



Stellungnahme der ARGE FNB Ost zur ARegV-Novelle, hier BMWi-Referentenentwurf vom 19.04.2021

Begrenzten Einflussmöglichkeiten auf Netzausbau in Kostenzuordnung Rechnung tragen

Die grundsätzliche Beschreibung in den Abschnitten „Problem und Ziel“ sowie „Lösung“ des Entwurfes gibt die Situation aus unserer Sicht in weiten Teilen nicht immer zutreffend wieder. Die Verteilnetzbetreiber (VNB) kommen ihren Verpflichtungen zum Netzausbau im Rahmen ihrer regulatorischen Möglichkeiten vollumfänglich nach. Es fehlt jedoch an politischen, regulatorischen und operativen Rahmenbedingungen, um den Netzausbau in der Hochspannung signifikant beschleunigen bzw. gar an das Zubau-Tempo der Erneuerbaren Energien (EE) angleichen zu können.

Während der Realisierungszeitraum von Erzeugungsanlagen auf Basis EE ab Netzanschlussantragstellung durchschnittlich etwa ein bis drei Jahre beträgt und durch die Regelungen des Gesetzes zur Beschleunigung von Investitionen vom 03. Dezember 2020 sich noch verkürzen wird, beläuft sich der Realisierungszeitraum selbst für Ersatzmaßnahmen im Bereich der Hochspannungsfreileitungen auf bis zu 10 Jahre. Dabei besteht in besonders betroffenen Netzgebieten bereits heute ein erheblicher Genehmigungsrückstau. Mit Blick auf das gegenwärtige Antragsvolumen weiterer EE-Erzeugung wird offensichtlich, dass sich der zeitliche Nachlauf des Netzausbaus künftig, ohne politisches Handeln, noch deutlich vergrößern wird. Insofern verwehren sich die Netzbetreiber der ARGE FNB OST auch gegen die in Punkt B aufgestellte und sachlich nicht zu unterlegende Aussage: „Zusätzlich beugt dies auch Ungleichgewichten im Effizienzvergleich vor, die ausgerechnet diejenigen Netzbetreiber belasten würden, die zur Vermeidung oder zwecks Abbau von Engpassmanagementkosten Investitionen vornehmen, anstatt die anfallenden Kosten nur an die Netznutzer durchzureichen.“¹ Diese spiegelt gerade nicht die Realität der von Engpassmanagement betroffenen Netzbetreiber der ARGE FNB OST wieder, wie sich aus den Investitionen der Vergangenheit auch deutlich nachweisen lässt.

¹ vgl. Referentenentwurf Bundesministerium für Wirtschaft und Energie; Verordnung zur Änderung der Anreizregulierungsverordnung und der Stromnetzentgeltverordnung, Seite 2 zu B. Lösung

Wesentliche Ursache für den Nachlauf sind vor allem der Umfang der Genehmigungsanforderungen, mangelnde Standardisierung und Effizienz in Genehmigungsverfahren, strukturell unzureichende personelle und technische Ausstattung der Genehmigungsbehörden und die unzureichende Priorisierung von Hochspannungsvorhaben als Schlüssel für das Gelingen der Energiewende. Das Tempo des Netzausbaus in der Hochspannung ist damit de facto nicht von den VNB beeinflussbar. So ist die bisherige Bewertung der EPMK als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten (dnbK), anders als im Verordnungsentwurf dargestellt, aus unserer Sicht nach wie vor sachgerecht. Mithin würde eine Fortschreibung dieser Kostenbewertung der tatsächlichen Situation in der Praxis gerecht werden. Entsprechend ist der nun vom Ordnungsgeber vorgesehene generelle Wechsel der Bewertungssystematik von dnbK hin zu volatilen Kosten (vK) als politische, jedoch sachlich nicht nachvollziehbare Entscheidung zu bewerten.

Vergleichbare Aufgaben der Verteilernetzbetreiber und Übertragungsnetzbetreiber sind gleich zu behandeln

Der vorliegende Verordnungsentwurf enthält umfangreiche Änderungen, die im Wesentlichen auf die ÜNB/FNB abzielen. Für die VNB sind ausschließlich Regelungen, die sich aus der Umsetzung des Gesetzes zur Beschleunigung des Energieleitungsausbaus ergeben, in der Änderung enthalten. Das grundsätzliche Ziel, die Regulierungspraxis der unterschiedlichen Funktionen zu vereinheitlichen², wird von Seiten der ARGE FNB OST begrüßt. Allerdings stellt sich für die Unternehmen der ARGE FNB OST grundsätzlich die Frage, warum diese bereits im Schritt der Ermittlung der Fremdkapitalzinsen endet, da an dieser Stelle der Referentenentwurf für die ÜNB/FNB eine gegenüber den VNB abweichende Regelung vorsieht. Dies wird von Seiten des BMWi wie folgt begründet:

„Dass die Übertragungs- und Fernleitungsnetzbetreiber hier anders gestellt werden als die Verteilernetzbetreiber, rechtfertigt sich dadurch, dass im Kapitalkostenaufschlag der Übertragungs- und Fernleitungsnetzbetreiber in erster Linie Erweiterungsinvestitionen abgebildet werden. Eine Mischfinanzierung aus Anleihen und Bankdarlehen entspricht der sehr heterogenen Finanzierungsstruktur bei den Übertragungs- und Fernleitungsnetzbetreibern, die im Kapitalkostenaufschlag neben großen Neubaumaßnahmen auch eine Vielzahl kleinerer Ersatzmaßnahmen abdecken können muss.“³ Für die Verteilernetzbetreiber der ARGE FNB OST ist diese Begründung nicht nachvollziehbar. Gerade der Ausbau der Verteilernetze im Zusammenhang mit der Energiewende und der geförderten Sektorkopplung (Power to Heat / Elektromobilität / Power to

² vgl. Referentenentwurf Bundesministerium für Wirtschaft und Energie; Verordnung zur Änderung der Anreizregulierungsverordnung und der Stromnetzentgeltverordnung, Seite 26 zu Nummer 3

³ vgl. Referentenentwurf Bundesministerium für Wirtschaft und Energie; Verordnung zur Änderung der Anreizregulierungsverordnung und der Stromnetzentgeltverordnung, Seite 27 zu Nummer 4 Buchstabe a



Gas ...) erfordern auch und insbesondere im Bereich der Verteilernetze umfangreiche Ausbaumaßnahmen, die ebenfalls Erweiterungsinvestitionen darstellen und finanziert werden müssen. Der wesentliche Teil der dezentralen Erzeugungsanlagen wird auch in Zukunft in den Verteilernetzen angeschlossen werden, womit umfangreicher Netzausbau oder -umbau einhergehen. Auch die sogenannten Ersatzmaßnahmen werden vor diesem Hintergrund umfangreiche Erweiterungen an den bestehenden Strukturen erfordern, so dass sich aus Sicht der Unternehmen der ARGE FNB OST hier keine Begründungen für die unterschiedliche Behandlung ergeben. Ein Abzielen auf die Finanzierungsstruktur der jeweiligen Unternehmen scheint ebenfalls nicht schlüssig, da auch VNB ihre Investitionen finanzieren müssen und die Auswahl der Mittel bei allen Netzbetreibern in der eigenen Beeinflussbarkeit liegt und zu verantworten ist. Die ARGE FNB Ost begrüßt die Feststellung, dass die im Rahmen des Kapitalkostenaufschlages angesetzten Zinssätze eine sachgerechte Finanzierung der notwendigen Fremdmittel nicht gewährleistet. Dies trifft jedoch gleichermaßen auf die Investitionen der ÜNB/FNB wie auch der VNB zu, da der Kapitalmarkt hier nicht nach der jeweiligen Funktion trennt. Insofern sehen es die Netzbetreiber der ARGE FNB OST als sachgerecht an, den Zinssatz für das Fremdkapital im Rahmen des Kapitalkostenaufschlages zwischen ÜNB/FNB und VNB dahingehend zu vereinheitlichen, dass die in der Novelle für die ÜNB/FNB vorgeschlagenen Zinsreihen auch auf die VNB angewendet werden.

Darüber hinaus erscheinen weitere unterschiedliche Regelungen einzelner Sachverhalte zwischen den ÜNB/FNB auf der einen Seite und der VNB auf der anderen Seite dem Gedanken einer Vereinheitlichung der Regulierung entgegenzustehen. Fraglich ist, inwieweit die angedachte Regelung zu den volatilen Kosten für den Redispatch eine Chance enthält, solange die endgültige Festlegung für die Ermittlung der volatilen Kosten nicht vorliegt. Allein der Verweis auf das etablierte Instrument des Effizienzvergleiches reicht aus unserer Sicht nicht aus. Gerade vor dem Hintergrund der Einführung völlig neuer Prozesse bei den VNB ist diese Bewertung ganz klar in Frage zu stellen. Darüber hinaus konnte auch im Branchendialog von Seiten des BMWi und der BNetzA nicht dargestellt werden, wie die notwendige Zusammenarbeit der hier betroffenen Netzbetreiber mit unterschiedlichen Systemen gefördert werden soll. Dies wurde von den Unternehmen der ARGE FNB OST bereits im Rahmen des Branchendialogs umfangreich dargestellt.

Aus Sicht der ARGE FNB OST gibt es in der Behandlung der Investitionen (Kapitalkostenaufschlag) als auch in der Behandlung der Redispatchkosten keine sachgerechte Begründung für die angestrebte unterschiedliche Vorgehensweise. Vielmehr sehen wir es als notwendig an, die sachgerechte Vorgehensweise bei den ÜNB/FNB auch auf die VNB zu übertragen.

ARegV-Novelle zur Sicherung auskömmlicher Investitionsbedingungen nutzen

Übergangssockel

Im Rahmen der jetzt ARegV-Novelle des Jahres 2016 hatte der Bundesrat der Bundesregierung den Auftrag erteilt, eine Verlängerung des Übergangssockels rechtzeitig vor der vierten Regulierungsperiode zu prüfen. Aus Sicht der ARGE FNB Ost besteht das Problem der Kostenunterdeckung für Investitionen der Jahre 2007 bis 2016 fort und sollte dringend kurzfristig gelöst werden.

Die umfangreichen Investitionen vieler Netzbetreiber in den Jahren 2007 bis 2016 fanden unter der Voraussetzung statt, dass der systemimmanente Zeitverzug der ARegV in der damaligen Fassung zwischen Investitionsjahr und Erlösen zuverlässig durch den Sockeleffekt gemildert wird. Mit der Reform der ARegV im Jahr 2016 wurde der Zeitverzug durch den Kapitalkostenabgleich zwar für zukünftige Investitionen geheilt, zugleich aber pauschal der Sockeleffekt ab der vierten Regulierungsperiode abgeschafft. Die Fortschreibung über eine Regulierungsperiode konnte die bereits entstandenen Nachteile des Zeitverzuges indes nur zu einem Teil mildern.

Unternehmen, die aufgrund des Investitionszyklus in den fraglichen Jahren wenig investiert haben, sind weniger oder gar nicht betroffen. Unternehmen, die im gleichen Zeitraum im Vertrauen auf das Regulierungssystem umfangreich investiert haben, sind dagegen durch diese Kappung des Sockels massiv benachteiligt. Die tatsächlichen wirtschaftlichen Effekte lassen sich deutlich für jedes Unternehmen nachweisen.

Es bleibt festzuhalten, dass es nach Abschluss der dritten Regulierungsperiode eine Reihe von Netzbetreibern geben wird, die eine deutliche Kapitalkostenunterdeckung für Investitionen der Jahre 2007 bis 2016 aufweisen werden. Für sie muss durch eine Verlängerung des Sockeleffektes mindestens ein teilweiser Ausgleich geschaffen werden. Die ARGE FNB Ost fordert daher, im Rahmen der anstehenden Novelle eine sachgerechte Lösung zu finden, die betroffenen Unternehmen den Übergangssockel für mindestens eine weitere Regulierungsperiode gewährt.

Eigenkapitalverzinsung

Für eine bedarfsgerechte Weiterentwicklung der Stromnetze sind im internationalen Vergleich wettbewerbsfähige Eigenkapitalzinsen notwendig. Eigenkapitalzinssätze für Strom- und Gasnetze, die sich bereits seit längerem am unteren Ende des europäischen Durchschnitts bewegen, werden dem erheblichen Netzausbaubedarf Deutschlands nicht gerecht. Nachdem zur aktuellen Regulierungsperiode die Zinssätze bereits um rund ein Viertel gesenkt wurden, droht für die kommende Regulierungsperiode ein weiterer Einbruch um rund ein Drittel. Dabei beeinflusst der noch festzulegende Eigenkapitalzinssatz nicht nur neue Investitionen, sondern sämtliches bereits investiertes Eigenkapital (Bestandsnetz). Eine Halbierung der Zinssätze über zwei

Regulierungsperioden kommt einer Entwertung der Investitionen gleich und stellt damit einhergehend ein deutliches Hemmnis für die künftige Investitionsbereitschaft der Kapitalgeber dar.

Es braucht jetzt einen Ordnungsrahmen, der die Wettbewerbsfähigkeit der Eigenkapitalverzinsung sicherstellt und nachhaltigen Investitionsstrategien die erforderliche Sicherheit bietet. Eine ausgewogene Methode, die sich am internationalen Zinsvergleich orientiert, ist aus unserer Sicht die Basis für einen nachhaltig stabilen Regulierungsrahmen.

Regelungen für VNB im Einzelnen

§ 32 Absatz 2 ARegV

„Die Bundesnetzagentur kann Festlegungen zur angemessenen Berücksichtigung eines zeitlichen Versatzes zwischen der Errichtung von Anlagen nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz sowie dem entsprechenden und notwendigen Ausbau der Verteilernetze im Effizienzvergleich treffen, soweit ein solcher zeitlicher Versatz Kosten nach § 11 Absatz 5 Satz 1 Nummer 2 hervorruft und ausschließlich auf Gründen außerhalb der Einflussphäre von Verteilernetzbetreibern beruht.“

Grundsätzlich ist es zu begrüßen, dass der Herausforderung des Zeitverzuges Rechnung getragen wird. Die Formulierung selbst, insbesondere mit der Voraussetzung, dass die Gründe ausschließlich außerhalb der Einflussphäre von den VNB beruht, lässt jedoch einen Ermessensspielraum der Behörde zu, der nicht ausreichend definiert ist. Hierzu ist im Referentenentwurf keine Begründung zu finden. Aus Sicht der ARGE FNB OST ist es notwendig, bereits in der Verordnung bzw. in der zugehörigen Begründung klare Anhaltspunkte hierfür zu definieren. Die ARGE FNB OST hatte hierzu im Rahmen der Erarbeitung einer freiwilligen Selbstverpflichtung, die genau diesen Sachverhalt berücksichtigen sollte, Vorschläge unterbreitet.

§ 34 Absatz 8 ARegV

„(8) Bis zum Ende der dritten Regulierungsperiode gelten volatile Kosten im Sinne von § 11 Absatz 5 Satz 1 Nummer 2 als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten. Die Kosten nach § 11 Absatz 5 Satz 1 Nummer 2 werden erst dann und frühestens ab 2026 in den Effizienzvergleich nach § 12 einbezogen, wenn die Bundesnetzagentur eine Festlegung nach § 32 Absatz 2 Satz 2 getroffen hat.“

Sollte der Ordnungsgeber aus übergeordneten politischen Erwägungen, wie im Verordnungsentwurf vorgesehen, ab der fünften Regulierungsperiode eine Berücksichtigung im Effizienzvergleich anstreben bzw. ermöglichen, wären durch den Ordnungsgeber selbst auch gleichzeitig die entsprechenden Rahmenbedingungen so auszugestalten, dass es nicht zu einer

Schlechterstellung der VNB kommt, die durch eine hohe EE-Integrationsleistung die Energiewende besonders unterstützen. Diesbezüglich wäre zwingend ein geeigneter Karenzzeitmechanismus konkret und verbindlich in der Verordnung zu verankern.

Die ARGE FNB Ost spricht sich ab der fünften Regulierungsperiode für eine Berücksichtigung der EPMK, sofern eine Behandlung als volatile Kosten erfolgt, im jeweils übernächsten Effizienzvergleich, entsprechend der Ausführungen unseres Schreibens vom 16. März 2021, aus.

§ 34 Absatz 15 ARegV

„Kosten ab dem 1. Oktober 2021, die zur Implementierung, Weiterentwicklung und Betrieb der notwendigen Betriebsmittel zur Erfüllung der gemeinsamen Kooperationsverpflichtung der Netzbetreiber für den bundesweiten Datenaustausch nach § 11 Absatz 1 Satz 4, nach den §§ 13, 13a und § 14 Absatz 1c des Energiewirtschaftsgesetzes, das zuletzt durch XXX geändert worden ist, erforderlich sind, dürfen als zusätzliche zulässige Erlöse in das Regulierungskonto einbezogen werden, wenn die mit ihnen verbundenen Dienstleistungen unentgeltlich und diskriminierungsfrei allen verpflichteten Netzbetreibern zur Verfügung gestellt werden und soweit sie vor dem 1. Januar 2024 entstanden sind. Die sich aus den Sätzen 1 und 2 ergebende zusätzliche Differenz ist nach § 5 Absatz 3 Satz 1 zu genehmigen, wenn die zusätzlichen Kosten effizient sind und nicht bereits auf Grund anderer Regelungen dieser Verordnung in den zulässigen Erlösen nach § 4 berücksichtigt wurden.“

Unstreitig ist, dass auch nach dem 30.09.2021 Implementierungskosten entstehen. Insoweit ist begrüßenswert, dass solche über das Regulierungskonto im Folgejahr geltend gemacht werden können. Jedoch sollte die Formulierung dahingehend konkretisiert werden, dass die bisherige Regelung in § 34 Abs. 15 Satz 1 ARegV auch hinsichtlich der unternehmensindividuellen Implementierungs- bzw. Umsetzungskosten verlängert wird.

Die Kosten für den Betrieb der notwendigen Betriebsmittel zur Erfüllung der gemeinsamen Kooperationsverpflichtung der Netzbetreiber sollen darüber hinaus Berücksichtigung finden. Es fehlt aus unserer Sicht eine Klarstellung, dass die Regelung für die sonstigen Umsetzungs- und Betriebskosten nicht an eine gemeinsame Kooperationsverpflichtung geknüpft sind.

Aus dem neuen Redispatch-System, das ab dem 01.10.2021 operativ gehen wird, werden im Vergleich zu dem bisherigen System erhöhte Betriebskosten resultieren, die in keiner anderen Regelung einen Ausgleich finden. Für diese sollte bis zum Übergang in den normalen Regulierungsrahmen eine Zwischenlösung geschaffen werden. Dies betrifft einerseits den Zeitraum ab dem 01.10.2021 bis Ende der dritten Regulierungsperiode (31.12.2023) und andererseits die vierte Regulierungsperiode (2024 bis 2028), da die zusätzlichen Betriebskosten nur anteilig über das Basisjahr 2021 (i.d.R. nur für ein



Vierteljahr: 01.10.2021 bis 31.12.2021) berücksichtigt werden. Die Verteilnetzbetreiber haben zusätzliche Mitarbeiter für den operativen Betrieb im Jahre 2021 aufgebaut und mussten entsprechende Dienstleistungsverträge zum Umsetzungszeitpunkt 01.10.2021 abschließen (z.B. Lizenzverträge).

Auf Nachweis des VNB sollten diese zusätzlichen Personal- und Fremdleistungskosten, die in einem direkten Zusammenhang mit der Betriebsführung des Redispatch-Systems ab dem 1. Oktober 2021 stehen und bisher als Kosten nicht in der Erlösobergrenze berücksichtigt sind, im Regulierungskonto für die Jahre 2021 bis 2023 geltend gemacht werden können. In der Bestimmung des Ausgangsniveaus für die vierte Regulierungsperiode sollte die Regulierungsbehörde bei Nachweis, dass die zusätzlichen Personal- und Fremdleistungskosten im Jahr 2021 nur anteilig angefallen sind, dies in angemessener Form durch einen Aufschlag berücksichtigen. Auch für diese Kosten, muss eine Übergangsregelung in der Verordnung enthalten sein, die für die vollständige vierte Regulierungsperiode (bis 31.12.2028) gilt.

§ 20 Absatz 5 Satz 5 ARegV

wird aufgehoben

Die hier vorgenommene Aufhebung ist gemäß der Begründung eine Folgeänderung zur Aufhebung des § 33 Absatz 3 ARegV, die mit dem Gesetz zur Umsetzung unionsrechtlicher Vorgaben und zur Regelung reiner Wasserstoffnetze im Energiewirtschaftsrecht vorgenommen wurde. Insofern ist die Streichung des Verweises auf den nicht mehr vorhandenen § 33 Absatz 3 ARegV nachvollziehbar, warum jedoch auf die Evaluierung vor Berücksichtigung des Elementes der Netzleistungsfähigkeit ganz verzichtet werden soll, erschließt sich nicht. Aus unserer Sicht sollte daher der §20 Absatz 5 Satz 5 ARegV nicht gestrichen, sondern wie folgt neu gefasst werden:

„Die Bundesnetzagentur nimmt vor Berücksichtigung der Kennzahlen nach den Sätzen 1 und 3 eine Evaluierung vor, inwieweit die Verwendung dieser Kennzahlen der Erfüllung der unter § 1 des Energiewirtschaftsgesetzes genannten Zwecke dient.“

Gerade vor dem Hintergrund der Diskussion um die Beeinflussbarkeit von Aufwendungen des Redispatch ist eine Evaluierung der sich ergebenden Mechanismen und Wechselwirkungen zwischen dem Qualitätselement und dem Effizienzvergleich zwingend erforderlich.



Lösungsvorschläge zur Verbesserung der Investitionsbedingungen

1. Verlängerung des Übergangssockels für betroffene Verteilnetzbetreiber

Bei der anstehenden Novelle der Anreizregulierungsverordnung sollte den betroffenen Unternehmen eine Verlängerung des Übergangssockels zugestimmt werden. Hierzu sollte anhand einfacher aber belastbarer Prüfkriterien die Betroffenheit eines Unternehmens nachgewiesen werden.

Die Prüfkriterien könnten beispielsweise wie folgt ausgestellt sein. Danach bekommt der Netzbetreiber eine Verlängerung des Übergangssockels, falls

1. $(\text{Summe der Investitionen aus den Jahren 2009-2018} / \text{Summe der Erlöse kalkulatorische Abschreibung aus den Jahren 2009-2018}) > 1$
oder falls
2. $(\text{Kapitalkosten im Ausgangsniveau zur 3. Regulierungsperiode [KoPrü-CAPEX 2016]} \text{ abzüglich der in der Erlösobergrenze enthaltenen Erlöse aus dem Erweiterungsfaktor des Jahres 2016 und abzüglich der in der Erlösobergrenze enthaltenen Erlöse aus Investitionsmaßnahmen des Jahres 2016}) > (\text{Kapitalkosten im Ausgangsniveau zur 1. Regulierungsperiode [KoPrü-CAPEX 2009]} \text{ abzüglich der Erlöse Erweiterungsfaktor des Jahre 2009})$

Beide Ansätze können unbürokratisch und einfach berechnet und umgesetzt werden. Beiden Vorschlägen gemein ist, dass sie als passgenauer Indikator funktionieren und für Strom und Gas anwendbar sind. In beiden Berechnungen werden positive Sockeleffekte (auch aus Altanlagen) mitberücksichtigt. Beide Ansätze rechtfertigen eine Verlängerung der Übergangsregelung in die vierte Regulierungsperiode auch dann, wenn die Erlöse der Übergangsregelung aus der dritten Regulierungsperiode berücksichtigt werden.

2. Lösungsvorschlag für die Eigenkapitalzinsen

Im Verordnungsentwurf ist bisher kein Vorschlag für die Sicherstellung einer angemessenen Eigenkapitalverzinsung enthalten. Die gilt für die Eigenkapitalzinssätze bis zu einer EK-Quote von 40 % (EK I) sowie auch für die Eigenkapitalzinssätze größer 40 % Eigenkapitalquote (EK II).



Im Verordnungsentwurf findet sich nun in der Änderung des § 10a Absatz 7 Satz 3 für das aufzunehmende Fremdkapital ein Ansatz wieder, der auch eine sachgerechte Ermittlung des EKII-Zinssatzes u.a. durch Verwendung anderer Zinsreihen ermöglicht. Ohne dies näher zu begründen, wird dieser Ansatz allerdings auf die Fremdkapitalaufnahme von ÜNB beschränkt. Dies ist nicht nachvollziehbar, da dieser Ansatz auch für die VNB sachgerecht wäre, da auch diese hohen Erweiterungsinvestitionen aufweisen. Aus Gründen der Gleichbehandlung und Konsistenz wäre daher auch eine Übernahme dieser Zinsreihen in § 7 Abs. 7 StromNEV/GasNEV ein für die VNB gangbarer Weg.