

Tagung „Ein Stromnetz für die Energiewende“

Netzentgeltsystematik im Wandel - Herausforderung Netzausbaukosten und Netznutzungsentgelte

Koblenz, 8.6.2017

Thesen

1. **Die Stromnetzentgelte werden aller Voraussicht nach auch in den nächsten Jahren (weiter) steigen.**
2. **Eine verursachungsgerechte Lastenverteilung (Netzkosten) in Zeiten einer zunehmenden Dezentralisierung der Stromerzeugung durch Erneuerbare Energien wird nur durch eine Reform der Netzentgeltsystematik möglich sein.**
3. **Ohne eine „Transparenzwende“ bei den Regulierungsbehörden wird es jedoch eine sinnvolle und faktenbasierte Diskussion zur Reform der Netzentgeltsystematik nicht geben.**

Schlagzeilen 2016

Handelsblatt

23.09.2016

ENERGIEWENDE

Für Stromkunden wird es teurer

Netzbetreiber Tennet kündigt an, die Netzentgelte zum Jahreswechsel um 80 Prozent zu erhöhen. Hauptursache ist der rasante Ausbau der erneuerbaren Energien. Zahlen müssen die Stromverbraucher.“

SPIEGEL ONLINE

23.09.2016

Strompreis

50Hertz und Tennet erhöhen Netzentgelte deutlich

Immer mehr Strom kommt aus erneuerbaren Quellen - aber der Ausbau der Übertragungsnetze hält damit nicht Schritt. Das verursacht Kosten, die Tennet und 50Hertz nun an die Verbraucher weitergeben.

tagesschau.de

02.11.2016

Umstrittene Industrie-Subventionen

Netz-Rabatte übersteigen eine Milliarde

Seit 2011 werden besonders stromintensive Unternehmen von einem Teil der Netzentgelte befreit. Schultern müssen das die Verbraucher. Allein für 2017 werden sich die Industrierabatte auf mehr als eine Milliarde Euro belaufen.

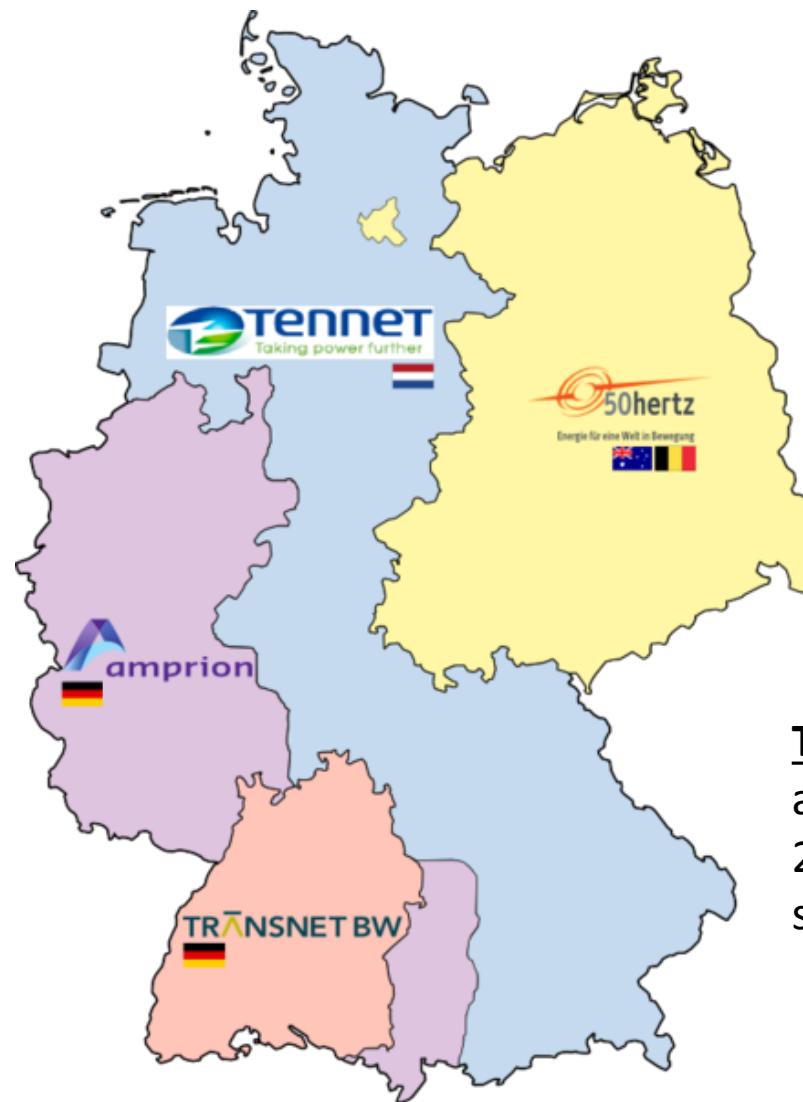
Entwicklung der Netzentgelte im Stromübertragungsnetz (= „Stromautobahnen“)

Amprion

aktuell: **58,95 €/kW**

2016->17: + 13%

seit 2006: + 45%



TransnetBW

aktuell: **63,00 €/kW**

2016->17: + 5%

seit 2006: + 83%

50hertz

aktuell: **116,01 €/kW**

2016->17: + 42%

seit 2006: + 201%

Tennet

aktuell: **122,60 €/kW**

2016->17: + 79%

seit 2006: + 272%

Ist der Kostenanstieg gerechtfertigt?



Bundesnetzagentur  @bnetza · 24. Nov. 2016

Antwort an [@RegTransparenz](#)

#Bundesnetzagentur hat keine Hinweise, dass
Steigerungen bei Netzentgelten nicht gerechtfertigt sind.



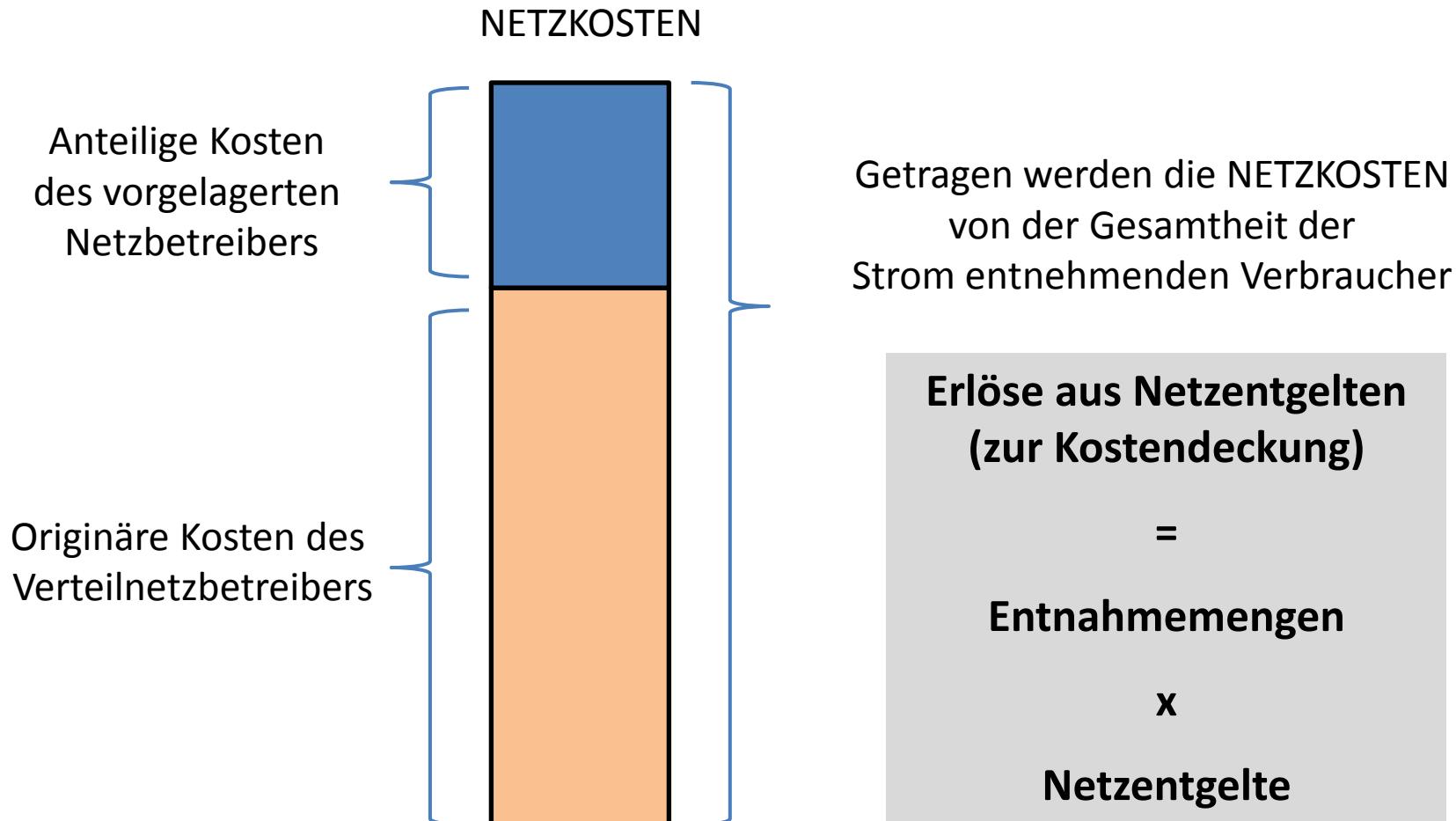
Bundesnetzagentur  @bnetza · 24. Nov. 2016

Antwort an [@RegTransparenz](#)

Steigende Netzstabilisierungskosten führen zu
steigenden Netzentgelten, Netzausbau muss zügig voran gehen.



Ausgangspunkt der Netzentgeltermittlung: Die Kosten des Verteilnetzbetreibers



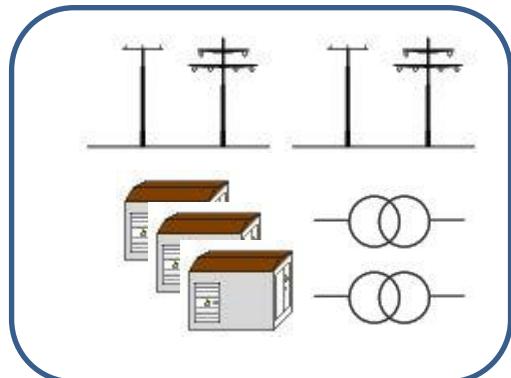
Verteilung der Kosten

Wie sollen die Kosten auf die Netznutzer verteilt werden?

Wieviel Kosten trägt welcher Kunde?

Kosten einer Netzebene

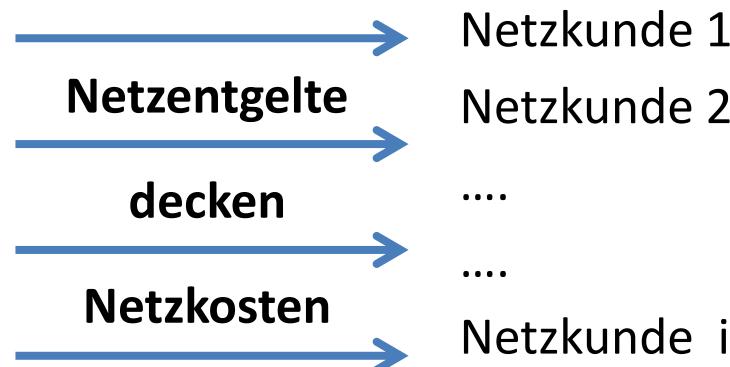
(inkl. Kosten der vorgelagerten
Netzebenen)



Kunden zahlt Netzentgelte

(Verbraucher und nachgelagerte
Netzebenen)

?



Logik der Kostenverteilung („Kostenallokation“)

- Grundgedanke (grob): Maßgeblich für die Netzdimensionierung (und mithin für die Kosten) ist die Jahreshöchstlast einer Netzebene
→ Jahreshöchstlast = Ausgangspunkt der Netzentgeltermittlung
- Da jedoch die individuellen Jahreshöchstwerte der Verbraucher nicht zur gleichen Zeit auftreten, werden als Hilfsmaß für die Ausnutzung eines Anschlusses die sog. „Benutzungsstunden“ eines Anschlusses herangezogen:
 - **Verbraucher mit hohen Benutzungsstunden** haben mit **höherer Wahrscheinlichkeit** ihre individuelle Jahreshöchstlast **gleichzeitig** mit dem Auftreten der Netzhöchstlast
(Beispiel für hohe Benutzungsstunden: Kühlhaus)
 - **Verbraucher mit geringen Benutzungsstunden** haben mit **geringerer Wahrscheinlichkeit** ihre individuelle Jahreshöchstlast **gleichzeitig** mit dem Auftreten der Netzhöchstlast
(Beispiel für niedrige Benutzungsstunden: Ferienhaus)

Netzentgeltsystematik

Das Resultat ist eine recht komplexe Preisblatt für die Netznutzung.

Leistungsgemessene Kunden zahlen jeweils einen Arbeits- & Leistungspreis

Jahresleistungspreissystem

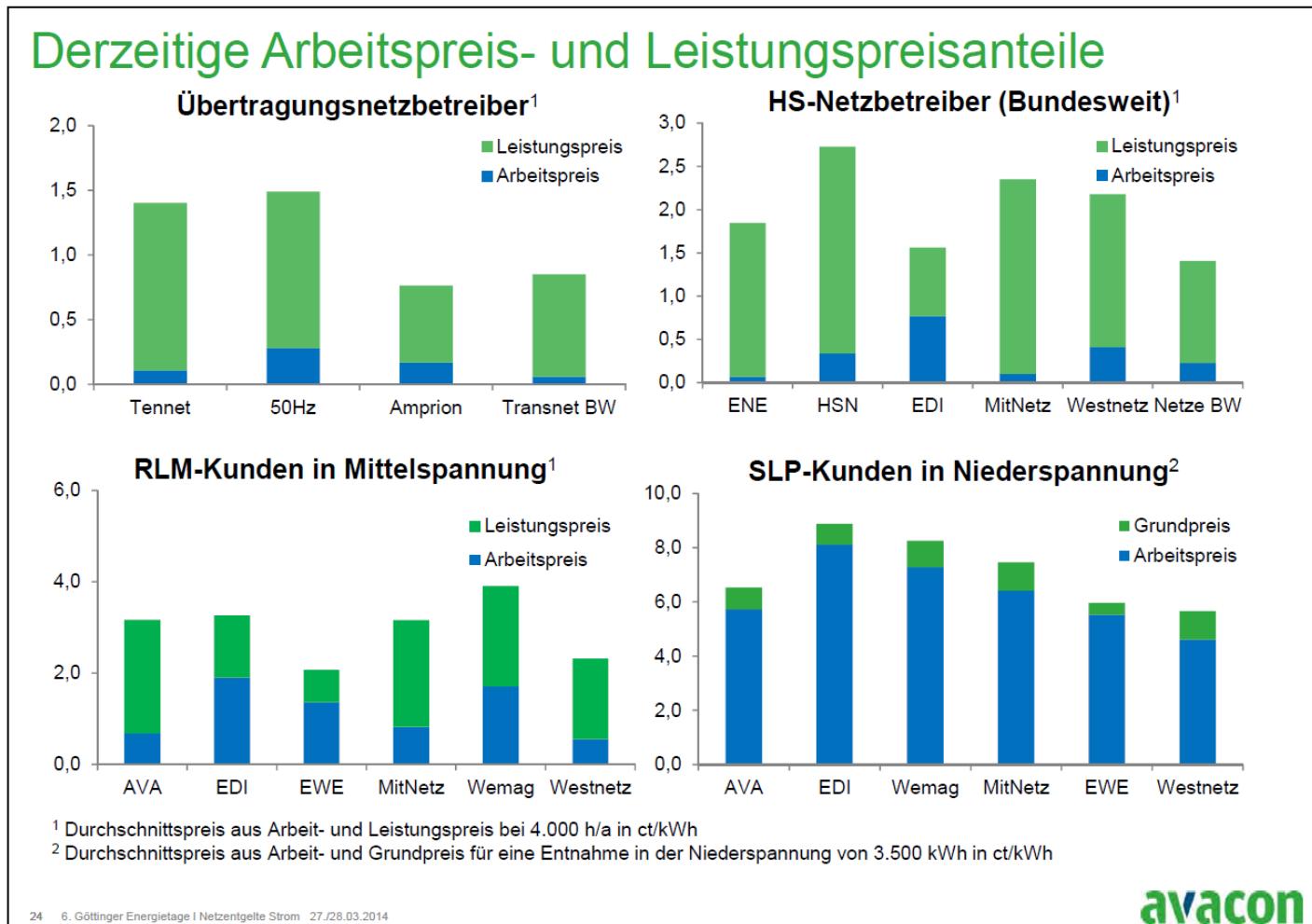
Benutzungsdauer < 2.500 h/a	Jahresleistungspreis		Arbeitspreis	
Netz-/Umspannebene	Netto	Brutto	Netto	Brutto
	€/kW*a	€/kW*a	ct/kWh	ct/kWh
Hochspannung	3,15	3,75	2,73	3,25
Umspannung Hoch-/Mittelspannung	3,67	4,37	3,14	3,74
Mittelspannung	4,49	5,34	3,39	4,03
Umspannung Mittel-/Niederspannung	5,01	5,96	4,53	5,39
Niederspannung	5,97	7,10	5,39	6,41

Beispiel:

Stromnetz Berlin 

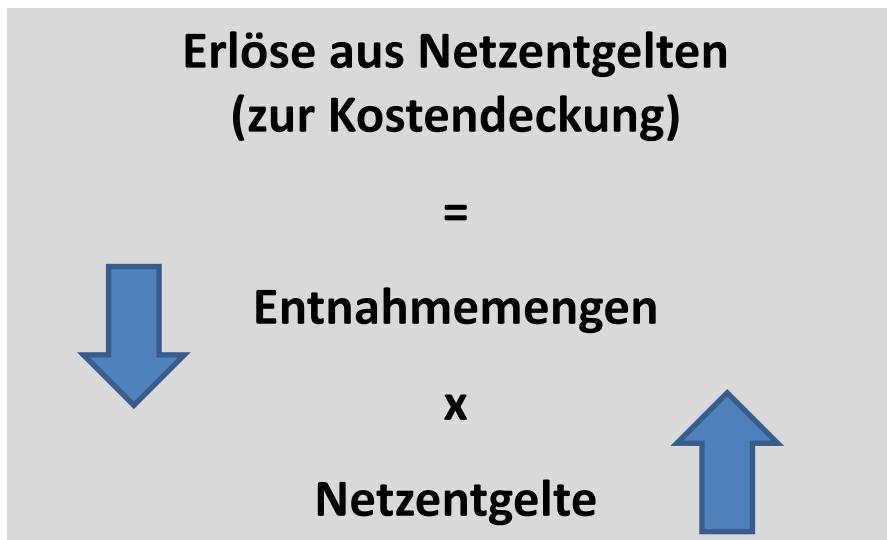
Benutzungsdauer ≥ 2.500 h/a	Jahresleistungspreis		Arbeitspreis	
Netz-/Umspannebene	Netto	Brutto	Netto	Brutto
	€/kW*a	€/kW*a	ct/kWh	ct/kWh
Hochspannung	36,92	43,93	1,38	1,64
Umspannung Hoch-/Mittelspannung	41,62	49,53	1,62	1,93
Mittelspannung	35,19	41,88	2,16	2,57
Umspannung Mittel-/Niederspannung	65,28	77,68	2,12	2,52
Niederspannung	77,77	92,55	2,52	3,00

Zusammensetzung der Netzentgelte aus Arbeits- und Leistungspreis (Beispiele)



Was bedeutet das Wachstum der Eigenerzeugungsanlagen für die Netzentgelte?

- Die Logik für Verbraucher ist einfach: Eigenerzeugung reduziert den Strombezug aus dem Verteilnetz – und senkt mithin die Netzentgeltrechnung.
- Die Folge für den Verteilnetzbetreiber: Bei zunehmender Eigenerzeugung werden die (gleichbleibenden) Netzkosten auf eine sinkende Entnahmemenge verteilt. Die Folge sind steigende Netzentgelte.

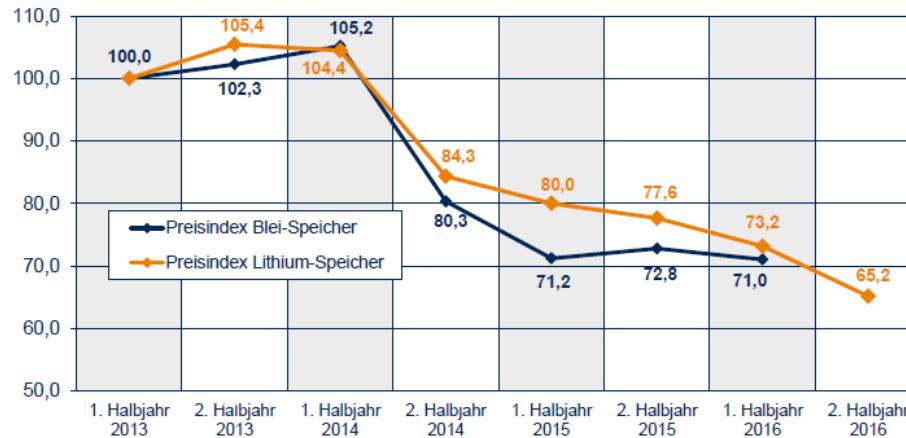


Zunahme der Eigenerzeugung ist wahrscheinlich – oder umgekehrt: Die Entnahmemenge aus dem Netz sinkt weiter

Die Preisentwicklung sowohl bei Kleinspeichern als auch bei Solaranlagen macht eine weitere Zunahme der Eigenerzeugung sehr wahrscheinlich.

Preisindex Kleinspeicher bis 10 kWh

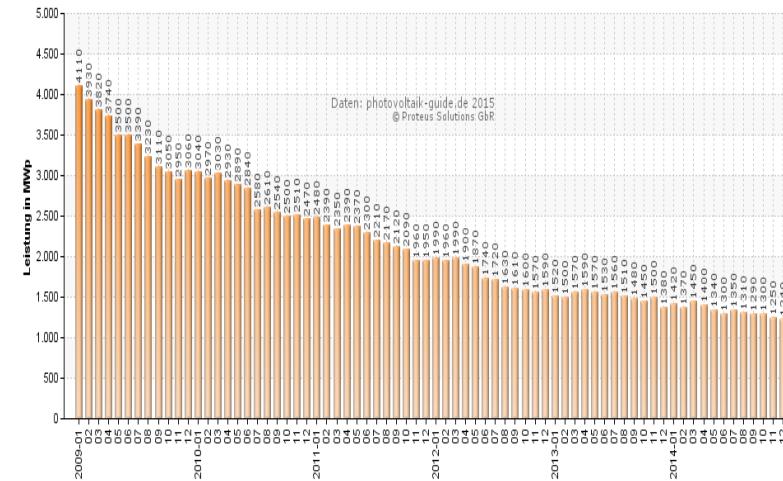
Preisindex Batteriespeicher nach Technologie - Speicher bis 10 kWh



Start: 1. Halbjahr 2013 = 100%
Quelle: BSW-Solar, Stand 11/2016

Hinweis: Der Preisindex der jeweiligen Speicher-Technologie wird auf Basis des durchschnittlichen Speicherpreises (Größenklassen bis 10 kWh) ermittelt.

Preis für eine Solarstromanlage bis 100 kWp schlüsselfertig netto je kWp 2009-2014



Reform der Netzentgeltsystematik

- Ohne eine Reform der Netzentgeltsystematik werden Verteilnetzbetreiber ihre durch Netzausbau wachsenden Netzkosten auf eine immer weiter schrumpfende Entnahmemenge verteilen müssen.
- Das hätte unvermeidlich eine „schleichende“ Lastenverteilung bei Netzkosten weg von eigenerzeugenden „Prosumers“ (= PROducing conSUMER) hin zu Stromverbrauchern ohne Eigenerzeugung.
- Dies wäre energiewirtschaftlich bedenklich: Denn „Prosumer“ benötigen ihre bisherige Anschlusskapazität weiterhin und leisten somit mittelfristig keinen Beitrag zu einer Absenkung der Netzkosten des Verteilnetzbetreibers
- ABER: Darüber, wie gravierend das Problem tatsächlich ist – oder wann es gravierend zu werden droht – wissen wir sehr wenig. Die erforderlichen Daten für eine entsprechende Analyse stehen nicht zur Verfügung. Zentrale Ursache hierfür ist Intransparenz der Netzkostenregulierung.

Die Bedeutung von Transparenz

Im energiepolitischen Kontext:

1. Planung, Umsetzung und Kontrolle politischer Entscheidungen

- Bewertung von Handlungsalternativen
- Umsetzung / Steuerung
- Evaluierung

2. Verbraucherschutz

- „Rechnung“ zahlt stets der Kunde
- Bislang unzureichende Beteiligung der Verbraucher

3. Effizienter Netz- und Marktzugang

- Garant für Level-Playing-Field

Kostentransparenz der Energiewende und Netzregulierung

Frankfurter Allgemeine

Bundesrechnungshof kritisiert undurchsichtige Energiewende

Die Regierung schlampet in der Energiepolitik. Zu dem Schluss kommen Prüfer. Sie werfen dem Ministerium von Sigmar Gabriel grobe Mängel und teure Fehler vor.

12.01.2017, von **ANDREAS MIHM**, BERLIN



„Elementare Fragen wie ‚Was kostet die Energiewende den Staat?‘ oder ‚Was soll die Energiewende den Staat kosten?‘ werden nicht gestellt und bleiben unbeantwortet“, schreiben die Prüfer in dem Dokument.“

2.8.3 Bewertung

Auch wenn das Transparenzniveau in den betrachteten Ländern sehr unterschiedlich ist, wird doch deutlich, dass mit Ausnahme von Italien insgesamt ein höheres Maß an Transparenz als in Deutschland vorhanden ist. Probleme, die sich aus der Veröffentlichung dieser Information ergeben hätten, sind hingegen nicht bekannt. Bemerkenswert ist, dass auf europäischer Ebene seitens ACER für die Gasfernleitungsnetzbetreiber ein gewisses Maß an Transparenz als fester Bestandteil der Entgeltregulierung gesehen wird.

Intransparenz der Netzkostenregulierung

Beispiel Regulierungskammer Rheinland Pfalz (1)

Beschl. der Regulierungskammer Rheinl.-Pfalz (Netzentgeltgenehmigung 2007): Schwärzung d. Prüfergebnisse

Seite 7

3.4. Vermutungsregelung nach § 32 Abs. 3 Satz 3 StromNEV

Zur erstmaligen Ermittlung der Netzentgelte nach § 32 Absatz 2 StromNEV waren die kalkulatorischen Restwerte des Sachanlagevermögens für den eigenfinanzierten Anteil auf Tagesneuwertbasis nach § 6 Abs. 3, für den fremdfinanzierten Anteil anschaffungsorientiert zu bestimmen und anlagencharf zu dokumentieren. Dabei waren die seit Inbetriebnahme der Sachanlagegüter der kalkulatorischen Abschreibung tatsächlich zu Grunde gelegten Nutzungsdauern heranzuziehen. Soweit vor dem Inkrafttreten der StromNEV bei der Stromtarifbildung nach der Bundesanordnung Elektrizität Kosten des Elektrizitätsversorgungsnetzes zu berücksichtigen waren und von Dritten gefordert wurden, wird vermutet, dass die nach den Verwaltungsvorschriften der Länder jeweils zulässigen Nutzungsdauern der Ermittlung der Kosten zu Grunde gelegt worden sind.

Nach den Vorschriften der BTOElt waren die Tarife genehmigungspflichtig. Dabei war nach den Vorschriften der BTOElt die gesamte Kosten- und Erlöslage zu Grunde zu legen. Die Energiepreisaufsicht hat auf dieser Basis in der Vergangenheit stets für die Antragsstellerin Allgemeine Tarife genehmigt. Da die genehmigten Tarife den Tarifkunden in Rechnung gestellt wurden, wurden die Kosten und mithin auch die Abschreibungen von Dritten gefordert. Nach der rheinland-pfälzischen Arbeitsanleitung zur Darstellung der Kosten- und Erlöslage waren bei der Ermittlung der Abschreibungen die steuerlichen Nutzungsdauern zu Grunde zu legen.

Die Vorschriften des § 32 Abs. 3 StromNEV wurden von der Antragstellerin bei der Ermittlung der kalkulatorischen Abschreibungen durchgehend nicht beachtet (vgl. Anlage 4 ; CD-ROM).

3.5. Prüfungsergebnis

Seite 8

Danach ergibt sich folgendes Bild:



4. Kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung (Position 3 im BAB und Erhebungsbogen B3)

4.1. Ermittlung der Restbuchwerte

Die im Rahmen der Ermittlung der Abschreibungen ermittelten Restbuchwerte sind Ausgangsbasis für die Berechnung der Eigenkapitalverzinsung. Insofern sind die im Rahmen der Eigenkapitalverzinsung angesetzten Restbuchwerte an die Werte anzupassen, wie sie sich aus der - ggf. auch nur hilfsweise - Neuberechnung der Abschreibungen ergeben.

4.2. Ermittlung des betriebsnotwendigen Eigenkapitals

Die Berechnung der Eigenkapitalverzinsung bei Altanlagen hat entsprechend der Systematik der StromNEV zu erfolgen. Danach ist zunächst unter Berücksichtigung der Eigenkapitalquote nach § 6 Abs. 2 StromNEV das betriebsnotwendige Eigenkapital zu bestimmen.

Nach § 7 Abs. 1 Satz 3 StromNEV ist der die zugelassene Eigenkapitalquote von 40 % überschreitende Anteil des Eigenkapitals nominal wie Fremdkapital zu verzinsen. Soweit das nach § 7 Abs. 1 StromNEV berechnete betriebsnotwendige Eigenkapital mehr als 40 % des nach dieser Vorschrift ermittelten betriebsnotwendigen Vermögens beträgt, ist folglich das betriebsnotwendige Eigenkapital in zwei Anteile zu zerlegen. Zu bestimmen ist zunächst der Anteil des Eigenkapitals, der die zugelassene Eigenkapitalquote nicht überschreitet, sodann der Eigenkapitalanteil, der die zugelassene Eigenkapitalquote übersteigt.

Intransparenz der Netzkostenregulierung

Beispiel Regulierungskammer Rheinland Pfalz (2)

Beschl. der Regulierungskammer Rheinl.-Pfalz (2014 Erösobergrenze): Schwärzung d. Prüfergebnisse

Anlage I enthält Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse Regulierungsanstalt Rheinland-Pfalz

Bestimmung des Ausgangsniveaus (Strom) nach § 6 Abs. 1 ARegV
für

Rheinhessische Energie- und Wasserversorgungs-GmbH

Die zweite Regulierungsperiode für Elektrizitätsvernetzbetreiber beginnt am 01.01.2014. Die Kostenprüfung erfolgt nach § 6 Abs. 1 S. 3 Anreizregulierungsverordnung (ARegV) im vorletzten Kalenderjahr vor Beginn der Regulierungsperiode auf der Grundlage der Daten des letzten abgeschlossenen Geschäftsjahres. Dabei gilt gemäß § 6 Abs. 1 S. 4 ARegV das Kalenderjahr, in dem das der Kostenprüfung zugrunde liegende Geschäftsjahr endet, als Basisjahr im Sinne der Verordnung. Demnach erfolgt die Kostenprüfung auf der Grundlage der Kostendaten des Basisjahres 2011.

Zentraler Maßstab ist damit die Kostenorientierung. Hierin spiegelt sich die wettbewerbspolitische Motivation des Gesetzgebers, mit der er auf das strukturelle Wettbewerbsdefizit der Netzmärkte reagiert: Als natürliche Monopolisten besteht für die Netzbetreiber kein Anreiz, ihre Netzentgelte effizient zu gestalten. In dieser Situation strukturell wettbewerbsdefizitär Märkte zielt die Regulierung auf die Simulierung von Wettbewerb. Die Entgelte sollen so gebildet werden, wie sie sich bei funktionierendem Wettbewerb herausbilden würden. Funktionierte der Wettbewerb, hätte jeder Netzbetreiber einen Anreiz, seine Kosten durch effizienten Netzbetrieb soweit wie möglich zu reduzieren. Monopolgewinne könnte er nicht erzielen.

Für die Bestimmung des Ausgangsniveaus der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen für die zweite Regulierungsperiode Strom sind die Netzkosten nach § 6 Abs. 1 Satz 1 ARegV i. V. m. Teil 2 Abschnitt 1 (§§ 4 – 10) Stromnetzentsgeltverordnung (StromNEV) zu ermitteln. Gemäß § 4 Abs. 2 StromNEV setzen sich die Netzkosten aus den aufwandsgleichen Kosten nach § 5 StromNEV, den kalkulatorischen Abschreibungen nach § 6 StromNEV, der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung nach § 7 StromNEV sowie den kalkulatorischen Steuern nach § 8 StromNEV unter Abzug der kostenmindernden Erlöse und Erträge nach § 9 StromNEV zusammen. Netzerluste sind gemäß § 10 StromNEV zu berücksichtigen.

Bilanzielle und kalkulatorische Kosten sind nur insoweit anzusetzen, als sie einen Bezug zum Netzbeitrag aufweisen, den Kosten eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen (§ 4 Abs. 1 S. 1 StromNEV, § 21 Abs. 2 S. 1 Energiewirtschaftsgesetz - EnWG) und sich bei einem im Wettbewerb stehenden Unternehmen ihrem Umfang nach einstellen würden (vgl. § 21 Abs. 2 S. 2 EnWG);

„Die Entgelte werden auf der Grundlage der Kosten einer Betriebsführung, die denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen müssen, unter Berücksichtigung von Anreizen für eine effiziente Leistungserbringung und einer angemessenen, weltbewerbsfähigen und risikoangepassten Verzinsung des eingesetzten Kapitals gebildet. [...] Soweit die Entgelte kostenorientiert gebildet

Position	Korrektur der Regulierungskammer Rheinland-Pfalz:	Begründung:

Ignorierte Veröffentlichungspflicht (§ 74 EnWG): Verfügbarkeit behördlicher Entscheidungen, Stand 2015

Entscheidungen zu Stromnetzentgelten und Erlösobergrenzen (EOG) seit 2005 (geschätzt)

Tabelle 2

Regulierungsbehörde	Anzahl der Stromnetzbetreiber* (teilweise geschätzt)	Anzahl der Stromnetzentgelt-Entscheidungen (geschätzt)**	Gemäß § 74 EnWG auf Internetseite veröffentlicht?	Ergebnisse (EOG) veröffentlicht?
Baden-Württemberg	115	460	nein	ja (100 %)
Bayern	213	852	nein	nein
Hessen	40	160	nein	nein
Niedersachsen	57	228	nein	nein
Nordrhein-Westfalen	120	480	nein	nein
Rheinland-Pfalz	52	208	nein	nein
Saarland	20	80	nein	nein
Sachsen	34	136	nein	nein
Sachsen-Anhalt	28	112	nein	nein
	772	3.088		
BNetZA				
originäre Zuständigkeit	100	400	<15% (alle geschwärzt)	nein
Organleihe**	93	372		
	872	3.488		

Thesen

1. **Die Stromnetzentgelte werden aller Voraussicht nach auch in den nächsten Jahren (weiter) steigen.**
2. **Eine verursachungsgerechte Lastenverteilung (Netzkosten) in Zeiten einer zunehmenden Dezentralisierung der Stromerzeugung durch Erneuerbare Energien wird nur durch eine Reform der Netzentgeltsystematik möglich sein.**
3. **Ohne eine „Transparenzwende“ bei den Regulierungsbehörden wird es jedoch eine sinnvolle und faktenbasierte Diskussion zur Reform der Netzentgeltsystematik nicht geben.**

Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit!



Kevin Canty

Dircksenstr. 41

10178 Berlin

T: +49-30-2345.8961

F: +49-30-2345.9754

kevin.canty@infracomp.de

www.infracOMP.de