



OBERLANDESGERICHT DÜSSELDORF

BESCHLUSS

In der energiewirtschaftsrechtlichen Verwaltungssache

. . .

hat der 3. Kartellsenat des Oberlandesgerichts Düsseldorf durch den Vorsitzenden Richter am Oberlandesgericht L., die Richterin am Oberlandesgericht vR. und die Richterin am Oberlandesgericht F. auf die mündliche Verhandlung vom 15. Februar 2012

b e s c h l o s s e n :

Die Beschwerde der Antragstellerin gegen den Beschluss der Beschlusskammer 4 der Bundesnetzagentur vom 27. August 2010 - . . . - wird zurückgewiesen.

Die Beschwerdeführerin hat die Kosten des Beschwerdeverfahrens einschließlich der notwendigen Auslagen der Bundesnetzagentur zu tragen.

Der Gegenstandswert für das Beschwerdeverfahren wird auf . . . € festgesetzt.

Die Rechtsbeschwerde wird zugelassen.

Gründe:

A.

Die Beschwerdeführerin betreibt das Höchstspannungsnetz in den Bundesländern

...

Unter dem 30. Juni 2008 beantragte sie die Genehmigung mehrerer Investitionsbudgets, darunter auch das verfahrensgegenständliche, das im Anhang zu diesem Schreiben unter der Ziff. 08 I BA 45 und dem Projektnamen „Umstrukturierung Anlagenkomponenten Umspannwerk A.“ aufgeführt ist. Mit der beantragten Maßnahme verfolgt die Antragstellerin ihren Angaben zufolge das Ziel, das . . . in Betrieb genommene Umspannwerk A. u.a. um eine digitale Schutz- und Leittechnik, inklusive der erforderlichen Nebenanlagen „zu erweitern“ und eine 110-kV-Leistungsabführung eines 220/110-kV-Transformators zu erneuern. Im Einzelnen umfasst das Projekt den Aufbau einer neuen digitalen Schutztechnik, ein Upgrade der vorhandenen Stationsleittechnik sowie den Neubau von Betriebsgebäuden, einer Eigenbedarfsanlage und eine 110-kV-Leistungsabführung.

Zur Begründung ihres Antrags hat sie vorgetragen, ihre Umspannwerke und Schaltanlagen würden unbesetzt betrieben. Für die Steuerung und Überwachung der Anlagen würden die Informationen einschließlich Messwert und Befehle in einer Stationsleittechnik verarbeitet und an die Zentrale Netzsteuerstelle (TCC) für die Führung des Systems und den Betrieb der Höchstspannungsanlagen übertragen. Für die selektive Erfassung und Abschaltung von Höchstspannungsfehlern seien in der Anlage umfangreiche Netzschutzsysteme installiert. Diese müssten Netzfehler bei den unterschiedlichsten Netzverhältnissen selektiv in kurzer Zeit (unter 150 ms gemäß Transmission Code) erfassen und abschalten. Die Zuverlässigkeit des Gesamtschutzsystems müsse für Schutzauslösungen bei Netzfehlern über 99,9 % liegen. Die technische Auslegung des Netzschutzsystems richte sich nach § 16 EnWG, Netzanchlussverträgen, verschiedenen DIN-Normen, dem Transmission Code 2007 und nach Ergebnissen von transienten Stabilitätsuntersuchungen des Netzes und der Kraftwerkseinspeisungen. Für das ordnungsgemäße Funktionieren der Schutzeinrichtungen seien die hoch verfügbaren und nahezu verzögerungsfreien Kommunikationswege zwischen den Umspannwerken und Schaltanlagen notwendig. Neben den

Netzschutzsignalen würden Informationen aus den Höchstspannungsanlagen sowie von den Netzanschlusskunden zur zentralen Netzsteuerstelle (TCC) über ein hochverfügbares Nachrichtenübertragungsnetz übertragen. Für den optimierten Regelenergieverbund seien die Informationen aus den Anlagen mit Kraftwerkseinspeisung unverzichtbar. Die Notwendigkeit der Umstrukturierung der Netzschutzeinrichtungen ergebe sich vorrangig aus der Beherrschung der Anregebedingungen des Netzschutzes im Fehlerfall aufgrund veränderter Netzbedingungen. Durch den Rückbau des 220-kV-Netzes, der Außerbetriebnahme von Altkraftwerken in den 90er Jahren in der Netzregion sowie durch die verstärkte EEG-Einspeisung mit geringer Kurzschlussleistung seien die im Fehlerfall auftretenden Kurzschlussströme so gering, dass die vorhandenen elektromechanischen Schutzeinrichtungen die Fehler nicht mehr erfassen könnten. Die Anlage habe die Aufgabe der regionalen Versorgung des betreffenden Netzausschnittes, wobei die Anforderungen an die Versorgungszuverlässigkeit besonders hoch seien, da es sich um ein einpunktversorgtes 110-kV-Teilnetz handele. Sie plane, das Umspannwerk, das derzeit mit elektromechanischen Schutzeinrichtungen ausgerüstet sei, um neue digitale Schutzeinrichtungen mit Signalvergleich und Schwacheinspeiselogik zu erweitern. Unter bestimmten Umständen könne es zu der Situation kommen, dass die Anregebedingungen für die vorhandene elektromechanische Schutzrelaistechnik im Umspannwerk nicht gewährleistet seien, mit der Folge, dass ein Fehler nicht erfasst und nicht abgeschaltet würde. Damit sei die Systemstabilität des entstehenden fehlerbehafteten Teilnetzes nicht gegeben und die Betriebsmittel würden an der Fehlerstelle unzulässig beansprucht bzw. durch die Lichtbogeneinwirkung zerstört. Zudem könne die vorhandene elektromechanische Schutzrelaistechnik im Umspannwerk A. die geforderten Zuverlässigkeitsanforderungen von 99,9 % aufgrund technologischer Beschränkungen, dem natürlichen Verschleiß und fehlender Serviceleistungen der Hersteller nicht erfüllen. Auftretende Über- und Unterfunktionen führten zu Auslösungen ohne Netzfehler (Überfunktion) bzw. zu Netzfehlern mit erhöhter Fehlerdauer (Unterfunktion). Letzteres habe Spannungseinbrüche für die Verbraucher und hohe mechanische Beanspruchungen der Kraftwerksgeneratoren zur Folge. Das Umspannwerk A. sei die einzige Einspeisung aus dem Übertragungsnetz in das 110-kV-Verteilnetz des B. Spannungseinbrüche im 220-kV-Netz wirkten sich unmittelbar auf die Verbraucher aus. Die Stationsleittechnik werde auf den speziell durch die digitalen Schutzrelais bereitgestellten Informationsumfang erweitert. Diese Informationen würden zur Sicherung der System- und Be-

triebsführung an das TCC übertragen. Damit würde den internationalen Regeln des UCTE Operation Handbook, Policy 3 „Operational Security“, entsprochen. Zum Bedarf für den Neubau einer Eigenbedarfsanlage hat sie ausgeführt, der Drehstrom- und Gleichstrom-Eigenbedarf sei ein integraler Bestandteil des Höchstspannungs-Übertragungsnetzes und zwingende Voraussetzung für den sicheren und zuverlässigen Betrieb und somit für die Stabilität des Gesamtsystems. Der Neubau der 110-kV-Kabelverbindung sei eine Folge von Umbaumaßnahmen des Regionalversorgers im 110-kV-Verteilungsnetz im Umspannwerk A. Im Rahmen eines bereits realisierten Projekts sei u.a. zur Verbesserung der Versorgungsstabilität eine Transformatorenleistungsabführung auf einen anderen Block der Schaltanlage verlegt worden. Da sich die Schaltanlage A. in einem Trinkwasserschutzgebiet befinde, könnten neue Ölkabel auf dem Gebiet nicht verlegt werden. Eine Verlängerung des vorhandenen Ölkabels sei aus Trinkwasserschutzgründen und Gründen der Betriebssicherheit nicht möglich gewesen, so dass es zu ersetzen gewesen sei. Die Kosten dafür seien nach dem Verursacherprinzip durch den Regionalversorger getragen worden. Gegenstand des vorliegenden Projektes sei daher nur der Neubau einer zweiten Kabeltrasse, da es aus Platzgründen nicht möglich gewesen sei, das Ersatzkabel für das erste Kabelsystem auf der vorhandenen Trasse mit zu verlegen.

Durch den angegriffenen Beschluss hat die Beschlusskammer 4 der Bundesnetzagentur den Antrag auf Genehmigung eines Investitionsbudgets abgelehnt. Zur Begründung hat sie ausgeführt, die dem Antrag zugrundeliegenden Maßnahmen erfüllten nicht die Voraussetzungen des § 23 Abs. 1 ARegV. Für die 220-kV-Schaltanlage, die im Erhebungsbogen als Primärtechnik mit Anschaffungs- und Herstellungskosten in Höhe von . . . € enthalten sei, fehle es bereits an einer Zuordnung zu einer der in den Unterlagen der Antragstellerin ausgeführten Teilmaßnahmen. Selbst wenn sie als Teil dieser Maßnahmen anzusehen sei, handele es sich aber weder um eine Erweiterungs- noch um eine Umstrukturierungsinvestition. Soweit es den Einsatz der digitalen Stationsleittechnik angehe, habe die Antragstellerin nicht dargelegt, aufgrund welcher veränderten Anforderungen der Einsatz erforderlich werde. Insbesondere sei nicht ersichtlich, dass eine Verpflichtung bestehe, die digitale Stationsleittechnik bei einer bestehenden Anlage wie dem Umspannwerk A. nachzurüsten. Sie möge zwar dem aktuellen Stand der Technik entsprechen, daraus erwachse jedoch nicht automatisch die Verpflichtung, das bestehende Netz unverzüglich an das aktu-

elle technische Regelwerk anzupassen. Dass aufgrund geänderter Anforderungen der Einsatz einer digitalen Schutztechnik erforderlich sei, habe die Antragstellerin zwar vorgetragen. Sie habe indessen nicht dargelegt und nachgewiesen, wie sich durch den Rückbau und die verstärkte EEG-Einspeisung im Fehlerfall die Kurzschlussströme konkret am vorliegenden Standort auswirkten. Soweit sie sich auf die Außerbetriebnahme von Altkraftwerken in den 90er Jahren berufe, lasse sich daraus zudem kein Bedarf für die zum jetzigen Zeitpunkt durchgeführte Maßnahme ableiten. Sowohl die Teilmaßnahmen zum Neubau eines Betriebsgebäudes als auch die neue Eigenbedarfsanlage stellten ebenfalls keine Umstrukturierungsinvestition dar. Für diese habe sie weder ausreichend dargelegt, aufgrund welcher geänderten Anforderungen sie zum jetzigen Zeitpunkt erforderlich würden, warum die bestehende Anlage bzw. das bestehende Gebäude nicht mehr ausreiche und insbesondere nicht, woraus sich eine Verpflichtung zu den Maßnahmen ableite. Ihre Argumentation deute eher darauf hin, dass die Lebensdauer der Anlage bzw. des Gebäudes überschritten sei und es sich daher um eine Ersatzmaßnahme handele. Keine Umstrukturierungsinvestition stelle auch der Neubau der zweiten Kabeltrasse dar, den sie nach eigenen Angaben infolge einer Umbaumaßnahme des Regionalversorgers im 110-kV-Verteilungsnetz im Umspannwerk vornehmen müsse. Folge man der Argumentation der Antragstellerin, wonach aufgrund einer rechtlichen Verpflichtung das Ölkabel durch ein VPE-Kabel zu ersetzen sei, könne man darin allenfalls geänderte Anforderungen rechtlicher Natur erkennen, auf die sie mit dem Neubau einer Kabeltrasse reagiert habe. Dann aber ergebe sich der Neubau nicht aufgrund einer gesetzlichen Verpflichtung, sondern lediglich der Austausch des Kabels selbst. Im Übrigen handle es sich weder um eine Maßnahme zur Stabilität des Gesamtsystems oder für die Einbindung in das nationale oder internationale Verbundnetz noch für einen bedarfsgerechten Ausbau des Energieversorgungsnetzes nach § 11 EnWG.

Hiergegen wendet sich die form- und fristgerecht eingelegte Beschwerde, mit der die Antragstellerin ihren Anspruch auf Genehmigung des Investitionsbudgets hinsichtlich der Teilinvestitionen digitale Schutzrelaistechik, digitale Stationsleittechnik, Eigenbedarfsanlage sowie – wie sie in der Senatssitzung klargestellt hat - des Kabels weiterverfolgt. Es handle es sich dabei um Umstrukturierungsinvestitionen. Die Bundesnetzagentur gehe von einer zu engen Definition des Begriffs aus. Selbst wenn man aber die Definition zugrunde lege, seien alle genannten Teilmaßnahmen als Um-

strukturierungsinvestition einzustufen. Alle Teilmaßnahmen seien jeweils auch erforderlich für die Stabilität des Gesamtsystems. Dabei habe sich die Bundesnetzagentur an verschiedenen Stellen auch auf einen fehlenden Nachweis berufen, was sie zumindest zum gegenwärtigen Verfahrensstand nicht zur Ablehnung berechtigt hätte.

Im Einzelnen:

Für das Vorliegen einer Umstrukturierungsinvestition komme es allein darauf an, ob die Maßnahme eine qualitative Veränderung herbeiführe. Bei der geplanten Umrüstung der Schutztechnik handele es sich um eine solche Umstrukturierungsmaßnahme, denn die Erneuerung der Technik gehe deutlich über einen bloßen Ersatz hinaus, da sie eine Erhöhung der Versorgungssicherheit anstrebe. Die Investition diene dazu, eine qualitative Verbesserung herbeizuführen, indem die Voraussetzungen für die Einhaltung des Transmission Code 2007 geschaffen würden. Doch selbst wenn man die restriktiven Anforderungen der Bundesnetzagentur zugrunde lege, liege im Ergebnis eine Umstrukturierungsinvestition vor, da die Maßnahme aufgrund geänderter Anforderungen erfolge, wobei auch eine gesetzliche Verpflichtung zur Anpassung bestehe. Der konkrete Nachweis sei geführt, denn sie habe schlüssig dargelegt, dass die geänderten Anforderungen den Einsatz digitaler Schutzrelaistechnik erforderlich machten. Nachdem sich die Netzsituation bereits durch die Abschaltung von Altkraftwerken und den Rückbau von 220-kV-Leitungen bzw. die Umstellung von 380-kV-Leitungen vom 220-kV-Betrieb auf den 380-kV-Betrieb geändert habe, komme es nun durch die in den letzten Jahren gestiegene und auch künftig ansteigende EEG-Einspeisung mit geringer Kurzschlussleistung zu einer Situation, in der die elektromechanische Schutzrelaistechnik die Anforderungen an die Netzsicherheit nicht mehr erfülle. Die im Fehlerfall auftretenden Kurzschlussströme seien nun so gering, dass sie von der derzeitigen elektromechanischen Schutzrelaistechnik nicht als Fehler erkannt würden. Dadurch drohten Spannungseinbrüche, die ihrerseits zu erheblichen Schäden bei Anschlussnehmern führen könnten. Der erstmalig im Beschluss erhobene Vorwurf eines vermeintlich fehlenden konkreten Nachweises stelle einen Verstoß gegen die Betreuungspflicht der Regulierungsbehörde dar.

Den Aufbau einer digitalen Schutztechnik aufgrund geänderter Anforderungen nehme sie auch zur Erfüllung einer ihr gesetzlich obliegenden Pflicht vor. Auch wenn der Transmission Code 2007 selbst keinen Gesetzesrang habe, so sei er dennoch zu

beachten und stelle eine Konkretisierung einer ausfüllungsbedürftigen gesetzlichen Verpflichtung dar: Er konkretisiere die Anforderungen an die Netzsicherheit im Übertragungsnetz, die ihrerseits als Ausfluss und Konkretisierung der Systemverantwortung nach § 13 i.V.m. § 11 EnWG unmittelbar zu beachten seien. Des Weiteren diene die Maßnahme auch der Stabilität des Gesamtsystems, denn ohne den Einsatz digitaler Schutztechnik drohten im Ergebnis Lastabwürfe und Netzausfälle, die dann auch unmittelbare Auswirkungen auf die nachgelagerten Netze und die dortigen Anschlussnehmer hätten.

Auch die digitale Stationsleittechnik sei eine Umstrukturierungsinvestition, die für die Stabilität des Gesamtsystems erforderlich sei. Um eine Umstrukturierungsmaßnahme handele es sich schon deshalb, weil auch das Upgrade der vorhandenen Stationsleittechnik schwerpunktmäßig auf eine qualitative Veränderung des Netzes gerichtet sei mit dem Ziel, die Versorgungssicherheit zu erhöhen. Das Upgrade der vorhandenen Stationsleittechnik sei wie die digitale Schutzrelaistechnik infolge geänderter Anforderungen im Übertragungsnetz notwendig geworden. Diese Umstrukturierungsinvestition führe sie durch, um den Erfordernissen an die Bereitstellung von Informationen an die Zentrale Leitstelle, die durch das UCTE-Handbook, Policy 3, „Operational Security“, vorgegeben seien, zu entsprechen. Die digitale Schutztechnik sei auch für die Gewährleistung der Stabilität des Gesamtsystems erforderlich, weil die Konsequenzen, die infolge der Fehler im Umspannwerk auftreten könnten, nicht auf das Übertragungsnetz beschränkt seien, sondern sich gleichermaßen unmittelbar auf die nachgelagerten Netzebenen auswirken könnten.

Eine Umstrukturierungsmaßnahme sei auch die Erneuerung der Eigenbedarfsanlage, in der Antragstellung als 220-kV-Anlage bezeichnet. Es stelle einen Verstoß gegen den Amtsermittlungsgrundsatz dar, dass die Bundesnetzagentur allein die vermeintlich fehlende Zuordnung zu einer der in den Unterlagen angeführten Teilmaßnahmen rüge und sich mit der Genehmigungsfähigkeit der hierfür anfallenden Kapitalkosten inhaltlich nicht auseinandersetze. Planung, Anschaffung und Installation der Eigenbedarfsanlage seien zwingend erforderlich, um die sonstigen Umstrukturierungsinvestitionen (Schutztechnik und Leittechnik) überhaupt betreiben zu können. Hierfür müssten sämtliche Steuer- und Signalverbindungen zwischen den primären

Betriebsteilen (Transformatoren, Leistungsschalter, Trennschalter, Messwandler) über bislang nicht vorhandene Anschlusseinheiten aufgebaut werden.

Bei dem Neubau des 110-kV-Kabels handele es sich ebenfalls um eine Umstrukturierungsinvestition, denn die Maßnahme diene der qualitativen Erneuerung der Leitung. Die Maßnahme sei infolge von Umbauarbeiten des Regionalversorgers C., die diese zur Verbesserung der Versorgungsqualität durchgeführt habe, erforderlich geworden. Die Pflicht zur Anpassung habe nur durch die Neuverlegung eines VPE-Kabels erfüllt werden können, denn die Verlegung eines weiteren Ölkabels in der bestehenden Trasse sei aus Rechtsgründen nicht möglich gewesen, da beim Neubau einer Leitung der Stand der Technik – die Verwendung von VPE-Kabeln - zu beachten gewesen sei. Die Maßnahme diene auch der Stabilität des Gesamtsystems, denn sie stehe unmittelbar im Zusammenhang mit den Änderungen im nachgelagerten 110-kV-Verteilnetz der C.

Sie beantragt,

die Ablehnung der Bundesnetzagentur vom 27. August 2010 aufzuheben und die Bundesnetzagentur zu verpflichten, über den Antrag auf Genehmigung des Investitionsbudgets „Umstrukturierung Anlagenkomponenten Umspannwerk A.“ zu Aktenzeichen . . . hinsichtlich der Teilmaßnahmen digitale Schutzrelaistechnik, digitale Stationsleittechnik, Eigenbedarfsanlage und Kabeltrasse unter Beachtung der Rechtsauffassung des Gerichts neu zu entscheiden.

Die Bundesnetzagentur bittet um Zurückweisung der Beschwerde, indem sie die angegriffene Entscheidung unter Wiederholung und Vertiefung ihrer Gründe verteidigt.

Wegen der weiteren Einzelheiten des Sach- und Streitstands wird auf die zwischen den Beteiligten gewechselten Schriftsätze mit Anlagen, den beigezogenen Verwaltungsvorgang der Bundesnetzagentur und das Protokoll der Senatssitzung vom 15. Februar 2012 verwiesen.

B.

Die zulässige Beschwerde hat aus den mit den Beteiligten in der Senatssitzung erörterten Gründen keinen Erfolg. Im Ergebnis zu Recht hat die Beschlusskammer die Anerkennung eines Investitionsbudgets für die Erneuerung der Anlagenkomponenten des Umspannwerks A. versagt. Die Antragstellerin hat weder im Verwaltungs- noch im Beschwerdeverfahren nachweisen können, dass es sich bei diesen Maßnahmen um Umstrukturierungsinvestitionen handelt, die zur Stabilität des Gesamtsystems oder – wie sie mit der Replik ergänzend geltend macht – für einen bedarfsgerechten Ausbau ihres Netzes notwendig sind.

1. Gemäß § 23 Abs. 1 Satz 1 ARegV sind Investitionsbudgets für die Kapital- und Betriebskosten zu genehmigen, die zur Durchführung von Erweiterungs- und Umstrukturierungsinvestitionen in die Übertragungs- und Fernleitungsnetze erforderlich sind, soweit diese Investitionen zur Stabilität des Gesamtsystems oder für die Einbindung in das nationale oder internationale Verbundnetz sowie für einen bedarfsgerechten Ausbau des Energieversorgungsnetzes nach § 11 EnWG notwendig sind.

Mit der Gewährung von Investitionsbudgets will der Ordnungsgeber dem Umstand Rechnung tragen, dass Übertragungs- und Fernleitungsnetze aufgrund technischer Gegebenheiten und gesetzlicher Vorgaben eine Sonderrolle im Rahmen der Anreizregulierung haben und auf ihre Netzbetreiber durch gesetzliche Anforderungen in erheblichem Umfang zusätzliche Aufgaben zukommen, die erhöhte Kosten verursachen. Für die aufgrund dieser Anforderungen notwendigen Erweiterungs- und Umstrukturierungsinvestitionen sollen den Netzbetreibern Investitionsbudgets genehmigt werden können (vgl. nur: BR-Drs. 417/07 vom 15.06.2007, S. 66 f.) .

Die Erweiterungs- und Umstrukturierungsinvestitionen hat der Ordnungsgeber nicht abstrakt definiert; der Katalog des Satz 2 benennt in Nrn. 1- 9 allerdings die wichtigsten Regelbeispiele, wie etwa Netzausbaumaßnahmen für den Anschluss von Stromerzeugungsanlagen, die Integration von EEG-Anlagen nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz, Maßnahmen zur Netzoptimierung oder bei Gasnetzen bestimmte Maßnahmen zum Ausbau der Transportkapazitäten zwischen Marktgebieten. Soweit es die in Nr. 8 genannten Maßnahmen zur Netzoptimierung angeht, hat der Verord-

nungsgeber betont, dass diese – nur - die derzeit bekannten technischen Möglichkeiten zur Netzoptimierung in Stromversorgungsnetzen betreffen und etwaige zukünftige vergleichbare Techniken ebenfalls Gegenstand von Investitionsbudgets sein können, soweit dadurch andere Erweiterungsmaßnahmen vorübergehend oder dauerhaft vermieden werden können. In der Verordnungsbegründung ist weiter klargestellt, dass für Ersatzinvestitionen keine Investitionsbudgets genehmigt werden und die Abgrenzung zwischen Ersatzinvestitionen und Erweiterungs- oder Umstrukturierungsinvestitionen anhand einer prozentualen Aufteilung des jeweiligen Investitionsvorhabens erfolgen kann (vgl. nur: BR-Drs. 417/07 vom 15.06.2007, S. 67).

Weiteren Aufschluss über die mit § 23 ARegV verbundene Zielsetzung gibt der Bericht der Bundesnetzagentur nach § 112a EnWG zur Einführung der Anreizregulierung nach § 21a EnWG vom 30.06.2006, in dem die maßgeblichen Grundlagen für das System der Anreizregulierung und damit auch für die Regelung der Investitionsbudgets enthalten sind. Danach hat die Bundesnetzagentur bei den Transportnetzbetreibern - Übertragungs- und Fernleitungsnetzbetreibern – ein besonderes Bedürfnis gesehen, um Veränderungen ihrer Versorgungsaufgabe Rechnung zu tragen. Für ihre gesonderte Behandlung sprach, dass solche Veränderungen – anders als bei den Verteilnetzbetreibern – nicht durch einfache Kennzahlen, wie Anschlusspunkte, Lasthöhe und versorgte oder geographische Fläche – und damit durch die Parameter des Erweiterungsfaktors - abgebildet werden und sie zudem aufgrund technischer Gegebenheiten und gesetzlicher Vorgaben eine Sonderrolle haben. So kommen auf Übertragungsnetzbetreiber aufgrund gesetzlicher Vorgaben zusätzlich der Ausbau der internationalen Grenzkuppelstellen und die Schaffung neuer Übertragungskapazitäten innerhalb Deutschlands zu (S. 71, Rdnr. 300; S. 127, Rdnr. 580), auf Fernleitungsnetzbetreiber der Ausbau der Flüssiggas-Anlagen, der Neuanschluss von gasbefeuerten Kraftwerken oder die Verlagerung der Aufkommensquellen und Transportflüsse (S. 71, Rdnr. 301; S. 127, Rdnr. 581). Auch weisen die EU-Elektrizitäts- und die EU-Erdgasrichtlinie ihnen weiterreichendere Aufgaben als den Verteilnetzbetreibern zu, wie etwa die Sicherung der Stabilität des Gesamtsystems und die Einbindung in das europäische Verbundnetz. Diese neuen Aufgaben stehen – so der Bericht weiter - in engem Zusammenhang mit der Verbesserung der Versorgungssicherheit, die von der von allen Netzbetreibern gleichermaßen sicherzustellenden Versorgungszuverlässigkeit zu unterscheiden ist. Aus diesem

Grunde empfahl die Bundesnetzagentur dem Ordnungsgeber, die notwendigen Erweiterungs- und Umstrukturierungsinvestitionen gesondert als Investitionsbudgets zu berücksichtigen. Im Strombereich lägen Erweiterungsinvestitionen bei Veränderungen der Versorgungs- und Transportaufgabe mit nicht nur lokalen systemtechnischen Auswirkungen vor (S. 72, Rdnr. 307), Umstrukturierungsinvestitionen beispielsweise durch Windeinspeisungen oder den Ausstieg aus der Kernenergie, also durch die Abschaltung eines Kernkraftwerks bzw. die Zuschaltung von Steinkohle-, Gas- oder Dampfturbinen-Kraftwerken. Im Gasbereich seien Umstrukturierungsmaßnahmen z.B. durch den Ausbau von Flüssiggasanlagen oder von Gas- oder Dampfturbinenkraftwerken oder durch das generelle Wachstum der Gasversorgung bedingt (S. 73 f., Rdnr. 320; S. 127, Rdnr. 585 ff.).

Für Ersatzinvestitionen seien im Gegensatz dazu keine Investitionsbudgets vorzusehen, da diese Investitionen zum laufenden Geschäftsbetrieb gehören, die wie bisher von den Netzbetreibern nach eigenem Ermessen durchgeführt werden sollen. Die Forderung von VDEW/VDN/VRE und RWE nach zusätzlichen Sanierungs- und Instandhaltungsbudgets hat die Bundesnetzagentur zurückgewiesen, weil dies mit einem Mikromanagement durch sie verbunden wäre und letztlich auf einen zügigen Ausstieg aus der Anreizregulierung hinauslaufen würde (S. 129 f., Rdnr. 596 ff.).

2. Dass es sich bei der Erneuerung der Leit- und Schutztechnik des Umspannwerks und der damit verbundenen Folgemaßnahme – Installation einer Eigenbedarfsanlage zur Stromversorgung – sowie der Verlegung eines VPE-Kabels in einer zweiten Kabeltrasse um Umstrukturierungsinvestitionen handelt, die für die Stabilität des Gesamtsystems oder – wie die Antragstellerin mit der Replik geltend macht – für einen bedarfsgerechten Ausbau ihres Netzes notwendig sind und sie damit Gegenstand eines Investitionsbudgets sein können, lässt sich schon nicht feststellen.

2.1. Die von § 23 ARegV in den Blick genommenen Umstrukturierungs- und Erweiterungsmaßnahmen stellen grundsätzlich auf Neuinvestitionen ab, die durch eine Veränderung der Versorgungs- und Transportaufgabe veranlasst werden. Es handelt sich schon von daher durchweg um grundlegende und mit erheblichen Kosten verbundene Maßnahmen. Dies wird auch aus den Regelbeispielen und der Begründung

des Ordnungsgebers deutlich (ebenso: *Walther*, Regulierung der Elektrizitätsnetzentgelte nach der ARegV, 2009, S. 65 f.; *Berndt*, Die Anreizregulierung in den Netzwirtschaften, 2011, S. 190 ff.). Grund für die Veränderung der Transport- und Versorgungsaufgabe und damit für Erweiterungs- oder Umstrukturierungsmaßnahmen kann etwa die Anpassung des Netzes an einen veränderten Bedarf, also an eine steigende Nachfrage nach Transportkapazitäten, aber auch die Integration von Anlagen oder Maßnahmen zur Netzoptimierung sein. Sie knüpfen daran an, dass der Netzbetreiber schon nach § 11 Abs. 1 EnWG nicht nur verpflichtet ist, ein sicheres, zuverlässiges und leistungsfähiges Energieversorgungsnetz diskriminierungsfrei zu betreiben und zu warten, sondern es auch bedarfsgerecht zu optimieren, zu verstärken und auszubauen hat. Diese Verpflichtung ist für Transportnetzbetreiber in §§ 12 ff. EnWG konkretisiert, daneben treffen sie weitere gesetzliche Pflichten, etwa zur Abnahme und zum Transport der Erneuerbaren Energien, einschließlich des Stroms aus neuen Offshore-Windparks, zum Anschluss neuer EEG-Anlagen an Land oder konventioneller Kraftwerke auf der Grundlage der KraftNAV sowie zum Ausbau internationaler Grenzkuppelstellen. Die in § 23 Abs. 1 Satz 2 ARegV enthaltenen Regelbeispiele konzentrieren sich folglich auf Maßnahmen, die den Ausbau der Transportnetze oder unterhalb dieser Ebene ihre Optimierung oder Verstärkung zum Gegenstand haben und somit das bestehende Netz substantiell erweitern oder es umstrukturieren. Davon zu unterscheiden sind solche Maßnahmen, die das bestehende Netz nur erhalten, also seine Wartung, Instandhaltung und Instandsetzung wie auch die Ersatzbeschaffung betreffen. Für ihre Kosten bedarf es grundsätzlich keines Investitionsbudgets, weil sie allgemeine Betriebskosten sind und die Ersatzbeschaffung der Anlagengüter über die Abschreibung von Altanlagen ermöglicht wird. Dies hat der Ordnungsgeber in der Ordnungsbegründung bezüglich der Ersatzinvestitionen ausdrücklich klargestellt (BR-Drs. 417/07 vom 15.06.2007, S. 67, 68), für Wartungs-, Instandhaltungs- und Instandsetzungsmaßnahmen versteht sich dies von selbst. Der Forderung nach Instandhaltungs- und Sanierungsbudgets hat die Bundesnetzagentur schon im Rahmen der Erarbeitung des Anreizregulierungskonzepts eine Absage erteilt.

Aus dem Regelbeispiel des § 23 Abs. 1 Satz 2 Nr. 7 ARegV kann nichts anderes folgen. Es ist als Ausnahme dazu anzusehen. Ein Investitionsbudget kann danach auch „grundlegende, mit erheblichen Kosten verbundene Umstrukturierungsmaßnahmen“

umfassen, „die erforderlich sind, um die technischen Standards zur Gewährleistung der technischen Sicherheit des Netzes umzusetzen, die auf Grund einer behördlichen Anordnung nach § 49 Abs. 5 EnWG erforderlich werden oder deren Notwendigkeit von der nach Landesrecht zuständigen Behörde bestätigt wird“. Diese Regelung stellt eine Ausnahme in dem grundsätzlich mit § 23 ARegV verfolgten Konzept der Förderung von reinen Erweiterungs- und Umstrukturierungsmaßnahmen und damit von absoluten Neuinvestitionen dar, denn das Regelbeispiel erfasst nach seinem Sinn und Zweck Ersatzinvestitionen. Wie der Verordnungshistorie zu entnehmen ist, sollen mit diesem Regelbeispiel umfangreiche Maßnahmenprogramme zur Verbesserung der technischen Sicherheit der Elektrizitäts- und Gasnetze wie etwa Maststahlsanierung oder Graugussrehabilitation berücksichtigt werden können, denen noch nicht einmal eine Änderung der technischen Standards oder eine rechtliche Verpflichtung zur Durchführung zu Grunde liegen muss (BR-Drs. 417/07 vom 21.09.2007 (Beschluss), S. 12 f.). (Nur) Solche Ersatzinvestitionen sollen unter den angeführten engen Voraussetzungen wie eine Umstrukturierungsmaßnahme bewertet werden und damit Gegenstand eines Investitionsbudgets sein können. Es muss sich um grundlegende, mit erheblichen Kosten verbundene Maßnahmen der Komplettsanierung handeln, die behördlich angeordnet oder als notwendig bestätigt werden. Im Gegenschluss muss daraus aber folgen, dass alle anderen Ersatzmaßnahmen, die erforderlich sind, um technische Standards zur Gewährleistung der technischen Sicherheit des Netzes umzusetzen, nicht Gegenstand eines Investitionsbudgets sein können, da ansonsten die Regelung leerlaufen würde. Darunter fallen zunächst schon all die Maßnahmen, die nicht grundlegend oder mit erheblichen Kosten verbunden sind. Des weiteren aber auch die, für die es unabhängig davon an der behördlichen Anordnung oder der behördlichen Bestätigung ihrer Notwendigkeit fehlt. Andernfalls würden die engen Voraussetzungen des § 23 Abs. 1 Satz 2 Nr. 7 ARegV unterlaufen, die die lediglich dort angeführten Ersatzinvestitionen privilegieren wollen. Dafür spricht auch, dass jeder Netzbetreiber schon im Rahmen der allgemeinen Betriebspflicht seine Energieanlagen - jedenfalls bei einem Austausch - an veränderte Normen anzupassen hat, es sei denn, dass die technische Sicherheit auch ohne eine Anpassung erhalten bleibt (s. nur: Bourwieg in Britz/Hellermann/Hermes, EnWG, 2. A., Rdnr. 30a zu § 11). Mit § 23 ARegV sollen aber Neuinvestitionen gefördert werden, zu denen Transportnetzbetreiber aufgrund ihrer Sonderrolle verpflichtet sind.

2.2. Digitale Schutz- und Stationsleittechnik sowie neue Eigenbedarfsanlage

2.2.1. Die Antragstellerin macht geltend, die externen Faktoren für den Betrieb des Umspannwerks A. hätten sich in den vergangenen Jahren maßgeblich geändert. Zu der Abschaltung der Altkraftwerke in den 90er Jahren sei der schrittweise Rückbau des 220 kV-Netzes und in jüngerer Zeit die ansteigende Einspeisung aus EEG-Anlagen mit geringer Kurzschlussleistung gekommen. Letzteres habe dazu geführt, dass die im Fehlerfall auftretenden Kurzschlussströme so gering seien, dass die bisherigen elektromagnetischen Schutzeinrichtungen die Fehler nicht sicher erfassen bzw. als Fehler erkennen. Mit der digitalen Schutzrelaistechnik schaffe sie die Voraussetzungen für die Einhaltung des Transmission Code 2007 (die Anregebedingung von <150 ms für die Erfassung von Netzfehlern und Abschaltung), die ansonsten nicht vorliegen würden.

Infolge der geänderten Anforderungen im Übertragungsnetz sei auch das Upgrade der Stationsleittechnik notwendig, mit ihr würden die Anforderungen erfüllt, die durch das UCTE Handbook, Policy 3, „Operational Security“ vorgegeben seien. Planung, Anschaffung und Installation der Eigenbedarfsanlage seien inhaltlich erforderlich, um die sonstigen Umstrukturierungsinvestitionen betreiben zu können.

2.2.2. Im Ergebnis zu Recht hat die Bundesnetzagentur in der angegriffenen Entscheidung die Anerkennungsfähigkeit dieser beabsichtigten Investitionen bereits dem Grunde nach versagt. Mit ihnen erfolgt schon keine Umstrukturierung des Netzes i.S.d. § 23 ARegV, sondern sie führen nur zu einer grundsätzlichen Erneuerung der Schutz- und Leittechnik des Umspannwerks auf einem aktuellen technischen Standard, also eines Teils ihres bestehenden Netzes. Wie aus der Verordnungshistorie und den Regelbeispielen des § 23 ARegV hervorgeht, hatte der Verordnungsgeber mit Umstrukturierungsmaßnahmen indessen grundlegende, mit erheblichen Kosten verbundene substantielle Umgestaltungen des Netzes im Blick, wie etwa den Ausbau, die Optimierung oder die Verstärkung des Netzes aufgrund einer Veränderung der Versorgungs- und Transportaufgabe. Als Umstrukturierungsmaßnahme i.S.d. § 23 ARegV kann daher entgegen der Auffassung der Antragstellerin nicht schon jeder qualitativ höherwertige Ersatz eines Anlagenguts des bestehenden Netzes verstanden werden.

Dass mit dem Ersatz der Schutz- und Leittechnik technische Standards – des UCTE Handbook, Policy 3, „Operational Security“ und des Transmission Code 2007 – umgesetzt werden, rechtfertigt keine andere Beurteilung. Das Regelbeispiel des § 23 Abs. 1 Satz 2 Nr. 7 ARegV sieht insoweit vor, dass nicht alle „Umstrukturierungsmaßnahmen“, die erforderlich sind, um technische Standards zur Gewährleistung der technischen Sicherheit des Netzes umzusetzen, Gegenstand eines Investitionsbudgets sein können, sondern nur grundsätzliche, mit erheblichen Kosten verbundene, die behördlich angeordnet sind oder deren Notwendigkeit behördlich bestätigt ist. Daraus folgt im Gegenzug – wie oben dargelegt –, dass im Übrigen Maßnahmen, die diese Voraussetzungen nicht kumulativ erfüllen, nicht als Investitionsmaßnahme i.S.d. § 23 ARegV gelten können.

Ohne Erfolg beruft die Antragstellerin sich schließlich darauf, dass die Umstellung der Schutztechnik von einer elektromechanischen auf eine digitale und die daran sich anschließenden Maßnahmen (auch) Folge einer EEG-bedingten Umstrukturierung sind. Dies lässt nicht den Schluss auf eine Umstrukturierungsmaßnahme i.S.d. § 23 Absatz 1 ARegV zu. Im Verwaltungsverfahren hatte die Antragstellerin u.a. darauf verwiesen, dass die vorhandene elektromechanische Schutzrelaistechnik die geforderten Zuverlässigkeitsanforderungen von 99,9 % aufgrund technologischer Beschränkungen, dem natürlichen Verschleiß und fehlender Serviceleistungen der Hersteller (ohnehin) nicht (mehr) erfülle (Bl. 111 VV). In der Senatssitzung haben ihre Unternehmensvertreter eingeräumt, dass die bereits seit den 90er Jahren existierende digitale Schutztechnik in 40 ihrer 50 Umspannwerke schon eingerichtet worden ist, wobei man den Austausch häufig anlässlich der Installation eines neuen Transformators vorgenommen habe. Mit der Umstellung von elektromechanischer auf digitale Schutztechnik ist folglich schon unabhängig von einem EEG-bedingten Zubau und damit ungeachtet jeglicher Veränderung der Transport- und Versorgungsaufgabe begonnen worden. Abgesehen davon ist aber auch nicht feststellbar, dass sich die Transport- und Versorgungsaufgabe der Antragstellerin durch den EEG-bedingten Zubau verändert hat. Sie macht lediglich geltend, dass die „Umstrukturierung“ der Betriebsmittel infolge einer besonderen Netzsituation in der betroffenen Region B. erforderlich sei. Ihrem Vorbringen zufolge hat sich die Netzregion B. infolge der EEG-bedingten Umstrukturierung des Übertragungsnetzes im D.-Raum und der geänderten Netzstruktur in den nachgelagerten Verteilnetzen zu einer Randlage

entwickelt. Als Folge dessen hätten sich die Kurzschlussstromeinspeisungen derart verändert bzw. verringert, dass die vorhandenen elektromechanischen Schutzrichtungen für eine schnelle und zuverlässige Fehlererkennung nicht länger ausreichten. Eine Veränderung der Transport- und Versorgungsaufgabe der Antragstellerin stellt dies nicht dar. Es handelt sich nur um mittelbare Folgen EEG-bedingter Umstrukturierungen, die Auswirkungen auf die Netzsituation und damit auf den Betrieb des bestehenden Netzes haben. Damit gibt auch das entsprechende Vorbringen der Antragstellerin in dem nicht nachgelassenen Schriftsatz vom 6. März 2012 keinen Anlass, die mündliche Verhandlung wiederzueröffnen (§ 104 Abs. 3 Satz 2 VwGO, § 156 ZPO).

Auch die Eigenbedarfsanlage als Folgeinvestition ist damit nicht als - Teil einer – Umstrukturierungsmaßnahme i.S.d. § 23 ARegV anzusehen. Die Antragstellerin hat dies vornehmlich damit begründet, dass die Erweiterung um zusätzliche Funktionen – automatische Umschaltung auf redundante Systeme und ausreichender Berührungsschutz sowie Brandschottung zwischen den Systemen – zur Versorgung neuer Systeme unbedingt erforderlich und mit den vorhandenen Einrichtungen nicht realisierbar sei (Bl. 112 VV).

2.3. Neubau einer zweiten Kabeltrasse/ zweites VPE-Kabel

2.3.1. Dazu hatte die Antragstellerin zunächst vorgetragen: wegen einer Umbaumaßnahme in der 110 kV-Anlage der C. im Umspannwerk A. sei eine Neuverlegung des 110-kV-Kabels zur Verbindung zwischen einem 220/110 kV-Transformator und der 110 kV Anlage der C. erforderlich geworden, eine Transformatorenleistungsabführung sei zur Verbesserung der Versorgungssicherheit auf einen anderen Block in der 110 KV-Schaltanlage verlegt worden. Die Transformatorenleistungsabführungen führten jedoch durch ein Trinkwasserschutzgebiet, so dass es erforderlich gewesen sei, das bestehende Ölkabel durch ein VPE-Kabel zu ersetzen. Da auch bei einem zweiten Transformator ein Ölkabel als Leistungsabführung gedient habe, habe angesichts des Alters der Kabel und ihrer räumlichen Nähe zueinander die Gefahr bestanden, dass dieses beim Austausch beschädigt würde, so dass man auch dieses ersetzt habe. Es habe nicht in bestehender Trasse verlegt werden können, so dass der Neubau einer zweiten Trasse notwendig geworden sei. Für beide Kabel habe C.

Beschaffung und Verlegung durchgeführt, hinsichtlich des zweiten Kabels habe sie – die Antragstellerin - die Kosten für Material und Verlegung zwar – im Wege der Verrechnung - übernehmen müssen, aber nicht zum Gegenstand des Investitionsbudgets gemacht. In dieses seien nur die Kosten für den Bau der zweiten Trasse eingeflossen. Diese zwingende Folgemaßnahme diene auch der Stabilität des Gesamtsystems, weil sie in unmittelbarem Zusammenhang mit den Änderungen im nachgelagerten 110 kV-Netz stehe. In der Senatssitzung hat sie dagegen auf Nachfrage des Senats klargestellt, dass die Kosten für das zweite Kabel Gegenstand des Investitionsbudgets sein sollen.

2.3.2. Auch für diese Maßnahme lässt sich die Anerkennungsfähigkeit nicht feststellen. Die Kosten für das zweite Kabel, welche die Antragstellerin erstmals in der Senatssitzung angeführt hat, waren nicht Gegenstand des von ihr beantragten Investitionsbudgets, mit ihrem Antrag hatte sie ausdrücklich nur die Kosten für den Bau der zweiten Trasse verfolgt. Allein auf letztere bezog sich ihr Antrag vom 30. Juni 2008 und die entsprechende, angegriffene Entscheidung im Verwaltungsverfahren. Unabhängig davon ist weder das zweite Kabel noch die betreffende Kabeltrasse als Investitionsmaßnahme anererkennungsfähig. Auch insoweit liegt eine grundlegende, mit erheblichen Kosten verbundene Umgestaltung ihres Netzes, die durch eine Veränderung ihrer Transport- und Versorgungsaufgabe verursacht worden ist, nicht vor. Schon deshalb kann es sich nicht um eine Umstrukturierungsmaßnahme i.S.d. § 23 ARegV handeln. Grund für diese bauliche (Folge-)Maßnahme im Netz der Antragstellerin sind vielmehr Umbaumaßnahmen des nachgelagerten Netzbetreibers C. im Umspannwerk A.

Bei dieser Sachlage kommt es auf die weiterhin erhobene Rüge, die Bundesnetzagentur habe gegen ihre Amtsermittlungspflicht und die ihr obliegende Betreuungspflicht verstoßen, nicht an.

C.

1. Die Kostenentscheidung beruht auf § 90 Satz 2 EnWG. Da die Beschwerde keinen Erfolg hat, hat die Antragstellerin die Gerichtskosten zu tragen und der Bundesnetzagentur die entstandenen notwendigen Auslagen zu erstatten.

2. Die Festsetzung des Gegenstandswerts für das Beschwerdeverfahren beruht auf § 50 Abs. 1 Nr. 2 GKG, § 3 ZPO. Der Senat schätzt das wirtschaftliche Interesse der Antragstellerin an der Genehmigung des Investitionsbudgets entsprechend den übereinstimmenden Angaben der Beteiligten auf . . . €.

D.

Der Senat hat die Rechtsbeschwerde an den Bundesgerichtshof gegen diese Entscheidung zugelassen, weil die streitgegenständlichen Fragen grundsätzliche Bedeutung i.S.d. § 86 Abs. 2 Nr. 1 EnWG haben.

Rechtsmittelbelehrung:

Die Rechtsbeschwerde kann nur darauf gestützt werden, dass die Entscheidung auf einer Verletzung des Rechts beruht (§§ 546, 547 ZPO). Sie ist binnen einer Frist von einem Monat schriftlich bei dem Oberlandesgericht Düsseldorf, Cecilienallee 3, 40474 Düsseldorf, einzulegen. Die Frist beginnt mit der Zustellung dieser Beschwerdeentscheidung. Die Rechtsbeschwerde ist durch einen bei dem Beschwerdegericht oder Rechtsbeschwerdegericht (Bundesgerichtshof) einzureichenden Schriftsatz binnen eines Monats zu begründen. Die Frist beginnt mit der Einlegung der Beschwerde und kann auf Antrag von dem oder der Vorsitzenden des Rechtsbeschwerdegerichts verlängert werden. Die Begründung der Rechtsbeschwerde muss die Erklärung enthalten, inwieweit die Entscheidung angefochten und ihre Abänderung oder Aufhebung beantragt wird. Rechtsbeschwerdeschrift und -begründung müssen durch einen bei einem deutschen Gericht zugelassenen Rechtsanwalt unterzeichnet sein. Für die Regulierungsbehörde besteht kein Anwaltszwang; sie kann sich im Beschwerdeverfahren durch ein Mitglied der Behörde vertreten lassen (§§ 88 Abs. 4 Satz 2, 80 Satz 2 EnWG).

L.

vR.

F.