

Hinweis:

Bitte dieses Formular im Originalformat (*.xlsx) speichern, umbenennen und übersenden.

GBK

Festlegungsentwurf Methodenfestlegung Qualitätsregulierung | Geschäftszeichen: GBK-24-02-1#4

Festlegungsverfahren der künftigen methodischen Ausgestaltung der Qualitätsregulierung für die Betreiber von Elektrizitäts- und Gasverteilernetzen

Formblatt für die Übermittlung von Stellungnahmen

Unternehmen / Verband / Behörde / Sonstige: (Pflichtfeld)

inetz GmbH

Marktrolle:

VNB Strom und Gas

Kontaktdaten*:

Nachname:

Vorname:

Kürzel:

E-Mail:

Telefon:

* Kontaktdaten werden bei Veröffentlichung der Konsultationsbeiträge **nicht** mit veröffentlicht.
Sie dienen ausschließlich eventueller Rückfragen durch die Große Beschlusskammer.

Weiter auf dem nächsten Tabellenblatt >>

Bitte dieses Formular im Originalformat (*.xlsx) **speichern, umbenennen und übersenden**. Sofern nicht der komplette Text dargestellt werden kann, verwenden Sie bitte die nächste Zeile für Ihre Eingabe.

Stellungnahme: Festlegungsentwurf Methodenfestlegung Qualitätsregulierung | Geschäftszeichen: GBK-24-02-1#4

Nr.	Tenorziffer (Pflichtfeld)	Bezug	Weitere Auswahl	Thema (optional)	Stellungnahme
1	Netzzuverlässigkeit (Tenorziffer 5)	Nur Strom			Wir begrüßen ausdrücklich, dass die Bundesnetzagentur weiterhin die Reduktion von Stromausfällen als zentrales Ziel der Qualitätsregulierung verfolgt und die Netzzuverlässigkeit damit ein wesentliches Steuerungsinstrument der Anreizregulierung bleibt. Eine konsequente Beanreizung der Versorgungszuverlässigkeit ist aus Sicht der Netzkunden wie auch der Netzbetreiber grundsätzlich sachgerecht und regulatorisch geboten. Kritisch sehen wir jedoch die beabsichtigte Fortschreibung der bisherigen Methodik zur Ermittlung der Referenzwerte, wonach die Netzzuverlässigkeit weiterhin ausschließlich über eine Regressionsanalyse auf Basis der Lastdichte abgebildet werden soll. Ursprünglich war vorgesehen, im Rahmen der Erstellung des Gutachtens, diese methodische Festlegung jeweils im Rahmen der konkreten jährlichen Methodenfestlegungen zu überprüfen. Die nunmehrige Vorfestlegung bereits in der Festlegung führt aus unserer Sicht zu einer unnötigen und sachlich nicht gerechtfertigten Verengung auf die berücksichtigten Einflussfaktoren. Diese methodische Einschränkung wird auch durch die gutachterlichen Stellungnahmen selbst bestätigt, die auf eine insgesamt abnehmende Modellgüte hinweisen. Als wesentliche Ursache hierfür werden unter anderem technologische Entwicklungen wie der zunehmende Einsatz von Fernwirktechnik genannt, die die historische Erklärungskraft der Lastdichte weiter reduzieren. Die beobachtete tendenzielle Verschlechterung der Modellgüte spricht aus unserer Sicht klar dafür, das bestehende Vorgehen grundlegend zu überdenken. Vor diesem Hintergrund halten wir es für zwingend erforderlich, weitere gebietsstrukturelle Merkmale in das Referenzmodell aufzunehmen. Insbesondere Merkmale wie die maximale Netzgebietshöhe, die bereits im Rahmen des Effizienzvergleichs erhoben werden, bieten sich an. Empirische Untersuchungen – unter anderem veröffentlicht im Februar 2025 in „Wie die methodischen Schwächen der aktuellen Qualitätsregulierung verbessert werden könnten“, ENERGIEWIRTSCHAFTLICHE TAGESFRAGEN 75. Jg. 2025 Heft ½ – zeigen, dass solche Merkmale ein deutlich robusteres Referenzmodell ermöglichen. Wir begrüßen daher ausdrücklich die angekündigte Untersuchung zusätzlicher Einflussgrößen, weisen jedoch darauf hin, dass dies nicht lediglich optional, sondern aus Gründen der Plausibilität und Vergleichbarkeit zwingend geboten ist. Ein Vergleich von Netzgebieten auf Basis nur eines strukturellen Merkmals erscheint weder sachgerecht noch belastbar. Darüber hinaus sehen wir die implizite Vorfestlegung auf einen funktionalen Zusammenhang im Rahmen eines nichtlinearen Least-Squares-Modells (NLS) kritisch. Gerade bei gebietsstrukturellen Merkmalen sind durchaus auch lineare Zusammenhänge denkbar, die sich im gewählten Modellansatz nicht abbilden lassen und zu Konvergenzproblemen führen können. NLS-Modelle werden in der empirischen Wissenschaft vergleichsweise selten eingesetzt und sind mit erhöhten Stabilitäts- und Interpretationsrisiken verbunden. Auch dies spricht aus unserer Sicht für eine erneute methodische Öffnung und Überprüfung des Modellansatzes.
2	Referenzwerte der Netzzuverlässigkeit (Tenorziffer 5.3)	Nur Strom			Kritisch sehen wir jedoch die beabsichtigte Fortschreibung der bisherigen Methodik zur Ermittlung der Referenzwerte, wonach die Netzzuverlässigkeit weiterhin ausschließlich über eine Regressionsanalyse auf Basis der Lastdichte abgebildet werden soll. Ursprünglich war vorgesehen, im Rahmen der Erstellung des Gutachtens, diese methodische Festlegung jeweils im Rahmen der konkreten jährlichen Methodenfestlegungen zu überprüfen. Die nunmehrige Vorfestlegung bereits in der Festlegung führt aus unserer Sicht zu einer unnötigen und sachlich nicht gerechtfertigten Verengung auf die berücksichtigten Einflussfaktoren. Diese methodische Einschränkung wird auch durch die gutachterlichen Stellungnahmen selbst bestätigt, die auf eine insgesamt abnehmende Modellgüte hinweisen. Als wesentliche Ursache hierfür werden unter anderem technologische Entwicklungen wie der zunehmende Einsatz von Fernwirktechnik genannt, die die historische Erklärungskraft der Lastdichte weiter reduzieren. Die beobachtete tendenzielle Verschlechterung der Modellgüte spricht aus unserer Sicht klar dafür, das bestehende Vorgehen grundlegend zu überdenken. Vor diesem Hintergrund halten wir es für zwingend erforderlich, weitere gebietsstrukturelle Merkmale in das Referenzmodell aufzunehmen. Insbesondere Merkmale wie die maximale Netzgebietshöhe, die bereits im Rahmen des Effizienzvergleichs erhoben werden, bieten sich an. Empirische Untersuchungen – unter anderem veröffentlicht im Februar 2025 in „Wie die methodischen Schwächen der aktuellen Qualitätsregulierung verbessert werden könnten“, ENERGIEWIRTSCHAFTLICHE TAGESFRAGEN 75. Jg. 2025 Heft ½ – zeigen, dass solche Merkmale ein deutlich robusteres Referenzmodell ermöglichen. Wir begrüßen daher ausdrücklich die angekündigte Untersuchung zusätzlicher Einflussgrößen, weisen jedoch darauf hin, dass dies nicht lediglich optional, sondern aus Gründen der Plausibilität und Vergleichbarkeit zwingend geboten ist. Ein Vergleich von Netzgebieten auf Basis nur eines strukturellen Merkmals erscheint weder sachgerecht noch belastbar. Darüber hinaus sehen wir die implizite Vorfestlegung auf einen funktionalen Zusammenhang im Rahmen eines nichtlinearen Least-Squares-Modells (NLS) kritisch. Gerade bei gebietsstrukturellen Merkmalen sind durchaus auch lineare Zusammenhänge denkbar, die sich im gewählten Modellansatz nicht abbilden lassen und zu Konvergenzproblemen führen können. NLS-Modelle werden in der empirischen Wissenschaft vergleichsweise selten eingesetzt und sind mit erhöhten Stabilitäts- und Interpretationsrisiken verbunden. Auch dies spricht aus unserer Sicht für eine erneute methodische Öffnung und Überprüfung des Modellansatzes.
3	Ermittlung der Kennzahlenwerte der Netzzuverlässigkeit (Tenorziffer 5.2)	Nur Strom			Die Bundesnetzagentur stellt zutreffend fest, dass bislang eine vergleichsweise hohe Anzahl von Versorgungsunterbrechungen der höheren Gewalt zugeordnet wurde. Diese Einschätzung deckt sich mit den veröffentlichten Störungsstatistiken der Behörde. Dort zeigt sich, dass alle Netzbetreiber in einzelnen Jahren über 3.000 Störungsanlässe der höheren Gewalt melden. Exemplarisch sei ein anonymisierter Netzbetreiber 166 genannt, der im Jahr 2023 insgesamt über 30 Störungsanlässe der höheren Gewalt, verteilt über nahezu jede zweite Woche, ausgewiesen hat. Aus unserer Sicht liegt eindeutig eine systematische Überidentifikation von Ereignissen als höhere Gewalt vor, die mit dem in Rechtsprechung und Regulierung anerkannten 50-jährigen Wiederkehrkriterium nicht vereinbar ist. Diese Praxis ist für die jeweils betroffenen Netzbetreiber zwar in erster Linie vorteilhaft, führt jedoch zu erheblichen Wettbewerbsverzerrungen zulasten derjenigen Netzbetreiber, bei denen eine restriktivere Anerkennungspraxis angewendet wird. Die Folge ist eine systematische Absenkung der Referenzwerte sowohl in der Nieder- als auch in der Mittelspannung, da die Referenzfunktionen durch die übermäßige Kategorisierung nach unten verschoben werden. Zwar gibt die Behörde wissenschaftlich korrekt wieder, dass nach der Zielsetzung der Qualitätsregulierung grundsätzlich jede Versorgungsunterbrechung zu berücksichtigen ist, da sie unabhängig von ihrer Ursache aus Sicht der Netzkunden stets eine Beeinträchtigung der Versorgungsqualität darstellt. Diese zutreffende Zielbeschreibung steht jedoch in einem klaren Widerspruch zur tatsächlichen Anwendungspraxis bei der höheren Gewalt, die gerade durch deren häufiges Auftreten konterkariert wird. Die nun vorgesehene Anpassung des Katalogs beschränkt sich im Wesentlichen darauf, das 50-jährige Kriterium explizit hinter den Fallbeispielen zu ergänzen. Dieses Kriterium galt jedoch bereits zuvor und hat die beobachtete Fehlanwendung offenkundig nicht verhindert. Zuletzt im Beschluss vom 04.06.2025, Az. VI-3 Kart 543/24 [V] des OLG Düsseldorf ist die bisherige Praxis der Anerkennung im Falle eines Auftretens mit mittlerem Wiederkehrintervall von 50 Jahren bestätigt - damit zeigt es klar dass die Überarbeitung keine praktische Folge mit sich bringt. Insbesondere wird weiterhin an starren und sachlich kaum plausiblen Schwellenwerten – etwa der pauschalen Annahme höherer Gewalt ab Windstärke 10 Beaufort – festgehalten. Dies ist im Sinne der erwarteten klimatischen Änderungen im Zuge des Klimawandels, wie im Diskussionspapier MED-Methode richtig vorgegeben wurde, seitens der Behörde nicht berücksichtigt. Vor diesem Hintergrund besteht aus unserer Sicht kein Anlass zu der Annahme, dass der Katalog künftig sachgerechter angewendet wird als bislang. Dies gilt umso mehr, als die Bundesnetzagentur selbst ausführt, dass die Anwendung des 50-Jahre-Kriteriums nicht neu sei, sondern lediglich die bisherige, gerichtlich bestätigte Praxis fortgeführt werde (Rz. 199). Gerade diese Praxis hat jedoch in der Anwendung nicht stattgefunden. Insofern ist weiterhin zu erwarten, dass sich an der faktischen Überzuordnung wenig ändern wird.

4	Referenzwerte der Netzzuverlässigkeit (Tenorziffer 5.3)	Nur Strom			Die Bundesnetzagentur stellt zutreffend fest, dass bislang eine vergleichsweise hohe Anzahl von Versorgungsunterbrechungen der höheren Gewalt zugeordnet wurde. Diese Einschätzung deckt sich mit den veröffentlichten Störungsstatistiken der Behörde. Dort zeigt sich, dass alle Netzbetreiber in einzelnen Jahren über 3.000 Störungsanlässe der höheren Gewalt melden. Exemplarisch sei ein anonymisierter Netzbetreiber 166 genannt, der im Jahr 2023 insgesamt über 30 Störungsanlässe der höheren Gewalt, verteilt über nahezu jede zweite Woche, ausgewiesen hat. Aus unserer Sicht liegt eindeutig eine systematische Überidentifikation von Ereignissen als höhere Gewalt vor, die mit dem in Rechtsprechung und Regulierung anerkannten 50-jährigen Wiederkehrkriterium nicht vereinbar ist. Diese Praxis ist für die jeweils betroffenen Netzbetreiber zwar in erster Linie vorteilhaft, führt jedoch zu erheblichen Wettbewerbsverzerrungen zulasten derjenigen Netzbetreiber, bei denen eine restriktivere Anerkennungspraxis angewendet wird. Die Folge ist eine systematische Absenkung der Referenzwerte sowohl in der Nieder- als auch in der Mittelspannung, da die Referenzfunktionen durch die übermäßige Kategorisierung nach unten verschoben werden. Zwar gibt die Behörde wissenschaftlich korrekt wieder, dass nach der Zielsetzung der Qualitätsregulierung grundsätzlich jede Versorgungsunterbrechung zu berücksichtigen ist, da sie unabhängig von ihrer Ursache aus Sicht der Netzkunden stets eine Beeinträchtigung der Versorgungsqualität darstellt. Diese zutreffende Zielbeschreibung steht jedoch in einem klaren Widerspruch zur tatsächlichen Anwendungspraxis bei der höheren Gewalt, die gerade durch deren häufiges Auftreten konterkariert wird. Die nun vorgesehene Anpassung des Katalogs beschränkt sich im Wesentlichen darauf, das 50-jährige Kriterium explizit hinter den Fallbeispielen zu ergänzen. Dieses Kriterium galt jedoch bereits zuvor und hat die beobachtete Fehlanwendung offenkundig nicht verhindert. Zuletzt im Beschluss vom 04.06.2025, Az. VI-3 Kart 543/24 [V] des OLG Düsseldorf ist die bisherige Praxis der Anerkennung im Falle eines Auftretens mit mittlerem Wiederkehrintervall von 50 Jahren bestätigt - damit zeigt es klar dass die Überarbeitung keine praktische Folge mit sich bringt. Insbesondere wird weiterhin an starren und sachlich kaum plausiblen Schwellenwerten – etwa der pauschalen Annahme höherer Gewalt ab Windstärke 10 Beaufort – festgehalten. Dies ist im Sinne der erwarteten klimatischen Änderungen im Zuge des Klimawandels, wie im Diskussionspapier MED-Methode richtig vorgegeben wurde, seitens der Behörde nicht berücksichtigt. Vor diesem Hintergrund besteht aus unserer Sicht kein Anlass zu der Annahme, dass der Katalog künftig sachgerechter angewendet wird als bislang. Dies gilt umso mehr, als die Bundesnetzagentur selbst ausführt, dass die Anwendung des 50-Jahre-Kriteriums nicht neu sei, sondern lediglich die bisherige, gerichtlich bestätigte Praxis fortgeführt werde (Rz. 199). Gerade diese Praxis hat jedoch in der Anwendung nicht stattgefunden. Insofern ist weiterhin zu erwarten, dass sich an der faktischen Überzuordnung wenig ändern wird.
5	Ermittlung der Kennzahlenwerte der Netzzuverlässigkeit (Tenorziffer 5.2)	Nur Strom			Zudem sehen wir eine Inkonsistenz in der Argumentation der Behörde. Einerseits wird eine übermäßige Zuweisung von Unterbrechungen zur höheren Gewalt eingeräumt (Rz. 201) und als Problem benannt, weshalb auch eine Verengung des Definitionskatalog angestrebt wird. Andererseits werden angebliche „Schwächen, die nach Ansicht der Beschlusskammer nicht gegeben sind“ (Rz. 204), als Begründung dafür herangezogen, den Definitionskatalog nicht grundlegend zu überarbeiten - wie alternative methodische Ansätze, etwa die Anwendung einer statistischen MED-Methode. Aus unserer Sicht wäre gerade angesichts der identifizierten Fehlentwicklungen eine grundlegendere Neubewertung der Systematik erforderlich.
6	Qualitätsregulierung (Tenorziffer 1)	Nur Strom			Die Bundesnetzagentur begründet die Einführung der Netzleistungsfähigkeit als neues Regulierungsinstrument mit dem Hinweis auf eine etablierte Vorgehensweise: Zunächst würden explorativ Daten erhoben, aus denen anschließend ein geeigneter Regulierungsansatz abgeleitet werde. Als Referenz wird dabei auf die Einführung der Netzzuverlässigkeit verwiesen. Dieser Vergleich greift aus unserer Sicht jedoch zu kurz. Bei der Netzzuverlässigkeit handelt es sich um ein international etabliertes, wissenschaftlich fundiertes Regulierungsinstrument, das sich an anerkannten Standards wie den IEEE-Kennzahlen sowie den Regelwerken des VDE FNN orientiert. In der regulatorischen und ökonomischen Literatur ist seit Langem bekannt, dass eine ausschließlich kostenbasierte Effizienzregulierung zu einer Vernachlässigung der Qualität führen kann (vgl. David Sappington: Regulating Service Quality: A Survey, Journal of Regulatory Economics, 2005, vol. 27, Nr. 2, S. 123-154). Entsprechend wird Qualität in der Netzregulierung üblicherweise entlang der Dimensionen Netzzuverlässigkeit, Netzverlust und Servicequalität erfasst (siehe Elena Fumagalli et al., Service Quality Regulation in Electricity Distribution and Retail, 2008). Die „Netzleistungsfähigkeit“ hingegen stellt einen bislang nicht wissenschaftlich etablierten Qualitätsaspekt dar, für den es weder international anerkannte Definitionen noch belastbare empirische Grundlagen gibt. Gerade deshalb erscheint ein rein explorativer Ansatz ohne vorherige wissenschaftliche Fundierung ungeeignet. Die Einbindung der Wissenschaft ist hier aus unserer Sicht zwingend erforderlich und kann nicht durch ein Gutachterkonsortium allein ersetzt werden. Darüber hinaus ist weder die Erforderlichkeit noch die Eignung des Instruments hinreichend belegt. Insbesondere bleibt unklar, inwieweit die Netzleistungsfähigkeit tatsächlich durch die Netzbetreiber beeinflussbar ist, da gebietsstrukturelle Rahmenbedingungen weitgehend unberücksichtigt bleiben. Das vorliegende Gutachten untersucht zwar Zusammenhänge zwischen Leistungsfähigkeitskennzahlen und Zeitfaktoren mit ein paar gebietsstrukturellen Merkmalen, leidet jedoch unter erheblichen Datenqualitätsproblemen. So wird im Projekt Benchmarking Transparenz (BMT) angegeben, dass rund 50 % der Daten geschätzt wurden. Auffälligkeiten wie Medianwerte von 65 Tagen bei EE-Technologien und 43 Tagen bei sonstigen Erzeugungstechnologien auf Mittelspannungsebene erscheinen wenig plausibel und deuten auf erhebliche Erfassungs- und Abgrenzungsprobleme hin.
7	Netzleistungsfähigkeit (Tenorziffer 6 und 6.1)	Nur Strom			Die Bundesnetzagentur begründet die Einführung der Netzleistungsfähigkeit als neues Regulierungsinstrument mit dem Hinweis auf eine etablierte Vorgehensweise: Zunächst würden explorativ Daten erhoben, aus denen anschließend ein geeigneter Regulierungsansatz abgeleitet werde. Als Referenz wird dabei auf die Einführung der Netzzuverlässigkeit verwiesen. Dieser Vergleich greift aus unserer Sicht jedoch zu kurz. Bei der Netzzuverlässigkeit handelt es sich um ein international etabliertes, wissenschaftlich fundiertes Regulierungsinstrument, das sich an anerkannten Standards wie den IEEE-Kennzahlen sowie den Regelwerken des VDE FNN orientiert. In der regulatorischen und ökonomischen Literatur ist seit Langem bekannt, dass eine ausschließlich kostenbasierte Effizienzregulierung zu einer Vernachlässigung der Qualität führen kann (vgl. David Sappington: Regulating Service Quality: A Survey, Journal of Regulatory Economics, 2005, vol. 27, Nr. 2, S. 123-154). Entsprechend wird Qualität in der Netzregulierung üblicherweise entlang der Dimensionen Netzzuverlässigkeit, Netzverlust und Servicequalität erfasst (siehe Elena Fumagalli et al., Service Quality Regulation in Electricity Distribution and Retail, 2008). Die „Netzleistungsfähigkeit“ hingegen stellt einen bislang nicht wissenschaftlich etablierten Qualitätsaspekt dar, für den es weder international anerkannte Definitionen noch belastbare empirische Grundlagen gibt. Gerade deshalb erscheint ein rein explorativer Ansatz ohne vorherige wissenschaftliche Fundierung ungeeignet. Die Einbindung der Wissenschaft ist hier aus unserer Sicht zwingend erforderlich und kann nicht durch ein Gutachterkonsortium allein ersetzt werden. Darüber hinaus ist weder die Erforderlichkeit noch die Eignung des Instruments hinreichend belegt. Insbesondere bleibt unklar, inwieweit die Netzleistungsfähigkeit tatsächlich durch die Netzbetreiber beeinflussbar ist, da gebietsstrukturelle Rahmenbedingungen weitgehend unberücksichtigt bleiben. Das vorliegende Gutachten untersucht zwar Zusammenhänge zwischen Leistungsfähigkeitskennzahlen und Zeitfaktoren mit ein paar gebietsstrukturellen Merkmalen, leidet jedoch unter erheblichen Datenqualitätsproblemen. So wird im Projekt Benchmarking Transparenz (BMT) angegeben, dass rund 50 % der Daten geschätzt wurden. Auffälligkeiten wie Medianwerte von 65 Tagen bei EE-Technologien und 43 Tagen bei sonstigen Erzeugungstechnologien auf Mittelspannungsebene erscheinen wenig plausibel und deuten auf erhebliche Erfassungs- und Abgrenzungsprobleme hin.
8	Netzleistungsfähigkeit (Tenorziffer 6 und 6.1)	Nur Strom			Zusätzlich wurden fehlende Angaben pauschal mit Nullwerten ersetzt, was zu erheblichen Verzerrungen führt. Auf dieser Basis ermittelte statistische Korrelationen sind aus unserer Sicht nicht belastbar. Hinzu kommen inhaltliche Inkonsistenzen im Gutachten selbst. Zum einen benennt Tabelle 18 die Erzeugung in GWh, bildet aber die Summe der CO2 Äquivalenz in Tabelle 20 ab. Diese ist in 1000t angegeben, was eine unplausibel große Summe ergibt. Weiterhin fällt auf, dass wenn man die Monetarisierung durch das Anreizbudget teilt, die gleichen Monetarisierungsfaktoren wie in Tabelle 20 erhält. Jedoch, wenn man den Basiswert der Beispielnetzbetreiber (Spalte Einsparung) durch den Monetarisierungsfaktor teilt, erhält man zum Teil sehr unterschiedliche Gesamtbasiswerte, was mit der Logik des Gutachtens überhaupt nicht übereinstimmt. Die fehlende Offenlegung der Eingangsdaten verstärkt diesen Eindruck und steht im Widerspruch zum vielfach geäußerten Transparenzbedarf der Branche. Eine Offenlegung kaum 2 Tage vor Konsultationsschluss gibt sicher keinen genügenden Zeitraum und Beitrag zur Transparenz. Angesichts dieser Defizite sehen wir im Gutachten keine tragfähige Grundlage für die Einführung eines Anreizsystems zur Netzleistungsfähigkeit. Der damit verbundene erhebliche personelle und administrative Aufwand erscheint vor diesem Hintergrund in keinem angemessenen Verhältnis zum erwartbaren Nutzen.

9	Energiewendekompetenz (Tenorziffer 6.2)	Nur Strom			Besonders kritisch sehen wir die vorgesehene Monetarisierung der Energiewendekompetenz über vermiedene CO₂-Emissionen. Unterschiedliche CO₂-Vermeidungsfaktoren führen dazu, dass bestimmte Erzeugungstechnologien systematisch stärker oder schwächer beanreizt werden. Die Bewertung und Priorisierung von Erzeugungstechnologien ist jedoch weder Aufgabe noch im Einflussbereich der Netzbetreiber. Zudem werden historische Ausbaupfade, regionale Strukturen sowie absolute und relative Betroffenheiten der Netzgebiete unzureichend berücksichtigt. Zeit- und Leistungskennzahlen reagieren empfindlich auf Ausreißer und unterliegen erheblichen jährlichen Schwankungen. Die Skalierung dimensionsloser Kennzahlen auf CO₂-Potenziale ist methodisch unsicher und stark von exogenen Faktoren abhängig, die sich der Steuerbarkeit der Netzbetreiber entziehen. Auch aus beihilfe- und diskriminierungsrechtlicher Perspektive erscheint die CO₂-basierte Monetarisierung problematisch. Standortfaktoren und regionale Erzeugungsstrukturen können zu systematischen Vor- oder Nachteilen führen und Fehlanreize setzen. Das vorgesehene Anreizsystem ist zudem intransparent, komplex und schwer nachvollziehbar, was die Akzeptanz in der Branche erheblich gefährdet. Vor diesem Hintergrund sprechen wir uns klar für ein reines Bonus-System aus. Ein Bonus-Malus-System würde das Risiko bergen, dass exogene Rahmenbedingungen zu finanziellen Nachteilen führen, ohne dass eine tatsächliche Leistungsbeeinflussung vorliegt. Die von der Behörde selbst angeführte Argumentation, wonach eine schlechte Energiewendekompetenz über einen Malus letztlich in niedrigeren Netzentgelten münden könnte, erscheint keineswegs selbstverständlich (Rz. 393). Die Behauptung, ein überwiegender Teil der Konsultationsteilnehmer habe einem Bonus-Malus-System positiv gegenübergestanden (Rz. 23), können wir nach eingehender Durchsicht der veröffentlichten Stellungnahmen nicht nachvollziehen. Wir begrüßen daher ausdrücklich die Einschätzung der Behörde, dass für die Entscheidung über eine Monetarisierung ausreichend Zeit eingeplant werden sollte. Ergänzend möchten wir darauf hinweisen, dass die bisherige Branchenbeteiligung – insbesondere im Hinblick auf Datenverarbeitung und Methodik – unzureichend war und für eine breite Akzeptanz zwingend vertieft werden muss.
10	Digitalisierung (Tenorziffer 6.3)	Nur Strom			Die Ausgestaltung des Digitalisierungsindex wirft weiterhin erhebliche methodische Fragen auf. Die Anforderungen an Digitalisierung unterscheiden sich stark nach Netzgröße und Struktur. Für kleinere Netzbetreiber kann eine analoge oder teilautomatisierte Bearbeitung im Einzelfall effizienter und kostengünstiger sein als eine vollständig digitalisierte Abwicklung. Ein pauschaler Digitalisierungsansatz wird diesen Unterschieden nicht gerecht. Zwar wurde im aktualisierten Fragebogen anerkannt, dass eine reine Ja/Nein-Abfrage mit einer pauschalen Bewertung von „Ja = 100 %“ zu grob ist. Die Einführung zeitlicher Abstufungen („stündlich“, „täglich“, „jährlich“) stellt grundsätzlich einen Schritt in die richtige Richtung dar. Unklar bleibt jedoch, wie diese qualitativen Abstufungen in quantitative Werte überführt werden sollen. Im Gutachten von E-Bridge und FGH wird eine konkrete Umrechnung oder Gewichtung nicht angegeben. Die Bildung von Mittelwerten und aggregierten Indizes droht damit weiterhin, die Aussagekraft erheblich zu verwässern.
11	Sonstiges (wenn keine Tenorziffer einschlägig)	Nur Strom		Netzservicequalität	Eine zusätzliche Datenerhebung oder ein erweitertes Monitoring der Netzservicequalität sehen wir kritisch. Der damit verbundene bürokratische Aufwand steht aus unserer Sicht in keinem angemessenen Verhältnis zum erwartbaren Erkenntnisgewinn. Vor dem Hintergrund des erklärten politischen Ziels des Bürokratieabbaus sollte auf zusätzliche Erhebungen verzichtet oder zumindest deren Umfang deutlich reduziert werden.
12	Qualitätsregulierung (Tenorziffer 1)	Nur Strom			Im Festlegungsentwurf bleibt offen, wie die verschiedenen monetarisierbaren Qualitätsselemente – insbesondere Netzzuverlässigkeit und Netzleistungsfähigkeit – methodisch zu einem einheitlichen Qualitätsparameter (Qt) innerhalb der Regulierungsformel zusammengeführt werden sollen. Zwar lässt sich vermuten, dass eine additive Verknüpfung vorgesehen ist, eine explizite Darstellung oder Erläuterung dieser Aggregationslogik fehlt jedoch vollständig. Gerade die Zusammenführung unterschiedlicher Qualitätsdimensionen stellt einen zentralen Stellhebel der Qualitätsregulierung dar, da sie maßgeblich die Gewichtung einzelner Zielgrößen sowie die resultierenden Anreizwirkungen bestimmt. Ohne eine transparente und nachvollziehbare Darstellung dieser Systematik bleibt unklar, wie einzelne Qualitätsaspekte zueinander in Beziehung gesetzt werden und welche regulatorische Bedeutung ihnen letztlich zukommt. Aus Gründen der Transparenz, der rechtlichen Bestimmtheit und der Akzeptanz des Instruments ist es daher erforderlich, die Aggregationslogik bereits im Rahmen der Methodenfestlegung eindeutig zu definieren.
13	Verfahrensvorschriften (Tenorziffer 7)	Nur Strom			Kritisch anzumerken ist das Zusammenspiel mehrerer parallel geführter Konsultationsverfahren zur Weiterentwicklung der Qualitätsregulierung. Während der vorliegende Festlegungsentwurf noch konsultiert wird, hat die Bundesnetzagentur zeitgleich bereits eine Festlegung zur Datenerhebung für die Netzleistungsfähigkeit konsultiert, deren Systematik die methodische Ausgestaltung der Qualitätsregulierung faktisch vorwegnimmt. Außerdem wird die Datenoffenlegung und damit die Datenqualität kurz vor Konsultationsschluss bereitgestellt und nach der Konsultation der Methodenfestlegung bearbeitet, was ein chaotisches und unchronologisches Gesamtkonsultationsvorgehen darstellt. Dieses Vorgehen erzeugt den Eindruck, dass wesentliche inhaltliche Entscheidungen bereits getroffen wurden, bevor das Konsultationsverfahren zur Methodenfestlegung abgeschlossen ist. Aus Sicht der betroffenen Netzbetreiber wirft dies erhebliche Zweifel an der Ergebnisoffenheit des Verfahrens sowie an der hinreichenden Gewährleistung rechtlichen Gehörs auf. Eine sachgerechte Beteiligung setzt voraus, dass methodische Grundentscheidungen nicht faktisch durch vorgelagerte Datenerhebungen präjudiziert werden.
14	Rollierendes Verfahren; zeitlicher Anwendungsbereich (Tenorziffer 3)	Nur Strom			Der zeitliche Umsetzungsplan für die Einführung der Netzleistungsfähigkeit erscheint angesichts der Neuartigkeit der Thematik und des erheblichen Aufwands für die betroffenen Unternehmen unangemessen ambitioniert. Die geplante Veröffentlichung erster Kennzahlen bereits im Jahr 2026 setzt voraus, dass umfangreiche Daten im laufenden Monitoring erhoben und aufbereitet werden, obwohl hierfür vielfach noch keine etablierten Prozesse existieren. Hinzu kommt, dass der Start der Qualitätsregulierung ausdrücklich nicht an den Beginn einer neuen Regulierungsperiode gebunden ist. Vor diesem Hintergrund ist nicht ersichtlich, weshalb der erhebliche Zeitdruck regulatorisch erforderlich sein sollte. Ein gestufter Ansatz mit einer vorgelagerten Lern- und Beobachtungsphase würde der Komplexität des Instruments deutlich besser gerecht werden.