach dem derzeitigen Diskussionsstand handelt es sich um einen später zu konkretisierenden Baustein.

13. Frontier Economics: Kritik an der preisbasierten Engpasssteuerung

Die Frontier-Economics-Studie „Bewertung dynamischer Netzentgelte und Weiterentwicklung des Redispatch“ vom 1. April 2026 wurde im Auftrag der RWE AG erstellt. Diese Auftraggeberschaft ist für eine wissenschaftliche Quellenkritik transparent zu nennen; sie entwertet die Analyse nicht, verlangt aber eine eigenständige Prüfung der Argumente.

Frontier hebt insbesondere ein doppeltes Prognoseproblem hervor. Ein Netzbetreiber muss erstens den zukünftigen Netzzustand und die Größe eines erwarteten Engpasses prognostizieren. Zweitens muss er abschätzen, wie stark Verbraucher, Speicher und Erzeuger auf ein bestimmtes Preissignal reagieren.

Ist das Signal zu schwach, bleibt der Engpass bestehen. Ist es zu stark, kann die Reaktion größer als erforderlich ausfallen. Mit zunehmender Automatisierung kann die Gleichzeitigkeit solcher Reaktionen steigen, weil viele HEMS, Speicher oder Wallboxen auf identische Signale reagieren.

14. Strommarkt und Netzsignal können unterschiedliche Knappheiten abbilden

Ein niedriger Börsenstrompreis signalisiert, dass elektrische Energie zu diesem Zeitpunkt relativ reichlich verfügbar ist. Ein hohes lokales Netzentgelt kann gleichzeitig signalisieren, dass die Transportkapazität in einem konkreten Netzgebiet knapp ist.

Diese beiden Signale widersprechen sich nicht zwangsläufig. Sie bewerten unterschiedliche knappe Güter: Energie und Netzkapazität. Für einen Speicher oder ein HEMS ist daher der Gesamtpreis relevant.

Problematisch wird die Kombination, wenn Netzsignale schlecht prognostizierbar, sehr volatil oder nicht ausreichend mit Marktprozessen koordiniert sind. Frontier weist insbesondere auf zusätzliche Preisrisiken und eine eingeschränkte Absicherbarkeit dynamischer lokaler Netzentgelte hin.

15. Redispatch: Mengensteuerung statt allgemeinem Preissignal

Redispatch setzt an einem anderen Punkt an. Nach dem Marktergebnis beziehungsweise auf Basis von Netzprognosen wird ein konkreter Engpass identifiziert. Anschließend werden geeignete Anlagen so eingesetzt, dass die erforderliche Leistungsänderung erreicht wird.

Der Unterschied lässt sich stark vereinfacht so formulieren: Beim dynamischen Netzentgelt wird ein Preis gesetzt und die resultierende Menge ist zunächst unsicher. Beim Redispatch wird die benötigte Mengenänderung bestimmt und gezielt organisiert.

Dieser Vorteil höherer physikalischer Zielgenauigkeit bedeutet jedoch nicht, dass Redispatch kostenlos oder immer effizient ist. Häufiger Redispatch kann ein Hinweis auf strukturelle

Engpässe sein. Dann muss geprüft werden, ob Netzausbau oder andere langfristige Maßnahmen wirtschaftlicher sind.

16. Hybrider Redispatch und Flexibilitätsmärkte

Frontier untersucht deshalb eine Weiterentwicklung des bestehenden Systems, bei der flexible Nachfrage, Speicher und weitere steuerbare Anlagen stärker in die Engpassbewirtschaftung einbezogen werden. Der Netzbetreiber könnte benötigte Flexibilität gezielter beschaffen, statt ausschließlich auf ein allgemeines Preissignal zu vertrauen.

Auch dieser Ansatz besitzt Herausforderungen. Lokale Märkte können geringe Liquidität aufweisen, einzelne Anbieter können lokale Marktmacht besitzen und die Bestimmung einer belastbaren Baseline kann schwierig sein. Wissenschaftlich spricht dies gegen einfache Entweder-oder-Aussagen.

17. ACER als europäischer Gegencheck

ACER betrachtet Netzentgelte aus einer breiteren europäischen Perspektive. Die Agentur betont Kostenreflexivität, Transparenz, Nichtdiskriminierung und die Bedeutung geeigneter Leistungs- und Zeitsignale. Gleichzeitig gibt es keine universelle Tarifstruktur, die für jedes Netzgebiet und jede Nutzergruppe gleichermaßen optimal ist.

Für die Bewertung der Frontier-Studie ist dies wichtig: Die von Frontier beschriebenen Risiken dynamischer Netzentgelte sind ernst zu nehmen, führen aber nicht automatisch zu der Schlussfolgerung, dass zeitvariable oder dynamische Tarife grundsätzlich ungeeignet sind. Vielmehr hängt ihre Qualität von Design, Granularität, Datenbasis, Automatisierung und Wechselwirkung mit anderen Instrumenten ab.

18. § 14a EnWG und AgNes: verbunden, aber nicht identisch

§ 14a EnWG und die zugehörigen Festlegungen betreffen steuerbare Verbrauchseinrichtungen und die netzorientierte Steuerung. AgNes adressiert dagegen die allgemeine Architektur der Netzentgelte. Beide Regelungsbereiche sind daher rechtlich und methodisch zu trennen.

Gleichwohl bestehen technische Wechselwirkungen. Smart Meter, Steuerungstechnik und Energiemanagement schaffen Voraussetzungen, um flexible Verbraucher messbar und steuerbar zu machen. Die Erfahrungen mit zeitvariablen Netzentgeltmodulen können deshalb für spätere dynamischere Tarifmodelle relevant sein.

19. Das HEMS wird zum Schnittstellenmanager

Ein Home-Energy-Management-System optimiert heute häufig den Eigenverbrauch einer PV-Anlage. Zukünftig könnte es deutlich mehr Signale berücksichtigen: PV-Prognose, Ladezustand des

Speichers, Börsenstrompreis, Netzentgelt, Anschlussleistung, Wärmebedarf, Fahrzeugladeziel und gegebenenfalls Netzrestriktionen.

Die Optimierungsaufgabe lautet dann nicht mehr nur „möglichst viel Solarstrom selbst nutzen“, sondern beispielsweise: Das Fahrzeug soll bis 7 Uhr ausreichend geladen sein, der Speicher soll wirtschaftlich betrieben werden, die Wärmepumpe soll Komfort sicherstellen und zugleich sollen hohe Leistungs- oder Netzkosten vermieden werden.

Das HEMS entwickelt sich damit vom Eigenverbrauchsoptimierer zum Schnittstellenmanager zwischen Gebäude, Strommarkt und Stromnetz.

20. Bedeutung für Elektrohandwerk, Planung und Beratung

AgNes ist deshalb nicht nur ein Thema für Regulierungsbehörden und Netzbetreiber. Wenn Anschlusskapazität und zeitliche Netznutzung wirtschaftlich stärker bewertet werden, verändert sich die Planung elektrischer Anlagen.

- PV: Nicht nur Modulleistung, sondern erforderliche Einspeiseleistung betrachten.
- Speicher: Nicht nur Eigenverbrauchsquote, sondern Leistungsbegrenzung und Netzinteraktion bewerten.
- Wallbox: Ladeleistung und Gleichzeitigkeit in ein Gesamtlastmanagement integrieren.
- Wärmepumpe: thermische Speicherfähigkeit und zeitliche Verschiebbarkeit berücksichtigen.
- HEMS: Markt-, Gebäude- und Netzsignale gemeinsam verarbeiten.
- Gewerbe: Anschlussleistung, Lastspitzen, Speicher und flexible Prozesse gemeinsam optimieren.

21. Mögliche Systemarchitektur

Zeithorizont	Problem	Instrument	Ziel
Langfristig	Strukturelle Netzknappheit	Netzausbau	Kapazität erhöhen
Langfristig	Überdimensionierter Anschluss	Kapazitätspreis/BKZ	Anschluss optimieren
Kurz-/mittelfristig	Verschiebbare Last	Zeitvariables/dynamisches Entgelt	Flexibilität anreizen
Kurzfristig	Konkreter Flexibilitätsbedarf	Flexibilitätsbeschaffung	Definierte Menge aktivieren
Operativ	Physikalischer Engpass	Redispatch	Netzsicherheit herstellen

Nicht jedes Netzproblem ist ein Preisproblem – und nicht jedes Netzproblem ist ein Ausbauproblem.

22. Wissenschaftliche Gesamtbewertung

Die untersuchten Quellen liefern keinen belastbaren Grund dafür, ein einzelnes Instrument als universelle Lösung zu betrachten. Grund-, Arbeits- und Kapazitätspreise erfüllen primär Finanzierungs- und Allokationsfunktionen. Zeitvariable oder dynamische Netzentgelte können flexible Netznutzung anreizen. Flexibilitätsmärkte können definierte Mengen verfügbar machen. Redispatch dient der gezielten Engpassbeseitigung. Netzausbau bleibt für strukturelle Engpässe unverzichtbar.

Die Frontier-Studie liefert eine methodisch relevante Kritik an dynamischen Netzentgelten, insbesondere hinsichtlich Prognoseanforderungen, Reaktionsunsicherheit und Marktinteraktion. Ihre Schlussfolgerungen sollten jedoch als Position einer von RWE beauftragten Studie gelesen und mit regulatorischen sowie europäischen Quellen abgeglichen werden.

ACER und der europäische Rechtsrahmen sprechen grundsätzlich für kostenreflektierende, transparente und diskriminierungsfreie Tarife, lassen aber unterschiedliche Ausgestaltungen zu. Daraus folgt keine Pflicht zu einem einzigen hochdynamischen Modell, wohl aber die Notwendigkeit, Netz- und Marktsignale kohärent zu gestalten.

23. Schlussfolgerung

AgNes markiert einen möglichen Übergang von einer stark mengenorientierten Finanzierung der Stromnetze zu einer mehrdimensionalen Netzentgeltsystematik. In einem Stromsystem mit dezentraler Erzeugung, Speichern, Elektromobilität, Wärmepumpen und digital steuerbaren Lasten reicht die Betrachtung der jährlichen Kilowattstunden allein immer weniger aus.

Die entscheidende Herausforderung besteht jedoch nicht darin, möglichst dynamische Preise einzuführen. Ein tragfähiges System muss Finanzierungssicherheit, Kostenreflexivität, Investitionssignale, Flexibilität und Netzsicherheit miteinander verbinden. Dabei müssen die Rollen der einzelnen Instrumente klar bleiben.

Die Qualität von AgNes wird sich daran messen lassen, ob Netzkapazität und Flexibilität ökonomisch sinnvoll bewertet werden, ohne das System für Verbraucher, Planer und Investoren unnötig komplex oder unvorhersehbar zu machen.

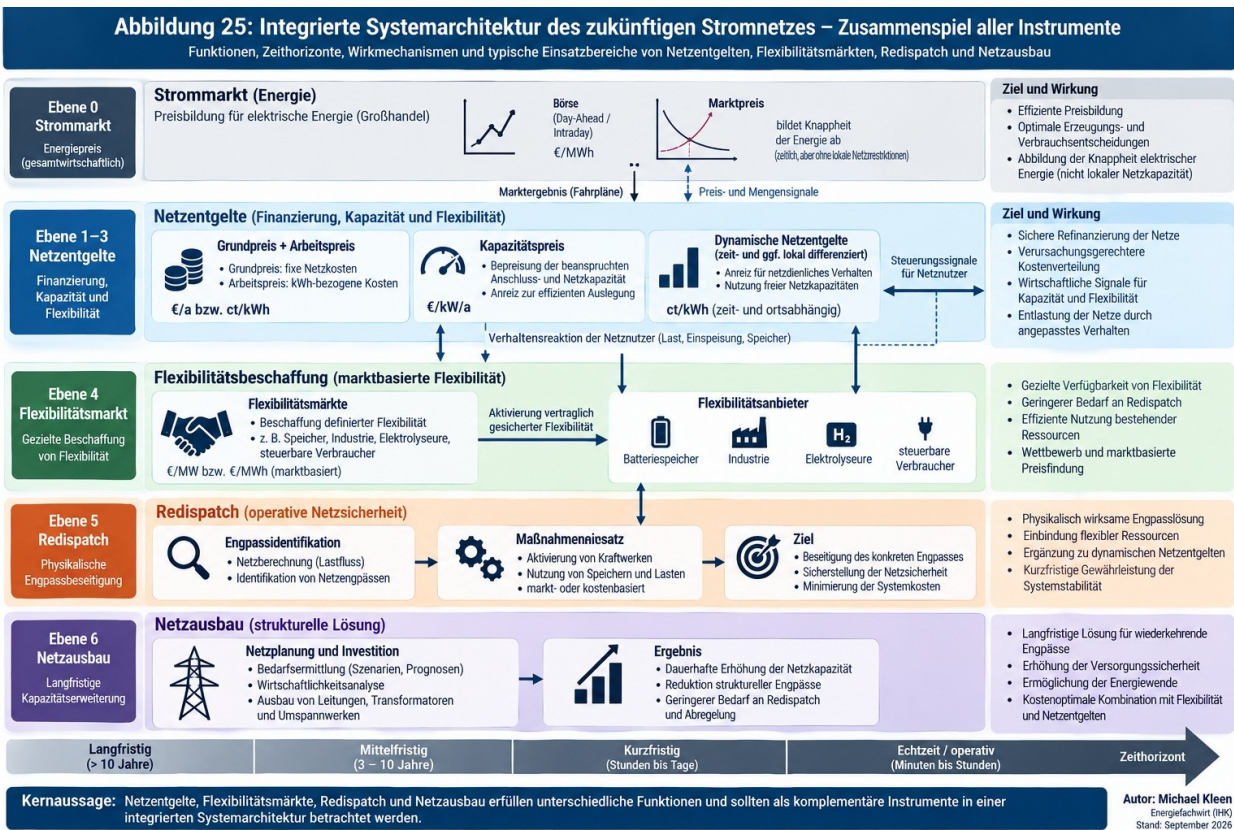


Abbildung 25: Integrierte Systemarchitektur des zukünftigen Stromnetzes – Zusammenspiel von Netzentgelten, Flexibilitätsmärkten, Redispatch und Netzausbau. Eigene Darstellung, Michael Kleen, 2026.

Quellen und Literatur

1. Bundesnetzagentur (2026): AgNes – Allgemeine Netzentgeltsystematik Strom, Verfahren GBK-25-01-1#3; Festlegungsentwurf und Konsultationsunterlagen, Stand August/September 2026.
2. Bundesnetzagentur (2026): Presse- und Hintergrundinformationen zur Reform der Stromnetzentgelte und zum AgNes-Verfahren.
3. Bundesrepublik Deutschland: Energiewirtschaftsgesetz (EnWG), insbesondere § 21.
4. Europäische Union: Verordnung (EU) 2019/943 über den Elektrizitätsbinnenmarkt, insbesondere Art. 18.
5. ACER (2025): Electricity Network Tariff Practices – Bericht und Empfehlungen zu kostenreflektierenden Netzentgelten.
6. Frontier Economics (2026): Bewertung dynamischer Netzentgelte und Weiterentwicklung des Redispatch. Studie im Auftrag der RWE AG, 1. April 2026.

Weiterführende öffentliche Fundstellen

https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/GBK/Ebene1_Rahmen/AgNes/start.html

https://www.gesetze-im-internet.de/enwg_2005/__21.html

<https://eur-lex.europa.eu/eli/reg/2019/943/oj>

<https://www.acer.europa.eu/>

https://www.frontier-economics.com/media/gqxjwza4/rpt-frontier-bewertung-dynamischer-netzentgelte-und-weiterentwicklung-des-redispatch-final-2026-04-01_clean-stc.pdf