

Ministerium für Wirtschaft, Klimaschutz, Energie und Landesplanung  
Postfach 3269 | 55022 Mainz  
*mit Postzustellungsurkunde*

NB

Stiftsstraße 9  
55116 Mainz  
Telefon 06131 16-0  
Telefax 06131 16-2100  
poststelle@mwkel.rlp.de  
www.mwkel.rlp.de

Landesregulierungsbehörde  
Energie

Mein Aktenzeichen	Ihr Schreiben vom	Ansprechpartner/-in / E-Mail	Telefon / Fax	10. Dezember 2013
XXX		Andreas Krüger	06131 16-2254	
Bitte immer angeben!		Andreas.Krueger@mwkel.rlp.de	06131 16-172254	

**Festlegung für die nähere Ausgestaltung und das Verfahren der Bestimmung des Qualitätselementes hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit für Elektrizitätsverteilernetze nach § 19 und 20 Anreizregulierungsverordnung (ARegV)**

In dem Verwaltungsverfahren nach § 29 Abs. 1 EnWG in Verbindung mit § 32 Abs. 1 Nr. 6 ARegV

wegen Entscheidung für die nähere Ausgestaltung und das Verfahren der Bestimmung des Qualitätselementes hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit für Elektrizitätsverteilernetze nach den §§ 19 und 20 ARegV

legt die Landesregulierungsbehörde Energie Rheinland-Pfalz fest:

1. Das in der Erlösobergrenzenformel der Anlage 1 zu § 7 ARegV enthaltene Qualitätselement wird für Elektrizitätsverteilernetzbetreiber hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit vom 01.01.2014 bis zum 31.12.2016 angewendet.
2. Zur Bestimmung des Qualitätselementes Netzzuverlässigkeit sind die Daten aller Elektrizitätsverteilernetzbetreiber im Effizienzvergleichsverfahren aus der zweiten Regulierungsperiode heranzuziehen. Keine Berücksichtigung finden die Daten von Elektrizitätsverteilernetzbetreibern, die ein geschlossenes Verteilernetz nach § 110 EnWG betreiben oder die in der zweiten Regulierungsperiode am vereinfachten Verfahren nach § 24 ARegV teilnehmen sowie nach § 1 Abs. 2 ARegV von der Anwendung der Anreizregulierungsverordnung ausgenommen sind.

3. Netzebenen oberhalb der Mittelspannungsebene werden in die Ermittlung der Netzzuverlässigkeit nicht einbezogen.
4. Die Netzzuverlässigkeit wird für die Niederspannungsebene anhand der Kennzahl SAIDI (System Average Interruption Duration Index) und für die Mittelspannungsebene der Kennzahl ASIDI (Average System Interruption Duration Index) bewertet.
5. Für die Ermittlung der Kennzahlen sind geplante und ungeplante Versorgungsunterbrechungen mit einer Dauer von mehr als drei Minuten heranzuziehen. Hinsichtlich der ungeplanten Versorgungsunterbrechungen sind Versorgungsunterbrechungen mit den Unterbrechungsanlässen „atmosphärische Einwirkungen“, „Einwirkungen Dritter“ und „Zuständigkeit des Netzbetreibers/kein erkennbarer Anlass“ zu berücksichtigen. Hinsichtlich der geplanten Versorgungsunterbrechungen sind Versorgungsunterbrechungen mit dem Unterbrechungsanlass „Sonstiges“ zu berücksichtigen. Die geplanten Versorgungsunterbrechungen sind mit einem Faktor von 0,5 zu bewerten.
6. Aus den ermittelten Kennzahlen ist für die Niederspannungsebene und die Mittelspannungsebene jeweils ein Mittelwert über drei Kalenderjahre zu bilden. Dabei sind die Kennzahlen der Kalenderjahre 2010, 2011 und 2012 zugrunde zu legen.
7. Aus den Kennzahlenwerten sind Kennzahlenvorgaben (Referenzwerte) als gewichtete Durchschnittswerte, unter Berücksichtigung von gebietsstrukturellen Unterschieden, zu ermitteln. Der Strukturparameter Lastdichte des Kalenderjahres 2012 ist in der Mittelspannungs- und in der Niederspannungsebene dann heranzuziehen, wenn dieser statistisch bedeutsam ist.
8. Wird der Strukturparameter Lastdichte zur Berücksichtigung gebietsstruktureller Unterschiede herangezogen, so erfolgt die Ermittlung des Referenzwertes mittels einer gewichteten Regression. Unter Berücksichtigung der Lastdichte werden die Referenzwerte in Form eines hyperbolischen funktionalen Zusammenhangs berechnet:

$$y_{Ref} = \frac{a}{x^c} + b$$

mit:

$y_{Ref}$  : Referenzwert für den SAIDI bzw. ASIDI

x: Lastdichte

a,b,c: Regressionskonstanten

9. Die Gewichtung der Kennzahlen SAIDI und ASIDI erfolgt anhand der angeschlossenen Letztverbraucher des Kalenderjahres 2012 (Stichtag: 31.12.2012). Für die Niederspannungsebene sind hierfür die an das Niederspannungsnetz des Netzbetreibers angeschlossenen Letztverbraucher zugrunde zu legen. Für die Mittelspannungsebene sind die an das Mittelspannungsnetz und an das eigene nachgelagerte Niederspannungsnetz des Netzbetreibers angeschlossenen Letztverbraucher zugrunde zu legen.
10. Die statistische Bedeutsamkeit des aus der ingenieurwissenschaftlichen Modellnetzanalyse identifizierten Parameters Lastdichte wird mittels des unter Tenor 10.1 und 10.2 beschriebenen Signifikanztests anhand der Datenbasis 2010 bis 2012 separat für die Nieder- und die Mittelspannungsebene überprüft.
  - 10.1. Sowohl für die Mittel- als auch für die Niederspannung werden die Regressionsrechnungen durchgeführt, bei denen der Wert der Konstanten  $c$  variiert wird und die Werte  $c = 0,5; 0,6; 0,7; 0,8; 0,9$  und  $1$  durchläuft. Somit ergeben sich jeweils sechs Modelle. Aus diesen Modellen werden jeweils diejenigen Modelle ausgewählt, bei denen die beiden Regressionskoeffizienten  $a$  und  $b$  statistisch signifikant sind. Dabei wird eine Vertrauenswahrscheinlichkeit von  $95\%$  angesetzt.
  - 10.2. Sind in mehr als einer Modellvariante ( $c = 0,5; 0,6; 0,7; 0,8; 0,9$  und  $1$ ) beide Koeffizienten  $a$  und  $b$  signifikant im Sinne des Punktes 10.1, so wird das Bestimmtheitsmaß  $R^2$  der signifikanten Modellvarianten verglichen. In der Nieder- und der Mittelspannungsebene kommt dann die jeweils signifikante Modellvariante mit dem höchsten Bestimmtheitsmaß  $R^2$  zur Anwendung.
11. Weist der Strukturparameter Lastdichte keine statistische Bedeutsamkeit auf, erfolgt die Ermittlung des Referenzwertes in der Nieder- und der Mittelspannungsebene auf Basis einer einfachen, mit der Anzahl der Letztverbraucher gewichteten Mittelwertbildung:

Für die Niederspannungsebene gilt: 
$$y_{\text{Ref}} = \frac{\sum SAIDI_i \cdot LV_i^{\text{NS}}}{\sum LV_i^{\text{NS}}}$$

Für die Mittelspannungsebene gilt: 
$$y_{\text{Ref}} = \frac{\sum ASIDI_i \cdot LV_i^{\text{MS}}}{\sum LV_i^{\text{MS}}}$$

mit:

$y_{\text{Ref}}$ : Referenzwert für den SAIDI/ASIDI

$LV_i^{\text{NS}}$ : an die Niederspannungsebene angeschlossene Letztverbraucher des

Netzbetreibers i

$LV^{MS}_i$ : an die Mittelspannungsebene und nachgelagerte Niederspannungsebene angeschlossene Letztverbraucher des Netzbetreibers i

12. Zur Ermittlung der Zuschläge (Bonus) und Abschläge (Malus) auf die zulässige Erlösobergrenze ist die Differenz zwischen dem errechneten Referenzwert und der über drei Jahre gemittelten individuellen Kennzahl SAIDI bzw. ASIDI der entsprechenden Netzebene des Netzbetreibers mit der Anzahl der Letztverbraucher des Kalenderjahres 2012 und mit dem Monetarisierungsfaktor entsprechend der Ziffer 13 zu multiplizieren. Es gilt folgende Berechnungsmethode:

$Bonus/Malus_i = (y_i^{Ref} - y_i^{ind}) * \text{Anzahl Letztverbraucher}_i * m \text{ €/min/Letzterverbraucher/a}$   
mit:

m: Monetarisierungsfaktor

$y_i^{Ref}$ : errechneter Referenzwert der entsprechenden Netzebene i (gemäß Punkt 8 bzw. 11)

$y_i^{ind}$ : individuelle Kennzahl (SAIDI bzw. ASIDI) der entsprechenden Netzebene i (gemäß Punkt 6)

13. Der Monetarisierungsfaktor wird unter Verwendung eines makroökonomischen Ansatzes auf Basis der Daten der Kalenderjahre 2010 bis 2012 berechnet. Der Monetarisierungsfaktor „m“ beträgt 0,19 €/min/Letzterverbraucher/a.
14. Um die Auswirkung auf die Erlösobergrenze zu begrenzen, werden Kappungsgrenzen berücksichtigt. Die Kappung wird erst nach Summierung der Zuschläge und Abschläge über die betroffenen Netzebenen durchgeführt. Der Bonus- und Malusbereich wird symmetrisch und einheitlich gekappt. Es wird eine Kappung der Erlösauswirkung von 2 bis 4% der Erlösobergrenze des Kalenderjahres 2013 abzüglich der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten und – falls vorhanden – abzüglich der Kosten für die Netzebenen Höchstspannung, Umspannebene HöS/HS, Hochspannung und die Umspannebene HS/MS vorgenommen. Wichtig für die Bestimmung der Kappungsgrenze ist dabei die Minimierung der Abweichung von der angestrebten Erlösneutralität, dies bedeutet, dass sich die Zuschläge oder Abschläge auf die Erlösobergrenze über die Gesamtheit aller betroffenen Verteilernetzbetreiber möglichst ausgleichen sollen (Erlösneutralität).
15. Die Definitionen der Anlage 1 zur Festlegung der Bundesnetzagentur über die Datenerhebung zur Bestimmung des Qualitätselementes hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit Strom nach den §§ 19 und 20 ARegV vom 08.05.2013 (Aktenzei-

chen BK8-13/001) sind für die Ermittlung des Qualitätselementes nach Maßgabe der dargestellten Ermittlungsmethodik maßgeblich.

16. Die Festlegung wird mit dem Tag der Zustellung wirksam.

### **Gründe**

#### **I.**

1. Die Landesregulierungsbehörde Energie Rheinland-Pfalz hat mit E-Mail vom 11.07.2013 ein Verfahren nach § 29 Abs. 1 EnWG in Verbindung mit § 32 Abs. 1 Nr. 6 ARegV und §§ 19, 20 ARegV zur Festlegung für die nähere Ausgestaltung und das Verfahren der Bestimmung des Qualitätselementes hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit eingeleitet.
2. Die Festlegung zur Bestimmung des Qualitätselementes hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit Strom berücksichtigt die Erkenntnisse aus dem „Gutachten zur Konzeptionierung und Ausgestaltung des Qualitäts-Elementes (Q-Element) im Bereich Netzzuverlässigkeit Strom sowie dessen Integration in die Erlösobergrenze“ der CONSENTEC GmbH in Kooperation mit der Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e.V. und Frontier Economics Limited<sup>1</sup>, welches im Auftrag der Bundesnetzagentur erstellt wurde, sowie Erkenntnisse aus dem Qualitätsregulierungsverfahren der ersten Regulierungsperiode Strom.
3. Den Unternehmen wurde Gelegenheit zur Stellungnahme zu dem Entwurf des Festlegungstextes bis zum 12.08.2013 gegeben. Bis zum Ablauf dieser Frist sind keine Stellungnahmen eingegangen.
4. Wegen der weiteren Einzelheiten wird auf den Inhalt der Akten Bezug genommen.

---

<sup>1</sup> Veröffentlicht auf der Internetseite der Bundesnetzagentur: [www.bundesnetzagentur.de](http://www.bundesnetzagentur.de)

## II.

### 1. Zuständigkeit

Die Zuständigkeit der Landesregulierungsbehörde Energie Rheinland-Pfalz ergibt sich aus § 54 Abs. 1 EnWG. Die Festlegung im Rahmen der Bestimmung der Entgelte für den Netzzugang im Wege der Anreizregulierung nach § 21a EnWG fällt gemäß § 54 Abs. 1 und Abs. 2 Nr. 2 EnWG in die Zuständigkeit der Landesregulierungsbehörde, soweit Energieversorgungsunternehmen betroffen sind, an deren Elektrizitätsverteilernetze weniger als 100.000 Kunden unmittelbar oder mittelbar angeschlossen sind und das Elektrizitätsverteilernetz nicht über das Gebiet eines Landes hinausreicht.

### 2. Ermächtigungsgrundlage

Die Festlegung für die nähere Ausgestaltung und das Verfahren der Bestimmung des Qualitätselementes hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit Strom nach den §§ 19 und 20 ARegV erfolgt auf Grundlage der § 29 Abs. 1 EnWG in Verbindung mit § 32 Abs. 1 Nr. 6 ARegV.

### 3. Adressatenkreis

Durch diese Festlegung werden Elektrizitätsverteilernetzbetreiber im Regelverfahren der zweiten Regulierungsperiode in Zuständigkeit der Landesregulierungsbehörde Energie Rheinland-Pfalz adressiert, soweit sie kein geschlossenes Verteilernetz nach § 110 EnWG betreiben oder am vereinfachten Verfahren nach § 24 ARegV teilnehmen oder nach § 1 Abs. 2 ARegV von der Anwendung der Anreizregulierungsverordnung ausgenommen sind.

Auf Betreiber geschlossener Verteilernetze ist die Anreizregulierungsverordnung gem. § 110 Abs. 1 EnWG generell nicht anwendbar. Ebenso finden die Regelungen der Anreizregulierungsverordnung auf Betreiber neuer Netzinfrastrukturen i.S.d. § 1 Abs. 2 ARegV keine Anwendung. Schließlich sind die Regelungen der §§ 19 f. ARegV gem. § 24 Abs. 3 ARegV auf Elektrizitätsverteilernetzbetreiber, die am vereinfachten Verfahren nach § 24 ARegV teilnehmen, nicht anwendbar.

### 4. Ermessensausübung

Die Einführung eines Qualitätselements nach § 19 Abs. 1 S. 1 ARegV ist erforderlich und geboten, da eine Anreizregulierung, die einzig auf den Abbau von ineffizienten Kosten abzielt, grundsätzlich negative Auswirkungen auf die Versorgungsqualität haben könnte. Gemäß § 19 Abs. 2 S. 1 ARegV hat daher

der Beginn der Anwendung eines Qualitätselements in Stromversorgungsnetzen zur zweiten Regulierungsperiode zu erfolgen, so das in dieser Hinsicht kein Ermessensspielraum besteht.

5. Bestimmung des Qualitätselementes hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit
  - 5.1. Auf die Erlösobergrenzen können nach § 19 Abs. 1 ARegV Zu- oder Abschläge vorgenommen werden, wenn die Elektrizitätsverteilternetzbetreiber hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit von Kennzahlenvorgaben abweichen. Die Kennzahlen sind nach Maßgabe des § 20 ARegV unter Heranziehung der Daten von Netzbetreibern aus dem gesamten Bundesgebiet zu ermitteln und in Zu- oder Abschläge umzusetzen.
  - 5.2. Zulässige Kennzahlen nach § 20 Abs. 1 ARegV für die Bewertung der Netzzuverlässigkeit nach § 19 ARegV sind insbesondere die Dauer der Unterbrechung der Energieversorgung, die Häufigkeit der Unterbrechung der Energieversorgung, die Menge der nicht gelieferten Energie und die Höhe der nicht gedeckten Last. Gemäß § 20 Abs. 2 ARegV sind aus den Kennzahlenwerten der einzelnen Netzbetreiber Kennzahlenvorgaben als gewichtete Durchschnittswerte zu ermitteln. Hierbei sind gebietsstrukturelle Unterschiede zu berücksichtigen.
  - 5.3. Für die Gewichtung der Kennzahlen oder der Kennzahlenwerte sowie die Bewertung der Abweichung in Geld zur Ermittlung der Zu- oder Abschläge auf die Erlöse können gemäß § 20 Abs. 3 ARegV insbesondere die Bereitschaft der Kunden, für eine Änderung der Netzzuverlässigkeit niedrigere oder höhere Entgelte zu zahlen, als Maßstab herangezogen werden, analytische Methoden, insbesondere analytische Kostenmodelle, die dem Stand der Wissenschaft entsprechen müssen, oder eine Kombination von beiden Methoden verwendet werden.
6. Datenbasis für die Bestimmung des Qualitätselementes hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit
  - 6.1. Das Qualitätselement ist nach Maßgabe des § 20 ARegV unter Heranziehung der Daten von Elektrizitätsverteilternetzbetreibern aus dem gesamten Bundesgebiet zu ermitteln. Auf Grund dessen, dass gemäß § 24 Abs. 3 ARegV das Qualitätselement nach § 19 ARegV im vereinfachten Verfahren keine Anwendung findet, werden die Daten von Elektrizitätsverteilternetzbetreiber, die am vereinfachten Verfahren teilnehmen, nicht verwendet. Auch werden Netzbetreiber, die ein geschlossenes Verteilernetz nach § 110 EnWG betreiben nicht berücksichtigt sowie Netzbetreiber, die nach § 1 Abs. 2 ARegV von der Anwendung der Anreizregulierungsverordnung

ausgenommen sind.

- 6.2. Zur Sicherstellung einer hinreichend belastbaren Datengrundlage wird die Bundesnetzagentur die übermittelten Daten einer netzbetreiberindividuellen Plausibilitätsprüfung unterziehen. So werden etwa für jeden Netzbetreiber die Konsistenz der Daten zu bislang vom Netzbetreiber der Regulierungsbehörde übermittelten Daten bzw. vom Netzbetreiber veröffentlichte relevante Daten überprüft sowie Quervergleiche über alle Netzbetreiber durchgeführt. Im Rahmen der Datenabfrage und -plausibilisierung sind Netzbetreiber gehalten, ihre Angaben entsprechend zu erläutern bzw. Nachweise auf Nachfrage der Bundesnetzagentur zu übermitteln. Demzufolge geht die Landesregulierungsbehörde Energie Rheinland-Pfalz davon aus, dass die Berechnung des Qualitätselementes auf Grundlage einer belastbaren Datenbasis durchgeführt werden kann.

## 7. Kennzahlenwerte für die Netzzuverlässigkeit

- 7.1. Die Bestimmung des Qualitätselementes für die Netzzuverlässigkeit in Elektrizitätsverteilernetzen knüpft an die Definitionen der Allgemeinverfügung nach § 52 S. 5 EnWG vom 22. Februar 2006 (Az.: 605/8135) an und an die in diesem Zusammenhang durch die Elektrizitätsverteilernetzbetreiber vorgenommenen Datenmeldungen zu Versorgungsunterbrechungen. Dies ermöglicht die Bezugnahme auf die seit 2006 durch die Bundesnetzagentur erhobenen Daten nach § 52 EnWG zur Unterbrechungsdauer und Unterbrechungshäufigkeit, die seitdem durch die Elektrizitätsverteilernetzbetreiber kontinuierlich erfasst werden und diesen auch vorliegen. Um das Verfahren zur Bestimmung des Qualitätselementes möglichst transparent zu gestalten, wurden die Netzbetreiber mit der Festlegung der Bundesnetzagentur über die Datenerhebung zur Bestimmung des Qualitätselementes hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit Strom nach den §§ 19 und 20 ARegV vom 08.05.2013 (Aktenzeichen BK8-13/001) aufgefordert, die ihrerseits anzuwendenden Kennzahlen zu melden. Somit erhalten die Netzbetreiber die Möglichkeit, ihre in der Vergangenheit gemeldeten Daten nach § 52 EnWG erneut zu überprüfen und gegebenenfalls Korrekturen im Rahmen der Datenerhebung zur Bestimmung des Q-Elementes vorzunehmen. Dabei sind selbstverständlich die Definitionen der Anlage 1 zur Festlegung der Bundesnetzagentur über die Datenerhebung zur Bestimmung des Qualitätselementes hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit Strom nach den §§ 19 und 20 ARegV vom 08.05.2013 (Aktenzeichen BK8-13/001) zu beachten. Anpassungen an den bestehenden Datendefinitionen wurden dabei, soweit dies aus Sicht der Bundesnetzagentur zur Wahrung einer einheitlichen



Datenbasis erforderlich war, vorgenommen.

- 7.2. Nach der Allgemeinverfügung nach § 52 S. 5 EnWG vom 22. Februar 2006 (Az.: 605/8135) werden geplante und ungeplante Versorgungsunterbrechungen, bei denen Letztverbraucher oder Weiterverteiler länger als 3 Minuten unterbrochen sind, separat für jede Netzebene erhoben. Im Rahmen der Erfassung gemäß § 52 EnWG werden bei ungeplanten Versorgungsunterbrechungen fünf Störungsanlässe unterschieden:

- a) „Atmosphärische Einwirkung“
- b) „Einwirkung Dritter“
- c) „Zuständigkeit des Netzbetreibers / Kein erkennbarer Anlass“
- d) „Rückwirkungsstörungen“
- e) „Höhere Gewalt“

Bei geplanten Versorgungsunterbrechungen werden zwei Kategorien unterschieden:

- a) „Zählerwechsel“
- b) „Sonstiges“

- 7.3. Neben der Unterbrechungsdauer und der Unterbrechungshäufigkeit können nach § 20 Abs. 1 ARegV für die Bewertung der Netzzuverlässigkeit auch die Kennzahlen Menge der nicht gelieferten Energie oder die Höhe der nicht gedeckten Last herangezogen werden. Diese Kennzahlen werden bislang jedoch nicht im Rahmen der Datenerhebung nach § 52 EnWG erfasst und sind auch nicht anderweitig verfügbar. Aus den seit 2006 erhobenen Daten können dagegen die Kennzahlen SAIDI/ASIDI (Nichtverfügbarkeitsindex) berechnet werden, die zu den international üblicherweise verwendeten DISQUAL-Kenngrößen<sup>2</sup> bzw. zu den Kennzahlen gemäß IEEE Standard 1366-2003<sup>3</sup> zählen. Die Beschränkung auf die Unterbrechungsdauer erfüllt die Voraussetzung des § 20 Abs. 1 ARegV und reduziert gleichzeitig den Erhebungsaufwand. Auf eine separate Berücksichtigung der Unterbrechungshäufigkeit wird weiterhin verzichtet, da diese

---

<sup>2</sup> DISQUAL: Distribution Study Committee, UNIPED Group of Experts 50.05.DISQUAL, Availability of Supply Indices. UNIPED, Ref. 05005Ren9733, Paris, 1997.

<sup>3</sup> IEEE-Standard 1366-2003: IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices. IEEE Power Engineering Society, May 2004.

implizit in der Kennzahl SAIDI/ASIDI berücksichtigt ist.

- 7.4. Der SAIDI/ASIDI (Nichtverfügbarkeitsindex) beschreibt allgemein die mittlere kumulierte Dauer von Versorgungsunterbrechungen für einen Kunden in einem definierten Zeitraum. In der Niederspannungsebene wird zur Berechnung des SAIDI für ein Kalenderjahr die Summe aller Zeitspannen mit Versorgungsunterbrechungen multipliziert mit der Anzahl unterbrochener Letztverbraucher gebildet und diese anschließend durch die Anzahl aller angeschlossenen Letztverbraucher dividiert. In der Mittelspannungsebene wird zur Berechnung des ASIDI für ein Kalenderjahr die Summe aller Zeitspannen mit Versorgungsunterbrechungen multipliziert mit den installierten Bemessungsscheinleistungen der unterbrochenen Netzkupplertensoren und Letztverbrauchertransformatoren gebildet und anschließend durch die gesamte installierte Bemessungsscheinleistung aller angeschlossenen Netzkupplertensoren und Letztverbrauchertransformatoren dividiert.
- 7.5. Zur Bestimmung des Qualitätselementes hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit für Elektrizitätsverteilernetze werden grundsätzlich Versorgungsunterbrechungen nur in der Netzebene ihres Entstehens berücksichtigt. Somit sind Versorgungsunterbrechungen demjenigen Elektrizitätsverteilerbetreiber und der entsprechenden Netzebene zuzuordnen, bei dem/in der ihre Ursache liegt. Kommt es in Netzen zu Versorgungsunterbrechungen auf Grund von Störungen in vor- oder nachgelagerten Netzen, in Anlagen von Letztverbrauchern oder bei den einspeisenden Kraftwerken, so kann es in dem Netz des betrachteten Netzbetreibers zu einer Rückwirkungsstörung kommen. Da die Versorgungsunterbrechungen jedoch nur in der Netzebene ihres Entstehens berücksichtigt werden, fließen die ungeplanten Versorgungsunterbrechungen mit dem Störungsanlass „Rückwirkungsstörung“ nicht in die Bestimmung des Qualitätselementes ein.
- 7.6. Weiterhin werden die ungeplanten Versorgungsunterbrechungen mit dem Störungsanlass „Höhere Gewalt“ bei der Bestimmung des Qualitätselementes nicht berücksichtigt. Unter Versorgungsunterbrechungen mit dem Störungsanlass „Höhere Gewalt“ sind betriebsfremde, von außen durch außergewöhnliche elementare Naturkräfte oder durch Handlungen Dritter Personen herbeigeführte Ereignisse zu verstehen, die nach menschlicher Einsicht und Erfahrung unvorhersehbar sind, mit wirtschaftlich vertretbaren Mitteln und durch äußerste, nach der Sachlage vernünftigerweise zu erwartende Sorgfalt nicht verhütet und unschädlich gemacht werden können und welche auch nicht wegen ihrer Häufigkeit vom Betriebsunterneh-

mer in Kauf zu nehmen sind.<sup>4</sup>

- 7.7. Darüber hinaus fließen geplante Versorgungsunterbrechungen aufgrund von „Zählerwechseln“ nicht in die Bestimmung des Qualitätselementes ein. Hierdurch sollen verzerrende Effekte die durch die Liberalisierung des Messwesens verursacht werden können, vermieden werden.
  - 7.8. Auf Grund dessen, dass angekündigte Versorgungsunterbrechungen geringere Unterbrechungskosten bei den Netzkunden verursachen, da diese sich auf die angekündigte Versorgungsunterbrechung vorbereiten können, werden geplante Versorgungsunterbrechungen mit einem Faktor von 0,5 gewichtet.
  - 7.9. Versorgungsunterbrechungen unterliegen im zeitlichen Verlauf stochastischen Schwankungen, die die Kennzahl eines Kalenderjahres beeinflussen und sich wiederum auf die Erlösobergrenzen der Elektrizitätsverteilernetzbetreiber in Form von Zuschlägen oder Abschlägen auswirken. Um die Auswirkungen dieser stochastischen Schwankungen zu dämpfen, werden Durchschnittswerte aus den SAIDI/ASIDI-Werten über drei Jahre gebildet.
  - 7.10. Der Bundesnetzagentur und der Landesregulierungsbehörde Energie Rheinland-Pfalz liegen für die Höchst- und Hochspannung zurzeit keine Daten vor, die eine Berechnung belastbarer Zuverlässigkeitskenngrößen ermöglichen. Aufgrund des in diesen Netzebenen üblichen Ansatzes des so genannten „n-1 Kriteriums“, ist die Anzahl der auftretenden Versorgungsunterbrechungen sehr gering, so dass eine sehr hohe Stochastik bei der Ermittlung von Zuverlässigkeitskennzahlen in diesen Netzebenen zu erwarten ist. Daher können zum gegenwärtigen Zeitpunkt keine belastbaren Zuverlässigkeitskenngrößen (SAIDI/ASIDI) für die Hoch- und Höchstspannungsebene berechnet werden. Für diese Netzebenen wird folglich kein Qualitätselement erlöswirksam.
8. Referenzwerte für die Netzzuverlässigkeit
- 8.1. Die Berücksichtigung gebietsstruktureller Unterschiede über eine geeignete, kontinuierliche Funktion erhöht die Abbildungsgenauigkeit von Struktureinflüssen. Im Rahmen gutachterlicher Analysen wurde der Strukturparameter Lastdichte als Quotient aus der zeitgleichen Jahreshöchstlast aller Entnahmen [in kW] und der geografischen Fläche [in km<sup>2</sup>] für die Mittelspannungsebene bzw. der versorgten Fläche [in km<sup>2</sup>] für die Niederspannungsebene zur Abbildung gebietsstruktureller Unterschiede identifi-

---

<sup>4</sup> Siehe: Anlage zur Allgemeinverfügung nach § 52 S.5 EnWG vom 22. Februar 2006 (Az.:605/8135).

ziert. Dabei besteht zwischen dem exogenen Strukturparameter Lastdichte und der Netzzuverlässigkeit ein nicht-linearer Funktionszusammenhang. Bei einer sehr geringen Versorgungsdichte beeinflusst eine Veränderung der Versorgungsdichte stark die Netzzuverlässigkeit, während bei einer sehr hohen Versorgungsdichte die Veränderung der Versorgungsdichte die Netzzuverlässigkeit nur wenig beeinflusst. Es liegt somit ein hyperbelähnlicher Funktionsverlauf vor.

Der Gutachter hat für seine Analysen im Wesentlichen ingenieurwissenschaftliche Ansätze angewandt und diese mit der seinerzeit vorliegenden Datengrundlage (2006 - 2008 für SAIDI/ASIDI Werte bzw. 2006 für die Strukturdaten) verifiziert. Insofern war die seinerzeit vorliegende Datengrundlage nicht entscheidend für die Modellbestimmung sondern hat diese vielmehr ergänzend gestützt. Insofern gehen die Bundesnetzagentur und die Landesregulierungsbehörde Rheinland-Pfalz davon aus, dass die seinerzeit gefundenen Ergebnisse nach wie vor Bestand haben und es keinen Anlass gibt, eine Veränderung des Modells aus der ersten Regulierungsperiode vorzunehmen. Die Forderung, auch für die Strukturdaten Jahreshöchstlast und Fläche eine Mittelung über drei Jahre vorzunehmen, um insbesondere dem Problem der Datenbereitstellung bei Netzübergängen zu begegnen, ist aus Sicht der Bundesnetzagentur und der Landesregulierungsbehörde Rheinland-Pfalz nicht zielführend. Hier würden insbesondere neu gegründete Netzbetreiber benachteiligt, für die die entsprechenden Daten für weniger als drei Jahre vorliegen.

- 8.2. Die in der letztmaligen Festlegung der Bundesnetzagentur, unter dem Aktenzeichen BK8-11/002) verwendete Definition der Lastdichte wird nicht verändert. Grundsätzlich orientiert sich die Referenzwert- und Kennzahlenermittlung weiterhin an den tatsächlichen Qualitäts- und Strukturdaten des abzubildenden Netzgebietes des jeweiligen Netzbetreibers.
- 8.3. Die statistische Bedeutsamkeit des Parameters Lastdichte wird mittels eines Signifikanztests anhand der relevanten Datenbasis jeweils für die Nieder- und die Mittelspannungsebene überprüft. Sowohl für die Mittel- als auch für die Niederspannung werden die Regressionsrechnungen durchgeführt, bei denen der Wert der Konstanten  $c$  variiert wird und die Werte  $c = 0,5; 0,6; 0,7; 0,8; 0,9$  und  $1$  durchläuft. Der Gutachter hatte für  $c$  die Werte  $0,5$  und  $1$  als mögliche Größen vorgeschlagen. Das Testen weiterer Werte für  $c$  mit dem Abstand  $0,1$  vereinbart zum einem die Absicht,

die Abbildungsgenauigkeit zu erhöhen und zum anderen die Anzahl der Modellvarianten überschaubar zu halten. Würde der Abstand verkleinert werden oder andere Werte außerhalb des Intervalls 0,5 bis 1 getestet werden, würde sich auch die Anzahl der möglichen Modelle sowie der Aufwand deutlich erhöhen.

- 8.4. Ist die statistische Bedeutsamkeit des Parameters Lastdichte nicht gegeben, erfolgt die Ermittlung des Referenzwertes auf Basis einer einfachen, mit der Anzahl der Letztverbraucher gewichteten Mittelwertbildung. In den seinerzeit durchgeführten Analysen des Gutachters, haben sich bislang keine anderen Gebietsstrukturparameter als statistisch bedeutsam erwiesen, so dass eine gewichtete Mittelwertbildung in diesem Fall alternativlos ist. Auf eine Ausreißeranalyse kann aus Sicht der Bundesnetzagentur und der Landesregulierungsbehörde Rheinland-Pfalz verzichtet werden, da Kappungsgrenzen berücksichtigt werden (vgl. 9.2.).

## 9. Monetarisierung

- 9.1. Unter Abwägung der Zielsetzungen nach § 1 EnWG ist grundsätzlich eine am Letztverbraucher orientierte Optimierung der Versorgungszuverlässigkeit anzustreben. Dies kann erreicht werden, wenn die Grenzkosten der Netzbetreiber für eine Qualitätsveränderung dem Grenznutzen der Gesellschaft aus einer Qualitätsverbesserung/Qualitätsverschlechterung entsprechen.
- 9.2. Die Zuschläge oder Abschläge auf die Erlösobergrenze, die in Abhängigkeit vom erreichten Qualitätsniveau ermittelt werden, sollen die Kosten der Gesellschaft aufgrund einer Versorgungsunterbrechung widerspiegeln. Der gesellschaftlich empfundene Wert der Versorgungsqualität muss für die Monetarisierung von Abweichungen der Netzbetreiber von ihren entsprechenden Referenzwerten ausschlaggebend sein. Diese Kopplung des Monetarisierungsfaktors an die Kundensicht eröffnet einen Spielraum für eine integrierte Kosten- und Qualitätsoptimierung durch den einzelnen Netzbetreiber. Das Modell ermöglicht langfristig eine Entwicklung hin zum gesamtwirtschaftlich optimalen Qualitätsniveau, bei dem die netzseitigen Grenzkosten dem kundenseitigen Grenznutzen der Versorgungsqualität entsprechen.
- 9.3. Die Ausfallkosten – auch als „Value of Lost Load“ (VoLL) bezeichnet – für Deutschland werden auf Basis eines makroökonomischen Ansatzes, der so genannten Produktionsfunktionsmethode, ermittelt. Ausgangspunkt für die

Ableitung des Monetarisierungsfaktors ist eine Analyse der durch eine Versorgungsunterbrechung zu erwartenden gesellschaftlichen Kosten. Elektrizität wird dabei insbesondere als Input-Faktor für Wertschöpfung in der Produktion, in der Industrie, beim Gewerbe und dem Handels- und Landwirtschaftsbereich sowie als Nutzen stiftend für den Wert der Freizeit der Haushalte betrachtet. Es wird somit angenommen, dass Versorgungsunterbrechungen zum einen Ausfallkosten in der Industrie, dem Gewerbe und dem Handels- und Landwirtschaftsbereich verursachen und zum anderen die den Haushalten zur Verfügung stehende Freizeit reduzieren und sich daher negativ auf das Nutzenniveau der Haushalte auswirken. Über entsprechende Annahmen bezüglich des Verhältnisses von Stromverbrauch zu Wirtschaftsleistung bzw. Freizeitnutzen wird der daraus resultierende Wert einer ausgefallenen Kilowattstunde (kWh) ermittelt.

- 9.4. Kernannahme für die Schätzung von Ausfallkosten der Sektoren Land-/Forstwirtschaft/ Fischerei, Industrie und Handel/ Gewerbe/ Dienstleistungen/ Transport ist die einer linearen Produktionsfunktion, wonach sich der Wert einer Kilowattstunde innerhalb eines Sektors direkt aus dem Verhältnis der sektoralen Wertschöpfung zu dem Gesamtstromverbrauch dieses Sektors ergibt.
- 9.5. Für die Bestimmung der Ausfallkosten im Haushaltsbereich wird wie im Industriebereich die Kernannahme eines linearen Zusammenhangs zwischen dem Wert der Freizeit und dem Stromverbrauch zugrunde gelegt. Der Nutzen von Freizeit verhält sich also proportional zum Stromverbrauch. Dies impliziert zudem, dass jede Stunde mit unterbrochener Stromversorgung im Haushalt einer verlorenen Stunde Freizeit entspricht.
- 9.6. Der Mittelwert aus dem VoLL der drei Sektoren Land-/Forstwirtschaft/Fischerei, Industrie und Handel/Gewerbe/Dienstleistungen/Transport und des Haushaltsbereiches wird mit dem Stromverbrauch gewichtet.
- 9.7. Werden die ermittelten Schadenskosten mit der durchschnittlichen Last pro Endkunde multipliziert und durch 60 min/h dividiert, ergibt sich schließlich der Monetarisierungsfaktor. Die durchschnittliche Last pro Endkunde für das entsprechende Kalenderjahr berechnet sich aus der jährlichen Stromabsatzmenge für Deutschland dividiert durch die Anzahl der Jahresstunden (8.760 h) sowie die Anzahl der Endkunden.
- 9.8. Der Monetarisierungsfaktor wird für die Jahre 2010 bis 2012 berechnet, soweit die erforderlichen Daten verfügbar sind, und anschließend der

ungewichtete Mittelwert gebildet. Sind die entsprechenden Daten eines Jahres nicht verfügbar, so wird auf das aktuellste verfügbare Jahr zurückgegriffen. Dieser Mittelwert wird als Monetarisierungsfaktor für die Berechnung des Qualitätselements angewendet. Eine Mittelwertbildung über drei Jahre ist insbesondere dadurch gerechtfertigt, dass das Qualitätselement für drei Jahre festgelegt wird. Die Herleitung des Monetarisierungsfaktors sowie die Eingangsdaten sind in Anlage 1 zum dieser Festlegung dargestellt.

#### 10. Umsetzung des Qualitätselementes Netzzuverlässigkeit in die Erlösobergrenze

10.1. Im Sinne einer Erlösneutralität der Qualitätsregulierung soll mit der Einführung des Qualitätselementes keine generelle Veränderung der Erlössituation der Netzbetreiber insgesamt erreicht werden. Vielmehr sollen sich die Bonus- und Maluszahlungen des Qualitätselementes über die Gesamtheit aller betroffenen Netzbetreiber möglichst ausgleichen.

10.2. Um die Auswirkungen auf die Erlösobergrenze auf ein verhältnismäßiges Maß zu begrenzen, die einem Netzbetreiber maximal aus dem Qualitätselement entstehen können, sollen Kappungsgrenzen berücksichtigt werden.

10.3. Durch eine symmetrische Kappung kann es zu einer geringfügigen Abweichung vom Ziel einer erlösneutralen Ausgestaltung der Qualitäts-Kosten-Funktion kommen. Aus diesem Grund gibt die Landesregulierungsbehörde Energie Rheinland-Pfalz einen Kappungskorridor von 2 bis 4% vor. Aus Sicht der Landesregulierungsbehörde Energie Rheinland-Pfalz ist eine Kappung innerhalb dieses Korridors ausreichend, um die Auswirkung auf die Erlösobergrenzen der Netzbetreiber angemessen zu begrenzen. Erst nach der Berechnung der individuellen Qualitätselemente wird die Regulierungsbehörde entscheiden, wie hoch die Kappungsgrenze tatsächlich sein wird und sie den Netzbetreibern in individuellen Beschlüssen mitteilen. Für die endgültige Festlegung einer Kappungsgrenze innerhalb dieses Kappungskorridors soll die Abweichung von der angestrebten Erlösneutralität minimiert werden.

#### 11. Vorgehensweise bei Netzübergängen

Der Netzbetreiber hat die Möglichkeit, eine sachgerechte Bereinigung der Daten für das Qualitätselement im Rahmen von Netzübergängen nach § 26 ARegV vorzunehmen. Ist eine Bereinigung nicht möglich, so sind die Werte bestmöglich zu schätzen. Die Bundesnetzagentur wird durch die Prüfung der übermittelten Daten eine einheitliche Vorgehensweise sicherstellen.

## 12. Anwendung des Qualitätselementes Netzzuverlässigkeit

Das Qualitätselement wird für Elektrizitätsverteilernetzbetreiber hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit, nachdem dieses mit Festlegung vom 14.06.2011 erstmals zum 01.01.2012 eingeführt wurde, zum 01.01.2014 auf Basis dieser Festlegung bis zum 31.12.2016 weitergeführt.

Rechtsgrundlage für die Befristung der im Ermessen der Behörde stehenden Regelung ist § 1 LVwVfG RP i.V.m § 36 Abs. 2 Nr. 2 VwVfG. Die Befristung ist erforderlich und geboten, um die Wirkung des ermittelten Bonus- bzw. Malus auf einen angemessenen Zeitraum zu begrenzen. Die Befristung auf drei Jahre stellt einen sinnvollen Kompromiss aus zeitnaher Anpassung der Zu- und Abschläge und dem derzeit noch hohen Ermittlungsaufwand dar. Zudem bietet die Befristung die Möglichkeit, eine sachgerechte Weiterentwicklung des Qualitätselements vorzunehmen.

## 13. Bekanntgabe der Entscheidung

Die vorliegende Entscheidung gilt mit der Zustellung als bekannt gegeben und wird damit wirksam. Angesichts des vorangegangenen Anhörungsverfahrens ist eine zusätzliche Übergangsfrist nicht geboten.

### **Rechtsbehelfsbelehrung**

Gegen diesen Bescheid ist die Beschwerde zulässig. Sie ist schriftlich binnen einer mit der Zustellung beginnenden Frist von einem Monat bei der Landesregulierungsbehörde Energie Rheinland-Pfalz beim Ministerium für Wirtschaft, Klimaschutz, Energie und Landesplanung Rheinland-Pfalz, Stiftsstraße 9, 55116 Mainz, einzureichen. Zur Fristwahrung genügt auch, wenn die Beschwerde innerhalb dieser Frist bei dem Beschwerdegericht, dem Oberlandesgericht Koblenz, Stresemannstraße 1, 56068 Koblenz, eingeht.

Die Beschwerde ist zu begründen. Die Frist für die Beschwerdebegründung beträgt einen Monat; sie beginnt mit der Einlegung der Beschwerde und kann auf Antrag von dem oder der Vorsitzenden des Beschwerdegerichts verlängert werden. Die Beschwerdebegründung muss eine Erklärung enthalten, inwieweit die Entscheidung angefochten und ihre Abänderung oder Aufhebung beantragt wird. Ferner muss sie Tatsachen und Beweismittel enthalten, auf die sich die Beschwerde stützt. Beschwerdeschrift und Beschwerdebegründung müssen durch einen Rechtsanwalt unterzeichnet sein.



Die Beschwerde hat keine aufschiebende Wirkung. Auf Antrag kann das Beschwerdegericht die aufschiebende Wirkung ganz oder teilweise wiederherstellen.

Mit freundlichen Grüßen  
Im Auftrag

Krüger

Anlage(n): 1