

OPEX-Anpassung „*BASE*”

Betriebskosten-Aufschlag anhand der SFA-
Koeffizienten des Effizienzvergleichs

10. September 2024



Netzbetreiber sehen sich mit steigenden OPEX konfrontiert

Eine Verkürzung der Regulierungsperiode ist kein probates Mittel zum Umgang mit Kostensteigerungen in der laufenden Regulierungsperiode

- Kapitalkosten können in der aktuellen Ausgestaltung der ARegV ohne Zeitverzug in der EOG angesetzt werden.
- Die operativen Kosten werden jedoch aus dem Basisjahr fortgeschrieben. Der Anstieg von OPEX im Laufe der Regulierungsperiode bleibt unberücksichtigt.
- Aufgrund der vielfältigen Herausforderungen bei der Bewältigung der Versorgungsaufgabe – gerade in den letzten Jahren – ist ein Anstieg der OPEX zu beobachten. Bereits in der laufenden Regulierungsperiode muss daher eine Lösung gefunden werden.
- Die BNetzA hatte sich im bisherigen Verfahren für eine Verkürzung der Regulierungsperioden ausgesprochen. Diese Möglichkeit würde jedoch einen deutlichen Mehraufwand für die Netzbetreiber bedeuten und die Problematik des Zeitverzugs nur bedingt lösen.
- Wie im Expertenaustausch zum OPEX-Aufschlag am 27. Mai 2024 vereinbart, hat der VKU seine Überlegungen zu einer Ausgestaltung konkretisiert: Vorgeschlagen wird der **Betriebskosten-Aufschlag** anhand der **SFA-Koeffizienten** des **Effizienzvergleichs (BASE)**.



Ableitung des OPEX-Aufschlags anhand des Effizienzvergleichs

Um einen OPEX-Aufschlag aus den SFA-Koeffizienten ableiten zu können, sind mehrere Schritte notwendig

Ausgangslage: Effizienzvergleich Strom

- In der Methode SFA wird eine Kostenfunktion aufgestellt, die einen Zusammenhang zwischen den (s)TOTEX und den Vergleichsparametern herstellt.
- Dabei wird eine Normierung über die Messlokationen vorgenommen.
- Die Koeffizienten der SFA können als effiziente Kosten je Parameter interpretiert werden.

Schritt 1: Ableitung interpretierbarer Koeffizienten

- Im EVS4 wird neben einer Normierung mit Messlokationen auch eine Skalierung der Parameter vorgenommen.
- Durch EVS4-Nachbildung werden (leichter) interpretierbare Koeffizienten abgeleitet.
- Koeffizienten können aus der TOTEX-SFA und/oder der sTOTEX-SFA verwendet werden.

Schritt 2: Ableitung eines OPEX-Anteils

- Der Effizienzvergleich nutzt (s)TOTEX als Aufwandparameter.
- Zur Ableitung eines OPEX-Aufschlags ist die Bestimmung des OPEX-Anteils an den (s)TOTEX nötig.
- Der OPEX-Anteil kann netzbetreiberindividuell für das Basisjahr oder anhand eines Durchschnittswertes bestimmt werden.

Schritt 3: Interpretation der Ergebnisse

- Je (positiver) Änderung eines Vergleichsparameters des Effizienzvergleichs kann ein OPEX-Aufschlag ermittelt werden.
- BASE ist die Summe der ermittelten OPEX-Aufschläge über alle neun Vergleichsparameter und bildet die gestiegenen Betriebskosten der geänderten Versorgungsaufgabe ab.

Die effizienten Gesamtkosten je Vergleichsparameter aus EVS4 werden für BASE zunächst als (s)TOTEX-Koeffizient abgebildet

Strukturparameter VP	TOTEX-Koeffizient	pro Einheit	sTOTEX-Koeffizient	pro Einheit
Messlokationen	71,69 €	MeLo	79,56 €	MeLo
Netzlänge HöS, HS Kabel	102.499,26 €	km	101.181,89 €	km
Netzlänge HöS, HS Freileitung	16.483,64 €	km	16.191,18 €	km
Netzlänge MS, NS	391,97 €	km	390,97 €	km
Zeitgl. Jahreshöchstlast HS/MS	14,32 €	kW	15,06 €	kW
Zeitgl. Jahreshöchstlast MS/NS	97,13 €	kW	85,13 €	kW
Inst. dez. Erzeugungsleistung HöS bis HS/MS	1,54 €	kW	1,89 €	kW
Inst. dez. Erzeugungsleistung MS bis MS/NS	15,98 €	kW	14,86 €	kW
Inst. dez. Erzeugungsleistung NS	19,54 €	kW	23,18 €	kW

Die Berechnung von BASE erfolgt pro Netzbetreiber

Mit den SFA-Koeffizienten, den Veränderungen der Strukturparameter sowie dem jeweiligen OPEX-Anteil lässt sich ein jährlicher OPEX-Aufschlag berechnen

BASE in der Erlösobergrenze

- Anpassung basierend auf Planwerten für ein Jahr (späterer Plan-/Ist-Abgleich)
- Negative Parameterveränderungen werden auf Null gesetzt.
- Bei negativen Koeffizienten (vgl. EVS3) bleibt der Vergleichsparameter unberücksichtigt.
- BASE ist in EOG-Formel entsprechend Inflationierung anzupassen, da Ausgangspunkt Basisjahrkosten sind.
- Bei Netzzu- oder -abgängen wären neben der EOG im Verfahren nach § 26 ARegV auch die Parameter im Basisjahr anzugeben; Anwendung von BASE also nur für weitergehende Änderungen.

Berechnung von BASE je Netzbetreiber

$$BASE = \sum_{i=1}^9 (\beta_{VP_i} * \Delta VP_i) * \frac{OPEX_0}{(s)TOTEX_0} * \frac{VPI_t}{VPI_0}$$

Diagramm zur Berechnung von BASE je Netzbetreiber:

- Steigerung Parameter ggü. Basisjahr (bezieht sich auf ΔVP_i)
- Inflationsanpassung (bezieht sich auf $\frac{VPI_t}{VPI_0}$)
- (s)TOTEX-Koeffizient je Parameter (bezieht sich auf β_{VP_i})
- OPEX-Anteil im Basisjahr nach (s)TOTEX (bezieht sich auf $\frac{OPEX_0}{(s)TOTEX_0}$)

Beispiel

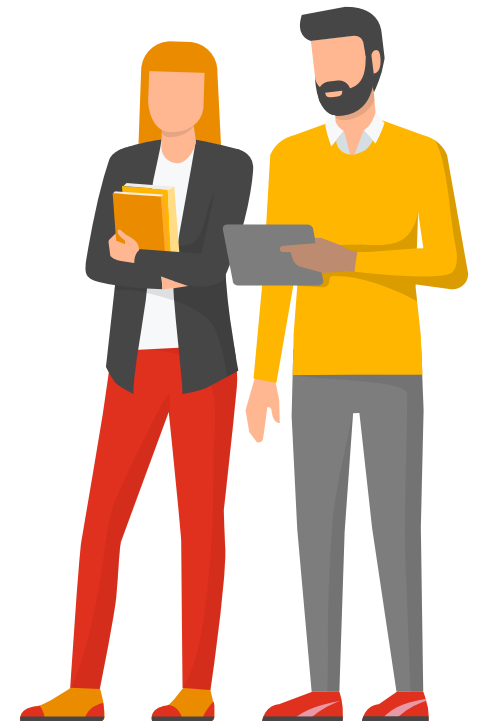
Bei gleicher Änderung der Versorgungsaufgabe erhält jeder Netzbetreiber bei gleichem OPEX-Anteil den gleichen BASE

$$BASE = \sum_{i=1}^9 (\beta_{VP_i} * \Delta VP_i) * \frac{OPEX_0}{(s)TOTEX_0}$$

Strukturparameter VP	TOTEX-Koeffizient	pro Einheit	Delta VP	TOTEX-Aufschlag	OPEX-Anteil	OPEX-Aufschlag vor VPI
Messlokationen	71,69 €	MeLo	200	14.338		
Netzlänge HöS, HS Kabel	102.499,26 €	km				
Netzlänge HöS, HS Freileitung	16.483,64 €	km				
Netzlänge MS, NS	391,97 €	km	10	3.920		
Zeitgl. Jahreshöchstlast HS/MS	14,32 €	kW				
Zeitgl. Jahreshöchstlast MS/NS	97,13 €	kW				
Inst. dez. Erzeugungsleistung HöS bis HS/MS	1,54 €	kW				
Inst. dez. Erzeugungsleistung MS bis MS/NS	15,98 €	kW	5.000	79.900		
Inst. dez. Erzeugungsleistung NS	19,54 €	kW	10.000	195.400		
Summe				293.558	60%	176.135

Ist BASE in der Lage, die OPEX-Entwicklung von einer zur anderen Regulierungsperiode adäquat zu schätzen?

- Um die Methodik zu testen, haben wir die OPEX der 4. RP ausgehend vom Basisjahr der 3. RP und dem entsprechenden OPEX-Aufschlag ermittelt und vergleichen den so für 2021 abgeleiteten Wert mit den von den Regulierungsbehörden festgestellten OPEX aus den Überleitungsrechnungen (Basisjahr 4. RP).
- Die OPEX-Anteile werden netzbetreiberindividuell aus den uns vorliegenden Überleitungsrechnungen (ÜLR) ermittelt. Bei den Unternehmen, deren ÜLR uns nicht vorliegt, wird hilfsweise mit dem arithmetischen Mittelwert aus den bekannten ÜLR gerechnet.
- Dazu werden Kosten- und Strukturdaten für 189 NB aus der Malmquist-Datei vom 05.01.2024 entnommen. Von diesen liegen 110 ÜLR für die 3. RP und 109 ÜLR für die 4. RP vor. Für 79 bzw. 80 NB wird der jeweils mittlere OPEX-Anteil verwendet.
- Aufgrund der teils negativen SFA-Koeffizienten des EVS3 und negativer Parameterveränderungen einzelner Teilnehmer wurden verschiedene Varianten geprüft, die einen BASE-Ansatz repräsentieren und die OPEX für 2021 berechnen. Zusätzlich erfolgt eine Anpassung über den VPI mit dem Basisjahr 2016 auf 2021.



Für die Berechnung des TOTEX-Aufschlags werden interpretierbare Koeffizienten benötigt

Die Koeffizienten aus der 3. und 4. RP haben eine vergleichbare Dimension

(s)TOTEX-Aufschlag anhand SFA-Koeffizienten aus dem EVS3

Strukturparameter	TOTEX-Aufschlag pro Einheit
Messlokationen	66.12 MeLo
Netzlänge HöS, HS Kabel	73,944.96 km
Netzlänge HöS, HS Freileitung	15,264.65 km
Netzlänge MS	3,764.47 km
Netzlänge NS	- 668.67 km
Zeitgl. Jahreshöchstlast HS/MS	12.47 kW
Zeitgl. Jahreshöchstlast MS/NS	96.06 kW
Inst. dez. Erzeugungsleistung HöS bis HS/MS	- 0.74 kW
Inst. dez. Erzeugungsleistung MS bis MS/NS, NS	8.81 kW

Strukturparameter	sTOTEX-Aufschlag pro Einheit
Messlokationen	62.18 MeLo
Netzlänge HöS, HS Kabel	79,630.80 km
Netzlänge HöS, HS Freileitung	14,220.14 km
Netzlänge MS	3,180.33 km
Netzlänge NS	- 525.43 km
Zeitgl. Jahreshöchstlast HS/MS	12.42 kW
Zeitgl. Jahreshöchstlast MS/NS	105.97 kW
Inst. dez. Erzeugungsleistung HöS bis HS/MS	0.35 kW
Inst. dez. Erzeugungsleistung MS bis MS/NS, NS	10.80 kW

(s)TOTEX-Aufschlag anhand SFA-Koeffizienten aus dem EVS4

Strukturparameter	TOTEX-Aufschlag pro Einheit
Messlokationen	71.69 € MeLo
Netzlänge HöS, HS Kabel	102,499.26 € km
Netzlänge HöS, HS Freileitung	16,483.64 € km
Netzlänge MS, NS	391.97 € km
Zeitgl. Jahreshöchstlast HS/MS	14.32 € kW
Zeitgl. Jahreshöchstlast MS/NS	97.13 € kW
Inst. dez. Erzeugungsleistung HöS bis HS/MS	1.54 € kW
Inst. dez. Erzeugungsleistung MS bis MS/NS	15.98 € kW
Inst. dez. Erzeugungsleistung NS	19.54 € kW

Strukturparameter	sTOTEX-Aufschlag pro Einheit
Messlokationen	79.56 MeLo
Netzlänge HöS, HS Kabel	101,181.89 km
Netzlänge HöS, HS Freileitung	16,191.18 km
Netzlänge MS, NS	390.97 km
Zeitgl. Jahreshöchstlast HS/MS	15.06 kW
Zeitgl. Jahreshöchstlast MS/NS	85.13 kW
Inst. dez. Erzeugungsleistung HöS bis HS/MS	1.89 kW
Inst. dez. Erzeugungsleistung MS bis MS/NS	14.86 kW
Inst. dez. Erzeugungsleistung NS	23.18 kW

Datengrundlage für die Verprobung

Die Ermittlung der Strukturdatenveränderungen und die Netzzuordnungen erfolgten mit Hilfe des Malmquist-Datensatzes vom 05.01.2024

Periodenübergreifende DMU-Nummer	Teilnahme am Effizienzvergleich	Zuordnungskürzel	BNR	NNR	Name	x_Totex	x_Stotex	y3_Peak_hsms	y3_Peak_msns	y3_Cables_cir_hs	y3_Lines_cir_hs
10000110_1	RP 3	Z	10000110		1 Stadtwerke Schweinfurt GmbH	10982981	11228047	119382	36238	8	
10000110_1	RP 4	Z	10000110		1 Stadtwerke Schweinfurt GmbH	12518828	12498882	106024	32568	8	
10000127_1	RP 3	Z-bnr	10000127		1 EWR GmbH	12997565	13163749	0	49717	0	
10000127_1	RP 4	Z-bnr	10000127		1 EWR GmbH	13683481	13693534	0	47918	0	
10000140_1	RP 3	Z	10000140		1 Vereinigte Wertach Elektrizitätswerke GmbH	10349264	10428259	0	43824	0	
10000140_1	RP 4	Z	10000140		1 Vereinigte Wertach-Elektrizitätswerke GmbH	12221171	12401668	0	41402	0	
10000148_1	RP 3	Z	10000148		1 Stadtwerke Elmshorn	7208622	7223780	0	27676	0	
10000148_1	RP 4	Z	10000148		1 Stadtwerke Elmshorn	7565	7593657	0	26447	0	
10000150_1	RP 3	Z	10000150		1 Überlandwerk Leinetal GmbH		1333545	0	32000	0	
10000150_1	RP 4	Z	10000150		1 Überlandwerk Leinetal GmbH						
10000172_1	RP 3	Z	10000172		1 Stadtwerke Wolfenbüttel GmbH						
10000172_1	RP 4	Z	10000172		1 Stadtwerke Wolfenbüttel GmbH						
10000191_1	RP 3	Z	10000191		1 Energie- und Wasserversorgung Rheine GmbH						
10000191_1	RP 4	Z	10000191		1 Energie- und Wasserversorgung Rheine GmbH						
10000202_1	RP 3	Z	10000202		1 infra fürth gmbh						
10000202_1	RP 4	Z	10000202		1 infra fürth gmbh						
10000272_1	RP 3	Z	10000272		1 Dessauer Stromversorgung GmbH	95	9609105	46655	34850	1	
10000272_1	RP 4	Z	10000272		1 Dessauer Stromversorgung GmbH						
10000710_1	RP 3	Z	10000710		1 KEW Kommunale Energie- und Wasserversorgung AG	0	0	88704	15602	0	
10000710_1	RP 4	Z	10000710		1 KEW Kommunale Energie- und Wasserversorgung AG			74670	39765	0	
10000981_1	RP 4	Z	10000981		1 emvor energie & wasser vor ort GmbH			0	40162	0	
10003122_1	RP 4	Z-bnr	10003122		1 SWS Netze GmbH			0	26825	0	

Selektion aller 192 NB mit Zuordnungskürzel „Z“, „Z-bnr“ und „Z, noch in Prüfung“

Selektion aller NB mit Kosten in RP3 und in RP4, d.h. nach Ausschluss von drei Netzen gehen 189 NB in die Datengrundlage ein

Individuelle OPEX-Anteile auf Basis ÜLR für:

- RP3: 110 NB
- RP4: 109 NB

Durchschnittliche OPEX-Anteile für:

- RP3: 79 NB
- RP4: 80 NB

Außerachtlassen negativer Koeffizienten und negativer Parameteränderungen erklärt die OPEX 2021 am besten

- Die Verprobung zeigt, dass eine BASE-Anwendung in der 3. Regulierungsperiode die OPEX-Steigerung von 2016 auf 2021 unterschätzt hätte.
- Das Außerachtlassen von Vergleichsparametern mit negativen Koeffizienten (sowie von negativen Parameteränderungen) kann die OPEX-Entwicklung am besten abbilden.
- Die Unterschätzung der genehmigten OPEX 2021 liegt hierbei in Summe bei 711 Mio. €. Das entspricht 8,8% der OPEX 2021.
- Die relative durchschnittliche Abweichung über alle Netzbetreiber beträgt -2,4%.
- Die Anzahl an Überschätzungen $\geq 10\%$ ist mit 21 vergleichsweise gering.
- Eine Bereinigung (z.B. um Netzveränderungen) wurde im Rahmen der Verprobung nicht vorgenommen.

Berechnung für die Verprobung

1. Berechnung der OPEX RP4 über *BASE*

$$(OPEX_{RP3} + BASE_{RP3}) * \frac{VPI_{2021}}{VPI_{2016}} = OPEX_{RP4}$$

$$BASE = \sum_{i=1}^9 (\beta_{VP_i} * \Delta VP_i) * \frac{OPEX_0}{(s)TOTEX_0}$$

2. Vergleich der OPEX RP4 über *BASE* mit den genehmigten OPEX 2021 aus der Überleitungsrechnung für die 4. Regulierungsperiode

BASE nutzt den Effizienzvergleich, um eine einfache und treffgenaue Anpassung der Erlösobergrenze aufgrund einer veränderten Versorgungsaufgabe zu ermöglichen

- pauschaler, aber dennoch treffgenauer Ansatz
- umfassende Abdeckung der unterschiedlichen Maßnahmen der Netzbetreiber hin zur Klimaneutralität
- Abstellen auf den Effizienzvergleich einfach und zukunftsfest
- anreizkompatibel, da pauschale effiziente Kosten gewährt werden
- Aufwand für Netzbetreiber und BNetzA überschaubar
 - nur die aktuellen Vergleichsparameter müssen gemeldet und geprüft werden
 - deutlich schlanker als z.B. Verkürzung der Regulierungsperiode
- Anwendung im vereinfachten Verfahren möglich, zusätzlich lediglich (Ausgangs-) Vergleichsparameter im Basisjahr festzustellen
- Ausgestaltung über Anzeigeverfahren denkbar, da finale Genehmigung ohnehin über Regulierungskonto
 - Plan/Ist-Abgleich erfolgt nur hinsichtlich der tatsächlichen Parameteränderung
 - kein Abgleich von über BASE gewährtem OPEX-Aufschlag und tatsächlichen OPEX
- Umsetzung für die 4. Regulierungsperiode möglich und erforderlich

Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit.

[pwc.com](https://www.pwc.com)

© 2024 PricewaterhouseCoopers GmbH Wirtschaftsprüfungsgesellschaft.

Alle Rechte vorbehalten. "PwC" bezeichnet in diesem Dokument die PricewaterhouseCoopers GmbH Wirtschaftsprüfungsgesellschaft, die eine Mitgliedsgesellschaft der PricewaterhouseCoopers International Limited (PwCIL) ist. Jede der Mitgliedsgesellschaften der PwCIL ist eine rechtlich selbstständige Gesellschaft.