

## Positionspapier

# Nachhaltiger Regulierungs- rahmen für Netzinvestitionen

Berlin, 29. November 2019

## I. Management Summary

Netze sind das Rückgrat der Energiewende in Deutschland. Die deutschen Strom- und Gasnetze haben die Herausforderungen der Energiewende bisher erfolgreich gemeistert. Im ersten Halbjahr 2019 haben Erneuerbare Energien bereits 44 % des Stromverbrauchs gedeckt. Dennoch sind die Netzentgelte nur moderat gestiegen. Das zeigt: Die Anreizregulierung wirkt.

Die größten Herausforderungen stehen den Netzen allerdings noch bevor. Der Ausstieg aus der Kernenergie und aus der Kohleverstromung, Treibhausgasneutralität bis 2050, Sektorkopplung mit Einbindung von PtX-Technologien, Gasnetze als Batterie der Energiewende, Nutzung von „grünen“ Gasen sowie die Einbindung der Elektro-, Gas-, und Wasserstoffmobilität bedeutet für die Netze einen erheblichen Transformationsprozess mit vielen Unsicherheiten. Die Anforderungen aus der Energie-, Wärme- und Verkehrswende steigen.

Die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für Netzbetreiber haben sich jedoch verschlechtert. Die Erträge aus Netzinvestitionen sind bereits deutlich gesunken und werden bei unveränderter Systematik zukünftig noch stärker absacken. Bei Beibehaltung der derzeitigen Regulierung wird nicht nur die wirtschaftliche Basis der Netzbetreiber ausgehöhlt, sondern es sind auch negative Effekte auf Investitionen, Erträge, Instandhaltung, Innovationen und Netzzuverlässigkeit sowie für die Beschäftigten, Zulieferer und die Anteilseigner zu befürchten.

Damit die Netzbetreiber weiter ihren Beitrag zur Energie-, Wärme- und Verkehrswende leisten können, sind nachhaltige und verlässliche Rahmenbedingungen für die milliardenschweren Investitionen in die Netzinfrastruktur unabdingbar. Für einen nachhaltigen und wettbewerbsfähigen Regulierungsrahmen für Netzinvestitionen gilt:

- Netzinvestitionen müssen sich lohnen! Regulierungsbehörden und Politik müssen eine wettbewerbsfähige und verlässliche Verzinsung des Eigenkapitals der Netzbetreiber sicherstellen, die einem internationalen Benchmark der Investoren standhalten.
- Die historisch niedrige Verzinsung von risikolosen Anlagen (z. B. Staatsanleihen) ist nicht der richtige Maßstab für die Verzinsung von Netzinvestitionen.
- Netze müssen wirtschaftlich erfolgreich errichtet und betrieben werden können. Mit dem Kapitalkostenabzug wurden die Ertragswerte der Verteilnetze deutlich verringert. Die bestehende Übergangsregelung zum Sockeleffekt ist nicht ausreichend.

Aus Sicht des BDEW sind deshalb folgende Maßnahmen notwendig:

1. Die Verzinsung des in Netzinvestitionen langfristig gebundenen Eigenkapitals der Netzbetreiber und Anteilseigner muss international wettbewerbsfähig sein.
2. Auch für das 40 % übersteigende Eigenkapital (EKII) und das Fremdkapital (FK) ist eine wettbewerbsfähige Verzinsung notwendig. Der Zinssatz für EKII sollte sich ausschließlich an der Bundesbank-Reihe „Anleihen von Unternehmen“ orientieren.
3. Zum Erhalt der Leistungsfähigkeit der Verteilnetzbetreiber muss die Übergangsregelung zum Sockeleffekt mindestens bis zum Ende der 5. Regulierungsperiode verlängert werden.

Die notwendigen Weichenstellungen müssen jetzt angegangen werden, damit sie zur 4. Regulierungsperiode greifen können.

## II. Netze sind das Rückgrat der Energiewende!

Die deutschen Netzbetreiber leisten einen großen Beitrag zur Energiewende. Kernaufgaben der Netzbetreiber sind ein sicherer Netzbetrieb, die Gewährleistung der Systemsicherheit sowie der Erhalt, Umbau und Ausbau der Netzinfrastruktur. Im Zuge der Energiewende und der damit verbundenen Dekarbonisierung, Dezentralisierung, Digitalisierung und Sektorkopplung haben sich die Anforderungen an die Netze drastisch erhöht.

2018 haben die Strom- und Gasnetzbetreiber für Erhalt, Ersatz und Ausbau der Infrastruktur über 14 Mrd. € eingesetzt (Investitionen und Aufwendungen). Allein die Stromnetzbetreiber haben ihre Investitionen von 3,3 Mrd. € in 2008 auf 6,9 Mrd. € in 2018 mehr als verdoppelt.

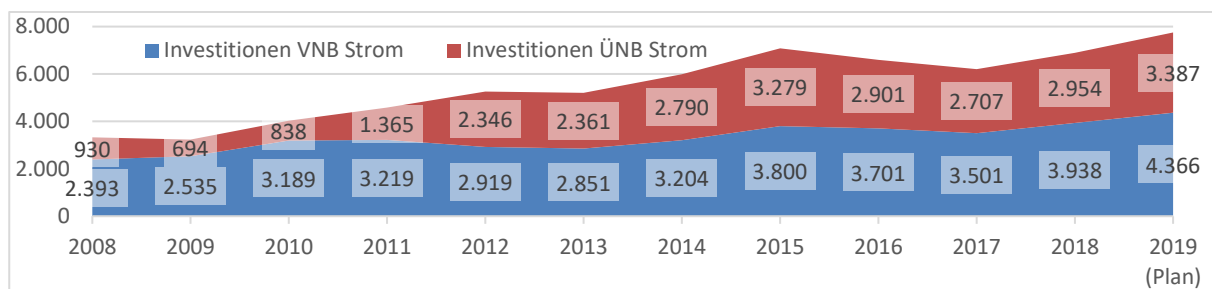


Abbildung: Investitionen der Stromnetzbetreiber in Mio. € (Quelle: Monitoringbericht 2019)

Gleichwohl liegen die größten Herausforderungen der Energiewende noch vor den Netzbetreibern. Hinzu kommen die Verkehrs- und die Wärmewende sowie die Dekarbonisierung der Industrie, die erheblichen Investitionsbedarf auslösen:

- Der Anteil Erneuerbaren Stroms soll bis 2030 auf 65 % steigen.
- Bis 2022 werden die letzten 10 GW Kernkraft stillgelegt; die Kohleverstromung soll bis 2030 um rund 25 GW reduziert und bis 2038 vollständig beendet werden.
- Nach dem Klimapaket der Bundesregierung sollen bis 2030 7 bis 10 Mio. Elektrofahrzeuge zugelassen sein und 1/3 des Nutzfahrzeugverkehrs elektrisch oder auf Basis strombasierter PtX-Kraftstoffe erfolgen. Die hierfür erforderliche private und öffentliche Ladeinfrastruktur muss in das Stromnetz eingebunden werden. Parallel soll eine Tankinfrastruktur für alternative Gas- und Wasserstoffantriebe aufgebaut werden.
- Im BMWi-Dialogprozess „Gas 2030“ ist deutlich geworden, dass die Erdgasinfrastruktur langfristig eine elementare Rolle für das Gelingen der Energiewende spielen wird (Sektorkopplung, Speicher) und zugleich weiterentwickelt werden muss (LNG, Wasserstoffbeimischung, Grüne Gase).

Die Anforderungen und Erwartungen an die Netzbetreiber als Leistungsträger der Energie, Wärme-, und Verkehrswende steigen. Allein die ÜNB müssen gemäß Netzentwicklungsplan bis 2030 mindestens 61 Mrd. € investieren. Im Strom-Verteilnetzbereich wird ebenfalls mit anhaltend hohen Investitionen gerechnet, da hier neben der Integration von Erneuerbaren Energien und der Elektromobilität auch eine Welle von Ersatzinvestitionen ansteht. Die dena-Leitstudie Integrierte Energiewende schätzt den Investitionsbedarf im Stromverteilsnetz bis 2050 auf 146 bis 252 Mrd. €. Die Gasfernleitungsnetzbetreiber werden gemäß Netzentwicklungsplan Gas von 2018 bis 2028 6,9 Mrd. € in den Ausbau der Gasinfrastruktur investieren.

### III. Die Anreizregulierung wirkt!

Die Regulierung der ca. 900 Stromnetzbetreiber und ca. 700 Gasnetzbetreiber erfolgt auf Grundlage der Anreizregulierungsverordnung (ARegV). Die Systematik der Anreizregulierung besteht in der zeitweiligen Entkopplung der Erlöse von den Kosten („Budgetprinzip“) für eine Regulierungsperiode (à 5 Jahre) und Anreizen zur Steigerung von Effizienz und Produktivität.

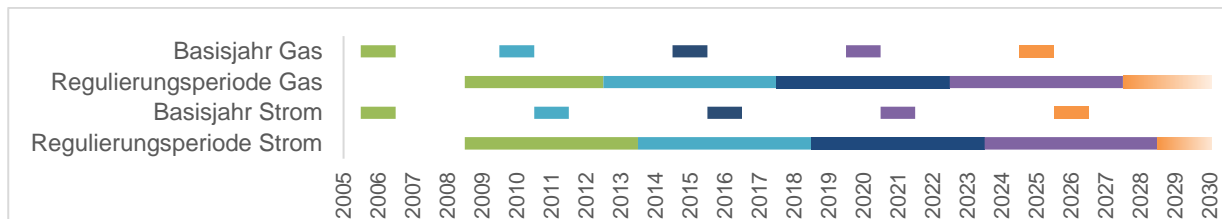


Abbildung: Regulierungsperioden für Gas- und Stromnetzbetreiber

Die effizienten Netzkosten der Stromverteilnetzbetreiber sind trotz erheblicher Investitionen von 2011 (Basisjahr 2. Regulierungsperiode) zu 2016 (Basisjahr 3. Regulierungsperiode) nur um 3 % gestiegen (0,59 %/a). Die BNetzA-Effizienzvergleiche zeigen, dass die Netzbetreiber trotz Energiewende in den letzten Jahren ihre Effizienz weiter gesteigert haben.

Gemessen am energiepolitischen Zieldreieck (Umweltverträglichkeit, Versorgungssicherheit, Preisgünstigkeit) haben die Netze die Energiewende bisher sehr erfolgreich gemeistert.

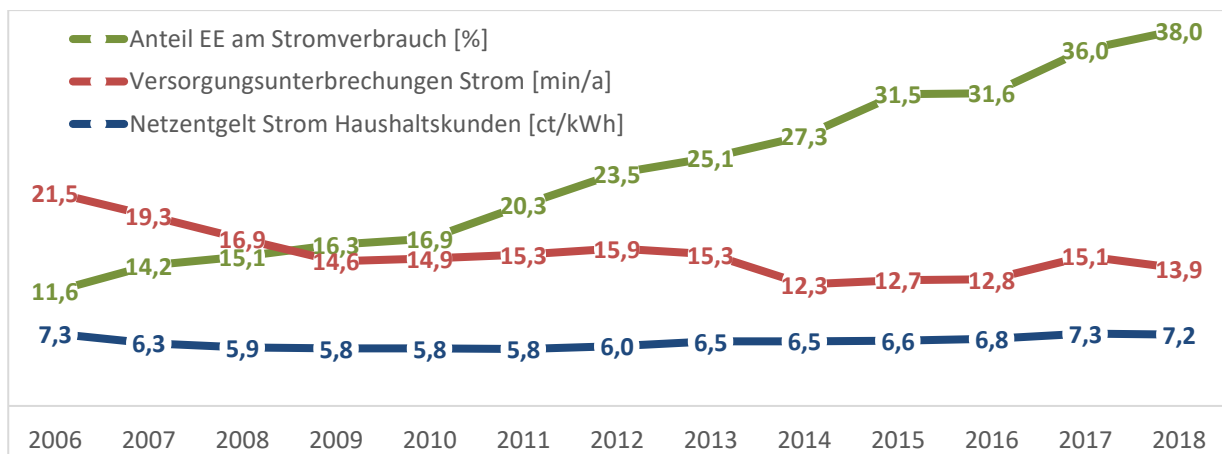


Abbildung: Netze in der Energiewende (Quellen: Monitoringbericht 2019, BDEW)

- **Umweltverträglichkeit:** Der Anteil Erneuerbarer Energien am Stromverbrauch stieg von 11,6 % in 2006 auf 38,0 % in 2018. Die Anzahl der installierten EEG-Anlagen ist im gleichen Zeitraum von 285.000 auf 1.806.000 gestiegen.
- **Versorgungssicherheit:** Bei der Netzzuverlässigkeit gehören die deutschen Netzbetreiber seit Jahren zu den Spitzenreitern in Europa. Letztverbraucher waren in 2018 im Mittel nur 13,91 Minuten ohne Strom – ein Drittel weniger als in 2006 (21,53 min/a).
- **Preisgünstigkeit:** Trotz Energiewende und verbesserter Netzzuverlässigkeit sind die Netzentgelte nur moderat gestiegen und lagen 2018 fast auf dem Niveau von 2006.

## IV. Verschlechterte Bedingungen für Netzbetreiber und Netzinvestitionen

Ein angemessener, verlässlicher und nachhaltiger Regulierungsrahmen ist essenziell für die Investitionsfähigkeit und die wirtschaftliche Situation aller Netzbetreiber in Deutschland. Die Netzbetreiber sehen jedoch mit Sorge, dass ihre finanzielle Basis zur Bewältigung der Energiewende-Anforderungen zunehmend erodiert.

Die Netzbetreiber haben in den letzten Jahren ihren Beitrag zur Energiewende geleistet, dabei ihre Effizienz gesteigert und trotz der hohen Herausforderungen wirtschaftlich erfolgreich gearbeitet. Von den derzeit positiven Jahresabschlüssen sollten sich aber weder Netzbetreiber noch Regulierungsbehörden blenden lassen.

Das derzeitige Regulierungsmodell führt zu einem überzogenen Kostensenkungsdruck und einem dramatischen Rückgang bei den Erträgen der Netzbetreiber. Die erodierende Eigenkapitalverzinsung und der Kapitalkostenabzug bei Bestandsanlagen der Verteilnetzbetreiber werden den Kostensenkungsdruck verschärfen und auf die Ergebnissituation, die Investitionsfähigkeit aber auch die Instandhaltung und Netzqualität durchschlagen. Betroffen wären davon nicht nur Netzbetreiber und ihre Mitarbeiter, sondern auch Kunden, Anteilseigner, Kommunen, Kapitalgeber und Lieferanten.

Es besteht kein grundlegender Reformbedarf an der ARegV. Es sind jedoch gezielte Korrekturen notwendig. Bei Änderungen am Regulierungsrahmen sind deren mögliche Auswirkungen im Vorfeld unter Beachtung der zukünftigen Anforderungen umfassend zu prüfen. Ein negatives Beispiel sind hier die bereits umgesetzten Verschlechterungen beim Instrument der Investitionsmaßnahmen gemäß § 23 ARegV.

### 1. Erosion der finanziellen Basis

Für die langlebigen Netzinvestitionen wird viel Kapital benötigt. Die Kapitalgeber vertrauen darauf, dass sie für das eingesetzte Kapital gemäß § 21 EnWG über die gesamte Nutzungsdauer eine angemessene, wettbewerbsfähige und risikoangepasste Verzinsung erhalten.

Bei der Verzinsung des eingesetzten Kapitals gilt:

- **EKI:** Für Eigenkapital bis zu einem Anteil von 40 % des betriebsnotwendigen Vermögens gilt der von der BNetzA festgelegte Zinssatz (§ 7 Absatz 6 StromNEV/GasNEV).
- **EKII:** Für Eigenkapital, welches die 40 % Quote übersteigt, wird der Mittelwert aus drei Umlaufrendite-Zeitreihen verwendet (§ 7 Absatz 7 StromNEV/GasNEV). Zwei der drei herangezogenen Zeitreihen bilden risikolose Anlagen ab („Anleihen der öffentlichen Hand“ und „Hypothekendarlehen“).
- **FK:** Fremdkapitalzinsen sind in ihrer tatsächlichen Höhe einzustellen, höchstens jedoch in kapitalmarktüblicher Höhe (§ 5 Absatz 2 StromNEV/GasNEV). Abweichend davon werden beim **Kapitalkostenaufschlag** kalkulatorische FK-Zinssätze in Höhe der EKII-Zinssätze verwendet (§ 10a Absatz 7 ARegV).

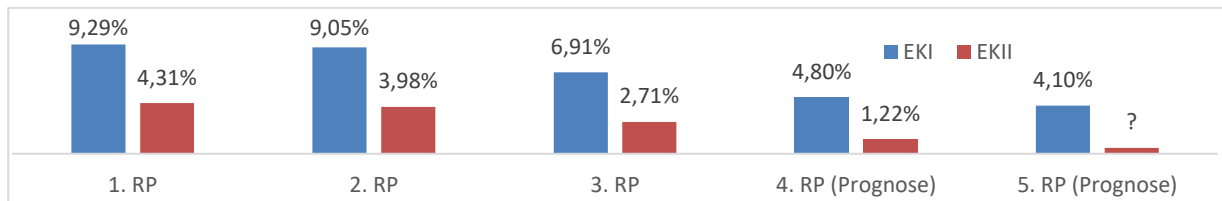


Abbildung: Entwicklung Eigenkapitalverzinsung EKI (Strom und Gas) und EKII (Strom)

Die BNetzA hat für die 3. Regulierungsperiode den EKI-Zinssatz von 9,05 % auf 6,91 % abgesenkt. Dieser Zinssatz liegt nach NERA-Analysen 1,5 Prozentpunkte unter dem internationalen Durchschnitt und zählt zu den niedrigsten in Europa. Bei unveränderter Methodik droht in der 4. und 5. Regulierungsperiode eine weitere massive Absenkung auf unter 5 %.

Der EKII-Zinssatz ist in der 3. Regulierungsperiode auf 2,71 % gesunken und wird ab der 4. Regulierungsperiode deutlich unter 1,5 % liegen. Durch die überproportionale Gewichtung risikoloser Zinsreihen werden jene Netzbetreiber bestraft, die die kalkulatorische Eigenkapitalquote von 40 % überschreiten. Die ursprüngliche Intention, EKII wie Fremdkapital zu verzinsen, wird nicht erreicht. Beim Kapitalkostenaufschlag wird der Zinssatz unter den marktüblichen Finanzierungskosten für Fremdkapital liegen.

Die Absenkung der EK-Zinssätze wird sich negativ auf die wirtschaftliche Ertragslage und die Investitionsfähigkeit aller Netzbetreiber auswirken. Um den aus dem „Strafzins“ resultierenden Anreiz zur Fremdfinanzierung umzusetzen, müsste der Netzbetreiber seine kalkulatorische EK-Quote auf 40 % und seine bilanzielle EK-Quote deutlich unter 40 % senken.

Wird die Methodik nicht angepasst, werden die Eigenkapitalzinssätze in der nächsten Regulierungsperiode weiter einbrechen und sind dann nur noch halb so hoch wie vor 7 Jahren. Das ist weder wettbewerbsfähig noch nachhaltig. Das eingesetzte Eigenkapital muss angemessen verzinst werden, Zurückhaltung bei Investitionen und Instandhaltung kann sich die deutsche Energie-, Wärme-, und Verkehrswende nicht leisten. Zudem werden durch solche methodisch bedingten negativen Zinssprünge Bestandsanlagen massiv entwertet und das Vermögen der Eigentümer – Kommunen, aber auch private Anleger – beeinträchtigt.

Das Beispiel Schweden zeigt eindrücklich, dass tiefgreifende Ertragseinbußen auch die Investitionsmöglichkeiten der Netzbetreiber signifikant reduzieren können. Die Absenkung des WACC durch den schwedischen Regulator hat zu einem downgrade des Verteilnetzbetreiber-Ratings von „stable“ zu „negative“ geführt.

**Zur Sicherstellung einer konsistenten und wettbewerbsfähigen Finanzierung des eingesetzten Kapitals sollten folgende Maßnahmen umgesetzt werden:**

**Beim EKI sollte die Methodik angepasst werden, z. B. durch die Berücksichtigung von Wechselwirkungen zwischen sinkendem Basiszins und steigender Marktrisikoprämie, damit trotz der Sondersituation an den Kapitalmärkten eine wettbewerbsfähige Verzinsung sichergestellt wird.**

**Beim EKII sollte die Netzentgeltverordnung (§ 7 Absatz 7 GasNEV/StromNEV) angepasst werden, so dass zur Zinsermittlung zukünftig nur die von der Deutschen Bundesbank veröffentlichte Reihe „Anleihen von Unternehmen“ verwendet wird.**

## 2. Beseitigung der Sockeleffekte durch Kapitalkostenabzug

Neben der sinkenden Eigenkapitalverzinsung führt bei Verteilnetzbetreibern auch der Kapitalkostenabzug gemäß § 6 Absatz 3 ARegV zu reduzierten Erträgen aus Bestandsanlagen, die zur nächsten Regulierungsperiode noch weiter absacken. Für die vor 2007 getätigten Investitionen sind für Verteilnetzbetreiber positive Sockeleffekte bereits zur 3. Regulierungsperiode abgeschafft worden. Für die von 2007 bis 2016 getätigten Investitionen entfallen diese Sockeleffekte nach aktueller Rechtslage zur 4. Regulierungsperiode.

Mit dem Kapitalkostenabzug werden bei Verteilnetzbetreibern ab der 3. Regulierungsperiode die Kapitalkosten für Bestandsanlagen nicht mehr auf den Wert im Basisjahr fixiert, sondern der Rückgang aufgrund abschmelzender Restbuchwerte einkalkuliert. Die aus der bisherigen Fixierung auf das Basisjahr resultierenden zukünftigen Vorteile („positive Sockeleffekte“) entfallen, auch wenn die Anlagen noch unter dem vorherigen Regulierungsregime errichtet wurden, wo durch den Zeitverzug zwischen Investition und regulatorischer Berücksichtigung erhebliche Anfangsverluste („negative Sockeleffekte“) aufgelaufen sind.

Für die Investitionen der Verteilnetzbetreiber nach dem Regimewechsel ist diese Systematik sinnvoll. Bei den bis zur 3. Regulierungsperiode getätigten Investitionen wurden jedoch zukünftige (positive) Sockeleffekte abgeschafft, ohne einen Ausgleich für die bereits realisierten Nachteile aus dem Zeitverzug (negative Sockeleffekte) zu schaffen. Bei Bestandsanlagen führt dies neben einer geringeren Verzinsung auch zu einem Verlust von Abschreibungsscheiben für mehrere Jahre und macht diese Investitionen nachträglich unwirtschaftlicher.

Nur für die Investitionen aus dem Zeitraum 2007 bis 2016 wird gemäß der Übergangsregelung § 34 Absatz 5 ARegV der positive Sockeleffekt noch in der 3. Regulierungsperiode gewährt. Der Bundesrat hat die Bundesregierung aufgefordert zu prüfen, ob die Übergangsregelung auf die 4. Regulierungsperiode auszudehnen ist, um eine vollständige Refinanzierung effizienter Investitionen zu gewährleisten.

Durch die Beseitigung der Sockeleffekte wurde Anlagevermögen der Netzbetreiber substantiell entwertet und damit Eigenkapital vernichtet. Investierende Netzbetreiber und Netzübernahmen wurden rückwirkend bestraft, das Vertrauen in die Verlässlichkeit der Regulierung wurde bei Netzbetreibern, Gesellschaftern und Kapitalgebern nachhaltig beschädigt.

Die Übergangsregelung für Investitionen aus dem Zeitraum 2007 bis 2016 kann den Schaden bei weitem nicht kompensieren. Für die getätigten Investitionen müssen die Sockeleffekte über die dritte Regulierungsperiode hinaus gewährt werden, um Regulierungskontinuität zu gewährleisten und die Eigenkapitalbasis der Unternehmen im Hinblick auf notwendige Investitionen zu stärken. Die bisherige Übergangsregelung ist sowohl aus ökonomischer als auch aus juristischer Perspektive nicht ausreichend. Mehrere Studien belegen die Notwendigkeit einer mindestens bis zur 5. Regulierungsperiode verlängerten Übergangsregelung.

**Die Übergangsregelung für Sockeleffekte sollte bis mindestens zum Ende der 5. Regulierungsperiode verlängert werden. Nur so kann die Entwertung des Anlagevermögens begrenzt, die Finanzierung zukünftiger Investitionen gesichert und die wirtschaftliche Leistungsfähigkeit der investierenden Netzbetreiber erhalten werden.**

**Ansprechpartner:**

Jan Kiskemper  
Telefon: +49 30 300199-1132  
jan.kiskemper@bdew.de

Katja Hintz  
Telefon: +49 30 300199-1663  
katja.hintz@bdew.de