Euroopa Liidu
Teataja

C 159

Eestikeelne väljaanne

Teave ja teatised

60. aastakäik

19. mai 2017

Sisukord

II *Teatised*

EUROOPA LIIDU INSTITUTSIOONIDE, ORGANITE JA ASUTUSTE TEATISED

Euroopa Komisjon

2017/C 159/01 Euroopa Liidu toimimise lepingu artiklite 107 ja 108 raames antava riigiabi lubamine – Juhud, mille suhtes komisjonil ei ole vastuväiteid ([1]) 1

2017/C 159/02 Euroopa Liidu toimimise lepingu artiklite 107 ja 108 raames antava riigiabi lubamine – Juhud, mille suhtes komisjonil ei ole vastuväiteid ([2]) 3

V *Teated*

KONKURENTSIPOLIITIKA RAKENDAMISEGA SEOTUD MENETLUSED

Euroopa Komisjon

2017/C 159/03 Riigiabi – Saksamaa — Riigiabi SA.45852 (2017/N) – Reservvõimsus — Kutse märkuste esitamiseks vastavalt Euroopa Liidu toimimise lepingu artikli 108 lõikele 2 ([1]) 6

ET

([1]) EMPs kohaldatav tekst.
([2]) EMPs kohaldatav tekst, mis ei hõlma asutamislepingu I lisa reguleerimisalasse kuuluvaid tooteid.

II

(Teatised)

EUROOPA LIIDU INSTITUTSIOONIDE, ORGANITE JA ASUTUSTE TEATISED

EUROOPA KOMISJON

Euroopa Liidu toimimise lepingu artiklite 107 ja 108 raames antava riigiabi lubamine

Juhud, mille suhtes komisjonil ei ole vastuväiteid

(EMPs kohaldatav tekst)

(2017/C 159/01)

Otsuse vastuvõtmise kuupäev	01.09.2015	
Abi number	SA.38406 (2014/N)	
Liikmesriik	Horvaatia	
Piirkond	HRVATSKA	—
Nimetus (ja/või abisaaja nimi)	Program državnih potpora za proizvodnju električne energije iz obnovljivih izvora energije	
Õiguslik alus	Strategija energetskog razvitka Republike Hrvatske; Zakon o energiji; Zakon o tržištu električne energije; Pravilnik o stjecanju statusa povlaštenog proizvođača električne energije; Tarifni sustav za proizvodnju električne energije iz obnovljivih izvora energije i kogeneracije; Metodologija za određivanje iznosa tarifnih stavki za opskrbu električnom energijom u okviru univerzalne usluge	
Meetme liik	Abikava	—
Eesmärk	Keskkonnakaitse, Sektori areng	
Abi vorm	Muu – feed-in tariff.	
Eelarve	Üldeelarve: HRK 2 314 (miljonites) Aastaeelarve: HRK 1 157 (miljonites)	

Abi osatähtsus	100 %
Kestus	01.01.2014 – 31.12.2015
Majandusharud	Elektrienergia tootmine
Abi andva asutuse nimi ja aadress	Ministarstvo gospodarstva Ulica grada Vukovara 78, 10000 Zagreb, Republika Hrvatska Hrvatski operator tržišta energije d.o.o. Miramarska 23, 10000 Zagreb, Republika Hrvatska
Muu teave	—

Otsuse autentne tekst, millest on eemaldatud kogu konfidentsiaalne teave, on kättesaadav järgmisel veebilehel: http://ec.europa.eu/competition/elojade/isef/index.cfm.

Euroopa Liidu toimimise lepingu artiklite 107 ja 108 raames antava riigiabi lubamine

Juhud, mille suhtes komisjonil ei ole vastuväiteid

(EMPs kohaldatav tekst, mis ei hõlma asutamislepingu I lisa reguleerimisalasse kuuluvaid tooteid)

(2017/C 159/02)

Otsuse vastuvõtmise kuupäev	14.03.2017	
Abi number	SA.46721 (2016/N)	
Liikmesriik	Itaalia	
Piirkond	BOLZANO-BOZEN	—
Nimetus (ja/või abisaaja nimi)	Criteri per la concessione di contributi per investimenti nel settore dell'irrigazione	
Õiguslik alus	Criteri per la concessione di contributi per investimenti nel settore dell'irrigazione	
Meetme liik	Abikava	—
Eesmärk	Abi põllumajandusliku esmatootmisega seotud põllumajanduslikes majapidamistes materiaalsesse või immateriaalsesse varasse tehtavateks investeeringuteks	
Abi vorm	Otsetoetus	
Eelarve	Üldeelarve: EUR 8 (miljonites) Aastaeelarve: EUR 2 (miljonites)	
Abi osatähtsus	50 %	
Kestus	kuni 31.12.2020	
Majandusharud	Kõik abikõlblikud sektorid	
Abi andva asutuse nimi ja aadress	Ripartizione provinciale Agricoltura Via Brennero 6, 39100 Bolzano	
Muu teave	—	

Otsuse autentne tekst, millest on eemaldatud kogu konfidentsiaalne teave, on kättesaadav järgmisel veebilehel:

http://ec.europa.eu/competition/elojade/isef/index.cfm.

Otsuse vastuvõtmise kuupäev	22.03.2017
Abi number	SA.46798 (2016/N)
Liikmesriik	Portugal

Piirkond	CONTINENTE	Segapiirkonnad
Nimetus (ja/või abisaaja nimi)	Ação n.º 5.1, „Criação de agrupamentos e organizações de produtores“, integrada na medida n.º 5, „Organização da produção“,	
Õiguslik alus	Portaria n.º 254-A/2016 de 26 de setembro Tem por objeto estabelecer o regime de aplicação da ação n.º 5.1, „Criação de agrupamentos e organizações de produtores“, integrada na medida n.º 5, „Organização da produção“,	
Meetme liik	Abikava	—
Eesmärk	Stardiabi metsandussektori tootjarühmadele ja -organisatsioonidele	
Abi vorm	Otsetoetus	
Eelarve	Aastaeelarve: EUR 14,97 (miljonites)	
Abi osatähtsus	100 %	
Kestus	kuni 31.12.2020	
Majandusharud	Metsakasvatus ja muud metsamajanduse tegevusalad	
Abi andva asutuse nimi ja aadress	Autoridade de Gestão do PDR2020 Rua de S. Julião, 63, 1149-030 Lisboa	
Muu teave	—	

Otsuse autentne tekst, millest on eemaldatud kogu konfidentsiaalne teave, on kättesaadav järgmisel veebilehel:

http://ec.europa.eu/competition/elojade/isef/index.cfm.

Otsuse vastuvõtmise kuupäev	14.03.2017	
Abi number	SA.47575 (2017/N)	
Liikmesriik	Tšehhi Vabariik	
Piirkond	—	—
Nimetus (ja/või abisaaja nimi)	Podpora zpracování zemědělských produktů a zvyšování konkurenceschopnosti potravinářského průmyslu	
Õiguslik alus	1) Zákon č. 252/1997 Sb., o zemědělství, v platném znění 2) Zásady, kterými se stanovují podmínky pro poskytování dotací na základě § 2 a § 2d zákona č. 252/1997 Sb., o zemědělství	
Meetme liik	Abikava	—

Eesmärk	Põllumajandustoodete töötlemise ja turustamisega seotud investeerimisabi
Abi vorm	—
Eelarve	Üldeelarve: CZK 3 036 000 000 (miljonites) Aastaeelarve: CZK 660 000 000 (miljonites)
Abi osatähtsus	0 %
Kestus	—
Majandusharud	Kõik abikõlblikud sektorid
Abi andva asutuse nimi ja aadress	Ministerstvo zemědělství Těšnov 17, 117 05 Praha 1
Muu teave	—

Otsuse autentne tekst, millest on eemaldatud kogu konfidentsiaalne teave, on kättesaadav järgmisel veebilehel: http://ec.europa.eu/competition/elojade/isef/index.cfm.

V

(Teated)

KONKURENTSIPOLIITIKA RAKENDAMISEGA SEOTUD MENETLUSED

EUROOPA KOMISJON

RIIGIABI – SAKSAMAA

Riigiabi SA.45852 (2017/N) – Reservvõimsus

Kutse märkuste esitamiseks vastavalt Euroopa Liidu toimimise lepingu artikli 108 lõikele 2

(EMPs kohaldatav tekst)

(2017/C 159/03)

Käesoleva kokkuvõtte järel autentses keeles esitatud 7. aprilli 2017. aasta kirjas teavitas komisjon Saksamaad oma otsusest algatada Euroopa Liidu toimimise lepingu artikli 108 lõikega 2 ettenähtud menetlus seoses eespool nimetatud meetmega.

Huvitatud isikud võivad ühe kuu jooksul alates käesoleva kokkuvõtte ja sellele järgneva kirja avaldamisest saata oma märkused järgmisel aadressil:

European Commission
Directorate-General for Competition
State Aid Greffe
1049 Bruxelles/Brussel
BELGIQUE/BELGIË
Faks + 32 22951242
stateaidgreffe@ec.europa.eu

Märkused edastatakse Saksamaale. Märkusi esitavad huvitatud isikud võivad kirjalikult taotleda neid käsitlevate andmete konfidentsiaalsust, täpsustades taotluse põhjused.

OTSUSE KOKKUVÕTE

23. jaanuaril 2017 saatis Saksamaa komisjonile reservvõimsust käsitleva õigusakti eelnõu ning hinnangu selle meetme vajalikkuse kohta. Reservvõimsus on meede, mis võimaldab põhivõrguettevõtjatel hankida strateegilise reservina 2 GW võimsust, mida saab kasutada äärmuslikes ja ettenägematutes oludes. Kuigi Saksamaa ei prognoosi tulevikuks struktuurseid võimsusprobleeme, on meetme eesmärk kindlustada riiki ettenägematuteks olukordadeks käimasoleva taastuvenergiale ülemineku („Energiewende“) ajal.

Selle meetme alusel saaksid põhivõrguettevõtjad alates 2018/2019. aasta talvest esimese 2-aastase perioodi kestel kasutada 2 GW võimsust, mida hoitakse reservis väljaspool turgu. Reservi saaks järgnevatel aastatel uuendada ja suurendada. Reservi saaks kasutada ainult siis, kui elektriturg ei tasakaalustu ning pakkumisest ei piisa nõudluse katmiseks. Põhivõrguettevõtjad saavad abisaajatele makstava tasu katta klientide võrgutariifide tõstmisega.

Komisjon on meedet hinnanud ja jõudnud esialgsele järeldusele, et meede kujutab endast riigiabi. Seega on komisjon hinnanud abi kokkusobivust siseturuga, võttes aluseks tootmise piisavuse tagamise jaotise keskkonna- ja energiaalase riigiabi suunistes aastateks 2014–2020 ([1]) (jaotis 9.3), sest reservvõimsus on strateegilise reservi vorm, millest tasustatakse tootmisvõimsuse pakkujaid varustuskindluse valmiduse eest.

Komisjon järeldas võimsuse tagamise mehhanismide sektoriuuringu lõpparuandes, ([2]) et strateegilise reservi loomine peaks olema ajutine meede, sellised reservid peavad hinnamoonutuste ja investeerimissignaalide vältimiseks olema täiesti turust eraldatud ning nendes osalemine peab olema avatud kõigile potentsiaalsetele tootmisvõimsuse pakkujatele ja samuti eelkõige energiavahendajatele. Kokkusobivuse hinnangus selgitati välja, et need on ka reservvõimsuse meetme põhiprobleemid.

Mis puutub meetme vajalikkusse, siis kutsutakse menetluse algatamise otsuses huvitatud isikuid avaldama arvamust seoses Saksamaa hinnanguga tootmise piisavuse tagamisele, mis on koostatud halvimat stsenaariumit silmas pidades. Samuti märgitakse otsuses, et meede ei ole mõeldud ajutisena. Lisaks seatakse menetluse algatamise otsuses kahtluse alla majanduslikud alused, millest reservi vajaduse ja mahu kindlaksmääramisel lähtuda.

Mis puutub meetme asjakohasusse, siis tõstatatakse menetluse algatamise otsuses küsimus, kas energiavahendajatele kehtestatud eeskirjad ei välista tegelikkuses nende osalemist. Samuti kutsutakse huvitatud isikuid avaldama arvamust seoses asjaoluga, et strateegilisse reservi ei ole kaasatud välismaiseid võimsusi (selles küsimuses ei ole lõplikke järeldusi sektoriuuringus tehtud).

Mis puutub kaubandusele ja konkurentsile avalduvasse mõjusse, siis seatakse menetluse algatamise otsuses kahtluse alla, kas reserv on hulgimüügiturust nõuetekohaselt eraldatud ja seega ei moonuta hindu ega investeerimissignaale turul osalejatele.

([1]) ELT C 200, 28.6.2014, lk 1.
([2]) Euroopa Komisjon, võimsuse tagamise mehhanismide sektoriuuringu lõpparuanne, 30. november 2016, SWD(2016)385.

KIRJA TEKST

Die Kommission teilt Deutschland mit, dass sie nach Prüfung der von den deutschen Behörden vorgelegten Informationen beschlossen hat, bezüglich der vorgenannten Maßnahme das Verfahren nach Artikel 108 Absatz 2 des Vertrags über die Arbeitsweise der Europäischen Union (AEUV) einzuleiten.

1. **VERFAHREN**

(1) Mit elektronischer Anmeldung vom 7. Dezember 2015 unterrichtete Deutschland die Kommission nach Artikel 108 Absatz 3 des Vertrags über die Arbeitsweise der Europäischen Union (AEUV) über Entwürfe von Rechtsvorschriften, die u. a. die Einführung einer neuen Kapazitätsreserve und die Änderung der bestehenden Netzreserve zum Ziel haben.

(2) Mit Schreiben vom 19. Januar 2016 und 4. März 2016 stellte die Kommission weitere Fragen hinsichtlich der Maßnahmen, die von Deutschland am 17. Februar 2016 bzw. 5. April 2016 beantwortet wurden.

(3) Am 4. Juli 2016 zog Deutschland seine Anmeldung zurück und übermittelte gleichzeitig eine neue Anmeldung für den Entwurf einer überarbeiteten Rechtsvorschrift zur Änderung der bestehenden Netzreserve. Diese Anmeldung wurde unter der Nummer SA.42955 registriert. Die Kommission genehmigte die Maßnahme per Beschluss vom 20. Dezember 2016 als vorübergehende Maßnahme bis zum 30. Juni 2020 ([1]). Außerdem wurde die Kapazitätsreserve von Deutschland bei der Kommission vorangemeldet.

(4) Am 23. Januar 2017 meldete Deutschland den jüngsten Entwurf der Kapazitätsreserveverordnung bei der Kommission an und übermittelte ihr gleichzeitig eine Erforderlichkeitsbewertung zu der Maßnahme. Der vorliegende Beschluss bezieht sich auf diese Unterlagen.

2. **BESCHREIBUNG DER MASSNAHME**

2.1. **Kontext und Hintergrund**

(5) Die angemeldete Maßnahme ist Teil einer Überarbeitung des deutschen Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) vom 7. Juli 2005, die am 26. Juli 2016 ([2]) verabschiedet wurde und neben der genannten Maßnahme auch ein Bündel von Maßnahmen bezüglich der Funktionsweise des Strom- und des Gasmarktes in Deutschland vorsieht. Oberstes Ziel der Überarbeitung des EnWG ist es, den Strommarkt für die Energiewende vorzubereiten, die in Deutschland durch einen erheblichen Anstieg der Stromerzeugung aus verschiedenen erneuerbaren Energiequellen wie Wind- und Solarenergie, den Ausstieg aus der Kernenergie sowie eine enge Anbindung an zahlreiche benachbarte Märkte gekennzeichnet ist. Das deutsche Bundesministerium für Wirtschaft und Energie hat seine Zielsetzungen und die damit verbundenen Maßnahmen in einem Grünbuch und einem Weißbuch dargelegt, die im Oktober 2014 bzw. im Juli 2015 veröffentlicht wurden ([3]). Die Marktreformen zielen vor allem auf eine Verbesserung der Funktionsweise der Kurzfrist- und Regelenergiemärkte ab. Die Überarbeitung umfasst jedoch auch eine Reihe von Maßnahmen, mit denen während der Energiewende die Versorgungssicherheit sichergestellt werden soll. Die Kapazitätsreserve ist eine dieser Maßnahmen. Weitere Maßnahmen sind die AbLaV-Regelung ([4]) und die oben genannte Netzreserve, die von der Kommission als mit dem Binnenmarkt vereinbare staatliche Beihilfen für den Zeitraum bis zum 30. Juni 2020 genehmigt wurden.

([1]) Der Beschluss der Kommission vom 20. Dezember 2016 ist abrufbar unter http://ec.europa.eu/competition/state_aid/cases/265043/265043_1872192_91_2.pdf.

([2]) Eine konsolidierte Fassung des EnWG vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621) ist abrufbar unter https://www.gesetze-im-internet.de/enwg_2005/.

([3]) „Ein Strommarkt für die Energiewende“, Weißbuch vom Juli 2015: http://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/weissbuch.pdf?__blob=publicationFile&v=29 und „Ein Strommarkt für die Energiewende“, Diskussionspapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie, Grünbuch vom Oktober 2014: http://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/G/gruenbuch-gesamt.pdf?__blob=publicationFile&v=1.

([4]) „AbLaV“ steht für die Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten. Die Kommission hat die Vereinbarkeit der AbLaV-Regelung mit dem Binnenmarkt in der Beihilfesache SA.43735 geprüft und beschlossen, keine Einwände zu erheben. Der Beschluss ist abrufbar unter: http://ec.europa.eu/competition/elojade/isef/case_details.cfm?proc_code=3_SA_43735

Tabelle 1

Übersicht über die Maßnahmen, die im Weißbuch vom Juli 2015 „Ein Strommarkt für die Energiewende“ (S. 59) vorgeschlagen wurden.

Übersicht über die Maßnahmen	
Baustein 1 „Stärkere Marktmechanismen“: Die Maßnahmen des Bausteins 1 stärken die bestehenden Marktmechanismen. Die benötigten Kapazitäten können sich dadurch refinanzieren und der Strommarkt kann Versorgungssicherheit weiterhin gewährleisten.	
Maßnahme 1	Freie Preisbildung am Strommarkt garantieren
Maßnahme 2	Kartellrechtliche Missbrauchsaufsicht transparenter machen
Maßnahme 3	Bilanzkreistreue stärken
Maßnahme 4	Bilanzkreise für jede Viertelstunde abrechnen
Baustein 2 „Flexible und effiziente Stromversorgung“: Die Maßnahmen des Bausteins 2 optimieren die Stromversorgung europäisch und national. Sie sorgen damit für einen kosteneffizienten und umweltverträglichen Einsatz der Kapazitäten.	
Maßnahme 5	Weiterentwicklung des Strommarktes europäisch einbetten
Maßnahme 6	Regelleistungsmärkte für neue Anbieter öffnen
Maßnahme 7	Zielmodell für staatlich veranlasste Preisbestandteile und Netzentgelte entwickeln
Maßnahme 8	Besondere Netzentgelte für mehr Lastflexibilität öffnen
Maßnahme 9	Netzentgeltsystematik weiterentwickeln
Maßnahme 10	Regeln für die Aggregation von flexiblen Stromverbrauchern klären
Maßnahme 11	Verbreitung der Elektromobilität unterstützen
Maßnahme 12	Vermarktung von Netzersatzanlagen ermöglichen
Maßnahme 13	Smart Meter schrittweise einführen
Maßnahme 14	Netzausbaukosten durch Spitzenkappung von EE-Anlagen reduzieren
Maßnahme 15	Mindesterzeugung evaluieren
Maßnahme 16	Kraft-Wärme-Kopplung in den Strommarkt integrieren
Maßnahme 17	Mehr Transparenz über Strommarktdaten schaffen
Baustein 3 „Zusätzliche Absicherung“: Die Maßnahmen des Bausteins 3 sichern die Stromversorgung zusätzlich ab.	
Maßnahme 18	Versorgungssicherheit überwachen
Maßnahme 19	Kapazitätsreserve einführen
Maßnahme 20	Netzreserve weiterentwickeln

(6) Rechtsgrundlage der Kapazitätsreserve ist Artikel 13e des überarbeiteten EnWG. Ausführlichere Bestimmungen u. a. über das Ausschreibungsverfahren, die Vergütung und den Einsatz der Reserve sind in der Kapazitätsreserveverordnung ([5]) enthalten.

(7) Die Kapazitätsreserve soll die Sicherheit der Stromversorgung auch unter veränderten Bedingungen am Strommarkt dauerhaft gewährleisten. Die Reserve soll dafür sorgen, dass die Versorgungssicherheit auch in Situationen sichergestellt ist, in denen trotz freier Preisbildung an den Strombörsen auf dem Großhandelsmarkt kein ausreichendes Angebot zur Deckung der gesamten Nachfrage zur Verfügung steht. Dazu werden bestehende Erzeugungsanlagen außerhalb des Strommarktes vorgehalten und bei Bedarf eingesetzt. Deutschland will etwaige Wettbewerbsverzerrungen auf dem Markt durch eine Reihe von Maßnahmen so gering wie möglich halten. So soll eine Beeinträchtigung der Preisbildung und der Investitionssignale auf dem Strommarkt verhindert werden, indem die Anlagen der Kapazitätsreserve streng vom Marktgeschehen getrennt gehalten werden.

2.2. **Beschreibung der Kapazitätsreserve**

(8) Nach den rechtlichen Bestimmungen des EnWG und der Kapazitätsreserveverordnung müssen die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) schrittweise Reservekapazitäten aufbauen, die zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit eingesetzt werden, wenn eine Markträumung ausbleibt und die Stromnachfrage nicht durch das Angebot gedeckt wird.

([5]) Verordnung zur Regelung des Verfahrens der Beschaffung, des Einsatzes und der Abrechnung einer Kapazitätsreserve (Kapazitätsreserveverordnung — KapResV).

(9) Die ÜNB müssen die Kapazitäten gemeinsam im Wege ordnungsgemäßer, wettbewerblicher, transparenter und diskriminierungsfreier Ausschreibungen beschaffen. Die erste Ausschreibung soll im Jahr 2017 für einen im Winter 2018/2019 beginnenden zweijährigen Erbringungszeitraum durchgeführt werden. Die Kapazitätsanbieter geben für die jährliche Vergütung, die sie für die Bereithaltung ihrer Kapazität erhalten möchten, ein Gebot bis zu einem Höchstwert von 100 000 EUR/MW pro Jahr ab. Sie werden auf der Grundlage ihres Gebots ausgewählt, wobei Zuschläge vergeben werden, bis das Gesamtvolumen von 2 GW erreicht ist. Alle erfolgreichen Bieter erhalten eine Vergütung in Höhe des höchsten im Rahmen der Ausschreibung abgegebenen erfolgreichen Gebots (Einheitspreissystem). Die variablen Kosten, die nur im Falle eines Einsatzes der Kapazitätsreserve entstehen, werden gesondert erstattet ([6]). Diese gesonderte Vergütung wird bei der Ausschreibung nicht berücksichtigt; die Teilnehmer der Ausschreibung konkurrieren lediglich auf der Grundlage ihrer Gebote für die jährliche Vergütung pro MW miteinander.

(10) Das Ausschreibungsverfahren steht allen Arten von inländischen Kapazitätsanbietern (Erzeugungsanlagen, Speichern und regelbaren Lasten) offen, sofern sie bestimmte technische Anforderungen erfüllen. Diese in Paragraf 9 der Verordnung festgelegten Anforderungen sind Folgende:

a) Anschluss an ein Netz der allgemeinen Versorgung im Bundesgebiet mit einer Nennspannung von 110 Kilovolt oder mehr;

b) Anfahrzeit von maximal 12 Stunden, wobei Erzeugungsanlagen und Speicher die Anfahrzeit aus dem kalten Zustand erreichen müssen;

c) Erfüllung der informationstechnischen und organisatorischen Anforderungen für die Erbringung von Minutenreserveleistung;

d) Anpassung der Wirkleistungseinspeisung oder des Wirkleistungsbezugs ab dem Zeitpunkt des Abrufs um mindestens je 30 % der Reserveleistung innerhalb von 15 Minuten, wobei die Anpassung bei Erzeugungsanlagen und Speichern aus dem Betrieb in Mindestteillast erfolgt;

e) bei regelbaren Lasten eine konstante und unterbrechungsfreie Leistungsaufnahme mindestens in Höhe der Gebotsmenge einschließlich der Fähigkeit diese Leistungsaufnahme anhand von Leistungsnachweisen mit minutengenauer Auflösung nachzuweisen sowie

f) bei Erzeugungsanlagen und Speichern eine Mindestteillast von maximal 50 % der Gebotsmenge.

Zusätzlich zu diesen Kriterien sehen die Ausschreibungsvorschriften vor, dass die Gebotsmenge mindestens 10 MW betragen muss und nur aus einer Anlage erbracht werden darf. Der Standort der Anlage ist für die Beteiligung an der Ausschreibung nicht relevant.

(11) Kapazitätsanbieter dürfen ihre Reservekapazität nicht auf dem Strommarkt verkaufen und nach Vertragsende nicht wieder an den Markt zurückkehren. Auf diese Weise wollen die deutschen Behörden eine strikte Trennung zwischen dem Markt und der Reserve sicherstellen, um mögliche durch die Reserve bedingte Wettbewerbsverzerrungen auf dem Markt zu verhindern ([7]).

(12) Die Kapazitätsanbieter dürfen die sich aus ihrer Teilnahme an der Kapazitätsreserve ergebenden Rechte und Pflichten nicht an andere Kapazitätsanbieter oder Marktteilnehmer verkaufen: Die Teilnahme und die damit einhergehende Vergütung sind streng an die Anlage geknüpft, die im Rahmen der Ausschreibung ausgewählt wurde.

(13) Das in Erwägungsgrund (11) beschriebene Rückkehrverbot gilt nicht für regelbare Lasten. Betreiber regelbarer Lasten dürfen nach Ende des Erbringungszeitraums die Leistung bzw. Arbeit ihrer regelbaren Last wieder auf den Strommärkten veräußern ([8]). Regelbare Lasten müssen die elektrische Energie vorab für den gesamten Erbringungszeitraum über Termingeschäfte mit physischer Erfüllung beschaffen, d. h., die Beschaffung von elektrischer Energie im vortägigen oder untertägigen Handel ist unzulässig.

([6]) Eine ausführliche Erörterung der einzelnen Bestandteile, aus denen sich die Vergütung der Anbieter der Kapazitätsreserve zusammensetzt, findet sich in Abschnitt 3.2.3 dieses Beschlusses zur Geeignetheit der Maßnahme.

([7]) Die Trennung zwischen dem Energy-Only-Markt und der Kapazitätsreserve wird in Abschnitt 3.2.5 dieses Beschlusses zu den Auswirkungen der Maßnahme auf Wettbewerb und Handel näher beschrieben und geprüft.

([8]) Dies schließt jedoch die Märkte aus, auf denen ein Preis pro Kilowatt gezahlt wird, d. h. in der Praxis die AbLaV-Regelung und den Regelenergiemarkt.

(14) Die Kapazitätsanbieter müssen den ÜNB über die gesamte Vertragslaufzeit zur Verfügung stehen. Zudem müssen sie während der gesamten Vertragslaufzeit die Teilnahmekriterien erfüllen. Allerdings können sie dem ÜNB Zeiträume für technisch notwendige Instandhaltungsmaßnahmen bis zum 31. Juli eines Kalenderjahres für das jeweils folgende Kalenderjahr mitteilen. Solche geplanten Nichtverfügbarkeiten dürfen sich jedoch pro Vertragsjahr insgesamt auf höchstens drei Monate belaufen. Unplanmäßige Nichtverfügbarkeiten müssen dem ÜNB umgehend gemeldet werden, und die betreffende Anlage muss innerhalb von drei Monaten wieder zur Verfügung stehen.

(15) Die ÜNB sind verpflichtet, für jede Anlage vor Aufnahme in die Kapazitätsreserve einen Funktionstest durchzuführen, um zu überprüfen, ob sie den technischen Anforderungen genügt. Dieser Funktionstest umfasst die Aktivierung und den Abruf mit der vollständigen Reserveleistung für eine Dauer von mindestens 12 Stunden. Zeigt der Test, dass eine Anlage die Anforderungen nicht erfüllt, so muss der Betreiber eine Vertragsstrafe in Höhe von 20 % der für den gesamten Erbringungszeitraum vereinbarten Vergütung zahlen. Wenn die Mängel der Anlage innerhalb von sechs Monaten behoben werden, dann ist die Vertragsstrafe nur anteilig für den Zeitraum zu leisten, in dem die Anlage nicht für die Reserve zur Verfügung stand (d. h. ein Sechstel des Betrags für jeden Monat). Falls die Anlage die Anforderungen nur mit einer Teilmenge der Reserveleistung erfüllt, ist die Vertragsstrafe nur auf die Menge anzuwenden, die nicht zur Verfügung stand.

(16) Ferner muss der ÜNB ohne Vorankündigung mindestens einmal und höchstens zehnmal pro Vertragsjahr Probeabrufe der Kapazitätsreserveanlagen mit der vollständigen Reserveleistung für eine Dauer von jeweils mindestens 12 Stunden durchführen. Für Anlagen, die die Anforderungen im Rahmen dieser Probeabrufe nicht erfüllen, gelten ähnliche Vertragsstrafen wie die unter Erwägungsgrund (15) genannten.

(17) Die anfängliche Größe der Kapazitätsreserve ist gesetzlich festgelegt. Paragraf 13e Absatz 2 EnWG sieht vor, dass die ÜNB für die Winterhalbjahre 2018/2019 und 2019/2020 eine Ausschreibung für eine Reserveleistung von 2 GW durchführen müssen. Für das Winterhalbjahr 2020/2021 müssen erneut 2 GW ausgeschrieben werden, außer wenn festgestellt wird, dass die Kapazitätsmenge angepasst werden muss ([9]).

(18) Die Kapazitätsreserve kommt zum Einsatz, wenn eine Markträumung ausbleibt, d. h., wenn das Angebot nicht zur Deckung der Nachfrage ausreicht. Die Markträumung gilt als ausgeblieben, wenn an der Strombörse auf dem Day-ahead- oder Intraday-Markt (bei der letzten Auktion des vortägigen Handels, bei der Eröffnungsauktion des untertägigen Handels oder im untertägigen, kontinuierlichen Handel) Gebote in Höhe des technischen Preislimits, das in Deutschland derzeit 3000 EUR/MWh für den Day-Ahead-Markt und 10 000 EUR/MWh für den Intraday-Markt beträgt, innerhalb einer Stunde nicht vollständig erfüllt werden.

(19) Die ÜNB dürfen die Kapazitätsreserve nur als letztes Mittel einsetzen. Das heißt, sie wird als „Systemdienstleistung" angesehen, die keinen Einfluss auf die Großhandelsmärkte und insbesondere nicht auf den Regelenergie- und den Intraday-Markt hat und nur dann zum Einsatz kommt, wenn alle anderen Systemdienstleistungen ausgeschöpft sind.

(20) Die Tatsache, dass die Kapazitätsreserveanlagen eine Aktivierungszeit von höchstens 12 Stunden haben dürfen (siehe Erwägungsgrund (10) Buchstabe b), bedeutet, dass die ÜNB Kapazität von den Anlagen anfordern müssen, lange bevor die Marktergebnisse bekannt sind und somit bevor sie sicher wissen können, ob eine Markträumung ausbleiben könnte. Die Verordnung schreibt daher vor, dass die ÜNB die Anfahrzeiten der Anlagen ermitteln und bei der Aktivierung der Reserve berücksichtigen müssen.

(21) Im Rahmen des Aktivierungsvorgangs speisen die Kapazitätsreserveanlagen vor ihrem eigentlichen Einsatz geringe Strommengen ins Netz ein. In der Verordnung ist festgelegt, dass die ÜNB die Betreiber von auf den Strommärkten aktiven Anlagen auffordern müssen, ihre Wirkleistungseinspeisung um die Strommenge abzusenken, die von den Kapazitätsreserveanlagen vor ihrem eigentlichen Einsatz ins Netz eingespeist wird, um sicherzustellen, dass diese zusätzlich eingespeiste Strommenge das Funktionieren des Intraday-Markts nicht beeinträchtigt.

(22) Die Verordnung sieht außerdem vor, dass die ÜNB in der Regel alle Kapazitätsreserveanlagen aktivieren. Sollten die ÜNB jedoch in der Lage sein, das Leistungsbilanzdefizit mit nur einem Teil der Kapazitätsreserveanlagen zu beheben, so können sie die Anlagen auswählen, die dazu am besten geeignet sind.

([9]) In Paragraf 13e Absatz 5 EnWG ist das Verfahren festgelegt, nach dem festgestellt und entschieden wird, ob eine Anpassung des Umfangs der Kapazitätsreserve angezeigt ist.

2.3. **Zusammenhang zwischen der Kapazitätsreserve, der Netzreserve und der AbLaV**

(23) Wie in Erwägungsgrund (5) dargelegt, ist die Kapazitätsreserve eine von mehreren im EnWG vorgesehenen Maßnahmen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit. Die Netzreserve ([10]) und die AbLaV sind bei der Kommission angemeldet, von ihr geprüft und für mit dem Binnenmarkt vereinbar erklärt worden. Diese Regelungen hängen zwar mit der Kapazitätsreserve zusammen, jedoch nur in begrenztem Maße, da sie jeweils auf unterschiedliche Kapazitätsprobleme ausgerichtet sind, die in der Regel nicht gleichzeitig auftreten.

(24) Die Kapazitätsreserveverordnung erlaubt es Anlagen, die derzeit in der Netzreserve gebunden sind, an der Ausschreibung teilzunehmen. Für den Fall, dass sie den Zuschlag erhalten, können die ÜNB sie anweisen, sowohl für die Netzreserve als auch für die Kapazitätsreserve bereitzustehen. Die Kapazitätsmenge, die die ÜNB für die Netzreserve beschaffen müssen, wird um die Leistung der Anlagen reduziert, die sich für die Kapazitätsreserve verpflichten. Darüber hinaus können Anlagen, die direkt vom Markt auf die Kapazitätsreserve umsteigen, vom ÜNB auch angewiesen werden, Redispatch-Leistungen zu erbringen, sofern sie sich an netztechnisch geeigneten Standorten befinden ([11]). Den deutschen Behörden zufolge ist es nicht sehr wahrscheinlich, dass die doppelte Rolle dieser Anlagen die Wirksamkeit der Netzreserve oder der Kapazitätsreserve beeinträchtigen wird, da sich die typische Situation, in der die Netzreserve zum Einsatz kommt (hohe Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen und hohe Nachfrage) von der typischen Situation unterscheidet, in der die Kapazitätsreserve eingesetzt wird (geringe Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen und hohe Nachfrage) und die Anlagen somit in der Regel nicht gleichzeitig für beide Zwecke in Anspruch genommen werden.

(25) In Bezug auf die AbLaV-Regelung ist anzumerken, dass die in der Kapazitätsreserve gebundenen regelbaren Lasten nicht im Rahmen der AbLaV-Regelung eingesetzt werden dürfen. Auch nach dem Auslaufen des betreffenden Kapazitätsreservevertrags dürfen sie nicht dafür eingesetzt werden. Mit diesem Verbot sollen gleiche Bedingungen für alle um die Teilnahme an der AbLaV-Regelung konkurrierenden Lasten geschaffen werden. Außerdem trägt sie zu dem Ziel der AbLaV-Regelung bei, unflexiblen Verbrauchern Anreize zu bieten, flexibler zu werden (die in der Kapazitätsreserve gebundenen Lasten sind per definitionem bereits flexibel und können daher unmittelbar am Markt eingesetzt werden).

2.4. **Mittelausstattung**

(26) Es ist keine feste Mittelausstattung für die Kapazitätsreserve vorgesehen, da ihre Kosten stark von den Ergebnissen der ersten Ausschreibung abhängen. Der Höchstwert, der von Kapazitätsanbietern im Rahmen der Ausschreibung geboten werden kann, beträgt 100 000 EUR/MW pro Jahr. Somit lägen die maximalen Festkosten einer Kapazitätsreserve von 2 GW bei 200 Mio. EUR. Wenn die Reserve in Anspruch genommen wird, kommen noch die erstattungsfähigen variablen Kosten hinzu. Die deutschen Behörden gehen jedoch davon aus, dass die Ausschreibung Gebote hervorbringen wird, die unter dem Höchstpreis liegen, da verschiedene kostenmindernde Faktoren vorlägen, wie zum Beispiel die Tatsache, dass vor allem ältere Anlagen, aber auch regelbare Lasten und Anlagen der Netzreserve teilnehmen können. Sollte die Ausschreibung beispielsweise einen Durchschnittspreis von 30 000 EUR/MW pro Jahr ergeben, so würden sich die jährlichen Festkosten auf 60 Mio. EUR verringern.

(27) Die Kommission stellt fest, dass keine Schätzungen für die in Erwägungsgrund (129) genannten erstattungsfähigen variablen Kostenkategorien vorgelegt wurden.

2.5. **Finanzierungsmechanismus**

(28) Die ÜNB können sämtliche ihnen durch die Kapazitätsreserve entstehenden Kosten über die Netzentgelte ausgleichen. Die ÜNB ziehen von den ihnen entstehenden Kosten ihre Erlöse aus der Kapazitätsreserve ab, so z. B. vereinnahmte Vertragsstrafen oder Ausgleichsenergiezahlungen von den Bilanzkreisverantwortlichen, die zum Zeitpunkt des Einsatzes der Reserve ein Leistungsbilanzungleichgewicht aufwiesen. Die deutschen Behörden weisen darauf hin, dass die ÜNB nicht verpflichtet sind, ihre zu erstattenden Kosten gegenüber der Regulierungsbehörde auszuweisen. Wenn sie sich jedoch dazu entscheiden, werden diese Kosten für die Zwecke der Entgeltregulierung als nicht beeinflussbare Kosten angesehen.

2.6. **Laufzeit**

(29) Die Kapazitätsreserveverordnung enthält kein Enddatum. Die ÜNB führen Ausschreibungen für einen Erbringungszeitraum von zwei Jahren durch, beginnend mit einer ersten Ausschreibung im Jahr 2017 für einen Erbringungszeitraum von 2018 bis 2020. Anschließend soll alle zwei Jahre eine neue Ausschreibung organisiert werden, um die jeweilige (gegebenenfalls angepasste) Kapazitätsmenge für einen Erbringungszeitraum von zwei Jahren zu beschaffen. Die deutschen Behörden haben darauf hingewiesen, dass die Maßnahme enden wird, sobald auf der Grundlage der Beurteilung des erforderlichen Umfangs der Kapazitätsreserve festgestellt wird, dass eine Aufrechterhaltung der Reserve nicht mehr erforderlich ist.

([10]) Siehe Fußnote 3.
([11]) Dies gilt nicht für Betreiber regelbarer Lasten, die einen Kapazitätsreservevertrag erhalten. Sie können nicht zur Erbringung von Redispatch-Leistungen für den ÜNB im Rahmen der Netzreserve aufgefordert werden.

3. WÜRDIGUNG DER MASSNAHME

3.1. Einstufung der Kapazitätsreserve als staatliche Beihilfe

(30) Um als staatliche Beihilfe angesehen zu werden, muss eine Maßnahme nach Artikel 107 Absatz 1 AEUV sämtliche der nachfolgend genannten Voraussetzungen erfüllen: a) die Maßnahme wird aus staatlichen Mitteln finanziert und ist dem Staat zurechenbar, b) sie verschafft bestimmten Unternehmen oder Produktionszweigen einen Vorteil, c) sie verfälscht den Wettbewerb oder droht, ihn zu verfälschen, und d) sie ist geeignet, den Handel zwischen Mitgliedstaaten zu beeinträchtigen.

(31) Die deutschen Behörden machen geltend, dass die Kapazitätsreserve keine staatliche Beihilfe darstelle, da die Maßnahme nicht aus staatlichen Mitteln finanziert werde, den Betreibern kein Vorteil (im Sinne des Altmark-Urteils) gewährt werde und die Maßnahme keine Auswirkungen auf den grenzüberschreitenden Handel habe.

3.1.1. *Einsatz staatlicher Mittel und Zurechenbarkeit zum Staat*

(32) Die deutschen Behörden erklären, dass die Maßnahme nicht aus staatlichen Mitteln finanziert werde, da der Staat lediglich an einer Umverteilung von Mitteln zwischen privaten Parteien beteiligt sei. Diese Beteiligung gehe nicht so weit, dass die betreffenden Mittel als staatliche, ständig unter staatlicher Kontrolle stehende Mittel angesehen werden könnten. Dies ergebe sich aus der Tatsache, dass die beteiligten ÜNB das Netz unter Verfolgung ihres Hauptziels, d. h. einer sicheren und unterbrechungsfreien Lieferung von Strom von den Erzeugern an die Kunden, betreiben. Die deutschen Behörden argumentieren ferner, dass die ÜNB im Rahmen der Maßnahme selbst entscheiden können, ob und inwieweit sie sich die ihnen durch die Kapazitätsreserve entstehenden Kosten über die Netzentgelte erstatten lassen wollen. Es sei keine separate Umlage vorgesehen.

(33) Die Kommission stellt fest, dass nach der Rechtsprechung des Gerichtshofs nicht festgestellt werden muss, dass eine Übertragung von Mitteln aus dem Haushalt oder von einer staatlichen Stelle stattgefunden hat, damit eine Maßnahme dem Staat zuzurechnen ist und als aus staatlichen Mitteln finanziert betrachtet werden kann ([12]). Dies wurde im Urteil in der Rechtssache Vent de Colère ([13]) bestätigt, wo der Gerichtshof entschied, dass ein vom Staat entwickelter Mechanismus, mit dem die Mehrkosten, die Unternehmen durch eine Abnahmepflicht für Strom aus Windkraftanlagen zu einem über dem Marktpreis liegenden Preis entstehen, vollständig ausgeglichen werden und dessen Finanzierung von allen im Inland wohnhaften Stromendverbrauchern getragen wird, eine Maßnahme unter Inanspruchnahme staatlicher Mittel darstellt. Mit anderen Worten handelt es sich nach Auffassung des Gerichtshofs um staatliche Mittel, wenn die Mittel einer Maßnahme aus durch nationale Rechtsvorschriften auferlegte Zwangsbeiträge finanziert und gemäß diesen Rechtsvorschriften verwaltet oder verteilt werden.

(34) Ferner hat das Gericht bestätigt, dass die deutsche Beihilferegelung zur Förderung erneuerbarer Energien, das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG), staatliche Mittel beinhaltet, obwohl die Förderung des EEG-Stroms nicht aus dem Staathaushalt, sondern über die von den Endverbrauchern gezahlte EEG-Umlage finanziert wird, ohne über den Staatshauhalt zu fließen und diesen zu belasten ([14]). Das Gericht vertrat die Auffassung, dass es für die Feststellung einer Beteiligung staatlicher Mittel ausreicht, dass die ÜNB vom Staat mit der Verwaltung des Systems zur Förderung der Erzeugung von EEG-Strom beauftragt wurden und dass die ÜNB für ihre Pflicht zur Zahlung einer zusätzlichen Vergütung an die Erzeuger von EEG-Strom einen Ausgleich aus den Mitteln der EEG-Umlage erhalten, die von den ÜNB verwaltet und ausschließlich zur Finanzierung der durch das EEG 2012 eingeführten Förder- und Ausgleichsregelung verwendet wird.

(35) Auch im vorliegenden Fall ist es der Staat, der den Mechanismus zur Finanzierung der Maßnahme entwickelt hat. In Paragraf 13e Absatz 3 EnWG hat er festgelegt, dass die Kosten der Maßnahme, wie in Erwägungsgrund (28) beschrieben, durch eine Erhöhung der Netzentgelte an alle Verbraucher weitergereicht werden können. Die Maßnahme ist daher dem Staat zuzurechnen.

(36) Die Kapazitätsreserveverordnung schreibt zudem vor, dass die ÜNB die von ihnen durch die Maßnahme erzielten Erlöse von den ihnen entstehenden Kosten abziehen müssen. Die Erlöse stammen aus zwei Quellen: erstens aus Ausgleichsenergieentgelten von den Bilanzkreisverantwortlichen, die zum Zeitpunkt des Einsatzes der Reserve ein Leistungsbilanzungleichgewicht aufwiesen, und zweitens aus Strafen, die die Kapazitätsreserveanlagen leisten müssen, wenn sie nicht verfügbar sind.

([12]) Urteil des Gerichtshofs vom 30. Mai 2013, Doux Élevage und Coopérative agricole UKL-ARREE, C-677/11, ECLI:EU:C:2013:348, Rn. 34; Urteil des Gerichts vom 27. September 2012, Frankreich/Kommission, T-139/09, ECLI:EU:T:2012:496, Rn. 36; Urteil des Gerichtshofs vom 19. März 2013, Bouygues und Bouygues Télécom/Kommission u. a., C-399/10 P und C-401/10 P, ECLI:EU:C:2013:175, Rn. 100; Urteil des Gerichtshofs vom 19. Dezember 2013, Vent De Colère u. a., C-262/12, ECLI:EU:C:2013:851, Rn. 19.

([13]) Urteil des Gerichtshofs vom 19. Dezember 2013, Vent De Colère u. a., C-262/12, ECLI:EU:C:2013:851.

([14]) Urteil des Gerichts vom 10. Mai 2016, Deutschland/Kommission, T-47/15, ECLI:EU:T:2016:281, Rn. 81-128.

(37) Auf dieser Grundlage stellt die Kommission fest, dass, da die ÜNB als Intermediäre per Gesetz damit beauftragt wurden, die Mittel einzunehmen und zuzuweisen, die Finanzströme ständig unter staatlicher Kontrolle stehen, obwohl sie zwischen privaten Parteien, in diesem Fall den Kapazitätsanbietern und den Netznutzern, erfolgen. Die Kapazitätsreserveverordnung überträgt den ÜNB eindeutig eine Reihe von Rechten und Pflichten in Bezug auf die Durchführung der durch sie eingerichteten Mechanismen, sodass die ÜNB das zentrale Element für dessen Funktionsweise bilden. Dies ähnelt der Art und Weise, wie das EEG, die Netzreserve und die AbLaV-Regelung organisiert und verwaltet werden. Die Verwaltung der finanziellen Mittel für den Betrieb der Kapazitätsreserve erfolgt zu dem allgemeinen Zweck der Gewährleistung der Versorgungssicherheit nach Maßgabe ausführlicher Bestimmungen, die der deutsche Gesetzgeber vorab in der Kapazitätsreserveverordnung festgelegt hat.

(38) Die Verordnung gestattet es den ÜNB, sich die vollen Kosten aus dieser Tätigkeit von den Netznutzern erstatten zu lassen. Wenngleich keine gesonderte „Kapazitätsreserve-Umlage" vorgesehen ist, zeigt der Umstand, dass der Staat den ÜNB ausdrücklich gestattet, sich ihre Kosten in voller Höhe über die Netzentgelte erstatten zu lassen, dass der Staat eine solche Erstattung ausdrücklich vorgesehen hat. Die Mittel fließen jedoch nicht direkt von den Netznutzern an die Betreiber der Kapazitätsreserveanlagen, d. h. von einem marktwirtschaftlich handelnden Wirtschaftsbeteiligten zum anderen, sondern über Intermediäre (die ÜNB), die vom Staat mit der Einnahme und Verwaltung der Mittel betraut wurden. Folglich ist festzustellen, dass die durch die Kapazitätsreserveverordnung generierten und von den ÜNB gemeinsam verwalteten Mittel zu jedem Zeitpunkt unter dem beherrschenden Einfluss der öffentlichen Hand bleiben. Aus diesem Grund sind sie als staatliche Mittel anzusehen.

(39) Die Kommission kommt daher angesichts der Bestimmungen des Artikels 13e EnWG zu dem Schluss, dass die Maßnahme aus staatlichen Mitteln finanziert wird und dem Staat zuzurechnen ist ([15]).

3.1.2. *Vorliegen eines selektiven Vorteils*

(40) Ein Vorteil im Sinne des Artikels 107 Absatz 1 AEUV ist eine wirtschaftliche Vergünstigung, die ein Unternehmen unter normalen Marktbedingungen, d. h. ohne Eingreifen des Staates, nicht erhalten hätte.

(41) Die deutschen Behörden machen geltend, dass die im Rahmen der Kapazitätsreserve geleisteten Zahlungen keinen Vorteil darstellen, da sie als Ausgleich für die Erbringung von Dienstleistungen von allgemeinem wirtschaftlichem Interesse (DAWI) anzusehen seien, der die vier vom Gerichtshof im Urteil in der Rechtssache Altmark ([16]) festgelegten Voraussetzungen erfülle.

(42) Der Gerichtshof hat in seinem Altmark-Urteil die Voraussetzungen näher ausgeführt, unter denen Ausgleichsleistungen für die Erbringung öffentlicher Dienstleistungen keine staatlichen Beihilfen darstellen, da durch sie kein Vorteil gewährt wird. Dazu hat er die im Folgenden dargelegten vier kumulativen Kriterien festgelegt, die die Maßnahme erfüllen muss.

(43) Erstens muss das begünstigte Unternehmen tatsächlich mit der Erfüllung von Gemeinwohlverpflichtungen betraut sein, und diese Verpflichtungen müssen klar definiert sein. Zweitens sind die Parameter, anhand deren der Ausgleich berechnet wird, zuvor objektiv und transparent aufzustellen. Drittens darf der Ausgleich nicht über das hinausgehen, was erforderlich ist, um die Kosten für die Erfüllung der Gemeinwohlverpflichtungen unter Berücksichtigung der dabei erzielten Einnahmen und eines angemessenen Gewinns ganz oder teilweise zu decken. Wenn viertens das Unternehmen, das mit der Erfüllung von Gemeinwohlverpflichtungen betraut werden soll, nicht im Rahmen einer öffentlichen Ausschreibung ausgewählt wird, das die Auswahl desjenigen Bewerbers ermöglicht, der diese Dienste zu den geringsten Kosten für die Allgemeinheit erbringen kann, so ist die Höhe des erforderlichen Ausgleichs auf der Grundlage einer Analyse der Kosten zu bestimmen, die einem durchschnittlichen, gut geführten Unternehmen, das angemessen ausgestattet ist, sodass es den gestellten Gemeinwohlverpflichtungen genügen kann, bei der Erfüllung der betreffenden Verpflichtungen entstehen würden; dabei sind die erzielten Einnahmen und ein angemessener Gewinn aus der Erfüllung dieser Verpflichtungen zu berücksichtigen.

(44) Die Kommission hat derzeit Zweifel, dass das erste und das vierte Kriterium erfüllt sind.

([15]) Siehe auch Urteil in der Rechtssache Vent de Colère, Rn. 18.

([16]) Urteil des Gerichtshofs vom 24. Juli 2003, Altmark Trans und Regierungspräsidium Magdeburg, C-280/00, ECLI:EU:C:2003:415 (im Folgenden „Altmark-Urteil").

(45) In Bezug auf das erste Altmark-Kriterium weist die Kommission darauf hin, dass die Mitgliedstaaten in Ermangelung spezifischer Unionsvorschriften, die die Kriterien für das Vorliegen einer DAWI regeln, bei der Definition einer bestimmten Dienstleistung als DAWI über einen großen Ermessensspielraum verfügen. In solchen Fällen beschränkt sich die Zuständigkeit der Kommission darauf zu prüfen, ob dem betreffenden Mitgliedstaat bei der Definition der betreffenden Dienstleistung als DAWI ein offensichtlicher Fehler unterlaufen ist ([17]).

(46) Die Kommission stellt fest, dass Artikel 3 Absatz 2 der Richtlinie über den Elektrizitätsbinnenmarkt ([18]) die Möglichkeiten der Mitgliedstaaten einschränkt, Gemeinwohlverpflichtungen im liberalisierten Elektrizitätssektor aufzuerlegen. So begrenzt die Richtlinie den Geltungsbereich der Gemeinwohlverpflichtungen auf spezifische Ziele: Sicherheit, einschließlich Versorgungssicherheit, Regelmäßigkeit, Qualität und Preis der Versorgung sowie Umweltschutz, einschließlich Energieeffizienz, Energie aus erneuerbaren Quellen und Klimaschutz. Darüber hinaus schreibt die Richtlinie vor, dass diese Verpflichtungen klar festgelegt, transparent, diskriminierungsfrei und überprüfbar sein und den gleichberechtigten Zugang von Elektrizitätsunternehmen der Union zu den nationalen Verbrauchern sicherstellen müssen.

(47) Die Kommission bezweifelt, dass diese Voraussetzungen im vorliegenden Fall erfüllt sind.

(48) Erstens ist die Kapazitätsreserve möglicherweise diskriminierend, da sie offenbar regelbare Lasten de facto und ausländische Kapazitätsanbieter de jure von einer tatsächlichen Teilnahme an der Reserve ausschließt (siehe Erwägungsgrund (10) dieses Beschlusses).

(49) Betreiber regelbarer Lasten werden zwar de jure nicht an der Teilnahme an der Kapazitätsreserve gehindert, aber einige Teilnahmevoraussetzungen, die für Erzeuger und regelbare Lasten gleichermaßen gelten, könnten de facto zum Ausschluss regelbarer Lasten führen. So ergibt sich beispielsweise aus der Anforderung, dass zum einen die Gebotsmenge mindestens 10 MW betragen muss und zum anderen jedes Gebot sich nur auf eine Anlage beziehen darf, dass die Bündelung kleinerer Erzeugungseinheiten oder Verbraucherlasten nicht zulässig ist. Folglich können kleinere Verbraucherlasten nicht an der Kapazitätsreserve teilnehmen, obwohl sie gebündelt möglicherweise einen spürbaren und nützlichen Beitrag leisten könnten. Ein zweites Beispiel ist die Vorgabe, dass die Anlage an ein Netz mit einer Nennspannung von 110 kV oder mehr angeschlossen sein muss. Auch diese Vorgabe bewirkt den Ausschluss möglicherweise wichtiger und hilfreicher Kapazitätsanbieter. Andere Vorschriften, die regelbare Lasten von der Teilnahme an der Kapazitätsreserve absehen lassen könnten, besagen beispielsweise, dass von ihnen bis zu zehn Testfahrten pro Jahr verlangt werden können und sie in den beiden Jahren konstant Leistung aufnehmen und die gesamte elektrische Energie für den gesamten Erbringungszeitraum (d. h. zwei Jahre) vor Beginn des Erbringungszeitraums beschaffen müssen. Zudem ist nicht festgelegt, wie lange die Leistung höchstens zu erbringen ist, und an der Kapazitätsreserve teilnehmende Lasten dürfen nach Ablauf ihres Kapazitätsreservevertrags nicht mehr auf dem Regelenergiemarkt ([19]) tätig werden. Nach Auffassung der Kommission könnten diese Bestimmungen zusammengenommen Betreiber regelbarer Lasten diskriminieren und sie de facto von der Teilnahme an der Kapazitätsreserve ausschließen.

(50) In Bezug auf ausländische Kapazitäten stellt die Kommission fest, dass diese nicht an der Kapazitätsreserve teilnehmen können. Da nicht auszuschließen ist, dass ausländische Kapazitäten in Extremsituationen einen nützlichen Beitrag zur Versorgungssicherheit in Deutschland leisten können, ist die Kommission nicht davon überzeugt, dass ein expliziter Ausschluss ausländischer Erzeuger mit dem Grundsatz der Nichtdiskriminierung im Einklang steht.

(51) Zweitens ist die Maßnahme für die Versorgungssicherheit in Deutschland möglicherweise gar nicht erforderlich und daher nicht mit diesem Zweck zu rechtfertigen. In ihrer DAWI-Mitteilung ([20]) stellte die Kommission im Einklang mit der darin zitierten Rechtsprechung des Gerichtshofs Folgendes fest:

> *„47. Aus Artikel 106 Absatz 2 AEUV geht hervor, dass Unternehmen, die mit der Erbringung von Dienstleistungen von allgemeinem wirtschaftlichem Interesse betraut sind, eine ‚besondere Aufgabe' übertragen wurde. Allgemein umfasst die Betrauung mit einer ‚besonderen Dienstleistungsaufgabe' die Erbringung von Dienstleistungen, die ein Unternehmen, wenn es im eigenen gewerblichen Interesse handelt, nicht oder nicht im gleichen Umfang oder nicht zu den gleichen Bedingungen übernommen hätte. …*

([17]) Urteil des Gerichts erster Instanz vom 12. Februar 2008, BUPA u. a./Kommission, T-289/03, ECLI:EU:T:2008:29, Rn. 166-169 und 172; Urteil des Gerichts erster Instanz vom 15. Juni 2005, Olsen/Kommission, T-17/02, ECLI:EU:T:2005:218, Rn. 216.

([18]) Richtlinie 2009/72/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/54/EG.

([19]) In Deutschland gibt es derzeit keinen getrennten Regelenergiemarkt. Nach den künftigen Leitlinien für den Ausgleich im Elektrizitätssystem (Guideline on Electricity Balancing) muss aber in allen Mitgliedstaaten ein Regelenergiemarkt geschaffen werden. Auf diesem künftigen Regelenergiemarkt werden regelbare Lasten auch dann teilnehmen können, wenn sie vorher in der Kapazitätsreserve gebunden waren.

([20]) Mitteilung der Kommission über die Anwendung der Beihilfevorschriften der Europäischen Union auf Ausgleichsleistungen für die Erbringung von Dienstleistungen von allgemeinem wirtschaftlichem Interesse (ABl. C 8 vom 11.1.2012, S. 4).

48. Die Kommission ist daher der Auffassung, dass es nicht zweckmäßig wäre, bestimmte gemeinwirtschaftliche Verpflichtungen an eine Dienstleistung zu knüpfen, die von im Einklang mit den Marktregeln handelnden Unternehmen zu normalen Marktbedingungen, die sich z. B. im Hinblick auf den Preis, objektive Qualitätsmerkmale, Kontinuität und den Zugang zu der Dienstleistung mit dem vom Staat definierten öffentlichen Interesse decken, zufriedenstellend erbracht wird oder erbracht werden kann. In Bezug auf die Frage, ob eine Dienstleistung vom Markt erbracht werden kann, beschränkt sich die Kommission darauf zu prüfen, ob dem betreffenden Mitgliedstaat ein offensichtlicher Fehler unterlaufen ist.“

(52) Die Kommission stellt zwar fest, dass die Maßnahme darauf abzielt, Versorgungssicherheit zu gewährleisten, sie hat nach den von Deutschland übermittelten Informationen jedoch Zweifel, ob die Maßnahme dafür tatsächlich erforderlich ist. Zur Feststellung, ob staatliche Beihilfen zur Sicherstellung einer angemessenen Stromerzeugung wie im Falle der Kapazitätsreserve erforderlich sind, muss eine Bewertung der Angemessenheit der Stromerzeugung vorgenommen werden, aus der hervorgehen muss, dass ohne die betreffende Maßnahme keine optimale Versorgungssicherheit erreicht werden kann. In der von Deutschland vorgelegten Erforderlichkeitsbewertung wird nachgewiesen, dass es nur in einem Worst-Case-Szenario zu Lastüberhängen kommen kann, die über die in Nachbarländern geltenden Sicherheitsstandards hinausgehen, und dass es nur dann tatsächlich zu Lastüberhängen kommt, wenn die Annahmen ([21]) des Worst-Case-Szenarios bezüglich der Verfügbarkeit einsatzfähiger Erzeugungskapazitäten alle gleichzeitig eintreten und zudem extreme Wetterbedingungen vorliegen. Dieser Faktor in Verbindung mit dem Fehlen einer wirtschaftlichen Rechtfertigung (mit der nachgewiesen würde, dass der Nutzen der Maßnahme ihre Kosten übersteigt), dem Fehlen eines Enddatums und eines Plans für die schrittweise Auflösung der Reserve lassen die Kommission daran zweifeln, dass die Maßnahme die Versorgungssicherheit wie in der Richtlinie zum Elektrizitätsbinnenmarkt gefordert gewährleisten wird. In Anbetracht der von Deutschland vorgelegten Erforderlichkeitsberechnung hat die Kommission Zweifel, dass diese Gemeinwohlverpflichtung als echte DAWI betrachtet werden kann.

(53) Drittens weist die Kommission darauf hin, dass eine DAWI grundsätzlich dann gerechtfertigt ist, wenn der Markt die gewünschte Leistung nicht bereitstellen kann. Wie die Kommission unter der oben zitierten Randnummer 48 der DAWI-Mitteilung erläutert hat, wäre es nicht zweckmäßig, eine Tätigkeit, die von Unternehmen zu normalen Marktbedingungen zufriedenstellend erbracht wird oder erbracht werden kann, als DAWI anzulegen. Bei der Prüfung, ob eine Dienstleistung vom Markt erbracht werden kann, müssen auch mögliche Änderungen des Marktdesigns, durch die der Markt besser funktioniert, berücksichtigt werden, die der Mitgliedstaat vornehmen kann. Wenn solche Änderungen möglich sind, ist es nicht zweckmäßig, die Tätigkeit als Gemeinwohlverpflichtung anzulegen. Deutschland bringt vor, dass der deutsche Markt dank umfangreicher Marktreformen in der Lage sein dürfte, eine optimale Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Die Kapazitätsreserve werde jedoch zusätzliche Sicherheit bieten, die über das hinausgeht, was der Markt bereitstellt. Die Kommission teilt die Auffassung Deutschlands, dass die geplanten Marktreformen zur Versorgungssicherheit beitragen dürften, stellt jedoch fest, dass diese Reformen zwei entscheidende Mängel aufweisen: i) Es gibt keine Regelenergiemarktvorschriften, die Gewähr dafür bieten, dass die Preise den durchschnittlichen Value of Lost Load (im Folgenden „VoLL“) erreichen, d. h. den Wert, den deutsche Verbraucher in Knappheitssituationen zu zahlen bereit sind, um nicht gegen ihren Willen vom Netz getrennt zu werden. ii) Es gibt keine wirksamen standortbezogenen Investitionssignale, und die Versorgung stützt sich zunehmend auf Redispatch außerhalb des Marktes, sodass nicht sichergestellt wird, dass Kapazitäten (einschließlich Übertragungskapazitäten) an den richtigen Orten aufgebaut und aufrechterhalten werden. Ohne diese Reformen ist es nach Auffassung der Kommission nicht gerechtfertigt, die Gewährleistung der Versorgungssicherheit als DAWI zu betrachten, denn der Markt wurde nicht in die Lage versetzt, das bereitzustellen, was erforderlich ist.

(54) Daher bezweifelt die Kommission, dass das erste Altmark-Kriterium erfüllt ist.

(55) Ferner hat die Kommission bezüglich des vierten Altmark-Kriteriums Bedenken.

(56) Gemäß dem vierten Altmark-Kriterium muss entweder der Anbieter im Rahmen einer Ausschreibung ausgewählt werden, die die Auswahl desjenigen Bewerbers ermöglicht, der die Dienste zu den geringsten Kosten für die Allgemeinheit erbringen kann, oder die Höhe des Ausgleichs muss auf der Grundlage einer Analyse der Kosten bestimmt werden, die einem effizienten Anbieter entstehen würden.

(57) Eine Ausschreibung stellt nur dann sicher, dass die betreffende Dienstleistung „zu den geringsten Kosten für die Allgemeinheit“ erbracht wird, wenn sie in hinreichendem Maße einen echten und freien Wettbewerb ermöglicht ([22]).

([21]) Das Worst-Case-Szenario wird in Abschnitt 3.2.2.2 ausführlicher behandelt. Die Annahmen, auf die sich dieses Szenario stützt, sind in Erwägungsgrund (89) aufgeführt.

([22]) Mitteilung der Kommission über die Anwendung der Beihilfevorschriften der Europäischen Union auf Ausgleichsleistungen für die Erbringung von Dienstleistungen von allgemeinem wirtschaftlichem Interesse (ABl. C 8 vom 11.1.2012, S. 4), Rn. 65-68.

(58) Die Kommission stellt fest, dass im vorliegenden Fall zwar ein Ausschreibungsverfahren vorgesehen ist, es jedoch nicht so gestaltet ist, dass es in hinreichendem Maße einen echten und freien Wettbewerb ermöglicht. Insbesondere ist die Kommission, wie oben dargelegt, der Auffassung, dass die Teilnahmekriterien unnötige Einschränkungen enthalten und es regelbaren Lasten nicht ermöglichen, unter den gleichen Bedingungen teilzunehmen wie Erzeuger. Diese Umstände könnten nicht nur eine Diskriminierung bewirken, sondern auch dazu führen, dass bei der Ausschreibung der Zuschlag zu einem höheren Preis erfolgt, als es bei einer Teilnahme aller potenziellen Kapazitätsanbieter der Fall wäre. Die Kommission stellt ferner fest, dass keine Anhaltspunkte dafür vorliegen, dass der zweite Teil des vierten Altmark-Kriteriums erfüllt sein könnte.

(59) Daher hat sie Zweifel, dass das erste und das vierte Altmark-Kriterium erfüllt sind, und kann daher nicht ausschließen, dass die Maßnahme zu einem Vorteil führt.

(60) Die Maßnahme ist darüber hinaus selektiv, da sie nur für bestimmte Wirtschaftsbeteiligte, nämlich die für die Kapazitätsreserve ausgewählten Anbieter, bestimmt ist.

(61) Daher vertritt die Kommission derzeit die Auffassung, dass die Maßnahme ihren Empfängern einen selektiven Vorteil verschafft.

3.1.3. *Wettbewerbsverfälschungen und Auswirkungen auf den Handel*

(62) Der liberalisierte deutsche Strommarkt ist offen und gut an die Märkte der Nachbarstaaten angebunden. Der Strom wird im Energiebinnenmarkt gehandelt, und die Funktionsweise des Marktes stellt sicher, dass der Strom dort erzeugt wird, wo es in der Regel am kostengünstigsten ist, und über Verbindungsleitungen dorthin transportiert wird, wo die Nachfrage am höchsten ist. Nach der Kapazitätsreserveverordnung erhalten einige Betreiber in der deutschen Gebotszone Zahlungen, sofern sie nicht mehr auf dem Markt tätig sind. Wenn Anlagen aus dem Markt ausscheiden, hat dies Auswirkungen auf die Merit-Order-Kurve der Gebotszone, in der sie tätig sind, und somit auch auf die Interaktion dieser Gebotszone mit benachbarten Zonen. Die Kapazitätsreserve ist daher geeignet, sich auf Wettbewerb und Handel auf dem Strommarkt auszuwirken.

3.1.4. *Schlussfolgerung zum Vorliegen einer staatlichen Beihilfe*

(63) Auf der Grundlage der vorstehenden Ausführungen kommt die Kommission zu der vorläufigen Schlussfolgerung, dass die Kapazitätsreserve eine staatliche Beihilfe im Sinne des Artikels 107 Absatz 1 AEUV darstellt.

3.1.5. *Rechtmäßigkeit der Beihilfe*

(64) Deutschland hat die Maßnahme bei der Kommission angemeldet und hat sie bislang noch nicht durchgeführt. Somit hat Deutschland seine Verpflichtungen nach Artikel 108 Absatz 3 AEUV erfüllt.

3.2. **Vereinbarkeit der Beihilfe mit dem Binnenmarkt**

(65) Wenn ein für die Erfüllung einer Gemeinwohlverpflichtung gewährter Ausgleich nicht die Altmark-Kriterien erfüllt, stellt er, soweit die allgemeinen Voraussetzungen für die Anwendbarkeit des Artikels 107 Absatz 1 AEUV vorliegen, eine staatliche Beihilfe dar, für die die Artikel 106, 107 und 108 AEUV gelten. Aus den in Abschnitt 3.1.2 dargelegten Gründen bezweifelt die Kommission, dass die in Rede stehende Maßnahme als DAWI oder Gemeinwohlverpflichtung einzustufen ist. Da sie offenbar nicht unter Artikel 106 AEUV fällt, muss sie auf der Grundlage des Artikels 107 AEUV geprüft werden.

(66) Die Kommission vertritt die Auffassung, dass es sich bei der Kapazitätsreserve um eine Beihilferegelung handelt, mit der eine angemessene Stromerzeugung und Versorgungssicherheit gewährleistet werden sollen. Somit ist für die Regelung Abschnitt 3.9 der Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2014-2020 (im Folgenden „Leitlinien“) maßgeblich, in dem dargelegt wird, unter welchen Voraussetzungen Beihilfen zur Förderung einer angemessenen Stromerzeugung auf der Grundlage des Artikels 107 Absatz 3 Buchstabe c AEUV als mit dem Binnenmarkt vereinbar erachtet werden können. Das Ziel der Kapazitätsreserve besteht darin, einen Kapazitätspool zu schaffen, der in unerwarteten Extremsituationen zum Einsatz kommt, d. h., wenn das Stromangebot auf dem Markt nicht zur Deckung der Nachfrage ausreicht.

(67) Um zu bewerten, ob die Zahlungen an die Anbieter der Kapazitätsreserve als mit dem Binnenmarkt vereinbar angesehen werden können, prüft die Kommission, ob die Ausgestaltung der Maßnahme die folgenden, unter Randnummer 27 der Leitlinien genannten Kriterien erfüllt (nähere Angaben zu Maßnahmen zur Gewährleistung einer angemessenen Stromerzeugung sind den Abschnitten 3.9.1 bis 3.9.6 der Leitlinien zu entnehmen):

a) Beitrag zu einem genau definierten Ziel von gemeinsamem Interesse (siehe Abschnitt 3.2.1 dieses Beschlusses);

b) Erforderlichkeit staatlicher Maßnahmen (Abschnitt 3.2.2);

c) Geeignetheit (Abschnitt 3.2.3);

d) Anreizeffekt (Abschnitt 3.2.4);

e) Angemessenheit (Abschnitt 3.2.5);

f) Vermeidung übermäßiger negativer Auswirkungen auf den Wettbewerb und den Handel (Abschnitt 3.2.6);

g) Transparenz der Beihilfe (Abschnitt 3.2.7).

3.2.1. *Ziel von gemeinsamem Interesse*

(68) Wie unter Randnummer 30 der Leitlinien dargelegt, besteht das vorrangige Ziel von Energiebeihilfen darin, ein wettbewerbsfähiges, nachhaltiges und sicheres Energiesystem in einem gut funktionierenden Energiemarkt der Union zu gewährleisten.

(69) Unter den Randnummern 219 bis 221 der Leitlinien sind die Kriterien genauer ausgeführt, anhand deren die Mitgliedstaaten das Ziel von gemeinsamem Interesse festlegen sollten.

(70) So heißt es unter Randnummer 219 der Leitlinien, dass Maßnahmen zur Gewährleistung einer angemessenen Stromerzeugung sehr unterschiedlich ausgestaltet sein können und sowohl auf kurzfristige Flexibilitätsprobleme als auch auf langfristige Probleme im Hinblick auf die Fähigkeit, ein bestimmtes Ziel für die angemessene Stromerzeugung zu erreichen, abgestellt sein können.

(71) Das Ziel der Kapazitätsreserve ist in Paragraf 13e Absatz 1 EnWG genannt. Danach wird die Reserve gebildet, damit Netzbetreiber Situationen bewältigen können, in denen der Markt nicht genügend Mengen kontrahiert hat, um Risiken zu begegnen, die die Versorgungssicherheit gefährden.

(72) Die Kommission hält fest, dass die Kapazitätsreserve eine Beihilferegelung darstellt, bei der Erzeuger dafür entschädigt werden, dass sie den ÜNB zur Verfügung stehen, um eine ausreichende Stromerzeugung zur Deckung der Nachfrage im Falle einer ausbleibenden Markträumung sicherzustellen. Folglich besteht das Ziel der Maßnahme grundsätzlich darin, Probleme im Zusammenhang mit der Stromversorgungssicherheit zu beheben.

(73) Unter Randnummer 220 der Leitlinien heißt es, dass Beihilfen zur Förderung einer angemessenen Stromerzeugung dem Ziel der schrittweisen Abschaffung umweltgefährdender Subventionen zuwiderlaufen können und dass andere Ansätze zur Sicherstellung einer angemessenen Stromerzeugung gewählt werden sollten, die keine umweltschädigenden Auswirkungen haben.

(74) Die Kommission vertritt die vorläufige Auffassung, dass die Kapazitätsreserve diesem Ziel nicht zuwiderlaufen dürfte. Die Kapazitätsreserve ist im Zusammenhang mit einer Reihe von Maßnahmen zu betrachten, mit denen die Energiewende hin zu einem CO2-armen Stromerzeugungssystem in Deutschland zu den geringstmöglichen Kosten unterstützt werden soll, ohne die Versorgungssicherheit zu gefährden. Die deutschen Behörden machen geltend, dass für eine wirksame und effiziente Umsetzung der Energiewende nicht nur Marktreformen (u. a. Ermöglichung der Einbindung von erneuerbaren Energien), sondern auch Vorkehrungen erforderlich sind, damit die ÜNB die Versorgungssicherheit gewährleisten können. Die Kapazitätsreserve soll also nur eine Zusatzmaßnahme sein, die nur greift, wenn das Instrument der ersten Wahl — der Markt — nicht die gewünschten Ergebnisse erzielt. Außerdem werden Anlagen, die einen Kapazitätsreservevertrag erhalten haben, weniger Stunden in Betrieb sein, als sie das im Rahmen des normalen Marktgeschehens wären, was je nach eingesetzter Technologie zu einer Emissionsminderung führen kann. Die Kommission bittet dennoch Beteiligte um Stellungnahme zu diesen vorläufigen Feststellungen.

(75) Unter Randnummer 221 der Leitlinien wird unter anderem die Notwendigkeit hervorgehoben, das Ziel der Maßnahme klar zu definieren und auszuführen, wann und wo ein Kapazitätsproblem entstehen könnte.

(76) Auf dieser Grundlage kommt die Kommission zu dem Schluss, dass die Versorgungssicherheit ein Ziel von gemeinsamem Interesse darstellt. Dies gilt auch für die Bereitstellung ausreichender überschüssiger Erzeugungskapazitäten zur Bewältigung von Situationen, in denen aufgrund einer unvorhergesehenen Entwicklung der Stromversorgung nicht genug Strom zur Verfügung steht. Dessen ungeachtet fordert sie Deutschland zur Übermittlung weiterer Nachweise für die vollständige Einhaltung von Randnummer 220 der Leitlinien auf.

3.2.2. *Erforderlichkeit staatlicher Maßnahmen*

(77) Um nachzuweisen, dass staatliche Maßnahmen erforderlich sind, muss grundsätzlich ein Marktversagen festgestellt werden, das das Erreichen einer angemessenen Stromerzeugung durch die Marktkräfte allein verhindert und somit droht, das Ziel der Versorgungssicherheit zu beeinträchtigen.

3.2.2.1. *Rahmen für die Erforderlichkeitsbewertung*

(78) Unter den Randnummern 222 bis 224 der Leitlinien sind die Kriterien genauer festgelegt, anhand deren die Mitgliedstaaten die Erforderlichkeit staatlicher Maßnahmen nachweisen sollten. Nach Randnummer 222 der Leitlinien bedarf es einer ordnungsgemäßen Analyse und Quantifizierung des Kapazitätsproblems. Gemäß Randnummer 223 der Leitlinien muss nachgewiesen werden, warum nicht davon auszugehen ist, dass der Markt eine angemessene Stromerzeugung sicherstellen kann. Nach Randnummer 224 ist die Kommission verpflichtet, bei der Würdigung einer Maßnahme von dem betreffenden Mitgliedstaat übermittelte Bewertungen des Potenzials der bestehenden Erzeugungsanlagen und des Netzes für die Bewältigung von Situationen hoher Nachfrage zu berücksichtigen.

(79) Hinsichtlich Randnummer 222 der Leitlinien vertritt die Kommission die Auffassung, dass unabhängig von der Art des Kapazitätsmechanismus, den ein Mitgliedstaat einrichten möchte, vor dessen Umsetzung eine gründliche Bewertung der Angemessenheit der Stromerzeugung durchgeführt werden muss. Eine auf probabilistischer Modellierung basierende Angemessenheitsbewertung kann zuverlässige Prognosen darüber liefern, wie wahrscheinlich es ist, dass das Angebot mittel- bis langfristig zur Deckung der Nachfrage ausreicht. Besteht der Bewertung zufolge eine hohe Wahrscheinlichkeit, dass die Last die Erzeugungskapazitäten übersteigt, so sind wahrscheinlich Marktreformen erforderlich, und es kann angemessen sein, diese Reformen durch einen Kapazitätsmechanismus zu ergänzen, um eine angemessene Versorgungssicherheit aufrechtzuerhalten. Eine Angemessenheitsbewertung ist ferner unerlässlich, um zu ermitteln, welche Kapazitätsmenge im System gehalten werden muss, um eine sichere Stromversorgung zu gewährleisten. Zudem kann damit Marktversagen ermittelt werden, was nach Randnummer 223 der Leitlinien erforderlich ist.

(80) Die Kommission vertritt die Auffassung, dass abhängig vom Ergebnis der Angemessenheitsbewertung in Bezug auf die Versorgungssicherheit und das Vorliegen eines Marktversagens unterschiedliche Kapazitätsmechanismen eine geeignete Lösung darstellen können. Werden beispielsweise strukturelle, langfristige Angemessenheitsprobleme festgestellt, so dürfte ein marktweiter Kapazitätsmechanismus die beste Lösung sein. Gibt es hingegen stichhaltige Anhaltspunkte dafür, dass der Markt (noch) keine ausreichenden Austrittssignale gibt, oder muss der Marktaustritt geordnet und schrittweise erfolgen, um zu viele Stilllegungen (die vorübergehend Stromknappheit bewirken würden) zu vermeiden, dürfte eine vorübergehende strategische Reserve wie die deutsche Kapazitätsreserve besser geeignet sein. In Marktbereichen, in denen die Durchführung der Marktreformen noch am Anfang steht und die Marktteilnehmer zögern, allein auf der Grundlage von Preissignalen zu investieren, kann eine strategische Reserve eine wirksame Übergangsmaßnahme auf dem Weg zu marktbasierten neuen, von Marktreformen inspirierten Investitionen darstellen ([23]).

(81) Strategische Reserven wie die angemeldete Kapazitätsreserve beheben nach Auffassung der Kommission kein Marktversagen. Wie andere selektive Kapazitätsmechanismen beheben strategische Reserven nur die Finanzierungsprobleme der Anlagen, die für sie ausgewählt wurden. Wenn also im Rahmen einer Angemessenheitsbewertung ein langfristiger Kapazitätsengpass festgestellt wird, der auf strukturelle Mindereinnahmen der Erzeuger auf dem Markt zurückzuführen ist, so ist die strategische Reserve wahrscheinlich keine geeignete Abhilfemaßnahme.

(82) Damit eine Angemessenheitsbewertung stichhaltig zu dem Ergebnis führt, dass eine strategische Reserve zweckmäßig sein könnte, sollte darin daher nachgewiesen werden, dass alle Marktreformen, die für die Gewährleistung ausreichender Investitionen in Kapazitäten erforderlich sind, bereits umgesetzt werden und dass auf lange Sicht keine Kapazitätsengpässe zu erwarten sind. Wenn die Marktpreise den VoLL erreichen können, d. h. den Preis, den der Kunde bereit ist, für die Aufrechterhaltung der Stromversorgung zu zahlen, und die Großhandelsmarktteilnehmer volle Bilanzkreisverantwortung tragen, dürften genug Anreize für Investoren bestehen, bis zu einem rentablen Umfang Kapazitäten bereitzustellen. Sobald dieser Zustand erreicht ist, ist jeder Schutz, der über das hinausgeht, was der Markt bereits bereitstellt — sofern dieser reibungslos funktioniert — per definitionem wirtschaftlich ineffizient, da die Verbraucher auf diese Weise dazu gezwungen werden, mehr für die Versorgungssicherheit zu zahlen, als sie bereit sind. Eine strategische Reserve, die einen Schutz bietet, der über das vom Markt bereitgestellte Maß hinausgeht, sollte dann schrittweise eingestellt werden.

(83) In Bezug auf die deutsche Kapazitätsreserve bedeutet dies, dass die Angemessenheitsbewertung zur Rechtfertigung der Umsetzung dieser strategischen Reserve im Einklang mit den Randnummern 222 bis 224 der Leitlinien aufzeigen sollte, dass der reformierte Markt langfristig eine angemessene Versorgungssicherheit gewährleisten wird, es kurzfristig jedoch stichhaltige Gründe für die Annahme gibt, dass Fälle auftreten können, in denen der Markt kein wirtschaftlich zweckmäßiges Niveau an Versorgungssicherheit bereitstellen kann. Die Kapazitätsreserve sollte schrittweise eingestellt werden, sobald der Markt reformiert ist und das Schutzniveau bietet, das der Zahlungsbereitschaft der Verbraucher entspricht. Denn dann ist die Reserve nicht mehr erforderlich.

([23]) Die Vorzüge der verschiedenen Kapazitätsmechanismen einschließlich strategischer Reserven hat die Kommission in ihrem Abschlussbericht zur Sektoruntersuchung über Kapazitätsmechanismen vom 30. November 2016 (COM(2016) 752 final) und unter Randnummer 501 der dazugehörigen Arbeitsunterlage der Kommissionsdienststellen (SWD(2016) 385) eingehender erörtert.

3.2.2.2. *Deutschlands Bewertung der Erforderlichkeit der Kapazitätsreserve*

(84) Im Rahmen der Anmeldung der Kapazitätsreserve hat Deutschland eine Bewertung der Erforderlichkeit der Maßnahme übermittelt, um nachzuweisen, dass dank der laufenden umfassenden Marktreformen Knappheitssituationen in Zukunft unwahrscheinlich sein werden, zunächst aber in Ausnahmefällen und unter extremen Bedingungen nicht ausgeschlossen werden können, da der Markt sich anfangs womöglich nicht so entwickeln könnte, wie es nach wirtschaftlichen Theorien anzunehmen wäre.

(85) Die vorgelegte Bewertung stützt sich auf eine am 6. März 2015 veröffentlichte Untersuchung, die im Auftrag des deutschen Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie („BMWi“) erstellt wurde ([24]). Ausgangspunkt der Untersuchung ist das best-estimates scenario (Szenario B) aus dem *Scenario Outlook and Adequacy Forecast 2014* ([25]), den das Europäische Netz der Übertragungsnetzbetreiber (Strom) (im Folgenden „ENTSO-E“) für Deutschland erarbeitet hat. Anhand einer stochastischen Simulation wurden die Auswirkungen einer Reihe von Szenarios für Erzeugung und Nachfrage/Last modelliert, um zu prüfen, ob die Residuallast (d. h. die Nachfrage, die nach Nutzung aller verfügbaren variablen erneuerbaren Energien noch nicht gedeckt ist) durch konventionelle Erzeugung oder andere Quellen, z. B. regelbare Lasten, Speicherung, Einfuhren über Verbindungsleitungen oder andere im System verbleibende Kapazitäten gedeckt werden kann. Durch die stochastische Simulation kann die Wahrscheinlichkeit der vollständigen Deckung der Last ermittelt werden, da berücksichtigt wird, dass sich die Werte der einzelnen Eingangsgrößen beispielsweise wegen der Wetterbedingungen oder aufgrund des Ausfalls von Erzeugungsanlagen oder von Übertragungsengpässen ändern. In der Untersuchung werden diese Werte nicht nur für Deutschland, sondern auch für seine Nachbarländer ermittelt, damit auch das Maß, in dem Einfuhren in Anspruch genommen werden können, in die Schlussfolgerung einfließen kann.

(86) Die Untersuchung kommt zu folgendem Schluss: *„In Deutschland und seinen räumlichen und elektrischen Nachbarländern können Last und Erzeugung … bis zum Jahr 2025 durchweg mit sehr hoher Wahrscheinlichkeit von nahezu 100 % jederzeit ausgeglichen werden.“* ([26])

(87) Für die als Teil der Anmeldung übermittelte Erforderlichkeitsbewertung wird zwar das gleiche Modell wie in der im März 2015 veröffentlichten Untersuchung herangezogen, aber anstelle eines „best-estimates scenario“ ein „reasonable worst case scenario“ zugrunde gelegt. Die Bewertung bestätigt, dass es unwahrscheinlich ist, dass der Markt strukturell nicht genügend Kapazität bereitstellen wird. Vielmehr sei davon auszugehen, dass mit den derzeit in Deutschland durchgeführten Marktreformen auf dem Energy-only-Markt ausreichend hohe Einnahmen erzielt werden, um genügend Kapazitäten zu gewinnen und in der Regel Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Laut der Bewertung wird es kein Finanzierungsproblem geben und auf lange Sicht auch keine strukturellen Kapazitätsengpässe.

(88) Gleichwohl besteht der Bewertung zufolge jedoch die Möglichkeit, dass diese Erwartungen falsch sind und der Markt sich nicht so entwickelt, wie es nach wirtschaftlichen Theorien anzunehmen wäre. Vor allem in der derzeitigen Situation, in der ein tiefgreifender Umbau des deutschen Stromsektors auf physischer und auf regulatorischer Ebene erfolgt, könnten Investoren auf kurze Sicht möglicherweise zögern, in neue Kapazitäten zu investieren. Darüber hinaus könnten viel mehr Betreiber bestehender Anlagen als erwartet beschließen, die Anlagen stillzulegen, wenn ihre Einnahmen weiterhin nicht kostendeckend ausfallen. Ferner kann es einige Zeit dauern, bis die Marktteilnehmer mit den neuen Gegebenheiten des Marktes vertraut sind. Inwieweit diese Szenarios realistisch sind und welche Auswirkungen sie hätten, wird in der Erforderlichkeitsbewertung eingehend geprüft. Deutschland zufolge soll die Kapazitätsreserve als „Versicherung gegen extreme Entwicklungen“ dienen.

(89) In der Bewertung wurde ein „reasonable worst case scenario“ entwickelt, das sich auf die von ENTSO-E 2014 angestellten „best estimates“ für das Jahr 2020 stützt. Um die im schlimmsten Fall eintretenden Abweichungen zu berücksichtigen, wurden die dort genannten Zahlen jedoch angepasst. Diesem Worst-Case-Szenario wurden dann die Eingangsgrößen für das Modell entnommen, das auf der Grundlage des in Erwägungsgrund (82) dargelegten Residuallastkonzepts angewandt wurde. Das Ergebnis ist eine höhere Zahl von Stunden, in denen die Residuallast nicht durch konventionelle Erzeugung gedeckt werden kann, als im best-estimates scenario.

(90) Die wichtigsten Annahmen des „reasonable worst case scenario“ (mit Werten, die vom Szenario B der ENTSO-E-Bewertung abweichen) sind:

a) vorzeitige ([27]) Stilllegung von 10 GW konventionellen Kraftwerken (außer Kernenergie);

b) vorzeitige ([28]) Stilllegung von 5,4 GW Kernkraftwerken;

([24]) Consentec und R2B, Versorgungssicherheit in Deutschland und seinen Nachbarländern: länderübergreifendes Monitoring und Bewertung, Untersuchung im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie: http://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/versorgungssicherheit-in-deutschland-und-seinen-nachbarlaendern.pdf?__blob=publicationFile&v=7

([25]) Szenario B: https://www.entsoe.eu/publications/system-development-reports/adequacy-forecasts/soaf-2014-2030/Pages/default.aspx

([26]) Consentec und R2B, S. iii.

([27]) D. h. zusätzlich zu den derzeit der Bundesnetzagentur angezeigten Stilllegungen vor 2020.

([28]) D. h. vor Ablauf der in Erwägungsgrund (114) genannten Stilllegungsfristen.

c) Nichtverfügbarkeit der Braunkohlesicherheitsbereitschaft, da sie nicht rechtzeitig auf extreme Situationen auf dem Strommarkt reagieren kann: keine zusätzliches Berücksichtigung von 2,7 GW Braunkohlekraftwerken;

d) Berücksichtigung des Risikos, dass 20 GW ausländische konventionelle Kraftwerke früher als erwartet stillgelegt werden;

e) Vernachlässigung des grenzüberschreitenden Netzausbaus zwischen Deutschland und den Nachbarländern, die zur Nichtverfügbarkeit von rund 5 GW zusätzlichen grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten aufgrund von über das Jahr 2020 hinaus reichenden Verzögerungen führt;

f) Berücksichtigung von unvorhersehbarem Fehlverhalten von Bilanzkreisverantwortlichen in Deutschland, das zur Nichtverfügbarkeit von 2,5 GW Erzeugungsleistung führt.

(91) Das Modell wurde mit diesen Werten gespeist, die auf den Annahmen des Worst-Case-Szenarios und somit auf Werten für das Jahr 2012 mit einem besonders kalten Winter beruhen. Das Ergebnis der Berechnungen ist ein Anstieg der Zahl der Stunden, in denen die Residuallast nicht gedeckt werden kann, auf einen LOLE-Wert von 5 Stunden im Jahr 2020.

(92) Deutschland verwendet keinen in LOLE-Stunden ausgedrückten Zuverlässigkeitsstandard, doch in der Erforderlichkeitsbewertung wird darauf hingewiesen, dass in den meisten Nachbarländern Deutschlands (Frankreich, Niederlande und Vereinigtes Königreich) ein LOLE-Wert von 3 Stunden als Zuverlässigkeitsstandard zugrunde gelegt wird. Bei Eintreten des Worst-Case-Szenarios würde dieser Standard in Deutschland nicht erfüllt.

(93) Am Ende der Erforderlichkeitsbewertung wird der Schluss gezogen, dass eine strategische Reserve von 2 GW zur Verringerung des LOLE-Werts von 5 auf 3 Stunden führen würde, sodass Deutschland in einem Worst-Case-Szenario eine ebenso hohe Versorgungssicherheit wie seine Nachbarländer hätte.

3.2.2.3. *Erforderlichkeitsbewertung der Kommission*

(94) Die Kommission hat vor allem aus drei Gründen Zweifel an der Erforderlichkeit der Kapazitätsreserve:

a) Erstens ist für die von Deutschland angemeldete Kapazitätsreserve kein Enddatum vorgesehen, und die Reserve ist offenbar als fester Bestandteil des Strommarkts und nicht als Übergangsmaßnahme zur Unterstützung der Marktreformen gedacht, sodass sie auch noch verwendet werden könnte, wenn dies nicht mehr erforderlich ist.

b) Zweitens schränkt das Fehlen eines wirtschaftlich zweckmäßigen Zuverlässigkeitsstandards und eines VoLL die Fähigkeit des Marktes zur Bereitstellung ausreichender Kapazitäten ein und ermöglicht keine präzise Festlegung des Umfangs der Reserve.

c) Drittens bittet die Kommission die Beteiligten, dazu Stellung zu nehmen, ob die Annahmen des Worst-Case-Szenarios, dessen Anmeldung die Kommission begrüßt, realistisch sind.

Diese Aspekte werden im Rahmen dieses Abschnitts erörtert.

a) *Kein Enddatum und kein Plan für die schrittweise Beendigung der Maßnahme*

(95) Die Kommission stellt fest, dass für die von Deutschland angemeldete Kapazitätsreserve kein Enddatum vorgesehen ist und die Reserve offenbar als mehr oder weniger fester Bestandteil des neu konzipierten Strommarkts gedacht ist, der regelmäßig überprüft und evaluiert werden soll.

(96) Nach Randnummer 222 der Leitlinien müssen die Mitgliedstaaten die Erforderlichkeit einer staatlichen Beihilfe ordnungsgemäß analysieren und quantifizieren. Ferner müssen sie nach Randnummer 223 eindeutig nachweisen, warum nicht davon auszugehen ist, dass der Markt ohne staatliche Intervention eine angemessene Stromerzeugung sicherstellen kann. Die Kommission nimmt diesbezüglich zur Kenntnis, dass Deutschland davon ausgeht, dass seine Marktreformen in Zukunft Investitionsanreize bieten werden, die dazu führen werden, dass auch in Zeiten von Stromknappheit genügend Kapazitäten verfügbar sein werden. Deutschland hat daher kein Marktversagen festgestellt, dem mit der Kapazitätsreserve begegnet werden sollte. Wenn keine Finanzierungsprobleme bestehen, Marktreformen durchgeführt und angewandt werden und kein langfristiges Marktversagen festgestellt wird, das die künftige Bereitstellung ausreichender Kapazitäten durch den Markt verhindert, ist eine strategische Reserve nach Auffassung der Kommission nicht auf Dauer erforderlich; sobald die Marktreformen greifen und die Risiken hinsichtlich der angemessenen Stromerzeugung ausgeschaltet sind, ist dieser Eingriff nicht mehr notwendig. Dann würde die Reserve per definitionem mehr Schutz bieten, als die Verbraucher zu finanzieren bereit sind.

(97) Die Kommission hält fest, dass derzeit in Deutschland umfangreiche Reformen durchgeführt werden, durch die beispielsweise die Preise auf dem Intraday-Markt bis zum technischen Preislimit von 10 000 EUR/MWh steigen können und die Ausgleichsentgelte bei Einsatz der Kapazitätsreserve bis zu doppelt so hoch ausfallen können wie der endgültige Preis auf dem Intraday-Markt für die Bilanzierungsperioden, in denen die Kapazitätsreserve eingesetzt wurde.

(98) Die Kommission nimmt ferner zur Kenntnis, dass die ENTSO-E-Prognosen zur Versorgungssicherheit in Deutschland auf eine sehr komfortable Kapazitätsmarge schließen lassen, sodass durch eine unzureichende Stromerzeugung bedingte Knappheitssituationen, die zu Lastüberhang führen, sehr unwahrscheinlich sind ([29]). Diese Schlussfolgerung wird durch die vorgenannte Untersuchung vom März 2015 auf der Grundlage probabilistischer Modellierungen bestätigt.

(99) Die Kommission vertritt deshalb die vorläufige Auffassung, dass nach vollständiger Durchführung der richtigen Marktreformen in der Zukunft eine Situation entstehen dürfte, in der es keine wirtschaftliche Rechtfertigung mehr für die Aufrechterhaltung einer strategischen Reserve außerhalb des Marktes geben wird, da der Markt selbst für eine optimale Kapazitätsmenge gesorgt haben wird, sodass ein darüber hinausgehender Schutz aus wirtschaftlicher Sicht nicht erforderlich ist. Deutschland hat geltend gemacht, dass eine strategische Reserve auch in einem perfekt funktionierenden Markt zusätzliche Versorgungssicherheit als Vorkehrung für extreme Ereignisse oder Bedingungen bieten kann. Nach Auffassung der Kommission ist dies, selbst wenn eine solche Situation in Ausnahmefällen eintreten kann, keine wirtschaftliche Rechtfertigung für die Vorhaltung einer strategischen Reserve.

b) *Keine Ermittlung des durchschnittlichen VoLL*

(100) Nach Randnummer 222 der Leitlinien muss das Problem hinsichtlich der Versorgungssicherheit ordnungsgemäß quantifiziert werden, wobei die Maßeinheit für die Quantifizierung genannt und die Berechnungsmethode dargelegt werden sollte. Deutschlands Argument, der Markt werde die Versorgungssicherheit gewährleisten, ist nach Auffassung der Kommission nur überprüfbar, wenn die Preise auf dem reformierten Energy-only-Markt bis zur Höhe des vorgenannten VoLL steigen können, da Investoren nur in dem Umfang Kapazitäten bereitstellen werden, bei dem sie sich ausreichende Einnahmen versprechen.

(101) Die Kommission weist darauf hin, dass Deutschland keine Preisobergrenze festgelegt hat und die Preise bis zum technischen Preislimit im untertägigen Handel an der Strombörse EPEX Spot steigen können. Im Falle eines Ungleichgewichts sind Strafen zu zahlen, die über diesem Limit (derzeit 10 000 EUR/MWh) liegen. Nach Angaben Deutschlands startet die EPEX Spot, wenn das Preislimit im untertägigen Handel erreicht wird, einen Prozess zur Erhöhung des Limits.

(102) Deutschland hat seinen durchschnittlichen VoLL nicht berechnet und führt aus, dass VoLL-Berechnungen in der Regel schwierig sind und die externen Kosten von flächendeckenden Stromausfällen dabei nicht berücksichtigt werden, die Verbraucher in den von ihnen angegebenen VoLL meist nicht einrechnen.

(103) Die Kommission teilt die Auffassung Deutschlands, dass die Ermittlung eines VoLL nicht einfach ist und dass ein ermittelter VoLL per definitionem ein Durchschnitt aus sehr unterschiedlichen Werten ist, die unterschiedliche Verbraucher der kontinuierlichen Versorgung zu unterschiedlichen Zeitpunkten beimessen. Die Kommission hält jedoch an ihrem Standpunkt fest, dass eine solide Schätzung des VoLL erforderlich ist, um nach objektiven Gesichtspunkten festzustellen, ob und in welchem Umfang am Energiemarkt interveniert werden muss, um Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Schließlich spiegelt der VoLL den Wert wieder, den Verbraucher einer sicheren Stromversorgung beimessen. Folglich bekräftigt die Kommission, dass eine Schätzung des durchschnittlichen VoLL erforderlich ist, denn ohne diese kann der Nachweis für die Erforderlichkeit der Kapazitätsreserve nicht erbracht werden ([30]). Die Kapazitätsreserve kann nur dann als erforderlich angesehen werden, wenn ihr Nutzen für die Versorgungssicherheit (durch die Prävention von flächendeckenden Stromausfällen zu den VoLL-Kosten) ihre (im vorliegenden Fall durch die Kontrahierung von Kapazitäten für die Kapazitätsreserve anfallenden) Kosten übersteigt.

([29]) Die Kapazitätsspanne entspricht der Differenz zwischen der installierten Kapazität und der Spitzennachfrage. Natürlich sind immer noch flächendeckende Stromausfälle infolge eines Ausfalls des Verteil- oder Übertragungsnetzes möglich, doch solche Lastausfälle hängen nicht mit der Angemessenheit der Stromerzeugung zusammen.

([30]) Ferner muss die Angemessenheit der mit solchen Eingriffen gewährten Beihilfen sichergestellt werden, und etwaige negative Auswirkungen auf Handel und Wettbewerb müssen so gering wie möglich gehalten werden.

(104) Die Kommission kam in ihrer Sektoruntersuchung über Kapazitätsmechanismen ([31]) zu dem Schluss, dass die Mitgliedstaaten einen langfristigen Durchschnittswert für den wirtschaftlich optimalen Grad an Zuverlässigkeit ermitteln und als sogenannten „Zuverlässigkeitsstandard" verwenden sollten. Bei einem solchen Standard sollten die Kosten für die Gewährleistung der Versorgungssicherheit (d. h. der Investitionen in Kapazitäten) in einem angemessenen Verhältnis zum Nutzen der Versorgungssicherheit für die Verbraucher stehen. Der Zuverlässigkeitsstandard sollte als Benchmark oder Obergrenze verwendet werden, bis zu der zusätzlicher Schutz (beispielsweise durch einen Kapazitätsmechanismus) sinnvoll ist.

(105) Die Kommission stellt fest, dass Deutschland keinen Zuverlässigkeitsstandard ermittelt hat. Stattdessen verwendet Deutschland in seinen Untersuchungen zur Angemessenheit der Stromerzeugung die in einigen Nachbarländern (Frankreich, Niederlande und Großbritannien) zugrunde gelegten Standards und vergleicht die Lage in Deutschland mit dem von diesen Ländern zugrunde gelegten LOLE-Wert von 3 Stunden. Die Kommission hält fest, dass Deutschland seinen optimalen LOLE-Wert nicht kennt, weil es keinen VoLL berechnet. Die Bestimmung des Umfangs der Kapazitätsreserve auf der Grundlage der Standards von Nachbarländern ist kein zufriedenstellender Ansatz. Auf der Grundlage einer Untersuchung zur angemessenen Stromerzeugung, in der ein Worst-Case-Szenario für ein einziges Jahr — 2020 — herangezogen wird, stellt Deutschland Vergleiche mit den von anderen Ländern verwendeten Zuverlässigkeitsstandards an, die den angestrebten langfristigen Durchschnittswert für die Zuverlässigkeit angeben. Da Deutschland keine längerfristige Angemessenheitsbewertung vorgenommen hat, reicht das Worst-Case-Szenario nicht aus, um festzustellen, ob der Grad der Zuverlässigkeit, den Deutschland im Jahr 2020 im schlimmsten Fall erreichen würde, bedeuten würde, dass der in Deutschland im Durchschnitt über einen längeren Zeitraum hinweg erreichte Grad der Zuverlässigkeit geringer wäre, als der, für den bei den Verbrauchern eine Zahlungsbereitschaft bestünde.

(106) Die Kommission stellt fest, dass im Rahmen des derzeitigen Ansatzes für die Dimensionierung der Kapazitätsreserve offenbar keine Kosten-Nutzen-Analyse angestellt wurde. Für den ersten Erbringungszeitraum ist der Umfang (2 GW) gesetzlich festgelegt. Für den zweiten Erbringungszeitraum können die deutschen Behörden (Ministerium oder Regulierungsbehörde) auf der Grundlage der jährlichen Monitoringberichte der ÜNB eine Anpassung dieser Menge beschließen. Eine Bewertung der Angemessenheit nach wirtschaftlichen Gesichtspunkten scheint nicht vorgesehen zu sein.

(107) Die Kommission erinnert daran, dass strategische Reserven nur dann als erforderlicher Eingriff in den Strommarkt angesehen werden können, wenn sie der Absicherung während des Übergangs zu einem neuen Marktdesign dienen und entsprechend ausgestaltet sind. Strategische Reserven können für diese Funktion auch im derzeitigen europäischen Kontext zweckmäßig sein, in dem Überkapazitäten bestehen und die Herausforderung darin liegt, sowohl einen geordneten Ausstieg aus der Überkapazität zu vollziehen als auch längerfristige Investitionen zu gewährleisten. Auch vor diesem Hintergrund bedarf es zur Beantwortung der Frage, ob eine Absicherung in Form einer strategischen Reserve gerechtfertigt ist, einer Abwägung zwischen den Kosten für diese Absicherung und dem dadurch erzielten Schutz. Zu diesem Zweck ist eine Ermittlung des VoLL von entscheidender Bedeutung.

(108) Auf der Grundlage der von Deutschland vorgelegten Daten ist kaum davon auszugehen, dass die Kapazitätsreserve den Verbrauchern ein angemessenes Kosten-Nutzen-Verhältnis bieten wird. Die Preisobergrenze für die Kapazitätsreserve mit einem Umfang von 2 GW liegt bei 100 000 EUR/MW pro Jahr. Wenn die gesamte Kapazität von 2 GW zum Höchstpreis bezogen würde, hätte das Kosten von 200 Mio. EUR pro Jahr zur Folge. Nach der von Deutschland vorgelegten Bewertung der Angemessenheit der Stromerzeugung führt die Verfügbarkeit der Kapazitätsreserve im Worst-Case-Szenario dazu, dass der LOLE-Wert für das Jahr 2020 in Deutschland um 2 Stunden sinkt. Wenn während der Gesamtdauer dieser 2 Stunden die gesamte Reservekapazität eingesetzt wird, dann sorgt die Kapazitätsreserve dafür, dass 4 GWh Energie, die ansonsten nicht geliefert worden wären, bereitgestellt werden könnten. Die Kosten für jede MWh nicht gelieferter Energie würden sich demnach auf 50 000 EUR/MWh belaufen. Da der VoLL in den Nachbarländern zwischen 11 000 EUR/MW (Irland) und 26 000 EUR/MW (Frankreich) liegt, bietet die Reserve für die deutschen Verbraucher offenbar kein günstiges Kosten-Nutzen-Verhältnis. Wenn die deutschen Verbraucher den VoLL im Durchschnitt ähnlich hoch veranschlagen wie die französischen Verbraucher, müsste die in der Ausschreibung vorgesehene Preisobergrenze dieser groben Berechnung ([32]) zufolge fast halbiert werden.

(109) Dieser Punkt ist auch wichtig im Zusammenhang mit der klaren Trennung zwischen dem Markt und der Kapazitätsreserve, auf die in Abschnitt 3.2.6 über die Auswirkungen der Reserve auf Wettbewerb und Handel näher eingegangen wird.

([31]) Europäische Kommission, Abschlussbericht zur Sektoruntersuchung über Kapazitätsmechanismen, 30. November 2016, SWD (2016) 385, S. 8.

([32]) N.B.: Die Annahmen sind in gewisser Hinsicht pessimistisch (so kann das Ausschreibungsergebnis auch unter der Preisobergrenze liegen), in anderer Hinsicht aber auch optimistisch (so wird möglicherweise nicht die gesamte Kapazität benötigt, um die Menge der nicht gelieferten Energie zu verringern; wenn in der Praxis nur 1 GW von den 2 GW zur Deckung der Nachfrage erforderlich wären, wären die Kosten pro MWh doppelt so hoch). Außerdem fließen in die Berechnung keine variablen Kosten ein, die jedoch berücksichtigt werden müssen, um ein vollständiges Bild der Gesamtkosten der Maßnahme zu erhalten.

(110) Um das Kosten-Nutzen-Verhältnis der Reserve besser bewerten zu können, bittet die Kommission Deutschland zu präzisieren, ob es davon ausgeht, dass tatsächlich die gesamte Kapazität von 2 GW benötigt wird, um die LOLE im Jahr 2020 von 5 auf 3 Stunden zu senken, oder ob dafür auch eine geringere Reserve ausreicht. Ferner bittet die Kommission um genauere Angaben zu den tatsächlich erwarteten Kosten je MWh Strom aus der Kapazitätsreserve (auch unter Berücksichtigung der variablen Betriebskosten und der Brennstoffkosten — einschließlich der Kosten für eine sichere Brennstoffversorgung).

(111) Die Kommission fordert alle Beteiligten auf, zu der vorgeschlagenen Methode zur Ermittlung des Kosten-Nutzen-Verhältnisses der durch die Kapazitätsreserve gebotenen Absicherung Stellung zu nehmen.

c) *Die Annahmen im Worst-Case-Szenario*

(112) Nach Auffassung der Kommission kann eine strategische Reserve im Allgemeinen und die Kapazitätsreserve im Besonderen eine geeignete Maßnahme sein, um mutige Marktreformen zu begleiten (siehe Tabelle 1), insbesondere wenn ein tief greifender Umbau der Energiewirtschaft erfolgt. In solchen Situationen kann eine strategische Reserve eine zusätzliche Absicherung bieten, sodass die Netzbetreiber rechtzeitig reagieren können, wenn sich der Markt nicht wie vorgesehen entwickelt.

(113) In diesem Zusammenhang begrüßt die Kommission die von Deutschland vorgenommene Worst-Case-Analyse, da sie Aufschluss über die Wahrscheinlichkeit des Eintretens außergewöhnlicher Umstände und deren Auswirkungen gibt. Ferner wird darin unter Zugrundelegung der negativsten Entwicklung in Bezug auf die Angemesssenheit der Stromerzeugung der LOLE-Wert für das Jahr 2020 in Deutschland ermittelt.

(114) Die Kommission hält jedoch fest, dass die zugrunde gelegten Variablen realistische Erwartungen bezüglich eines künftigen schlimmsten Falls sein müssen, damit das Szenario einen realistischen LOLE-Wert ergibt. Die von Deutschland vorgenommene Erforderlichkeitsbewertung enthält stichhaltige Begründungen für alle wichtigsten Annahmen des Worst-Case-Szenarios (siehe Erwägungsgrund (87)). Sie sind in den nachstehenden Erwägungsgründen zusammengefasst:

(115) Nichtverfügbarkeit von 10 GW an konventionellen Kraftwerken in Deutschland mehr als im ENTSO-E-Szenario bis 2020 (Erwägungsgrund (87) Buchstabe a): Um die Stichhaltigkeit dieser Annahme des Worst-Case-Szenarios nachzuweisen, verweist Deutschland auf die Entwicklung der Großhandelspreise für Strom und der künftigen Preise für die Jahre 2017, 2018 und 2019 und vergleicht diese mit den variablen Kosten der Stromerzeugung der verschiedenen Erzeugungstechnologien (Braunkohle, Steinkohle und Erdgas). Die Prüfung der Kosten zeigt, dass die erwarteten Einnahmen, vor allem bei Anlagen mit niedrigerem Wirkungsgrad, nicht die Kosten decken werden. Deutschland macht geltend, dass seit der Veröffentlichung des *Scenario Outlook and Adequacy Forecast 2015* von ENTSO-E weitere 3,7 GW an Steinkohlekraftwerken und weitere 2,3 GW an Gaskraftwerken bei der Bundesnetzagentur offiziell zur Stilllegung angemeldet wurden. Ferner ist der Erforderlichkeitsbewertung zu entnehmen, dass mehrere im Szenario von ENTSO-E berücksichtigte Neubauprojekte (3,2 GW) vorerst ausgesetzt wurden bzw. 2020 voraussichtlich noch nicht zur Verfügung stehen werden. Während betont wird, dass die Entscheidung darüber, ob die Kraftwerke vom Markt genommen werden, bei den Betreibern liege, werden die Bestandsanlagen im Worst-Case-Szenario nach ihrem Alter und ihrer Effizienz Kategorien zugeordnet, und auf dieser Grundlage wird der Umfang der Kapazität bestimmt, bei der das Risiko eines Ausscheidens aus dem Markt besteht. Daraus wird der Schluss gezogen, dass im schlimmsten Fall weitere 800 MW vom Markt genommen werden könnten. Insgesamt könnten somit in einem „reasonable worst case scenario" weitere 10 GW an konventionellen Erzeugungskapazitäten 2020 nicht verfügbar sein.

(116) Vorzeitige Stilllegung von 5,4 GW an Kernkraftwerken („KKW") bis 2020 (Erwägungsgrund (87) Buchstabe b): Im Zusammenhang mit dieser Annahme wird in der Erforderlichkeitsbewertung darauf hingewiesen, dass sechs KKW mit einer Gesamtkapazität von 8,14 GW Ende 2021 bzw. Ende 2022 stillgelegt werden sollen. In Anbetracht der verschiedenen erheblichen Risikofaktoren könne nicht ausgeschlossen werden, dass die Betreiber sich zu einer Stilllegung vor Ablauf der gesetzlichen Frist entschieden. Diese Risiken umfassen der Bewertung zufolge Preisrisiken, regulatorische Risiken (Auslaufen der Steuer auf Kernbrennstoffe und die anstehenden Wahlen im Jahr 2017) und technische Risiken (d. h. lange Instandhaltungs- und Stillstandzeiten aufgrund von Sicherheitsmängeln). Die deutschen Behörden betonen, dass das Eintreten dieser Risiken nicht ausgeschlossen sei und die sofortige Schließung sämtlicher KWK zur Folge hätte. Daher sei die vorzeitige Abschaltung von 4 der 6 verbleibenden KKW ein „reasonable worst case scenario".

Kraftwerk	**Inbetriebnahme**	**Leistung (GW)**	**Abschaltung spätestens**
Grohnde	1985	1,36	31.12.2021
Gundremmingen C	1985	1,29	31.12.2021

Kraftwerk	Inbetriebnahme	Leistung (GW)	Abschaltung spätestens
Brokdorf	1986	1,41	31.12.2021
Isar 2	1988	1,41	31.12.2022
Emsland	1988	1,36	31.12.2022
Neckarwestheim 2	1989	1,31	31.12.2022
		8,14	

(117) Nichtverfügbarkeit der Sicherheitsbereitschaft von Braunkohlekraftwerken (Erwägungsgrund (87) Buchstabe c): Deutschland weist darauf hin, dass die 2,7 GW der Sicherheitsbereitschaft von Braunkohlekraftwerken, die in den Jahren 2020 bis 2023 stillgelegt werden sollen, seiner Auffassung nach nicht im System verfügbar sind, da für ihre Aktivierung 10 Tage benötigt würden. Auch diese Anlagen können nicht an der Kapazitätsreserve teilnehmen. Die Sicherheitsbereitschaft von Braunkohlekraftwerken würde erst eingesetzt, wenn die Kapazitätsreserve vollständig aufgebraucht ist und weiterhin Stromknappheit besteht.

(118) Nichtverfügbarkeit von 20 GW an ausländischen konventionellen Kraftwerken mehr als im Szenario von ENTSO-E im Jahr 2020 (Erwägungsgrund (87) Buchstabe d): Die deutschen Behörden erklären diesbezüglich, dass ihnen über ausländische Kapazitäten weniger Informationen als über den deutschen Kraftwerkspark vorliegen und sie deshalb bei diesen Ländern von einer ähnlichen Stilllegungsquote wie in Deutschland (d. h. 11 % in jedem Nachbarland) ausgehen. Ihnen sei auch bekannt, dass verschiedene Bestandsanlagen in den Nachbarländern sich in wirtschaftlichen Schwierigkeiten befänden (rund 5,2 GW), und sie wüssten auch von zusätzlichen Stilllegungen und geplanten Projekten, die möglicherweisen nicht bis 2020 abgeschlossen werden könnten (14,8 GW).

(119) Verzögerungen bei Projekten zum Bau von Verbindungsleitungen (Erwägungsgrund (87) Buchstabe e): Dieser Annahme zufolge werden Projekte mit Kapazitäten von insgesamt rund 5 GW, die nach dem Szenario von ENTSO-E bis 2020 abgeschlossen sein sollen, bis dahin nicht abgeschlossen sein. Angesichts des derzeitigen Stands einiger Leitungsprojekte und der zahlreichen potenziellen Verzögerungsfaktoren, die beim Ausbau von Verbindungsleitungen zum Tragen kommen können, hält Deutschland diese Annahme für begründet.

	Von	Nach	Geplante Inbetriebnahme		Status
			Schätzung 2016	Schätzung 2012	
1	Audorf (DE)	Kassö (DK)	2020	2017	Planfeststellungs-verfahren läuft
2	Vierraden (DE)	Krajnik (PL)	2020	2013	Planfeststellungs-verfahren läuft
3	Niederrhein (DE)	Doetinchem (NL)	2018	2013	Planfeststellungs-verfahren läuft
4	Brunsbüttel (DE)	Endrup (DK)	2021	2018	Planfeststellungs-verfahren läuft
5	Oberzier (DE)	Lixhe (BE)	2020	2017	Planfeststellungs-verfahren läuft
6	Wilster (DE)	Tonstad (NO)	2020	2018	Planfeststellungs-verfahren abgeschlossen

(120) Unvorhersehbares Fehlverhalten von Bilanzkreisverantwortlichen in Deutschland könnte zu einer Verringerung der Erzeugungskapazitäten um 2,5 GW führen (Erwägungsgrund (87) Buchstabe f): Deutschland erklärt, dass sich diese Annahme und die angesetzte Zahl auf einen Fall von Bilanzkreisbetrug im Jahr 2013 stützen, bei dem ein ausländischer Bilanzkreisverantwortlicher mehrere Tage lang 2,5 GW Strom verkaufte, ohne diesen Strom selbst zu beschaffen. Obwohl die Regulierungsbehörde und die ÜNB verschiedene Maßnahmen ergriffen hätten, um zu verhindern, dass so etwas noch einmal passiere, könne in Zukunft nicht jede Form von Betrug ausgeschlossen werden. Deutschland lege bei dieser Annahme eine kontinuierliche Verringerung zugrunde, weil es keine fundierte Lösung zur Verteilung des Risikos von Bilanzkreisbetrug auf verschiedene Zeitabschnitte eines Jahres gebe und das Betrugsrisiko in Zeiten von Stromknappheit mit hohen Ausgleichsenergiepreisen größer sei als sonst.

(121) Die Kommission bittet die Beteiligten um Stellungnahme zu diesen grundlegenden Annahmen des Worst-Case-Szenarios, die in den Erwägungsgründen (86) und (87) aufgeführt sind und in den Erwägungsgründen (113) bis (118) näher erläutert werden. Dabei sollte auch auf die Wahrscheinlichkeit eingegangen werden, dass alle Annahmen gleichzeitig erfüllt sind.

(122) Zu den Annahmen in Bezug auf die unerwartete oder vorzeitige Stilllegung bestehender Kraftwerke (siehe Erwägungsgründe (113), (114) und (116)) merkt die Kommission an, dass ein enger Zusammenhang zwischen der Durchführung von Marktreformen und der kontinuierlichen Verfügbarkeit ausreichender Kapazitäten bestehen sollte. Wenn Reformen erfolgreich durchgeführt und angewandt werden, gibt es keinen Grund zu der Annahme, dass zu viele Anlagen stillgelegt werden. Anscheinend wurden in der Bewertung die allmähliche Umsetzung der neuen Marktvorschriften und deren positive Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit nicht berücksichtigt.

(123) Hinsichtlich der in Erwägungsgrund (88) Buchstabe f) genannten Annahme, unvorhersehbares Fehlverhalten von Bilanzkreisverantwortlichen in Deutschland könnte zu einer Verringerung der Erzeugungskapazitäten um 2,5 GW führen, möchte die Kommission mehr darüber erfahren, wie sich Betrug auf das physische Gleichgewicht von Angebot und Nachfrage in Deutschland auswirkt und inwieweit Betrug dazu führen könnte, dass die Nachfrage nicht befriedigt wird. Die Gründe, aus denen Deutschland von einem kontinuierlichen Rückgang ausgeht, sind nach Auffassung der Kommission nicht unbedingt stichhaltig.

(124) Die Kommission bittet ferner um Stellungnahmen zu der Frage, ob das Worst-Case-Szenario für eine Kapazitätsreserve tatsächlich auf nichtwirtschaftlichen oder unerwarteten Annahmen basieren sollte, da kein Marktversagen festgestellt wurde und die Reserve der Absicherung gegen etwas dienen soll, das überhaupt nicht erwartet wird.

(125) Die Kommission bittet Deutschland um Erläuterungen in Bezug auf die Modellierung und die Berechnung der Stunden mit Lastüberhang, die sich aus diesen Eingangsgrößen ergeben. Zudem sollte dargelegt werden, wie ermittelt wurde, dass die Zahl der LOLE-Stunden durch die Hinzunahme von 2 GW strategischer Reserve um 2 Stunden sinken würde.

3.2.2.4. Schlussfolgerung zur Erforderlichkeit

(126) Die Kommission hat Zweifel an der Erforderlichkeit der Kapazitätsreserve, da die Kapazitätsreserve nicht als vorübergehende Maßnahme gedacht ist, einige für den Nachweis des Nutzens des Eingriffs für die Verbraucher erforderliche Parameter (insbesondere eine Schätzung des VoLL) fehlen und die Stichhaltigkeit einiger der wichtigsten Annahmen des Worst-Case-Szenarios ihrer Auffassung nach fraglich ist.

3.2.3. *Geeignetheit*

(127) Eine staatliche Beihilfe ist grundsätzlich geeignet, wenn sie im Vergleich zu anderen Maßnahmen am besten geeignet ist, um das Ziel zu erreichen, und wenn sie so ausgestaltet ist, dass das festgestellte Marktversagen behoben werden kann. Unter den Randnummern 225 und 226 der Leitlinien wird präzisiert, was dies im Zusammenhang mit Beihilfen zur Förderung der angemessenen Stromerzeugung bedeutet: Mit solchen Beihilfen sollte ausschließlich die Bereitstellung der Erzeugungskapazität durch den Stromerzeuger vergütet werden. Zudem sollte die Maßnahme sich sowohl an etablierte als auch künftige Erzeuger sowie an Betreiber richten, die substituierbare Technologien (z. B. Laststeuerung oder Speicherlösungen) einsetzen, und für diese angemessene Anreize vorsehen.

3.2.3.1. *Alternativmaßnahmen*

(128) Die Kommission stellt fest, dass Problemen hinsichtlich der Angemessenheit der Stromerzeugung in erster Linie durch Marktreformen begegnet werden sollte, um den Kapazitätsanbietern Anreize zu geben, auf dem Energy-only-Markt tätig zu werden oder zu bleiben, und die Versorgungssicherheit zu den geringstmöglichen Kosten sicherzustellen.

(129) Die Marktreformen, die Deutschland im bereits genannten Grün- bzw. Weißbuch dargelegt und bereits zu einem großen Teil im EnWG und in Sekundärrechtsvorschriften verankert hat, sind nach Auffassung der Kommission theoretisch grundsätzlich geeignet, um sicherzustellen, dass der Markt ein Höchstmaß an Versorgungssicherheit gewährleistet. Die Kommission weist außerdem darauf hin, dass derzeit beträchtliche Investitionen in die Netzinfrastruktur getätigt werden, um einen Preissignalen folgenden ungehinderten Stromfluss innerhalb der Gebotszone und zwischen Deutschland und den Nachbarländern zu fördern. Schließlich erinnert die Kommission an die Einführung der AbLaV-Regelung, durch die die Nachfrage flexibler werden soll.

(130) Falls mehr Versorgungssicherheit angestrebt wird, als die vorgenannten Reformen und Initiativen voraussichtlich ermöglichen werden, können gut durchdachte Kapazitätsmechanismen geeignete Maßnahmen sein, sofern sie nachweislich erforderlich sind. Unter den verschiedenen Arten von Kapazitätsmechanismen dürfte eine zeitlich begrenzte strategische Reserve die am besten geeignete Form der Intervention darstellen, um vor dem Hintergrund der laufenden Reformen eine sichere Versorgung zu gewährleisten. Die Kommission stellt jedoch fest, dass die Kapazitätsreserve gegenwärtig nicht als vorübergehende Maßnahme ausgelegt ist.

3.2.3.2. *Randnummer 225 der Leitlinien: Vergütung ausschließlich für die Bereitstellung*

(131) In Bezug auf Randnummer 225 der Leitlinien stellt die Kommission fest, dass die Vergütung im Rahmen der Kapazitätsreserve vor allem auf die Bereitstellung der Kapazität abstellt, da sie in der Zahlung einer Pauschale für die Bereithaltung eines Teils oder der gesamten Kapazität ausschließlich für die Kapazitätsreserve besteht. Zusätzlich zu der auf der ursprünglichen Ausschreibung beruhenden Pauschalvergütung sind jedoch weitere variable Zahlungen zur Deckung bestimmter Kosten vorgesehen, z. B. für:

a) Kosten der für Einspeisungen von Wirkleistung oder Blindleistung der Anlage oder für die Reduktion des Wirkleistungsbezugs der Anlage benötigten Brennstoffe, Emissionszertifikate und sonstigen Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe, wenn und soweit sie durch eine von den Übertragungsnetzbetreibern angeforderte Einspeisung von Wirkleistung oder Blindleistung oder eine von den Übertragungsnetzbetreibern angeforderte Reduktion des Wirkleistungsbezugs verursacht worden sind,

b) variable Instandhaltungskosten der Anlage, wenn und soweit sie durch eine von den Übertragungsnetzbetreibern angeforderte Einspeisung von Wirkleistung oder Blindleistung oder eine von den Übertragungsnetzbetreibern angeforderte Reduktion des Wirkleistungsbezugs verursacht worden sind und die Gesamtzahl pauschaliert erstatteter Probeabrufe und Einsätze nach Absatz 5 überschritten ist,

c) Kosten für die sichere Brennstoffversorgung nach Paragraf 13e Absatz 3 Satz 3 Nummer 3 des Energiewirtschaftsgesetzes, insbesondere die Kosten für einen Brennstoffwechsel der Anlage oder eine Erhöhung der Lagerkapazitäten für Brennstoffe,

d) Kosten, die entstehen, weil auf Anforderung der Übertragungsnetzbetreiber die Schwarzstartfähigkeit einer Anlage hergestellt oder aufrechterhalten wird; diese Kosten werden in der Höhe erstattet, in der sie vor der Verpflichtung für die Kapazitätsreserve von dem jeweiligen Übertragungsnetzbetreiber vergütet wurden,

e) Kosten, die entstehen, weil auf Anforderung der Übertragungsnetzbetreiber die Fähigkeit zur Blindleistungseinspeisung mit oder ohne Wirkleistungseinspeisung hergestellt oder aufrechterhalten wird, und

f) Kosten für die Ausgleichsenergie im Rahmen der Bewirtschaftung des Bilanzkreises nach Paragraf 24 Absatz 5 Satz 1, soweit sie nicht ausdrücklich vom Anlagenbetreiber zu tragen sind; Erlöse aus dieser Bewirtschaftung sind von den Kosten abzuziehen, und etwaige Überschüsse sind an die Übertragungsnetzbetreiber zu erstatten.

(132) Die Kommission weist darauf hin, dass die Vorgabe, wonach im Rahmen von Kapazitätsmechanismen nur die Bereitstellung und nicht die tatsächlich erzeugte Energie vergütet werden darf, in erster Linie der Begrenzung von Preisverzerrungen auf dem Stromgroßhandelsmarkt dient Derartige Verzerrungen könnten sich ergeben, wenn Zahlungen an Anbieter von in der Kapazitätsreserve gebundenen Kapazitäten, nicht aber an Anbieter ohne Kapazitätsvertrag erfolgen würden. Im Fall der angemeldeten Kapazitätsreserve dürften die variablen Zahlungen jedoch keine direkten Auswirkungen auf den Marktpreis haben, weil die Kapazitäten außerhalb des Marktes vorgehalten werden. Die Kommission ist daher gegenüber einer gesonderten Vergütung variabler Kosten grundsätzlich aufgeschlossen, soweit die Vergütung nicht über die Kosten hinausgeht und soweit dies einen fairen Wettbewerb bei der Auktion für alle festen unvermeidbaren Kosten der Bereitstellung zuverlässiger Kapazitäten gewährleistet.

(133) Daraus folgt jedoch, dass nur die laufenden Kosten gesondert vergütet werden sollten, die komplett wegfallen, wenn von den Anlagen keine Energie- oder Systemdienstleistungen angefordert werden. In diesem Zusammenhang hat die Kommission Zweifel daran, ob es angezeigt ist, die in Erwägungsgrund (129) Buchstabe c genannten Kosten für die sichere Brennstoffversorgung von dem wettbewerblichen Ausschreibungsverfahren auszunehmen. Die Gewährleistung einer sicheren Brennstoffversorgung oder Vorkehrungen für lokale Brennstoffspeicher sind von wesentlicher Bedeutung, um zu gewährleisten, dass die Kapazitäten bei Bedarf zuverlässig verfügbar sind. Dies ist erforderlich, unabhängig davon, wie häufig die Anlage letztlich Energie- oder Systemdienstleistungen erbringt. Wird dieses Element vom Wettbewerb ausgenommen, dann besteht die Gefahr, dass im Rahmen der Ausschreibung nicht die Kapazitätsreserveanlagen ausgewählt werden, die ihre Kapazität am kosteneffizientesten zuverlässig zur Verfügung stellen können. Außerdem dürfte es von Vorteil sein, den Ausschreibungsteilnehmern, die das Risiko in Bezug auf den Zugang zu einer sicheren Brennstoffversorgung am besten steuern können, einen Anreiz zur Sicherung eines kosteneffizienten Zugangs zu Brennstoff bieten.

(134) Die Kommission stellt ferner fest, dass der Wettbewerb hinsichtlich der variablen Kosten derzeit fehlt, da sie gesondert erstattet werden und bei der Beschaffungsauktion keine Rolle spielen. Je häufiger ein Reservemechanismus genutzt wird, desto wichtiger ist es nach Auffassung der Kommission zu berücksichtigen, wie die verschiedenen Kapazitätsanbieter hinsichtlich der variablen Kosten abschneiden, damit größtmögliche Kosteneffizienz sichergestellt werden kann. Werden die variablen Kosten bei den Geboten zur Bildung der Kapazitätsreserve nicht berücksichtigt, so werden Technologien mit niedrigen Kapitalkosten (CAPEX) begünstigt. Die Kommission stellt fest, dass Deutschland nicht nachgewiesen hat, dass der Großteil der Kosten im Zusammenhang mit der Bereitstellung von Kapazitäten und nicht mit der tatsächlichen Erbringung von Energie- oder Systemdienstleistungen während des Einsatzes der Reserve anfällt. Zudem wurde nicht geprüft, wie viele Stunden die Reserve voraussichtlich zum Einsatz kommen wird.

3.2.3.3. *Randnummer 226 der Leitlinien: Offenheit und Regeln für die Förderfähigkeit*

(135) Nach Randnummer 226 der Leitlinien sollten Kapazitätsmechanismen 1) den Einsatz unterschiedlicher Technologien ermöglichen, 2) angemessene Anreize sowohl für neue als auch für bestehende Kapazitäten schaffen und 3) berücksichtigen, in welchem Umfang Verbindungskapazitäten genutzt werden könnten, um ein etwaiges Kapazitätsproblem zu beheben.

a) Ermöglichung der Teilnahme aller potenziellen Kapazitätsanbieter

(136) In Bezug auf die Offenheit für verschiedene Kapazitätsanbieter ist anzumerken, dass die Kapazitätsreserveverordnung keine Anbieter explizit ausschließt. Die Kommission hat jedoch Bedenken, dass die Teilnahmevoraussetzungen anscheinend vor allem für Erzeugungsanlagen ausgelegt wurden. Die Anwendung derselben Regeln auf regelbare Lasten könnte für diese Wirtschaftsteilnehmer de facto eine unverhältnismäßige Belastung und einen Nachteil gegenüber den Stromerzeugern darstellen. (Die Kommission weist in diesem Zusammenhang darauf hin, dass es sich beim Lastmanagement um eine substituierbare Technologie handelt, wie die in Belgien, Finnland und Schweden gesammelten Erfahrungen zeigen. Dort nehmen Lastmanagementanbieter an strategischen Reserven teil.)

(137) So ergibt sich beispielsweise aus der Anforderung, dass zum einen die Gebotsmenge mindestens 10 MW betragen muss und zum anderen jedes Gebot sich nur auf eine Anlage beziehen darf, dass die Bündelung kleinerer Erzeugungseinheiten oder Verbraucherlasten nicht zulässig ist. Deutschland zufolge ist die Reserve bei Einbeziehung von weniger und größeren Einheiten für die ÜNB operativ besser handhabbar, was umso wichtiger sei, als die Reserve nur in extremen Krisensituationen eingesetzt werde. Die Kommission stellt jedoch fest, dass der ÜNB auch bei gebündelten Lasten nur einen Ansprechpartner hat. Die Mindestgebotsmenge von 10 MW könnte auch Erzeuger unnötig einschränken, und überdies sollten für die Kapazitätsreserve grundsätzlich die gleichen Kriterien gelten wie für die Teilnahme am Regelenergiemarkt.

(138) Ein zweites Beispiel für eine Teilnahmevoraussetzung, durch die regelbare Lasten möglicherweise diskriminiert werden könnten, ist die Vorgabe, dass die Anlage an ein Netz mit einer Nennspannung von mindestens 110 kV angeschlossen sein muss. Deutschland macht geltend, dass die Reservekapazitäten direkt unter der Kontrolle der ÜNB stehen sollten. Die Kommission stellt jedoch fest, dass sowohl in den Vorschriften für den Regelenergiemarkt als auch in der AbLaV, auf die sich die ÜNB beim äußerst kurzfristigen und unverzüglichen Einsatz von Kapazitäten zur Gewährleistung eines sicheren Netzbetriebs stützen, flexiblere Anschlusskriterien gelten. Es ist nicht klar, warum diese nicht auf die an der Kapazitätsreserve beteiligten regelbaren Lasten anwendbar sein sollen.

(139) Andere Vorschriften, die Betreiber regelbarer Lasten von der Teilnahme an der Kapazitätsreserve absehen lassen könnten, besagen beispielsweise, dass von ihnen bis zu zehn Testfahrten pro Jahr verlangt werden können ([33]) und regelbare Lasten in den beiden Jahren konstant Leistung aufnehmen und die gesamte elektrische Energie für den gesamten Erbringungszeitraum (d. h. zwei Jahre) vor Beginn des Erbringungszeitraums beschaffen müssen. Zudem ist nicht festgelegt, wie lange die Leistung höchstens zu erbringen ist, und an der Kapazitätsreserve teilnehmende Lasten dürfen nach Ablauf ihres Kapazitätsreservevertrags nicht mehr auf dem Regelenergiemarkt tätig werden.

(140) Die Kommission ist der Auffassung, dass diese Bestimmungen möglicherweise fairen Wettbewerb zwischen den Stromerzeugern und regelbaren Lasten verhindern und regelbare Lasten ganz von der Teilnahme abhalten könnten. Die Kommission hat daher Zweifel, ob die derzeitigen Teilnahmevoraussetzungen und Produktanforderungen für die Kapazitätsreserve regelbaren Lasten gemäß Randnummer 226 der Leitlinien dieselben Chancen bieten.

b) Angemessene Anreize für neue und vorhandene Kapazitäten

(141) In Bezug auf die Schaffung angemessener Anreize sowohl für neue als auch für bestehende Kapazitäten (Randnummer 226 der Leitlinien) stellt die Kommission fest, dass es im Zusammenhang mit der Kapazitätsreserve keine gesonderten Vorschriften für neue Kapazitäten gibt. Es wird nicht präzisiert, ob eine Anlage bereits in Betrieb sein sollte, und es gibt auch keine spezifischen Verträge oder Rechte und Pflichten für potenzielle neue Marktteilnehmer.

(142) Die Kommission hält fest, dass eine strategische Reserve im Gegensatz zu einem marktweiten Kapazitätsmechanismus grundsätzlich nur als vorübergehende Maßnahme und nicht zur Behebung eines strukturellen Finanzierungsproblems geeignet ist. Als vorübergehende Maßnahme muss sie im Prinzip keine Anreize für neue Investitionen geben.

(143) Obwohl der Zweck der strategischen Reserve nicht in der Förderung neuer Investitionen besteht, können neue Kapazitäten im Rahmen der vorgeschlagenen Verordnung mit vorhandenen Kapazitäten im Wettbewerb stehen, wenn neue Kapazitäten das gleiche Produkt zu einem niedrigeren Preis anbieten können. Somit ist die Voraussetzung nach Randnummer 226 der Leitlinien im Hinblick auf künftige Kapazitätsanbieter erfüllt.

c) Grenzüberschreitende Beteiligung

(144) Bezüglich der notwendigen Berücksichtigung des Umfangs, in dem Verbindungskapazitäten zur Behebung von Problemen hinsichtlich der angemessenen Stromerzeugung beitragen können, ist anzumerken, dass die von den deutschen Behörden vorgelegte und in Abschnitt 3.2.2.2 dieses Beschlusses erörterte Erforderlichkeitsbewertung mögliche Einfuhren und Ausfuhren im Zusammenhang mit dem Gleichgewicht von Angebot und Nachfrage in Deutschland gebührend berücksichtigt. Darin wird modelliert, inwieweit die Residuallast in Deutschland gedeckt werden kann und in welcher Situation sich jedes an Deutschland angrenzende Marktgebiet befinden würde. Auf dieser Grundlage wird untersucht, ob Deutschland in einer Knappheitssituation Strom aus den Nachbarländern (innerhalb der Grenzen der verfügbaren Nettoübertragungskapazitäten) einführen könnte.

(145) Die Kommission stellt fest, dass die Teilnahme ausländischer Kapazitäten an der Kapazitätsreserve nicht möglich ist. Nach Angaben Deutschlands gibt es im Wesentlichen zwei Gründe dafür: Erstens müssten dafür Verbindungskapazitäten reserviert werden. In Situationen, in denen die Reserve eingesetzt würde, wären die Preise in Deutschland jedoch auf dem Höchststand, was in der Regel bedeutet, dass die Verbindungskapazitäten in vollem Umfang vom Markt in Anspruch genommen werden. Zweitens müsste bei Reservierung ausländischer Kapazitäten für die deutsche Kapazitätsreserve diesen Kapazitäten die Erzeugung und der Verkauf der Energie auf ihren heimischen Märkten verboten werden, und sie müssten ausschließlich den deutschen ÜNB grenzüberschreitend zur Verfügung stehen.

([33]) Die Betreiber regelbarer Lasten haben in der Regel niedrigere Festkosten als Stromerzeuger, aber ihre variablen Kosten sind aufgrund der möglichen Auswirkungen einer plötzlichen Unterbrechung der Stromversorgung, vor allem bei langen Unterbrechungen, relativ hoch. Testfahrten, die zu höheren variablen Kosten führen, sind daher für Betreiber regelbarer Lasten vergleichsweise teurer. Außerdem sieht die Verordnung keine Erstattung für die Durchführung der Tests vor (während Erzeugern die variablen Kosten erstattet werden).

(146) Nach Auffassung der Kommission ist das erste Argument nicht stichhaltig. Für die Reservierung von Übertragungskapazitäten im Hinblick auf die Beteiligung ausländischer Kapazitäten besteht nicht unbedingt ein stärkerer Bedarf als für die Reservierung inländischer Kapazitäten zur Übertragung zwischen einer isolierten Anlage, die in der Kapazitätsreserve gebunden ist, und dem Rest des inländischen Netzes. Möglicherweise muss jedoch die wahrscheinliche Verfügbarkeit von Übertragungskapazitäten für den Energietransport von ausländischen Anlagen in das Gebiet, in dem der Kapazitätsmechanismus angewendet wird, geprüft werden. Dies sollte mittels einer De-Rating-Bewertung erreicht werden können, bei der die Wahrscheinlichkeit einer gleichzeitigen Knappheit in Deutschland und in benachbarten Gebieten berücksichtigt wird (was bereits im Rahmen einer gründlichen Angemessenheitsbewertung erforderlich ist, mit der die Erforderlichkeit eines Kapazitätsmechanismus und der angemessene Umfang der Reserve ermittelt werden sollen). Ausländische Kapazitäten könnten im Prinzip in Betracht gezogen werden, wenn eine geeignete De-Rating-Bewertung durchgeführt wird, da dies den Wettbewerbsdruck erhöhen und zur Senkung der Kosten der Kapazitätsreserve beitragen würde ([34]).

(147) Das zweite Argument Deutschlands ist hingegen möglicherweise stichhaltig, da in der Kapazitätsreserve gebundene ausländische Kapazitäten ihrem lokalen Markt vorenthalten werden müssten und unter der Kontrolle der deutschen ÜNB stehen müssten. Es ist nicht klar, ob dies ohne Weiteres mit den geltenden Rechtsvorschriften oder Lizenzregelungen im jeweiligen Nachbarland vereinbar wäre, und dürfte eine aktive Zusammenarbeit mit den benachbarten ÜNB erfordern. Deutschland hat jedoch keine Informationen übermittelt, die darauf schließen lassen, dass Behörden, ÜNB oder Regulierungsbehörden in den benachbarten Mitgliedstaaten Einwände dagegen erhoben hätten, dass ihre Kapazitäten dem lokalen Markt vorenthalten und in der Kapazitätsreserve gebunden werden. Die Kommission ist daher an Stellungnahmen von Beteiligten zu der Frage interessiert, ob ausländische Kapazitäten die Möglichkeit haben sollten, in Bezug auf die Aufnahme in die deutsche Kapazitätsreserve als Wettbewerber aufzutreten.

(148) Nach Auffassung der Kommission sollten ausländische Kapazitäten zwar im Allgemeinen ausdrücklich an einem Kapazitätsmechanismus teilnehmen können ([35]), aber es bedarf gut konzipierter strategischer Reserven, die tatsächlich außerhalb des Marktes vorgehalten werden, um eine Verfälschung des Wettbewerbs zu vermeiden. Dies wäre zum Beispiel der Fall, wenn eine strategische Reserve erst eingesetzt würde, nachdem auf dem Intraday-Markt, auf dem die Preise bis zum VoLL steigen konnten, keine Markträumung erfolgte. Im vorliegenden Vorschlag ist der VoLL nicht definiert, obwohl auf dem deutschen Markt relativ hohe Preise möglich sind ([36]). Daher kann nicht davon ausgegangen werden, dass die Kapazitätsreserve das Funktionieren des Marktes nicht beeinflussen wird, denn sie ist nicht vollständig vom Markt getrennt.

(149) Die derzeit verfügbaren Unterlagen legen den Schluss nahe, dass die Maßnahme in Bezug auf die Berücksichtigung ausländischer Kapazitäten nicht angemessen gestaltet ist.

3.2.3.4. *Schlussfolgerung zur Geeignetheit der Beihilfe*

(150) Die Kommission ist mit der gesonderten Vergütung variabler Kosten grundsätzlich einverstanden, hat jedoch Zweifel daran, ob alle für eine gesonderte Vergütung vorgesehenen Kostenkategorien tatsächlich variable Kosten darstellen. Zudem hat sie Zweifel, ob regelbare Lasten in Bezug auf die Teilnahme an der Kapazitätsreserve in echten Wettbewerb mit Erzeugungskapazitäten treten können. Schließlich bittet die Kommission um Stellungnahmen zum Ausschluss ausländischer Kapazitäten. Die Kommission hat daher Zweifel an der Geeignetheit der Maßnahme.

3.2.4. *Anreizeffekt*

(151) Eine Beihilfe hat einen Anreizeffekt, wenn sie dazu führt, dass die betreffenden Unternehmen ihr Verhalten ändern und Tätigkeiten aufnehmen, die sie ohne die Beihilfe nicht, nur in geringerem Umfang oder auf andere Weise ausüben würden. Die Leitlinien enthalten in Abschnitt 3.2.4 nähere Ausführungen zur Auslegung dieses Kriteriums. Danach liegt ein Anreizeffekt vor, wenn die Maßnahme den Empfänger veranlasst, sein Verhalten dahin gehend zu ändern, dass das Funktionieren eines Energiemarkts mit sicherer, bezahlbarer und nachhaltiger Energie verbessert wird, und diese Verhaltensänderung ohne Beihilfe nicht eingetreten wäre.

(152) Durch die Maßnahme werden freie Kapazitäten geschaffen, die der ÜNB nutzen kann, wenn die Markträumung ausbleibt, also wenn das Angebot zu gering ist, um die Nachfrage zu decken. Ohne die Reserve würde die Kapazität dem ÜNB nicht zur Verfügung stehen, wenn keine Markträumung erfolgt.

([34]) Die Teilnahme ausländischer Kapazitäten an Kapazitätsmechanismen im Allgemeinen und strategischen Reserven im Besonderen wird in Anhang 2 der Arbeitsunterlage der Kommissionsdienststellen zum Abschlussbericht zur Sektoruntersuchung über Kapazitätsmechanismen (SWD(2016) 385 final) ausführlicher erörtert.

([35]) Andernfalls käme es nämlich zu einer Verfälschung zugunsten von Investitionen in dem Gebiet, in dem der Kapazitätsmechanismus angewendet wird, gegenüber Investitionen in Verbindungsleitungen oder in Kapazitäten in benachbarten Gebieten.

([36]) Warum nicht davon auszugehen ist, dass ein Kapazitätsmechanismus vollständig vom Markt getrennt ist, wenn die Preise nicht den VoLL erreichen können, wird in Abschnitt 3.2.6 über die Auswirkungen auf den Wettbewerb und den Handel erörtert.

(153) Zudem sieht die Kapazitätsreserveverordnung Strafen vor, mit denen sichergestellt werden soll, dass die Kapazitätsanbieter einen Anreiz haben, die Reserve verfügbar zu halten und auf Anforderung des ÜNB bereitzustellen. Die in Erwägungsgrund (15) beschriebenen Strafen umfassen z. B. Strafzahlungen bei Nichtverfügbarkeit sowie bei Nichterfüllung der technischen Anforderungen. Außerdem sind keine Verlustobergrenzen vorgesehen, was bedeutet, dass der Gesamtbetrag der Strafen die erhaltene Vergütung übersteigen können.

(154) Die Kommission kommt zu dem Schluss, dass die Kapazitätsreserve einen Anreizeffekt hat, der die Empfänger zur Änderung ihres Verhaltens veranlasst.

3.2.5. *Angemessenheit der Beihilfe*

(155) Die Höhe der Beihilfe ist angemessen, wenn sie auf das zur Erreichung des angestrebten Ziels erforderliche Minimum beschränkt ist. Diese Anforderung wird unter den Randnummern 228 bis 231 der Leitlinien in Bezug auf Maßnahmen zur Gewährleistung einer angemessenen Stromerzeugung präzisiert, um sicherzustellen, dass die Empfänger nicht mehr als eine angemessene Rendite erzielen und Zufallsgewinne ausgeschlossen werden.

(156) Die angemeldete Maßnahme sieht vor, dass für die Auswahl der gesamten Kapazität ein wettbewerbliches Ausschreibungsverfahren mit einem Höchstgebotswert durchgeführt wird. Nach Randnummer 229 der Leitlinien ist davon auszugehen, dass bei ausreichendem Wettbewerb um die Teilnahme an diesem Verfahren sichergestellt ist, dass für die Verfügbarkeit das erforderliche Minimum gezahlt wird. Um eine größtmögliche Teilnahme und somit auch Wettbewerbsdruck auf die Preise zu gewährleisten, sind breit angelegte Teilnahmekriterien und objektive Anforderungen in Bezug auf die Leistungserbringung erforderlich.

(157) Die Kommission hat ihre Bedenken hinsichtlich der Teilnahmekriterien der Maßnahme in Bezug auf regelbare Lasten und ausländische Kapazitäten bereits in Abschnitt 3.2.3.3 dargelegt. Sie stellt zudem fest, dass zum gegenwärtigen Zeitpunkt nicht davon ausgegangen werden kann, dass sich aus der Ausschreibung ein Gesamtbeihilfebetrag ergeben wird, der auf das zur Verwirklichung des angestrebten Ziels erforderliche Minimum begrenzt ist. Ferner weist sie noch einmal auf ihre Ausführungen in Erwägungsgrund (131) in Bezug auf die Art der Erstattung der variablen Kosten hin. Aufgrund des Ausschlusses variabler Kostenelemente und von Kosten für die Gewährleistung einer sicheren Brennstoffversorgung aus der Ausschreibung findet diesbezüglich kein Wettbewerb statt, und trotz der Aufsicht der Regulierungsbehörde über die kostenbasierte Vergütung dieser Elemente ist nicht gewährleistet, dass möglichst wenig gezahlt wird.

(158) Die Kommission ist daher nicht davon überzeugt, dass die Rendite auf ein vertretbares Maß beschränkt wird und dass keine Zufallsgewinne anfallen werden.

(159) In Bezug auf die Anforderung nach Randnummer 231 der Leitlinien stellt die Kommission fest, dass bei der Auswahl der Kapazitäten für strategische Reserven nicht davon ausgegangen werden kann, dass der Preis tatsächlich gleich null ist, da die Anlagen aus dem Markt ausscheiden müssen und keine Einnahmen aus dem Verkauf von Strom oder Dienstleistungen an ÜNB erzielen dürfen, damit sie in die Reserve aufgenommen werden können. Gleichzeitig entstehen den Betreibern Kosten dafür, dass sie für den Bedarfsfall verfügbar bleiben. Die in der Reserve gebundenen Anlagen werden daher immer eine gewisse Vergütung benötigen.

(160) Die Kommission stellt jedoch auch fest, dass mit Randnummer 231 der Leitlinien nicht nur ein technisches Merkmal durchgesetzt, sondern vielmehr sichergestellt werden soll, dass nicht mehr Beihilfe als erforderlich gewährt wird. Bei einem gut konzipierten marktweiten Kapazitätsmechanismus bietet die Tatsache, dass der Preis gleich null sein kann, Gewähr für (möglicherweise auf null) sinkende Kosten, wenn die Maßnahme weniger erforderlich wird. Eine strategische Reserve kann jedoch, auch wenn ihr zusätzlicher Nutzen für die Versorgungssicherheit abnimmt, weiterhin Geld kosten. Wenn beispielsweise die Marktreformen in Deutschland Investoren hinreichend die Möglichkeit bieten, der Zahlungsbereitschaft der Verbraucher entsprechende Kapazitäten bereitzustellen, wären zusätzliche Kapazitäten in Form einer strategischen Reserve wirtschaftlich ineffizient. Daher kann die Kommission zwar akzeptieren, dass strategische Reserven einen zusätzlichen Nutzen bieten, wenn die Durchführung von Marktreformen noch im Gange ist und die Energiewende insbesondere dazu führen wird, dass erhebliche Überkapazitäten aus dem Markt ausscheiden werden, aber es muss gewährleistet sein, dass die Reserve aufgelöst wird, sobald diese Phase abgeschlossen ist. Die Kommission stellt jedoch fest, dass in der Kapazitätsreserveverordnung nicht angegeben ist, wann sie außer Kraft tritt. Folglich sollte die mit der Verordnung verbundene staatliche Beihilfe keinesfalls über einen angemessenen Zeitpunkt hinaus gebilligt werden, bis zu dem die Energiewende abgeschlossen sein sollte. Die Kommission fordert Deutschland auf, diesen Zeitpunkt zu ermitteln und sich darauf festzulegen.

(161) Angesichts der restriktiven Teilnahmevoraussetzungen kann die Kommission zum jetzigen Zeitpunkt nicht zu dem Schluss gelangen, dass die Höhe der zu gewährenden Beihilfe verhältnismäßig sein wird.

3.2.6. *Vermeidung übermäßiger negativer Auswirkungen auf den Wettbewerb und den Handel zwischen Mitgliedstaaten*

(162) Die negativen Auswirkungen der Kapazitätsreserve auf Wettbewerb und Handel im Strombinnenmarkt müssen hinreichend begrenzt sein, damit die Gesamtbilanz der Maßnahme positiv ausfällt. In den Leitlinien wird diese Anforderung unter den Randnummern 232 und 233 präzisiert, unter denen betont wird, dass eine breite Beteiligung an der Regelung erforderlich ist und negative Auswirkungen der Maßnahme auf das Funktionieren der Märkte, z. B. durch die Stärkung einer beherrschenden Stellung oder die Beeinflussung von Investitionsentscheidungen, verhindert werden müssen.

(163) Kapazitätsmechanismen können grundsätzlich den Wettbewerb auf dem Markt verfälschen, wenn i) sie zur Erhöhung der Kapazität auf dem Großhandelsmarkt führen und deshalb die Großhandelspreise sinken, ii) durch Angebotsknappheit bedingte hohe Strompreise durch eine Kapazitätsvergütung ersetzt werden, die eine weitere Senkung der Großhandelsstrompreise bewirkt, und iii) einige, aber nicht alle Marktteilnehmer eine Vergütung erhalten. Dadurch werden nicht nur die Wettbewerbsbedingungen auf dem Großhandelsmarkt, sondern auch die langfristigen Investitionsanreize verfälscht. Strategische Reserven wie die Kapazitätsreserve sollten aber diese wettbewerbsverzerrenden Auswirkungen nicht haben, wenn sie tatsächlich vom Markt getrennt sind. Dann sollten sie sich weder auf die Großhandelspreise noch auf die dadurch bedingten Investitionssignale auswirken. Somit wären auch keine Auswirkungen auf eine Marktkopplung oder auf Anreize für Investitionen in Verbindungskapazitäten oder Kapazitäten in benachbarten Märkten zu erwarten.

(164) Wie in Erwägungsgrund (11) des vorliegenden Beschlusses dargelegt, enthält die Kapazitätsreserveverordnung eine Reihe von Bestimmungen, die speziell darauf ausgerichtet sind, eine strikte Trennung zwischen Strommarkt und strategischer Reserve sicherzustellen, damit die erforderlichen Preissignale weiterhin gegeben werden.

(165) Erstens dürfen an der Reserve teilnehmende Kraftwerke nach Vertragsende nicht wieder in den Strommarkt eintreten. Die Kommission stellt fest, dass dieses Verbot die Unsicherheit potenzieller Strommarkt-Investoren hinsichtlich der Frage ausräumt, ob die in der Kapazitätsreserve gebundenen Anlagen nach Vertragsende wieder in den Markt eintreten könnten und inwieweit sich dies auf ihre Gewinnspannen auswirken würde.

(166) Zweitens dürfen die Anlagen keinen Strom als Regelenergie oder Systemdienstleistung auf dem Strommarkt oder an die ÜNB verkaufen. Die Kommission nimmt zur Kenntnis, dass die Maßnahme das Strompreissignal wirksam gegen Interferenzen von Betreibern abschottet, die eine Vergütung aus ihrem Kapazitätsreservevertrag erhalten.

(167) Drittens wird die Reserve nur dann eingesetzt, wenn die Markträumung ausbleibt. Die Markträumung gilt als ausgeblieben, wenn auf dem Day-ahead- oder Intraday-Markt (bei der letzten Auktion des vortägigen Handels, der Eröffnungsauktion des untertägigen Handels oder im untertägigen, kontinuierlichen Handel) Gebote in Höhe des technischen Preislimits, das in Deutschland derzeit 3000 EUR/MWh für den Day-Ahead-Markt und 10 000 EUR/MWh für den Intraday-Markt beträgt, nicht erfüllt werden ([37]).

(168) Viertens zahlen die Bilanzkreisverantwortlichen das Zweifache des im untertägigen Börsenhandel höchsten zulässigen Gebotspreises, soweit sie in einer Viertelstunde, in der die Kapazitätsreserve eingesetzt wurde, kein Leistungsgleichgewicht gewährleistet haben; dies soll ihnen einen Anreiz geben, alles daran zu setzen, bei Stromknappheit einen Beitrag zum Systemgleichgewicht zu leisten.

(169) Die Kommission ist zum gegenwärtigen Zeitpunkt der Auffassung, dass diese Vorschriften die wirksame Trennung zwischen Reservekapazitäten und auf dem Markt verfügbaren Kapazitäten sicherstellen können.

(170) Die Kommission ist sich jedoch bewusst, dass die Ausgleichsenergieentgelte das Zweifache des technischen Preislimits auf dem Intraday-Markt betragen, d. h. dass eine Lücke zwischen dem Höchstpreis, zu dem Bilanzkreisverantwortliche Schutz gegen Ausgleichsenergieentgelte kaufen können (Intraday-Markt) und den möglichen Strafzahlungen besteht. So könnte es dazu kommen, dass Anbietern Ausgleichsenergieentgelte von 20 000 EUR/MWh berechnet werden, während sie möglicherweise Energie zu einem Preis zwischen 10 000 EUR/MWh und 20 000 EUR/MWh bezogen und den Einsatz der Kapazitätsreserve vermieden hätten, wenn sie Zugriff auf regelbare Lasten oder Einfuhren auf dem Intraday-Markt gehabt hätten.

([37]) Die Strombörse sollte das technische Preislimit erhöhen, sobald es erreicht wird, doch dies geschieht nicht sofort.

(171) Die Kommission weist erneut darauf hin, dass eine Definition des Begriffs „VoLL“ für die Festsetzung des maximalen Ausgleichsenergieentgelts erforderlich ist, da die Maßnahme die Verbraucher andernfalls — in Ermangelung einer voll funktionierenden Nachfrageseite — möglicherweise zwingt, für Ausgleichsenergie mehr als den VoLL zu zahlen, was zu viel wäre und den Wettbewerb verfälschen würde.

(172) Wenn das Preislimit des untertägigen Handels auf dieselbe Höhe wie das höchstmögliche Ausgleichsenergieentgelt festgesetzt würde und dieser Preis den VoLL widerspiegeln würde, hätte der Markt den Anreiz, Schutz bis zu einer wirtschaftlich zweckmäßigen Höhe zu bieten, und könnte dies auch; zudem wäre offensichtlich, dass die Kapazitätsreserve tatsächlich vom Markt getrennt wäre und als letztes Mittel eingesetzt würde. In Anbetracht dieser Bedenken ist die Kommission zum jetzigen Zeitpunkt nicht davon überzeugt, dass die Auswirkungen auf Handel und Wettbewerb so begrenzt sind, dass die Durchführung der Kapazitätsreserveverordnung gerechtfertigt wäre.

3.2.7. *Transparenz der Beihilfe*

(173) Der letzte allgemeine Grundsatz für die beihilferechtliche Würdigung nach Abschnitt 3.2.7 der Leitlinien ist das Transparenzprinzip. Bei Einzelbeihilfen ab 500 000 EUR müssen die Mitgliedstaaten folgende Angaben auf einer ausführlichen Beihilfe-Website veröffentlichen: den vollen Wortlaut der genehmigten Beihilferegelung oder des Beschlusses zur Gewährung der Einzelbeihilfe und ihrer Durchführungsbestimmungen (oder einen entsprechenden Link), den Namen der Bewilligungsbehörde, die Namen der einzelnen Beihilfeempfänger, die Form und den Betrag der jedem Beihilfeempfänger gewährten Beihilfe, den Tag der Gewährung, die Art des Unternehmens, die Region, in der der Beihilfeempfänger seinen Standort hat, sowie den Hauptwirtschaftszweig, in dem der Beihilfeempfänger tätig ist.

(174) Deutschland wird die Transparenzvorschriften gemäß Abschnitt 3.2.7 der Leitlinien anwenden, soweit sie für die auf der Grundlage der Kapazitätsreserve gewährten Beihilfen gelten.

4. **SCHLUSSFOLGERUNG**

(175) Beim derzeitigen Stand des Verfahrens hat die Kommission Zweifel daran, dass die Kapazitätsreserve als DAWI zu erachten ist. Ferner hat sie Bedenken bezüglich der Vereinbarkeit der Kapazitätsreserve mit dem Binnenmarkt. Sie hat insbesondere Zweifel, ob die Maßnahme:

a) erforderlich ist, da grundlegende Parameter für die objektive Beurteilung der Maßnahme (insbesondere des VoLL und des Zuverlässigkeitsstandards) fehlen und Zweifel an der Angemessenheit einiger der wichtigsten Annahmen des Worst-Case-Szenarios bestehen;

b) geeignet ist, da die Teilnahmevoraussetzungen restriktiv sind und der Wettbewerb in Bezug auf variable Kosten beschränkt ist;

c) verhältnismäßig ist, da die Teilnahmevoraussetzungen restriktiv sind;

d) Auswirkungen auf Wettbewerb und Handel hinreichend ausschließt, da Reserve und Markt nicht genügend getrennt sind.

(176) In Anbetracht der vorstehenden Ausführungen fordert die Kommission Deutschland im Rahmen des Verfahrens nach Artikel 108 Absatz 2 des Vertrags über die Arbeitsweise der Europäischen Union auf, innerhalb eines Monats nach Eingang dieses Schreibens Stellung zu nehmen und alle sachdienlichen Informationen für die Würdigung der Maßnahme zu übermitteln. Die Kommission bittet die Bundesregierung, den potenziellen Empfängern der Beihilfe unverzüglich eine Kopie dieses Schreibens zuzuleiten.

(177) Die Kommission erinnert die Bundesregierung an die aufschiebende Wirkung des Artikels 108 Absatz 3 AEUV und verweist auf Artikel 14 der Verordnung (EG) Nr. 659/1999 des Rates, wonach alle rechtswidrigen Beihilfen unter Umständen vom Empfänger zurückzufordern sind.

(178) Die Kommission weist Deutschland darauf hin, dass sie die Beteiligten durch Veröffentlichung des vorliegenden Schreibens und einer aussagekräftigen Zusammenfassung dieses Schreibens im *Amtsblatt der Europäischen Union* von der Beihilfesache in Kenntnis setzen wird. Ferner wird sie die Beteiligten in den EFTA-Staaten, die das EWR-Abkommen unterzeichnet haben, durch Veröffentlichung einer Bekanntmachung in der EWR-Beilage zum Amtsblatt der Europäischen Union und die EFTA-Überwachungsbehörde durch Übermittlung einer Kopie dieses Schreibens von dem Vorgang in Kenntnis setzen. Alle Beteiligten werden aufgefordert, innerhalb eines Monats ab dem Datum dieser Veröffentlichung Stellung zu nehmen.

ISSN 1977-0898 (elektrooniline väljaanne)
ISSN 1725-5171 (paberväljaanne)



Euroopa Liidu Väljaannete Talitus
2985 Luxembourg
LUKSEMBURG

ET