



DET KONGELIGE
OLJE- OG ENERGIDEPARTEMENT

Prop. 199 LS

(2020–2021)

Proposisjon til Stortinget (forslag til lovvedtak og stortingsvedtak)

Endringer i energiloven (fire forordninger om kraftmarkedet) og samtykke til godkjenning av EØS-komiteens beslutninger nr. 204/2020 om innlemmelse i EØS-avtalen av kommisjonsforordning (EU) 2015/1222 om fastsettelse av retningslinjer for kapasitetstildeling og flaskehalshåndtering, nr. 205/2020 om innlemmelse i EØS-avtalen av kommisjonsforordning (EU) 2016/1719 om fastsettelse av retningslinjer for langsiktig kapasitetsfastsettelse, nr. 206/2020 om innlemmelse i EØS-avtalen av kommisjonsforordning (EU) 2017/1485 om fastsettelse av retningslinjer for drift av transmisjonsnett for elektrisk kraft, og nr. 207/2020 om innlemmelse i EØS-avtalen av kommisjonsforordning (EU) 2017/2195 om fastsettelse av retningslinjer for balansering av kraftsystemet



DET KONGELIGE
OLJE- OG ENERGIDEPARTEMENT

Prop. 199 LS

(2020–2021)

Proposisjon til Stortinget (forslag til lovvedtak og stortingsvedtak)

Endringer i energiloven (fire forordninger om kraftmarkedet) og samtykke til godkjenning av EØS-komiteens beslutninger nr. 204/2020 om innlemmelse i EØS-avtalen av kommisjonsforordning (EU) 2015/1222 om fastsettelse av retningslinjer for kapasitetstildeling og flaskehalshåndtering, nr. 205/2020 om innlemmelse i EØS-avtalen av kommisjonsforordning (EU) 2016/1719 om fastsettelse av retningslinjer for langsiktig kapasitetsfastsettelse, nr. 206/2020 om innlemmelse i EØS-avtalen av kommisjonsforordning (EU) 2017/1485 om fastsettelse av retningslinjer for drift av transmisjonsnett for elektrisk kraft, og nr. 207/2020 om innlemmelse i EØS-avtalen av kommisjonsforordning (EU) 2017/2195 om fastsettelse av retningslinjer for balansering av kraftsystemet

Innhold

1	Proposisjonens hovedinnhold..	6	6.3	Høringsinstansenes syn	26
			6.4	Departementets vurderinger	28
2	Bakgrunnen for forslaget	8	7	Økonomiske og administrative	
2.1	Kraftmarkedet i Norden	8		konsekvenser	32
2.2	Endringer i europeisk		8	Konklusjon	33
	energipolitikk	8			
2.3	Forordninger til utfylling av		9	Merknader til de enkelte	
	tredje energimarkedspakke	9		lovforslagene	34
2.4	Høring	10			
2.5	Forordninger som ikke er omfattet				
	av EØS-komiteens beslutninger ...	12			
3	Innholdet i forordningene som			A Forslag til lov om endringer	
	er omfattet av EØS-komiteens			i energiloven (fire forordninger	
	beslutninger	14		om kraftmarkedet)	37
3.1	Forordning (EU) 2015/1222 om			B Forslag til vedtak om samtykke	
	fastsettelse av retningslinjer for			til godkjenning av EØS-komiteens	
	kapasitetstildeling og flaskehals-			beslutninger nr. 204/2020 om	
	håndtering (CACM)	14		innlemmelse i EØS-avtalen av	
3.2	Forordning (EU) 2016/1719 om			kommisjonsforordning (EU)	
	fastsettelse av retningslinjer for			2015/1222 om fastsettelse av	
	langsiktig kapasitetsfastsettelse			retningslinjer for kapasitetstildeling	
	(FCA)	14		og flaskehalsbehandling,	
3.3	Forordning (EU) 2017/1485 om			nr. 205/2020 om innlemmelse i	
	fastsettelse av retningslinjer for			EØS-avtalen av kommisjons-	
	drift av transmisjonsnettet for			forordning (EU) 2016/1719 om	
	elektrisk kraft (SOGL)	15		fastsettelse av retningslinjer for	
3.4	Forordning (EU) 2017/2195			langsiktig kapasitetsfastsettelse,	
	om fastsettelse av retningslinjer			nr. 206/2020 om innlemmelse	
	for balansering av kraftsystemet			i EØS-avtalen av kommisjons-	
	(EB)	15		forordning (EU) 2017/1485 om	
3.5	Nærmere om vilkår og			fastsettelse av retningslinjer for	
	metoder iht. forordningene	16		drift av transmisjonsnettet for	
				elektrisk kraft, og nr. 207/2020	
				om innlemmelse i EØS-avtalen av	
				kommisjonsforordning (EU)	
				2017/2195 om fastsettelse av	
				retningslinjer for balansering	
				av kraftsystemet	38
4	Samtykke til EØS-komiteens			Vedlegg	
	beslutninger	19		1	EØS-komiteens beslutning
4.1	Innledning	19			nr. 204/2020 av 11. desember 2020
4.2	Tilpasningstekster	19			om endring av EØS-avtalens
4.3	Oppgaver for EFTAs				vedlegg IV (Energi)
	overvåkingsorgan	20			39
				2	EØS-komiteens beslutning
					nr. 205/2020 av 11. desember 2020
					om endring av EØS-avtalens
					vedlegg IV (Energi)
					41
				3	EØS-komiteens beslutning
					nr. 206/2020 av 11. desember 2020
					om endring av EØS-avtalens
					vedlegg IV (Energi)
					43
5	Konstitusjonelle forhold	21			
5.1	Innledning	21			
5.2	Vedtak fra EFTAs				
	overvåkingsorgan	21			
5.3	Utlevering av informasjon	22			
6	Gjennomføring av				
	forordningene i norsk rett	23			
6.1	Gjeldende rett og behovet for				
	endringer	23			
6.2	Departementets høringsforslag	24			

4	EØS-komiteens beslutning nr. 207/2020 av 11. desember 2020 om endring av EØS-avtalens vedlegg IV (Energi)	45	7	Kommisjonsforordning (EU) 2017/1485 av 2. august 2017 om fastsettelse av retningslinjer for drift av transmisjonsnett for elektrisk kraft	110
5	Kommisjonsforordning (EU) 2015/1222 av 24. juli 2015 om fastsettelse av retningslinjer for kapasitetstildeling og flaskehalshåndtering	47	8	Kommisjonsforordning (EU) 2017/2195 av 23. november 2017 om fastsettelse av retningslinjer for balansering av elektrisk kraft..	206
6	Kommisjonsforordning (EU) 2016/1719 av 26. september 2016 om fastsettelse av retningslinjer for langsiktig kapasitetstildeling ...	89			



DET KONGELIGE
OLJE- OG ENERGIDEPARTEMENT

Prop. 199 LS

(2020–2021)

Proposisjon til Stortinget (forslag til lovvedtak og stortingsvedtak)

Endringer i energiloven (fire forordninger om kraftmarkedet) og samtykke til godkjenning av EØS-komiteens beslutninger nr. 204/2020 om innlemmelse i EØS-avtalen av kommisjonsforordning (EU) 2015/1222 om fastsettelse av retningslinjer for kapasitetstildeling og flaskehalshåndtering, nr. 205/2020 om innlemmelse i EØS-avtalen av kommisjonsforordning (EU) 2016/1719 om fastsettelse av retningslinjer for langsiktig kapasitetsfastsettelse, nr. 206/2020 om innlemmelse i EØS-avtalen av kommisjonsforordning (EU) 2017/1485 om fastsettelse av retningslinjer for drift av transmisjonsnett for elektrisk kraft, og nr. 207/2020 om innlemmelse i EØS-avtalen av kommisjonsforordning (EU) 2017/2195 om fastsettelse av retningslinjer for balansering av kraftsystemet

*Tilråding fra Olje- og energidepartementet 11. mai 2021,
godkjent i statsråd samme dag.
(Regjeringen Solberg)*

1 Proposisjonens hovedinnhold

Olje- og energidepartementet foreslår å gjennomføre i norsk rett fire EØS-relevante forordninger som skal tilrettelegge for et mer velfungerende kraftmarked mellom landene. Forordningene er vedtatt av Kommisjonen og utfyller forordning 714/2009 om grensekryssende krafthandel, som er en del av EUs tredje energimarkedspakke. Formålet med forordningene er å legge til rette for mer effektiv krafthandel over landegrensene gjennom en bedre utnyttelse av infrastruktur for overføring av elektrisk kraft.

Energiloven § 10-6 gir hjemmel til å gjennomføre forordningene i norsk rett ved forskrift.

Det er også behov for enkelte endringer i energiloven. Departementet foreslår for det første endringer i energiloven § 4-3 om måling, avregning og fakturering av elektrisk energi knyttet til enkeltvedtak hos Reguleringsmyndigheten for energi (RME). For det andre foreslås det klargjøring av departementets myndighet til å gi nærmere forskrifter etter energiloven § 4-5 om organiserte markedsplasser for omsetning av elektrisk energi. For det tredje foreslås en ny § 4-5 a i energiloven om markedsplasser for omsetning av elektrisk energi som er omfattet av harmonisert EØS-regelverk. For det fjerde foreslås det en endring i energiloven § 10-1 om utlevering av informasjon til det europeiske nettverket for operatører for transmisjonssystem for elektrisk energi (ENTSO-E).

Det foreslås at Stortinget samtykker til godkjenning av fire beslutninger i EØS-komiteen av 11. desember 2020. Beslutningene er gjort med forbehold om Stortingets samtykke. Ved EØS-komiteens beslutninger nr. 204, nr. 205, nr. 206 og nr. 207 av 11. desember 2020 inntas følgende forordninger i EØS-avtalen vedlegg IV:

- Kommisjonsforordning (EU) 2015/1222 av 24. juli 2015 om fastsettelse av retningslinjer for kapasitetstildeling og flaskehalshåndtering (CACM)
- Kommisjonsforordning (EU) 2016/1719 av 26. september 2016 om fastsettelse av retningslinjer for langsiktig kapasitetsfastsettelse (FCA)
- Kommisjonsforordning (EU) 2017/1485 av 2. august 2017 om fastsettelse av retningslinjer

for drift av transmisjonsnett for elektrisk kraft (SOGL)

- Kommisjonsforordning (EU) 2017/2195 av 23. november 2017 om fastsettelse av retningslinjer for balansering av kraftsystemet (EB)

De fire forordningene som er omfattet av EØS-komiteens beslutninger nr. 204 til 207 av 11. desember 2020 er vedtatt i medhold av forordning 714/2009, og utfyller deler av regelverket i den tredje energimarkedspakken. Stortinget vedtok 22. mars 2018 samtykke til innlemmelse i EØS-avtalen av rettsaktene i den tredje energimarkedspakken, jf. Prop. 4 S (2017–2018). Det ble også vedtatt endringer i energiloven og naturgassloven for å gjennomføre de delene av energimarkedspakken som ikke allerede var del av norsk rett, jf. Prop. 5 L (2017–2018) og Prop. 6 L (2017–2018)

De fire forordningene dekker engrosmarkedet for elektrisitet og inneholder nærmere prinsipper av betydning for driften av kraftsystemet. Forordningene skal bidra til mer harmonisere tekniske krav og markedsbaserte handelsregler mellom landene. De skal bidra til å fremme konkurranse, driftssikkerhet og økt forsyningssikkerhet i kraftsystemet.

Et velfungerende kraftmarked legger til rette for krafteksport fra norske produsenter i perioder med kraftoverskudd, og import i perioder med lite nedbør og underskudd på kraft. Det norske kraftsystemet er tett knyttet til systemene i øvrige deler av Norden og Nord-Europa. Innlemmelse av forordningene i EØS-avtalen legger til rette for videreutvikling av dette samarbeidet, og vil styrke mulighetene for at norske aktører kan påvirke den videre utviklingen av det sammenkoblede kraftsystemet i Norden og Nord-Europa.

I de fire beslutningene om innlemmelse i EØS-avtalen er det gjort tilpasninger som ivaretar norske behov og interesser, herunder konstitusjonelle hensyn.

Beslutningene om innlemmelse i EØS-avtalen vurderes å innebære to elementer av myndighetsoverføring tilsvarende som i tredje energimarkedspakke, som anses som lite inngripende i

Grunnlovens forstand. Det er behov for lov-
endringer for å gjennomføre forordningene i
norsk rett, og det anses nødvendig å innhente

Stortingets samtykke til godkjenning av EØS-
komiteens beslutninger i medhold av Grunnloven
§ 26 annet ledd.

2 Bakgrunnen for forslaget

2.1 Kraftmarkedet i Norden

Kraftmarkedet er en grunnleggende del av den norske kraftforsyningen. Kraftprisene gir signaler om behovet for investeringer i kraftsektoren, samtidig som prissignalene bidrar til å balansere produksjon og bruk av strøm. Gjennom kraftutveksling har Norge og andre land mulighet til å dra gjensidig nytte av forskjeller i naturressurser, kraftproduksjon og forbruksmønstre for kraft. Dette bidrar til at de samlede kostnadene blir lavere enn om hvert land alene skal sørge for sin kraftforsyning.

Norge er en del av et felles nordisk kraftmarked, som også er integrert i det europeiske markedet gjennom overføringsforbindelser mellom landene. Et særtrekk ved det nordiske kraftmarkedet er det tette samarbeidet mellom landene om utvikling av felles markedsløsninger. Det har vært en betydelig utvikling på dette området etter at de nordiske landene deregulerte kraftmarkedene sine på 1990-tallet.

Etter dereguleringen på 1990-tallet og fram til 2000 etablerte de nordiske landene en felles kraftbørs, Nord Pool, som organiserer den fysiske krafthandelen. Senere har også Baltikum sluttet seg til Nord Pool. Det meste av den nordiske krafthandelen foregår på Nord Pool. Siden 2019 har også EPEX SPOT SE hatt konsesjon for å drive organisert markedsplass for omsetning av elektrisk energi. Økende omsetning av kraft gjennom kraftbørsen har tilrettelagt for større transparens i prisfastsettelsen og tillit mellom aktørene i det nordiske kraftmarkedet.

I dag skjer samarbeidet i det nordiske kraftmarkedet på flere nivåer, og involverer landenes energimyndigheter, TSOer og kraftbørser. De nordiske TSOene har et godt samarbeid blant annet gjennom en avtale om systemdrift. Dette samarbeidet har vært særlig viktig for å sikre den løpende driften og utviklingen av kraftsystemet i Norden. Det er også et tett samarbeid mellom de nasjonale energimyndighetene. Det legger grunnlag for et fortsatt velfungerende kraftmarked i de nordiske landene.

For å utnytte infrastrukturen for elektrisitet effektivt over landegrensene, er det behov for

samarbeid og mer konsistente metoder for driften av infrastrukturen. Et velfungerende overførings-system skal sørge for at kraften bringes mellom ulike områder hvor behovet er størst, og at forsyningssikkerheten opprettholdes i situasjoner med variasjoner i produksjon og forbruk av elektrisitet. Handelsløsningene må tilpasses nye utfordringer i kraftsystemet, samtidig som markedsbaserte prinsipper legges til grunn.

2.2 Endringer i europeisk energipolitikk

Det europeiske energi- og kraftmarkedet gjennomgår store endringer. EU har en ambisjon om å utvikle en renere og mer effektiv energisektor. Dette er nødvendig dersom EU skal nå sine energi- og klimamål for 2030 og 2050. Gjennom flere år har EU arbeidet for å utvikle et mer velfungerende indre marked for elektrisitet og naturgass. Målene i EU forutsetter en omlegging av mange europeiske lands energiforsyning. Konvensjonell termisk kraftproduksjon reduseres, og fornybar kraftproduksjon basert på uregulerbare kilder som vind- og solkraft vokser raskt. De langsiktige ambisjonene på energi- og klimaområdet tilsier at dette er utviklingstrekk som vil forsterkes over tid.

Behovet for å sikre en pålitelig kraftforsyning til lavest mulig kostnad for forbrukerne er en viktig årsak bak EUs politikk for videreutvikling av det felles indre kraftmarked. EUs andre energimarkedspakke ble lagt fram for Stortinget i St.prp. nr. 52 (2005–2006) og inntatt i EØS-avtalen vedlegg IV (energi). EUs tredje energimarkedspakke ble vedtatt i 2009 og trådte i kraft i EU 3. mars 2011. Energimarkedspakkene trekker opp viktige hovedprinsipper for organiseringen av kraftmarkedet, men må suppleres med utfyllende regler. De fire forordningene som er omfattet av denne proposisjonen bidrar til dette.

EUs tredje energimarkedspakke er erstattet av nye direktiver og forordninger som ble vedtatt i EUs Ren energi-pakke («Clean Energy for All Europeans Package») i 2018 og 2019. Olje- og

energidepartementet sendte det endrede bygningsenergidirektivet på høring 5. september 2018. Departementet sendte det reviderte fornybardirektivet og det endrede energieffektiviseringsdirektivet på høring 14. januar 2019, sammen med den vedtatte styringssystemforordningen. Departementet sendte de vedtatte rettsaktene for elektrisitetsmarkedet på høring 9. juni 2020.

Den videre oppfølgingen av rettsaktene er til vurdering i departementet, og i samarbeid med de andre EØS/EFTA-statene drøftes blant annet behovet for EØS-tilpasninger. Fremtidig innlemmelse av rettsaktene i EUs Ren energi-pakke i EØS-avtalen vil bli gjenstand for eget saksframlegg for Stortinget, i tråd med ordinære prosedyrer.

2.3 Forordninger til utfylling av tredje energimarkedspakke

Med hjemmel i forordning (EF) 714/2009 har Kommisjonen siden 2015 vedtatt til sammen åtte forordninger knyttet til handel med elektrisitet over landegrensene. Disse er dels betegnet som «nettkoder» og dels som «retningslinjer». Tematisk er forordningene inndelt i områdene markedsorganisering, drift av systemet og tilknytning til kraftnettet. En generell omtale er gitt i Meld. St. 25 (2015–2016) Kraft til endring og Prop. 4 S (2017–2018) Samtykke til godkjenning av EØS-komiteens beslutning nr. 93/2017 om innlemmelse i EØS-avtalen av rettsaktene som inngår i den tredje energimarkedspakken.

Forordningene er vedtatt av Kommisjonen etter prosedyren for komitologi. Her har Norge observatørstatus med talerett. Underveis i prosessen som ledet til vedtagelse av forordningene, ga Statnett, Norges vassdrags- og energidirektorat og Olje- og energidepartementet innspill til utformingen av dem. Forordningene skal fremme et mer velfungerende kraftmarked over landegrensene med bedre utnyttelse av eksisterende overføringsnett for elektrisk kraft. Dette skal bidra til mer effektiv konkurranse, som også kommer forbrukerne til gode. Et viktig hensyn er også å legge til rette for et strømmett som kan ta imot mer fornybar energi, og dermed bidra til at EU når klima- og energimålsettingene for 2030. Forordningene gjelder overfor aktørene i kraftmarkedet, herunder TSOer, kraftprodusenter, nettselskap, kraftbørser, forskjellige aktører innenfor krafthandel og utstyrsleverandører.

Forordningene gjelder forhold som hittil i stor grad har vært regulert gjennom en avtalebasert

og ulovfestet praksis mellom landene, slik som den nordiske systemdriftsavtalen. Innholdet i forordningene knytter seg i stor grad til tilsvarende forhold som allerede er regulert i det nordiske kraftmarkedet i dag. Forordningene vil gjelde på et detaljeringsnivå som man i Norge tidligere har overlatt til den systemansvarlige (Statnett) å fastsette, ofte i samarbeid med de andre systemoperatørene i Norden. Det vil være Statnett som får mye av ansvaret for praktisk oppfølging av forordningene, ettersom regelverket krever omfattende kompetanse knyttet til den tekniske forståelsen av kraftmarkedet.

En praktisk forskjell mellom retningslinjer og nettkoder, er at retningslinjene krever at TSOer og NEMOer (Nominated Electricity Market Operators, dvs. kraftbørser) skal samarbeide videre om å utarbeide felles vilkår og metoder, for eksempel når det gjelder utviklingen av en felles modell for beregning av tilgjengelig overføringskapasitet i nettet. Formålet er å legge til rette for en effektiv utnyttelse av tilgjengelig kapasitet. De av forordningene som er vedtatt som «nettkoder» inneholder ikke slike bestemmelser.

Proessen for å utvikle nærmere vilkår og metoder har som formål å harmonisere regelverket ytterligere i EU. Visse vilkår og metoder skal utarbeides av samtlige TSOer eller NEMOer, og godkjennes av samtlige nasjonale reguleringsmyndigheter for energi. Dette sikrer felles gjennomføring på EU-nivå. Ikke alle metoder og vilkår kan harmoniseres på en effektiv måte i hele Europa. Noen vilkår og metoder skal derfor utarbeides og godkjennes for nærmere bestemte regioner, for eksempel Norden.

Dersom de nasjonale reguleringsmyndighetene ikke blir enige om å godkjenne et forslag til vilkår eller metoder, eller dersom de i fellesskap ber om det, skal byrået for samarbeid mellom energireguleringsmyndigheter (ACER) fatte vedtak om godkjenning. I EØS-komiteens beslutning 5. mai 2017 om innlemmelse av den tredje energimarkedspakken i EØS-avtalen er det inntatt tilpasninger om vedtak som kan fattes av ACER. Myndighet til å treffe vedtak overfor EFTA-statene er lagt til EFTAs overvåkingsorgan (ESA), som skal basere vedtaket sitt på et utkast fra ACER. Vedtaket skal rettes mot nasjonal reguleringsmyndighet, som deretter må fatte nødvendige vedtak internrettslig. Slike vedtak må til for at norske aktører skal bli rettslig bundet.

I Norge er det RME som vil få ansvaret for å godkjenne forslag til vilkår og metoder. Det følger av fortalen i EØS-komiteens beslutninger av 11. desember 2020 om innlemmelse av CACM, EB,

FCA og SOGL i EØS-avtalen, at løsningen for tredje energimarkedspakke skal gjelde i tilfeller hvor ACER kan fatte vedtak i EU. Det betyr at myndighet til å fatte vedtak overfor Norge legges til ESA. Se nærmere omtale nedenfor i punkt 5.2.

De omtalte vilkårene og metodene som skal utarbeides er i stor grad de samme som landene i Norden hittil har samarbeidet om på frivillig grunnlag. Det vil si at det meste ikke har vært direkte regulert i nasjonal lovgivning, men gjennom avtaler mellom de nordiske TSOene og andre aktører. Et eksempel er den nordiske systemdriftsavtalen.

I EU skjer harmoniseringen av vilkår og metoder dels på EU-nivå og dels i nærmere bestemte regioner, herunder Norden, og dette samarbeidet formaliseres. For å oppnå en effektiv krafthandel og bruk av overføringsnettet for elektrisk kraft er det nødvendig med god koordinering mellom systemoperatører og energimyndighetene i de forskjellige landene, både regionalt slik som i Norden og innenfor EU som helhet. Forordningene sikrer fremdrift i utredninger og beslutninger, og vil gi økt transparens og involvering for nettkunder og myndigheter.

I stor grad dreier vilkårene og metodene seg om formalisering av eksisterende prosesser og samarbeid mellom aktørene på tvers av budområder og landegrenser. Forordningene vurderes i lys av dette å kunne gjennomføres i Norge uten større økonomiske og administrative konsekvenser.

Stortinget vedtok 22. mars 2018 samtykke til innlemmelse i EØS-avtalen av rettsaktene som inngår i den tredje energimarkedspakken, jf. Prop. 4 S (2017–2018). De fire forordningene som er omfattet av EØS-komiteens beslutninger av 11. desember 2020 er vedtatt i medhold av forordning 714/2009, og utfyller deler av den tredje energimarkedspakken. Innlemmelse av forordningene i EØS-avtalen vil styrke mulighetene for norske aktører til å påvirke den videre utviklingen av EUs energimarkeder, blant annet gjennom deltagelse i ekspertorganer slik som ACER. Innlemmelsen gir Statnett, NEMOer (som Nord Pool) og RME rett til å delta i arbeidet med å utvikle vilkår og metoder innenfor en tekniske spørsmål som må koordineres mellom landene for å realisere et effektivt kraftmarked, i tråd med vedtatte prinsipper i den tredje energimarkedspakken.

2.4 Høring

2.4.1 Gjennomføringen av høringene

Olje- og energidepartementet fremmet i et høringsnotat av 23. november 2018 forslag til endringer i energiloven for å gjennomføre Kommissjonsforordning (EU) 2015/1222 av 24. juli 2015 om fastsettelse av retningslinjer for kapasitetstildeling og flaskehalshåndtering (CACM). Høringsdokumentet ble lagt ut på departementets hjemmeside med invitasjon også til andre enn de som sto på høringslisten til å komme med uttalelser. Høringsdokumentet ble sendt til følgende institusjoner og organisasjoner:

Departementene

Direktoratet for samfunnssikkerhet og beredskap
 Finanstilsynet
 Forbrukerombudet
 Forbrukerrådet
 Forbrukerklageutvalget
 Fylkesmennene
 Konkurransetilsynet
 Konkurranseskjemennda
 v/klagenemndssekretariatet
 Norges forskningsråd
 Norges vassdrags- og energidirektorat
 Regelrådet
 Regjeringsadvokaten
 Statistisk sentralbyrå

Universitetet i Oslo, Senter for europarett
 Universitetet i Oslo, Nordisk Institutt for Sjørett

Sametinget

Fylkeskommunene

Enova SF
 Statkraft SF
 Statnett SF

Den norske advokatforening
 DistriktsEnergi
 Ecohz AS
 El & IT forbundet
 Energi Norge
 Energiveteranene
 Energibrukerne
 Framtiden i våre hender
 Greenpeace Norge
 Hovedorganisasjonen Virke
 Industri Energi

KS – kommunesektorens organisasjon
 KS Bedrift
 Landsorganisasjonen i Norge (LO)
 Landssamanslutninga av vasskraftkommunar
 Landssammenslutningen av norske
 vindkraftkommuner
 Miljøstiftelsen Bellona
 Natur og Ungdom
 Næringslivets hovedorganisasjon (NHO)
 Nord Pool
 Norges handelshøyskole
 Norges Miljøvernforbund
 Norges Naturvernforbund
 Norsk Industri
 Norwea
 Samarbeidande Kraftfylke,
 c/o SFE Energisekretariatet
 Samarbeidsrådet for naturvernsaker
 Samfunns- og næringslivsforskning
 SINTEF Energiforskning AS
 Småkraft AS
 Småkraftforeninga

Zero

Departementet mottok i alt 15 høringsuttalelser, og disse er lagt ut på departementets hjemmeside.

Følgende 8 høringsinstanser ga realitetsuttalelser:

Statnett SF
 Nei til EU
 Ferskvannsaksjonen
 Trondhjems Kjemiske Industriarbeiderforening
 Energi Norge
 Landsorganisasjonen i Norge
 Nord Pool AS
 Norsk Industri

Følgende 7 høringsinstanser hadde ikke merknader:

Forsvarsdepartementet
 Helse- og omsorgsdepartementet
 Justis- og beredskapsdepartementet
 Klima- og miljødepartementet
 Utenriksdepartementet

Norges vassdrags- og energidirektorat
 Statistisk sentralbyrå

Olje- og energidepartementet fremmet i tre høringsnotater av 26. september 2019 forslag til endringer i energiloven for å gjennomføre Kommisjonsforordning (EU) 2017/2195 av 23. novem-

ber 2017 om fastsettelse av retningslinjer for balansering av kraftsystemet (EB), Kommisjonsforordning (EU) 2016/1719 av 26. september 2016 om fastsettelse av retningslinjer for langsiktig kapasitetsfastsettelse (FCA) og Kommisjonsforordning (EU) 2017/1485 av 2. august 2017 om fastsettelse av retningslinjer for drift av transmisjonsnett for elektrisk kraft (SOGL).

Høringsdokumentene ble lagt ut på departementets hjemmeside med invitasjon også til andre enn de som sto på høringslisten til å komme med uttalelser. Høringsdokumentene ble sendt til de samme institusjoner og organisasjoner som er listet opp ovenfor, med unntak av Ecohz AS og Energibrukerne. Departementet mottok i alt 14 høringsuttalelser, og disse er lagt ut på departementets hjemmeside.

Følgende 7 høringsinstanser ga realitetsuttalelser:

Statnett SF

DistriktsEnergi
 Energi Norge
 Hafslund Nett
 Hydro
 Lyse Elnett AS
 Nei til EU

Følgende 7 høringsinstanser hadde ikke merknader:

Helse- og omsorgsdepartementet
 Justis- og beredskapsdepartementet
 Klima- og miljødepartementet
 Samferdselsdepartementet
 Utenriksdepartementet

Statistisk sentralbyrå
 Nord Pool AS

2.4.2 Hovedinntrykk fra høringene

Flere høringsinstanser, heriblant DistriktsEnergi og Energi Norge, er positive til innlemmelsen av forordningene i EØS-avtalen og gjennomføringen i norsk rett, og viser til fordelene med et harmonisert regelverk for å legge til rette for et velfungerende kraftmarked, og at norske aktører kan delta og bidra i dette. Flere er bekymret for tiden det tar å gjennomføre regelverket i Norge, og ønsker seg større grad av transparens og involvering i utarbeidelsen av rettsakter, vurderinger av EØS-relevans, samt arbeidet med EØS-tilpasninger. Noen høringsinstanser viser til at det kan være uklarhe-

ter og potensiell motstrid mellom forordningene og norsk regelverk, særlig på forskriftsnivå, ved en gjennomføring og mener det er behov for ytterligere vurderinger av dette.

Andre instanser, slik som Ferskvannsaksjonen, mener Stortinget bør utsette videre behandling av rettsakter knyttet til den tredje energimarkedspakken. Det vises blant annet til at det faglige utredningsgrunnlaget er mangelfullt, fravær av konsekvensanalyse, at det er fremmet et søksmål knyttet til innlemmelsen av tredje energimarkedspakke i EØS-avtalen som ikke er avsluttet, at rettsaktene er en trussel mot norsk kraftforedlende industri som er avhengig av en konkurransedyktig kraftpris, og at Norge fratras politisk styring over elektrisk kraft. Etter Nei til EUs syn innebærer innlemmelse en suverenitetsavståelse som må behandles etter Grunnloven § 115.

Høringsinstansenes syn er nærmere beskrevet nedenfor under punkt 6.3.

2.5 Forordninger som ikke er omfattet av EØS-komiteens beslutninger

2.5.1 Innledning

I tillegg til forordningene nevnt i punkt 1, som er omfattet av EØS-komiteens beslutninger av 11. desember 2020, har Kommisjonen vedtatt fire forordninger med hjemmel i forordning 714/2009 som er betegnet som nettkoder. For sammenhengens skyld er det inntatt en beskrivelse av disse, slik at samtlige av de vedtatte forordningene under forordning 714/2009 omtales. Kommisjonen har vedtatt følgende forordninger som «nettkoder»:

- Kommisjonsforordning (EU) 2016/631 om fastsettelse av en nettkode om krav for nettilknytning av generatorer (RfG)
- Kommisjonsforordning (EU) 2016/1388 om fastsettelse av en nettkode om nettilknytning av forbruk (DCC)
- Kommisjonsforordning (EU) 2016/1447 om fastsettelse av en nettkode om krav for nettilknytning av høyspent likestrømssystemer og produksjonsparker tilknyttet nettet via likestrømskabler (HVDC)
- Kommisjonsforordning (EU) 2017/2196 om fastsettelse av en nettkode om nødsituasjoner og gjenoppretting (ER)

Det er forutsatt i EØS-avtalen at rettsakter som faller innenfor avtalens virkeområde (EØS-relevante) skal innlemmes i avtalen gjennom beslutning i EØS-komiteen. Etter departementets vurdering må

rettsaktene som fremmer grensekryssende handel med elektrisitet og like konkurransevilkår i utgangspunktet regnes som EØS-relevante. På den bakgrunn anses RfG, DCC og HVDC som EØS-relevante. Departementet har så langt ikke konkludert på om ER skal anses som EØS-relevant.

Kommisjonen har også vedtatt nærmere forordninger for det indre markedet for naturgass i EU i medhold av forordning 715/2009 (gasstransmisjonsforordningen). I Norge finnes det i dag ikke noe transmisjonsnett for gass. På bakgrunn av dette er departementets vurdering at de underliggende forordningene for gass ikke vil få betydning i Norge.

2.5.2 Forordningen om nødsituasjoner og gjenoppretting

Kommisjonsforordning (EU) 2017/2196 om fastsettelse av en nettkode om nødsituasjoner og gjenoppretting (ER) ble vedtatt 24. november 2017 og trådte i hovedsak i kraft 18. desember 2017 i EU. Noen av bestemmelsene trer i kraft 28. desember 2022. ER har som formål å opprettholde driftssikkerheten og forhindre at hendelser forårsaker utstrakte ubalanser eller utfall, samt å legge til rette for effektiv og rask gjenoppretting av systemet etter en nødsituasjon eller blackout.

ER stiller krav til at TSOene skal utarbeide to ulike beredskapsplaner, én for å beskytte kraftsystemet, og én for å raskt gjenopprette funksjonen i kraftsystemet dersom det har vært en blackout. TSOen skal orientere nasjonale myndigheter om innholdet i de to beredskapsplanene, og deler av innholdet skal også godkjennes av nasjonale myndigheter.

Planen for å beskytte kraftsystemet inneholder tekniske og organisatoriske tiltak som skal motvirke skade og opprettholde funksjonen i kraftsystemet. Planen skal tas i bruk dersom systemet er i en nødsituasjon eller dersom det viser seg å være nødvendig basert på en analyse av driftssikkerheten. Gjenoppretingsplanen skal inneholde prosedyrer for å spenningsette kraftsystemet igjen etter utfall. Det er også bestemmelser om prosedyrer for suspensjon av markedsaktiviteter i bestemte tilfeller. Videre er det bestemmelser om informasjonsutveksling, krav til kommunikasjonssystemer, samt testing av utstyr.

2.5.3 Forordningene om nettilknytning av generatorer og forbruk

Kommisjonsforordning (EU) 2016/631 om fastsettelse av en nettkode om krav for nettilknytning

av generatorer (RfG) ble vedtatt 14. april 2016. Forordningen trådte i kraft 18. mai 2016 og kom til anvendelse fra 27. april 2019 i EU. Kommissjonsforordning (EU) 2016/1388 om fastsettelse av en nettkode om nettilknytning av forbruk (DCC) ble vedtatt 17. august 2016. Den trådte i kraft 7. september 2016 og kom til anvendelse fra 18. august 2019 i EU.

RfG og DCC er to av tre nettkoder om tilknytning. Hensikten er å bidra til at nettet utvikles på en effektiv og sikker måte og kan møte fremtidige utfordringer i kraftsystemet, blant annet knyttet til økt integrasjon av uregulerbar energiproduksjon (vind- og solkraft). RfG fastsetter tekniske funksjonskrav for alle nye produksjonsanlegg som skal tilknyttes nettet. Kravene avhenger av produksjonsanleggets størrelse. RfG definerer også oppgaver og ansvar for produsenter og nettselskaper når det gjelder selve tilknytningsprosessen. DCC fastsetter harmoniserte, tekniske funksjonskrav til nye uttaks kunder som skal tilknyttes nettet, med fokus på industrikunder og distribusjonsnettoperatører (DSOer) med uttak fra transmisjonsnettet.

De to nettkodene retter seg først og fremst mot nye produksjonsanlegg og nye uttaksenheter som skal knyttes til nettet.

2.5.4 Forordning om nettilknytning av HVDC-systemer og produksjonsparker tilknyttet via likestrømskabler

Kommissjonsforordning (EU) 2016/1447 om fastsettelse av en nettkode om krav for nettilknytning av høyspent likestrømssystemer og produksjonsparker tilknyttet nettet via likestrømskabler (HVDC) ble vedtatt 26. august 2016. Den trådte i kraft 28. september 2016 og kom til anvendelse fra 8. september 2019 i EU.

HVDC er den tredje av tre nettkoder om nettilknytning. Formålet er å bidra til at nettet utvikles på en effektiv og sikker måte og kan møte fremtidige utfordringer i kraftsystemet, blant annet knyttet til økt integrasjon av uregulerbar energiproduksjon. Nettkoden fastsetter tekniske funksjonskrav for alle nye tilknytninger av HVDC-kabler og produsenter som skal tilknyttes nettet via DC-likestrømskabler. Dette kan være offshore vindkraftprodusenter. Nettkoden definerer også oppgaver og ansvar for produsenter og nettselskaper når det gjelder selve tilknytningsprosessen.

3 Innholdet i forordningene som er omfattet av EØS-komiteens beslutninger

3.1 Forordning (EU) 2015/1222 om fastsettelse av retningslinjer for kapasitetstildeling og flaskehalsåndtering (CACM)

Forordningen har en fortale og 84 artikler, som er inndelt i fem avdelinger. Avdeling I inneholder generelle bestemmelser, herunder om bakgrunn og formål. Avdeling II omhandler krav til vilkår og metoder som skal utvikles og godkjennes, og inneholder artiklene 14 til 72. Avdeling III omhandler fordeling av kostnader, og inneholder artiklene 73 til 80. Avdeling IV inneholder artikkel 81 om delegering av oppgaver, og artikkel 82 om overvåking av gjennomføringen markedskobling. Avdeling V omfatter artikkel 83 om overgangsbestemmelser for Irland og Nord-Irland og artikkel 84 om ikrafttredelse.

Formålet med forordningen er å legge til rette for en effektiv kobling av de europeiske markedene for omsetning av elektrisk energi dagen før (day-ahead) og intradag. Dagen før-markedet er markedet for kontrakter med levering av fysisk kraft time for time neste døgn. I intradagmarkedet handles det kontinuerlig i tidsrommet mellom klaringen i dagen før-markedet og fram til én time før driftstimen. Disse markedene sikrer i stor grad den momentane balansen mellom tilbud og etterspørsel som til enhver tid må gjelde i kraftsystemet. CACM gir et grunnlag for en koordinert og effektiv kapasitetstildeling og flaskehalsåndtering for å sikre en mer effektiv utnyttelse av strømmettet i Europa. Det skal i størst mulig grad anvendes markedsbaserte og ikke-diskriminerende virkemidler, og tilgjengelig kapasitet på utenlandsforbindelser skal utnyttes best mulig.

CACM har regler om konkurranse mellom kraftbørser (NEMOer) og om samarbeid mellom disse om en markedskoblingsfunksjon, det vil si en prisalgoritme som matcher kjøps- og salgsbud på en mest mulig optimal måte. I Norge skjer hoveddelen av den fysiske krafthandelen på de organiserte markedsplassene. Nord Pool AS og EPEX SPOT SE har konsesjon for å drive organi-

sert markedsplass for omsetning av elektrisk energi.

I CACM er det krav om at operatører av transmisjonssystem og kraftbørser skal samarbeide om å utarbeide forslag til utfyllende vilkår og metoder om funksjoner som må harmoniseres i et effektivt kraftmarked mellom landene. Det omfatter blant annet utvikling av en felles nettmodell og metode for kapasitetstildeling, metode for fordeling av flaskehalsinntekter, utvikling av en felles markedskoblingsfunksjon m.m. Europeisk markedskobling har tidligere vært basert på frivillig samarbeid og regionale initiativ, og dette har i praksis vært til hinder for en effektiv utvikling av slike løsninger mellom landene.

3.2 Forordning (EU) 2016/1719 om fastsettelse av retningslinjer for langsiktig kapasitetsfastsettelse (FCA)

Forordningen har en fortale og 64 artikler, som er inndelt i fire avdelinger. Avdeling I inneholder generelle bestemmelser, herunder om formål og virkeområde. Avdeling II omhandler krav til vilkår og metoder som skal utvikles og godkjennes, og inneholder artiklene 8 til 61. Bestemmelsene som knytter seg til kapasitetsberegning er nært knyttet til tilsvarende bestemmelser i CACM. Avdeling III inneholder artikkel 62 om delegering av oppgaver, og artikkel 63 om overvåking hos Entso-E. Avdeling IV inneholder artikkel 64 om ikrafttredelse.

Formålet med forordningen er å legge til rette for et integrert europeisk kraftmarked gjennom å sørge for at markedsaktørene har tilgang til effektive muligheter for å sikre seg mot fremtidig prisrisiko. Forordningen tar utgangspunkt i at TSOene skal utstede såkalte langsiktige transmisjonsrettigheter, som et produkt for prissikring. Dette er ikke et absolutt krav etter forordningen, dersom det finnes eller innføres andre prissikringsmuligheter.

FCA oppstiller blant annet regler for langsiktig kapasitetsfastsettelse, etablering av en plattform for auksjonering av langsiktige transmisjonsrettigheter og regler for handel med langsiktige transmisjonsrettigheter.

For FCA skal samarbeidsprosedyrene anvendes blant annet for utvikling av en felles plattform for auksjonering av langsiktige transmisjonsrettigheter, harmoniserte regler for handelen av disse, regionalt design av langsiktige transmisjonsrettigheter m.m.

Som en hovedregel skal TSOene utstede langsiktige transmisjonsrettigheter på budområdegrensene. Unntak er mulig dersom reguleringsmyndighetene fatter en koordinert beslutning om at det ikke skal utstedes langsiktige transmisjonsrettigheter. En slik beslutning må bygge på en analyse utført av reguleringsmyndighetene som viser at det er tilstrekkelige prissikringsmuligheter i de relevante budområdene. Reguleringsmyndighetene kan alternativt beslutte at det skal innføres andre tiltak for å sikre tilstrekkelige prissikringsmuligheter. Der langsiktige transmisjonsrettigheter ikke utstedes, skal analysen gjentas minst hvert fjerde år.

TSOene i de andre nordiske landene hvor FCA har trådt i kraft, utsteder ikke transmisjonsrettigheter, med unntak av mellom prisområdene i Danmark og enkelte forbindelser mellom Danmark og Tyskland. Derimot benytter aktørene finansielle produkter til prissikring. Finansielle produkter omtales ofte som langsiktige kontrakter fordi de handles for en periode lenger fram i tid enn de fysiske produktene. Finansiell krafthandel kan foregå både bilateralt og på en markeds plass/børs. I dag foregår det meste av den finansielle handelen i Norden på børsen Nasdaq OMX Commodities AS.

3.3 Forordning (EU) 2017/1485 om fastsettelse av retningslinjer for drift av transmisjonsnettet for elektrisk kraft (SOGL)

Forordningen inneholder en fortale og 192 artikler, som er inndelt i 5 deler med underkapitler. Del I har generelle bestemmelser og inneholder artiklene 1 til 17. Del II omhandler operasjonell sikkerhet, og inneholder artiklene 17 til 63. Del III omhandler operasjonell planlegging og inneholder artiklene 64 til 117. Del IV omhandler lastfrekvensregulering og reserver og inneholder artiklene 118 til 190. Del V inneholder sluttbestemmelser i artiklene 191 og 192.

Formålet med forordningen er å sikre god driftssikkerhet og frekvenskvalitet, samt effektiv bruk av det sammenkoblede europeiske kraftsystemet. SOGL oppstiller krav til driftssikkerhet og tiltak for å opprettholde normal drift, og har bestemmelser om driftsplanlegging, driftsstanser og driftssikkerhetsanalyser i kraftsystemet. SOGL har også regler for frekvensregulering og reserver, inkludert tekniske krav til blant annet responstider og volum.

Forordningen setter blant annet krav til driftssikkerhet og tiltak for å opprettholde normal drift, og legger utgangspunktet for felles metoder, prinsipper og tidsfrister for driftsplanlegging og driftssikkerhetsanalyser. Forordningen har også regler for frekvensregulering og reserver, inkludert tekniske krav til blant annet responstider og volum.

SOGL fastsetter regler og ansvarsforhold for koordinering og datautveksling mellom TSOer, operatører av distribusjonsnett (DSOer) og betydelige nettbrukere i forbindelse med driften. Forordningen stiller krav til planlegging av driftsstanser samt driftsplanlegging mellom TSOer. Forordningen har bestemmelser om at TSOene i hver region skal samarbeide om å utvikle forslag til bestemmelser om regional driftssikkerhetskoordinering. Alle TSOer skal være dekket av minst én regional driftssikkerhetskoordinator som skal støtte TSOene ved å gjennomføre ulike oppgaver.

SOGL legger til grunn prinsippene om blant annet proporsjonalitet, ikke-diskriminering, at markedsbaserte virkemidler skal brukes så langt det er mulig, samt at ansvaret som er gitt den enkelte TSO for å sørge for systemsikkerheten skal respekteres.

3.4 Forordning (EU) 2017/2195 om fastsettelse av retningslinjer for balansering av kraftsystemet (EB)

Forordningen har en fortale og 65 artikler, og er inndelt i 10 avdelinger. Avdeling I har alminnelige bestemmelser, og inneholder artiklene 1 til 13. Avdeling II har bestemmelser om balansemarkedet for elektrisk kraft, og inneholder artiklene 14 til 28. Avdeling III har bestemmelser om kjøp av balansetjenester, og inneholder artiklene 29 til 35. Avdeling IV omhandler utvekslingskapasitet mellom budområder for balansetjenester, og inneholder artiklene 36 til 43. Avdeling V omhandler avregning, og inneholder artiklene 44 til 57. Avdeling VI omhandler algoritmer, og inneholder artik-

kel 58. Avdeling VII omhandler rapportering, og inneholder artiklene 59 og 60. Avdeling VIII omhandler nytte- og kostnadsanalyse, og inneholder artikkel 61. Avdeling IX omhandler unntak og overvåking, og inneholder artiklene 62 og 63. Avdeling X har en overgangsbestemmelse for Irland og Nord-Irland (artikkel 64) og om ikrafttredelse (artikkel 65).

Formålet med forordningen er å tilrettelegge for felles velfungerende europeiske markeder for utveksling av balansetjenester på tvers av landegrensene og budområder. Markedene brukes av de systemansvarlige for å opprettholde momentan balanse i kraftsystemet. Dette skal oppnås blant annet gjennom etablering av felles handelsplattformer for utveksling av balanseenergi og harmonisering av krav til blant annet anskaffelse, aktivering og avregning av balansetjenester. Mer uregulerbar fornybar energi øker utfordringene med å sikre den momentane balansen i kraftsystemet. Ved å legge til rette for grensekryssende handel med balansetjenester kan det oppnås en mer effektiv og sikker systemdrift.

EB legger grunnlaget for en koordinert utvikling av felles handelsplattformer for utveksling av balansetjenester i Europa, og fastsetter regler for blant annet deltakelse i balansemarkeder, aktivering av og handel med balansetjenester, kapasitetsfastsettelse i tidsrammen for balansering og regler for ubalanseavregning. EB legger til rette for at både forbrukere og produsenter kan delta i balansemarkedet og for utveksling av balansekapasitet mellom TSOer.

Dels har forordningen bestemmelser som gjelder på felleseuropeisk nivå, og dels for regioner innenfor EU eller det enkelte land. Med regioner omfattes grupper av land, for eksempel Norden. Dette gir en viss fleksibilitet når det gjelder å ivareta regionale hensyn. For Norges del står forordningen sentralt i videreutviklingen av det nordiske samarbeidet om balansering. Den europeiske dimensjonen kan på sikt også gi tilgang til større balansemarkeder.

EB oppstiller rettigheter og plikter for aktører i energimarkedet, herunder nasjonale reguleringsmyndigheter, TSOer, operatører av distribusjonsnett (DSOer), leverandører av balansetjenester og balanseansvarlige. Med leverandør av balansetjenester menes markedsaktører som kan tilby opp- og/eller nedregulering, som for eksempel kraftprodusenter, aggregatører m.m. Som balanseansvarlige omfattes kraftprodusenter og kraftleverandører.

3.5 Nærmere om vilkår og metoder iht. forordningene

3.5.1 Innledning

Som systemansvarlig har Statnett det overordnede ansvaret for å koordinere driften av kraftsystemet. Gjennomføring av CACM, SOGL, FCA og EB er en forutsetning for at norske aktører, som Statnett, Nord Pool og RME får delta i utviklingen av metoder og vilkår under forordningene, samt endringer av disse.

Deltagelse i slike prosesser er avgjørende for markedskoblingen mellom kraftsystemene Norge og våre naboland. De fleste av vilkårene og metodene som skal utvikles i medhold av CACM, EB, FCA og SOGL er nå utarbeidet og vedtatt i EU. Fremover vil det likevel være behov for å revidere og oppdatere disse i tråd med utviklingen i kraftmarkedet. En del av de fastsatte vilkår og metoder er allerede revidert, mens andre er under revisjon.

3.5.2 Prosedyren for fastsettelse av vilkår og metoder

CACM, EB, FCA og SOGL inneholder bestemmelser om at TSOer eller NEMOer skal utarbeide forslag til vilkår og metoder for å utvikle felles løsninger for å tilrettelegge for et velfungerende kraftmarked over landegrensene. Vilråene og metodene skal utvikles i tråd med prinsippene for krafthandel som følger av forordningene og det overliggende regelverket i den tredje energimarkedspakken. De nasjonale reguleringsmyndighetene for energi, slik som RME i Norge, skal godkjenne slike vilkår og metoder.

Prosesen for TSOenes og NEMOenes utarbeidelse og fastsettelse av forslag til vilkår og metoder er lik under CACM, EB, FCA og SOGL. Prosedyren følger av CACM artikkel 9, EB artiklene 4 og 5, FCA artikkel 4 og SOGL artiklene 5 og 6. For enkelhets skyld beskrives prosessen i det følgende med utgangspunkt i CACM. Noen av forslagene skal utvikles på europeisk nivå, mens andre utvikles innenfor regioner, for eksempel kapasitetsberegningregioner som består av flere land, og noen på nasjonalt nivå. Forslagene skal godkjennes av henholdsvis samtlige nasjonale reguleringsmyndigheter for energi, de berørte reguleringsmyndighetene i den aktuelle regionen, eller reguleringsmyndigheten i det enkelte land som er berørt.

Det følger av CACM artikkel 9 at TSOer og NEMOer skal samarbeide om å utvikle forslag til nærmere angitte vilkår og metoder. Forslagene skal sendes på høring og godkjennes av de nasjonale reguleringsmyndighetene, og offentliggjøres. Når TSOer og NEMOer i fellesskap skal utarbeide og bli enige om forslag til vilkår og metoder, er utgangspunktet krav om enstemmighet. Ved uenighet stemmes det over forslagene med kvalifisert flertall. Gjennom EØS-tilpasningene har norsk TSO og NEMO stemmerett på lik linje med aktørene i EU.

I de felleseuropeiske beslutningene består et kvalifisert flertall av TSOer eller NEMOer som representerer minimum 55 prosent av medlemsstatene og 65 prosent av befolkningen i EU. Et mindretall må omfatte TSOer eller NEMOer som representerer minst fire medlemsstater for å være blokkerende. I de regionale beslutningene (dvs. vilkår og metoder som kun skal gjelde enkelte stater i EU) består et kvalifisert flertall av TSOer som representerer minimum 72 prosent av medlemsstatene som er berørt, og minst 65 prosent av befolkningen i den aktuelle regionen. Et mindretall må minst omfatte TSOer som representerer mer enn 35 prosent av befolkningen i medlemsstatene, samt TSOer som representerer minst en ytterligere medlemsstat som er berørt, for å være blokkerende. Dette gjelder regioner som består av flere enn fem medlemsstater.

I regioner som består av fem eller færre stater, skal det være enstemmighet når TSOene fremmer forslag til felles vilkår eller metoder. Når NEMOer fremmer forslag til vilkår eller metoder i en region fattes beslutning ved enstemmighet.

Forslagene til vilkårene og metodene blir bindende for de aktuelle TSOene og NEMOene når de er godkjent av reguleringsmyndigheten i de enkelte statene. Hvis reguleringsmyndighetene ikke godkjenner forslaget, kan de be om at det utarbeides et nytt forslag, og må innen gitte tidsfrister fatte en beslutning om det nye forslaget. Dersom flere enn én reguleringsmyndighet skal godkjenne det fremlagte forslaget, skal de samarbeide for å komme fram til enighet, eventuelt ta i betraktning en uttalelse fra ACER.

Hvis reguleringsmyndighetene ikke kommer fram til enighet innen en frist på seks måneder, eller dersom de i fellesskap ber om det, skal ACER fatte vedtak om de fremlagte forslagene til vilkår og metoder innen en frist på seks måneder, jf. artikkel 9 nr. 11. I fortalene til EØS-komiteens beslutninger om innlemmelse av CACM, EB, SOGL og FCA fremgår det at EØS-tilpasningene for tredje energimarkedspakke knyttet til ACERs

myndighet skal gjelde. Det innebærer at myndighet til å fatte vedtak overfor Norge legges til ESA i saker som gjelder EØS/EFTA-statene.

I EØS-komiteens beslutning 5. mai 2017 om innlemmelse av tredje energimarkedspakke i EØS-avtalen, som ble behandlet av Stortinget i henhold til Prop. 4 S (2017–2018) og Innst. 178 S (2017–2018), er det inntatt tilpasninger om vedtak som kan fattes av ACER. Myndighet til å treffe vedtak overfor EØS/EFTA-statene er lagt til EFTAs overvåkingsorgan (ESA), som skal basere vedtaket sitt på et utkast fra ACER. Vedtaket skal rettes mot nasjonal reguleringsmyndighet, som deretter må fatte nødvendige vedtak internrettlig. Slike vedtak må til for at norske aktører skal bli rettslig bundet.

I Norge har RME myndighet til å fatte vedtak om forhåndskontroll med blant annet vilkår og metoder med hjemmel i energiloven. Dette innebærer at det er norske myndigheter som har ansvaret for tilsyn og kontroll med at vedtak fra ESA etterleves av aktørene i Norge, i henhold til norsk lovgivning. Vedtak som er fattet av RME vil være bindende etter norsk rett og gjelder for dem vedtaket er rettet mot. Vedtakene kan påklages til Energiklagenemnda og vil også være underlagt ordinære regler om domstolskontroll med forvaltningens avgjørelser.

3.5.3 Eksempler på vilkår og metoder

Tidligere brukte hver TSO i de forskjellige statene sin individuelle nettmodell i beregning og fastsettelse av overføringskapasiteten som gjøres tilgjengelig for handel i kraftmarkedet. Med flere sammenkoblinger av de nasjonale kraftnettene og økt integrering av de europeiske kraftmarkedene, er det behov for en felles nettmodell i EU. Det er fastsatt en metode for en felles nettmodell, som får virkning som supplement til CACM, EB, FCA og SOGL.

Modellen er et datasett som dekker hele EU, og som beskriver de viktigste egenskapene ved kraftsystemet (produksjon, last og nettopologi) og reglene for å endre disse egenskapene i forbindelse med kapasitetsberegningen. TSOene benytter modellen til å simulere nettets ytelse og til å ta beslutninger om tildeling av overføringskapasitet. På den måten får TSOene bedre informasjon om tiltakene som må iverksettes for å opprettholde påliteligheten i nettet til lavest mulig kostnad og innvirkning på kundene (distribusjonsnett, produsenter og forbrukere).

Relatert til den felles nettmodellen er en metode for fremlegging av produksjon- og last-

data. Denne metoden spesifiserer krav til data som skal leveres inn til nettmodellen.

Et tredje eksempel på en vedtatt metode er frist for bindende fastsettelse av kapasitet i dagenfør-markedet. Metoden går ut på å bestemme tidspunktet for når utvekslingskapasitet mellom budområder blir bindende fastsatt. Da gis det en garanti for at tildelt utvekslingskapasitet mellom budområder forblir uendret. Aktørene som handler i kraftmarkedet, skal sikres godtgjøring dersom den tildelte kapasiteten likevel ikke ble gjort tilgjengelig som først fastsatt.

3.5.4 Endringer i prosedyren som følge av Ren energi-pakken

I den reviderte ACER-forordningen av 2019, som trådte i kraft i EU 4. juli 2019, er det gjort endringer i prosedyren for de av vilkårene og metodene som skal utvikles på felleseuropeisk nivå. Som en konsekvens av dette er det vedtatt endringer i prosedyren for godkjenning av noen vilkår og metoder i retningslinjene CACM, EB, FCA og SOGL. Dette følger av kommisjonsforord-

ning (EU) 2021/280 av 22. februar 2021, som trådte i kraft i EU 15. mars 2021.

Den reviderte ACER-forordningen og den endrede prosedyren i retningslinjene er ikke omfattet av EØS-komiteens beslutninger av 11. desember 2020. Endringene omtales her kun til orientering. Fremtidig innlemmelse i EØS-avtalen av EUs Ren energi-pakke vil bli gjenstand for eget saksfremlegg for Stortinget, i tråd med ordinære prosedyrer.

I den reviderte ACER-forordningen fra 2019 er det gjort endringer som innebærer at forslag til felles vilkår og metoder som gjelder alle EU-statene skal oversendes direkte til ACER for godkjenning. Dette skiller seg fra tredje energimarkedspakke og forordningene som er omhandlet i denne proposisjonen, hvor slike vilkår og metoder først må behandles av nasjonale reguleringsmyndigheter og deretter sendes til ACER ved eventuell uenighet eller ved felles forespørsel. Forslag til vilkår og metoder av regional karakter skal i utgangspunktet fortsatt behandles etter prosedyren som følger av tredje energimarkedspakke.

4 Samtykke til EØS-komiteens beslutninger

4.1 Innledning

EØS-komiteen har 11. desember 2020 fattet fire beslutninger om innlemmelse av henholdsvis CACM, EB, FCA og SOGL i EØS-avtalen. Beslutningene er vedlagt. Tilpasningstekstene viser til ulike relevante artikler i de fire forordningene, men er ellers identiske. Beslutningene inneholder en fortale og fire artikler.

Artikkel 1 fastsetter at henholdsvis forordningene (EU) 2015/1222 av 24. juli 2015 om fastsettelse av retningslinjer for kapasitetstildeling og flaskehalshåndtering (CACM), forordning (EU) 2016/1719 av 26. september 2016 om fastsettelse av retningslinjer for langsiktig kapasitetsfastsettelse (FCA), forordning (EU) 2017/1485 av 2. august 2017 om fastsettelse av retningslinjer for drift av transmisjonsnettet for elektrisk kraft (SOGL) og forordning (EU) 2017/2195 av 23. november 2017 om fastsettelse av retningslinjer for balansering av kraftsystemet (EB) skal tas inn i EØS-avtalen vedlegg IV, og fastsetter EØS-tilpasninger til forordningene.

Artikkel 2 slår fast at tekstene til forordningene på islandsk og norsk som skal kunngjøres i EØS-tillegget til Den europeiske unions tidende, skal gis gyldighet.

Artikkel 3 slår fast at beslutningene tar til å gjelde på det vilkåret at EØS-komiteen har mottatt alle meldinger etter artikkel 103 nr. 1 i EØS-avtalen. For Norges del innebærer dette at det blir innhentet samtykke fra Stortinget, jf. Grunnloven § 26 annet ledd.

Artikkel 4 slår fast at beslutningene skal kunngjøres i EØS-avdelingen av og EØS-tillegget til Den europeiske unions tidende.

4.2 Tilpasningstekster

4.2.1 Gjensidig rett til deltakelse

Det er i fortalene vist til at referanser til aktører i EU skal forstås på samme måte og inkludere tilsvarende aktører i Norge. Det innebærer at norske aktører som RME og Statnett gis lik rett til

deltakelse i utarbeidelsen og fastsettelsen av forslag til vilkår og metoder på linje med EU-aktører. I fortalen til CACM er det også vist til NEMO (som Nord Pool) i denne sammenheng. Det er i fortalene presisert at dersom forslag til vilkår og metoder krever godkjenning av mer enn én reguleringsmyndighet, skal disse konsultere med hverandre og samarbeide tett for å komme fram til en løsning, og at den norske reguleringsmyndigheten skal involveres i slike konsultasjoner og samarbeid.

Det er i artikkel 1 vist til at stemmefordelingsnøkkelen skal ta i betraktning norsk befolkning ved vurderingen av om kvalifisert flertall anses oppnådd. Videre vises det til at bestemmelser om regioner bestående av fem medlemsstater skal forstås som regioner bestående av fire EU-stater og Norge. Disse tilpasningene har betydning når TSOer og NEMOer skal stemme over forslag til vilkår og metoder, og innebærer at det tas høyde for stemmeretten til norsk TSO og NEMO.

4.2.2 To-pilar-løsning for vedtak

Det er i fortalene vist til at tilpasningene i EØS-komiteens beslutning nr. 93/2017 av 5. mai 2017 om innlemmelse av tredje energimarkedspakke i EØS-avtalen skal gjelde tilsvarende hva angår kompetansen til ACER. Det innebærer at på saksområder hvor ACER kan fatte bindende vedtak i EU, er kompetansen for Norges del lagt til ESA. ACER og ESA skal samarbeide tett, og ESAs vedtak skal baseres på utkast fra ACER. Vedtak som treffes av ESA skal rettes mot RME, ikke direkte mot private norske aktører.

4.2.3 Unntak for Island og Liechtenstein

Det er i fortalene og i artikkel 1 presisert at CACM, FCA, SOGL og EB ikke får anvendelse for Island og Liechtenstein. Bakgrunnen er at transmisjonssystemet på Island ikke er knyttet til et annet transmisjonssystem, og at Liechtenstein ikke har et eget transmisjonsnett.

4.2.4 Beskyttelse av informasjon

Det er i fortalene vist til at det er viktig at nødvendig informasjon utveksles, og Norges intensjon om å samarbeide med EU på best mulig måte i så henseende. Det er samtidig vist til at sensitiv informasjon om kraftsystemet skal beskyttes. Det er i artikkel 1 vist til at avtaler mellom TSOer og/eller reguleringsmyndigheter kan sikre beskyttelse av konfidensiell eller sensitiv informasjon, og at slik informasjon dermed kan utveksles på en effektiv måte.

Etter departementets vurdering vil noen av dataene som forutsettes utvekslet i samsvar med CACM, EB, FCA og SOGL kunne være kraftsensitiv informasjon etter forskrift om sikkerhet og beredskap i energiforsyningen av 7. desember 2012 nr. 1157 (kraftberedskapsforskriften). Formålet med slik informasjonsutveksling er å bidra til effektiv og sikker kraftutveksling på tvers av landegrenser. I fortalen og i artikkel 1 er det innført formuleringer for å sikre at norske standarder for håndtering av kraftsensitiv informasjon ivaretas når rettsaktene gjennomføres som norsk rett.

4.3 Oppgaver for EFTAs overvåkingsorgan

På enkelte områder hvor ACER kan fatte vedtak, er tilsvarende kompetanse lagt til ESA gjennom EØS-tilpasningene. Vedtak skal rette seg mot RME. Denne løsningen ble i forbindelse med tredje energimarkedspakke vurdert å være innenfor ESAs alminnelige kompetanse, se omtalen i Prop. 4 S (2017–2018) punkt 4.7. Etter departementet syn vil det samme gjelde for vedtak som ESA fatter på grunnlag av CACM, EB, FCA og SOGL. Disse forordningene har egne bestemmelser om hva ACER kan fatte vedtak om, med henvisning til kompetansen som fremgår av forordning 713/2009 om ACER, som er innlemmet i EØS-avtalen vedlegg IV. Etter departementets syn er det ikke nødvendig å endre Avtalen mellom EFTA-statene om opprettelse av et overvåkingsorgan og en domstol (ODA-avtalen) av 2. mai 1992.

5 Konstitusjonelle forhold

5.1 Innledning

Det er identifisert to forhold hvor det reiser seg spørsmål om myndighetsoverføring i de fire forordningene med EØS-tilpasninger: ESAs myndighet til å fatte bindende vedtak overfor RME som uavhengig reguleringsmyndighet, og krav om utlevering av informasjon til ENTSO-E. Olje- og energidepartementet har innhentet vurderinger av de konstitusjonelle spørsmålene fra Lovavdelingen, som konkluderer med at elementene av myndighetsoverføring anses som lite inngripende i Grunnlovens forstand. Dette tilsier at Stortinget kan vedta samtykke til godkjenning av EØS-komiteens beslutninger i medhold av Grunnloven § 26 annet ledd.

Etter at Lovavdelingen avga sine uttalelser om forordningene her i proposisjonen, har Høyesterett i plenum 26. mars 2021 avgitt en betenkning til Stortinget i medhold av Grunnloven § 83. I betenkningen konkluderer Høyesterett med at Stortinget kan gi samtykke til innlemmelse av fjerde jernbanepakke i EØS-avtalen med hjemmel i Grunnloven § 26 annet ledd. Betenkningen er enstemmig, og det legges vekt på at Stortinget i en rekke saker, og ofte enstemmig, har truffet vedtak om innlemmelse av EØS-regelverk som innebærer «lite inngripende» myndighetsoverføring etter § 26 annet ledd. Høyesterett gir i betenkningen klar tilslutning til den praksis Stortinget har fulgt i en rekke saker ved anvendelsen av Grunnloven § 26 annet ledd, herunder de etablerte kriteriene for å vurdere om en overføring av myndighet er lite inngripende eller ikke. Betenkningen fra Høyesterett rokker derfor ikke ved de vurderinger som Lovavdelingen har gjort i denne saken.

I det følgende er vurderingene fra Lovavdelingen omtalt nærmere når det gjelder elementene av myndighetsoverføring tilknyttet de fire forordningene her i proposisjonen.

5.2 Vedtak fra EFTAs overvåkingsorgan

Innlemmelse av forordningene med tilhørende EØS-tilpasninger innebærer at ESA gis myndighet til å fatte bindende vedtak rettet mot RME. Hvis de nasjonale reguleringsmyndighetene ikke kommer fram til enighet om fremlagte forslag til vilkår eller metoder i tråd med forordningene innen en frist på seks måneder, eller i fellesskap ber om det, skal ACER fatte vedtak om forslagene. Det er gjort EØS-tilpasninger knyttet til ACERs kompetanse som innebærer at myndigheten legges til ESA på samme måte som etter tredje energimarkedspakke, jf. EØS-komiteens beslutning nr. 93/2017 av 5. mai 2017.

Tilpasningene innebærer at på saksområder hvor ACER kan fatte bindende vedtak i EU, legges en tilsvarende kompetanse til ESA for Norges del. Løsningen innebærer at ACER og ESA skal samarbeide tett. ESAs vedtak skal baseres på utkast fra ACER og rette seg mot RME, ikke direkte mot private aktører. Løsningen forutsetter at RME følger opp med nødvendige og tilsvarende vedtak overfor relevante aktører i Norge, i samsvar med energiloven, forskrift om netregulering og energimarkedet og forvaltningsloven.

Det følger av energiloven § 2-3 at norske myndigheter ikke skal instruere RME i konkrete saker. Når overføringen av kompetanse til å fatte vedtak med folkerettslig virkning overfor RME legges til ESA, kombinert med avgrensning av Kongens myndighet til å gi instruksjoner om RMEs utøvelse av oppgavene som reguleringsmyndighet, har Lovavdelingen ansett dette for å innebære overføring av myndighet i Grunnlovens forstand. I en uttalelse 27. februar 2018 kom Lovavdelingen til at EØS-komiteens beslutning nr. 93/2017 av 5. mai 2017 om innlemmelse av den tredje energimarkedspakken innebærer en overføring av myndighet som er «lite inngripende» i Grunnlovens forstand, og at det derfor lå innenfor Kongens traktatkompetanse etter Grunnloven § 26 (med Stortingets samtykke etter § 26 annet ledd) å inngå en folkerettslig forpliktelse med et slikt innhold som fremgikk av Prop. 4 S (2017–2018). Det

ble vist til Lovavdelingens uttalelse i Innst. 178 S (2017–2018).

På side 23 i uttalelsen drøftes det om myndighetsoverføringen ligger innenfor Kongens traktatkompetanse (med Stortingets samtykke) etter Grunnloven § 26. Lovavdelingen peker på flere begrensninger som rammer inn virksomheten hos RME som ikke er underlagt instruksjonsrett. Blant annet er det påpekt at beslutningene skjer innenfor et nokså detaljert EØS-rettslig rammeverk som gjennomføres av norske myndigheter på ordinært vis. Tilsvarende vil ESAs myndighet til å rette pålegg overfor RME være begrenset av EØS-rettslige rammer. Stortinget kan fortsatt trekke opp ytterligere rammer for RMEs virksomhet gjennom lovgivningen. Kongen eller underordnede organer kan gi forskrifter så langt Stortinget åpner for dette. RMEs virksomhet er også underlagt norsk retts ordinære regler om domstolskontroll med forvaltningsvedtak.

I Lovavdelingens uttalelse 27. februar 2018 er den konkrete vurderingen avgrenset til rettsaktene som er dekket av EØS-komiteens beslutning nr. 93/2017 og Prop. 4 S (2017–2018), herunder forordning 714/2009 om grensekryssende krafthandel. Det er i uttalelsen vist til at åtte nettkoder og bindende retningslinjer er vedtatt i medhold av forordningen om grensekryssende krafthandel. Løsningen og rammene som gjelder for vedtaksmyndigheten til ESA og hvordan RME skal følge opp slike vedtak, som omtalt i uttalelsen av 27. februar 2018, gjelder fullt ut også for vedtak om vilkår og metoder som springer ut av forordningene som nevnt i punkt 1 ovenfor.

Med utgangspunkt i CACM som eksempel er det innhentet to vurderinger fra Lovavdelingen om innlemmelse i EØS-avtalen av forordningene CACM, EB, FCA og SOGL. Lovavdelingen har avgitt uttalelser 3. februar 2017 og 21. mai 2019. I den sistnevnte uttalelsen vises det til de foregående uttalelsene av 3. februar 2017 og 27. februar 2018, og Lovavdelingen kan ikke se at reglene om vedtak fra ESA og RME innebærer myndighetsoverføring som faller utenfor Grunnloven § 26.

5.3 Utlevering av informasjon

Etter CACM artikkel 82 nr. 5 skal TSOer oversende opplysninger til ENTSO-E. I henhold til artikkel 82 nr. 6 skal NEMOer, markedsdeltakere og andre relevante aktører på felles anmodning fra ACER og ENTSO-E oversende nødvendige opplysninger til ENTSO-E. Det er ingen sanksjoner knyttet til manglende overholdelse av opplysningsplikten. EB, FCA og SOGL har tilsvarende bestemmelser. Forordningene viser til forordningen om grensekryssende krafthandel artikkel 8 nr. 8 og nr. 9 og artikkel 9 nr. 1. Der er det inntatt bestemmelser om at ENTSO-E skal overvåke gjennomføringen av «nettkoder» og «retningslinjer» og gjøre informasjon tilgjengelig for ACER, slik at ACER kan oppfylle sine overvåkingsoppgaver.

Lovavdelingen har i brev av 3. februar 2017 vurdert spørsmålet om informasjonsinnhenting. Vurderingen er gjort med utgangspunkt i CACM. Lovavdelingen viste til en tidligere uttalelse av 25. juni 2014 om bestemmelser om opplysningsplikt i tredje energimarkedspakke som innebærer overføring av internrettslig myndighet, men at overføringen anses «lite inngripende». Lovavdelingen anså i uttalelsen av 3. februar 2017 ikke at opplysningsplikten som oppstilles i CACM er mer vidtgående enn det som har vært tilfellet i tidligere vurderinger av opplysningsplikter, og konkluderte med at myndighetsoverføringen må kunne betegnes som «lite inngripende», og at det vil være tilstrekkelig med Stortingets samtykke etter § 26 annet ledd. Spørsmålet er vurdert på nytt i Lovavdelingens uttalelse av 21. mai 2019.

Den samlede vurderingen er at det er tilstrekkelig at Stortinget gir samtykke til EØS-komiteens beslutninger om innlemmelse i EØS-avtalen av forordningene etter Grunnloven § 26 annet ledd.

6 Gjennomføring av forordningene i norsk rett

6.1 Gjeldende rett og behovet for endringer

I tråd med EØS-avtalen artikkel 7 skal forordninger som er inntatt i EØS-avtalen gjøres til en del av norsk rett som de er. Departementet foreslår at CACM, FCA, SOGL og EB med EØS-tilpasninger gjennomføres i norsk rett i medhold av energiloven § 10-6.

Bestemmelsen gir hjemmel for at departementet kan gi de forskrifter som er nødvendig for ivaretagelse av Norges forpliktelser etter EØS-avtalen, blant annet forordning om vilkår for tilgang til nett for utveksling av elektrisk energi over landegrensene, forordning om opprettelse av et byrå for samarbeid mellom energireguleringsmyndigheter, samt bestemmelser om behandling av tvister, saksbehandlingsfrister og utsatt iverksetting av vedtak.

De fire forordningene utfyller europaparlaments- og rådsforordning 714/2009 (EF) som inngår i den tredje energimarkedspakken. Forordning 714/2009 gjelder i dag som norsk rett, jf. forskrift av 20. desember 2006 om vilkår for tilgang til nett for utveksling av elektrisk kraft over landegrensene (forskrift om elektrisk kraft over landegrensene) § 1.

Det er behov for endringer i enkelte av bestemmelsene i energiloven. Energiloven § 4-5 oppstiller krav om konsesjon for organisert markedsplass for omsetning av elektrisk energi. RME er konsesjonsmyndighet. Forskrift 24. oktober 2019 om nettregulering og energimarkedet (NEM) §§ 4-9, 4-10 og 4-12 har utfyllende bestemmelser om markedsplasskonsesjonens formål, virkeområde, vilkår, varighet og saksbehandling. Det gjelder i dag ikke et juridisk monopol for organisert markedsplass i Norge. Nord Pool AS (NP) og EPEX SPOT SE har markedsplasskonsesjon.

Departementet foreslår en ny bestemmelse i energiloven § 4-5 a som gjelder virksomhet hos organiserte markedsplasser som er underlagt regelverket i CACM. For organiserte markedsplasser som ikke dekkes av CACM vil den gjel-

dende konsesjonsordningen i energiloven § 4-5 fremdeles bestå.

I tilknytning til EB er det behov for en justering i RMEs hjemmelsgrunnlag for å godkjenne Statnetts vilkår og metoder for balansering. Statnett har konsesjon etter energiloven § 4-3 til å fungere som avregningsansvarlig i Norge. En av hovedoppgavene er å sørge for at all innmating og uttak av elektrisk kraft blir korrekt avregnet slik at det oppnås økonomisk balanse i kraftmarkedet. Kostnadene som oppstår som følge av at Statnett må håndtere ubalanse mellom kraftvolumene som var planlagt handlet før driftstimen, og kraftvolumene som faktisk måles i driftstimen, gjøres opp økonomisk gjennom regulerkraftavregningen.

I tråd med nærmere bestemmelser i EB skal Statnett samarbeide med øvrige TSOer om å utvikle forslag til vilkår og metoder for balansering. Disse skal godkjennes av RME. Det foreslås et nytt femte ledd i energiloven § 4-3 om at RME ved enkeltvedtak skal fastsette eller godkjenne vilkår eller metoder om utøvelse av avregningsansvaret.

For det tredje er det behov for å klargjøre hjemmelsgrunnlaget for aktørenes plikt til å levere informasjon til det europeiske nettverket for operatører av transmisjonssystem ENTSO-E. Energiloven § 10-1 tredje ledd pålegger enhver, uten hinder av taushetsplikt, å gi departementet, reguleringsmyndigheten og klagenemnda de opplysninger som er nødvendige for utøvelse av myndighet etter loven. Uten hinder av lovbestemt taushetsplikt kan myndighetene levere informasjonen videre til EFTAs faste komite, EFTAs overvåkingsorgan eller EU-kommisjonen når det er fremmet en begrunnet forespørsel og informasjonen er nødvendig og forholdsmessig for gjennomføringen av oppgaver pålagt gjennom EØS-avtalen.

Energiloven § 10-1 omfatter ikke utlevering av informasjon direkte fra norske private aktører til organer i utlandet, som for eksempel ENTSO-E. Det er behov for en lovendring slik at ENTSO-E kan få informasjon. Det foreslås en hjemmel i energiloven § 10-1 om at departementet kan gi forskrift om plikt til å gi informasjon til ENTSO-E.

Nærmere vilkår vil fremgå av forskriften som gjennomfører forordningene. Det følger av forordningene at ENTSO-E kan innhente informasjon, i forståelse med ACER, fra aktører som Statnett, NEMOer, markedsdeltakere og andre. Hjemmelen til slik innhenting av informasjon vil omfatte relevante bestemmelser i CACM, FCA, SOGL og EB.

Det vil blant annet være behov for endringer i NEM for å bringe norsk rett i samsvar med CACM og EB. Dette følges opp av departementet på ordinær måte.

6.2 Departementets høringsforslag

6.2.1 Gjennomføring av forordningene i norsk rett

Departementet foreslo i høringsnotat av 26. november 2018 at CACM gjennomføres i norsk rett ved forskrift med hjemmel i energiloven § 10-6 annet ledd. Dette er samme teknikk som ved gjennomføringen av forordningene tilknyttet andre og tredje energimarkedspakke, jf. forskrift om elektrisk kraft over landegrensene. For å nå målsettingen om et integrert kraftmarked i EU viste departementet til at det er nødvendig med et harmonisert regelverk for kapasitetstildeling og håndtering av flaskehalser i strømmettet.

I høringsnotat av 26. september 2019 foreslo departementet at FCA, SOGL og EB gjennomføres i norsk rett på samme måte som CACM. Departementet viste til at FCA, SOGL og EB er vedtatt av Europakommisjonen i medhold av forordning 714/2009 om grensekryssende krafthandel, som inngår i den tredje energimarkedspakken. Departementet viste videre til at Stortinget samtykket 22. mars 2018 til at EUs tredje energimarkedspakke innlemmes i EØS-avtalen, jf. Prop. 4 S (2017–2018) og Innst. 178 S (2017–2018). Departementet viste til at forslaget bygger på Stortingets vedtak og føringene i avtalen mellom flertallspartiene på Stortinget om tredje energimarkedspakke.

6.2.2 Endringer i energiloven § 4-3

I høringsnotat av 26. september 2019 desember foreslo departementet en endring i energiloven § 4-3 om måling, avregning og fakturering. Departementet foreslo en klargjøring i hjemmelsgrunnlaget i energiloven for at RME kan fastsette eller godkjenne vilkår eller metoder som utvikles i henhold til EB. I henhold til EB artikkel 18 skal TSOer utvikle forslag til en rekke vilkår for balan-

sering. Dette gjelder blant annet vilkår for den avregningsansvarlige og eventuelle andre vilkår i tilknytning til balanseavregningen som bør utarbeides av den avregningsansvarlige.

I medhold av energiloven § 4-3 tilligger det Statnett som avregningsansvarlig å koordinere regulerkraftavregningen, også kalt balanseavregningen. I høringen viste departementet til at energiloven § 4-3 annet ledd ble endret i 2018, og at RME da fikk myndighet til å utpeke den avregningsansvarlige og til å fastsette vilkår. I utgangspunktet kan derfor RME også etter gjeldende rett godkjenne forslag fra den avregningsansvarlige gjennom å innta vilkår i avregningskonsesjonen.

Departementet foreslo et nytt femte ledd i energiloven § 4-3 som vil gi RME kompetanse til å fastsette eller godkjenne vilkår eller metoder om utøvelsen av avregningsansvaret. Dette skal skje ved enkeltvedtak. RME behøver da ikke å utføre sin fortløpende kontroll med den avregningsansvarliges bruk av vilkår og metoder gjennom endringer i avregningskonsesjonen, men kan fatte separate enkeltvedtak. Forslaget innebar en enklere regulering.

6.2.3 Endringer i energiloven om organisert markedsplass

I høringsnotatet av 26. november 2018 viste departementet til at CACM artiklene 4 til 7 har bestemmelser om organiserte markedsplasser (NEMOer), herunder utpeking som operatør, samt vilkår for å bli utpekt og oppgaver. En NEMO som er utpekt i et annet EØS-land skal kunne tilby tjenestene sine i Norge uten å måtte søke om å bli utpekt på nytt i Norge. Dette betegnes som at en utpekt NEMO har såkalte «passport-rights» i EU-stater. Det samme vil gjelde i EØS.

Etter departementets syn i høringsnotatet er et krav til forutgående tillatelse for å etablere virksomhet i Norge, for eksempel gjennom en konsesjonsordning, i strid med CACM. Energiloven § 4-5 ble derfor foreslått endret slik at det ikke lenger skulle kreves særskilt markedsplasskonsesjon i Norge, samtidig som ordningen med utpeking av NEMO i henhold til CACM ville bli gjennomført.

Departementet foreslo en ny bestemmelse i energiloven § 4-5 første ledd om at den uavhengige reguleringsmyndigheten (RME) gis kompetanse til å utpeke operatør som er ansvarlig for organisering eller drift av markedsplass for omsetning av elektrisk energi, dvs. en NEMO.

Departementet foreslo at det i energiloven § 4-5 annet ledd inntas en bestemmelse om at en opera-

tør som er utpekt til å drive markedsplass for omsetning av elektrisk energi i en annen stat som er part i EØS-avtalen, og som ønsker å utvide virksomheten til norske budområder, skal melde fra til reguleringsmyndigheten innen to måneder før oppstart. Det ble vist til at et krav om slik melding ville være i samsvar med CACM artikkel 4 nr. 5 siste punktum. Departementet viste til at det kunne være behov for å oppstille nærmere vilkår for handel internt i norske budområder, også for operatører som er utpekt i et annet land i EØS. En hjemmel for dette ble foreslått nedfelt i energiloven § 4-5 fjerde ledd.

Departementet viste til at CACM er et overordnet rammeverk som skal gjennomføres i praksis ved at TSOer og NEMOer utvikler utfyllende vilkår og metoder, og at disse i stor grad skal harmoniseres på europeisk eller regionalt nivå. Departementet påpekte at ikke alle elementer i reguleringen ville bli utviklet gjennom forslag til vilkår og metoder etter CACM artikkel 9, og at nasjonale myndigheter i slike tilfeller er ansvarlige for å utarbeide og vedta regler på eget grunnlag.

Departementet viste i høringsforslaget til at det fortsatt vil kunne oppstå situasjoner med behov for å regulere forhold eller oppstille vilkår som ikke er direkte hjemlet i CACM eller fastsatt i medhold av den, men hvor det etter en konkret vurdering kunne anses nødvendig med ytterligere regulering i samsvar med de overordnede målsettingene i forordningen. Departementet viste til at CACM åpner opp for en regulering gjennom nasjonale handelsregler, og foreslo en hjemmel i energiloven § 4-5 fjerde ledd for at RME ved enkeltvedtak kan stille ytterligere vilkår til operatører av organiserte markedsplasser som opererer i norske prisområder.

Departementet viste til at slike vilkår skulle være nødvendige for å legge til rette for effektiv konkurranse mellom organiserte markedsplasser (kraftbørser), ivareta hensynet til systemsikkerhet, eller fremme et effektivt kraftmarked. I kravet om at slike vilkår skulle være «nødvendige» for å oppnå hensynene som ble listet opp, lå også en forutsetning om at kompetansen ikke skulle brukes til å oppstille vilkår som allerede er regulert av CACM.

Departementet foreslo at gjeldende bestemmelse i § 4-5 annet ledd annet punktum om at departementet kan gi forskrift om aktørenes informasjonsplikt videreføres. Departementet viste til at det kunne være behov for å oppstille nærmere krav til aktørene, blant annet som følge av bestemmelsen i CACM artikkel 80 om informasjonsplikt

overfor myndigheter. Videre at det kunne være behov for at departementet i forskrift oppstilte nærmere kriterier for utpeking av operatør etter første ledd og om de vilkårene reguleringsmyndigheten skulle kunne sette i det enkelte tilfellet etter fjerde ledd.

Opgavene til en utpekt NEMO følger av CACM artikkel 7. Departementets vurdering var at bestemmelsene i artikkel 7 ikke krever endringer i energiloven, og det ble lagt opp til at bestemmelsen gjennomføres sammen med de øvrige delene av forordningen i norsk rett ved gjennomføringsforskrift.

6.2.4 Informasjonsplikt overfor ENTSO-E

I høringsnotatet av 26. november 2018 viste departementet til at CACM artikkel 82 nr. 5 krever at TSOer skal oversende opplysninger til ENTSO-E. I henhold til artikkel 82 nr. 6 skal NEMOer, markedsdeltakere og andre relevante aktører i tilknytning til koblingen av day-ahead- og intradagmarkedene, på felles forespørsel fra ACER og ENTSO-E, oversende opplysninger til ENTSO-E som er nødvendige for gjennomføring av tilsynet.

Plikten gjelder med unntak av opplysninger som reguleringsmyndighetene, ACER eller ENTSO-E allerede er i besittelse av som følge av deres respektive tilsynsoppgaver. Departementet viste til at dette trolig begrenser det praktiske behovet for direkte henvendelser til markedsaktørene. Departementet påpekte at plikten til å utlevere informasjon ikke er sanksjonert med gebyr eller lignende, og at tilsvarende bestemmelser om utlevering av informasjon finnes i alle retningslinjene (og nettkodene).

Departementet viste i høringsforslaget til at CACM artikkel 82 nr. 6 forutsetter at det foreligger en felles forespørsel fra ACER og ENTSO-E. Forordningens ordlyd indikerer at aktørene plikter å etterkomme en slik forespørsel, jf. formuleringen «shall». Det ble vist til at artikkel 82 nr. 5 også bruker formuleringen «shall».

Departementet viste til at energiloven § 10-1 ikke gir ACER eller ENTSO-E myndighet til å gi norske aktører pålegg om utlevering av opplysninger, men at ACER og ENTSO-E, i likhet med andre, kan rette en anmodning til norske aktører om å utlevere opplysninger. Departementet viste til at en slik anmodning ikke ville være rettslig bindende, og foreslo en endring i energiloven § 10-2 om at departementet kan gi forskrift om at ENTSO-E kan kreve opplysninger fra TSOer, NEMOer, markedsdeltakere og andre relevante aktører. Dette vil legge rettslig grunnlag for at

ENTSO-E kan utføre oppgavene sine i samsvar med forordning 714/2009 om grensekryssende krafthandel og senere kommisjonsforordninger. I høringsforslaget ble ordlyden i bestemmelsen utformet slik at den også kunne omfatte plikt til informasjonsutlevering som følger av likelydende bestemmelser i de øvrige retningslinjene (og nettkodene).

6.3 Høringsinstansenes syn

DistriktsEnergi støtter forslag til regelverk som forbedrer mulighetene for å sikre balanse mellom forbruk og produksjon i kraftsystemet, og mener EB vil gjøre det lettere å sette rammene for et vel fungerende marked for balansetjenester. DistriktsEnergi tror FCA vil være med på å legge til rette for et integrert europeisk kraftmarked ved å sørge for at markedsaktørene har tilgang til effektive muligheter for å sikre seg mot fremtidig prisrisiko. DistriktsEnergi støtter også gjennomføringen av SOGL, og viser til at det er positivt med harmonisering av regelverk som styrker samarbeidet mellom statene i Europa.

Energi Norge er positiv til innlemmelsen av forordningene, men ønsker å bli konsultert i en tidlig fase i forbindelse med vedtakelsen av rettsakter og forhandlinger om EØS-tilpasninger. Det foreslås at praksis for høringer endres slik at næringen kan komme med innspill før en rettsakt er ferdigstilt. Energi Norge er bekymret for tiden det tar å gjennomføre regelverket, og viser samtidig til at det er svært viktig med et grundig forarbeid hvor bransjen blir involvert. Energi Norge ser det som viktig at RME og Statnett får delta i EU-organer på like vilkår som tilsvarende institusjoner i EU-stater. Energi Norge ser det som uheldig at SOGL og systemansvarforskriften skal eksistere side om side, og det anføres at det er uklarheter og potensiell motstrid mellom regelverkene som kan skape manglende forutberegnelighet for aktørene. Energi Norge mener det kan være behov for ytterligere avklaringer mellom EB og systemansvarforskriften. Energi Norge mener det er uheldig at FCA ikke er innlemmet i EØS-avtalen, og viser til at det er meget viktig snarest mulig å få foretatt en vurdering knyttet til unntaksbestemmelsen om transmisjonsrettigheter i artikkel 30. Det vises også til at det er viktig at RME får beslutningsmyndighet i henhold til FCA.

Lyse Elnett AS tiltrer Energi Norge sitt hørings svar til EB, FCA og SOGL uten ytterligere kommentarer.

Norsk Industri viser i likhet med Energi Norge til at det er problematisk at høringen gjennomføres etter at CACM er vedtatt og det ikke lenger er mulig å påvirke innholdet i forordningen. Det vises til at berørte aktører bør få mulighet til å gi innspill før møter i komitologi og grensehandelskomiteen, og at berørte aktører bør involveres tettere i arbeidet med EØS-tilpasninger og gjennomføringen av forordningen. Norsk Industri oppfordrer til tilpasningstekster som i størst mulig grad tar høyde for å beholde og forsterke hensiktsmessige nordiske ordninger. Norsk Industri er positiv til forslaget til endring i energiloven § 4-5, og at det legges til rette for flere kraftbørser.

Ferskvannssaksjonen mener Stortinget bør utsette videre behandling og vedtak av rettsakter knyttet til den tredje energimarkedspakken. Det vises til at det faglige utredningsgrunnlaget er mangelfullt, at det er fravær av konsekvensanalyse, at Nei til EU har fremmet søksmål knyttet til tredje energimarkedspakke og at Island ikke har tatt stilling til den tredje energimarkedspakken. Det er ikke gitt noen beskrivelse av rommet for å ivareta hensyn som økende knapphet på vannressurser, samt friheten til å prioritere disponering av vannmagasiner, infrastruktur og naturressurser etter eget ønske. Ferskvannssaksjonen uttaler at det er grunn til å vente at prisnivået i Norge vil øke når nye kabler settes i drift og nåværende begrensninger i eksportkapasitet oppheves. Økonomien kan gå inn i en negativ spiral med nedsatt kjøpekraft, økt kostnadsnivå og redusert konkurransevne. Det anses uklart om sikkerhetsperspektivet og hensynet til konfidensialitet er tilstrekkelig ivaretatt, samtidig som CACM oppstiller omfattende krav til utlevering av informasjon. Ferskvannssaksjonen mener Norge ikke vil kunne begrense eksport over utenlandskablene og ikke vil ha en reell mulighet til å føre en selvstendig energipolitikk.

Hafslund Nett er tilfreds med at EB, FCA og SOGL foreslås inntatt i norsk rett, men er samtidig skeptisk til at forordningene skal eksistere side om side med gjeldende norske forskrifter. Hafslund Nett mener det i flere tilfeller kan være motstrid mellom forordningene og særlig systemansvarforskriften, og viser til at det kan være behov for ytterligere avklaringer. Hafslund Nett mener det bør arbeides grundig med å harmonisere regelverket slik at motstrid kan unngås, og ønsker at bransjen tas med i dette arbeidet, samt arbeidet med EØS-tilpasninger.

Hydro har ingen kommentarer til de konkrete forslagene til lov- og forskriftsendringer for å gjennomføre EB, FCA og SOGL i norsk rett. Hydro

viser til at RME vil få en større oppgaveportefølje ved gjennomføringen av forordningene, og er opp-tatt av at RME får tilført tilstrekkelige ressurser og kompetanse til å følge opp oppgavene. Det vises til at det er viktig at bransjen involveres tett i utviklingen av vilkår og metoder for å gjennomføre forordningene, og at dette bør skje før tekster er ferdigforhandlet. Det anses viktig at RME og Statnett bidrar til å ivareta norske synspunkter gjennom aktiv deltagelse i tidlige faser i ACER og ENTSO-E. Hydro etterlyser større transparens ved vurderinger av EØS-relevans og forhandlinger om EØS-tilpasninger.

Hydro viser til at norske industribedrifter er en viktig balanseringsressurs i Norden, og anser det som viktig at regulerkraftopsjonsmarkedet kan beholdes som ukes- og sesongmarked av hensyn til forsyningssikkerheten. Det vises til at forsyningssikkerhet er et nasjonalt ansvar og at tilstrekkelig nasjonal frihet må sikres. Krav om mest mulig markedsbaserte løsninger og kostnadseffektivitet må ligge fast. Hydro er enig i departementets vurderinger knyttet til risiko og uheldige virkninger av transmisjonsrettigheter i henhold til FCA, og mener det er viktig at Norge benytter seg av unntaksmulighetene. I tilknytning til SOGL er Hydro enig i departementets vurderinger av grenseflatene mot eksisterende regelverk. Hydro viser til at det i utgangspunktet er uproblematisk at ulike regelverk dekker det samme, så lenge regelverket peker i samme retning. Det vises til at det er viktig å legge til rette for en effektiv drift av det nordiske synkronsystemet.

LO viser til at CACM åpner for at et etablert monopol for kraftbørs kan opprettholdes, og mener det bør vurderes om det er hensiktsmessig å innføre et slikt monopol for Nord Pool. Generelt mener LO at det bør gjennomføres konsekvensutredninger av virkningene av regelverket Norge skal slutte seg til.

Nei til EU uttaler at samarbeid over landegrensene skal skje på fritt grunnlag, at det ikke kan aksepteres at Statnett kan bli nedstemt ved uenighet om kraftflyt over utenlandskabler, eller at ACER skal bestemme og frata Norge den politiske styringen over elektrisk kraft. Nei til EU mener Norge må beholde retten til å regulere kraftflyten ut fra hensynet til forsyningssikkerhet, norsk industri, behovet til befolkningen og nasjonale klimatiltak, og at markedet alene ikke skal bestemme kraftflyten. Det uttales at et felles energimarked vil redusere prisen på strøm i EU og øke prisen i Norge, og at de eneste som vil tjene på dette er kraftprodusenter og kraftselgere. Det vises til at monopolet til Nord Pool er slutt, og

at det blir fritt fram å etablere kraftbørser. Markedet vil ifølge Nei til EU undergrave verktøyet for å bygge et bærekraftig samfunn med tilgang til strøm til konkurransedyktig pris. Gjennomføringen av forordningene er en konsekvens av innlemmelsen av tredje energimarkedspakke i EØS-avtalen, og Nei til EU kan vanskelig se at dette var et lite inngripende vedtak som kunne fattes med simpelt flertall slik regjeringen og Stortinget la til grunn. Gjennomføringen av forordningene innebærer etter Nei til EUs syn en suverenitetsavståelse som må behandles etter Grunnloven § 115.

Nord Pool oppfatter at norske myndigheter har en forpliktelse til å utpeke minst en NEMO i Norge. Det vises til at Nord Pool har status som NEMO i flere EØS-stater, herunder Danmark og Sverige. Nord Pool mener det er uklart om denne statusen også kan gjøres gjeldende i Norge, og viser til at forslaget til utforming av energiloven § 4-5 kan forstås dithen at enhver som er utpekt som NEMO i en annen EØS-stat kan operere som NEMO i Norge så lenge de melder fra til RME innen fristen på 2 måneder før oppstart. Det vises til at det er uklart om Nord Pool kan bruke sin status som NEMO i andre EØS-stater også for virksomhet i Norge, eller om Nord Pool som innehaver av markedsplasskonsesjon bør forberede en søknadsprosess for å bli utpekt som NEMO i Norge. Det vises til at det i forslagene til lov- og forskriftsendringer ikke er definert hva som menes med henholdsvis utpekt NEMO og hva som er organisert markedsplass.

Nord Pool viser til at det kan finnes markedsplasser som ikke opererer som NEMO og NEMOer som organiserer markeder som ikke er del av day-ahead- og intradagskobling. Man kan tenke seg markedsplasser i Norge som organiserer for lokal omsetning innenfor budområder i kortere eller lengre horisont, og som dermed ikke er en del av europeisk day-ahead- og intradagskobling. Nord Pool mener videre at det er relevant å klargjøre om en organisert markedsplass som ikke er NEMO, eller der organiseringen ikke er en del av day-ahead- og intradagskobling, kan bli pålagt å levere ut opplysninger til ACER og ENTSO-E i henhold til forslaget til § 10-2.

Statnett har ingen merknader til innholdet i EB, FCA og SOGL, men understreker at gjennomføringen av forordningene vil ha stor betydning for det nordiske kraftmarkedet. I tilknytning til CACM viser Statnett til at Nord Pool i henhold til dagens avtale er pålagt å varsle Statnett umiddelbart dersom en aktør ikke er i stand til å dekke forpliktelsene sine. Gitt at avregningsansvarlig og systemansvarlig gjøres kjent med dette tidlig, kan

nødvendige tiltak iverksettes. For at dagens avtaler om informasjonsutveksling skal kunne videreføres etter bortfallet av kravet om markedsplasskonsesjon, viser Statnett til at RME bør bruke forslaget til fjerde ledd i energiloven § 4-5 til å stille krav om informasjonsutveksling. Det vises til at det bør være en gjensidig varslingsplikt mellom kraftbørser og avregningsansvarlig knyttet til unormal handelsadferd, betalingsproblemer og eksklusjon. Det vises til at dette vil bidra til økt systemsikkerhet og et effektivt kraftmarked der man unngår unødvendige høye sikkerhetskrav i forbindelse med balanseavregningen.

Trondhjems Kjemiske Industrierarbeiderforening mener CACM er en trussel mot norsk kraftforedlende industri, som er avhengig av en konkurransedyktig kraftpris. Ved å gjennomføre CACM vil Norge importere europeisk kraftpris. Det vises til at CACM innebærer at kapasitet over utenlandsforbindelser ikke lenger skal bestemmes av nasjonale myndigheter, men av reguleringsmyndigheter i EU, eventuelt av ACER, og som også får innflytelse på inndeling i prisområder. Det vises til at virkningene av CACM må utredes.

6.4 Departementets vurderinger

6.4.1 Gjennomføring av forordningene i norsk rett

Departementet viser til at forordningene utfyller forordning 714/2009. Forordningen er innlemmet i EØS-avtalen og gjennomført i norsk rett i tråd med Stortingets vedtak av 22. mars 2018. I forbindelse med gjennomføringen av tredje energimarkedspakke ble det også vedtatt 13 forskrifter, inklusive en rekke mindre endringsforskrifter. Departementet viser til at CACM, FCA, SOGL og EB er EØS-relevante, og at de derfor skal gjennomføres i norsk rett i tråd med EØS-avtalen.

De fire forordningene er et utfyllende regelverk til den tredje energimarkedspakken og regulerer en rekke tekniske forhold som må koordineres mellom systemoperatører og kraftbørser for å utnytte infrastrukturen for elektrisk kraft effektivt.

Norge er tilknyttet det nordiske og nord-europeiske kraftmarkedet gjennom flere utenlandsforbindelser. Et godt samarbeid med EU på energiområdet er generelt i norsk interesse, i tillegg til EØS-samarbeidet mer generelt. Det pågår flere og viktige endringer i det europeiske energimarkedet, herunder kraftsystemet. Innlemmelse av forordningene i EØS-avtalen gir Statnett og RME rettigheter til å delta i samarbeid

det om den videre utviklingen av et kraftmarked i Norden og i EU.

Departementet viser til at forordningene gjelder på et avgrenset område i energisektoren. Forordningene regulerer ikke spørsmål som eieomsrett til vannfall, konsesjoner for kraftproduksjon, strømmnett eller utenlandskabler. Departementet viser også til at ansvaret for kraftforsyningssikkerhet fortsatt er et nasjonalt ansvar. De grunnleggende elementene i norsk energipolitikk vil fremdeles ligge fast. De foreliggende elementene av myndighetsoverføring vurderes som lite inngripende i grunnlovens forstand, se omtalen i punkt 5 ovenfor.

Noen høringsinstanser har stilt spørsmål ved den valgte teknikken for gjennomføringen av forordningene, ved at forskriftene som inkorporerer CACM, EB, FCA og SOGL skal eksistere ved siden av andre forskrifter, herunder systemansvarsforskriften. Det er vist til at det kan oppstå uklarheter og potensiell motstrid mellom regelverkene. Departementet har merket seg innspillene til forskriftsforslagene, og tar dette med seg i det videre arbeidet med forskriftene. Med hjemmel i energiloven er det fastsatt en rekke forskrifter. Grenseflatene mellom de ulike regelverkene kan være krevende å trekke, særlig på områder som krever stor grad av teknisk faginsikt. Departementet er enig med høringsinstansene i behovet for et best mulig harmonisert regelverk, at motstrid må unngås, og uklarheter i størst mulig grad avklares.

Departementet påpeker at forordninger «som sådan» skal gjøres til en del av den interne rettsorden i henhold til EØS-avtalen artikkel 7. Departementet opprettholder forslaget om å gjennomføre forordningene i forskrift i medhold av energiloven § 10-6 ved henvisning til rettsaktene med tilpasninger inntatt i EØS-avtalen vedlegg IV.

Noen høringsinstanser har gitt uttrykk for ønske om større transparens og mer inkludering i arbeidet med regelverksutforming, vurderinger av EØS-relevans og utarbeidelse av og forhandlinger om EØS-tilpasninger. Departementet merker seg innspillene, men viser samtidig til at arbeidet med EØS-saker er lagt opp i tråd med kravene i utredningsinstruksen og forvaltningsloven. Blant annet er det gjennomført flere offentlige høringer. Det utarbeides jevnlig EØS-notater som er tilgjengelige i EØS-notatbasen. I arbeidet med utforming av EØS-tilpasninger i dialog med EU-siden, er departementet opptatt av å ivareta norske interesser på best mulig måte. I disse prosessene samarbeider norske myndigheter med de andre EØS/EFTA-statene.

Når det gjelder gjennomføring av FCA viser departementet til at TSOene i utgangspunktet skal utstede såkalte langsiktige transmisjonsrettigheter som et produkt for prissikring, men at dette ikke er et absolutt krav dersom det finnes eller innføres andre muligheter for prissikring. Statnett utsteder ikke langsiktige transmisjonsrettigheter i dag, da dette foreløpig ikke er vurdert som samfunnsøkonomisk lønnsomt. Departementet er ikke kjent med at TSOene i de andre nordiske landene, hvor FCA har trådt i kraft, utsteder slike transmisjonsrettigheter. Dette med unntak av mellom prisområder i Danmark og enkelte forbindelser mellom Danmark og Tyskland. I henhold til FCA artikkel 30 skal reguleringsmyndighetene ta stilling til utstedelse av langsiktige transmisjonsrettigheter og eventuelle unntak fra dette. I Norge vil dette være en oppgave for RME når FCA er gjennomført i norsk rett.

Departementet deler ikke vurderingen til *Nei til EU* om at Stortinget er forhindret fra å vedta samtykke til innlemmelse av rettsaktene etter Grunnloven § 26 annet ledd. Det vises til punkt 5 ovenfor. Samtidig viser departementet til at det vil være opp til Stortinget å ta endelig stilling til voteeringsform. I proposisjonen fremlegger departementet sin vurdering og tilråding, som er at elementene av myndighetsoverføring ikke går utenfor det Stortinget kan vedta samtykke til etter Grunnloven § 26 annet ledd.

Departementet anser innlemmelsen av forordningene som en oppfølging av Stortingets vedtak om innlemmelse av tredje energimarkedspakke i EØS-avtalen, og føringene som da fremkom i Stortingets behandling av saken. Departementet viser til at sentrale EØS-tilpasninger til den tredje energimarkedspakken vil gjelde i spørsmål hvor ACER har myndighet i EU etter de fire forordningene. I relevante saker som involverer Norge, skal vedtak fattes av ESA, basert på et utkast fra ACER, der det følger av forordningene at ACER kan treffe slike vedtak i EU. EØS-tilpasningen er basert på den etablerte to-pilar-løsningen.

Det følger av EØS-tilpasningene at slike vedtak rettes mot RME, som er et norsk forvaltningsorgan. I neste omgang vil RME ved behov følge opp internrettslig i Norge gjennom vedtak overfor norske aktører, i praksis Statnett eller kraftbørser som Nord Pool og EPEX SPOT. Ved denne gjennomføringen gjelder både energiloven og forvaltningsloven.

Departementet viser til at RME deltar fullt ut i arbeidet til ACER sammen med øvrige reguleringsmyndigheter i EU, men uten stemmerett. Det vurderes å være i norsk interesse at RME kan

delta så tett som mulig i dette arbeidet. Videre fremgår det av EØS-tilpasningene til CACM, EB, FCA og SOGL at Statnett (som norsk TSO) og norske kraftbørser (NEMOer) deltar på lik linje med aktørene i EU. De norske aktørene har også stemmerett ved utarbeidelsen av forslag til nærmere vilkår og metoder for å gjennomføre de fire forordningene.

Departementet viser til at Norge har hatt et markedsbasert system for krafthandel siden 1990-tallet og gjennom mange år har vært del av et nordisk kraftmarked. Et mer sammenkoblet kraftsystem gir fordeler gjennom bedret forsyningssikkerhet og styrket diversifisering i kraftsystemet, noe som blant annet vil være til fordel for strømkundene. Det norske kraftsystemet har i lang tid vært koblet sammen med Europa. Dette gjør at prisene som industri og husholdninger betaler for strøm allerede i dag påvirkes av prisene i Europa, og vil gjøre det i tiden framover også.

Formålet med CACM er å harmonisere day-ahead markedet og intradagmarkedet i EU. I Norden har vi felles day-ahead- og intradagmarked som er sammenkoblet med store deler av EUs markeder. Denne markedskoblingen innebærer at overføringskapasiteten i strømmettet blir optimalisert, og at elektrisiteten flyter dit den har størst verdi. Elektrisitetsflyten og prisene bestemmes av tilbud og etterspørsel, i tillegg til tilgjengelig overføringskapasitet. Slik vil det også være ved gjennomføring av CACM i Norge.

Erfaringer med et integrert kraftmarked har vist at Norge har fått en mer økonomisk effektiv utnyttelse av kraftressursene og at forsyningssikkerheten opprettholdes selv i situasjoner med store variasjoner i produksjon og forbruk av energi.

Etter departementets vurdering er innholdet i CACM i stor grad i samsvar med prinsippene for tildeling av overføringskapasitet og for håndtering av flaskehals i nettet som allerede finnes i Norden. Innlemmelse av CACM i EØS-avtalen bidrar til like rammebetingelser for aktørene og ventes å bidra til mer effektiv handel på tvers av landegrensene, som kan bidra til samfunnsøkonomiske gevinster for Norge.

Til høringsinnspillet fra *Trondhjems Kjemiske Industrierarbeiderforening* vil departementet bemerke at en viktig forutsetning for effektiv beregning av overføringskapasitet og at man oppnår riktige prissignaler i kraftmarkedet, er at budområdene gjenspeiler de strukturelle flaskehalsene i nettet. Med dette menes store og langvarige overføringsbegrensninger i nettet. Dersom budområdene ikke tar hensyn til eller reflekterer slike begrensninger

vil det bli dyrt og mer komplisert å drifte overføringsnett. I tillegg vil ikke prisene gjenspeile balansen mellom tilbud og etterspørsel på en riktig måte. Man risikerer dermed investeringer som ikke er samfunnsøkonomisk lønnsomme, for eksempel at ny produksjon eller forbruk ikke lokaliseres optimalt.

Departementet viser til at inndelingen av budområder i Norge og Norden følger prinsippet om at den skal gjenspeile de strukturelle flaskehalsene i nettet. I EU-statene følger ofte budområdene landegrensene, og ikke de strukturelle flaskehalsene. CACM inneholder bestemmelser som gir ulike aktører mulighet til å initiere en gjennomgang av denne budområdeinndelingen. I tillegg skal ACER hvert tredje år vurdere i hvilken grad budområdeinndelingen gjenspeiler strukturelle flaskehals. Dette er i samsvar med praksis i Norge gjennom mange år. Samtidig kan departementet ikke se at ACER er gitt noen myndighet til å kunne pålegge et land å endre sin budområdeinndeling.

6.4.2 Endringer i energiloven § 4-3

Departementet har ikke mottatt særskilte uttalelser i høringen om forslaget til et nytt femte ledd i energiloven § 4-3. Den foreslåtte bestemmelsen gir RME kompetanse til å fastsette eller godkjenne vilkår eller metoder om utøvelsen av avregningsansvaret. Dette skal skje ved enkeltvedtak. Forslaget vil gjøre det enklere for RME å utføre fortløpende kontroll med den avregningsansvarliges bruk av vilkår og metoder, slik at det ikke er nødvendig å foreta endringer i avregningskonsesjonen, men gjennom separate enkeltvedtak. Forslaget vil innebære en enklere regulering. Departementet opprettholder forslaget.

6.4.3 Endringer om organisert markedsplass

I høringen har LO tatt opp spørsmålet om monopol for kraftbørsen. Departementet viser til at energiloven § 4-5 om markedsplass for omsetning av elektrisk energi ikke utgjør et lovbeskyttet monopol i Norge. Nord Pool var lenge den eneste aktøren med konsesjon etter energiloven § 4-5, men i dag har også EPEX SPOT konsesjon. Et lovbestemt monopol måtte i tilfelle ha vært innført før CACM trådte i kraft. Samtidig ville Nord Pool vært konkurransutsatt i andre land. Slike lovbeskyttede monopoler vil ikke automatisk kunne videreføres til evig tid.

På bakgrunn av høringen har departementet foretatt en ny vurdering av ordningen med mar-

kedsplasskonsesjon. Departementet er enig med Nord Pool i at det kan finnes markedsplasser som ikke opererer som NEMO, og at det det kan finnes NEMOer som organiserer markeder som ikke er del av day ahead- og intradagskobling. Det kan for eksempel tenkes markedsplasser i Norge som organiserer for lokal kraftomsetning innenfor budområder i kortere eller lengre horisont, og som dermed ikke er en del av en europeisk day-ahead- og intradagskobling.

Etter departementets vurdering vil det være behov for krav om markedsplasskonsesjon for organisering eller drift av markedsplass for omsetning av elektrisk energi som ikke omfattes av CACM. Dette vil for eksempel gjelde for organisert fysisk krafthandel i andre tidsrammer enn day-ahead eller intradag. Departementet foreslår derfor at energiloven § 4-5 om konsesjon for organiserte markedsplasser for omsetning av elektrisk energi videreføres for organiserte markedsplasser som ikke omfattes av CACM. I slike tilfeller kreves det konsesjon fra RME, som i dag. Det foreslås samtidig en klargjøring av rekkevidden av departementets forskriftskompetanse, se merknadene til bestemmelsen.

Departementet foreslår en ny § 4-5 a basert på høringsforslaget, som skal regulere organiserte markedsplasser som omfattes av CACM. I slike tilfeller gjelder ikke kravet om forutgående tillatelse gjennom markedsplasskonsesjonen. RME vil utpeke NEMO basert på fastsatte vilkår i samsvar med CACM. Kompetansen til å fatte enkeltvedtak etter § 4-5 og § 4-5 a vil ligge hos RME.

Det følger av CACM artikkel 4 at norske myndigheter har en forpliktelse til å utpeke minst én NEMO i Norge. Dette vil være regulert av forslaget til ny § 4-5 a første ledd i energiloven, samt forskrift i medhold av energiloven § 10-6 som inkorporer forordningen i norsk rett. Myndighetene i EU-statene har allerede utpekt NEMOer, og Nord Pool har status som NEMO i flere slike stater, herunder Danmark og Sverige.

Det følger av forslaget til annet ledd i ny § 4-5 a at en operatør som er utpekt som NEMO i henhold til CACM i en annen EØS-stat, og som ønsker å utvide virksomheten sin til norske budområder, skal melde fra til RME innen to måneder før oppstart. Dette innebærer at en slik NEMO ikke trenger ny utpeking i Norge. Vedkommende må likevel melde fra til RME. Departementet anser at kravet om melding er i samsvar med CACM artikkel 4 nr. 5.

Det kan være behov for å oppstille nærmere vilkår overfor operatør som er utpekt i en annen EØS-stat, så langt dette ikke er i strid med CACM.

Et krav om melding ved etablering i Norge gir RME anledning til å foreta en vurdering av dette i forkant av virksomhetens oppstart. RME kan fastsette eller godkjenne ytterligere vilkår, slik som nasjonale handelsregler og vilkår for handel internt i norske budområder.

De av kraftbørsens funksjoner som er å anse som NEMO er definert i CACM. Denne definisjonen vil gjelde i Norge når CACM inkorporeres i norsk rett ved forskrift med hjemmel i energiloven § 10-6. I tråd med kravet til gjennomføring av forordninger i EØS-avtalen artikkel 7 har departementet ikke sett grunn til å foreslå noen egen definisjon av NEMO. Dette er en type virksomhet som utføres av svært profesjonelle aktører, og som selv har forutsetninger for å forstå og anvende EØS-regelverket og de norske kravene etter energiloven.

Departementets vurdering er at forslaget til ny § 4-5 a ikke vil ha betydelige konsekvenser for RMEs virksomhet og organisering. For Statnett innebærer forslaget at foretaket må forholde seg til flere NEMOer. Det er nødvendig med effektive rutiner for samarbeid mellom Statnett, RME og NEMOer.

6.4.4 Informasjonsplikt overfor ENTSO-E

I høringsuttalelsen fra *Ferskvannsakksjonen* er det vist til at CACM krever utlevering og deling av informasjon fra norske aktører. Det meste av denne informasjonen er etter departementets syn

ikke problematisk å dele, og den deles mellom aktørene i dag. Informasjon som etter norsk regelverk anses som kraftsensitiv, skal i tråd med EØS-tilpasningene ikke bli utlevert med mindre det foreligger en tilstrekkelig sikkerhetsavtale med mottakerne av informasjonen. Det vises til omtalen av EØS-tilpasningene ovenfor i punkt 4.2.4.

I tråd med høringsnotatet foreslår departementet hjemmel i energiloven § 10-1 om utlevering av informasjon til organisasjonen for det europeiske nettverket for operatører av transmissjonssystem, ENTSO-E. Bestemmelsen vil kunne omfatte informasjon fra norske aktører slik som Statnett, NEMOer, markedsdeltakere og andre.

Utleveringsplikten gjelder informasjon som ENTSO-E ikke allerede besitter, og dette antas å begrense det praktiske behovet for direkte henvendelser til norske aktører. Departementet viser også til at behovet for opplysninger skal være nødvendig for at ENTSO-E skal kunne utføre oppgavene sine. Ved manglende oppfyllelse av plikten til å utlevere opplysninger har ENTSO-E ikke hjemmel for å ilegge sanksjoner i form av gebyr eller lignende.

Den foreslåtte hjemmelen til innhenting av informasjon vil omfatte behov etter CACM, EB, FCA og SOGL. Innhentet informasjon kan også deles mellom ENTSO-E og ACER slik de nevnte forordningene krever, i tråd med nærmere regler gjennom forskriftene som inkorporerer forordningene i norsk rett, med hjemmel i forslaget til endret sjettede ledd i § 10-1 i energiloven.

7 Økonomiske og administrative konsekvenser

Departementet vurderer det slik at innlemmelsen av forordningene CACM, FCA, EB og SOGL i EØS-avtalen og norsk rett vil bidra til et mer vel-fungerende kraftmarked og en mer effektiv nett-virksomhet i Norge og Europa for øvrig. Forordningene sikrer fremdrift i utredninger og beslutninger, og vil gi økt transparens og involvering for nettkunder og myndigheter. Med bakgrunn i at forordningene i stor grad dreier seg om formalisering av eksisterende prosesser og eksisterende samarbeid mellom operatører av infrastruktur for elektrisk kraft og energimyndighetene, er den samlede vurderingen at forordningene kan gjennomføres i Norge uten større økonomiske og administrative konsekvenser.

Gjennomføringen av CACM, EB, FCA og SOGL antas samlet sett å ikke føre med seg vesentlige økonomiske eller administrative konsekvenser for det offentlige. Økt samarbeid og ressursbruk for Statnett som TSO, norske kraftbørser (NEMOer) og RME som reguleringsmyndighet, vil etter departementets vurdering samlet oppveies av nytten ved et mer harmonisert regelverk.

Også i dag samarbeider Statnett med andre lands TSOer, og det brukes ressurser på å utarbeide avtalebaserte ordninger for å koordinere kraftmarkedene mellom land. Arbeidet og ressursbruken knyttet til utvikling og godkjenning av vilkår og metoder vil trolig avta noe på sikt. For Statnett vil saksområder som til nå har vært dekket gjennom ulike avtaler mellom de nordiske TSOene, i større grad være regulert av forordningene. Innlemmelsen av forordningene i EØS-avtalen innebærer at Statnett (som TSO) og kraftbørser (utpekt som NEMO) kan bidra i utviklingen av vilkår og metoder i tråd med forordningene, og etterfølgende revisjoner av slike.

Gjennomføringen av CACM og forslaget til ny § 4-5 a i energiloven vil føre til at flere NEMOer kan operere i Norge i samsvar med CACM. Det kan føre til at Statnett må forholde seg til flere markedsoperatører. Samtidig vil NEMOer kunne konkurrere om å levere den beste tjenesten til markedet, og dette kan fremme utviklingen av produkter og handelsløsninger og bidra til reduserte kostnader.

Som følge av gjennomføringen av EB vil Statnett på sikt få nye oppgaver knyttet til å melde bud på balansetjenester videre til de europeiske plattformene. For å gjøre dette må TSOene utvikle nasjonale og nordiske systemer som kan kommunisere med de europeiske løsningene som blir utviklet. Statnett vil fortsatt være system- og balanseansvarlig for det norske kraftsystemet. Felles balansemarkeder legger til rette for at de mest kostnadseffektive ressursene kan anvendes for å sikre balansen i kraftsystemet. Det er vanskelig å kvantifisere de samlede kost-nyttevirkningene av EB på forhånd, blant annet siden de felles handelsplattformene fortsatt er under utvikling.

Norge er et land med betydelige balanseressurser gjennom den regulerbare vannkraften. Mer uregulerbar fornybar energi i produksjons-sammensetningen gjør at behovet for balansetjenester er økende. Felleseuropeiske balansemarkeder vil innebære økt mulighet for å bruke europeiske og norske balanseressurser på en effektiv måte.

Det er usikkerhet forbundet med å innføre transmisjonsrettigheter i henhold til FCA i det etablerte nordiske markedet.

Statnett utsteder ikke langsiktige transmisjonsrettigheter i dag da dette foreløpig ikke har blitt vurdert som samfunnsøkonomisk lønnsomt. TSOene i de andre nordiske landene, der FCA allerede har trådt i kraft, utsteder ikke transmisjonsrettigheter, med unntak av mellom budområdene DK1 og DK 2 i Danmark og mellom Danmark og Tyskland. Det vurderes som positivt at FCA gir handlingsrom for at reguleringsmyndighetene på hver side av en budområdegrense kan fortsette dagens praksis.

Dersom Statnett i fremtiden likevel må utstede transmisjonsrettigheter vil det blant annet være kostnader forbundet med utvikling av en felles tildelingsplattform. Transmisjonsrettigheter kan gi Statnett mulighet til å sikre fremtidige inntekter, men det kan argumenteres for at Statnett har begrenset behov for å sikre fremtidige inntekter på denne måten.

8 Konklusjon

Ved behandlingen av Prop. 4 S (2017–2018) vedtok Stortinget samtykke til godkjenning av EØS-komiteens beslutning nr. 93/2017 av 5. mai 2017 om innlemmelse i EØS-avtalen av rettsaktene som inngår i den tredje energimarkedspakken. De fire forordningene som er omfattet av EØS-komiteens beslutninger og behandlet i proposisjonen utfyller og bidrar til gjennomføring av forordning 714/2009 som inngikk i den tredje energimarkedspakken.

Innlemmelse av CACM, EB, FCA og SOGL i EØS-avtalen og gjennomføring i norsk rett vil bidra til likere rammebetingelser og gir norske aktører tilgang til det europeiske kraftmarkedet i tråd med EØS-avtalen. Norske aktører slik som Statnett og RME gis også rett til deltagelse i samarbeid i EU.

For å sikre et godt internasjonalt samarbeid mellom reguleringsmyndigheter er det viktig at den norske reguleringsmyndigheten RME deltar i ACER. Innlemmelse av forordningene i EØS-avtalen viderefører rettighetene hos RME til å delta fullt ut i ACER, med unntak av stemmerett. Den norske systemansvarlige, Statnett, og utpekte kraftbørser som opererer i Norge, kan delta fullt ut, med stemmerett, sammen med tilsvarende europeiske aktører, ved utvikling og vedtagelse,

herunder endringer, av vilkår og metoder. Samtidig er det oppnådd EØS-tilpasninger om at sensitiv informasjon kan beskyttes.

Innlemmelse av forordningene i EØS-avtalen bidrar til en styrket regulering av markedene for elektrisitet i og utenfor Norge. Innlemmelsen forventes samlet å gi bedre forsyningssikkerhet, legge til rette for bedre integrering av fornybar energi i kraftsystemet, og å bidra til mer velfungerende markeder og effektiv nettvirksomhet. Dette er til nytte for produsenter, forbrukere og andre virksomheter og aktører i Norge.

Gjennomføring av forordningene i norsk rett innebærer endringer i energiloven. Det foreslås en bestemmelse som gir RME kompetanse til ved enkeltvedtak å fastsette eller godkjenne vilkår eller metoder om utøvelsen av avregningsansvaret, en klargjøring av departementets forskriftskompetanse om vilkår for organiserte markedsplasser for elektrisk energi, en ny bestemmelse om organiserte markedsplasser som omfattes av harmonisert EØS-regelverk (CACM), samt en bestemmelse om utlevering av informasjon.

Departementet foreslår at Stortinget gir samtykke til at forordningene innlemmes i EØS-avtalen, og at de gjennomføres i norsk rett med de endringer i energiloven som er beskrevet ovenfor.

9 Merknader til de enkelte lovforslagene

Til energiloven § 4-3

I energiloven § 4-3 foreslås et nytt femte ledd, som sier at RME ved enkeltvedtak kan fastsette eller godkjenne vilkår om utøvelse av avregningsansvaret. Den avregningsansvarlige (Statnett) skal i henhold til EB utvikle forslag til vilkår og metoder for balansering av kraftsystemet i tråd med forordningen. Forslagene skal godkjennes av reguleringsmyndighetene. Som alternativ til at RME fastsetter eller godkjenner hvert enkelt vilkår, kan RME fastsette eller godkjenne metoder for å sette vilkår.

Til energiloven § 4-5

Det følger av gjeldende energiloven § 4-5 annet ledd annet punktum at departementet kan gi forskrift om aktørenes informasjonsplikt. En generell hjemmel til å gi forskrifter til gjennomføring og utfylling av loven følger av energiloven § 10-6. Departementet foreslår at det i § 4-5 annet ledd annet punktum presiseres at departementet kan gi forskrift om vilkårene reguleringsmyndigheten kan sette i en konsesjon. Dette for å klargjøre departementets forskriftskompetanse. Konsesjon etter energiloven § 4-5 med tilhørende vilkår vil gjelde for virksomhet som ikke er omfattet av CACM og som faller utenfor den nye bestemmelsen som foreslås i § 4-5 a.

Til ny energiloven § 4-5 a

I *første ledd* i ny energiloven § 4-5 a foreslås det at reguleringsmyndigheten gis kompetanse til å utpeke en operatør som er ansvarlig for organisering eller drift av markeds plasser for omsetning av elektrisk energi som er underlagt harmonisert EØS-regelverk. Det vil si kraftbørser med ansvar for å utføre oppgaver i forbindelse med organisering og drift av day-ahead- og intradagmarkeds kobling. Denne funksjonen tilsvarer nominated electricity market operator (NEMO) som definert i kommisjonsforordning (EU) 2015/1222 (CACM).

Bestemmelsen omfatter organiserte markeds plasser så langt disse omfattes av CACM. I med-

hold av bestemmelsen treffer reguleringsmyndigheten vedtak om å utpeke markedsoperatør (NEMO) i Norge, basert på fastsatte vilkår i samsvar med CACM. En slik utpeking erstatter kravet om markeds plasskonsesjon etter § 4-5, så langt virksomheten er dekket av CACM. Reguleringsmyndigheten kan fastsette eller godkjenne ytterligere vilkår for slike markedsoperatører og for handel på slike markeds plasser, både nasjonale handelsregler og vilkår for handel internt i norske budområder. Disse reglene vil også gjelde for NEMOer som er utpekt i en annen EØS-stat, og som skal kunne tilby tjenestene sine i Norge.

I *annet ledd* foreslås det at operatører for organisert markeds plass (NEMO) som er utpekt i en annen stat som er part i EØS-avtalen, og som ønsker å utvide virksomheten til norske budområder, skal melde fra til reguleringsmyndigheten innen to måneder før oppstart. En NEMO som er utpekt i henhold i et annet land som er part i EØS-avtalen trenger ikke ny utpeking i Norge. En plikt til å melde fra er likevel i samsvar med CACM artikkel 4 nr. 5 siste punktum.

Ordlyden i tredje ledd er i samsvar med energiloven § 4-5 tredje ledd, som endret ved lov 25. mai 2018 nr. 21. I henhold til bestemmelsen skal reguleringsmyndigheten ved enkeltvedtak fastsette eller godkjenne vilkår, eller fastsette eller godkjenne metoder for å fastsette vilkår. For nærmere omtale vises det til Prop. 5 L (2017–2018) punkt 5.

I *fjerde ledd* foreslås det at reguleringsmyndigheten gis kompetanse til å sette ytterligere vilkår til operatører som nevnt i første og annet ledd ved enkeltvedtak. Det gjelder både overfor operatører som er utpekt av den norske reguleringsmyndigheten, og overfor operatører som er utpekt i en annen stat som er part i EØS-avtalen, og som ønsker å utvide virksomheten til norske budområder.

Det vil kunne oppstå situasjoner med behov for å regulere forhold eller å oppstille vilkår som ikke er direkte hjemlet i CACM eller fastsatt i medhold av denne forordningen, men hvor det etter en konkret vurdering anses nødvendig med ytterligere regulering i samsvar med de overord-

nede målsettingene i forordningen. Forordningen åpner også opp for en slik regulering gjennom nasjonale handelsregler.

Vilkårene må være nødvendige for å legge til rette for effektiv konkurranse mellom operatører for markedsplasser for omsetning av elektrisk energi, for å ivareta hensynet til systemsikkerhet, eller for å fremme et effektivt kraftmarked. Kravet om at vilkårene skal være «nødvendige» innebærer også en forutsetning om at kompetansen ikke skal brukes til å oppstille vilkår som allerede er regulert av CACM.

Forslaget til innledning i *femte ledd* om informasjonsplikt er en videreføring av gjeldende § 4-5 annet ledd annet punktum. Det kan være behov for å oppstille nærmere krav til aktørene, bl.a. som følge av CACM artikkel 80, som oppstiller informasjonsplikt. Videre kan det være behov for at departementet gir forskrift med nærmere kriterier for utpeking av operatører etter første ledd, og om de vilkårene reguleringsmyndigheten kan sette etter fjerde ledd i det enkelte tilfellet.

Til energiloven i § 10-1 sjette ledd

Bestemmelsen i energiloven § 10-1 sjette ledd gir hjemmel for at departementet, til gjennomføring av EØS-rettslige forpliktelser, kan gi forskrift om at det europeiske nettverket for operatører av transmisjonssystem, ENTSO-E, kan innhente informasjon direkte fra norske aktører. Det følger

av forordningene at informasjonsinnhenting skal skje i forståelse med ACER, og ENTSO-E kan formidle innhentet informasjon videre til ACER.

Bestemmelsen gjelder overfor Statnett, kraftbørser, markedsdeltakere og andre relevante aktører i energisektoren. Nærmere vilkår vil fremgå av forskrifter som gjennomfører forordningene. Hjemmelsgrunnlaget for ENTSO-E fremgår av forordningene. I tråd med forordningene omfattes kun informasjon som reguleringsmyndighetene, ACER, eller ENTSO-E ikke allerede besitter.

Til energiloven § 10-7

Ved lov 18. desember 2020 nr. 157 om endringer i vannressursloven og energiloven mv. er det blant annet gjort endringer i bestemmelsene om overtredelsesgebyr i energiloven. Endringene har ikke trådt i kraft. Som en lovteknisk konsekvens av forslagene til nytt femte ledd i § 4-3 og ny § 4-5 a, foreslås det å ta inn henvisninger til disse bestemmelsene i § 10-7 annet ledd om overtredelsesgebyr.

Til ikrafttredelsesbestemmelser

Loven gjelder fra det tidspunktet Kongen bestemmer. Kongen kan sette de ulike bestemmelsene i kraft til forskjellig tid.

Endringer i energiloven (fire forordninger om kraftmarkedet)

Olje- og energidepartementet

t i l r å r :

At Deres Majestet godkjenner og skriver under et framlagt forslag til proposisjon til Stortinget om endringer i energiloven (fire forordninger om kraftmarkedet) og samtykke til godkjenning av EØS-komiteens beslutninger nr. 204/2020 om innlemmelse i EØS-avtalen av kommisjonsforordning (EU) 2015/1222 om fastsettelse av retningslinjer for kapasitetstildeling og flaskehalshåndtering, nr. 205/2020 om innlemmelse i EØS-avtalen av kommisjonsforordning (EU) 2016/1719 om fastsettelse av retningslinjer for langsiktig kapasitetsfastsettelse, nr. 206/2020 om innlemmelse i EØS-avtalen av kommisjonsforordning (EU) 2017/1485 om fastsettelse av retningslinjer for drift av transmisjonsnettet for elektrisk kraft, og nr. 207/2020 om innlemmelse i EØS-avtalen av kommisjonsforordning (EU) 2017/2195 om fastsettelse av retningslinjer for balansering av kraftsystemet.

Vi **HARALD**, Norges Konge,

s t a d f e s t e r :

Stortinget blir bedt om å gjøre vedtak til lov om endringer i energiloven (fire forordninger om kraftmarkedet) og vedtak om samtykke til godkjenning av EØS-komiteens beslutninger nr. 204/2020 om innlemmelse i EØS-avtalen av kommisjonsforordning (EU) 2015/1222 om fastsettelse av retningslinjer for kapasitetstildeling og flaskehalshåndtering, nr. 205/2020 om innlemmelse i EØS-avtalen av kommisjonsforordning (EU) 2016/1719 om fastsettelse av retningslinjer for langsiktig kapasitetsfastsettelse, nr. 206/2020 om innlemmelse i EØS-avtalen av kommisjonsforordning (EU) 2017/1485 om fastsettelse av retningslinjer for drift av transmisjonsnettet for elektrisk kraft, og nr. 207/2020 om innlemmelse i EØS-avtalen av kommisjonsforordning (EU) 2017/2195 om fastsettelse av retningslinjer for balansering av kraftsystemet, i samsvar med et vedlagt forslag.

A

Forslag

til lov om endringer i energiloven (fire forordninger om kraftmarkedet)

I

I lov 29. juni 1990 nr. 50 om produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi m.m. gjøres følgende endringer:

§ 4-3 nytt femte ledd skal lyde:

Reguleringsmyndigheten skal ved enkeltvedtak

- a) *fastsette eller godkjenne vilkår om utøvelsen av avregningsansvaret, eller*
- b) *fastsette eller godkjenne metoder for å fastsette vilkår som nevnt i bokstav a.*

§ 4-5 annet ledd skal lyde:

I konsesjonen kan det settes vilkår dersom det finnes påkrevet av allmenne hensyn. Departementet kan gi forskrift om aktørenes informasjonsplikt og om vilkårene reguleringsmyndigheten kan sette i konsesjonen.

Ny § 4-5 a skal lyde:

§ 4-5 a (*Organiserte markedsplasser underlagt EØS-regelverk*)

Den som skal opptre i Norge som operatør med ansvar for organisering eller drift av markedsplasser for omsetning av elektrisk energi etter regelverk som er harmonisert gjennom EØS-avtalen, skal søke reguleringsmyndigheten om vedtak om utpeking.

Operatører som er utpekt i en annen EØS-stat, og som ønsker å utvide virksomheten til budområder innenfor kraftmarkedet i Norge, skal gi melding til reguleringsmyndigheten senest to måneder før virksomhetens oppstart.

Reguleringsmyndigheten skal ved enkeltvedtak

- a) *fastsette eller godkjenne vilkår for handel på markedsplasser som nevnt i første og annet ledd, eller*
- b) *fastsette eller godkjenne metoder for å fastsette vilkår for handel på markedsplasser som nevnt i bokstav a.*

Reguleringsmyndigheten kan ved enkeltvedtak fastsette ytterligere vilkår overfor operatører nevnt i

første og annet ledd for å legge til rette for effektiv konkurranse, ivareta hensynet til systemsikkerhet og fremme et effektivt kraftmarked.

Departementet kan gi forskrift om aktørenes informasjonsplikt, kriterier for utpeking av operatører etter første ledd og vilkårene som kan fastsettes etter fjerde ledd.

§ 10-1 sjettede ledd skal lyde:

Departementet kan gi forskrift om informasjons- og taushetsplikten og om utlevering av opplysninger som nevnt i tredje, fjerde og femte ledd, og om plikt til å utlevere informasjon til det europeiske nettverket for operatører av transmisjonssystem for elektrisk energi.

§ 10-7 annet ledd skal lyde:

Reguleringsmyndigheten kan ilegge overtredelsesgebyr etter reglene i forvaltningsloven § 44 til den som forsettlig eller uaktsomt overtrer:

1. § 3-3 første ledd, § 3-4 første ledd, § 3-4 a første ledd, § 4-1 første ledd, § 4-3 tredje ledd, § 4-5 første ledd, § 4-5 a § 4-6 første og annet ledd, § 4-7 første til tredje ledd, § 4-8, § 4-10 første og annet ledd, § 6-1 tredje ledd eller § 10-1 første, tredje og femte ledd
2. pålegg etter § 10-1
3. brudd på konsesjon, konsesjonsvilkår eller andre enkeltvedtak gitt i medhold av § 3-3 fjerde ledd, § 3-4 tredje ledd, § 3-4 a tredje ledd, § 4-1 annet og tredje ledd, § 4-2 fjerde ledd, § 4-3 annet, tredje og femte ledd, § 4-5 annet og tredje ledd eller § 6-1 fjerde ledd
4. forskrift, når det i forskriften er særskilt bestemt at overtredelse kan medføre overtredelsesgebyr.

II

Loven gjelder fra det tidspunktet Kongen bestemmer. Kongen kan sette de ulike bestemmelsene i kraft til forskjellig tid.

B Forslag

til vedtak om samtykke til godkjenning av EØS-komiteens beslutninger nr. 204/2020 om innlemmelse i EØS-avtalen av kommisjonsforordning (EU) 2015/1222 om fastsettelse av retningslinjer for kapasitetstildeling og flaskehalshåndtering, nr. 205/2020 om innlemmelse i EØS-avtalen av kommisjonsforordning (EU) 2016/1719 om fastsettelse av retningslinjer for langsiktig kapasitetsfastsettelse, nr. 206/2020 om innlemmelse i EØS-avtalen av kommisjonsforordning (EU) 2017/1485 om fastsettelse av retningslinjer for drift av transmisjonsnett for elektrisk kraft, og nr. 207/2020 om innlemmelse i EØS-avtalen av kommisjonsforordning (EU) 2017/2195 om fastsettelse av retningslinjer for balansering av kraftsystemet

Stortinget samtykker til godkjenning av EØS-komiteens beslutninger nr. 204/2020 om innlemmelse i EØS-avtalen av kommisjonsforordning (EU) 2015/1222 om fastsettelse av retningslinjer for kapasitetstildeling og flaskehalshåndtering, nr. 205/2020 om innlemmelse i EØS-avtalen av kommisjonsforordning (EU) 2016/1719 om fastsettelse av retningslinjer for langsiktig kapasitetsfast-

settelse, nr. 206/2020 om innlemmelse i EØS-avtalen av kommisjonsforordning (EU) 2017/1485 om fastsettelse av retningslinjer for drift av transmisjonsnett for elektrisk kraft, og nr. 207/2020 om innlemmelse i EØS-avtalen av kommisjonsforordning (EU) 2017/2195 om fastsettelse av retningslinjer for balansering av kraftsystemet.

Vedlegg 1

EØS-komiteens beslutning nr. 204/2020 av 11. desember 2020 om endring av EØS-avtalens vedlegg IV (Energi)

EØS-KOMITEEN HAR –

under henvisning til avtalen om Det europeiske økonomiske samarbeidsområde, heretter kalt EØS-avtalen, særlig artikkel 98, og ut fra følgende betraktninger:

- 1) Kommisjonsforordning (EU) 2015/1222 av 24. juli 2015 om fastsettelse av retningslinjer for kapasitetstildeling og flaskehalshåndtering¹ skal innlemmes i EØS-avtalen.
- 2) Kommisjonsforordning (EU) 2015/1222 får ikke anvendelse på transmisjonsnett på øyer som ikke er knyttet sammen med andre transmisjonsnett via overføringsforbindelser.
- 3) Ettersom transmisjonsnettet på Island ikke er knyttet sammen med andre transmisjonsnett, bør kommisjonsforordning (EU) 2015/1222 ikke få anvendelse for Island.
- 4) På grunn av sin beskjedne størrelse og sitt begrensede antall strømkunder har Liechtenstein ikke et eget transmisjonsnett. Kommisjonsforordning (EU) 2015/1222 bør derfor ikke få anvendelse for Liechtenstein.
- 5) Henvisninger til operatører av transmisjonsnett («TSO-er»), utpekte operatører på markedet for elektrisk kraft («NEMO-er»), reguleringsmyndigheter og berørte parter skal forstås slik at de omfatter TSO-en, NEMO-er, reguleringsmyndigheter og berørte parter som representerer Norge.
- 6) Når vilkår og metoder skal utarbeides i fellesskap i henhold til Kommisjonsforordning (EU) 2015/1222, er det avgjørende at alle nødvendige opplysninger oversendes uten opphold. Det bør sikres gjennom nært samarbeid mellom TSO-er og reguleringsmyndigheter at følsomme opplysninger, som detaljerte opplysninger om elektriske transformatorstasjoner, eksakt posisjon for underjordiske overføringskabler, opplysninger om kontrollsystemer og detaljerte sårbarhetsanalyser som kan brukes til sabotasje, blir effektivt beskyttet i prosessen for utarbeiding av vilkår eller metoder. For å sikre effektiv gjennomføring av kommisjonsforordning (EU) 2015/1222 bør samme nivå av samarbeid om informasjonsutveksling og vern av følsomme opplysninger etableres med henblikk på samarbeidet med Norge.
- 7) Synspunkter fra de viktigste berørte parter med hensyn til utvikling av vilkår og metoder for regioner eller hele EØS, som kan bli bindende gjennom godkjenning fra reguleringsmyndighetene, er avgjørende for et effektivt reguleringsrammeverk over landegrensene. TSO-ene og andre berørte parter bør derfor delta i prosessene for utarbeiding av forslag til vilkår og metoder som fastsatt i de ulike bestemmelsene i kommisjonsforordning (EU) 2015/1222. Særlig bør den norske TSO-en og de norske NEMO-ene delta i beslutningsprosessen for berørte parter på tilsvarende måte som TSO-er og NEMO-er som representerer en EU-medlemsstat.
- 8) For forslag som gjelder regioner eller hele Unionen, der godkjenning av forslag fra TSO-er eller NEMO-er krever en beslutning fra mer enn én reguleringsmyndighet, bør reguleringsmyndighetene rådføre seg med hverandre og samarbeide for å oppnå enighet før reguleringsmyndighetene treffer en beslutning. Den norske reguleringsmyndigheten bør involveres i dette samarbeidet.
- 9) Ettersom kommisjonsforordning (EU) 2015/1222 er vedtatt på grunnlag av europaparlaments- og rådsforordning (EF) nr. 714/2009 av 13. juli 2009 om vilkår for tilgang til nett for utveksling av elektrisk kraft over landegrensene og om oppheving av forordning (EF) nr. 1228/2003², er tilpasningsteksten som ble utarbeidet og vedtatt i forbindelse med EØS-komiteens beslutning nr. 93/2017 av 5. mai 2017 om endring av EØS-avtalens vedlegg IV (Energi)³ for gjennomføringen av forordning

¹ EUT L 197 av 25.7.2015, s. 24.

² EUT L 211 av 14.8.2009, s. 15.

³ EUT L 36 av 7.2.2019, s. 44.

(EF) nr. 714/2009, særlig bestemmelsene i artikkel 1 nr. 1 og 5, som omhandler tilpasninger med hensyn til rollen Byrået for samarbeid mellom energireguleringsmyndigheter skal ha i forbindelse med EØS, relevant for anvendelsen av kommisjonsforordning (EU) 2015/1222 i EØS, og særlig for anvendelsen av artikkel 9 nr. 11 og 12.

10) EØS-avtalens vedlegg IV bør derfor endres –

TRUFFET DENNE BESLUTNING:

Artikkel 1

I EØS-avtalens vedlegg IV, etter nr. 48 (kommisjonsforordning (EU) nr. 543/2013), tilføyes følgende:

«49. **32015 R 1222:** Kommisjonsforordning (EU) 2015/1222 av 24. juli 2015 om fastsettelse av retningslinjer for kapasitetstildeling og flaskehalshåndtering (EUT L 197 av 25.7.2015, s. 24).

Forordningens bestemmelser skal for denne avtales formål gjelde med følgende tilpasning:

- a) Forordningen får ikke anvendelse for Island og Liechtenstein.
- b) I artikkel 9:
 - i) Henvisningene til ‘befolkningen i Unionen’ i artikkel 9 nr. 2 bokstav b), til ‘befolkningen i den berørte regionen’ i artikkel 9 nr. 3 bokstav b) og til ‘befolkningen i de deltakende medlemsstatene’ i artikkel 9 nr. 3 annet ledd skal forstås å omfatte befolkningen i Norge ved vurdering av hvorvidt den relevante terskel for kvalifisert flertall er oppnådd.
 - ii) Henvisningene til ‘regioner som består av mer enn fem medlemsstater’ i artikkel 9 nr. 3 første ledd og til ‘regioner som består av fem medlemsstater eller færre’ i artikkel 9 nr. 3 tredje ledd skal

forstås som henholdsvis ‘regioner som består av mer enn fire EU-medlemsstater og Norge’ og ‘regioner som består av fire EU-medlemsstater og Norge eller færre’.

c) I artikkel 13 tilføyes følgende:

‘Avtaler mellom TSO-er og/eller reguleringsmyndigheter kan sikre at fortrolige eller følsomme opplysninger blir effektivt beskyttet, og bidra til å garantere at alle opplysninger som er nødvendige for å utarbeide felles vilkår og metoder, oversendes uten opphold.’»

Artikkel 2

Teksten til forordning (EU) 2015/1222 på islandsk og norsk, som skal kunngjøres i EØS-tillegget til *Den europeiske unions tidende*, skal gis gyldighet.

Artikkel 3

Denne beslutning trer i kraft 12. desember 2020 eller dagen etter at alle meddelelser etter EØS-avtalens artikkel 103 nr. 1 er inngitt⁴, alt etter hva som inntreffer sist.

Artikkel 4

Denne beslutning skal kunngjøres i EØS-avdelingen av og EØS-tillegget til *Den europeiske unions tidende*.

Utferdiget i Brussel 11. desember 2020.

For EØS-komiteen
Sabine Monauni
 Formann

⁴ Forfatningsrettslige krav angitt.

Vedlegg 2

EØS-komiteens beslutning nr. 205/2020 av 11. desember 2020 om endring av EØS-avtalens vedlegg IV (Energi)

EØS-KOMITEEN HAR –

under henvisning til avtalen om Det europeiske økonomiske samarbeidsområde, heretter kalt EØS-avtalen, særlig artikkel 98, og ut fra følgende betraktninger:

- 1) Kommisjonsforordning (EU) 2016/1719 av 26. september 2016 om fastsettelse av retningslinjer for langsiktig kapasitetstildeling¹ skal innlemmes i EØS-avtalen.
- 2) Kommisjonsforordning (EU) 2016/1719 får ikke anvendelse på transmisjonsnett på øyer som ikke er knyttet sammen med andre transmisjonsnett via overføringsforbindelser.
- 3) Ettersom transmisjonsnettet på Island ikke er knyttet sammen med andre transmisjonsnett, bør kommisjonsforordning (EU) 2016/1719 ikke få anvendelse for Island.
- 4) På grunn av sin beskjedne størrelse og sitt begrensede antall strømkunder har Liechtenstein ikke et eget transmisjonsnett. Kommisjonsforordning (EU) 2016/1719 bør derfor ikke få anvendelse for Liechtenstein.
- 5) Henvisninger til operatører av transmisjonsnett («TSO-er»), reguleringsmyndigheter og berørte parter skal forstås slik at de omfatter TSO-en, reguleringsmyndigheter og berørte parter som representerer Norge.
- 6) Når vilkår og metoder skal utarbeides i fellesskap i henhold til Kommisjonsforordning (EU) 2016/1719, er det avgjørende at alle nødvendige opplysninger oversendes uten opphold. Det bør sikres gjennom nært samarbeid mellom TSO-er og reguleringsmyndigheter at følsomme opplysninger, som detaljerte opplysninger om elektriske transformatorstasjoner, eksakt posisjon for underjordiske overføringskabler, opplysninger om kontrollsystemer og detaljerte sårbarhetsanalyser som kan brukes til sabotasje, blir effektivt beskyttet i prosessen for utarbeiding av vilkår eller metoder. For å sikre effektiv gjennomføring av kommisjonsforordning (EU) 2016/1719 bør samme nivå av samarbeid om informasjonsutveksling og vern av følsomme opplysninger etableres med henblikk på samarbeidet med Norge.
- 7) Synspunkter fra de viktigste berørte parter med hensyn til utvikling av vilkår og metoder for regioner eller hele EØS, som kan bli bindende gjennom godkjenning fra reguleringsmyndighetene, er avgjørende for et effektivt reguleringsrammeverk over landegrensene. TSO-ene og andre berørte parter bør derfor delta i prosessene for utarbeiding av forslag til vilkår og metoder som fastsatt i de ulike bestemmelsene i kommisjonsforordning (EU) 2016/1719. Særlig bør den norske TSO-en delta i beslutningsprosessen for berørte parter på tilsvarende måte som TSO-er som representerer en EU-medlemsstat.
- 8) For forslag som gjelder regioner eller hele Unionen, der godkjenning av forslag fra TSO-er krever en beslutning fra mer enn én reguleringsmyndighet, bør reguleringsmyndighetene rådføre seg med hverandre og samarbeide for å oppnå enighet før reguleringsmyndighetene treffer en beslutning. Den norske reguleringsmyndigheten bør involveres i dette samarbeidet.
- 9) Ettersom kommisjonsforordning (EU) 2016/1719 er vedtatt på grunnlag av europaparlaments- og rådsforordning (EF) nr. 714/2009 av 13. juli 2009 om vilkår for tilgang til nett for utveksling av elektrisk kraft over landegrensene og om oppheving av forordning (EF) nr. 1228/2003², er tilpasningsteksten som ble utarbeidet og vedtatt i forbindelse med EØS-komiteens beslutning nr. 93/2017 av 5. mai 2017 om endring av EØS-avtalens vedlegg IV (Energi)³ for gjennomføringen av forordning (EF) nr. 714/2009, særlig bestemmelsene i artikkel 1 nr. 1 og 5, som omhandler tilpasninger med hensyn til rollen Byrået for samarbeid

¹ EUT L 259 av 27.9.2016, s. 42.

² EUT L 211 av 14.8.2009, s. 15.

³ EUT L 36 av 7.2.2019, s. 44.

mellom energireguleringsmyndigheter skal ha i forbindelse med EØS, relevant for anvendelsen av kommisjonsforordning (EU) 2016/1719 i EØS, og særlig for anvendelsen av artikkel 4 nr. 8 og 10.

10) EØS-avtalens vedlegg IV bør derfor endres –

TRUFFET DENNE BESLUTNING:

Artikkel 1

I EØS-avtalens vedlegg IV, etter nr. 49 (kommisjonsforordning (EU) 2015/1222), tilføyes følgende:

«50. **32016 R 1719:** Kommisjonsforordning (EU) 2016/1719 av 26. september 2016 om fastsettelse av retningslinjer for langsiktig kapasitetstildeling (EUT L 259 av 27.9.2016, s. 42).

Forordningens bestemmelser skal for denne avtales formål gjelde med følgende tilpasning:

- a) Forordningen får ikke anvendelse for Island og Liechtenstein.
- b) I artikkel 4:
 - i) Henvisningene til ‘befolkningen i Unionen’ i artikkel 4 nr. 2 bokstav b), til ‘befolkningen i den berørte regionen’ i artikkel 4 nr. 3 bokstav b) og til ‘befolkningen i de deltakende medlemsstatene’ i artikkel 4 nr. 3 annet ledd skal forstås å omfatte befolkningen i Norge ved vurdering av hvorvidt den relevante terskel for kvalifisert flertall er oppnådd.
 - ii) Henvisningene til ‘regioner som består av mer enn fem medlemsstater’ i artikkel 4 nr. 3 første ledd og til ‘regioner som består av fem medlemsstater eller færre’ i artikkel 4 nr. 3 tredje ledd skal forstås som henholdsvis ‘regioner som består av mer enn fire EU-medlemssta-

ter og Norge’ og ‘regioner som består av fire EU-medlemsstater og Norge eller færre’.

c) I artikkel 7 tilføyes følgende:

‘Avtaler mellom TSO-er og/eller reguleringsmyndigheter kan sikre at fortrolige eller følsomme opplysninger blir effektivt beskyttet, og bidra til å garantere at alle opplysninger som er nødvendige for å utarbeide felles vilkår og metoder, oversendes uten opphold.’»

Artikkel 2

Teksten til forordning (EU) 2016/1719 på islandsk og norsk, som skal kunngjøres i EØS-tillegget til *Den europeiske unions tidende*, skal gis gyldighet.

Artikkel 3

Denne beslutning trer i kraft 12. desember 2020 eller dagen etter at alle meddelelser etter EØS-avtalens artikkel 103 nr. 1 er inngitt⁴, alt etter hva som inntreffer sist.

Artikkel 4

Denne beslutning skal kunngjøres i EØS-avdelingen av og EØS-tillegget til *Den europeiske unions tidende*.

Utferdiget i Brussel 11. desember 2020.

For EØS-komiteen
Sabine Monauni
 Formann

⁴ Forfatningsrettslige krav angitt.

Vedlegg 3**EØS-komiteens beslutning nr. 206/2020 av 11. desember 2020 om endring av EØS-avtalens vedlegg IV (Energi)**

EØS-KOMITEEN HAR –

under henvisning til avtalen om Det europeiske økonomiske samarbeidsområde, heretter kalt EØS-avtalen, særlig artikkel 86 og 98, og ut fra følgende betraktninger:

- 1) Kommisjonsforordning (EU) 2017/1485 av 2. august 2017 om fastsettelse av retningslinjer for drift av transmisjonsnettet for elektrisk kraft¹ skal innlemmes i EØS-avtalen.
- 2) Kommisjonsforordning (EU) 2017/1485 får ikke anvendelse på transmisjonsnett på øyer som ikke er knyttet sammen med andre transmisjonsnett via overføringsforbindelser.
- 3) Ettersom transmisjonsnettet på Island ikke er knyttet sammen med andre transmisjonsnett, bør kommisjonsforordning (EU) 2017/1485 ikke få anvendelse for Island.
- 4) På grunn av sin beskjedne størrelse og sitt begrensede antall strømkunder har Liechtenstein ikke et eget transmisjonsnett. Kommisjonsforordning (EU) 2017/1485 bør derfor ikke få anvendelse for Liechtenstein.
- 5) Henvisninger til operatører av transmisjonsnett («TSO-er»), operatører av distribusjonsnett («DSO-er»), betydelige nettbrukere («SGU-er»), reguleringsmyndigheter, berørte parter og utpekte enheter skal forstås slik at de omfatter TSO-en, DSO-er, SGU-er, reguleringsmyndigheter, berørte parter og utpekte enheter som representerer Norge.
- 6) Når vilkår og metoder skal utarbeides i fellesskap i henhold til Kommisjonsforordning (EU) 2017/1485, er det avgjørende at alle nødvendige opplysninger oversendes uten opphold. Det bør sikres gjennom nært samarbeid mellom TSO-er og reguleringsmyndigheter at følsomme opplysninger, som detaljerte opplysninger om elektriske transformatorstasjoner, eksakt posisjon for underjordiske overføringskabler, opplysninger om kontrollsystemer og detaljerte sårbarhetsanalyser som kan brukes til sabotasje, blir effektivt beskyttet i prosessen for utarbeiding av vilkår eller metoder. For å sikre effektiv gjennomføring av kommisjonsforordning (EU) 2017/1485 bør samme nivå av samarbeid om informasjonsutveksling og vern av følsomme opplysninger etableres med henblikk på samarbeidet med Norge.
- 7) Synspunkter fra de viktigste berørte parter med hensyn til utvikling av vilkår og metoder for regioner eller hele EØS, som kan bli bindende gjennom godkjenning fra reguleringsmyndighetene, er avgjørende for et effektivt reguleringsrammeverk over landegrensene. TSO-ene og andre berørte parter bør derfor delta i prosessene for utarbeiding av forslag til vilkår og metoder som fastsatt i de ulike bestemmelsene i kommisjonsforordning (EU) 2017/1485. Særlig bør den norske TSO-en delta i beslutningsprosessen for berørte parter på tilsvarende måte som TSO-er som representerer en EU-medlemsstat.
- 8) For forslag som gjelder regioner eller hele Unionen, der godkjenning av forslag fra TSO-er krever en beslutning fra mer enn én reguleringsmyndighet, bør reguleringsmyndighetene rådføre seg med hverandre og samarbeide for å oppnå enighet før reguleringsmyndighetene treffer en beslutning. Den norske reguleringsmyndigheten bør involveres i dette samarbeidet.
- 9) Ettersom kommisjonsforordning (EU) 2017/1485 er vedtatt på grunnlag av europaparlaments- og rådsforordning (EF) nr. 714/2009 av 13. juli 2009 om vilkår for tilgang til nett for utveksling av elektrisk kraft over landegrensene og om oppheving av forordning (EF) nr. 1228/2003², er tilpasningsteksten som ble utarbeidet og vedtatt i forbindelse med EØS-komiteens beslutning nr. 93/2017 av 5. mai 2017 om endring av EØS-avtalens vedlegg IV (Energi)³ for gjennomføringen av forordning

¹ EUT L 220 av 25.8.2017, s. 1.

² EUT L 211 av 14.8.2009, s. 15.

³ EUT L 36 av 7.2.2019, s. 44.

(EF) nr. 714/2009, særlig bestemmelsene i artikkel 1 nr. 1 og 5, som omhandler tilpasninger med hensyn til rollen Byrået for samarbeid mellom energireguleringsmyndigheter skal ha i forbindelse med EØS, relevant for anvendelsen av kommisjonsforordning (EU) 2017/1485 i EØS, og særlig for anvendelsen av artikkel 6 nr. 8 og artikkel 7 nr. 3.

10) EØS-avtalens vedlegg IV bør derfor endres –

GJORT DETTE VEDTAK:

Artikkel 1

I EØS-avtalens vedlegg IV, etter nr. 50 (kommisjonsforordning (EU) 2016/1719), tilføyes følgende:

«51. **32017 R 1485:** Kommisjonsforordning (EU) 2017/1485 av 2. august 2017 om fastsettelse av retningslinjer for drift av transmisjonsnettet for elektrisk kraft (EUT L 220 av 25.8.2017, s. 1).

Forordningens bestemmelser skal for denne avtales formål gjelde med følgende tilpasning:

- a) Forordningen får ikke anvendelse for Island og Liechtenstein.
- b) I artikkel 5:
 - i) Henvisningene til 'befolkningen i Unionen' i artikkel 5 nr. 3 bokstav b), til 'befolkningen i den berørte regionen' i artikkel 5 nr. 5 bokstav b) og til 'befolkningen i de deltakende medlemsstatene' i artikkel 5 nr. 6 skal forstås å omfatte befolkningen i Norge ved vurdering av hvorvidt den relevante terskel for kvalifisert flertall er oppnådd.
 - ii) Henvisningene til 'regioner som består av mer enn fem medlemsstater' i artikkel 5 nr. 5 og til 'regioner som består av fem medlemsstater eller færre' i artik-

kel 5 nr. 7 skal forstås som henholdsvis 'regioner som består av mer enn fire EU-medlemsstater og Norge' og 'regioner som består av fire EU-medlemsstater og Norge eller færre'.

c) I artikkel 12 tilføyes følgende:

'Avtaler mellom TSO-er og/eller reguleringsmyndigheter kan sikre at fortrolige eller følsomme opplysninger blir effektivt beskyttet, og bidra til å garantere at alle opplysninger som er nødvendige for å utarbeide felles vilkår og metoder, oversendes uten opphold.'»

Artikkel 2

Teksten til forordning (EU) 2017/1485 på islandsk og norsk, som skal kunngjøres i EØS-tillegget til *Den europeiske unions tidende*, skal gis gyldighet.

Artikkel 3

Denne beslutning trer i kraft 12. desember 2020 eller dagen etter at alle meddelelser etter EØS-avtalens artikkel 103 nr. 1 er inngitt⁴, alt etter hva som inntreffer sist.

Artikkel 4

Denne beslutning skal kunngjøres i EØS-avdelingen av og EØS-tillegget til *Den europeiske unions tidende*.

Utferdiget i Brussel 11. desember 2020.

For EØS-komiteen
Sabine Monauni
 Formann

⁴ Forfatningsrettslige krav angitt.

Vedlegg 4**EØS-komiteens beslutning nr. 207/2020 av 11. desember 2020 om endring av EØS-avtalens vedlegg IV (Energi)**

EØS-KOMITEEN HAR –

under henvisning til avtalen om Det europeiske økonomiske samarbeidsområde, heretter kalt EØS-avtalen, særlig artikkel 98, og ut fra følgende betraktninger:

- 1) Kommisjonsforordning (EU) 2017/2195 av 23. november 2017 om fastsettelse av retningslinjer for balansering av elektrisk kraft¹ skal innlemmes i EØS-avtalen.
- 2) Kommisjonsforordning (EU) 2017/2195 får ikke anvendelse på transmisjonsnett på øyer som ikke er knyttet sammen med andre transmisjonsnett via overføringsforbindelser.
- 3) Ettersom transmisjonsnettet på Island ikke er knyttet sammen med andre transmisjonsnett, bør kommisjonsforordning (EU) 2017/2195 ikke få anvendelse for Island.
- 4) På grunn av sin beskjedne størrelse og sitt begrensede antall strømkunder har Liechtenstein ikke et eget transmisjonsnett. Kommisjonsforordning (EU) 2017/2195 bør derfor ikke få anvendelse for Liechtenstein.
- 5) Henvisninger til operatører av transmisjonsnett («TSO-er»), reguleringsmyndigheter og berørte parter skal forstås slik at de omfatter TSO-en, reguleringsmyndigheter og berørte parter som representerer Norge.
- 6) Når vilkår og metoder skal utarbeides i fellesskap i henhold til Kommisjonsforordning (EU) 2017/2195, er det avgjørende at alle nødvendige opplysninger oversendes uten opphold. Det bør sikres gjennom nært samarbeid mellom TSO-er og reguleringsmyndigheter at følsomme opplysninger, som detaljerte opplysninger om elektriske transformatorstasjoner, eksakt posisjon for underjordiske overføringskabler, opplysninger om kontrollsystemer og detaljerte sårbarhetsanalyser som kan brukes til sabotasje, blir effektivt beskyttet i prosessen for utarbeiding av vilkår eller metoder. For å sikre effektiv gjennomføring av kommisjonsforordning (EU) 2017/2195 bør samme nivå av samarbeid om informasjonsutveksling og vern av følsomme opplysninger etableres med henblikk på samarbeidet med Norge.
- 7) Synspunkter fra de viktigste berørte parter med hensyn til utvikling av vilkår og metoder for regioner eller hele EØS, som kan bli bindende gjennom godkjenning fra reguleringsmyndighetene, er avgjørende for et effektivt reguleringsrammeverk over landegrensene. TSO-ene og andre berørte parter bør derfor delta i prosessene for utarbeiding av forslag til vilkår og metoder som fastsatt i de ulike bestemmelsene i kommisjonsforordning (EU) 2017/2195. Særlig bør den norske TSO-en delta i beslutningsprosessen for berørte parter på tilsvarende måte som TSO-er som representerer en EU-medlemsstat.
- 8) For forslag som gjelder regioner eller hele Unionen, der godkjenning av forslag fra TSO-er krever en beslutning fra mer enn én reguleringsmyndighet, bør reguleringsmyndighetene rådføre seg med hverandre og samarbeide for å oppnå enighet før reguleringsmyndighetene treffer en beslutning. Den norske reguleringsmyndigheten bør involveres i dette samarbeidet.
- 9) Ettersom kommisjonsforordning (EU) 2017/2195 er vedtatt på grunnlag av europaparlaments- og rådsforordning (EF) nr. 714/2009 av 13. juli 2009 om vilkår for tilgang til nett for utveksling av elektrisk kraft over landegrensene og om oppheving av forordning (EF) nr. 1228/2003², er tilpasningsteksten som ble utarbeidet og vedtatt i forbindelse med EØS-komiteens beslutning nr. 93/2017 av 5. mai 2017 om endring av EØS-avtalens vedlegg IV (Energi)³ for gjennomføringen av forordning (EF) nr. 714/2009, særlig bestemmelsene i artikkel 1 nr. 1 og 5, som omhandler tilpasninger med hensyn til rollen Byrået for samarbeid

¹ EUT L 312 av 28.11.2017, s. 6.

² EUT L 211 av 14.8.2009, s. 15.

³ EUT L 36 av 7.2.2019, s. 44.

mellom energireguleringsmyndigheter skal ha i forbindelse med EØS, relevant for anvendelsen av kommisjonsforordning (EU) 2017/2195 i EØS, og særlig for anvendelsen av artikkel 5 nr. 6 og 7.

10) EØS-avtalens vedlegg IV bør derfor endres –

TRUFFET DENNE BESLUTNING:

Artikkel 1

I EØS-avtalens vedlegg IV, etter nr. 51 (kommisjonsforordning (EU) 2017/1485), tilføyes følgende:

«52. **32017 R 2195:** Kommisjonsforordning (EU) 2017/2195 av 23. november 2017 om fastsettelse av retningslinjer for balansering av elektrisk kraft (EUT L 312 av 28.11.2017, s. 6).

Forordningens bestemmelser skal for denne avtales formål gjelde med følgende tilpasning:

- a) Forordningen får ikke anvendelse for Island og Liechtenstein.
- b) I artikkel 4:
 - i) Henvisningene til ‘befolkningen i Unionen’ i artikkel 4 nr. 3 bokstav b), til ‘befolkningen i den berørte regionen’ i artikkel 4 nr. 4 bokstav b) og til ‘befolkningen i de deltakende medlemsstatene’ i artikkel 4 nr. 4 annet ledd skal forstås å omfatte befolkningen i Norge ved vurdering av hvorvidt den relevante terskel for kvalifisert flertall er oppnådd.
 - ii) Henvisningene til ‘regioner som består av mer enn fem medlemsstater’ i artikkel 4 nr. 4 første ledd og til ‘regioner som består av fem medlemsstater eller færre’ i artikkel 4 nr. 5 skal forstås som henholdsvis ‘regioner som består av mer enn fire EU-medlemsstater og

Norge’ og ‘regioner som består av fire EU-medlemsstater og Norge eller færre’.

c) I artikkel 11 tilføyes følgende:

‘Avtaler mellom TSO-er og/eller reguleringsmyndigheter kan sikre at fortrolige eller følsomme opplysninger blir effektivt beskyttet, og bidra til å garantere at alle opplysninger som er nødvendige for å utarbeide felles vilkår og metoder, oversendes uten opphold.’»

Artikkel 2

Teksten til forordning (EU) 2017/2195 på islandsk og norsk, som skal kunngjøres i EØS-tillegget til *Den europeiske unions tidende*, skal gis gyldighet.

Artikkel 3

Denne beslutning trer i kraft 12. desember 2020 eller dagen etter at alle meddelelser etter EØS-avtalens artikkel 103 nr. 1 er inngitt⁴, alt etter hva som inntreffer sist.

Artikkel 4

Denne beslutning skal kunngjøres i EØS-avdelingen av og EØS-tillegget til *Den europeiske unions tidende*.

Utferdiget i Brussel 11. desember 2020.

For EØS-komiteen
Sabine Monauni
 Formann

⁴ Forfatningsrettslige krav angitt.

Vedlegg 5

Kommisjonsforordning (EU) 2015/1222 av 24. juli 2015 om fastsettelse av retningslinjer for kapasitetstildeling og flaskehalshåndtering

EUROPAKOMMISJONEN HAR

under henvisning til traktaten om Den europeiske unions virkemåte,

under henvisning til europaparlaments- og rådsforordning (EF) nr. 714/2009 av 13. juli 2009 om vilkår for tilgang til nett for utveksling av elektrisk kraft over landegrensene og om oppheving av forordning (EF) nr. 1228/2003¹, særlig artikkel 18 nr. 3 bokstav b) og nr. 5, og

ut fra følgende betraktninger:

- 1) En rask gjennomføring av et velfungerende og sammenkoplede indre energimarked er avgjørende for målet om å opprettholde sikkerheten i energiforsyningen, øke konkurranseevnen og sikre at alle forbrukere kan kjøpe energi til overkommelige priser. Et velfungerende indre marked for elektrisk kraft bør gi produsentene insentiver til å investere i ny kraftproduksjon, herunder elektrisk kraft fra fornybare energikilder, og bør legge særlig vekt på de mest isolerte medlemsstatene og regionene i Unionsens energimarked. Et velfungerende marked bør også gjennom hensiktsmessige tiltak fremme en mer effektiv energibruk hos forbrukerne, og en sikker energiforsyning er en forutsetning for dette.
- 2) Sikker energiforsyning er et vesentlig element for offentlig sikkerhet og henger derfor tett sammen med et indre marked for elektrisk kraft som fungerer tilfredsstillende, og integrasjonen av de isolerte markedene for elektrisk kraft i medlemsstatene. Elektrisk kraft kan bare framføres til unionsborgerne gjennom nettet. Velfungerende markeder for elektrisk kraft og særlig nettene og andre eiendeler knyttet til forsyningen av elektrisk kraft, spiller en avgjørende rolle for offentlig sikkerhet, en konkurransedyktig økonomi og unionsborgerenes velferd.
- 3) Forordning (EF) nr. 714/2009 fastsetter ikke-diskriminerende regler for vilkårene for til-

gang til nett for utveksling av elektrisk kraft over landegrensene, særlig regler for kapasitetstildeling og håndtering av flaskehalser i overføringsforbindelser og transmisjonsnett som påvirker grensekryssende flyt av elektrisk kraft. For å arbeide mot et virkelig integrert marked for elektrisk kraft bør de nåværende reglene for kapasitetstildeling, flaskehalshåndtering og handel med elektrisk kraft harmoniseres ytterligere. Denne forordning fastsetter derfor harmoniserte minstekrav til den endelige felles dagen-før- og intradagmarkedskoplingen (day-ahead and intraday coupling) for å skape en klar juridisk ramme for en effektiv og moderne ordning for kapasitetstildeling og flaskehalshåndtering, som fremmer handelen med elektrisk kraft i Unionen og en mer effektiv utnyttelse av nettet, og øker konkurransen til fordel for forbrukerne.

- 4) For å kunne innføre felles dagen-før- og intradagmarkedskopling må den tilgjengelige kapasiteten over landegrensene beregnes på en samordnet måte av operatørene av transmisjonsnett («Transmission System Operators», heretter kalt TSO-er). For dette formål bør de utvikle en felles nettmodell som omfatter produksjon, last og nettstatus per time. Den tilgjengelige kapasiteten bør normalt beregnes i samsvar med den såkalte flytbaserte beregningsmetoden, som er en metode som tar hensyn til at elektrisk kraft kan flyte via ulike veier, og som optimaliserer den tilgjengelige kapasiteten i nett som innbyrdes er sterkt avhengig av hverandre. Den tilgjengelige kapasiteten over landegrensene bør være et viktig bidrag til den videre beregningsprosessen, der alle kjøps- og salgsbud i Unionen som kraftbørsene tar imot, matches, idet det tas hensyn til tilgjengelig kapasitet over landegrensene på en økonomisk optimal måte. Felles dagen-før- og intradagmarkedskopling sikrer at kraften normalt overføres fra områder med lav pris til områder med høy pris.

¹ EUT L 211 av 14.8.2009, s. 15.

- 5) Markedskoplingsoperatøren («market coupling operator», heretter kalt «MCO») bruker en bestemt algoritme for å matche kjøps- og salgsbud på en optimal måte. Resultatene av beregningen bør gjøres tilgjengelige for alle kraftbørser uten noen form for forskjellsbehandling. På grunnlag av resultatene av MCO-ens beregning bør kraftbørsene underrette sine kunder om hvilke kjøps- og salgsbud som er antatt. Energien bør deretter overføres gjennom nettet i samsvar med resultatene av MCO-ens beregning. Prosessen for felles dagen-før- og intradagmarkedskopling er tilsvarende, bortsett fra at det ved intradagmarkedskopling bør benyttes en kontinuerlig prosess hele dagen gjennom i stedet for en enkelt beregning som ved dagen-før-markedskopling.
- 6) Kapasitetsberegningen for tidsrammene for dagen-før- og intradagmarkedet bør samordnes minst på regionalt plan for å sikre at kapasitetsberegningen er pålitelig, og at optimal kapasitet gjøres tilgjengelig for markedet. Felles metoder for beregning av regional kapasitet bør utvikles for å definere inndata, beregningsmetode og valideringskrav. Opplysninger om tilgjengelig kapasitet bør oppdateres til rett tid på grunnlag av den nyeste informasjonen ved hjelp av en effektiv kapasitetsberegningssprosess.
- 7) To metoder er tillatt for å beregne utvekslingskapasitet mellom budområder: den flytbaserte metoden eller metoden for samordnet netto overføringskapasitet. Den flytbaserte metoden bør anvendes som hovedmetode for kapasitetsberegning i dagen-før- og intradagmarkedet dersom budområdene er sterkt avhengige av hverandre med hensyn til utvekslingskapasitet. Den flytbaserte metoden bør først innføres etter at markedsdeltakerne er blitt rådspurt og har hatt tilstrekkelig tid til å forberede en smidig overgang. Metoden for samordnet netto overføringskapasitet bør bare anvendes i regioner der budområdene er mindre avhengige av hverandre med hensyn til utvekslingskapasitet, og det kan påvises at den flytbaserte metoden ikke ville gi noen merverdi.
- 8) Med sikte på å beregne utvekslingskapasiteten mellom budområder på en samordnet måte bør det utvikles en felles nettmodell for felles dagen-før- og intradagmarkedskopling som representerer det sammenkoblede europeiske nettet. Den felles nettmodellen bør omfatte en modell av transmisjonsnettet som viser plasseringen av produksjons- og lastenheter som er relevante for beregningen av utvekslingskapasitet mellom budområder. Det er avgjørende for utviklingen av den felles nettmodellen at hver enkelt TSO leverer korrekt informasjon til rett tid.
- 9) Hver enkelt TSO bør utvikle en individuell nettmodell av sitt system og sende den til de TSO-ene som har ansvaret for å slå dem sammen til en felles nettmodell. De individuelle nettmodellene bør inneholde opplysninger om produksjons- og lastenheter.
- 10) TSO-ene bør anvende et felles sett av korrigerende tiltak som mothandel eller spesialregulering for å håndtere både interne flaskehals og flaskehals mellom budområder. For å fremme en mer effektiv kapasitetstildeling og unngå unødige innskrenkninger i utvekslingskapasitet over landegrensene, bør TSO-ene samordne bruken av korrigerende tiltak i forbindelse med kapasitetsberegningen.
- 11) Budområder som gjenspeiler fordelingen av tilbud og etterspørsel, er en hjørnestein i den markedsbaserte handelen med elektrisk kraft og er en forutsetning for å få full utnyttelse av metodene for kapasitetstildeling, herunder den flytbaserte metoden. Budområdene bør derfor fastsettes på en måte som sikrer effektiv flaskehalshåndtering og et samlet effektivt marked. Budområdene kan senere endres ved at de deles opp eller slås sammen eller ved at grensene justeres. Budområdene bør være de samme for alle tidsrammer for markedet. Gjennomgåelsen av budområdenes konfigurasjonen i henhold til denne forordning vil spille en viktig rolle når strukturelle flaskehals skal identifiseres, og gjøre det mulig å avgrense budområdene på en mer effektiv måte.
- 12) TSO-ene bør samordne spesialregulering eller mothandel som har betydning over landegrensene, på regionalt eller høyere plan. Spesialregulering eller mothandel som har betydning over landegrensene, bør samordnes med spesialregulering og mothandel internt i kontrollområdet.
- 13) Kapasitet bør tildeles innenfor tidsrammene for dagen-før- og intradagmarkedet ved bruk av implisitte tildelingsmetoder, særlig metoder som innebærer samtidig tildeling av elektrisk kraft og kapasitet. For felles dagen-før-markedskopling bør metoden være implisitt auksjon, og for felles intradagmarkedskopling bør den være løpende implisitt tildeling. Metoden med implisitt auksjon bør baseres på effektiv infor-

- masjonsoverføring til rett tid mellom TSO-ene, kraftbørser og en rekke andre parter for å sikre at kapasitet tildeles og flaskehalsen håndteres på en effektiv måte.
- 14) Av effektivitetshensyn og for å gjennomføre felles dagen-før- og intradagmarkedskopling så raskt som mulig, bør den felles dagen-før- og intradagmarkedskoplingen benytte eksisterende markedsoperatører og allerede innførte løsninger når det er relevant, uten dermed å utelukke konkurranse fra nye operatører.
 - 15) Kommisjonen kan i samarbeid med Byrådet for samarbeid mellom energireguleringsmyndigheter (heretter kalt «Byrådet») opprette eller utpeke et felles regulert foretak som skal utøve felles MCO-funksjoner i forbindelse med driften av den felles dagen-før- og intradagmarkedskoplingen.
 - 16) Utviklingen av mer likvide intradagmarkeder som gir partene mulighet til å balansere sine posisjoner nærmere sanntid, bør bidra til å integrere fornybare energikilder på Unionens markeder for elektrisk kraft og dermed fremme de politiske målene når det gjelder fornybar energi.
 - 17) Utvekslingskapasiteten mellom budområder på dagen-før- og intradagmarkedet bør gjøres bindende for å muliggjøre effektiv tildeling over landegrensene.
 - 18) For at implisitte auksjoner skal kunne holdes i hele Unionen, er det nødvendig å sikre en priskoplingsprosess som omfatter hele Unionen. Denne prosessen bør ta hensyn til overføringskapasitet og tildelingsbegrensninger og bør utformes slik at den kan anvendes i eller utvides til hele Unionen, og slik at det er mulig å utvikle nye produkttyper i fremtiden.
 - 19) Kraftbørser tar imot kjøps- og salgsbud innenfor ulike tidsrammer, og disse utgjør de inn-data som er nødvendige for å gjennomføre kapasitetsberegningen i forbindelse med felles dagen-før- og intradagmarkedskopling. Ifølge reglene for handel med elektrisk kraft i denne forordning er det derfor nødvendig å fastsette en institusjonell ramme for kraftbørser. Felles krav til utnevnelsen av utpekte operatører på markedet for elektrisk kraft («nominated electricity market operators», heretter kalt «NEMO-er») og til deres oppgaver bør gjøre det lettere å nå målene i forordning (EF) nr. 714/2009 og tillate at den felles dagen-før- og intradagmarkedskoplingen tar behørig hensyn til det indre marked.
 - 20) Opprettelsen av en felles dagen-før- og intradagmarkedskopling krever at potensielt konkurrerende kraftbørser samarbeider om å etablere felles markedskoplingsfunksjoner. Derfor er tilsynet med og overholdelsen av konkurransereglene av største betydning for disse felles funksjonene.
 - 21) Til tross for utviklingen av en pålitelig algoritme til bruk ved matching av kjøps- og salgsbud og hensiktsmessige sikkerhetsprosesser, kan det oppstå situasjoner der priskoplingsprosessen ikke gir resultater. Det er derfor nødvendig å fastsette alternative løsninger på nasjonalt og regionalt plan for å sikre at kapasitet fortsatt kan tildeles.
 - 22) Det bør innføres en pålitelig prising av overføringskapasitet for tidsrammen for intradagmarkedet, som gjenspeiler flaskehalsen dersom kapasiteten er begrenset.
 - 23) Faktiske kostnader som påløper for å garantere bindende kapasitet og for å innføre prosesser for å oppfylle denne forordning, bør innen rimelig tid dekkes gjennom nettтарiffer eller andre egnede ordninger. NEMO-er bør, også når de utøver MCO-funksjoner, ha rett til å få dekket kostnader de har pådratt seg, forutsatt at kostnadene er faktiske, rimelige og forholdsmessige.
 - 24) For å unngå forsinkelser og tvister som følge av kostnadsfordelingen bør partene bli enige om regler for å fordele felleskostnadene for felles dagen-før-markedskopling og felles intradagmarkedskopling mellom NEMO-er og TSO-er fra ulike medlemsstater før gjennomføringsprosessen begynner.
 - 25) Samarbeidet mellom TSO-er, NEMO-er og reguleringsmyndigheter er nødvendig for å fremme gjennomføringen av et velfungerende indre marked for elektrisk kraft og for å sikre optimal forvaltning, samordnet drift og en solid teknisk utvikling av transmisjonsnettet for elektrisk kraft i Unionen. TSO-er, NEMO-er og reguleringsmyndigheter bør utnytte synergieffektene som oppstår fra prosjekter for kapasitetstildeling og flaskehalshåndtering, som bidrar til utviklingen av det indre marked for elektrisk kraft. De bør bygge på de erfaringene som høstes, respektere beslutningene som treffes, og bruke løsningene som utarbeides i forbindelse med disse prosjektene.
 - 26) For å sikre et nært samarbeid mellom TSO-er, NEMO-er og reguleringsmyndigheter bør det fastsettes en robust og ikke-diskriminerende

- styringsramme på unionsplan for felles dagen-før- og intradagmarkedskopling.
- 27) Formålet med denne forordning, nemlig å opprette en felles dagen-før- og intradagmarkedskopling, kan ikke nås uten visse harmoniserte regler for kapasitetsberegning, flaskehalshåndtering og handel med elektrisk kraft.
- 28) En felles dagen-før- og intradagmarkedskopling bør imidlertid bare innføres trinnvis ettersom regelverket for handel med elektrisk kraft og transmisjonsnettets fysiske struktur kjennetegnes av betydelige forskjeller mellom medlemsstater og regioner. Innføringen av en felles dagen-før- og intradagmarkedskopling krever derfor en fortløpende tilpasning av eksisterende metoder for beregning og tildeling av kapasitet og flaskehalshåndtering. Felles dagen-før- og intradagmarkedskopling kan derfor om nødvendig innføres på regionalt plan i første omgang.
- 29) En felles dagen-før- og intradagmarkedskopling forutsetter innføring av harmoniserte maksimums- og minimumslikevektspriser som bidrar til å styrke vilkårene for å investere i sikker kapasitet og forsyningssikkerhet på lang sikt, både innenfor den enkelte medlemsstat og mellom medlemsstater.
- 30) Ettersom vilkårene eller metodene som kreves for fullt ut å kunne utnytte den felles dagen-før- og intradagmarkedskoplingen, er svært komplekse og detaljerte, bør visse detaljerte vilkår eller metoder utvikles av TSO-ene og NEMO-ene og godkjennes av reguleringsmyndighetene. Imidlertid må ikke utviklingen av visse vilkår eller metoder hos TSO-er og kraftbørser, og reguleringsmyndighetenes påfølgende godkjenning av dem, forsinke gjennomføringen av det indre marked for elektrisk kraft. Det er derfor nødvendig å fastsette særlige bestemmelser om samarbeidet mellom TSO-er, NEMO-er og reguleringsmyndighetene.
- 31) I samsvar med artikkel 8 i europaparlaments- og rådsforordning (EF) nr. 713/2009² bør Byrået treffe en beslutning dersom vedkommende nasjonale reguleringsmyndigheter ikke har kunnet komme til enighet om felles vilkår eller metoder.
- 32) Denne forordning er utarbeidet i nært samarbeid med Byrået, det europeiske nettverket av operatører av transmisjonsnett for elektrisk

kraft («ENTSO for elektrisk kraft») og berørte parter med henblikk på å vedta effektive, balanserte og forholdsmessige regler basert på gjennomsiktighet og delaktighet. I samsvar med artikkel 18 nr. 3 i forordning (EF) nr. 714/2009 skal Kommisjonen samrå seg med Byrået, ENTSO for elektriske kraft og andre relevante berørte parter, særlig NEMO-er, før det fremmes eventuelle forslag til endring av denne forordning.

- 33) Denne forordning supplerer vedlegg I i forordning (EF) nr. 714/2009, i samsvar med prinsippene fastsatt i artikkel 16 i nevnte forordning.
- 34) Ettersom det er en meget stor oppgave å innføre en felles dagen-før- og intradagmarkedskopling på det eksisterende markedet i Irland og Nord-Irland, pågår det for tiden en større omstrukturering av dette markedet. Det trengs derfor mer tid for å gjennomføre deler av denne forordning og for å innføre en rekke overgangsordninger.
- 35) Tiltakene fastsatt i denne forordning er i samsvar med uttalelse fra komiteen nevnt i artikkel 23 nr. 1 i forordning (EF) nr. 714/2009.

VEDTATT DENNE FORORDNING:

Avdeling I

Alminnelige bestemmelser

Artikkel 1

Formål og virkeområde

1. Denne forordning fastsetter detaljerte retningslinjer for tildeling av utvekslingskapasitet mellom budområder og flaskehalshåndtering i dagen-før- og intradagmarkedene, herunder kravene til fastsettelse av felles metoder for å bestemme kapasitet som er tilgjengelig samtidig mellom budområder, kriterier for vurdering av effektivitet og en gjennomgåelse av budområdenes konfigurasjon.
2. Denne forordning får anvendelse på alle transmisjonsnett og overføringsforbindelser i Unionen unntatt transmisjonsnett på øyer som ikke er knyttet sammen med andre transmisjonsnett via overføringsforbindelser.
3. I medlemsstater der det finnes mer enn én TSO, gjelder denne forordning for alle TSO-er i medlemsstaten. Dersom en TSO ikke har en funksjon som er relevant for en eller flere forpliktelser i henhold til denne forordning, kan medlemsstatene legge til rette for at ansvaret for å oppfylle disse forpliktelsene pålegges en eller flere andre bestemte TSO-er.

² Europaparlaments- og rådsforordning (EF) nr. 713/2009 av 13. juli 2009 om opprettelse av et byrå for samarbeid mellom energireguleringsmyndigheter (EUT L 211 av 14.8.2009, s. 1).

4. Unionens felles dagen-før- og intradagmarkeds-kopling kan åpnes for markedsoperatører og TSO-er som driver virksomhet i Sveits, forutsatt at nasjonal rett i landet gjennomfører de viktigste bestemmelsene i Unionens regelverk om markedet for elektrisk kraft, og at det finnes en mellomstatlig avtale om samarbeid om elektrisk kraft mellom Unionen og Sveits.
5. Forutsatt at vilkårene i nr. 4 over blir oppfylt, skal Kommisjonen på grunnlag av en uttalelse fra Byrådet treffe beslutning om hvorvidt Sveits skal få delta i den felles dagen-før- og intradagmarkedskoplingen. De rettighetene og forpliktelsene som gjelder for Sveits' NEMO-er og TSO-er som slutter seg til den felles dagen-førmarkedskoplingen, skal være i samsvar med rettighetene og pliktene til NEMO-er og TSO-er som driver virksomhet i Unionen, for å sikre velfungerende systemer for felles dagen-før- og intradagmarkedskopling på unionsplan og like vilkår for alle berørte parter.
3. «kapasitetsberegningsregion» det geografiske området der samordnet kapasitetsberegning anvendes,
4. «scenario» prognose for kraftsystemets status for en gitt tidsramme,
5. «nettoposisjon» nettosummen av eksporten og importen av elektrisk kraft for hver markeds-tidsenhet i et budområde,
6. «tildelingsbegrensninger» begrensninger som skal respekteres i forbindelse med kapasitets-tildelingen for å holde transmisjonsnettet innenfor grensene for driftssikkerhet, og som ikke er blitt omregnet til utvekslingskapasitet mellom budområder, eller som er nødvendig for å gjøre kapasitetstildelingen mer effektiv,
7. «grenser for driftssikkerhet» akseptable drifts-grenser for sikker nettdrift, for eksempel termiske grenseverdier, spenningsgrenser, kortslutningsstrøm, frekvens og dynamisk stabilitet,
8. «metode for samordnet netto overføringskapasitet» en metode for kapasitetsberegning som er basert på prinsippet om forhåndsvurdering og -fastsettelse av maksimal energiutveksling mellom tilstøtende budområder,
9. «flytbasert metode» en metode for kapasitetsberegning der energiutvekslingen mellom budområder begrenses av distribusjonsfaktorer for kraftoverføring og tilgjengelige marginer på kritiske nettkomponenter,
10. «uforutsett hendelse» mulig feil som er identifisert, eller feil som allerede har inntruffet på en komponent, som ikke bare gjelder komponenter i transmisjonsnettet, men også viktige komponenter hos nettbrukere og i distribusjonsnettet, dersom de er relevante for transmisjonsnettets driftssikkerhet,
11. «ansvarlig for samordnet kapasitetsberegning» den eller de enhetene som har i oppgave å beregne overføringskapasitet på regionalt plan eller høyere,
12. «produksjonsfordelingsnøkkel» en metode for omregning av en endring i nettoposisjon for et gitt budområde til estimerte spesifikke verdier for produksjonsøkning eller -reduksjon i den felles nettmodellen,
13. «korrigerende tiltak» ethvert tiltak som anvendes manuelt eller automatisk av en eller flere TSO-er for å opprettholde driftssikkerheten,
14. «pålitelighetsmargin» reduksjonen av utvekslingskapasitet mellom budområder for å dekke usikkerheten ved kapasitetsberegning,
15. «markedstid» mellomeuropeisk sommertid eller mellomeuropeisk tid, alt etter hva som gjelder,

Artikkel 2

Definisjoner

I denne forordning får definisjonene i artikkel 2 i forordning (EU) nr. 714/2009, artikkel 2 i kommisjonsforordning (EU) nr. 543/2013³ og artikkel 2 i europaparlaments- og rådsdirektiv 2009/72/EF⁴ anvendelse.

Videre menes med

1. «individuell nettmodell» et datasett som beskriver kraftsystemets egenskaper (produksjon, last og nettopologi) og tilhørende regler for å endre disse egenskapene under kapasitetsberegningen, som er utviklet av de ansvarlige TSO-ene, og som skal slås sammen med komponenter fra andre individuelle nettmodeller for å utarbeide den felles nettmodellen,
2. «felles nettmodell» et datasett som dekker hele Unionen, som er avtalt mellom ulike TSO-er, og som beskriver de viktigste egenskapene ved kraftsystemet (produksjon, last og nettopologi) og reglene for å endre disse egenskapene under kapasitetsberegningprosessen,

³ Kommisjonsforordning (EU) nr. 543/2013 av 14. juni 2013 om innsending og offentliggjøring av opplysninger på markedene for elektrisk kraft og om endring av vedlegg I til europaparlaments- og rådsforordning (EF) nr. 714/2009 (EUT L 163 av 15.6.2013, s. 1).

⁴ Europaparlaments- og rådsdirektiv 2009/72/EF av 13. juli 2009 om felles regler for det indre marked for elektrisk kraft og om oppheving av direktiv 2003/54/EF (EUT L 211 av 14.8.2009, s. 55).

16. «flaskehalsinntekt» inntekter som mottas som følge av kapasitetstildeling,
17. «markedsrelatert flaskehals» en situasjon der det økonomiske overskuddet for den felles dagen-før- eller intradagmarkedskoplingen er begrenset av utvekslingskapasiteten mellom budområder eller av tildelingsbegrensninger,
18. «fysisk flaskehals» enhver nettsituasjon der forventet eller faktisk kraftflyt bryter med de enkelte nettkomponenters termiske grenseverdier og kraftsystemets spenningsstabilitet eller vinkelstabilitet,
19. «strukturell flaskehals» flaskehals i transmissjonsnett som kan defineres entydig, som er forutsigbar, geografisk stabil over tid og forekommer jevnlig under normale forhold i kraftsystemet,
20. «matching» den handelsprosessen der salgsordrer matches med kjøpsordrer for å sikre høyest mulig økonomisk overskudd for den felles dagen-før- eller intradagmarkedskoplingen,
21. «ordre» en intensjon om å kjøpe eller selge energi eller kapasitet, uttrykt av en markedsdeltaker på bestemte vilkår for gjennomføring,
22. «matchede ordrer» alle kjøps- og salgsordrer som er matchet av priskoplingsalgoritmen eller algoritmen for kontinuerlig matching av transaksjoner,
23. «utpekt operatør på markedet for elektrisk kraft (NEMO)» en enhet utpekt av vedkommende myndighet til å utføre oppgaver knyttet til felles dagen-før- eller intradagmarkedskopling,
24. «delt ordrebok» en modul i systemet for den kontinuerlige intradagmarkedskoplingen som samler inn alle matchbare ordrer fra NEMO-er som deltar i felles intradagmarkedskopling, og som kontinuerlig matcher disse ordrene,
25. «handel» en eller flere matchede ordrer,
26. «felles dagen-før-markedskopling» auksjonsprosessen der innsamlede ordrer matches og utvekslingskapasiteten mellom budområder tildeles samtidig for ulike budområder på dagen-før-markedet,
27. «felles intradagmarkedskopling» den kontinuerlige prosessen der innsamlede ordrer matches og utvekslingskapasiteten mellom budområder tildeles samtidig for ulike budområder på intradagmarkedet,
28. «priskoplingsalgoritme» algoritmen som brukes ved felles dagen-før-markedskopling for samtidig matching av ordrer og tildeling av utvekslingskapasitet mellom budområder,
29. «matchingsalgoritme for kontinuerlig handel» algoritmen som brukes i felles intradagmarkedskopling for kontinuerlig matching av ordrer og tildeling av utvekslingskapasitet mellom budområder,
30. «funksjon som markedskoplingsoperatør (MCO-funksjon)» oppgaven med å matche ordrer fra dagen-før- og intradagmarkedene for ulike budområder og samtidig tildele utvekslingskapasitet mellom budområdene,
31. «likevektspris» prisen som fastsettes ved å matche den høyeste aksepterte salgsordren og den laveste aksepterte kjøpsordren i markedet for elektrisk kraft,
32. «planlagt utveksling» en overføring av elektrisk kraft som er planlagt mellom geografiske områder, for hver markedstidsenhet og for en gitt retning,
33. «ansvarlig for beregning av planlagt utveksling» den eller de enhetene som har ansvaret for å beregne planlagte utvekslinger,
34. «tidsramme for dagen-før-markedet» tidsrammen for markedet for elektrisk kraft fram til stenetid for dagen-før-markedet, der produkter handles dagen før levering av hver markedstidsenhet,
35. «frist for bindende fastsettelse av kapasitet i dagen-før-markedet» tidspunktet for når utvekslingskapasitet mellom budområdene blir bindende fastsatt,
36. «stenetid for dagen-før-markedet» tidspunktet for når ordrer ikke lenger aksepteres på dagen-før-markedet,
37. «tidsramme for intradagmarkedet» tidsrammen for markedet for elektrisk kraft fra åpningstid til stenetid for det områdekryssende intradagmarkedet, der produkter handles for hver markedstidsenhet før de leveres,
38. «åpningstid for det områdekryssende intradagmarkedet» tidspunktet for når utvekslingskapasiteten mellom budområder frigis for en gitt markedstidsenhet og en gitt budområde-grense,
39. «stenetid for det områdekryssende intradagmarkedet» tidspunktet for når tildeling av utvekslingskapasitet mellom budområder ikke lenger er tillatt for en gitt markedstidsenhet,
40. «kapasitetshåndteringsmodul» et system som inneholder ajourførte opplysninger om tilgjengelig utvekslingskapasitet mellom budområder, med henblikk på tildeling av utvekslingskapasitet mellom budområder på intradagmarkedet,
41. «ikke-standardisert intradagprodukt» et produkt for kontinuerlig intradagmarkedskopling som ikke gjelder konstant levering av energi, eller som gjelder et tidsrom som overstiger en markedstidsenhet, med særlige egenskaper

- som er ment å gjenspeile praksis for systemdrift eller markedsbehov, for eksempel ordrer som dekker flere forskjellige markedstidsenheter eller produkter som gjenspeiler oppstartskostnader for produksjonsenheter,
42. «sentral motpart» den eller de enhetene som har som oppgave å inngå kontrakter med markedsdeltakere gjennom novasjon av kontraktene fra matchingsprosessen og organisere overføring av nettoposisjoner fra kapasitetstildelingen med andre sentrale motparter eller overføringsagenter,
43. «overføringsagent» den eller de enhetene som har som oppgave å overføre nettoposisjoner mellom forskjellige sentrale motparter,
44. «bindende fastsatt kapasitet» en garanti om at rettigheter til utvekslingskapasitet mellom budområder vil forbli uendret, og at en godtgjøring skal betales dersom de likevel skulle bli endret,
45. «*force majeure*» alle uforutsette eller uvanlige hendelser eller situasjoner som ikke forårsakes av en feil hos TSO-en, og som ligger utenfor dennes rimelige kontroll, og som ikke kan unngås eller avhjelpes med rimelig forutseenhet og aktsomhet, som ikke kan løses ved tiltak som er rimelige og mulige for TSO-en sett fra et teknisk eller økonomisk synspunkt, som faktisk har oppstått og objektivt sett kan kontrolleres, og som midlertidig eller permanent gjør det umulig for TSO-en å oppfylle sine forpliktelser i samsvar med denne forordning,
46. «økonomisk overskudd for den felles dagen-før- eller intradagmarkedskoplingen» summen av i) leverandøroverskuddet for den felles dagen-før- eller intradagmarkedskoplingen for det relevante tidsrommet, ii) forbrukeroverskuddet for den felles dagen-før- eller intradagmarkedskoplingen, iii) flaskehalsinntektene og iv) andre tilknyttede kostnader og nytte når disse øker den økonomiske effektiviteten for det aktuelle tidsrommet, idet leverandør- og forbrukeroverskuddet er forskjellen mellom de ordrene som aksepteres og likevektsprisen per energienhet, multiplisert med energimengden i de ordrene som aksepteres.
- b) å sikre optimal bruk av transmisjonsinfrastrukturen,
- c) å sikre driftssikkerheten,
- d) å optimalisere beregningen og tildelingen av utvekslingskapasitet mellom budområder,
- e) å sikre rettferdig og ikke-diskriminerende behandling av TSO-er, NEMO-er, Byrået, reguleringsmyndigheter og markedsdeltakere,
- f) å sikre og forbedre gjennomsiktighet og pålitelighet med hensyn til opplysninger,
- g) å bidra til effektiv og langsiktig drift og utvikling av transmisjonsnettet for elektrisk kraft og elektrisitetssektoren i Unionen,
- h) å ta hensyn til behovet for et rettferdig og velordnet marked og en rettferdig og velordnet prisdannelse,
- i) å sikre like vilkår for NEMO-er og
- j) sørge for tilgang til utvekslingskapasitet mellom budområder som ikke innebærer forskjellsbehandling.

Artikkel 4

Utpeking av NEMO-er og tilbakekalling av utpekingen

1. Hver medlemsstat som er tilknyttet et budområde i en annen medlemsstat gjennom nettet for elektrisk kraft, skal sørge for at en eller flere NEMO-er utpekes innen fire måneder etter denne forordnings ikrafttredelse for å utføre felles dagen-før- og/eller intradagmarkedskopling. For dette formål kan både innenlandske og utenlandske markedsoperatører søke om å bli utpekt som NEMO.
2. Hver berørt medlemsstat skal sørge for at minst én NEMO utpekes i hvert budområde på sitt territorium. NEMO-ene skal i første omgang utpekes for et tidsrom på fire år. Med mindre artikkel 5 nr. 1 får anvendelse, skal medlemsstatene tillate søknader om utpeking minst én gang i året.
3. Med mindre medlemsstatene vedtar noe annet, skal reguleringsmyndighetene være utpekende myndighet og ha ansvaret for å utpeke NEMO-er, overvåke at utpekingskriteriene overholdes og, dersom det er snakk om nasjonale, lovbeskyttede monopoler, godkjenne gebyrene NEMO-ene innkrever, eller metoden som brukes til å beregne gebyrene som NEMO-ene innkrever. Medlemsstatene kan bestemme at andre myndigheter enn reguleringsmyndighetene kan være utpekende myndighet. Under slike omstendigheter skal medlemsstatene sørge for at utpekende myndighet har de samme rettighetene

Artikkel 3

Mål for samarbeidet om kapasitetstildeling og flaskehalsbehandling

Formålet med denne forordning er som følger:

- a) å fremme effektiv konkurranse i produksjonen av, handelen med og forsyningen av elektrisk kraft,

og forpliktelsene som reguleringsmyndighetene for å kunne utføre sine oppgaver på en effektiv måte.

4. Den utpekende myndigheten skal vurdere om kandidatene som søker om å bli NEMO, oppfyller kriteriene i artikkel 6. Disse kriteriene får anvendelse uansett om en eller flere NEMO-er utpekes. Ved beslutning om utpeking av NEMO-er skal enhver forskjellsbehandling mellom søkerne unngås, særlig mellom utenlandske og innenlandske søkere. Dersom utpekende myndighet ikke er reguleringsmyndigheten, skal reguleringsmyndigheten avgi en uttalelse om hvorvidt en søker oppfyller utpekingskriteriene i artikkel 6. Utpeking av en NEMO kan bare avslås dersom utpekingskriteriene i artikkel 6 ikke er oppfylt, eller i samsvar med artikkel 5 nr. 1.
5. En NEMO som er utpekt i én medlemsstat, skal ha rett til å tilby tjenester på dagen-før- og intradagmarkedet med levering i en annen medlemsstat. Handelsreglene i sistnevnte medlemsstat får anvendelse uten at den aktuelle markedsoperatøren må være utpekt som NEMO i nevnte medlemsstat. De utpekende myndighetene skal overvåke alle NEMO-er som utfører felles dagen-før- og intradagmarkedsoppling i sin medlemsstat. I samsvar med artikkel 19 i forordning (EF) nr. 714/2009 skal utpekende myndigheter sørge for at alle NEMO-er som utfører felles dagen-før- og/eller intradagmarkedsoppling i sin medlemsstat, overholder denne forordning uansett hvor NEMO-ene er utpekt. Myndighetene som har ansvaret for utpeking, overvåking og håndheving når det gjelder NEMO-er, skal utveksle alle opplysninger som er nødvendige for å kunne føre et effektivt tilsyn med NEMO-enes virksomhet.

En utpekt NEMO må underrette utpekende myndigheter i en annen medlemsstat dersom den planlegger å utføre felles dagen-før- eller intradagmarkedsoppling i denne medlemsstaten to måneder før virksomheten påbegynnes.

6. Som unntak fra nr. 5 i denne artikkel kan en medlemsstat nekte handelstjenester fra en NEMO som er utpekt i en annen medlemsstat dersom
 - a) det finnes et nasjonalt, lovbeskyttet monopol på tjenester på dagen-før- og intradagmarkedet i medlemsstaten eller i medlemsstatens budområde der leveringen finner sted i samsvar med artikkel 5 nr. 1, eller

- b) medlemsstaten der leveringen skal finne sted, kan godtgjøre at det finnes tekniske hindringer for levering til denne medlemsstaten av elektrisk kraft som er kjøpt inn på dagen-før- og intradagmarkedene gjennom NEMO-er som er utpekt i en annen medlemsstat, og som skyldes behovet for å sikre at målene i denne forordning oppfylles samtidig som driftssikkerheten opprettholdes, eller
 - c) handelsreglene i medlemsstaten der leveringen skal finne sted, ikke er forenlige med levering i nevnte medlemsstat av elektrisk kraft, kjøpt på grunnlag av tjenester på dagen-før- og intradagmarkedet som er levert av en NEMO utpekt i en annen medlemsstat, eller
 - d) NEMO-en er et nasjonalt, lovbeskyttet monopol i samsvar med artikkel 5 i den medlemsstaten der den er utpekt.
7. Dersom det treffes beslutning om å nekte tjenester på dagen-før- og/eller intradagmarkedet med levering i en annen medlemsstat, skal den medlemsstaten der leveringen skulle ha funnet sted, underrette den aktuelle NEMO-en, den utpekende myndigheten i medlemsstaten der NEMO-en er utpekt, samt Byrået og Kommisjonen om sin beslutning. Avslaget skal være behørig begrunnet. I tilfellene nevnt i nr. 6 bokstav b) og c) skal det i beslutningen om å nekte handelstjenester som skal leveres i en annen medlemsstat, også angis hvordan og innenfor hvilken tidsfrist de tekniske handelshindringene kan fjernes eller de innenlandske handelsreglene kan endres slik at de kan bli forenlige med handelstjenester som skal leveres i en annen medlemsstat. Den utpekende myndigheten i medlemsstaten som nekter handelstjenestene, skal granske beslutningen og offentliggjøre en uttalelse om hvordan handelshindringene kan fjernes eller hvordan handelstjenestene og handelsreglene kan endres slik at de blir forenlige med hverandre.
8. Medlemsstaten der NEMO-en er utpekt, skal sikre at utpekingen tilbakekalles dersom NEMO-en ikke lenger overholder kriteriene i artikkel 6 og ikke klarer å oppfylle vilkårene innen seks måneder etter at den utpekende myndigheten har gitt underretning om manglene. Dersom reguleringsmyndigheten ikke har ansvaret for utpeking og overvåking, skal den rådspørres om tilbakekallingen. Den utpekende myndighet skal, samtidig som den underretter NEMO-en, også underrette utpekende myndigheten i de andre medlemssta-

tene der NEMO-en driver virksomhet, om at NEMO-en ikke oppfyller vilkårene.

9. Dersom en utpekende myndighet i en medlemsstat fastslår at en NEMO som driver virksomhet uten å være utpekt i den aktuelle medlemsstaten, ikke lenger overholder kriteriene i artikkel 6 med hensyn til den virksomheten den utøver i denne medlemsstaten, må den underrette NEMO-en om den manglende overholdelsen. Dersom NEMO-en ikke senest tre måneder etter å ha blitt underrettet, treffer tiltak slik at kriteriene igjen overholdes, kan utpekende myndighet tilbakekalle retten til å tilby tjenester på dagen-før- og intradagmarkedet inntil NEMO-en igjen overholder kriteriene. Den utpekende myndigheten skal underrette utpekende myndighet i medlemsstaten der NEMO-en er utpekt, samt Byrået og Kommisjonen.
10. Den utpekende myndigheten skal underrette Byrået om utpekingen og om tilbakekallinger av slike utpekinger. Byrået skal på sitt nettsted ajourføre en liste over NEMO-er, deres status og hvor de driver virksomhet.

Artikkel 5

Utpeking av NEMO-er når det finnes et nasjonalt, lovbeskyttet monopol for handelstjenester

1. Dersom det i en medlemsstat eller en medlemsstats budområde, når denne forordning trer i kraft, allerede finnes et nasjonalt, lovbeskyttet monopol for tjenester på dagen-før- og intradagmarkedet, noe som utelukker at det kan utpekes mer enn én NEMO, skal den berørte medlemsstat underrette Kommisjonen innen to måneder etter at denne forordning er trådt i kraft, og den kan nekte å utpeke mer enn én NEMO per budområde.

Dersom det er flere som søker om å bli utpekt som den ene NEMO-en, skal den berørte medlemsstat utpeke den søkeren som best oppfyller kriteriene i artikkel 6. Dersom en medlemsstat nekte å utpeke mer enn én NEMO per budområde, skal vedkommende nasjonale myndighet fastsette eller godkjenne avgiftene som NEMO-en innkrever for handel på dagen-før- og intradagmarkedene før de trer i kraft, eller angi metodene som brukes til å beregne dem.

I samsvar med artikkel 4 nr. 6 kan den berørte medlemsstat også nekte handelstjenester over landegrensene som tilbys av en NEMO utpekt i en annen medlemsstat; imidlertid er ønsket om å beskytte eksisterende kraftbørser i

nevnte medlemsstat mot økonomiske ulemper som følge av konkurranse ikke en gyldig grunn for avslag.

2. I henhold til denne forordning anses et nasjonalt, lovbeskyttet monopol å eksistere dersom nasjonal rett uttrykkelig fastsetter at bare én enhet i en medlemsstat eller en medlemsstats budområde kan utføre tjenester på dagen-før- og intradagmarkedet.
3. To år etter denne forordnings ikrafttredelse skal Kommisjonen i samsvar med artikkel 24 i forordning (EF) nr. 714/2009 oversende en rapport til Europaparlamentet og Rådet om utviklingen av den felles dagen-før- og intradagmarkedskoplingen i medlemsstatene, med særlig vekt på utviklingen av konkurransen mellom NEMO-er. På grunnlag av denne rapporten, og dersom Kommisjonen anser at det ikke er grunn til å opprettholde nasjonale, lovbeskyttede monopoler, eller dersom en medlemsstat fortsatt nekte å tillate en NEMO utpekt i en annen medlemsstat handel over landegrensene, kan Kommisjonen vurdere hensiktsmessige lovgivningsmessige tiltak eller andre hensiktsmessige tiltak for ytterligere å øke konkurransen og handelen mellom og i medlemsstatene. Kommisjonen skal i sin rapport også ta med en vurdering av styringen av den felles dagen-før- og intradagmarkedskoplingen som opprettes ved denne forordning, med særlig vekt på gjennomsiktighet når det gjelder de MCO-funksjonene som NEMO-ene utøver i fellesskap. På grunnlag av denne rapporten, og dersom Kommisjonen finner at det er uheldig at NEMO-ene både utøver de monopolistiske MCO-funksjonene og utfører sine øvrige oppgaver, kan Kommisjonen vurdere hensiktsmessige lovgivningsmessige eller andre hensiktsmessige tiltak for ytterligere å øke gjennomsiktigheten og effektiviteten på den felles dagen-før- og intradagmarkedskoplingen.

Artikkel 6

Kriterier for utpeking av NEMO-er

1. En søker skal bare utpekes som NEMO dersom samtlige av følgende krav oppfylles:
 - a) søkeren har inngått eller inngår avtale om tilstrekkelige ressurser til en felles, samordnet drift av den felles dagen-før- og/eller intradagmarkedskoplingen som oppfyller alle krav, herunder kravene til de ressursene som er nødvendige for å utføre NEMO-enes oppgaver, økonomiske midler,

- nødvendig informasjonsteknologi, teknisk infrastruktur og driftsprosedyrer, eller søkeren kan godtgjøre at disse ressursene kan stilles til rådighet innen en rimelig forberedelsesperiode før søkeren påbegynner oppgavene i samsvar med artikkel 7,
- b) søkeren er i stand til å sikre at markedsdeltakerne har åpen tilgang til opplysningene om NEMO-enes oppgaver i samsvar med artikkel 7,
 - c) søkeren er kostnadseffektiv med hensyn til felles dagen-før- og intradagmarkedskopling og skal i sine internregnskaper føre separat regnskap over MCO-funksjonene og annen virksomhet med henblikk på å forhindre kryssubsidiering,
 - d) søkerens forretningsvirksomhet skal i tilstrekkelig grad være adskilt fra andre markedsdeltakeres forretningsvirksomhet,
 - e) dersom søkeren tildeles et nasjonalt, lovbeskyttet monopol på tjenester på dagen-før- og intradagmarkedet, skal søkeren ikke bruke gebyrene i artikkel 5 nr. 1 til å finansiere sin dagen-før- eller intradagvirksomhet i andre medlemsstater enn den medlemsstaten der gebyrene innkreves.
 - f) søkeren skal kunne behandle alle markedsdeltakere på en gjennomsiktig måte som ikke innebærer forskjellsbehandling,
 - g) søkeren skal ha innført forsvarlige ordninger for markedsovervåking,
 - h) søkeren skal ha inngått hensiktsmessige avtaler om gjennomsiktighet og fortrolighet med markedsdeltakerne og TSO-ene,
 - i) søkeren skal kunne bidra med nødvendige clearing- og oppgjørstjenester og
 - j) søkeren skal kunne innføre de kommunikasjonsystemene og rutinene som er nødvendige for å kunne samordne med medlemsstatens TSO-er.
2. Utpekingskriteriene fastsatt i nr. 1 skal anvendes på en slik måte at konkurransen mellom NEMO-er organiseres på en rettfærdig måte som ikke innebærer forskjellsbehandling.

Artikkel 7

NEMO-enes oppgaver

1. NEMO-ene skal fungere som markedsoperatører på nasjonale eller regionale markeder og utføre felles dagen-før- og intradagmarkedskopling i samarbeid med TSO-ene. Deres oppgaver skal omfatte mottak av ordrer fra markedsdeltakere, overordnet ansvar for matching og tildeling av ordrer i samsvar med resultatene fra felles dagen-før- og intradagmarkedskopling, offentliggjøring av priser samt oppgjør og clearing av kontraktene fra handelen i henhold til relevante avtaler med deltakerne og reglene.
- Når det gjelder felles dagen-før- og intradagmarkedskopling, skal NEMO-ene særlig ha ansvaret for følgende oppgaver:
- a) utøve de MCO-funksjonene som er fastsatt i nr. 2 i samarbeid med andre NEMO-er,
 - b) sammen fastsette kravene til den felles dagen-før- og intradagmarkedskoplingen samt kravene til MCO-funksjonene og priskoplingsalgoritmen når det gjelder alle spørsmål om driften av et marked for elektrisk kraft i samsvar med nr. 2 i denne artikkel og artikkel 36 og 37,
 - c) fastsette maksimums- og minimumspriser i samsvar med artikkel 41 og 54,
 - d) anonymisere og dele de opplysningene om mottatte ordrer som er nødvendige for å utøve MCO-funksjonene som fastsatt i nr. 2 i denne artikkel og artikkel 40 og 53,
 - e) vurdere resultatene som er beregnet av MCO-funksjonene fastsatt i nr. 2 i denne artikkel, tildele ordrer basert på disse resultatene, validere resultatene som endelige dersom de vurderes som korrekte, og ta ansvar for dem i samsvar med artikkel 48 og 60,
 - f) underrette markedsdeltakerne om resultatene av deres ordrer i samsvar med artikkel 48 og 60,
 - g) fungere som sentrale motparter for clearing og oppgjør av den energiutvekslingen som er resultatet av felles dagen-før- og intradagmarkedskopling i samsvar med artikkel 68 nr. 3,
 - h) i samarbeid med berørte NEMO-er og TSO-er fastsette reserveprosedyrer for drift av det nasjonale eller regionale markedet i samsvar med artikkel 36 nr. 3, dersom ingen av resultatene nevnt i artikkel 39 nr. 2 fra MCO-funksjonene i samsvar med artikkel 39 nr. 2 er tilgjengelige, idet det tas hensyn til de alternative framgangsmåtene fastsatt i artikkel 44,
 - i) i fellesskap legge fram kostnadsprognoser og kostnadsopplysninger for felles dagen-før- og intradagmarkedskopling til vedkommende reguleringsmyndigheter og TSO-er for de områdene der NEMO-enes kostnader ved opprettelse, endring og drift av den felles dagen-før- og intradagmarkedskoplingen skal dekkes av de berørte TSO-ene i

- samsvar med artikkel 75–77 og artikkel 80, og
- j) dersom det er aktuelt og i samsvar med artikkel 45 og 57, samarbeide med TSO-ene om å fastsette ordninger for tilfeller der det er mer enn én NEMO i et budområde, og utføre felles dagen-før- og/eller intradagmarkedskopling i samsvar med godkjente ordninger.
2. NEMO-ene skal utøve MCO-funksjonene i fellesskap med andre NEMO-er. Disse funksjonene skal omfatte følgende:
- utvikling og vedlikehold av algoritmene, systemene og prosedyrene for felles dagen-før- og intradagmarkedskopling i samsvar med artikkel 36 og 51,
 - behandling av inndata om utvekslingskapasitet mellom budområder og tildelingsbegrensninger fra ansvarlige for samordnet kapasitetsberegning i samsvar med artikkel 46 og 58,
 - drift av priskoplingsalgoritmen og matchingsalgoritmen for kontinuerlig handel i samsvar med artikkel 48 og 60, og
 - validering og innsending av resultatene fra felles dagen-før- og intradagmarkedskopling til NEMO-ene i samsvar med artikkel 48 og 60.
3. Innen åtte måneder etter denne forordnings ikrafttredelse skal alle NEMO-er legge fram en plan for alle reguleringsmyndigheter og Byrådet som angir hvordan de i fellesskap skal opprette og utøve MCO-funksjonene i henhold til nr. 2, herunder de nødvendige utkastene til avtaler mellom NEMO-er og med tredjeparter. Planen skal inneholde en detaljert beskrivelse og foreslått frist for gjennomføring, som ikke skal overstige tolv måneder, og en beskrivelse av vilkårenes og metodenes forventede innvirkning på opprettelsen og utøvelsen av MCO-funksjonene angitt i nr. 2.
4. Samarbeidet mellom NEMO-er skal være strengt begrenset til det som er nødvendig for å kunne utforme, gjennomføre og drive felles dagen-før- og intradagmarkedskopling på en effektiv og sikker måte. Den felles utøvelsen av MCO-funksjonene skal være basert på prinsippet om likebehandling og sikre at ingen NEMO-er uberettiget kan oppnå økonomiske fordeler ved å utøve MCO-funksjonene.
5. Byrådet skal overvåke NEMO-enes framskritt når det gjelder opprettelsen og utøvelsen av MCO-funksjonene, særlig når det gjelder kontraktsmessige og lovgivningsmessige rammer, og om de er teknisk beredt til å utøve MCO-

funksjonene. Innen tolv måneder etter at denne forordning er trådt i kraft, skal Byrådet rapportere til Kommisjonen om hvorvidt framdriften med opprettelsen av og utførelsen av felles dagen-før- og intradagmarkedskopling er tilfredsstillende.

Byrådet kan til enhver tid vurdere om opprettelsen og utøvelsen av MCO-funksjonene er effektiv og formålstjenlig. Dersom denne vurderingen viser at kravene ikke er oppfylt, kan Byrådet anbefale for Kommisjonen ethvert ytterligere tiltak som er nødvendig for at felles dagen-før- og intradagmarkedskopling skal fungere på en effektiv og formålstjenlig måte.

6. Dersom NEMO-ene ikke legger fram en plan i samsvar med artikkel 7 nr. 3 for opprettelse av MCO-funksjonene nevnt i nr. 2 i denne artikkel for tidsrammene for enten intradag- eller dagen-før-markedet, kan Kommisjonen i samsvar med artikkel 9 nr. 4 foreslå en endring av denne forordning, særlig for å overveie om ENTSO for elektrisk kraft eller en annen enhet skal utpekes til å utøve MCO-funksjonene for felles dagen-før-markedskopling eller intradagmarkedskopling i stedet for NEMO-ene.

Artikkel 8

TSO-enes oppgaver i forbindelse med felles dagen-før- og intradagmarkedskopling

- I medlemsstater som er tilknyttet en annen medlemsstat gjennom nettet for elektrisk kraft, skal alle TSO-er delta i den felles dagen-før- og intradagmarkedskoplingen.
- TSO-ene skal gjøre følgende:
 - i fellesskap fastsette krav til TSO-ene med hensyn til priskoplingsalgoritmen og matchingsalgoritmen for kontinuerlig handel når det gjelder alle aspekter ved kapasitetstildeling i samsvar med artikkel 37 nr. 1 bokstav a),
 - i fellesskap validere matchingsalgoritmene mot kravene nevnt i bokstav a) i dette nummer i samsvar med artikkel 37 nr. 4,
 - fastsette og utføre kapasitetsberegning i samsvar med artikkel 14–30,
 - dersom det er nødvendig, fastsette tildeling av utvekslingskapasitet mellom budområder og andre ordninger i samsvar med artikkel 45 og 57,
 - beregne og sende inn utvekslingskapasitet mellom budområder og tildelingsbegrensninger i samsvar med artikkel 46 og 58,
 - kontrollere resultatene fra den felles dagen-før-markedskoplingen når det gjelder vali-

- dert utvekslingskapasitet mellom budområder og tildelingsbegrensninger i samsvar med artikkel 48 nr. 2 og artikkel 52,
- g) om nødvendig opprette ansvarlige for beregning av planlagt utveksling, som skal beregne og offentliggjøre planlagte utvekslinger av overføringskapasitet på grensene mellom budområder i samsvar med artikkel 49 og 56,
 - h) ta hensyn til resultatene fra den felles dagen-før- og intradagmarkedskoplingen beregnet i samsvar med artikkel 39 og 57,
 - i) fastsette og kjøre alternative framgangsmåter som er hensiktsmessige for kapasitetstildeling i samsvar med artikkel 44,
 - j) foreslå åpnings- og stengetider for det områdekryssende intradagmarkedet i samsvar med artikkel 59,
 - k) dele flaskehalsinntekter i samsvar med metoden utviklet i fellesskap i samsvar med artikkel 73,
 - l) etter avtale fungere som overføringsagenter som overfører nettoposisjoner i samsvar med artikkel 68 nr. 6.

Artikkel 9

Vedtakelse av vilkår eller metoder

1. TSO-er og NEMO-er skal utarbeide vilkårene eller metodene som kreves i henhold til denne forordning, og legge dem fram for vedkommende reguleringsmyndigheter for godkjenning innen de fristene som er fastsatt i denne forordning. Dersom et forslag til vilkår eller metoder i henhold til denne forordning må utarbeides og godkjennes av flere TSO-er eller NEMO-er, skal de deltakende TSO-ene og NEMO-ene samarbeide tett om dette. TSO-ene, med bistand fra ENTSO for elektrisk kraft, og alle NEMO-er skal regelmessig underrette vedkommende myndigheter og Byrået om framdriften med utarbeidingen av disse vilkårene eller metodene.
2. TSO-ene eller NEMO-ene som treffer beslutning om forslagene til vilkår eller metoder i samsvar med artikkel 9 nr. 6, skal treffe sin beslutning med kvalifisert flertall dersom de ikke kan komme til enighet. Kvalifisert flertall skal oppnås i hver stemmegruppe for henholdsvis TSO-er og NEMO-er. Et kvalifisert flertall for forslag i samsvar med artikkel 9 nr. 6 skal kreve et flertall av
 - a) TSO-er eller NEMO-er som representerer minst 55 % av medlemsstatene, og
 - b) TSO-er eller NEMO-er som representerer medlemsstatene med til sammen minst 65 % av befolkningen i Unionen.

Når det gjelder beslutninger i samsvar med artikkel 9 nr. 6, må et blokkerende mindretall bestå av TSO-er eller NEMO-er som representerer minst fire medlemsstater, i motsatt fall skal kvalifisert flertall anses for oppnådd.

I beslutninger som gjelder TSO-er i samsvar med artikkel 9 nr. 6, skal medlemsstatene tildeles én stemme hver. Dersom det er flere TSO-er i en medlemsstat, skal medlemsstaten fordele stemmerettene mellom TSO-ene.

I beslutninger som gjelder NEMO-er i samsvar med artikkel 9 nr. 6, skal medlemsstatene tildeles én stemme hver. Hver NEMO skal ha et antall stemmer som tilsvare antallet medlemsstater som denne er utpekt i. Dersom det er utpekt mer enn én NEMO på en medlemsstats territorium, skal medlemsstaten fordele stemmerettene mellom NEMO-ene, idet det tas hensyn til deres respektive volumer av handlet elektrisk kraft i den berørte medlemsstaten i det foregående regnskapsåret.
3. Med unntak av artikkel 43 nr. 1, artikkel 44, artikkel 56 nr. 1, artikkel 63 og artikkel 74 nr. 1 skal TSO-er som skal treffe beslutninger om forslag til vilkår eller metoder i samsvar med artikkel 9 nr. 7, treffe sin beslutning med kvalifisert flertall dersom de ikke kan komme til enighet, og de berørte regionene består av mer enn fem medlemsstater. Kvalifisert flertall skal oppnås i hver stemmegruppe for henholdsvis TSO-er og NEMO-er. Et kvalifisert flertall for forslag i samsvar med artikkel 9 nr. 7 skal kreve et flertall av
 - a) TSO-er som representerer minst 72 % av medlemsstatene, og
 - b) TSO-er som representerer medlemsstatene med til sammen minst 65 % av befolkningen i den berørte regionen.

Når det gjelder beslutninger i samsvar med artikkel 9 nr. 7, må et blokkerende mindretall bestå av minst det minste antallet av TSO-er som representerer mer enn 35 % av befolkningen i de deltakende medlemsstatene, pluss TSO-er som representerer minst én ytterligere berørt medlemsstat, i motsatt fall skal kvalifisert flertall anses for oppnådd.

TSO-er som treffer beslutning om vilkår eller metoder i samsvar med artikkel 9 nr. 7,

som gjelder regioner som består av fem medlemsstater eller færre, skal treffe beslutning ved enstemmighet.

I beslutninger som gjelder TSO-er i samsvar med artikkel 9 nr. 7, skal medlemsstatene tildeles én stemme hver. Dersom det er flere TSO-er i en medlemsstat, skal medlemsstaten fordele stemmerettene mellom TSO-ene.

NEMO-er som treffer beslutning om forslag til vilkår eller metoder i samsvar med artikkel 9 nr. 7, skal treffe beslutning ved enstemmighet.

4. Dersom TSO-ene eller NEMO-ene ikke legger fram et forslag til vilkår eller metoder for nasjonale reguleringsmyndigheter innen fristene fastsatt i denne forordning, skal de i stedet legge fram de relevante utkastene til vilkår eller metoder for vedkommende reguleringsmyndigheter og Byrået og redegjøre for hvorfor det ikke er oppnådd enighet. Byrået skal underrette Kommisjonen og skal i samarbeid med vedkommende reguleringsmyndigheter på anmodning fra Kommisjonen granske årsakene til hvorfor det ikke er oppnådd enighet, og underrette Kommisjonen om dette. Kommisjonen skal treffe hensiktsmessige tiltak for at de nødvendige vilkårene eller metodene kan vedtas innen fire måneder etter mottak av Byråets underretning.
5. Hver reguleringsmyndighet skal godkjenne vilkårene eller metodene utviklet av TSO-ene og NEMO-ene med sikte på å beregne eller fastsette felles dagen-før- og intradagmarkeds-kopling. De skal ha ansvaret for å godkjenne vilkårene eller metodene nevnt i nr. 6, 7 og 8.
6. Forslagene til følgende vilkår eller metoder skal godkjennes av alle reguleringsmyndigheter:
 - a) planen om felles utøvelse av MCO-funksjonene i samsvar med artikkel 7 nr. 3,
 - b) kapasitetsberegningsregionene i samsvar med artikkel 15 nr. 1,
 - c) metoden for framlegging av produksjons- og lastdata i samsvar med artikkel 16 nr. 1,
 - d) metoden for den felles nettmodellen i samsvar med artikkel 17 nr. 1,
 - e) forslaget til en harmonisert metode for kapasitetsberegning i samsvar med artikkel 21 nr. 4,
 - f) reservemetoden i samsvar med artikkel 36 nr. 3,
 - g) algoritmen framlagt av NEMO-ene i samsvar med artikkel 37 nr. 5, herunder kravene fra TSO-ene og NEMO-ene når det gjelder utvikling av algoritmen i samsvar med artikkel 37 nr. 1,
 - h) produktene NEMO-ene kan ta hensyn til i prosessen for den felles dagen-før- og intradagmarkedskoplingen i samsvar med artikkel 40 og 53,
 - i) maksimums- og minimumspriser i samsvar med artikkel 41 nr. 1 og artikkel 54 nr. 2,
 - j) metoden for prising av kapasitet på intradagmarkedet som skal utvikles i samsvar med artikkel 55 nr. 1,
 - k) åpnings- og stengetider for det områdekryssende intradagmarkedet i samsvar med artikkel 59 nr. 1,
 - l) fristen for bindende fastsettelse av kapasitet i dagen-før-markedet i samsvar med artikkel 69,
 - m) metoden for fordeling av flaskehalsinntekter i samsvar med artikkel 73 nr. 1.
7. Forslagene til følgende vilkår eller metoder skal godkjennes av alle reguleringsmyndigheter i den berørte regionen:
 - a) den felles metoden for kapasitetsberegning i samsvar med artikkel 20 nr. 2,
 - b) beslutninger om innføring og utsettelse av flytbasert beregning i samsvar med artikkel 20 nr. 2–6 og om unntak i samsvar med artikkel 20 nr. 7,
 - c) metoden for samordnet spesialregulering og mothandel i samsvar med artikkel 35 nr. 1,
 - d) felles metoder for beregning av planlagte utvekslinger i samsvar med artikkel 43 nr. 1 og artikkel 56 nr. 1,
 - e) de alternative prosedyrene i samsvar med artikkel 44,
 - f) supplerende regionale auksjoner i samsvar med artikkel 63 nr. 1,
 - g) vilkårene for eksplisitt tildeling i samsvar med artikkel 64 nr. 2,
 - h) metoden for deling av kostnader ved spesialregulering eller mothandel i samsvar med artikkel 74 nr. 1.
8. Følgende vilkår eller metoder skal godkjennes hver for seg av den enkelte reguleringsmyndighet eller en annen vedkommende myndighet i den berørte medlemsstaten:
 - a) dersom det er relevant, utpeking av NEMO og tilbakekalling eller midlertidig oppheving av utpekingen i samsvar med artikkel 4 nr. 2, 8 og 9,
 - b) dersom det er relevant, gebyrene eller metodene som brukes til å beregne NEMO-enes gebyrer i forbindelse med

- handel på dagen-før- og intradagmarkedene i samsvar med artikkel 5 nr. 1,
- c) forslag fra individuelle TSO-er om å gjennomgå budområdenes konfigurasjon i samsvar med artikkel 32 nr. 1 bokstav d),
 - d) dersom det er relevant, forslaget til tildeling av utvekslingskapasitet mellom budområder og andre ordninger i samsvar med artikkel 45 og 57,
 - e) kostnadene i forbindelse med kapasitetstildeling og flaskehalshåndtering i samsvar med artikkel 75–79,
 - f) dersom det er aktuelt, fordelingen av regionale kostnader i forbindelse med den felles dagen-før- og intradagmarkedskoplingen i samsvar med artikkel 80 nr. 4.
9. Forslaget til vilkår eller metoder skal inneholde forslag til frist for gjennomføring av disse og en beskrivelse av deres forventede betydning for målene i denne forordning. Forslag til vilkår eller metoder som skal godkjennes av flere av eller alle reguleringsmyndighetene, skal legges fram for Byrået samtidig som de legges fram for reguleringsmyndighetene. På anmodning fra vedkommende reguleringsmyndigheter skal Byrået utstede en uttalelse innen tre måneder om forslagene til vilkår eller metoder.
10. Dersom godkjenningen av vilkårene eller metodene krever at mer enn én reguleringsmyndighet treffer en beslutning, skal vedkommende reguleringsmyndigheter samrå seg med hverandre, samordne sin opptreden og samarbeide tett for å komme til enighet. Dersom det er relevant, skal vedkommende reguleringsmyndigheter også ta hensyn til uttalelsen fra Byrået. Reguleringsmyndighetene skal treffe beslutninger om de framlagte vilkårene eller metodene i samsvar med nr. 6, 7 og 8 senest seks måneder etter at reguleringsmyndigheten, eller eventuelt den siste berørte reguleringsmyndigheten, har mottatt vilkårene eller metodene.
11. Dersom reguleringsmyndighetene ikke har klart å komme til enighet innen utløpet av tidsrommet nevnt i nr. 10, eller de i fellesskap anmoder om dette, skal Byrået innen seks måneder treffe beslutning om de framlagte forslagene til vilkår eller metoder i samsvar med artikkel 8 nr. 1 i forordning (EF) nr. 713/2009.
12. Dersom en eller flere reguleringsmyndigheter anmoder om en endring for å kunne godkjenne vilkårene eller metodene som er lagt

fram i samsvar med nr. 6, 7 og 8, skal de berørte TSO-ene eller NEMO-ene senest to måneder etter reguleringsmyndighetenes anmodning, legge fram et forslag til endrede vilkår eller metoder for godkjenning. Vedkommende reguleringsmyndigheter skal treffe beslutning om de endrede vilkårene eller metodene innen to måneder etter at de er framlagt. Dersom vedkommende reguleringsmyndigheter innen tomånedersfristen ikke har kunnet komme til enighet om vilkårene eller metodene i henhold til nr. 6 og 7, eller de i fellesskap anmoder om dette, skal Byrået innen seks måneder treffe beslutning om de endrede vilkårene eller metodene i samsvar med artikkel 8 nr. 1 i forordning (EF) nr. 713/2009. Dersom de berørte TSO-ene eller NEMO-ene ikke legger fram et forslag til endrede vilkår eller metoder, får framgangsmåten fastsatt i nr. 4 anvendelse.

13. TSO-er eller NEMO-er som har ansvaret for å utarbeide et forslag til vilkår eller metoder, eller reguleringsmyndigheter som har ansvaret for å vedta disse i samsvar med nr. 6, 7 og 8, kan anmode om en endring av disse vilkårene eller metodene.

Forslagene om endring av vilkårene eller metodene skal legges fram for samråd i samsvar med framgangsmåten angitt i artikkel 12 og godkjennes i samsvar med framgangsmåten angitt i denne artikkel.

14. TSO-er og NEMO-er som har ansvaret for å utarbeide vilkårene eller metodene i samsvar med denne forordning, skal offentliggjøre dem på internett etter at de er godkjent av vedkommende myndigheter, eller, dersom en slik godkjenning ikke kreves, etter at de er fastsatt, med mindre opplysningene anses å være fortrolige i samsvar med artikkel 13.

Artikkel 10

Daglig drift av den felles dagen-før- og intradagmarkedskoplingen

TSO-ene og NEMO-ene skal i fellesskap organisere den daglige driften av den felles dagen-før- og intradagmarkedskoplingen. De skal møtes regelmessig for å drøfte og treffe beslutninger i saker som gjelder den daglige driften. TSO-ene og NEMO-ene skal invitere Byrået og Kommisjonen til å delta som observatører på disse møtene, og de skal offentliggjøre sammendrag av protokollen fra disse møtene.

Artikkel 11

Deltakelse fra berørte parter

Byrået skal i nært samarbeid med ENTSO for elektrisk kraft legge til rette for at berørte parter deltar med hensyn til den felles dagen-før- og intradagmarkedskoplingen og andre aspekter ved gjennomføringen av denne forordning. Dette skal omfatte regelmessige møter med berørte parter for å kartlegge problemer og foreslå forbedringer, særlig knyttet til den felles dagen-før- og intradagmarkedskoplingen. Dette skal ikke erstatte samrådene med berørte parter i samsvar med artikkel 12.

Artikkel 12

Samråd

1. TSO-er og NEMO-er som har ansvaret for å legge fram forslag til vilkår eller metoder eller til endring av disse i samsvar med denne forordning, skal samrå seg med berørte parter, herunder relevante myndigheter i hver medlemsstat, om utkastene til forslag til vilkår eller metoder når dette er uttrykkelig fastsatt i denne forordning. Samrådet skal vare i minst én måned.
2. Forslagene til vilkår eller metoder som legges fram av TSO-ene og NEMO-ene på unionsplan, skal offentliggjøres og legges fram for samråd på unionsplan. Forslag som legges fram av TSO-er og NEMO-er på regionalt plan, skal legges fram for samråd minst på regionalt plan. Parter som legger fram forslag på bilateralt eller multilateralt plan, skal i det minste samrå seg med de berørte medlemsstatene.
3. Enhetene som har ansvaret for forslaget til vilkår eller metoder, skal ta behørig hensyn til de berørte partenes synspunkter som følge av samrådet som er gjennomført i samsvar med nr. 1, før forslaget legges fram for godkjenning av reguleringsmyndighetene dersom dette kreves i samsvar med artikkel 9, eller før forslaget offentliggjøres i alle andre tilfeller. I alle tilfeller skal det utarbeides en klar og godt underbygget begrunnelse for at synspunktene som er framkommet i samrådet er innarbeidet i forslaget eller ikke, som skal offentliggjøres samtidig eller i god tid før forslaget til vilkår eller metoder offentliggjøres.

Artikkel 13

Taushetsplikt

1. Alle fortrolige opplysninger som mottas, utveksles eller overføres i henhold til denne forordning, skal være underlagt vilkårene for taushetsplikt som er fastsatt i nr. 2, 3 og 4.
2. Taushetsplikten skal gjelde for alle personer som er omfattet av bestemmelsene i denne forordning.
3. Fortrolige opplysninger som personene nevnt i nr. 2 mottar i embets medfør, kan ikke gis videre til noen annen person eller myndighet, med forbehold for saker som hører inn under nasjonal rett, denne forordnings øvrige bestemmelser og annet relevant unionsregelverk.
4. Med forbehold for saker som hører inn under nasjonal rett, kan reguleringsmyndigheter, organer eller personer som mottar fortrolige opplysninger i henhold til denne forordning, bruke dem bare når de utøver sine funksjoner i henhold til denne forordning.

Avdeling II

Krav til vilkår og metoder som gjelder kapasitetstildeling og flaskehalshåndtering

Kapittel 1

Kapasitetsberegning

Avsnitt 1

Allmenne krav

Artikkel 14

Tidsrammer for kapasitetsberegning

1. Alle TSO-er skal beregne utvekslingskapasiteten mellom budområdene for minst følgende tidsrammer:
 - a) tidsrammen for dagen-før-markedet,
 - b) tidsrammen for intradagmarkedet.
2. For tidsrammen for dagen-før-markedet skal individuelle verdier for utvekslingskapasiteten mellom budområder beregnes for hver tidsenhet for dagen-før-markedet. For tidsrammen for intradagmarkedet skal individuelle verdier for utvekslingskapasiteten mellom budområder beregnes for hver gjenværende tidsenhet for intradagmarkedet.
3. For tidsrammen for dagen-før-markedet skal kapasitetsberegningen være basert på siste tilgjengelige opplysninger. Oppdateringen av opplysningene for tidsrammen for dagen-før-

markedet skal ikke begynne før kl. 15.00 markedstid to dager før leveringsdagen.

4. Alle TSO-er i hver kapasitetsberegningregion skal sikre at utvekslingskapasiteten mellom budområder beregnes på nytt innenfor tidsrammen for intradagmarkedet på grunnlag av siste tilgjengelige opplysninger. Hyppigheten av nye beregninger skal ta hensyn til effektivitet og driftssikkerhet.

Artikkel 15

Kapasitetsberegningregioner

1. Innen tre måneder etter denne forordnings ikrafttredelse skal alle TSO-er i fellesskap utarbeide et felles forslag om fastsettelse av kapasitetsberegningregioner. Forslaget skal være gjenstand for samråd i samsvar med artikkel 12.
2. Forslaget nevnt i nr. 1 skal definere de grensene mellom budområder som er tilknyttet TSO-er som tilhører den enkelte kapasitetsberegningregionen. Følgende krav skal være oppfylt:
 - a) det skal tas hensyn til regionene angitt i nr. 3.2 i vedlegg I til forordning (EF) nr. 714/2009,
 - b) hver budområdegrense eller eventuelt to atskilte budområdegrenser der det finnes en overføringsforbindelse mellom to budområder, skal plasseres i én kapasitetsberegningregion,
 - c) minst disse TSO-ene skal anvises til alle kapasitetsberegningregioner som de har budområdegrenser til.
3. Kapasitetsberegningregioner som anvender en flytbasert metode, skal slås sammen til én kapasitetsberegningregion dersom følgende kumulative vilkår er oppfylt:
 - a) deres transmisjonsnett er direkte forbundet med hverandre,
 - b) de deltar i samme område for den felles dagen-før- eller intradagmarkedskoplingen,
 - c) det er mer effektivt å slå dem sammen enn å holde dem atskilt. Vedkommende reguleringsmyndigheter kan anmode de berørte TSO-ene om en felles nytte- og kostnadsanalyse for å vurdere effektiviteten ved sammenslåingen.

Avsnitt 2

Den felles nettmodellen

Artikkel 16

Metode for framlegging av produksjons- og lastdata

1. Innen ti måneder etter denne forordnings ikrafttredelse skal alle TSO-er i fellesskap utarbeide et forslag til en felles metode for å levere de produksjons- og lastdata som kreves for å fastsette den felles nettmodellen, som skal være gjenstand for samråd i samsvar med artikkel 12. Forslaget skal inneholde en begrunnelse basert på målene for denne forordning for at opplysningene skal legges fram.
2. Forslaget til metode for framlegging av produksjons- og lastdata skal angi hvilke produksjons- og lastenheter som skal legge fram opplysninger for sine respektive TSO-er med henblikk på kapasitetsberegningen.
3. Forslaget til metode for framlegging av produksjons- og lastdata skal angi hvilke opplysninger produksjons- og lastenhetene skal legge fram for TSO-ene. Opplysningene skal minst inneholde følgende:
 - a) opplysninger om enhetenes tekniske egenskaper,
 - b) opplysninger om produksjons- og lastenhetenes tilgjengelighet,
 - c) opplysninger om produksjonsenhetenes produksjonsplaner,
 - d) relevante tilgjengelige opplysninger om hvordan produksjonsenhetene vil bli koplet inn.
4. Metoden skal angi de fristene produksjons- og lastenhetene har for å legge fram opplysningene nevnt i nr. 3.
5. Hver TSO skal bruke og dele med andre TSO-er opplysningene nevnt i nr. 3. Opplysningene nevnt i nr. 3 bokstav d) skal bare brukes til kapasitetsberegning.
6. Senest to måneder etter at alle reguleringsmyndigheter har godkjent metoden for framlegging av produksjons- og lastdata, skal ENTSO for elektrisk kraft offentliggjøre følgende:
 - a) en liste over de enhetene som skal legge fram opplysninger for TSO-ene,
 - b) en liste over opplysningene nevnt i nr. 3 som skal legges fram,
 - c) fristene for framlegging av opplysninger.

*Artikkel 17***Metode for den felles nettmodellen**

1. Innen ti måneder etter denne forordnings ikrafttredelse skal alle TSO-er i fellesskap utarbeide et forslag til metode for den felles nettmodellen. Forslaget skal være gjenstand for samråd i samsvar med artikkel 12.
2. Metoden for den felles nettmodellen skal gjøre det mulig å utvikle en felles nettmodell. Den skal minst inneholde følgende punkter:
 - a) en definisjon av scenarioene i samsvar med artikkel 18,
 - b) en definisjon av individuelle nettmodeller i samsvar med artikkel 19,
 - c) en beskrivelse av prosessen for sammenslåing av individuelle nettmodeller slik at de danner en felles nettmodell.

*Artikkel 18***Scenarioer**

1. Alle TSO-er skal i fellesskap utvikle felles scenarioer for hver tidsramme for kapasitetsberegning som nevnt i artikkel 14 nr. 1 bokstav a) og b). De felles scenarioene skal brukes til å beskrive en bestemt prognose for situasjonen med hensyn til produksjon, last og nettopologi i transmisjonsnettet i den felles nettmodellen.
2. Det skal utarbeides ett scenario for hver markedstidsenhet for tidsrammene for kapasitetsberegning, både for dagen-før- og intradagmarkedet.
3. For hvert scenario skal alle TSO-er i fellesskap utarbeide felles regler for å bestemme nettoposisjonen for hvert budområde og flyten i hver likestrømsledning. Disse felles reglene skal for hvert scenario være basert på den beste prognosen for nettoposisjonen for hvert budområde og på den beste prognosen for flyten i hver likestrømsledning, og de skal omfatte den samlede balansen mellom last og produksjon for transmisjonsnettet i Unionen. I samsvar med nr. 1.7 i vedlegg I til forordning (EF) nr. 714/2009 skal det ved fastsettelsen av scenarioer ikke forekomme noen utilbørlig forskjellsbehandling mellom intern utveksling og utveksling mellom budområder.

*Artikkel 19***Individuell nettmodell**

1. For hvert budområde og hvert scenario

- a) skal alle TSO-er i budområdet i fellesskap legge fram en felles individuell nettmodell som er i samsvar med artikkel 18 nr. 3, eller
 - b) skal hver TSO i budområdet legge fram en individuell nettmodell for sitt kontrollområde, herunder overføringsforbindelser, forutsatt at summen av nettoposisjonene i kontrollområdene, herunder overføringsforbindelser, som dekker budområdet, er i samsvar med artikkel 18 nr. 3.
2. Hver individuell nettmodell skal gjenspeile den best mulige prognosen for forholdene i transmisjonsnettet for hvert scenario som er angitt av TSO-en(e) på det tidspunktet den individuelle nettmodellen ble utarbeidet.
 3. De individuelle nettmodellene skal omfatte alle nettkomponenter i transmisjonsnettet som anvendes i den regionale driftssikkerhetsanalysen for den aktuelle tidsrammen.
 4. Alle TSO-er skal i størst mulig grad harmonisere måten de individuelle nettmodellene bygges opp på.
 5. Hver TSO skal i den individuelle nettmodellen legge fram alle opplysninger som er nødvendige for analyser i stasjonær tilstand av aktiv og reaktiv kraftflyt, samt av spenning,
 6. Når det er relevant, og alle TSO-er i en kapasitetsberegningregion er enige om det, skal alle TSO-er i den aktuelle kapasitetsberegningregionen utveksle data seg imellom for å muliggjøre spenningsanalyser og dynamiske stabilitetsanalyser.

*Avsnitt 3***Metoder for kapasitetsberegning***Artikkel 20***Innføring av flytbasert metode for kapasitetsberegning**

1. For tidsrammene for dagen-før-markedet og intradagmarkedet skal metoden for felles kapasitetsberegning være basert på en flytbasert metode, med mindre kravet i nr. 7 er oppfylt.
2. Senest ti måneder etter godkjenningen av forslaget til en kapasitetsberegningregion i samsvar med artikkel 15 nr. 1 skal alle TSO-er i hver kapasitetsberegningregion legge fram et forslag til en felles metode for samordnet kapasitetsberegning for sin region. Forslaget skal være gjenstand for samråd i samsvar med artikkel 12. Forslaget til metode for kapasitetsberegning for regioner i henhold til dette nummer i de kapasitetsberegningregionene som

er basert på «Nordvest-Europa» og «Det sentrale Øst-Europa» i samsvar med definisjonen i nr. 3.2 bokstav b) og d) i vedlegg I til forordning (EF) nr. 714/2009, og i de regionene som er nevnt i nr. 3 og 4, skal suppleres med en felles ramme for samordning og kompatibilitet mellom regioner når det gjelder de flytbaserte metodene som skal utarbeides i samsvar med nr. 5.

3. Med forbehold for forpliktelsen i nr. 1 kan TSO-ene fra den kapasitetsberegningensregionen som omfatter Italia, som angitt i nr. 3.2 bokstav c) i vedlegg I til forordning (EF) nr. 714/2009, få fristen for framlegging av forslaget til en felles metode for samordnet kapasitetsberegning som er basert på den flytbaserte metoden for sin region i henhold til nr. 2, forlenget med inntil seks måneder etter at Sveits har sluttet seg til den felles dagen-før-markedskoplingen. Forslaget trenger ikke omfatte budområdegrenser i Italia og mellom Italia og Hellas.
4. Senest seks måneder etter at minst alle avtalepartene i det sørøsteuropeiske energifelleskapet har sluttet seg til den felles dagen-før-markedskoplingen, skal TSO-ene fra minst Kroatia, Romania, Bulgaria og Hellas i fellesskap legge fram et forslag om innføring av en felles metode for kapasitetsberegning basert på den flytbaserte metoden for tidsrammen for dagen-før- og intradagmarkedet. Forslaget skal inneholde en dato for gjennomføring av den felles metoden for kapasitetsberegning basert på den flytbaserte metoden, som ikke skal være senere enn to år etter at alle avtalepartene i det sørøsteuropeiske energifelleskapet har sluttet seg til den felles dagen-før-markedskoplingen. TSO-er fra medlemsstater som grenser til andre regioner, oppmuntres til å slutte seg til initiativer for å gjennomføre en felles flytbasert metode for kapasitetsberegning i disse regionene.
5. Så snart to eller flere tilstøtende kapasitetsberegningensregioner i samme synkronområde innfører en metode for kapasitetsberegning basert på den flytbaserte metoden for tidsrammen for dagen-før- eller intradagmarkedet, skal disse regionene i denne sammenheng anses som én region, og TSO-ene fra denne regionen skal innen seks måneder legge fram et forslag til en felles metode for kapasitetsberegning basert på den flytbaserte metoden for tidsrammen for dagen-før- eller intradagmarkedet. Forslaget skal angi en dato for gjennomføring av den felles tverregionale metoden for kapasitetsberegning, som ikke skal være

senere enn tolv måneder etter gjennomføringen av den flytbaserte metoden i disse regionene når det gjelder tidsrammen for dagen-før-markedet, og 18 måneder når det gjelder intradagmarkedet. Fristene angitt i dette nummer kan justeres i samsvar med nr. 6.

- Metoden i de to kapasitetsberegningensregionene som har begynt å utvikle en felles metode for kapasitetsberegning, kan innføres først, før det utvikles en felles metode for kapasitetsberegning med eventuelle andre kapasitetsberegningensregioner.
6. Dersom de berørte TSO-ene kan påvise at anvendelsen av felles flytbaserte metoder i samsvar med nr. 4 og 5 ennå ikke vil være mer effektiv, gitt at samme driftssikkerhetsnivå skal legges til grunn, kan de i fellesskap anmode vedkommende reguleringsmyndigheter om å forlenge fristene.
 7. TSO-ene kan i fellesskap anmode vedkommende reguleringsmyndigheter om å anvende metoden for samordnet netto overføringskapasitet i andre regioner og budområdegrenser enn de som er nevnt i nr. 2–4, dersom de berørte TSO-ene kan påvise at anvendelsen av metoden for kapasitetsberegning basert på den flytbaserte metoden ennå ikke vil være mer effektiv enn metoden for samordnet netto overføringskapasitet, gitt at samme driftssikkerhetsnivå legges til grunn, i den berørte regionen.
 8. For at markedsdeltakerne skal kunne tilpasse seg eventuelle endringer i metoden for kapasitetsberegning, skal de berørte TSO-ene prøve ut den nye metoden parallelt med den eksisterende metoden og involvere markedsdeltakerne i minst seks måneder før et forslag til endret metode for kapasitetsberegning gjennomføres.
 9. TSO-ene i hver kapasitetsberegningensregion som anvender den flytbaserte metoden, skal utvikle og gjøre tilgjengelig et verktøy som gjør det mulig for markedsdeltakerne å vurdere vekselvirkningen mellom utvekslingskapasiteten mellom budområder og utvekslingen mellom budområder.

Artikkel 21

Metode for kapasitetsberegning

1. Forslaget til felles metode for kapasitetsberegning for en kapasitetsberegningensregion som er fastsatt i samsvar med artikkel 20 nr. 2, skal inneholde minst følgende punkter for hver tidsramme for kapasitetsberegning:

- a) metodene for beregningen av inndata for kapasitetsberegning, som omfatter følgende parametere:
 - i) en metode for fastsettelse av pålitelighetsmarginen i samsvar med artikkel 22,
 - ii) metodene for fastsettelse av grensene for driftssikkerhet, uforutsette hendelser som er relevante for kapasitetsberegningen, og tildelingsbegrensninger som kan anvendes i samsvar med artikkel 23,
 - iii) metoden for fastsettelse av produksjonsfordelingsnøkler i samsvar med artikkel 24,
 - iv) metoden for fastsettelse av korrigerende tiltak som skal vurderes i kapasitetsberegningen i samsvar med artikkel 25.
 - b) en nærmere beskrivelse av metoden for kapasitetsberegning, som skal omfatte følgende:
 - i) en matematisk beskrivelse av den anvendte metoden for kapasitetsberegning med ulike inndata for kapasitetsberegningen,
 - ii) regler for å unngå utilbørlig forskjellsbehandling mellom intern utveksling og utveksling mellom budområder for å sikre overholdelse av nr. 1.7 i vedlegg I til forordning (EF) nr. 714/2009,
 - iii) regler som, når det er relevant, tar hensyn til tidligere tildelt utvekslingskapasitet mellom budområder,
 - iv) regler om justering av kraftflyten på kritiske nettkomponenter eller av utvekslingskapasitet mellom budområder som følge av korrigerende tiltak i samsvar med artikkel 25,
 - v) når det gjelder den flytbaserte metoden, en matematisk beskrivelse av beregningen av distribusjonsfaktorene for kraftoverføring og av tilgjengelige marginer på kritiske nettkomponenter,
 - vi) når det gjelder metoden for samordnet netto overføringskapasitet, regler for beregning av utvekslingskapasitet mellom budområder, herunder regler for effektiv deling av kraftflytkapasitet på kritiske nettkomponenter mellom ulike budområdegrensener,
 - vii) dersom kraftflyten på kritiske nettkomponenter påvirkes av kraftutvekslingen mellom budområder i forskjellige kapasitetsberegningssregioner, regler for deling av kraftflytkapasitet i kritiske nettelelementer mellom forskjellige kapasitetsberegningssregioner for å legge til rette for denne flyten,
 - c) en metode for validering av utvekslingskapasitet mellom budområder i samsvar med artikkel 26.
2. For kapasitetsberegning for tidsrammen for intradagmarkedet skal metoden for kapasitetsberegning også angi hvor hyppig kapasiteten skal beregnes på nytt i samsvar med artikkel 14 nr. 4, og begrunne den hyppigheten som velges.
 3. Metoden for kapasitetsberegning skal inneholde en alternativ framgangsmåte i tilfelle den første kapasitetsberegningen ikke gir resultater.
 4. Alle TSO-er i hver kapasitetsberegningssregion skal i størst mulig grad anvende harmoniserte inndata til kapasitetsberegningen. Innen 31. desember 2020 skal alle regioner anvende en harmonisert metode for kapasitetsberegning som særlig skal omfatte en harmonisert metode for kapasitetsberegning for den flytbaserte metoden og for metoden for samordnet netto overføringskapasitet. Harmoniseringen av metoden for kapasitetsberegning skal være underlagt en effektivitetsvurdering som gjelder harmoniseringen av de flytbaserte metodene og metodene for samordnet netto overføringskapasitet, og som sikrer samme nivå av driftssikkerhet. Alle TSO-er skal legge fram denne vurderingen sammen med et forslag til overgang til en harmonisert metode for kapasitetsberegning, for alle reguleringsmyndigheter senest tolv måneder etter at minst to kapasitetsberegningssregioner har innført en felles metode for kapasitetsberegning i samsvar med artikkel 20 nr. 5.

Artikkel 22

Metode for fastsettelse av pålitelighetsmargin

1. Forslaget til en felles metode for kapasitetsberegning skal omfatte en metode for fastsettelse av pålitelighetsmarginen. Metoden for fastsettelse av pålitelighetsmarginen skal bestå av to faser. Først skal de berørte TSO-ene anslå sannsynlighetsfordelingen av avvik mellom forventet kraftflyt på tidspunktet for kapasitetsberegningen og faktisk kraftflyt i sanntid. Deretter beregnes pålitelighetsmarginen ved å utlede en verdi av sannsynlighetsfordelingen.
2. Metoden for fastsettelse av pålitelighetsmarginen skal angi prinsippene for beregning av

sannsynlighetsfordelingen av avvikene mellom forventet kraftflyt på tidspunktet for kapasitetsberegning og faktisk kraftflyt i sanntid, og angi hvilken usikkerhet det skal tas hensyn til i beregningen. For å bestemme denne usikkerheten skal metoden særlig ta hensyn til følgende:

- a) utilsiktede avvik i den fysiske flyten av elektrisk kraft innenfor en markedstidsenhet som skyldes justering av flyten av elektrisk kraft innenfor og mellom kontrollområder med henblikk på å opprettholde en konstant frekvens,
 - b) usikkerhet som kan ha innvirkning på kapasitetsberegningen, og som kan oppstå mellom tidsrammen for kapasitetsberegning og sanntid for den aktuelle markedstidsenheten.
3. I metoden for fastsettelse av pålitelighetsmarginen skal TSO-ene også fastsette felles harmoniserte prinsipper for utledning av pålitelighetsmarginen fra sannsynlighetsfordelingen.
 4. På grunnlag av metoden vedtatt i samsvar med nr. 1 skal TSO-ene fastsette pålitelighetsmarginen slik at grensene for driftssikkerhet respekteres, og det tas hensyn til usikkerheten mellom tidsrammen for kapasitetsberegning og sanntid, og korrigerende tiltak som er tilgjengelige etter kapasitetsberegningen.
 5. For hver tidsramme for kapasitetsberegning skal de berørte TSO-ene fastsette pålitelighetsmarginen for kritiske nettkomponenter, der den flytbaserte metoden anvendes, og for utvekslingskapasiteten mellom budområder, der metoden for samordnet netto overføringskapasitet anvendes.

Artikkel 23

Metoder for grenser for driftssikkerhet, uforutsette hendelser og tildelingsbegrensninger

1. Hver TSO skal respektere grensene for driftssikkerhet og uforutsette hendelser som brukes i driftssikkerhetsanalyser.
2. Dersom grensene for driftssikkerhet og uforutsette hendelser som brukes i kapasitetsberegningen, ikke er de samme som de som brukes i driftssikkerhetsanalyser, skal TSO-ene i forslaget til en felles metode for kapasitetsberegning beskrive den særlige metoden og de kriteriene de har brukt for å fastsette grensene for driftssikkerhet og uforutsette hendelser, og som er brukt i kapasitetsberegningen.

3. Dersom TSO-ene bruker tildelingsbegrensninger, kan disse bare bestemmes ved bruk av følgende:
 - a) begrensninger som er nødvendige for å holde transmisjonsnettet innenfor grensene for driftssikkerhet, og som ikke kan omdannes til maksimal flyt på kritiske nettkomponenter på en effektiv måte, eller
 - b) begrensninger som er beregnet på å øke det økonomiske overskuddet for den felles dagen-før- eller intradagmarkedskoplingen.

Artikkel 24

Metode for produksjonsfordelingsnøkler

1. Forslaget til en felles metode for kapasitetsberegning skal omfatte et forslag til metode for fastsettelse av en felles produksjonsfordelingsnøkkel for hvert budområde og scenario som er utarbeidet i samsvar med artikkel 18.
2. Produksjonsfordelingsnøkklene skal gjenspeile den beste prognosen for forholdet mellom en endring i nettoposisjonen til et budområde og en bestemt endring av produksjonen eller lasten i den felles nettmodellen. Denne prognosen skal særlig ta hensyn til opplysningene fra metoden for framlegging av produksjons- og lastdata.

Artikkel 25

Metode for korrigerende tiltak som skal tas med i kapasitetsberegningen

1. Hver TSO i hver kapasitetsberegningensregion skal hver for seg fastsette de tilgjengelige korrigerende tiltakene som det skal tas hensyn til i kapasitetsberegningen, for å nå målene i denne forordning.
2. Hver TSO i hver kapasitetsberegningensregion skal samordne bruken av korrigerende tiltak som det skal tas hensyn til i kapasitetsberegningen, samt deres faktiske anvendelse i sanntidsdrift, med de andre TSO-ene i regionen.
3. For at det skal kunne tas hensyn til korrigerende tiltak i kapasitetsberegningen, skal alle TSO-er i hver kapasitetsberegningensregion bli enige om bruk av korrigerende tiltak som krever handling fra mer enn én TSO.
4. Hver TSO skal sikre at det tas hensyn til korrigerende tiltak i kapasitetsberegningen, under forutsetning av at tilgjengelige korrigerende tiltak som gjenstår etter beregningen, sammen med pålitelighetsmarginen nevnt i artikkel 22, er tilstrekkelig til å sikre driftssikkerheten.

5. Hver TSO skal i kapasitetsberegningen ta hensyn til korrigerende tiltak som ikke medfører kostnader.
6. Hver TSO skal sikre at de korrigerende tiltakene som det skal tas hensyn til i kapasitetsberegningen, er de samme for alle tidsrammer for kapasitetsberegning, idet det tas hensyn til deres tekniske tilgjengelighet for hver tidsramme for kapasitetsberegning.

Artikkel 26

Metode for validering av utvekslingskapasitet mellom budområder

1. Hver TSO skal validere og ha rett til å korrigere utvekslingskapasitet mellom budområder som er relevant for vedkommendes budområdegrensener eller for kritiske nettkomponenter, og som er tildelt av de ansvarlige for samordnet kapasitetsberegning i samsvar med artikkel 27–31.
2. Dersom metoden for samordnet netto overføringskapasitet anvendes, skal alle TSO-er i kapasitetsberegningensregionen ta med en regel i metoden for kapasitetsberegning som er nevnt i artikkel 21, om hvordan korrigeringen av utvekslingskapasitet skal fordeles mellom de ulike budområdenes grenser.
3. Ved validering av utvekslingskapasitet mellom budområder som nevnt i nr. 1 kan hver TSO redusere utvekslingskapasiteten mellom budområder med henvisning til driftssikkerheten.
4. Hver ansvarlig for samordnet kapasitetsberegning skal ved beregning og validering av kapasitet samordne sitt arbeid med ansvarlige for samordnet kapasitetsberegning i naboområdene.
5. Hver ansvarlig for samordnet kapasitetsberegning skal hver tredje måned rapportere om alle reduksjoner som er gjort under valideringen av kapasitet mellom budområder i samsvar med nr. 3, til alle reguleringsmyndigheter i kapasitetsberegningensregionen. I denne rapporten skal sted og omfang av hver reduksjon av utvekslingskapasitet mellom budområder angis, samt årsaken til reduksjonene.
6. Alle reguleringsmyndigheter i kapasitetsberegningensregionen skal treffe beslutning om hvorvidt hele eller deler av rapporten nevnt i nr. 5 skal offentliggjøres.

Avsnitt 4

Kapasitetsberegningsprosessen

Artikkel 27

Alminnelige bestemmelser

1. Senest seks måneder etter beslutningen om metoden for framlegging av produksjons- og lastdata nevnt i artikkel 16 og metoden for den felles nettmodellen nevnt i artikkel 17, skal alle TSO-er organisere prosessen for sammenføring av de individuelle nettmodellene.
2. Senest fire måneder etter beslutningene om metodene for kapasitetsberegning nevnt i artikkel 20 og 21 skal alle TSO-er i hver kapasitetsberegningensregion i fellesskap opprette de enhetene som er ansvarlige for samordnet kapasitetsberegning, og utarbeide regler for deres virksomhet.
3. Alle TSO-er i hver kapasitetsberegningensregion skal hvert annet år gjennomgå kvaliteten på opplysningene som anvendes i kapasitetsberegningen, som en del av rapporten om beregning og tildeling av kapasitet som utarbeides hvert annet år i samsvar med artikkel 31.
4. Ved bruk av de siste tilgjengelige opplysningene skal alle TSO-er regelmessig og minst én gang i året gjennomgå og oppdatere følgende:
 - a) grensene for driftssikkerhet, uforutsette hendelser og tildelingsbegrensninger som brukes i kapasitetsberegningen,
 - b) sannsynlighetsfordelingen av avvikene mellom forventet kraftflyt på tidspunktet for kapasitetsberegning og realisert kraftflyt i sanntid som brukes for beregning av pålitelighetsmarginer,
 - c) korrigerende tiltak som det er tatt hensyn til i kapasitetsberegningen,
 - d) anvendelsen av metodene for fastsettelse av produksjonsfordelingsnøkler, kritiske nettkomponenter og uforutsette hendelser som nevnt i artikkel 22–24.

Artikkel 28

Utarbeiding av en felles nettmodell

1. Hver produksjons- eller lastenhet som omfattes av artikkel 16, skal for hver tidsramme for kapasitetsberegning nevnt i artikkel 14 nr. 1, innen de angitte fristene legge fram opplysningene som er angitt i metoden for framlegging av produksjons- og lastdata, for den TSO-en som er ansvarlig for det respektive kontrollområdet.

2. Hver produksjons- eller lastenhet som legger fram opplysninger i henhold til artikkel 16 nr. 3, skal legge fram så pålitelige overslag som mulig.
3. For hver tidsramme for kapasitetsberegning skal hver TSO utvikle en individuell nettmodell for hvert scenario i samsvar med artikkel 19, for at de individuelle nettmodellene skal kunne slås sammen til en felles nettmodell.
4. Hver TSO skal legge fram så pålitelige beregninger som mulig for hver individuell nettmodell, for de TSO-ene som har ansvaret for å slå de individuelle nettmodellene sammen til en felles nettmodell.
5. For hver tidsramme for kapasitetsberegning skal det utarbeides en felles nettmodell for hvert scenario som fastsatt i artikkel 18, og som dekker hele Unionen, gjennom sammenføring av inndataene fra alle TSO-er som anvender den kapasitetsberegningprosessen som er angitt i nr. 3.

Artikkel 29

Regional beregning av utvekslingskapasitet mellom budområder

1. Hver TSO skal for hver tidsramme for kapasitetsberegning legge fram følgende opplysninger for de ansvarlige for samordnet kapasitetsberegning og alle andre TSO-er i kapasitetsberegningensregionen: grenser for driftssikkerhet, produksjonsfordelingsnøkler, korrigerende tiltak, pålitelighetsmarginer, tildelingsbegrensninger og tidligere tildelt utvekslingskapasitet mellom budområder.
2. Hver ansvarlig for samordnet kapasitetsberegning skal utføre en driftssikkerhetsanalyse på grunnlag av grensene for driftssikkerhet ved bruk av den felles nettmodellen som er utarbeidet for hvert scenario i samsvar med artikkel 28 nr. 5.
3. Ved beregning av utvekslingskapasitet mellom budområder skal hver ansvarlig for samordnet kapasitetsberegning
 - a) bruke produksjonsfordelingsnøkler for å beregne hvordan endringer i netttoposisjonene i budområdene og flyten påvirker likestrømsledningene,
 - b) ignorere kritiske nettkomponenter som ikke påvirkes vesentlig av endringene i budområdets netttoposisjon i samsvar med metoden fastsatt i artikkel 12, og
 - c) sikre at alle netttoposisjoner i budområdet og flyten i likestrømsledningene som ikke overskrider overføringskapasiteten mellom budområder, oppfyller pålitelighetsmarginene og grensene for driftssikkerhet i samsvar med artikkel 21 nr. 1 bokstav a) i) og ii), og ta hensyn til tidligere tildelt utvekslingskapasitet mellom budområder i samsvar med artikkel 21 nr. 1 bokstav b) iii).
4. Hver ansvarlig for samordnet kapasitetsberegning skal optimalisere utvekslingskapasiteten mellom budområder ved å ta i bruk tilgjengelige korrigerende tiltak som det er tatt hensyn til i kapasitetsberegningen i samsvar med artikkel 21 nr. 1 bokstav a) iv).
5. Hver ansvarlig for samordnet kapasitetsberegning skal anvende delingsreglene utarbeidet i samsvar med artikkel 21 nr. 1 bokstav b) vi).
6. Hver ansvarlig for samordnet kapasitetsberegning skal ta hensyn til den matematiske beskrivelsen av den anvendte kapasitetsberegningensmetoden fastsatt i samsvar med artikkel 21 nr. 1 bokstav b) i).
7. Hver ansvarlig for samordnet kapasitetsberegning som anvender den flytbaserte metoden, skal
 - a) bruke data om grensene for driftssikkerhet for å beregne maksimal flyt på kritiske nettkomponenter,
 - b) bruke den felles nettmodellen, produksjonsfordelingsnøkler og uforutsette hendelser til å beregne distribusjonsfaktorene for kraftoverføring,
 - c) bruke distribusjonsfaktorene for kraftoverføring til å beregne flyten som oppstår som følge av tidligere tildelt utvekslingskapasitet mellom budområder i kapasitetsberegningensregionen,
 - d) beregne flyten på kritiske nettkomponenter for hvert scenario (samtidig som det tas hensyn til uforutsette hendelser) og justere dem ved å anta at det ikke finner sted noen kraftutveksling mellom budområder i kapasitetsberegningensregionen, og anvende reglene for å unngå utilbørlig forskjellsbehandling mellom intern utvekslingskapasitet og utvekslingskapasitet mellom budområder som fastsatt i samsvar med artikkel 21 nr. 1 bokstav b) ii),
 - e) beregne tilgjengelige marginer for kritiske nettkomponenter, idet det tas hensyn til uforutsette hendelser, som skal tilsvare maksimal flyt redusert med justert flyt som nevnt i bokstav d), pålitelighetsmarginer og flyt fra tidligere tildelt utvekslingskapasitet mellom budområder,
 - f) justere tilgjengelige marginer på kritiske nettkomponenter eller distribusjonsfakto-

- rer for kraftoverføring ved bruk av tilgjengelige korrigerende tiltak som det skal tas hensyn til i kapasitetsberegningen i samsvar med artikkel 25.
8. Hver ansvarlig for samordnet kapasitetsberegning som anvender metoden for samordnet netto overføringskapasitet, skal
 - a) bruke den felles nettmodellen, produksjonsfordelingsnøkler og uforutsette hendelser til å beregne maksimal kraftutveksling på grensene mellom budområder, som skal tilsvare maksimalt beregnet utveksling mellom to budområder på hver side av budområdegrensen, idet det tas hensyn til grensene for driftssikkerhet,
 - b) justere maksimal kraftutveksling ved bruk av korrigerende tiltak som det er tatt hensyn til i kapasitetsberegningen i samsvar med artikkel 25,
 - c) justere maksimal kraftutveksling, samtidig som reglene for å unngå utilbørlig forskjellsbehandling mellom intern utveksling og utveksling mellom budområder anvendes i samsvar med artikkel 21 nr. 1 bokstav b) ii),
 - d) anvende reglene fastsatt i samsvar med artikkel 21 nr. 1 bokstav b) vi) for effektiv deling av kraftflytkapasitet i kritiske nett-komponenter mellom ulike budområdegrenser,
 - e) beregne utvekslingskapasitet mellom budområdene, som skal tilsvare maksimal kraftutveksling justert for pålitelighetsmargin og tidligere tildelt utvekslingskapasitet mellom budområder.
 9. Hver ansvarlig for samordnet kapasitetsberegning skal samarbeide med ansvarlige for samordnet kapasitetsberegning i naboområdet. TSO-er i naboområdet skal sikre samarbeidet ved å utveksle og bekrefte opplysninger om gjensidig avhengighet med de berørte regionalt ansvarlige for samordnet kapasitetsberegning med henblikk på kapasitetsberegning og validering. TSO-er i naboområdet skal legge fram opplysninger om gjensidig avhengighet for de ansvarlige for samordnet kapasitetsberegning før kapasitetsberegningen. En vurdering av opplysningenes nøyaktighet og korrigerende tiltak skal eventuelt tas med i rapporten som skal utarbeides hvert annet år i samsvar med artikkel 31.
 10. Hver ansvarlig for samordnet kapasitetsberegning skal fastsette
 - a) flytbaserte parametere for hvert budområde i kapasitetsberegningensregionen, dersom den flytbaserte metoden anvendes,
 - b) verdiene for utvekslingskapasitet mellom budområder for hver budområdegrense i kapasitetsberegningensregionen, dersom metoden for samordnet netto overføringskapasitet anvendes.
 11. Hver ansvarlig for samordnet kapasitetsberegning skal legge utvekslingskapasiteten mellom budområder fram for hver TSO i sin kapasitetsberegningensregion for validering i samsvar med artikkel 21 nr. 1 bokstav c).

Artikkel 30

Validering og levering av utvekslingskapasitet mellom budområder

1. Hver TSO skal validere resultatene av den regionale kapasitetsberegningen for sine budområdegrenser eller kritiske nett-komponenter i samsvar med artikkel 26.
2. Hver TSO skal sende sin validering av kapasitet og tildelingsbegrensninger til de berørte ansvarlige for samordnet kapasitetsberegning og til de andre TSO-ene i de berørte kapasitetsberegningensregionene.
3. Hver ansvarlig for samordnet kapasitetsberegning skal legge fram opplysninger om validert utvekslingskapasitet mellom budområder og tildelingsbegrensninger med henblikk på tildelingen av kapasitet i samsvar med artikkel 46 og 58.

Avsnitt 5

Rapport hvert annet år om beregning og tildeling av kapasitet

Artikkel 31

Rapport hvert annet år om beregning og tildeling av kapasitet

1. Innen to år etter denne forordnings ikrafttredelse skal ENTSO for elektrisk kraft utarbeide en rapport om beregning og tildeling av kapasitet og legge den fram for Byrådet.
2. Dersom Byrådet anmoder om det, skal ENTSO for elektrisk kraft hvert annet år utarbeide en rapport om beregning og tildeling av kapasitet og legge den fram for Byrådet.
3. Rapporten om beregning og tildeling av kapasitet skal for hvert budområde, hver budområdegrense og hver kapasitetsberegningensregion minst inneholde følgende:

- a) hvilken metode for kapasitetsberegning som er brukt,
 - b) statistiske indikatorer for pålitelighetsmarginer,
 - c) statistiske indikatorer for utvekslingskapasitet mellom budområder, herunder tildelingsbegrensninger når det er relevant, for hver tidsramme for kapasitetsberegning,
 - d) kvalitetsindikatorer for opplysningene som brukes i kapasitetsberegningen,
 - e) når det er relevant, foreslåtte tiltak for å forbedre kapasitetsberegningen,
 - f) for regioner der metoden for samordnet netto overføringskapasitet anvendes, en analyse av om vilkårene angitt i artikkel 20 nr. 7 fortsatt er oppfylt,
 - g) indikatorer for vurdering og overvåking på lengre sikt av effektiviteten for den felles dagen-før- og intradagmarkedskoplingen, herunder eventuell sammenslåing av kapasitetsberegningregioner i samsvar med artikkel 15 nr. 3,
 - h) anbefalinger om videre utvikling av den felles dagen-før- og intradagmarkedskoplingen, herunder ytterligere harmonisering av metoder, prosesser og styringsordninger.
4. Etter samråd med Byrådet skal alle TSO-er bli enige om felles statistiske indikatorer og kvalitetsindikatorer i rapporten. Byrådet kan kreve at disse indikatorene endres, enten før avtalen mellom TSO-ene inngås, eller etter at indikatorene er tatt i bruk.
 5. Byrådet skal bestemme om hele eller deler av den toårige rapporten skal offentliggjøres.
- d) en enkelt reguleringsmyndighet eller TSO med godkjenning fra sin vedkommende reguleringsmyndighet, for budområder innenfor operatørens kontrollområde, dersom budområdenes konfigurasjon har uvesentlig innvirkning på operatørers kontrollområder, herunder overføringsforbindelser, som grenser til budområdet, og det er nødvendig å gjennomgå budområdets konfigurasjon for å bedre effektiviteten eller opprettholde driftssikkerheten, og
 - e) medlemsstater i en kapasitetsberegningregion.
2. Dersom gjennomgåelsen innledes i samsvar med nr. 1 bokstav a), b), c) eller e), skal enheten som tar initiativet til gjennomgåelsen, angi følgende:
 - a) det geografiske området der budområdenes konfigurasjon skal vurderes, og tilstøtende geografiske områder som det skal tas hensyn til når virkningene skal vurderes,
 - b) deltakende TSO-er,
 - c) deltakende reguleringsmyndigheter.
 3. Dersom gjennomgåelsen innledes i samsvar med nr. 1 bokstav d), får følgende vilkår anvendelse:
 - a) det geografiske området der budområdenes konfigurasjon vurderes, skal begrenses til kontrollområdet, herunder overføringsforbindelser, til den berørte TSO-en,
 - b) TSO-en i det relevante kontrollområdet skal være den eneste TSO-en som deltar i gjennomgåelsen,
 - c) vedkommende reguleringsmyndighet skal være den eneste reguleringsmyndigheten som deltar i gjennomgåelsen,
 - d) den berørte TSO-en og reguleringsmyndigheten skal gi henholdsvis TSO-er i naboombådene og reguleringsmyndigheter et gjensidig avtalt forhåndsvarsel om at gjennomgåelsen innledes, og begrunnelsen for dette, og
 - e) vilkårene for gjennomgåelsen skal være angitt, og resultatene av gjennomgåelsen og forslaget til de berørte reguleringsmyndighetene skal offentliggjøres.
 4. Gjennomgåelsen skal bestå av to faser.
 - a) I den første fasen skal TSO-ene som deltar i gjennomgåelsen av budområdenes konfigurasjon, utarbeide den metoden og de hypotesene som skal brukes i gjennomgåelsen, og foreslå alternative konfigurasjoner som skal gjennomgås for budområdene.

Kapittel 2

Budområdenes konfigurasjon

Artikkel 32

Gjennomgåelse av gjeldende konfigurasjon for budområdene

1. En gjennomgåelse av gjeldende konfigurasjon for budområdene kan innledes av følgende:
 - a) Byrådet, i samsvar med artikkel 34 nr. 7,
 - b) flere reguleringsmyndigheter, i henhold til en anbefaling fra Byrådet i samsvar med artikkel 34,
 - c) TSO-er i en kapasitetsberegningregion sammen med alle berørte TSO-er hvis kontrollområder, herunder overføringsforbindelser, befinner seg innenfor det geografiske området der budområdenes konfigurasjon skal vurderes i samsvar med nr. 2 bokstav a),

Forslaget til metode og hypoteser og alternative konfigurasjoner for budområdene skal legges fram for deltakende reguleringsmyndigheter, som skal kunne kreve samordnede endringer innen tre måneder.

- b) I den andre fasen skal TSO-ene som deltar i gjennomgåelsen av budområdenes konfigurasjon gjøre følgende:
 - i) gjennomgå og sammenligne gjeldende konfigurasjon for budområdene og hver alternativ konfigurasjon for budområdene ved bruk av kriteriene angitt i artikkel 33,
 - ii) holde samråd i samsvar med artikkel 12 og et arbeidsseminar om forslag til alternative konfigurasjoner for budområdene sammenlignet med gjeldende konfigurasjon for budområdet, herunder tidsrammer for gjennomføring, med mindre budområdets konfigurasjon har en uvesentlig innvirkning på de kontrollområdene som hører inn under operatører i naboombådene,
 - iii) legge fram et felles forslag om å beholde eller endre budområdenes konfigurasjon for de deltakende medlemsstatene og reguleringsmyndighetene senest 15 måneder etter beslutningen om å innlede en gjennomgåelse.
 - c) Etter å ha mottatt det felles forslaget om å beholde eller endre budområdets konfigurasjon i samsvar med nr. iii) over, skal de deltakende medlemstatene eller reguleringsmyndighetene, dersom medlemsstatene har bestemt det, innen seks måneder komme til enighet om forslaget om å beholde eller endre budområdets konfigurasjon.
5. NEMO-ene eller markedsdeltakerne skal på anmodning fra de TSO-ene som deltar i gjennomgåelsen av et budområde, legge fram for sistnevnte opplysninger som gjør det mulig for dem å gjennomgå budområders konfigurasjon. Disse opplysningene skal deles utelukkende med de deltakende TSO-ene bare med henblikk på å vurdere budområders konfigurasjon.
 6. Initiativet til en gjennomgåelse av budområdenes konfigurasjon og resultatene av denne skal offentliggjøres av ENTSO for elektrisk kraft, eller dersom gjennomgåelsen ble innledet i samsvar med nr. 1 bokstav d), av den deltagende TSO-en.

Artikkel 33

Kriterier for gjennomgåelse av budområdenes konfigurasjon

1. Dersom budområdenes konfigurasjon gjennomgås i samsvar med artikkel 32, skal minst følgende kriterier tas i betraktning:
 - a) når det gjelder nettsikkerhet:
 - i) konfigurasjonens egnethet til å sikre driftssikkerhet og forsyningsikkerhet,
 - ii) graden av usikkerhet i beregningen av utvekslingskapasitet mellom budområder,
 - b) når det gjelder samlet markedseffektivitet:
 - i) enhver økning eller reduksjon av økonomisk effektivitet som følge av endringen,
 - ii) markedseffektiviteten, herunder minst kostnaden ved å kunne sikre bindende fastsatt kapasitet, markedslivviditet, markedskonsentrasjon og markeds-kraft, fremming av effektiv konkurranse, prissignaler for å bygge infrastruktur, samt hvorvidt prissignalene er nøyaktige og velfunderte,
 - iii) transaksjons- og overgangskostnader, herunder kostnaden ved å endre eksisterende avtaleforpliktelser som markedsdeltakere, NEMO-er og TSO-er har påtatt seg,
 - iv) kostnaden ved å bygge ny infrastruktur som kan redusere eksisterende flaskehalsler,
 - v) behovet for å sikre at markedsresultatet er oppnåelig uten behov for omfattende bruk av økonomisk ineffektive korrigerende tiltak,
 - vi) enhver skadevirkning av interne transaksjoner på andre budområder for å sikre overholdelse av nr. 1.7 i vedlegg I til forordning (EF) nr. 714/2009,
 - vii) innvirkningen på driften og hvor effektive balansemekanismene og avregningsprosessene er.
 - c) når det gjelder budområdenes stabilitet og robusthet:
 - i) behovet for at budområdene skal være tilstrekkelig stabile og robuste over tid,
 - ii) behovet for ensartede budområder for alle tidsrammene for kapasitetsberegning,
 - iii) behovet for at hver produksjons- og lastenhet skal tilhøre bare ett budområde for hver markedstidsenhet,

- iv) hvor og hvor ofte flaskehals finner sted, dersom strukturell flaskehals påvirker avgrensningen av budområder, idet det tas hensyn til eventuelle framtidige investeringer som kan redusere eksisterende flaskehals.
2. En gjennomgåelse av budområder i samsvar med artikkel 32 skal omfatte scenarioer som tar hensyn til en rekke sannsynlige aspekter ved infrastrukturutviklingen i løpet av et tidsrom på ti år, regnet fra året etter at beslutningen om å innlede gjennomgåelsen ble truffet.

Artikkel 34

Regelmessig rapportering om gjeldende konfigurasjon for budområdene fra ENTSO for elektrisk kraft og Byrået

1. Hvert tredje år skal Byrået vurdere hvor effektiv budområdenes gjeldende konfigurasjon er. Det skal gjøre følgende:
 - a) anmode ENTSO for elektrisk kraft om å utarbeide en teknisk rapport om budområdenes gjeldende konfigurasjon, og
 - b) utarbeide en markedsrapport som evaluerer virkningen av budområdenes gjeldende konfigurasjon på markedseffektiviteten.
2. Den tekniske rapporten nevnt i nr. 1 annet ledd bokstav a) skal minst omfatte følgende:
 - a) en liste over strukturelle flaskehals og andre større fysiske flaskehals, herunder hvor og hvor ofte flaskehals oppstår,
 - b) en analyse av den forventede utviklingen for eller fjerningen av fysiske flaskehals som følge av investeringer i nett eller som følge av betydelige endringer i produksjons- eller forbruksmønstre,
 - c) en analyse av andelen kraftflyt som ikke er et resultat av ordningen for kapasitetstildeling, for hver kapasitetsberegningregion, når det er relevant,
 - d) flaskehalsinntekter og kostnader i forbindelse med bindende fastsatt kapasitet,
 - e) et scenario som spenner over et tidsrom på ti år.
3. Hver TSO skal legge fram data og analyser slik at den tekniske rapporten om budområdenes gjeldende konfigurasjon kan utarbeides i god tid.
4. ENTSO for elektrisk kraft skal legge fram den tekniske rapporten om budområdenes gjeldende konfigurasjon for Byrået senest ni måneder etter Byråets anmodning.
5. Den tekniske rapporten om budområdenes gjeldende konfigurasjon skal omfatte de tre

siste hele kalenderårene før Byråets anmodning.

6. Med forbehold for taushetsplikten fastsatt i artikkel 13 skal ENTSO for elektrisk kraft offentliggjøre den tekniske rapporten.
7. Dersom den tekniske rapporten eller markedsrapporten avdekker svakheter i budområdets gjeldende konfigurasjon, kan Byrået anmode TSO-ene om å innlede en gjennomgåelse av budområdets gjeldende konfigurasjon i samsvar med artikkel 32 nr. 1.

Kapittel 3

Spesialregulering og mothandel

Artikkel 35

Samordnet spesialregulering og mothandel

1. Senest 16 måneder etter at reguleringsmyndighetene har godkjent kapasitetsberegningregionene nevnt i artikkel 15, skal alle TSO-er i hver kapasitetsberegningregion utarbeide et forslag til en felles metode for samordnet spesialregulering og mothandel. Forslaget skal være gjenstand for samråd i samsvar med artikkel 12.
2. Metoden for samordnet spesialregulering og mothandel skal omfatte tiltak som har betydning over landegrensene, og skal gjøre det mulig for alle TSO-er i hver kapasitetsberegningregion å redusere den fysiske flaskehalsen på en effektiv måte uansett om årsakene til den fysiske flaskehalsen faller utenfor deres respektive kontrollområde eller ikke. Metoden for samordnet spesialregulering og mothandel skal ta høyde for at den kan ha en vesentlig innvirkning på flyten utenfor kontrollområdet til TSO-ene.
3. Hver TSO kan omfordele alle tilgjengelige produksjons- og lastenheter i samsvar med hensiktsmessige ordninger og avtaler som gjelder for sitt kontrollområde, herunder overføringsforbindelser.

Senest 26 måneder etter reguleringsmyndighetenes godkjenning av kapasitetsberegningregionene skal alle TSO-er i hver kapasitetsberegningregion utarbeide en rapport som skal være gjenstand for samråd i samsvar med artikkel 12, som vurderer den gradvise samordningen og harmoniseringen av disse ordningene og avtalene, og som inneholder forslag. Rapporten skal legges fram for deres respektive reguleringsmyndigheter for vurdering. Forslagene i rapporten skal forhindre at

disse ordningene og avtalene virker markedsvidende.

4. Hver TSO skal avstå fra å iverksette ensidige eller ikke-samordnede tiltak for spesialregulering og mothandel som har betydning over landegrensene. Hver TSO skal samordne bruken av ressurser for spesialregulering og mothandel, idet det tas hensyn til deres innvirkning på driftssikkerheten og den økonomiske effektiviteten.
5. De relevante produksjons- og lastenhetene skal legge fram prisene for spesialregulering og mothandel for TSO-ene før disse ressursene tas i bruk til spesialregulering og mothandel.

Prising av spesialregulering og mothandel skal være basert på følgende:

- a) prisene på de relevante markedene for elektrisk kraft for den relevante tidsrammen, eller
 - b) kostnadene til spesialregulering og mothandel, som beregnes på en gjennomsiktig måte på grunnlag av påløpte kostnader.
6. Produksjons- og lastenhetene skal på forhånd legge fram alle opplysninger som er nødvendige for å beregne kostnadene til spesialregulering og mothandel, for de berørte TSO-ene. Disse opplysningene skal deles med de berørte TSO-ene utelukkende med hensyn til spesialregulering og mothandel.

Kapittel 4

Utviklingen av algoritmer

Artikkel 36

Alminnelige bestemmelser

1. Alle NEMO-er skal utvikle, vedlikeholde og bruke følgende algoritmer:
 - a) en priskoplingsalgoritme,
 - b) en matchingsalgoritme for kontinuerlig handel.
2. NEMO-ene skal sikre at priskoplingsalgoritmen og matchingsalgoritmen for kontinuerlig handel oppfyller kravene fastsatt i henholdsvis artikkel 39 og 52.
3. Innen 18 måneder etter denne forordnings ikrafttredelse skal alle NEMO-er i samarbeid med TSO-ene utarbeide et forslag til en alternativ metode for å oppfylle forpliktelsene fastsatt i henholdsvis artikkel 39 og 52. Forslaget til metode skal være gjenstand for samråd i samsvar med artikkel 12.

4. NEMO-ene skal om mulig bruke allerede avtalte løsninger for å oppnå målene i denne forordning på en effektiv måte.

Artikkel 37

Utviklingen av algoritmer

1. Innen åtte måneder etter denne forordnings ikrafttredelse
 - a) skal alle TSO-er i fellesskap legge fram for alle NEMO-er et forslag til et felles sett med krav til effektiv kapasitetstildeling, som gjør det mulig å utvikle priskoplingsalgoritmen og matchingsalgoritmen for kontinuerlig handel. Disse kravene skal angi funksjoner og ytelser, herunder frister for levering av resultater fra den felles dagen-før- og intradagmarkedskoplingen og opplysninger om utvekslingskapasiteten mellom budområder og tildelingsbegrensninger som skal overholdes,
 - b) skal alle NEMO-er i fellesskap framlegg et felles sett med krav til effektiv matching, som gjør det mulig å utvikle priskoplingsalgoritmen og matchingsalgoritmen for kontinuerlig handel.
2. Senest tre måneder etter at TSO-ene og NEMO-ene har framlagt sine forslag til et felles sett med krav i samsvar med nr. 1, skal alle NEMO-er utarbeide et forslag til algoritmen, som oppfyller disse kravene. Dette forslaget skal angi innen hvilken frist NEMO-er som utøver MCO-funksjonene i samsvar med artikkel 7 nr. 1 bokstav b), må sende inn mottatte ordrer.
3. Forslaget nevnt i nr. 2 skal legges fram for alle TSO-er. Dersom det trengs mer tid til å utarbeide forslaget, skal alle NEMO-er samarbeide om dette med støtte fra alle TSO-er i et tidsrom på høyst to måneder for å sikre at forslaget oppfyller bestemmelsene i nr. 1 og 2.
4. Forslagene nevnt i nr. 1 og 2 skal være gjenstand for samråd i samsvar med artikkel 12.
5. Alle NEMO-er skal legge fram forslaget utarbeidet i samsvar med nr. 2 og 3 for reguleringsmyndighetene for godkjenning senest 18 måneder etter denne forordnings ikrafttredelse.
6. Senest to år etter at forslaget er godkjent i samsvar med nr. 5, skal alle TSO-er og alle NEMO-er gjennomgå hvordan priskoplingsalgoritmen og matchingsalgoritmen for kontinuerlig handel fungerer, og legge fram rapporten for Byrået. Gjennomgåelsen skal deretter gjenntas annet hvert år dersom Byrået anmoder om det.

*Kapittel 5***Felles dagen-før-markedskopling***Avsnitt 1***Priskoplingsalgoritmen***Artikkel 38***Målene for priskoplingsalgoritmen**

1. Priskoplingsalgoritmen skal gi de resultatene som er angitt i artikkel 39 nr. 2 på en måte som
 - a) tar sikte på å skape størst mulig økonomisk overskudd for den felles dagen-før-markedskoplingen i priskoplingsregionen for neste handelsdag,
 - b) anvender prinsippet om marginalprising, slik at alle aksepterte kjøpsbud skal ha samme pris per budområde og markedstidsenhet,
 - c) fremmer effektiv prisdannelse,
 - d) tar hensyn til utvekslingskapasiteten mellom budområder og tildelingsbegrensninger,
 - e) gjør at den kan gjentas og er skalerbar.
2. Priskoplingsalgoritmen skal utvikles på en måte som gjør det mulig å anvende den på et større eller mindre antall budområder.

*Artikkel 39***Priskoplingsalgoritmen – inndata og resultater**

1. For å gi resultater skal priskoplingsalgoritmen anvende følgende:
 - a) tildelingsbegrensninger fastsatt i samsvar med artikkel 23 nr. 3,
 - b) resultater for utvekslingskapasitet mellom budområder, validert i samsvar med artikkel 30,
 - c) ordrer innsendt i samsvar med artikkel 40.
2. Priskoplingsalgoritmen skal gi minst følgende resultater samtidig for hver markedstidsenhet:
 - a) en enkelt likevektspris for hvert budområde og hver markedstidsenhet i euro/MWh,
 - b) en enkelt nettoposisjon for hvert budområde og hver markedstidsenhet,
 - c) opplysninger som gjør det mulig å fastsette status for ordrebehandlingen.
3. Alle NEMO-er skal sikre at resultatene fra den felles priskoplingsalgoritmen er nøyaktige og effektive.
4. Alle TSO-er skal kontrollere at resultatene av priskoplingsalgoritmen er i samsvar med utvekslingskapasiteten mellom budområder og tildelingsbegrensningene.

*Artikkel 40***Egnede produkter**

1. Senest 18 måneder etter denne forordnings ikrafttredelse skal NEMO-ene legge fram et felles forslag til hvilke produkter som kan omfattes av den felles dagen-før-markedskoplingen. NEMO-ene skal sikre at ordrer som er et resultat av disse produktene, og som priskoplingsalgoritmen anvendes på, er uttrykt i euro og viser til markedstid.
2. Alle NEMO-er skal sikre at priskoplingsalgoritmen kan behandle ordrer som er et resultat av disse produktene, og som omfatter én markedstidsenhet og flere markedstidsenheter.
3. I samsvar med artikkel 12 skal alle NEMO-er innen to år etter denne forordnings ikrafttredelse og deretter hvert annet år samrå seg med følgende:
 - a) markedsdeltakerne, for å sikre at tilgjengelige produkter oppfyller deres behov,
 - b) alle TSO-er, for å sikre at produktene oppfyller kriteriene for driftssikkerhet,
 - c) alle reguleringsmyndigheter, for å sikre at tilgjengelige produkter er i samsvar med målene i denne forordning.
4. Alle NEMO-er skal ved behov endre produktene i samsvar med resultatene av samrådet nevnt i nr. 3.

*Artikkel 41***Maksimums- og minimumspriser**

1. Innen 18 måneder etter denne forordnings ikrafttredelse skal alle NEMO-er i samarbeid med de berørte TSO-ene utarbeide et forslag til harmoniserte maksimums- og minimumslikevektspriser, som skal anvendes i alle budområder som deltar i den felles dagen-før-markedskoplingen. Forslaget skal ta hensyn til en beregning av avsavnsverdien.

Forslaget skal være gjenstand for samråd i samsvar med artikkel 12.
2. Alle NEMO-er skal legge forslaget fram for reguleringsmyndighetene for deres godkjenning.

Dersom en medlemsstat har besluttet at en annen myndighet enn den nasjonale reguleringsmyndigheten har myndighet til å godkjenne maksimums- og minimumslikevektspriser på nasjonalt plan, skal reguleringsmyndigheten samrå seg med den berørte myndigheten om forslaget når det gjelder forslagets innvirkning på nasjonale markeder.

Etter å ha mottatt en beslutning om godkjenning fra alle reguleringsmyndighetene skal alle NEMO-er uten unødig opphold underrette de berørte TSO-ene om denne beslutningen.

Artikkel 42

Prising av utvekslingskapasitet mellom budområder på dagen-før-markedet

1. Avgiften for utvekslingskapasitet mellom budområder på dagen-før-markedet skal gjenspeile markedsrelatert flaskehals og skal beløpe seg til forskjellen mellom de tilsvarende likevektsprisene på dagen-før-markedet i de relevante budområdene.
2. Ingen gebyrer, som gebyrer for ubalanse eller tilleggsgebyrer, får anvendelse på utvekslingskapasitet mellom budområder på dagen-før-markedet, unntatt når det gjelder prisingen i samsvar med nr. 1.

Artikkel 43

Metode for beregning av planlagte utvekslinger som følge av felles dagen-før-markedskopling

1. Innen 16 måneder etter denne forordnings ikrafttredelse skal TSO-er som har til hensikt å beregne planlagte utvekslinger som følge av felles dagen-før-markedskopling, utarbeide et forslag til en felles metode for denne beregningen. Forslaget skal være gjenstand for samråd i samsvar med artikkel 12.
2. Metoden skal beskrive beregningen og angi hvilke opplysninger som de berørte NEMO-ene skal legge fram for den ansvarlige for beregning av planlagt utveksling opprettet i samsvar med artikkel 8 nr. 2 bokstav g), og fristene for framlegging av disse opplysningene. Fristen for framlegging av opplysninger skal være senest kl. 15.30 markedstid dagen før.
3. Beregningen skal være basert på nettoposisjoner for hver markedstidsenhet.
4. Senest to år etter at reguleringsmyndighetene i den berørte regionen har godkjent forslaget nevnt i nr. 1, skal TSO-er som søker om planlagte utvekslinger, gjennomgå metoden på nytt. Metoden skal deretter gjennomgå hvert annet år dersom vedkommende reguleringsmyndigheter anmoder om dette.

Artikkel 44

Fastsettelse av alternative framgangsmåter

Innen 16 måneder etter denne forordnings ikrafttredelse skal hver TSO i samarbeid med alle de andre TSO-ene i kapasitetsberegningsregionen utarbeide et forslag til robuste og rettidige alternative framgangsmåter som sikrer en effektiv, gjennomsluktig og ikke-diskriminerende kapasitetstildeling i tilfelle den felles dagen-før-markedskoplingsprosessen ikke gir resultater.

Forslaget til fastsettelse av alternative framgangsmåter skal være gjenstand for samråd i samsvar med artikkel 12.

Artikkel 45

Ordninger for tilfeller der det er mer enn én NEMO i et budområde, og for overføringsforbindelser som ikke drives av sertifiserte TSO-er

1. TSO-er i budområder der mer enn én NEMO er utpekt og/eller tilbyr handelstjenester, eller der det finnes overføringsforbindelser som ikke drives av TSO-er som er sertifisert i samsvar med artikkel 3 i forordning (EF) nr. 714/2009, skal utarbeide et forslag til tildeling av utvekslingskapasitet mellom budområder og andre nødvendige ordninger for slike budområder i samarbeid med berørte TSO-er, NEMO-er og operatører av overføringsforbindelser som ikke er sertifisert som TSO-er, for å sikre at de berørte NEMO-ene og operatørene av overføringsforbindelser legger fram nødvendige opplysninger og den finansieringen som er nødvendig for slike ordninger. Ordningene skal være slik utformet at andre TSO-er og NEMO-er kan slutte seg til dem.
2. Forslaget skal legges fram for de relevante nasjonale reguleringsmyndighetene for godkjenning innen fire måneder etter at mer enn én NEMO er blitt utpekt og/eller har fått tillatelse til å tilby handelstjenester i et budområde, eller dersom en ny overføringsforbindelse ikke drives av en sertifisert TSO. Når det gjelder eksisterende overføringsforbindelse som ikke drives av sertifiserte TSO-er, skal forslaget legges fram innen fire måneder etter at denne forordning er trådt i kraft.

*Avsnitt 2***Proessen for felles dagen-før-markedskopling***Artikkel 46***Framlegging av inndata**

1. Hver ansvarlig for samordnet kapasitetsberegning skal sikre at utvekslingskapasiteten mellom budområder og tildelingsbegrensninger legges fram for de berørte NEMO-ene i god tid for å sikre offentliggjøring av utvekslingskapasiteten mellom budområder og tildelingsbegrensninger for markedet senest kl. 11.00 markedstid dagen før.
2. Dersom en ansvarlig for samordnet kapasitetsberegning ikke kan legge fram opplysninger om utvekslingskapasitet mellom budområder og tildelingsbegrensninger én time før stengtiden for dagen-før-markedet, skal nevnte ansvarlig for samordnet kapasitetsberegning underrette de berørte NEMO-ene. Disse NEMO-ene skal umiddelbart offentliggjøre en kunngjøring til markedsdeltakerne.

I slike tilfeller skal ansvarlig for samordnet kapasitetsberegning legge fram opplysninger om utvekslingskapasitet mellom budområder og tildelingsbegrensninger senest 30 minutter før stengtiden for dagen-før-markedet.

*Artikkel 47***Driften av den felles dagen-før-markedskoplingen**

1. Åpningstiden for dagen-før-markedet skal være senest kl. 11 markedstid dagen før.
2. Stengetiden for dagen-før-markedet i hvert budområde skal være kl. 12 markedstid dagen før. TSO-ene eller NEMO-ene i regionen Det sentrale Øst-Europa eller dens nabostater, kan fastsette en annen stengetid inntil regionen har sluttet seg til den felles dagen-før-markedskoplingen.
3. Markedsdeltakerne skal sende inn alle ordrer til de berørte NEMO-ene før stengetiden for dagen-før-markedet i samsvar med artikkel 39 og 40.
4. Hver NEMO skal sende inn ordrene mottatt i samsvar med nr. 3 for å utøve MCO-funksjonene i samsvar med artikkel 7 nr. 2, senest innen det tidspunktet som er angitt av alle NEMO-er i forslaget til en felles priskoplingsalgoritme som fastsatt i artikkel 37 nr. 5.
5. Ordre som matches i det felles dagen-før-markedet, skal anses som bindende fastsatte.

6. MCO-funksjonene skal sikre at alle innsendte ordrer er anonyme.

*Artikkel 48***Levering av resultater**

1. Senest innen tidspunktet angitt av alle TSO-er i kravene angitt i artikkel 37 nr. 1 bokstav a), skal alle NEMO-er som utøver MCO-funksjoner, levere resultatene fra den felles dagen-før-markedskoplingen til følgende:
 - a) alle TSO-er, alle ansvarlige for samordnet kapasitetsberegning og alle NEMO-er, når det gjelder resultatene angitt i artikkel 39 nr. 2 bokstav a) og b),
 - b) alle NEMO-er, når det gjelder resultatene angitt i artikkel 39 nr. 2 bokstav c).
2. Hver TSO skal kontrollere at resultatene fra priskoplingsalgoritmen for felles dagen-før-markedskopling nevnt i artikkel 39 nr. 2 bokstav b) er beregnet i samsvar med tildelingsbegrensningene og validert utvekslingskapasitet mellom budområder.
3. Hver NEMO skal kontrollere at resultatene av priskoplingsalgoritmen for felles dagen-før-markedskopling nevnt i artikkel 39 nr. 2 bokstav c) er beregnet i samsvar med ordrene.
4. Hver NEMO skal uten unødig opphold underrette markedsdeltakerne om status for behandlingen av deres ordrer.

*Artikkel 49***Beregning av planlagte utvekslinger som følge av felles dagen-før-markedskopling**

1. Hver ansvarlig for beregningen av planlagte utvekslinger skal beregne de planlagte utvekslingene mellom budområder for hver markedstidsenhet i samsvar med metoden fastsatt i artikkel 43.
2. Hver ansvarlig for beregningen av planlagte utvekslinger skal underrette berørte NEMO-er, sentrale motparter, overføringsagenter og TSO-er om avtalte planlagte utvekslinger.

*Artikkel 50***Iverksetting av alternative framgangsmåter**

1. Dersom ingen av NEMO-ene som utøver MCO-funksjoner, kan levere en del av eller alle resultatene av priskoplingsalgoritmen innen fristen fastsatt i artikkel 37 nr. 1 bokstav a), får de alternative framgangsmåtene fastsatt i samsvar med artikkel 44 anvendelse.

2. I tilfeller der det er risiko for at ingen av NEMO-er som utøver MCO-funksjoner kan levere en del av eller alle resultatene innen fristen, skal alle NEMO-ene underrette TSO-ene så snart risikoen er identifisert. Alle NEMO-er som utøver MCO-funksjoner, skal umiddelbart offentliggjøre en kunngjøring rettet til markedsdeltakerne om at alternative framgangsmåter kan få anvendelse.

Kapittel 6

Det felles intradagmarkedet

Avsnitt 1

Mål, vilkår og resultater for det felles intradagmarkedet

Artikkel 51

Mål for matchingsalgoritmen for kontinuerlig handel

1. Mellom åpningstiden og stengetiden for det områdekryssende intradagmarkedet skal matchingsalgoritmen for kontinuerlig handel bestemme hvilke ordrer som skal velges ut for matching, slik at matchingen
 - a) tar sikte på å skape størst mulig økonomisk overskudd for det felles intradagmarkedet per handel for tidsrammen for intradagmarkedet ved å tildele kapasitet til ordrer som kan matches ut fra pris og innleggingstidspunkt,
 - b) tar hensyn til tildelingsbegrensningene fastsatt i samsvar med artikkel 58 nr. 1,
 - c) tar hensyn til utvekslingskapasiteten mellom budområder fastsatt i samsvar med artikkel 58 nr. 1,
 - d) tar hensyn til kravene til levering av resultater fastsatt i artikkel 60,
 - e) kan gjentas og er skalerbar.
2. Matchingsalgoritmen for kontinuerlig handel skal gi de resultatene som er fastsatt i artikkel 52, og være i samsvar med de produkttegenskapene og funksjonene som er angitt i artikkel 53.

Artikkel 52

Resultater av matchingsalgoritmen for kontinuerlig handel

1. Alle NEMO-er skal som en del av sin MCO-funksjon sikre at matchingsalgoritmen for kontinuerlig handel gir minst følgende resultater:

- a) status for ordrebehandlingen og prisene per handel,
- b) en enkelt nettoposisjon for hvert budområde og hver markedstidsenhet på intradagmarkedet.

2. Alle NEMO-er skal sikre at resultatene fra matchingsalgoritmen for kontinuerlig handel er nøyaktige og effektive.
3. Alle TSO-er skal kontrollere at resultatene av matchingsalgoritmen for kontinuerlig handel er i samsvar med utvekslingskapasiteten mellom budområder og tildelingsbegrensningene i samsvar med artikkel 58 nr. 2.

Artikkel 53

Egnede produkter

1. Senest 18 måneder etter denne forordnings ikrafttredelse skal NEMO-ene legge fram et felles forslag til hvilke produkter som kan omfattes av det felles intradagmarkedet. NEMO-ene skal sikre at ordrer som er et resultat av disse produktene, og som sendes inn for at MCO-funksjonene skal kunne utøves i samsvar med artikkel 7, er uttrykt i euro og viser til markedstid og markedstidsenhet.
2. Alle NEMO-er skal sikre at ordrer som er et resultat av disse produktene, er forenlige med variasjonene i utvekslingskapasiteten mellom budområder slik at de kan matches samtidig.
3. Alle NEMO-er skal sikre at matchingsalgoritmen for kontinuerlig handel kan behandle ordrer som omfatter én markedstidsenhet og flere markedstidsenheter.
4. Innen to år etter denne forordnings ikrafttredelse og deretter hvert annet år skal alle NEMO-er i samsvar med artikkel 12 samrå seg med
 - a) markedsdeltakerne, for å sikre at tilgjengelige produkter oppfyller deres behov,
 - b) alle TSO-er, for å sikre at produktene oppfyller kriteriene for driftssikkerhet,
 - c) alle reguleringsmyndigheter, for å sikre at tilgjengelige produkter oppfyller målene i denne forordning.
5. Alle NEMO-er skal ved behov endre produktene i samsvar med resultatene av samrådet nevnt i nr. 4.

Artikkel 54

Maksimums- og minimumspriser

1. Innen 18 måneder etter denne forordnings ikrafttredelse skal alle NEMO-er i samarbeid med de berørte TSO-ene utarbeide et forslag til

harmoniserte maksimums- og minimumslikevektspriser, som skal anvendes i alle budområder som deltar i felles intradagmarkedskopling. Forslaget skal ta hensyn til en beregning av avsavnsverdien.

Forslaget skal være gjenstand for samråd i samsvar med artikkel 12.

2. Alle NEMO-er skal legge forslaget fram for alle reguleringsmyndighetene for godkjenning. Dersom en medlemsstat har besluttet at en annen myndighet enn den nasjonale reguleringsmyndigheten har myndighet til å godkjenne maksimums- og minimumslikevektspriser på nasjonalt plan, skal reguleringsmyndigheten samrå seg med den berørte myndigheten om forslaget når det gjelder forslaget innvirkning på nasjonale markeder.
3. Etter å ha mottatt en beslutning fra reguleringsmyndighetene skal alle NEMO-er uten unødige opphold underrette de berørte TSO-ene om denne beslutningen.

Artikkel 55

Prising av kapasitet på intradagmarkedet

1. Når den felles metoden for prising av utvekslingskapasitet mellom budområder på intradagmarkedet er utarbeidet i samsvar med artikkel 55 nr. 3, skal den gjenspeile den markedsrelaterte flaskehalsen og være basert på faktiske ordrer.
2. Før den felles metoden for prising av utvekslingskapasiteten mellom budområder på intradagmarkedet angitt i nr. 3 er godkjent, kan TSO-er foreslå en ordning for tildeling av utvekslingskapasitet mellom budområder på intradagmarkedet med pålitelig prising i samsvar med kravene i nr. 1, som skal godkjennes av reguleringsmyndighetene i de berørte medlemsstatene. Denne ordningen skal sikre at prisen på utvekslingskapasitet mellom budområder på intradagmarkedet er tilgjengelig for markedsdeltakerne på tidspunktet for matching av ordrene.
3. Innen 24 måneder etter denne forordnings ikrafttredelse skal alle TSO-er utarbeide et forslag til en felles metode for prising av utvekslingskapasitet mellom budområder på intradagmarkedet. Forslaget skal være gjenstand for samråd i samsvar med artikkel 12.
4. Ingen gebyrer, som gebyrer for ubalanse eller tilleggsgebyrer, får anvendelse på utvekslingskapasitet mellom budområder på intradagmarkedet, unntatt når det gjelder prisingen i samsvar med nr. 1–3.

Artikkel 56

Metode for beregning av planlagte utvekslinger som følge av felles intradagmarkedskopling

1. Innen 16 måneder etter denne forordnings ikrafttredelse skal TSO-er som har til hensikt å beregne planlagte utvekslinger som følge av felles intradagmarkedskopling, utarbeide et forslag til en felles metode for denne beregningen.

Forslaget skal være gjenstand for samråd i samsvar med artikkel 12.

2. Metoden skal beskrive beregningen og ved behov inneholde en oversikt over opplysningene som de berørte NEMO-ene skal legge fram for den ansvarlige for beregning av planlagt utveksling, samt angi fristene for framlegging av disse opplysningene.
3. Beregningen av planlagte utvekslinger skal bygge på nettoposisjonene som angitt i artikkel 52 nr. 1 bokstav b).
4. Senest to år etter at reguleringsmyndighetene i den berørte regionen har godkjent forslaget nevnt i nr. 1, skal berørte TSO-er gjennomgå metoden på nytt. TSO-ene skal deretter gjennomgå metoden hvert annet år dersom vedkommende reguleringsmyndigheter anmoder om dette.

Artikkel 57

Ordninger for tilfeller der det er mer enn én NEMO i et budområde, og for overføringsforbindelser som ikke drives av sertifiserte TSO-er

1. TSO-er i budområder der mer enn én NEMO er utpekt og/eller tilbyr handelstjenester, eller der det finnes overføringsforbindelser som ikke drives av TSO-er som er sertifisert i samsvar med artikkel 3 i forordning (EF) nr. 714/2009, skal utarbeide et forslag til tildeling av utvekslingskapasitet mellom budområder og andre nødvendige ordninger for slike budområder i samarbeid med berørte TSO-er, NEMO-er og operatører av overføringsforbindelser som ikke er sertifisert som TSO-er, for å sikre at de berørte NEMO-ene og operatørene av overføringsforbindelser legger fram nødvendige opplysninger og den finansieringen som er nødvendig for slike ordninger. Ordningene skal være slik utformet at andre TSO-er og NEMO-er kan slutte seg til dem.
2. Forslaget skal legges fram for de relevante nasjonale reguleringsmyndighetene for godkjenning innen fire måneder etter at mer enn én NEMO er blitt utpekt og/eller har fått tilla-

telse til å tilby handelstjenester i et budområde, eller dersom en ny overføringsforbindelse ikke drives av en sertifisert TSO. Når det gjelder eksisterende overføringsforbindelser som ikke drives av sertifiserte TSO-er, skal forslaget legges fram innen fire måneder etter at denne forordning er trådt i kraft.

Avsnitt 2

Proessen for felles intradagmarkedskopling

Artikkel 58

Framlegging av inndata

1. Hver ansvarlig for samordnet kapasitetsberegning skal sikre at opplysninger om utvekslingskapasitet mellom budområder og tildelingsbegrensninger legges fram for de berørte NEMO-ene senest 15 minutter før åpningstiden for det områdekryssende intradagmarkedet.
2. Dersom det er nødvendig med oppdaterte opplysninger om utvekslingskapasitet mellom budområder og tildelingsbegrensninger på grunn av driftsrelaterte endringer i transmissjonsnettet, skal hver TSO underrette de ansvarlige for samordnet kapasitetsberegning i sin kapasitetsberegningregion. De ansvarlige for samordnet kapasitetsberegning skal deretter underrette de berørte NEMO-ene.
3. Dersom en ansvarlig for samordnet kapasitetsberegning ikke er i stand til å oppfylle kravene i nr. 1, skal vedkommende underrette de berørte NEMO-ene. Disse NEMO-ene skal uten opphold offentliggjøre en kunngjøring rettet til alle markedsdeltakere.

Artikkel 59

Driften av den felles intradagmarkedskoplingen

1. Innen 16 måneder etter denne forordnings ikrafttredelse skal alle TSO-er ha ansvaret for å foreslå åpnings- og stengetider for det områdekryssende intradagmarkedet. Forslaget skal være gjenstand for samråd i samsvar med artikkel 12.
2. Stengetiden for det områdekryssende intradagmarkedet skal fastsettes slik at den
 - a) gir markedsdeltakernes de beste muligheter til å tilpasse sine balanser ved å handle innenfor tidsrammen for intradagmarkedet så tett opptil sanntid som mulig, og
 - b) gir TSO-er og markedsdeltakere tilstrekkelig tid til å gjennomføre sine planleggings-

og avstemmingsprosesser med hensyn til driftssikkerheten i nettet.

3. Det skal fastsettes en stengetid for det områdekryssende intradagmarkedet for hver markedstidsenhet og for en gitt budområdegrense. Den skal være høyst én time før starten av den berørte markedstidsenheten og skal ta hensyn til de relevante avregningsprosessene med hensyn til driftssikkerhet.
4. Intradaghandelen med energi for en gitt markedstidsenhet for en budområdegrense skal starte senest ved åpningstiden for det områdekryssende intradagmarkedet for de relevante budområdegrensene og skal tillates fram til stengetiden for det områdekryssende intradagmarkedet.
5. Markedsdeltakerne skal sende inn alle ordrer for en gitt markedstidsenhet til de berørte NEMO-ene før stengetiden for det områdekryssende intradagmarkedet. Alle NEMO-er skal sende inn ordrer for en gitt markedstidsenhet til felles matching umiddelbart etter at ordrene er mottatt av markedsdeltakerne.
6. Ordre som matches ved felles intradagmarkedskopling, skal anses som bindende.
7. MCO-funksjonene skal sikre anonymitet for ordrer som sendes inn via den delte ordreboken.

Artikkel 60

Levering av resultater

1. Alle NEMO-er som utøver MCO-funksjoner, skal levere følgende resultater fra matchingsalgoritmen for kontinuerlig handel:
 - a) til alle andre NEMO-er: status for ordrebehandlingen per handel som angitt i artikkel 52 nr. 1 bokstav a),
 - b) til alle TSO-er og ansvarlige for beregning av planlagt utveksling: nettoposisjonene som angitt i artikkel 52 nr. 1 bokstav b).
2. Dersom en NEMO av årsaker som ligger utenfor dennes ansvar, ikke har mulighet til å levere resultatene fra matchingsalgoritmen for kontinuerlig handel i samsvar med nr. 1 bokstav a), skal den underrette alle de andre NEMO-ene.
3. Dersom en NEMO av årsaker som ligger utenfor dennes ansvar ikke har mulighet til å levere disse resultatene fra matchingsalgoritmen for kontinuerlig handel i samsvar med nr. 1 bokstav b), skal den snarest mulig underrette alle TSO-er og hver ansvarlig for beregning av planlagt utveksling. Alle NEMO-er

skal underrette de berørte markedsdeltakerne.

- Alle NEMO-er skal uten unødig opphold sende de nødvendige opplysningene til markedsdeltakerne for å sikre at tiltakene angitt i artikkel 68 og artikkel 73 nr. 3 kan gjennomføres.

Artikkel 61

Beregning av planlagte utvekslinger som følge av felles intradagmarkedskopling

- Hver ansvarlig for beregning av planlagt utveksling skal beregne planlagte utvekslinger mellom budområder for hver markedstidshet i samsvar med metoden fastsatt i samsvar med artikkel 56.
- Hver ansvarlig for beregning av planlagt utveksling skal underrette berørte NEMO-er, sentrale motparter, overføringsagenter og TSO-er om avtalte planlagte utvekslinger.

Artikkel 62

Offentliggjøring av markedsopplysninger

- Så snart ordrene er matchet, skal hver NEMO minst offentliggjøre for de berørte markedsdeltakerne status for ordrebehandlingen og prisene per handel fra matchingsalgoritmen for kontinuerlig handel i samsvar med artikkel 52 nr. 1 bokstav a).
- Hver NEMO skal sikre at opplysningene om samlet handlet mengde og priser er offentlig tilgjengelig i et lett tilgjengelig format i minst fem år. I forbindelse med forslaget til matchingsalgoritme for kontinuerlig handel i samsvar med artikkel 37 nr. 5 skal alle NEMO-er foreslå hvilke opplysninger som skal offentliggjøres.

Artikkel 63

Supplerende regionale auksjoner

- Innen 18 måneder etter denne forordnings ikrafttredelse kan berørte NEMO-er og TSO-er på grensene mellom budområder i fellesskap legge fram et felles forslag til utforming og gjennomføring av supplerende intradagauksjoner. Forslaget skal være gjenstand for samråd i samsvar med artikkel 12.
- Supplerende regionale intradagauksjoner kan gjennomføres innenfor eller mellom budområder i tillegg til løsningen med felles intradagmarkedskopling nevnt i artikkel 51. For at regionale intradagauksjoner skal kunne avholdes, kan den kontinuerlige handelen innenfor

og mellom relevante budområder stanses i et begrenset tidsrom før stengetiden for det områdekryssende intradagmarkedet, som ikke skal overstige den minstetiden som kreves for å gjennomføre auksjonen, og under ingen omstendigheter i mer enn ti minutter.

- Når det gjelder supplerende regionale intradagauksjoner, kan metoden for prising av utvekslingskapasitet mellom budområder på intradagmarkedet avvike fra metoden fastsatt i samsvar med artikkel 55 nr. 3, men den skal uansett oppfylle prinsippene fastsatt i artikkel 55 nr. 1.
- Vedkommende reguleringsmyndigheter kan godkjenne forslaget til supplerende regionale intradagauksjoner dersom følgende vilkår er oppfylt:
 - de regionale auksjonene kan ikke ha negativ innvirkning på likviditeten i det felles intradagmarkedet,
 - all utvekslingskapasitet mellom budområdene skal tildeles gjennom kapasitetshåndteringsmodulen,
 - den regionale auksjonen skal ikke medføre noen utilbørlig forskjellsbehandling mellom markedsdeltakere fra tilstøtende regioner,
 - tidsplanene for regionale auksjoner skal være forenlige med det felles intradagmarkedet slik at markedsdeltakerne kan handle så tett opptil sanntid som mulig,
 - reguleringsmyndighetene skal ha samråd seg med markedsdeltakerne i de berørte medlemsstatene.
- Minst hvert annet år etter beslutningen om supplerende regionale auksjoner er truffet, skal reguleringsmyndighetene i de berørte medlemsstatene gjennomgå og vurdere om eventuelle regionale løsninger er forenlige med det felles intradagmarkedet, for å sikre at ovennevnte vilkår fortsatt blir oppfylt.

Avsnitt 3

Overgangsordninger for intradagmarkedet

Artikkel 64

Bestemmelser om eksplisitt tildeling

- Dersom reguleringsmyndighetene i medlemsstatene på hver av de berørte budområdegrensene i fellesskap anmoder om det, skal de berørte TSO-ene i tillegg til implisitt tildeling også tilby eksplisitt tildeling, det vil si kapasitetstildeling som er atskilt fra handelen med elektrisk kraft; for dette formål anvendes kapa-

sitetshåndteringsmodulen på budområdegrensene.

2. TSO-ene på de berørte budområdegrensene skal i fellesskap utarbeide forslag til vilkår som markedsdeltakerne skal oppfylle for å delta i den eksplisitte tildelingen. Forslaget skal godkjennes i fellesskap av reguleringsmyndighetene i medlemsstatene på hver av de berørte budområdegrensene.
3. Ved anvendelse av kapasitetshåndteringsmodulen skal forskjellsbehandling unngås når kapasitet samtidig tildeles implisitt og eksplisitt. Kapasitetshåndteringsmodulen skal bestemme hvilke ordrer som skal velges ut for matching, og hvilke anmodninger om eksplisitt kapasitet som skal godtas, på grunnlag av en rangering etter pris og tidspunktet for inn-sending.

Artikkel 65

Avskaffelse av eksplisitt tildeling

1. Berørte NEMO-er skal samarbeide nært med berørte TSO-er og skal samrå seg med markedsdeltakerne i samsvar med artikkel 12 for å omsette markedsdeltakernes behov i tilknytning til eksplisitt tildeling av kapasitetsrettigheter til ikke-standardiserte intradagprodukter.
2. Før beslutningen treffes om å avskaffe eksplisitt tildeling skal reguleringsmyndighetene i medlemsstatene på hver av de berørte budområdegrensene i fellesskap organisere samråd for å vurdere om de foreslåtte ikke-standardiserte intradagproduktene oppfyller markedsdeltakernes behov for intradaghandel.
3. Vedkommende reguleringsmyndigheter i medlemsstatene på hver av de berørte budområdegrensene skal i fellesskap godkjenne de innførte ikke-standardiserte produktene og avskaffelsen av eksplisitt tildeling.

Artikkel 66

Bestemmelser om intradagordninger

1. Markedsdeltakerne skal sikre at spesifisering, clearing og oppgjør i tilknytning til eksplisitt tildeling av utvekslingskapasitet mellom budområder fullføres.
2. Markedsdeltakerne skal oppfylle alle økonomiske forpliktelser i tilknytning til clearing og oppgjør som gjelder eksplisitt tildeling.
3. Deltakende TSO-er skal offentliggjøre relevante opplysninger om overføringsforbindelser som eksplisitt tildeling kan anvendes på,

herunder om utvekslingskapasitet mellom budområder som eksplisitt tildeling gjelder for.

Artikkel 67

Anmodninger om eksplisitt kapasitet

En anmodning om eksplisitt utvekslingskapasitet mellom budområder kan legges fram av en markedsdeltaker bare for en overføringsforbindelse som eksplisitt tildeling gjelder for. For hver anmodning om eksplisitt kapasitet skal markedsdeltakeren sende inn mengde og pris til kapasitetshåndteringsmodulen. Mengde og pris for eksplisitt tildelt kapasitet skal gjøres offentlig tilgjengelig av de berørte TSO-ene.

Kapittel 7

Clearing og oppgjør ved felles dagen-før- og intradagmarkedskopling

Artikkel 68

Clearing og oppgjør

1. De sentrale motpartene skal sikre clearing og oppgjør for alle matchede ordrer innen rimelig tid. De sentrale motpartene skal fungere som motparter overfor markedsdeltakerne i forbindelse med all handel de utfører, når det gjelder økonomiske rettigheter og forpliktelser som følger av denne handelen.
2. Hver sentral motpart skal sikre markedsdeltakernes innbyrdes anonymitet.
3. De sentrale motpartene skal fungere som motparter overfor hverandre i forbindelse med utveksling av energi mellom budområder når det gjelder økonomiske rettigheter og forpliktelser i den forbindelse.
4. Disse utvekslingene skal ta hensyn til følgende:
 - a) nettoposisjoner generert i samsvar med artikkel 39 nr. 2 bokstav b) og artikkel 52 nr. 1 bokstav b),
 - b) planlagte utvekslinger beregnet i samsvar med artikkel 49 og 61.
5. Hver sentral motpart skal for hver markedstidsenhet sikre følgende:
 - a) at det på tvers av alle budområder, samtidig som det tas hensyn til eventuelle tildelingsbegrensninger, ikke er avvik mellom samlet energioverføring ut av alle budområder med overskudd, og samlet energioverføring inn i alle budområder med underskudd,

- b) at eksporten og importen av elektrisk kraft mellom budområdene er like stor, og at eventuelle avvik utelukkende skyldes tildelingsbegrensninger.
6. Uten hensyn til nr. 3 kan en overføringsagent opptre som motpart mellom forskjellige sentrale motparter i forbindelse med utvekslingen av energi dersom de berørte partene inngår en særlig avtale om dette. Dersom det ikke oppnås en avtale, skal de reguleringsmyndighetene som har ansvaret for budområder, mellom hvilke det kreves clearing og oppgjør for utveksling av energi, treffe beslutning om overføringsordningen.
 7. Alle sentrale motparter eller overføringsagenter skal samle inn flaskehalsinntekter som kommer fra felles dagen-før-markedskopling som angitt i artikkel 46–48, og fra felles intradagmarkedskopling som angitt i artikkel 58–60.
 8. Alle sentrale motparter eller overføringsagenter skal sikre at innsamlede flaskehalsinntekter overføres til TSO-ene senest to uker etter oppgjørsdatoen.
 9. Dersom betalingene ikke er harmonisert i tiden mellom to budområder, skal de berørte medlemsstatene sikre at en enhet utpekes til å håndtere tidsavviket og dekke kostnadene i den forbindelse.

Kapittel 8

Bindende fastsatt utvekslingskapasitet som er tildelt mellom budområder

Artikkel 69

Forslag til frist for bindende fastsettelse av kapasitet i dagen-før-markedet

Innen 16 måneder etter denne forordnings ikrafttredelse skal alle TSO-er utarbeide et felles forslag til en felles frist for bindende fastsettelse av kapasitet i dagen-før-markedet, som ikke skal være kortere enn en halvtime før stengetiden for dagen-før-markedet. Forslaget skal være gjensvar for samråd i samsvar med artikkel 12.

Artikkel 70

Bindende fastsatt kapasitet i dagen-før-markedet og tildelingsbegrensninger

1. Før utløpet av fristen for bindende fastsettelse av kapasitet i dagen-før-markedet kan hver ansvarlig for samordnet kapasitetsberegning justere utvekslingskapasiteten mellom budom-

råder og tildelingsbegrensningene som legges fram for de berørte NEMO-ene.

2. Etter utløpet av fristen for bindende fastsettelse av kapasitet i dagen-før-markedet skal all utvekslingskapasitet mellom budområder og tildelingsbegrensninger være bindende fastsatt for kapasitetstildelingen i dagen-før-markedet med mindre kravene i artikkel 46 nr. 2 er oppfylt, i hvilket tilfelle utvekslingskapasiteten mellom budområder og tildelingsbegrensningene skal være bindende fastsatt så snart de er sendt inn til de berørte NEMO-ene.
3. Etter utløpet av fristen for bindende fastsettelse av kapasitet i dagen-før-markedet kan utvekslingskapasitet mellom budområder som ikke er tildelt, justeres for kommende tildelinger.

Artikkel 71

Bindende fastsatt kapasitet i intradagmarkedet

Utvekslingskapasitet mellom budområder på intradagmarkedet skal være bindende fastsatt så snart den er tildelt.

Artikkel 72

Bindende fastsatt kapasitet ved force majeure eller i nødssituasjoner

1. Ved tilfeller av *force majeure* eller en nødssituasjon som nevnt i artikkel 16 nr. 2 i forordning (EF) nr. 714/2009, der TSO-en skal handle raskt og spesialregulering eller mothandel ikke er mulig, skal hver TSO ha rett til å begrense tildelt utvekslingskapasitet mellom budområdene. Begrensningen skal under alle omstendigheter utføres på en samordnet måte etter at alle direkte berørte TSO-er er blitt kontaktet om dette.
2. En TSO som påberoper seg *force majeure* eller en nødssituasjon, skal offentliggjøre en kunngjøring som redegjør for omstendighetene ved situasjonen og for hvor lenge situasjonen forventes å vare. Denne kunngjøringen skal gjøres tilgjengelig for markedsdeltakerne gjennom NEMO-ene. Dersom kapasiteten er tildelt eksplisitt til markedsdeltakerne, skal TSO-en som påberoper seg *force majeure* eller en nødssituasjon, sende kunngjøringen direkte til avtaleparter som er tildelt utvekslingskapasitet mellom budområder for den relevante markedstidsrammen.
3. Dersom tildelt kapasitet blir begrenset som følge av at en TSO påberoper seg *force majeure* eller en nødssituasjon, skal vedkommende

TSO foreta tilbakebetaling eller betale en godtgjøring for varigheten av tilfellet av *force majeure* eller nødssituasjonen, i samsvar med følgende krav:

- a) ved implisitt tildeling skal sentrale motparter eller overføringsagenter ikke lide økonomisk tap eller dra økonomisk nytte av en ubalanse som skapes av en slik begrensning,
 - b) ved *force majeure* og dersom kapasiteten er tildelt via eksplisitt tildeling, skal markedsdeltakerne ha rett til tilbakebetaling av det beløpet de har betalt for kapasiteten i forbindelse med den eksplisitte tildelingen,
 - c) i en nødssituasjon og dersom kapasiteten er tildelt via eksplisitt tildeling, skal markedsdeltakerne ha rett til en godtgjøring tilsvarende prisforskjellen på de relevante markedene mellom de berørte budområdene for den aktuelle tidsrammen, eller
 - d) i en nødssituasjon og dersom kapasiteten er tildelt via eksplisitt tildeling, men prisen i et budområde ikke er beregnet i minst ett av de to relevante budområdene i den relevante tidsrammen, skal markedsdeltakerne ha rett til tilbakebetaling av det beløpet de har betalt for kapasiteten i forbindelse med den eksplisitte tildelingen.
4. TSO-en som påberoper seg *force majeure* eller en nødssituasjon, skal begrense konsekvensene og varigheten av tilfellet av *force majeure* eller nødssituasjonen.
 5. Dersom en medlemsstat har fastsatt bestemmelser om dette, skal den nasjonale reguleringsmyndigheten på anmodning fra TSO-en vurdere om en hendelse kan betegnes som *force majeure*.

Avdeling III

Kostnader

Kapittel 1

Metode for fordeling av flaskehalsinntekter ved felles dagen-før- og intradagmarkedskopling

Artikkel 73

Metode for fordeling av flaskehalsinntekter

1. Innen tolv måneder etter denne forordnings ikrafttredelse skal alle TSO-er utarbeide et forslag til en metode for fordeling av flaskehalsinntekter.
2. Metoden som utvikles i samsvar med nr. 1, skal

- a) legge til rette for en effektiv og langsiktig drift og utvikling av transmisjonsnett for elektrisk kraft og et velfungerende marked for elektrisk kraft i Unionen,
 - b) oppfylle de alminnelige prinsippene for flaskehalsbehandling fastsatt i artikkel 16 i forordning (EF) nr. 714/2009,
 - c) legge til rette for en fornuftig økonomisk planlegging,
 - d) være forenlig med alle tidsrammer,
 - e) opprette ordninger for å fordele flaskehalsinntekter fra overføringsanlegg som eies av andre parter enn TSO-ene.
3. TSO-ene skal fordele flaskehalsinntektene i samsvar med metoden i nr. 1 snarest mulig og senest én uke etter at flaskehalsinntektene er blitt overført i samsvar med artikkel 68 nr. 8.

Kapittel 2

Metode for fordeling av kostnader ved spesialregulering og mothandel i forbindelse med felles dagen-før- og intradagmarkedskopling

Artikkel 74

Metode for fordeling av kostnader ved spesialregulering og mothandel

1. Senest 16 måneder etter at beslutningen om kapasitetsberegningregioner er truffet, skal alle TSO-er i hver kapasitetsberegningregion utarbeide et forslag til en felles metode for deling av kostnader ved spesialregulering og mothandel.
2. Metoden for fordeling av kostnader ved spesialregulering og mothandel skal inneholde løsninger for deling av kostnader for tiltak som har betydning over landegrensene.
3. Kostnader ved spesialregulering og mothandel som kan deles mellom de berørte TSO-ene, skal beregnes på en måte som sikrer gjennomsiktighet og kontroll.
4. Metoden for fordeling av kostnader ved spesialregulering og mothandel skal minst
 - a) fastsette hvilke kostnader som er påløpt som følge av bruken av slike korrigerende tiltak der kostnadene er tatt i betraktning i kapasitetsberegningen, og der det er fastsatt en felles ramme for bruken av slike tiltak, som kan deles mellom alle TSO-er i en kapasitetsberegningregion i samsvar med metoden for kapasitetsberegning fastsatt i artikkel 20 og 21,
 - b) fastsette hvilke kostnader som er påløpt som følge av bruken av spesialregulering eller mothandel for å sikre bindende fast-

- satt utvekslingskapasitet mellom budområder, som kan deles mellom alle TSO-er i en kapasitetsberegningsregion i samsvar med metoden for kapasitetsberegning fastsatt i artikkel 20 og 21,
- c) fastsette regler for fordeling av kostnader i hele regionen i samsvar med bokstav a) og b).
5. Metoden som utarbeides i samsvar med nr. 1, skal inneholde
- a) en ordning for å kontrollere det faktiske behovet for spesialregulering og mothandel mellom de berørte TSO-ene,
- b) en ordning for i ettertid å overvåke bruken av korrigerende tiltak med kostnader,
- c) en ordning for å vurdere de korrigerende tiltakenes innvirkning, på grunnlag av driftssikkerhet og økonomiske kriterier,
- d) en prosess som gjør det mulig å forbedre de korrigerende tiltakene,
- e) en prosess som gjør det mulig for vedkommende reguleringsmyndigheter å overvåke hver enkelt kapasitetsberegningregion.
6. Metoden som utarbeides i samsvar med nr. 1, skal også
- a) gi insentiver til flaskehalshåndtering, herunder korrigerende tiltak og tiltak som oppmuntrer til effektiv investering,
- b) være i samsvar med ansvaret og pliktene til de berørte TSO-ene,
- c) sikre en rettferdig fordeling av kostnader og fordeler mellom de berørte TSO-ene,
- d) være i samsvar med andre tilknyttede ordninger, herunder minst
- i) metoden for fordeling av flaskehalsinntekter fastsatt i artikkel 73,
- ii) kompensasjonsordningen mellom TSO-ene, som fastsatt i artikkel 13 i forordning (EF) nr. 714/2009 og kommisjonsforordning (EU) nr. 838/2010⁵,
- e) legge til rette for effektiv og langsiktig utvikling og drift av det felleseuropeiske overføringsnettet og et velfungerende felleseuropeisk marked for elektrisk kraft,
- f) fremme overholdelse av de alminnelige prinsippene for flaskehalshåndtering fastsatt i artikkel 16 i forordning (EF) nr. 714/2009,
- g) legge til rette for en fornuftig økonomisk planlegging,

- h) være forenlig med tidsrammene for dagen-før- og intradagmarkedet og
- i) overholde prinsippene om gjennomsiktighet og likebehandling.
7. Innen 31. desember 2018 skal alle TSO-er i hver kapasitetsberegningregion ytterligere harmonisere mellom regionene, i den grad det er mulig, de metodene til fordeling av kostnader ved spesialregulering og mothandel som skal anvendes i de respektive kapasitetsberegningregionene.

Kapittel 3

Dekning av kostnader ved kapasitetstildeling og flaskehalshåndtering

Artikkel 75

Alminnelige bestemmelser om kostnadsdekning

- Kostnader knyttet til forpliktelsene som pålegges TSO-ene i samsvar med artikkel 8, herunder kostnadene angitt i artikkel 74 og artikkel 76–79, skal vurderes av vedkommende reguleringsmyndigheter. Kostnader som vurderes som rimelige, effektive og forholdsmessige, skal dekkes i rimelig tid gjennom nettariffer eller andre egnede ordninger som fastsatt av vedkommende reguleringsmyndigheter.
- Medlemsstatenes andel av felleskostnadene nevnt i artikkel 80 nr. 2 bokstav a), de regionale kostnadene nevnt i artikkel 80 nr. 2 bokstav b) og de nasjonale kostnadene nevnt i artikkel 80 nr. 2 bokstav c) som vurderes som rimelige, effektive og forholdsmessige, skal dekkes gjennom avgifter til NEMO, nettariffer eller andre hensiktsmessige ordninger som fastsatt av vedkommende reguleringsmyndigheter.
- Dersom vedkommende reguleringsmyndigheter anmoder om det, skal de berørte TSO-er, NEMO-er og delegerte i samsvar med artikkel 78 innen tre måneder etter anmodningen legge fram de opplysningene som er nødvendige for å gjøre det lettere å vurdere påløpte kostnader.

Artikkel 76

Kostnader ved opprettelse, endring og drift av den felles dagen-før- og intradagmarkeds-koplingen

- Alle NEMO-er skal dekke følgende kostnader:
 - felles, regionale og nasjonale kostnader for å opprette, oppdatere og videreutvikle

⁵ Kommisjonsforordning (EU) nr. 838/2010 av 23. september 2010 om fastsettelse av retningslinjer for kompensasjonsordningen mellom operatører av transmisjonsnett og en felles framgangsmåte for fastsettelse av transmisjonsavgifter (EUT L 250 av 24.9.2010, s. 5).

- priskoplingsalgoritmen og felles dagen-før-markedskopling,
- b) felles, regionale og nasjonale kostnader for å opprette, oppdatere og videreutvikle matchingsalgoritmen for kontinuerlig handel og felles intradagmarkedskopling,
 - c) felles, regionale og nasjonale kostnader for drift av den felles dagen-før- og intradagmarkedskoplingen.
2. Etter avtale med de berørte NEMO-ene og med forbehold for godkjenning fra de relevante reguleringsmyndighetene, kan TSO-ene bidra til kostnadene fastsatt i nr. 1. I slike tilfeller skal hver TSO innen to måneder etter å ha mottatt en prognose fra de berørte NEMO-ene ha rett til å legge fram et forslag til kostnadsbidrag for den relevante reguleringsmyndigheten for dennes godkjenning.
 3. De berørte NEMO-ene skal ha rett til å få dekket kostnader i samsvar med nr. 1 som ikke er dekket av TSO-ene i samsvar med nr. 2, i form av gebyrer eller andre egnede ordninger gjennom nasjonale avtaler med vedkommende reguleringsmyndighet, men bare dersom kostnadene er rimelige og forholdsmessige.

Artikkel 77

Kostnader ved clearing og oppgjør

1. Alle kostnader som sentrale motparter og overføringsagenter pådrar seg, skal kunne dekkes gjennom avgifter eller andre egnede ordninger dersom de er rimelige og forholdsmessige.
2. Sentrale motparter og overføringsagenter skal anvende effektive clearingsystemer og oppgjørssystemer som sikrer at unødvendige kostnader unngås, og som gjenspeiler risikoene. Systemene for clearing og oppgjør over landegrensene skal godkjennes av de berørte nasjonale myndighetene.

Artikkel 78

Kostnader ved opprettelse og drift av den samordnede kapasitetsberegningsprosessen

1. Hver TSO skal hver for seg dekke sine kostnader ved framlegging av inndata til kapasitetsberegningsprosessen.
2. Alle TSO-er skal i fellesskap dekke kostnadene ved sammenslåing av de individuelle nettmødelene.
Alle TSO-er i hver kapasitetsberegningssregion skal dekke kostnadene ved opprettelse og

drift av den enheten som er ansvarlig for samordnet kapasitetsberegning.

3. Alle kostnader som markedsdeltakerne pådrar seg for å oppfylle kravene i denne forordning, skal dekkes av disse markedsdeltakerne.

Artikkel 79

Kostnader for å sikre bindende fastsatt kapasitet

Kostnadene for å sikre bindende fastsatt kapasitet i samsvar med artikkel 70 nr. 2 og artikkel 71 skal dekkes av de berørte TSO-ene i den grad det er mulig i samsvar med artikkel 16 nr. 6 bokstav a) i forordning (EF) nr. 714/2009. Disse kostnadene skal omfatte kostnadene ved kompensasjonsordningene i forbindelse med sikring av bindende fastsatt utvekslingskapasitet mellom budområder samt kostnadene ved spesialregulering, mothandel og ubalanser i forbindelse med godtgjøring til markedsdeltakere.

Artikkel 80

Kostnadsfordeling mellom NEMO-er og TSO-er i forskjellige medlemsstater

1. Alle berørte NEMO-er og TSO-er skal legge fram en årsrapport for reguleringsmyndighetene som i detalj redegjør for kostnadene ved opprettelse, endring og drift av den felles dagen-før- og intradagmarkedskoplingen. Denne rapporten skal offentliggjøres av Byrået, idet det tas behørig hensyn til følsom forretningsinformasjon. Kostnader som er direkte knyttet til felles dagen-før- og intradagmarkedskopling, skal være klart og entydig identifisert og kunne kontrolleres. Rapporten skal også gi fullstendige opplysninger om bidragene fra TSO-ene til NEMO-enes kostnader i samsvar med artikkel 76 nr. 2.
2. Kostnadene nevnt i nr. 1 skal deles inn i følgende:
 - a) felleskostnader som følge av samordnede aktiviteter gjennomført av alle NEMO-er eller TSO-er som deltar i felles dagen-før- og intradagmarkedskopling,
 - b) regionale kostnader som følge av aktiviteter gjennomført av NEMO-er eller TSO-er som samarbeider i en bestemt region,
 - c) nasjonale kostnader som følge av aktiviteter gjennomført av NEMO-er eller TSO-er i denne medlemsstaten.
3. Felleskostnadene nevnt i nr. 2 bokstav a) skal deles mellom TSO-ene og NEMO-ene i medlemsstatene og tredjestater som deltar i den felles dagen-før- og intradagmarkedskoplin-

gen. For å beregne beløpet som skal betales av TSO-ene og NEMO-ene i hver medlemsstat og eventuelt tredjestater, skal én åttedel av felleskostnadene fordeles likt på alle medlemsstater og tredjestater, fem åttedeler skal fordeles på hver medlemsstat og tredjestat i forhold til deres forbruk, og to åttedeler skal fordeles likt på deltakende NEMO-er. Beregningen av felleskostnadene skal jevnlig tilpasses for å ta hensyn til endringer i felleskostnadene eller endringer blant de deltakende TSO-ene og NEMO-ene.

4. NEMO-er og TSO-er som samarbeider i en bestemt region, skal komme til enighet om et felles forslag til fordeling av regionale kostnader i samsvar med nr. 2 bokstav b). Forslaget skal deretter godkjennes individuelt av vedkommende nasjonale myndigheter i hver medlemsstat i regionen. NEMO-er og TSO-er i en bestemt region kan alternativt bruke den formen for kostnadsfordeling som er fastsatt i nr. 3.
5. Prinsippene for kostnadsfordeling skal gjelde kostnader som påløper fra denne forordning trer i kraft. Dette berører ikke eksisterende løsninger som brukes til å utvikle den felles dagen-før- og intradagmarkedskoplingen, og kostnader som har påløpt før denne forordning trådte i kraft, skal deles mellom NEMO-ene og TSO-ene basert på eksisterende avtaler for slike løsninger.

Avdeling IV

Delegering av oppgaver og overvåking

Artikkel 81

Delegering av oppgaver

1. En TSO eller en NEMO kan delegere alle eller deler av en oppgave den er tildelt i henhold til denne forordning, til en eller flere tredjeparter dersom tredjeparten kan utføre den aktuelle oppgaven minst like effektivt som den delegerende enheten. Den delegerende enheten skal beholde ansvaret for at forpliktelsene i henhold til denne forordning overholdes, herunder sikre at reguleringsmyndighetene har tilgang til de opplysningene de trenger for å kunne utføre sine overvåkingsoppgaver.
2. Før delegeringen skal vedkommende tredjepart tydelig ha vist sin evne til å oppfylle alle forpliktelsene i denne forordning overfor den delegerende part.

3. Dersom alle eller deler av oppgavene angitt i denne forordning delegeres til en tredjepart, skal den delegerende parten sikre at det er inngått hensiktsmessige avtaler om fortrolighet i samsvar med den delegerende partens fortrolighetsplikt, før delegeringen finner sted.

Artikkel 82

Overvåking av gjennomføringen av felles dagen-før- og intradagmarkedskopling

1. Den eller de enhetene som utøver MCO-funksjoner, skal overvåkes av reguleringsmyndighetene eller relevante myndigheter i det området de er etablert. Andre reguleringsmyndigheter eller relevante myndigheter og Byrådet skal bidra til overvåkingen når det er hensiktsmessig. Reguleringsmyndighetene eller relevante myndigheter som har hovedansvaret for å overvåke en NEMO og MCO-funksjonene, skal samarbeide fullt ut og gi andre reguleringsmyndigheter og Byrådet tilgang til opplysninger for å sikre forsvarlig overvåking av felles dagen-før- og intradagmarkedskopling i samsvar med artikkel 38 i direktiv 2009/72/EF.
2. Overvåkingen av hvordan ENTSO for elektrisk kraft gjennomfører felles dagen-før- og intradagmarkedskopling i samsvar med artikkel 8 nr. 8 i forordning (EF) nr. 714/2009, skal særlig omfatte følgende:
 - a) framdrift og mulige problemer med gjennomføringen av felles dagen-før- og intradagmarkedskopling, herunder valget av ulike tilgjengelige alternativer i hvert land,
 - b) utarbeiding av rapporten om beregning og tildeling av kapasitet i samsvar med artikkel 31 nr. 1,
 - c) effektiviteten i budområdenes gjeldende konfigurasjon i samarbeid med Byrådet, i henhold til artikkel 34,
 - d) en vurdering av hvorvidt driften av priskoplingsalgoritmen og matchingsalgoritmen for kontinuerlig handel er effektiv i samarbeid med NEMO-ene, i henhold til artikkel 37 nr. 6,
 - e) en vurdering av hvorvidt kriteriet for beregning av avsavnsverdien er effektiv i samsvar med artikkel 41 nr. 1 og artikkel 54 nr. 1, og
 - f) gjennomgåelse av metoden for beregning av planlagte utvekslinger som følge av felles dagen-før-markedskopling i samsvar med artikkel 43 nr. 4.

3. ENTSO for elektrisk kraft skal legge fram en overvåkingsplan som omfatter rapportene som skal utarbeides, og eventuelle oppdateringer i samsvar med nr. 2, for Byrået for uttalelse senest seks måneder etter at denne forordning er trådt i kraft.
 4. Byrået skal i samarbeid med ENTSO for elektrisk kraft innen seks måneder etter denne forordnings ikrafttredelse legge fram en liste over de relevante opplysningene som ENTSO for elektrisk kraft skal oversende til Byrået i samsvar med artikkel 8 nr. 9 og artikkel 9 nr. 1 i forordning (EF) nr. 714/2009. Listen over relevante opplysninger kan bli oppdatert. ENTSO for elektrisk kraft skal vedlikeholde et omfattende digitalt dataarkiv i standardisert format med de opplysningene som Byrået krever.
 5. Alle TSO-er skal oversende til ENTSO for elektrisk kraft de opplysningene som er nødvendige for å kunne utføre oppgavene nevnt i nr. 2 og 4.
 6. NEMO-ene, markedsdeltakerne og andre organisasjoner som berøres av felles dagen-før- og intradagmarkedskopling, skal på felles anmodning fra Byrået og ENTSO for elektrisk kraft legge fram for ENTSO for elektrisk kraft de opplysningene som er nødvendige for å gjennomføre overvåkingen i samsvar med nr. 2 og 4, med unntak av de opplysningene som reguleringsmyndighetene, Byrået eller ENTSO for elektrisk kraft allerede har innhentet som følge av deres respektive overvåkingsoppgaver.
- Avdeling V*
- Overgangs- og sluttbestemmelser**
- Artikkel 83*
- Overgangsbestemmelser for Irland og Nord-Irland**
1. Med unntak av artikkel 4, 5 og 6 og deltakelse i utviklingen av vilkårene eller metodene, der de respektive fristene skal gjelde, skal kravene i denne forordning ikke få anvendelse på Irland og Nord-Irland før 31. desember 2017.
 2. Fra den dag denne forordning trer i kraft og fram til 31. desember 2017, skal Irland og Nord-Irland gjennomføre forberedende overgangsordninger. Disse overgangsordningene skal
 - a) lette overgangen til full gjennomføring og full overholdelse av denne forordning og omfatte alle nødvendige forberedende tiltak for full gjennomføring og full overholdelse av denne forordning innen 31. desember 2017,
 - b) garantere en rimelig grad av integrasjon med markedene i tilstøtende jurisdiksjoner,
 - c) som et minimum sørge for
 - i) tildeling av overføringskapasitet på en eksplisitt dagen-før-auksjon og på minst to implisitte intradagauksjoner,
 - ii) felles nominering av overføringskapasitet og energi innenfor tidsrammen for dagen-før-markedet,
 - iii) anvendelse av prinsippet om at utnyttet kapasitet går tapt eller at utnyttet kapasitet må selges, som angitt i nr. 2.5 i vedlegg I til forordning (EF) nr. 714/2009, for kapasitet som ikke er brukt innenfor tidsrammen for dagen-før-markedet.
 - d) sikre rettferdig og ikke-diskriminerende prising av overføringskapasitet på implisitte intradagauksjoner,
 - e) innføre rettferdige, gjennomsiktige og ikke-diskriminerende kompensasjonsordninger for å sikre bindende fastsatt kapasitet,
 - f) utarbeide en detaljert plan som er godkjent av reguleringsmyndighetene i Irland og Nord-Irland, med mål for full gjennomføring og overholdelse av denne forordning,
 - g) være gjenstand for en samrådsprosess som involverer alle berørte parter, og ta størst mulig hensyn til resultatet av samrådet,
 - h) være begrunnet på grunnlag av en nytte- og kostnadsanalyse,
 - i) ikke unødig påvirke andre jurisdiksjoner.
 3. Reguleringsmyndighetene i Irland og Nord-Irland skal legge fram for Byrået minst hvert kvartal, eller på Byråets anmodning, alle opplysninger som er nødvendige for å vurdere overgangsordningene for markedet for elektrisk kraft på øya Irland, med henblikk på å oppnå full gjennomføring og overholdelse av denne forordning.

*Artikkel 84***Ikrafttredelse**

Denne forordning trer i kraft den 20. dag etter at den er kunngjort i *Den europeiske unions tidende*.

Denne forordning er bindende i alle deler og kommer direkte til anvendelse i alle medlemsstater.

Utferdiget i Brussel 24. juli 2015.

For Kommisjonen

Jean-Claude JUNCKER

President

Vedlegg 6

Kommisjonsforordning (EU) 2016/1719 av 26. september 2016 om fastsettelse av retningslinjer for langsiktig kapasitetstildeling

EUROPAKOMMISJONEN HAR

under henvisning til traktaten om Den europeiske unions virkemåte,

under henvisning til europaparlaments- og rådsforordning (EF) nr. 714/2009 av 13. juli 2009 om vilkår for tilgang til nett for utveksling av elektrisk kraft over landegrensene og om oppheving av forordning (EF) nr. 1228/2003¹, særlig artikkel 18 nr. 3 bokstav b) og nr. 5, og

ut fra følgende betraktninger:

- 1) En rask gjennomføring av et velfungerende og sammenkoplede indre energimarked er avgjørende for målet om å opprettholde sikkerheten i energiforsyningen, øke konkurranseevnen og sikre at alle forbrukere kan kjøpe energi til overkommelige priser. Et velfungerende indre marked for elektrisk kraft bør gi produsentene insentiver til å investere i ny kraftproduksjon, herunder elektrisk kraft fra fornybare energikilder, og bør legge særlig vekt på de mest isolerte medlemsstatene og regionene i Unionsens energimarked. Et velfungerende marked bør også gjennom hensiktsmessige tiltak fremme en mer effektiv energibruk hos forbrukerne, og en sikker energiforsyning er en forutsetning for dette.
- 2) Sikker energiforsyning er et vesentlig element for offentlig sikkerhet og henger derfor tett sammen med et indre marked for elektrisk kraft som fungerer tilfredsstillende, og integrasjonen av de isolerte markedene for elektrisk kraft i medlemsstatene. Elektrisk kraft kan bare framføres til unionsborgerne gjennom nettet. Velfungerende markeder for elektrisk kraft og særlig nettene og andre eiendeler knyttet til forsyningen av elektrisk kraft, spiller en avgjørende rolle for offentlig sikkerhet, en konkurransedyktig økonomi og unionsborgerenes velferd.
- 3) Forordning (EF) nr. 714/2009 fastsetter ikke-diskriminerende regler for vilkårene for tilgang til nett for utveksling av elektrisk kraft over landegrensene, særlig regler for kapasitetstildeling og håndtering av flaskehalsene i overføringsforbindelser og transmisjonsnett som påvirker grensekryssende flyt av elektrisk kraft. For å arbeide mot et virkelig integrert marked for elektrisk kraft bør det utvikles effektive muligheter for finansiell risiko-håndtering for produsenter, forbrukere og forhandlere for å redusere framtidig prisrisiko i det området der de driver virksomhet, herunder harmonisering av gjeldende auksjonsregler for langsiktig kapasitetstildeling.
- 4) Langsiktig kapasitetsberegning for markedstidsrammene for kommende år og måned bør samordnes minst på regionalt plan av operatører av transmisjonsnett («Transmission System Operators», heretter kalt TSO-er) for å sikre at kapasitetsberegningen er pålitelig, og at optimal kapasitet gjøres tilgjengelig for markedet. For dette formål bør TSO-er utarbeide en felles nettmodell der de innhenter alle nødvendige data for langsiktig kapasitetsberegning og tar høyde for usikkerhetsfaktorer knyttet til de langsiktige tidsrammene. Metoden for samordnet netto overføringskapasitet bør benyttes for å beregne og tildele langsiktig kapasitet over landegrensene. Den flytbaserte metoden kan benyttes dersom utvekslingskapasitet mellom budområder avhenger sterkt av hverandre, og dersom metoden kan begrunnes ut fra et økonomisk effektivitetssynspunkt.
- 5) Harmoniserte tildelingsregler for langsiktig utvekslingskapasitet mellom budområder krever opprettelse og drift av en felles tildelingsplattform på europeisk plan. Denne sentrale plattformen bør utvikles av alle TSO-er for å lette tildelingen av langsiktige transmisjonsrettigheter for markedsdeltakere, og den bør gi mulighet for overdragelse av langsiktige transmisjonsrettigheter fra én berettiget markedsdeltaker til en annen.

¹ EUT L 211 av 14.8.2009, s. 15.

- 6) For å muliggjøre en gjennomslutlig og ikke-diskriminerende tildeling av langsiktige transmisjonsrettigheter må den felles tildelingsplattformen offentliggjøre alle relevante opplysninger om auksjonen før den åpnes. Nominasjonsreglene bør inneholde nærmere opplysninger om framgangsmåten for nominering av fysiske transmisjonsrettigheter, herunder krav, tidsplaner, stengetider og vilkår for markedsdeltakernes rett til utveksling.
- 7) Innehavere av langsiktige transmisjonsrettigheter bør ha rett til å tilbakeføre sine langsiktige transmisjonsrettigheter til TSO-ene for ny tildeling i en etterfølgende langsiktig kapasitetstildeling. Innehaverne kan motta betaling for tilbakeføring av langsiktige transmisjonsrettigheter. Dessuten bør markedsdeltakere ha rett til enten å overdra eller å kjøpe allerede tildelte langsiktige transmisjonsrettigheter. Markedsdeltakerne bør underrette TSO-ene om slike overdragelser eller kjøp og om motpartene, herunder involverte markedsdeltakere og berørte TSO-er.
- 8) Det er viktig at de administrative byrdene og kostnadene forbundet med deltakelsen i den felles tildelingsplattformen holdes innenfor rimelige grenser, særlig med hensyn til harmoniseringen av avtalerammen med markedsdeltakerne.
- 9) Det finnes i øyeblikket flere tildelingsregler for kontraktsbestemmelser om langsiktige transmisjonsrettigheter i Unionen. TSO-ene bør utarbeide harmoniserte tildelingsregler for fysiske transmisjonsrettigheter, finansielle transmisjonsrettigheter – opsjoner (heretter kalt «FTR – opsjoner») og finansielle transmisjonsrettigheter – obligasjoner (heretter kalt «FTR – obligasjoner») på unionsplan.
- 10) De harmoniserte tildelingsreglene bør minst inneholde en beskrivelse av tildelingsprosessen/framgangsmåten for langsiktige transmisjonsrettigheter, herunder minstekravene for deltakelse, finansielle spørsmål, typen produkter som tilbys i eksplisitte auksjoner, nominasjonsregler, begrensings- og kompensasjonsregler, regler for markedsdeltakerne i tilfeller der de overdrar sine langsiktige transmisjonsrettigheter, use-it-or-sell-it-prinsippet (heretter kalt «UIOSI») og regler med hensyn til *force majeure* og ansvar. Disse harmoniserte tildelingsreglene bør også skissere avtaleforpliktelser som markedsdeltakerne skal overholde.
- 11) I kommisjonsforordning (EU) 2015/1222² fastsettes en frist for bindende fastsettelse av kapasitet i dagen-før-markedet og en tilhørende kompensasjonsordning for langsiktige transmisjonsrettigheter som avkortes etter denne fristen. Likeledes bør langsiktige transmisjonsrettigheter som begrenses før fristen for bindende fastsettelse av kapasitet i dagen-før-markedet, tilbakebetales eller godtgjøres av TSO-er til innehaverne av langsiktige transmisjonsrettigheter.
- 12) Det kan innføres tak for kompensasjonen som skal utbetales til innehavere hvis langsiktige transmisjonsrettigheter har blitt avkortet før fristen for bindende fastsettelse av kapasitet i dagen-før-markedet, idet det tas hensyn til likviditeten på de relevante markedene og muligheten for markedsdeltakerne til å tilpasse sine posisjoner.
- 13) I samsvar med artikkel 8 i europaparlaments- og rådsforordning (EF) nr. 713/2009³ bør Byrået for samarbeid mellom energireguleringsmyndigheter (heretter kalt «Byrået») treffe en beslutning om felles vilkår for tilgang eller metoder dersom vedkommende nasjonale reguleringsmyndigheter ikke har kunnet komme til enighet om disse regelverksspørsmålene.
- 14) Denne forordning er utarbeidet i nært samarbeid med Byrået, det europeiske nettverket av operatører av transmisjonsnett for elektrisk kraft («ENTSO for elektrisk kraft») og berørte parter med sikte på å vedta effektive, balanserte og forholdsmessige regler basert på gjennomslutlighet og delaktighet. I samsvar med artikkel 18 nr. 3 i forordning (EF) nr. 714/2009 skal Kommisjonen samrå seg med Byrået, ENTSO for elektrisk kraft og andre relevante berørte parter før det fremmes eventuelle forslag til endring av denne forordning.
- 15) Denne forordning supplerer vedlegg I i forordning (EF) nr. 714/2009, i samsvar med prinsippene fastsatt i artikkel 16 i nevnte forordning.
- 16) Tiltakene fastsatt i denne forordning er i samsvar med uttalelse fra komiteen nevnt i artikkel 23 nr. 1 i forordning (EF) nr. 714/2009.

² Kommisjonsforordning (EU) 2015/1222 av 24. juli 2015 om fastsettelse av retningslinjer for kapasitetstildeling og flaskehalsbehandling (EUT L 197 av 25.7.2015, s. 24).

³ Europaparlaments- og rådsforordning (EF) nr. 713/2009 av 13. juli 2009 om opprettelse av et byrå for samarbeid mellom energireguleringsmyndigheter (EUT L 211 av 14.8.2009, s. 1).

VEDTATT DENNE FORORDNING:

Avdeling I

Alminnelige bestemmelser

Artikkel 1

Formål og virkeområde

1. Denne forordning fastsetter nærmere regler for tildeling av utvekslingskapasitet mellom budområder i terminmarkedet, innføring av en felles metode for å fastsette langsiktig utvekslingskapasitet mellom budområder, innføring av en felles tildelingsplattform på europeisk plan som tilbyr langsiktige transmisjonsrettigheter, og muligheten til å tilbakeføre langsiktige transmisjonsrettigheter i en etterfølgende langsiktig kapasitetstildeling eller å overdra langsiktige transmisjonsrettigheter mellom markedsdeltakere.
2. Denne forordning får anvendelse på alle transmisjonsnett og overføringsforbindelser i Unionen unntatt transmisjonsnett på øyer som ikke er knyttet sammen med andre transmisjonsnett via overføringsforbindelser.
3. I medlemsstater der det er mer enn én TSO, gjelder denne forordning for alle TSO-er i medlemsstaten. Dersom en TSO ikke har en funksjon som er relevant for én eller flere forpliktelser i henhold til denne forordning, kan medlemsstatene legge til rette for at ansvaret for å oppfylle disse forpliktelsene pålegges én eller flere andre bestemte TSO-er.
4. Den felles tildelingsplattformen kan åpnes for markedsoperatører og TSO-er som driver virksomhet i Sveits, forutsatt at nasjonal rett i landet gjennomfører de viktigste bestemmelsene i Unionens regelverk for markedet for elektrisk kraft, og at det finnes en mellomstatlig avtale om samarbeid om elektrisk kraft mellom Unionen og Sveits.
5. Forutsatt at vilkårene i nr. 4 er oppfylt, skal Kommisjonen på grunnlag av en uttalelse fra Byrådet treffe beslutning om hvorvidt Sveits skal få delta i den felles tildelingsplattformen. De rettighetene og forpliktelsene som gjelder for Sveits' TSO-er som slutter seg til den felles tildelingsplattformen, skal være i samsvar med rettighetene og pliktene til TSO-er som driver virksomhet i Unionen, for å sikre en velfungerende tildeling av langsiktige transmisjonsrettigheter på unionsplan og like vilkår for alle berørte parter.

Artikkel 2

Definisjoner

I denne forordning får definisjonene i artikkel 2 i forordning (EF) nr. 714/2009, artikkel 2 i forordning (EU) 2015/1222, artikkel 2 i kommisjonsforordning (EU) nr. 543/2013⁴ og artikkel 2 i europaparlaments- og rådsdirektiv 2009/72/EF⁵ anvendelse.

Videre menes med

- 1) «langsiktig kapasitetstildeling» tildeling av langsiktig utvekslingskapasitet mellom budområder gjennom en auksjon før tidsrammen for dagen-før-markedet,
- 2) «langsiktig transmisjonsrettighet» en fysisk transmisjonsrettighet eller en FTR – opsjon eller en FTR – obligasjon ervervet ved langsiktig kapasitetstildeling,
- 3) «tildelingsregler» regler for langsiktig kapasitetstildeling som anvendes på den felles tildelingsplattformen,
- 4) «felles tildelingsplattform» den europeiske plattformen opprettet av alle TSO-ene for langsiktig kapasitetstildeling,
- 5) «auksjon» en prosess der langsiktig utvekslingskapasitet mellom budområder tilbys og tildeles markedsdeltakere som inngir bud,
- 6) «UIOSI» prinsippet om at den underliggende utvekslingskapasiteten mellom budområder for innkjøpte og ikke-nominerte fysiske transmisjonsrettigheter gjøres automatisk tilgjengelig for kapasitetstildeling på dagen-før-markedet, og om at innehaveren av disse fysiske transmisjonsrettighetene mottar godtgjørelse fra TSO-ene,
- 7) «nominering» melding om bruk av langsiktig utvekslingskapasitet mellom budområder fra en innehaver av fysiske transmisjonsrettigheter og dennes motpart, eller en godkjent tredjepart, til de respektive TSO-er,
- 8) «nominasjonsregler» regler med hensyn til melding om bruk av langsiktig utvekslingskapasitet mellom budområder fra en innehaver av fysiske transmisjonsrettigheter og dennes motpart, eller en godkjent tredjepart, til de respektive TSO-ene,

⁴ Kommisjonsforordning (EU) nr. 543/2013 av 14. juni 2013 om innsending og offentliggjøring av opplysninger på markedene for elektrisk kraft og om endring av vedlegg I til europaparlaments- og rådsforordning (EF) nr. 714/2009 (EUT L 163 av 15.6.2013, s. 1).

⁵ Europaparlaments- og rådsdirektiv 2009/72/EF av 13. juli 2009 om felles regler for det indre marked for elektrisk kraft og om oppheving av direktiv 2003/54/EF (EUT L 211 av 14.8.2009, s. 55).

- 9) «prisspenn i markedet» differansen mellom timebaserte dagen-før-priser for de to aktuelle budområdene for den respektive markedstidsenheten i en bestemt retning,
- 10) «kompensasjonsregler» regler ifølge hvilke hver TSO som har ansvaret for en budområdegrense der langsiktige transmisjonsrettigheter er tildelt, kompenserer innehavere av transmisjonsrettigheter for begrensning av langsiktige transmisjonsrettigheter.

Artikkel 3

Mål for langsiktig kapasitetstildeling

Formålet med denne forordning er å

- a) fremme effektiv langsiktig handel med utvekslingskapasitet mellom budområder med langsiktige muligheter for finansiell risikohåndtering mellom budområder for markedsdeltakere.
- b) optimalisere beregningen og tildelingen av langsiktig utvekslingskapasitet mellom budområder.
- c) sørge for ikke-diskriminerende tilgang til langsiktig utvekslingskapasitet mellom budområder.
- d) sikre rettferdig og ikke-diskriminerende behandling av TSO-er, Byrået, reguleringsmyndigheter og markedsdeltakere.
- e) ta hensyn til behovet for en rettferdig og velordnet langsiktig kapasitetstildeling og velordnet prisdannelse.
- f) sikre og forbedre gjennomsiktighet og pålitelighet med hensyn til opplysninger om langsiktig kapasitetstildeling.
- g) bidra til effektiv og langsiktig drift og utvikling av transmisjonsnett for elektrisk kraft og elektrisitetssektoren i Unionen.

Artikkel 4

Vedtakelse av vilkår eller metoder

1. TSO-ene skal utarbeide de vilkår eller metoder som kreves i henhold til denne forordning, og legge dem fram for vedkommende reguleringsmyndigheter for godkjenning innen de fristene som er fastsatt i denne forordning. Dersom et forslag til vilkår eller metoder i henhold til denne forordning må utarbeides og godkjennes av flere TSO-er, skal de deltakende TSO-ene samarbeide tett om dette. TSO-ene skal, med bistand fra ENTSO for elektrisk kraft, regelmessig underrette vedkommende myndigheter og Byrået om fram-

driften i utarbeidelsen av disse vilkårene eller metodene.

2. TSO-er som treffer beslutning om forslagene til vilkår eller metoder i samsvar med artikkel 4 nr. 6, skal treffe sin beslutning med kvalifisert flertall dersom de ikke kan komme til enighet. Et kvalifisert flertall for forslag i samsvar med artikkel 4 nr. 6 krever et flertall av
 - a) TSO-er som representerer minst 55 % av medlemsstatene, og
 - b) TSO-er som representerer medlemsstatene med til sammen minst 65 % av befolkningen i Unionen.

Når det gjelder beslutninger i samsvar med artikkel 4 nr. 6, må et blokkerende mindretall bestå av TSO-er som representerer minst fire medlemsstater; i motsatt fall skal kvalifisert flertall anses for oppnådd.

I beslutninger som gjelder TSO-er i samsvar med artikkel 4 nr. 6, skal medlemsstatene tildeles én stemme hver. Dersom det er flere TSO-er i en medlemsstat, skal medlemsstaten fordele stemmerettighetene mellom TSO-ene.

3. TSO-er som skal treffe beslutninger om forslag til vilkår eller metoder i samsvar med artikkel 4 nr. 7, skal treffe sin beslutning med kvalifisert flertall dersom de ikke kan komme til enighet, og dersom de berørte regionene består av mer enn fem medlemsstater. Et kvalifisert flertall for forslag i samsvar med artikkel 4 nr. 7 krever et flertall av
 - a) TSO-er som representerer minst 72 % av medlemsstatene, og
 - b) TSO-er som representerer medlemsstatene med til sammen minst 65 % av befolkningen i den berørte regionen.

Når det gjelder beslutninger i samsvar med artikkel 4 nr. 7, må et blokkerende mindretall bestå av minst det minste antallet av TSO-er som representerer mer enn 35 % av befolkningen i de deltakende medlemsstatene, pluss TSO-er som representerer minst én ytterligere berørt medlemsstat, i motsatt fall skal kvalifisert flertall anses for oppnådd.

TSO-er som treffer beslutning om vilkår eller metoder i samsvar med artikkel 4 nr. 7, som gjelder regioner som består av fem medlemsstater eller færre, skal treffe beslutning ved enstemmighet.

I beslutninger som gjelder TSO-er i samsvar med artikkel 4 nr. 7, skal medlemsstatene tildeles én stemme hver. Dersom det er flere TSO-er i en medlemsstat, skal medlemsstaten fordele stemmerettighetene mellom TSO-ene.

4. Dersom TSO-ene ikke legger fram forslag til vilkår eller metoder overfor nasjonale reguleringsmyndigheter innen fristene fastsatt i denne forordning, skal de i stedet legge fram de relevante utkastene til vilkår eller metoder for vedkommende reguleringsmyndigheter og Byrået, og redegjøre for hvorfor det ikke er oppnådd enighet. Byrået skal underrette Kommisjonen og skal i samarbeid med vedkommende reguleringsmyndigheter på anmodning fra Kommisjonen granske årsakene til hvorfor det ikke er oppnådd enighet, og underrette Kommisjonen om dette. Kommisjonen skal treffe hensiktsmessige tiltak for at de nødvendige vilkårene eller metodene kan vedtas innen fire måneder etter mottak av Byråets underretning.
5. Hver reguleringsmyndighet skal ha ansvaret for å godkjenne vilkårene eller metodene nevnt i nr. 6 og 7.
6. Forslagene til følgende vilkår eller metoder skal godkjennes av alle reguleringsmyndigheter:
 - a) Metoden for framlegging av produksjons- og lastdata i samsvar med artikkel 17.
 - b) Metoden for den felles nettmodellen i samsvar med artikkel 18.
 - c) Kravene til den felles tildelingsplattformen i samsvar med artikkel 49.
 - d) Harmoniserte tildelingsregler i samsvar med artikkel 51.
 - e) Metoden for fordeling av flaskehalsinntekter i samsvar med artikkel 57.
 - f) Metoden for deling av kostnader til opprettelse, utvikling og drift av den felles tildelingsplattformen i samsvar med artikkel 59.
 - g) Metoden for deling av kostnader som påløper for å sikre bindende fastsatt kapasitet og godtgjøring av langsiktige transmisjonsrettigheter i samsvar med artikkel 61.
7. Forslagene til følgende vilkår eller metoder skal godkjennes av alle reguleringsmyndigheter i den berørte regionen:
 - a) Metoden for beregning av kapasitet i samsvar med artikkel 10.
 - b) Metoden for oppdeling av utvekslingskapasitet mellom budområder i samsvar med artikkel 16.
 - c) Regional utforming av langsiktige transmisjonsrettigheter i samsvar med artikkel 31.
 - d) Fastsettelse av alternative framgangsmåter i samsvar med artikkel 42.
 - e) Regionale krav i de harmoniserte tildelingsreglene i samsvar med artikkel 52, herunder regionale kompensasjonsregler i samsvar med artikkel 55.
8. Forslaget til vilkår eller metoder skal inneholde forslag til frist for gjennomføring av disse og en beskrivelse av deres forventede betydning for målene i denne forordning. Forslag til vilkår eller metoder som skal godkjennes av flere av eller alle reguleringsmyndighetene, skal legges fram for Byrået samtidig som de legges fram for reguleringsmyndighetene. På anmodning fra vedkommende reguleringsmyndigheter skal Byrået avgi en uttalelse innen tre måneder om forslagene til vilkår eller metoder.
9. Dersom godkjenningen av vilkårene eller metodene krever at mer enn én reguleringsmyndighet treffer beslutning, skal vedkommende reguleringsmyndigheter rådføre seg med hverandre, samarbeide tett og samordne seg for å komme til enighet. Dersom det er relevant, skal vedkommende reguleringsmyndigheter også ta hensyn til uttalelsen fra Byrået. Reguleringsmyndighetene skal treffe beslutninger om de framlagte vilkårene eller metodene i henhold til nr. 6 og 7 senest seks måneder etter at reguleringsmyndigheten, eller eventuelt den siste berørte reguleringsmyndigheten, har mottatt vilkårene eller metodene.
10. Dersom reguleringsmyndighetene ikke har klart å komme til enighet innen utløpet av tidsrommet nevnt i nr. 9, eller de i fellesskap anmoder om dette, skal Byrået innen seks måneder treffe beslutning om de framlagte forslagene til vilkår eller metoder i samsvar med artikkel 8 nr. 1 i forordning (EF) nr. 713/2009.
11. Dersom én eller flere reguleringsmyndigheter anmoder om en endring for å kunne godkjenne vilkårene eller metodene som er framlagt i samsvar med nr. 6 og 7, skal de berørte TSO-ene senest to måneder etter reguleringsmyndighetenes anmodning legge fram et forslag til endrede vilkår eller metoder for godkjenning. Vedkommende reguleringsmyndigheter skal treffe beslutning om de endrede vilkårene eller metodene innen to måneder etter at de er framlagt. Dersom vedkommende reguleringsmyndigheter innen tomånedersfristen ikke har kunnet komme til enighet om vilkårene eller metodene i samsvar med nr. 6 og 7, eller de i fellesskap anmoder om dette, skal Byrået innen seks måneder treffe beslutning om de endrede vilkårene eller metodene i samsvar med artikkel 8 nr. 1 i forordning (EF) nr. 713/2009. Dersom de berørte TSO-ene ikke legger fram et forslag til endrede vilkår

eller metoder, får framgangsmåten fastsatt i nr. 4 anvendelse.

12. TSO-er som har ansvaret for å utarbeide et forslag til vilkår eller metoder, eller reguleringsmyndigheter som har ansvaret for å vedta disse i samsvar med nr. 6 og 7, kan anmode om en endring av disse vilkårene eller metodene.

Forslagene om endring av vilkårene eller metodene skal legges fram for samråd etter framgangsmåten angitt i artikkel 6 og godkjenning etter framgangsmåten angitt i denne artikkel.

13. TSO-er som har ansvaret for å utarbeide vilkårene eller metodene i samsvar med denne forordning, skal offentliggjøre dem på internett etter at de er godkjent av vedkommende myndigheter, eller, dersom en slik godkjenning ikke kreves, etter at de er fastsatt, med mindre opplysningene anses å være fortrolige i samsvar med artikkel 7.

Artikkel 5

Deltakelse fra berørte parter

Byrået skal i nært samarbeid med ENTSO for elektrisk kraft legge til rette for at berørte parter deltar med hensyn til langsiktig kapasitetstildeling og andre aspekter ved gjennomføringen av denne forordning. Dette omfatter regelmessige møter med berørte parter for å identifisere problemer og foreslå forbedringer, særlig knyttet til drift og utvikling av den langsiktige kapasitetstildelingen, herunder harmonisering av auksjonsregler. Dette skal ikke erstatte samrådene med berørte parter i samsvar med artikkel 6.

Artikkel 6

Samråd

1. TSO-er som har ansvaret for å legge fram forslag til vilkår eller metoder eller endringer av disse i samsvar med denne forordning, skal samrå seg med berørte parter, herunder relevante myndigheter i hver medlemsstat, om utkastene til forslag til vilkår eller metoder når dette er uttrykkelig fastsatt i denne forordning. Samrådet skal vare i minst én måned.
2. Forslagene til vilkår eller metoder som legges fram av TSO-ene på unionsplan, skal offentliggjøres og legges fram for samråd på unionsplan. Forslag som legges fram av TSO-er på regionalt plan, skal legges fram for samråd minst på regionalt plan. Parter som legger fram forslag på bilateralt eller multilateralt

plan, skal i det minste samrå seg med de berørte medlemsstatene.

3. Enhetene som har ansvaret for forslaget til vilkår eller metoder, skal ta behørig hensyn til de berørte partenes synspunkter som følge av samrådet som er gjennomført i samsvar med nr. 1, før forslaget legges fram for godkjenning av reguleringsmyndighetene dersom dette kreves i samsvar med artikkel 4, eller før forslaget offentliggjøres i alle andre tilfeller. I alle tilfeller skal det utarbeides og offentliggjøres en klar og godt underbygget begrunnelse for at synspunktene som er framkommet i samrådet, er innarbeidet eller ikke, i god tid før eller samtidig med offentliggjøringen av forslaget til vilkår eller metoder.

Artikkel 7

Taushetsplikt

1. Alle fortrolige opplysninger som mottas, utveksles eller overføres i henhold til denne forordning, skal være underlagt de vilkårene for taushetsplikt som er fastsatt i nr. 2, 3 og 4.
2. Taushetsplikten skal gjelde for alle personer som er omfattet av bestemmelsene i denne forordning.
3. Fortrolige opplysninger som personene nevnt i nr. 2 mottar i embets medfør, kan ikke gis videre til noen annen person eller myndighet, med forbehold for saker som hører inn under nasjonal rett, denne forordnings øvrige bestemmelser og annet relevant unionsregelverk.
4. Med forbehold for saker som hører inn under nasjonal rett eller unionsretten, kan reguleringsmyndigheter, organer eller personer som mottar fortrolige opplysninger i henhold til denne forordning, bruke dem bare når de utøver sine funksjoner i henhold til denne forordning.

Avdeling II

Krav til vilkår og metoder

Kapittel 1

Beregning av langsiktig kapasitet

Avsnitt 1

Allmenne krav

Artikkel 8

Kapasitetsberegningregioner

For denne forordnings formål skal kapasitetsberegningregionene være dem som er opprettet i

henhold til artikkel 15 i forordning (EU) 2015/1222.

Artikkel 9

Tidsrammer for kapasitetsberegning

Alle TSO-er i hver kapasitetsberegningregion skal sikre at langsiktig utvekslingskapasitet mellom budområder beregnes for hver langsiktig kapasitetstildeling og minst for årlige og månedlige tidsrammer.

Avsnitt 2

Metode for kapasitetsberegning

Artikkel 10

Metode for kapasitetsberegning

1. Senest seks måneder etter at den felles metoden for samordnet kapasitetsberegning nevnt i artikkel 9 nr. 7 i forordning (EU) 2015/1222 er godkjent, skal alle TSO-er i hver kapasitetsberegningregion legge fram et forslag til en felles metode for kapasitetsberegning for langsiktige tidsrammer i sin region. Forslaget skal være gjenstand for samråd i samsvar med artikkel 6.
2. Den metoden som benyttes i den felles metoden for kapasitetsberegning, skal være enten en metode for samordnet netto overføringskapasitet eller en flytbasert metode.
3. Metoden for kapasitetsberegning skal være forenlig med den metoden for kapasitetsberegning som er fastsatt for tidsrammene for dagen-før- og intradagmarkedet i henhold til artikkel 21 nr. 1 i forordning (EU) 2015/1222.
4. Det skal tas hensyn til usikkerhetsfaktoren knyttet til tidsrammene for langsiktig kapasitetsberegning ved anvendelse av
 - a) en sikkerhetsanalyse basert på flere scenarier og med bruk av inndata for kapasitetsberegningen, metoden for kapasitetsberegning nevnt i artikkel 21 nr. 1 bokstav b) og valideringen av utvekslingskapasitet mellom budområder som nevnt i artikkel 21 nr. 1 bokstav c) i forordning (EU) 2015/1222, eller
 - b) en statistisk metode basert på historisk utvekslingskapasitet mellom budområder for tidsrammene for dagen-før- eller intradagmarkedet dersom det kan påvises at denne metoden kan
 - i) øke effektiviteten til metoden for kapasitetsberegning,

- ii) ta bedre hensyn til usikkerhetsfaktoren ved beregning av langsiktig utvekslingskapasitet mellom budområder enn sikkerhetsanalysen i henhold til nr. 4 bokstav a),
- iii) øke den økonomiske effektiviteten med samme grad av systemsikkerhet.

5. Alle TSO-er i hver kapasitetsberegningregion kan i fellesskap anvende den flytbaserte metoden for langsiktig kapasitetsberegning på følgende vilkår:
 - a) Den flytbaserte metoden fører til bedre økonomisk effektivitet i kapasitetsberegningregionen med samme grad av systemsikkerhet.
 - b) De flytbaserte resultatene gjennomført og nøyaktighet er bekreftet i kapasitetsberegningregionen.
 - c) TSO-ene gir markedsdeltakerne seks måneder til å tilpasse sine prosesser.
6. Dersom en sikkerhetsanalyse basert på flere scenarier anvendes for å utvikle metoden for kapasitetsberegning i en kapasitetsberegningregion, får kravene til inndata for kapasitetsberegningen, metoden for kapasitetsberegning og valideringen av utvekslingskapasitet mellom budområder som fastsatt i artikkel 21 nr. 1 i forordning (EU) 2015/1222 anvendelse, unntatt artikkel 21 nr. 1 bokstav a) iv) dersom det er relevant.
7. Ved utarbeiding av metoden for kapasitetsberegning skal det tas hensyn til kravene til de alternative framgangsmåtene og kravene fastsatt i artikkel 21 nr. 3 i forordning (EU) 2015/1222.

Artikkel 11

Metode for fastsettelse av pålitelighetsmargin

Forslaget til en felles metode for kapasitetsberegning skal omfatte en metode for pålitelighetsmargin som skal oppfylle kravene fastsatt i artikkel 22 i forordning (EU) 2015/1222.

Artikkel 12

Metoder for grenser for driftssikkerhet og uforutsette hendelser

Forslaget til felles metode for kapasitetsberegning skal omfatte metoder for grenser for driftssikkerhet og uforutsette hendelser som skal oppfylle kravene fastsatt i artikkel 23 nr. 1 og 2 i forordning (EU) 2015/1222.

*Artikkel 13***Metode for produksjonsfordelingsnøkler**

Forslaget til en felles metode for kapasitetsberegning skal omfatte en metode for å bestemme produksjonsfordelingsnøkler som skal oppfylle kravene fastsatt i artikkel 24 i forordning (EU) 2015/1222.

*Artikkel 14***Metode for korrigerende tiltak**

Dersom det tas hensyn til korrigerende tiltak ved den langsiktige kapasitetsberegningen, skal hver TSO sikre at de korrigerende tiltakene er teknisk tilgjengelige i sanntidsdrift og oppfyller kravene fastsatt i artikkel 25 i forordning (EU) 2015/1222.

*Artikkel 15***Metode for validering av utvekslingskapasitet mellom budområder**

Forslaget til en felles metode for kapasitetsberegning skal omfatte en metode for validering av utvekslingskapasitet mellom budområder som skal oppfylle kravene fastsatt i artikkel 26 i forordning (EU) 2015/1222.

*Artikkel 16***Metode for oppdeling av langsiktig utvekslingskapasitet mellom budområder**

1. Senest ved framleggingen av metoden for kapasitetsberegning nevnt i artikkel 10 skal TSO-ene i hver kapasitetsberegningregion i fellesskap utarbeide forslag til en metode for oppdeling av langsiktig utvekslingskapasitet mellom budområder på en samordnet måte mellom ulike langsiktige tidsrammer i den respektive regionen. Forslaget skal være gjenstand for samråd i samsvar med artikkel 6.
2. Metoden for oppdeling av langsiktig utvekslingskapasitet mellom budområder skal oppfylle følgende vilkår:
 - a) Den skal oppfylle markedsdeltakernes behov for finansiell risikohåndtering.
 - b) Den skal være i samsvar med metoden for kapasitetsberegning.
 - c) Det skal ikke føre til konkurransebegrensninger, særlig når det gjelder tilgang til langsiktige transmisjonsrettigheter.

*Avsnitt 3***Felles nettmodell***Artikkel 17***Metode for framlegging av produksjons- og lastdata**

1. Senest seks måneder etter godkjenning av metoden for framlegging av produksjons- og lastdata som er fastsatt for tidsrammene for dagen-før- og intradagmarkedet nevnt i artikkel 9 nr. 6 i forordning (EU) 2015/1222, skal alle TSO-er i fellesskap utarbeide et forslag til en felles metode for framlegging av produksjons- og lastdata med sikte på å levere de produksjons- og lastdataene som kreves for å utarbeide den felles nettmodellen for langsiktige tidsrammer. Forslaget skal være gjenstand for samråd i samsvar med artikkel 6. Metoden skal ta hensyn til og utfylle metoden for framlegging av produksjons- og lastdata i henhold til artikkel 16 i forordning (EU) 2015/1222.
2. Ved utarbeiding av metoden for framlegging av produksjons- og lastdata får kravene fastsatt i artikkel 16 i forordning (EU) 2015/1222 anvendelse.

*Artikkel 18***Metode for den felles nettmodellen**

1. Senest seks måneder etter godkjenning av metoden for den felles nettmodellen som er fastsatt for tidsrammene for dagen-før- og intradagmarkedet nevnt i artikkel 9 nr. 6 i kommisjonsforordning (EU) 2015/1222, skal alle TSO-er i fellesskap utarbeide et forslag til en felles nettmodell for langsiktige tidsrammer. Metoden skal være gjenstand for samråd i samsvar med artikkel 6.
2. Metoden for den felles nettmodellen skal ta hensyn til og utfylle den metoden for felles nettmodell som er utarbeidet i samsvar med artikkel 17 i forordning (EU) 2015/1222. Metoden skal gjøre det mulig å utarbeide en felles nettmodell for tidsrammene for langsiktig kapasitetsberegning i kapasitetsberegningregioner der det anvendes en sikkerhetsanalyse basert på flere scenarier i henhold til artikkel 10.
3. Ved utarbeiding av metoden for den felles nettmodellen får kravene fastsatt i artikkel 17 i forordning (EU) 2015/1222 anvendelse.

*Artikkel 19***Scenarioer**

1. Alle TSO-er i kapasitetsberegningssregioner der sikkerhetsanalyse basert på flere scenarioer i henhold til artikkel 10 benyttes, skal i fellesskap utarbeide et felles sett av scenarioer til bruk i den felles nettmodellen for hver tidsramme for langsiktig kapasitetsberegning.
2. Ved utarbeiding av et felles sett av scenarioer får de relevante kravene fastsatt i artikkel 18 i forordning (EU) 2015/1222 anvendelse.

*Artikkel 20***Individuell nettmodell**

Ved utarbeidelse av den individuelle nettmodellen for en tidsramme for langsiktig kapasitetsberegning i kapasitetsberegningssregioner der det anvendes sikkerhetsanalyse basert på flere scenarioer i henhold til artikkel 10, skal hver TSO anvende kravene fastsatt i artikkel 19 i forordning (EU) 2015/1222.

*Avsnitt 4***Kapasitetsberegningssprosess***Artikkel 21***Alminnelige bestemmelser**

1. Prosessen for sammenslåing av de individuelle nettmodellene utarbeidet i samsvar med artikkel 27 i forordning (EU) 2015/1222 får anvendelse ved sammenslåing av de individuelle nettmodellene til en felles nettmodell for hver langsiktig tidsramme. Senest seks måneder etter godkjenning av metoden for framlegging av produksjons- og lastdata for langsiktige tidsrammer som er nevnt i artikkel 17, og metoden for en felles nettmodell for langsiktige tidsrammer som er nevnt i artikkel 18, skal alle TSO-er i hver kapasitetsberegningssregion i fellesskap utarbeide driftsregler for tidsrammer for langsiktig kapasitetsberegning som utfyller reglene fastsatt for sammenslåing av de individuelle nettmodellene i henhold til artikkel 27 i forordning (EU) 2015/1222.
2. De ansvarlige for samordnet kapasitetsberegning fastsatt i artikkel 27 i forordning (EU) 2015/1222, skal beregne langsiktig utvekslingskapasitet mellom budområder for sin kapasitetsberegningssregion. For dette formål skal alle TSO-er i hver kapasitetsberegningssregion senest seks måneder etter godkjenning av kapasitetsberegningssmetoden for langsik-

tige tidsrammer som er nevnt i artikkel 10, i fellesskap utarbeide driftsregler for tidsrammer for langsiktig kapasitetsberegning som utfyller reglene fastsatt for de ansvarlige for samordnet kapasitetsberegning i henhold til artikkel 27 i forordning (EU) 2015/1222.

3. De relevante kravene fastsatt i artikkel 27 i forordning (EU) 2015/1222 får anvendelse for tidsrammene for langsiktig kapasitetsberegning.

*Artikkel 22***Utarbeidelse av en felles nettmodell**

Prosessen og kravene fastsatt i artikkel 28 i forordning (EU) 2015/1222 for å utarbeide en felles nettmodell får anvendelse ved utarbeiding av den felles nettmodellen for tidsrammer for langsiktig kapasitetsberegning i kapasitetsberegningssregioner, der sikkerhetsanalyse basert på flere scenarioer i henhold til artikkel 10 får anvendelse.

*Artikkel 23***Regionale beregninger av langsiktig utvekslingskapasitet mellom budområder**

1. Når TSO-ene anvender den statistiske metoden i henhold til artikkel 10, skal prosessen for beregning av langsiktig utvekslingskapasitet mellom budområder minst omfatte følgende:
 - a) Et utvalg av historiske datasett om utvekslingskapasiteten mellom budområder fra dagen-før- eller intradagmarkedet fra ett enkelt tidsrom eller et sett av tidsrom med dataene ordnet i en varighetskurve.
 - b) En beregning av kapasitet som tilsvarende risikonivået for det valgte datasettet.
 - c) En beregning av langsiktig utvekslingskapasitet mellom budområder som vil bli tilbudt ved langsiktig kapasitetstildeling, idet det tas hensyn til en margin som gjenspeiler forskjellen mellom historiske verdier for utvekslingskapasitet mellom budområder og anslåtte langsiktige verdier for utvekslingskapasitet mellom budområder.
 - d) Felles regler for å ta hensyn til tilgjengelige opplysninger om planlagte driftsavbrudd, ny infrastruktur og produksjons- og lastmønstre for tidsrammene for langsiktig kapasitetsberegning.
2. Når TSO-ene anvender sikkerhetsanalyse basert på flere scenarioer i henhold til artikkel 10, får kravene fastsatt i artikkel 29 i forordning (EU) 2015/1222, med unntak av artikkel 29 nr. 4 der det er relevant, anvendelse på lang-

siktige tidsrammer for kapasitetsberegning i kapasitetsberegningsregioner.

3. Hver ansvarlig for samordnet kapasitetsberegning skal dele opp den beregnede langsiktige utvekslingskapasiteten mellom budområder for hver langsiktig kapasitetstildeling ved hjelp av metoden for oppdeling av utvekslingskapasitet mellom budområder i henhold til artikkel 16.
4. Hver ansvarlig for samordnet kapasitetsberegning skal legge fram den beregnede langsiktige utvekslingskapasiteten mellom budområder og oppdelingen av langsiktig utvekslingskapasitet mellom budområder for hver TSO i den aktuelle kapasitetsberegningsregionen for validering i samsvar med artikkel 24.

Artikkel 24

Validering og levering av utvekslingskapasitet mellom budområder og oppdeling av utvekslingskapasitet mellom budområder

1. Hver TSO skal validere resultatene av beregningen av langsiktig utvekslingskapasitet mellom budområder ved sine budområdegrenser eller for kritiske nettkomponenter for hver tidsramme for langsiktig kapasitetsberegning i henhold til artikkel 15.
2. Hver TSO skal validere resultatene av beregningen av oppdelingen av langsiktig utvekslingskapasitet mellom budområder ved sine budområdegrenser eller for kritiske nettkomponenter i henhold til artikkel 16.
3. Hver TSO skal sende sin kapasitetsvalidering og validerte oppdeling av denne kapasiteten for hver langsiktig kapasitetstildeling til de berørte ansvarlige for samordnet kapasitetsberegning og til de andre TSO-ene i de aktuelle kapasitetsberegningsregionene.
4. Validert oppdeling av langsiktig utvekslingskapasitet mellom budområder skal legges fram av hver ansvarlig for samordnet kapasitetsberegning med sikte på å utføre langsiktig kapasitetstildeling i henhold til artikkel 29.
5. TSO-er skal på anmodning legge fram for sine reguleringsmyndigheter en rapport som i detalj viser hvordan de har kommet fram til verdien for langsiktig utvekslingskapasitet mellom budområder for en bestemt tidsramme for langsiktig kapasitetsberegning.

Artikkel 25

Samordnet begrensning av utvekslingskapasitet mellom budområder

1. TSO-er skal samordne begrensninger i allerede tildelt langsiktig utvekslingskapasitet mellom budområder dersom begrensningene gjelder en tidsramme på mer enn 48 timer før begynnelsen av leveringsdagen. Ved begrensning av langsiktige transmisjonsrettigheter, herunder nominasjoner med hensyn til slike rettigheter, innen 48 timer før begynnelsen av leveringsdagen skal TSO-er i hver kapasitetsberegningsregion anvende kapasitetsberegningprosessen for dagen-før- og intradagmarkedet som nevnt i artikkel 29 i forordning (EU) 2015/1222.
2. Dersom en TSO må begrense allerede tildelt langsiktig utvekslingskapasitet mellom budområder, skal vedkommende sende en anmodning til den ansvarlige for samordnet kapasitetsberegning om iverksetting av samordnet beregning av nødvendige begrensninger i langsiktig utvekslingskapasitet mellom budområder for kapasitetsberegningregionen. TSO-en skal underbygge sin anmodning med alle relevante opplysninger.
3. Den ansvarlige for samordnet kapasitetsberegning skal legge fram oppdatert utvekslingskapasitet mellom budområder for de berørte TSO-ene for validering.
4. Hver TSO skal validere den oppdaterte utvekslingskapasiteten mellom budområder ved sine budområdegrenser eller for kritiske nettkomponenter i samsvar med artikkel 24.
5. Den ansvarlige for samordnet kapasitetsberegning skal legge fram den validerte oppdaterte utvekslingskapasiteten mellom budområder for berørte TSO-er og den felles tildelingsplattformen med sikte på å gjennomføre begrensningen i henhold til artikkel 53.

Avsnitt 5

Rapport hvert annet år om beregning av kapasitet

Artikkel 26

Rapport hvert annet år om beregning og tildeling av kapasitet

1. Senest to år etter denne forordnings ikrafttredelse skal ENTSO for elektrisk kraft utarbeide en rapport om langsiktig beregning og tildeling av kapasitet og legge den fram for Byrået.

2. Dersom Byrået anmoder om det, skal ENTSO for elektrisk kraft deretter hvert annet år utarbeide en rapport om langsiktig beregning og tildeling av kapasitet. Denne rapporten skal eventuelt legges fram for Byrået sammen med den rapporten om beregning og tildeling av kapasitet som legges fram hvert annet år i henhold til artikkel 31 i forordning (EU) 2015/1222.
3. Rapporten om beregning og tildeling av kapasitet skal for hvert budområde, hver budområdegrense og hver kapasitetsberegningregion minst inneholde følgende:
 - a) Hvilken metode for kapasitetsberegning som er brukt.
 - b) Statistiske indikatorer for pålitelighetsmarginer.
 - c) Statistiske indikatorer for utvekslingskapasitet mellom budområder, når det er relevant, for hver tidsramme for kapasitetsberegning.
 - d) Kvalitetsindikatorer for opplysningene som brukes i kapasitetsberegningen.
 - e) Når det er relevant, foreslåtte tiltak for å forbedre kapasitetsberegningen.
 - f) Anbefalinger om videre utvikling av langsiktig kapasitetsberegning, herunder ytterligere harmonisering av metoder, prosesser og styringsordninger.
4. Etter samråd med Byrået skal alle TSO-er bli enige om felles statistiske indikatorer og kvalitetsindikatorer for rapporten. Byrået kan kreve at disse indikatorene endres, enten før avtalen mellom TSO-ene inngås, eller etter at indikatorene er tatt i bruk.
5. Byrået skal bestemme om hele eller deler av den toårige rapporten skal offentliggjøres.

Kapittel 2

Budområder

Artikkel 27

Alminnelige bestemmelser

1. Budområdene for dagen-før- og intradaghandel får anvendelse ved beregning og tildeling av langsiktig kapasitet.
2. Dersom en budområdegrense ikke lenger finnes, har innehavere av langsiktige transmisjonsrettigheter på denne budområdegrensen rett til tilbakebetaling fra de berørte TSO-ene

på grunnlag av den opprinnelige prisen de har betalt for langsiktige transmisjonsrettigheter.

Kapittel 3

Langsiktig kapasitetstildeling

Avsnitt 1

Alminnelige bestemmelser

Artikkel 28

Generelle prinsipper

Tildelingen av langsiktig kapasitet skal skje på en måte som

- a) bruker prinsippet om marginalprising for å oppnå resultater for hver budområdegrense, anvendelsesretning og markedstidsenhet,
- b) ikke tildeler mer enn den tilbudte langsiktige utvekslingskapasiteten mellom budområder i henhold til artikkel 39,
- c) kan gjentas.

Artikkel 29

Inndata og resultater

1. Den felles tildelingsplattformen skal bruke følgende inndata for å fastsette tildeling av langsiktig kapasitet i samsvar med nr. 2:
 - a) Validert oppdeling av langsiktig utvekslingskapasitet mellom budområder lagt fram av hver ansvarlig for samordnet kapasitetsberegning, og kapasitet i forbindelse med tilbakeførte langsiktige transmisjonsrettigheter i henhold til artikkel 43.
 - b) Bud fra markedsdeltakere.
2. For hver langsiktig kapasitetstildeling skal den felles tildelingsplattformen samtidig fastsette minst følgende resultater for hver budområdegrense, anvendelsesretning og markedstidsenhet:
 - a) Volumet av tildelte langsiktige transmisjonsrettigheter uttrykt i MW.
 - b) Prisen på langsiktige transmisjonsrettigheter i henhold til artikkel 40.
 - c) Effektueringsstatus for budene.
3. Den felles tildelingsplattformen skal sikre at auksjonsresultatene er nøyaktige.
4. Hver TSO skal sikre at auksjonsresultatene stemmer overens med inndata til den felles tildelingsplattformen i samsvar med nr. 1.

Avsnitt 2

Alternativer for finansiell risikohåndtering av overføring mellom budområder

Artikkel 30

Beslutning om muligheter for finansiell risikohåndtering mellom budområder

1. TSO-er ved en budområdegrense skal utstede langsiktige transmisjonsrettigheter med mindre vedkommende reguleringsmyndigheter ved hver budområdegrense har vedtatt samordnede beslutninger om ikke å utstede langsiktige transmisjonsrettigheter ved budområdegrensen. Vedkommende reguleringsmyndigheter for budområdegrensen skal, når de treffer sine beslutninger, rådføre seg med reguleringsmyndighetene i den aktuelle kapasitetsberegningsregionen og ta behørig hensyn til deres synspunkter.
2. Dersom langsiktige transmisjonsrettigheter ikke finnes ved en budområdegrense ved denne forordnings ikrafttredelse, skal vedkommende reguleringsmyndigheter ved budområdegrensen vedta samordnede beslutninger om innføring av langsiktige transmisjonsrettigheter senest seks måneder etter denne forordnings ikrafttredelse.
3. Beslutninger truffet i henhold til nr. 1 og 2 skal bygge på en vurdering som skal fastslå om terminmarkedet for elektrisk kraft har tilstrekkelige muligheter for finansiell risikohåndtering i de aktuelle budområdene. Vurderingen skal utføres på en samordnet måte av vedkommende reguleringsmyndigheter ved budområdegrensen og skal minst omfatte følgende:
 - a) Samråd med markedsdeltakerne om deres behov for muligheter til finansiell risikohåndtering mellom budområder ved de aktuelle budområdegrensene.
 - b) En evaluering.
4. I evalueringen nevnt i nr. 3 bokstav b) skal det undersøkes hvordan engrosmarkedene for elektrisk kraft fungerer, og den skal bygge på gjennomsiktige kriterier som omfatter minst følgende:
 - a) En analyse av hvorvidt produktene eller den kombinasjonen av produkter som tilbys i terminmarkeder, utgjør en sikring mot volatiliteten til dagen-før-prisen i det aktuelle budområdet. Et slikt produkt eller kombinasjonen av produkter skal anses som en egnet sikring mot risikoen for endring av dagen-før-prisen i det aktuelle budområdet dersom det finnes en tilstrekkelig korrelasjon mellom dagen-før-prisen i det aktuelle budområdet og underliggende pris som produktet eller kombinasjonen av produkter avregnes mot.
 - b) En analyse av hvorvidt produktene eller kombinasjonen av produkter som tilbys i terminmarkeder, er effektive. For dette formål skal minst følgende indikatorer vurderes:
 - i) Handelshorisont.
 - ii) Differansen mellom kjøps- og salgskurs.
 - iii) Handlede volumer i forhold til fysisk forbruk.
 - iv) Åpne posisjoner i forhold til fysisk forbruk.
5. Dersom vurderingen nevnt i nr. 3 viser at det er utilstrekkelige muligheter for risikosikring i ett eller flere budområder, skal vedkommende reguleringsmyndigheter også anmode berørte TSO-er om
 - a) å utstede langsiktige transmisjonsrettigheter eller
 - b) å sikre at andre risikosikringsprodukter for langsiktig utvekslingskapasitet mellom budområder gjøres tilgjengelige for å støtte virkemåten til engrosmarkedene for elektrisk kraft.
6. Dersom vedkommende reguleringsmyndigheter velger å utstede en anmodning som nevnt i nr. 5 bokstav b), skal de berørte TSO-ene utarbeide nødvendige ordninger og legge dem fram for vedkommende reguleringsmyndigheters godkjenning senest seks måneder etter anmodningen fra vedkommende reguleringsmyndigheter. De nødvendige ordningene skal gjennomføres senest seks måneder etter vedkommende reguleringsmyndigheters godkjenning. Vedkommende reguleringsmyndigheter kan forlenge gjennomføringen på anmodning fra de berørte TSO-ene med høyst seks måneder.
7. Dersom reguleringsmyndighetene beslutter at langsiktige transmisjonsrettigheter ikke skal utstedes av de berørte TSO-ene, eller at andre risikosikringsprodukter for langsiktig utvekslingskapasitet mellom budområder skal gjøres tilgjengelige av de berørte TSO-ene, får artikkel 16, 28, 29, 31–57, 59 og 61 ikke anvendelse på TSO-ene ved de aktuelle budområdegrensene.
8. Etter en felles anmodning fra TSO-ene ved en budområdegrense eller på eget initiativ, og minst hvert fjerde år, skal vedkommende reguleringsmyndigheter ved budområdegrensen, i

samarbeid med Byrået, gjennomføre en vurdering i samsvar med nr. 3–5.

Artikkel 31

Regional utforming av langsiktige transmisjonsrettigheter

1. Langsiktig utvekslingskapasitet mellom budområder skal tildeles markedsdeltakere av tildelingsplattformen i form av fysiske transmisjonsrettigheter i henhold til UIOSI-prinsippet eller i form av FTR – opsjoner eller FTR – obligasjoner.
2. Alle TSO-er som utsteder langsiktige transmisjonsrettigheter, skal tilby langsiktig utvekslingskapasitet mellom budområder gjennom den felles tildelingsplattformen til markedsdeltakerne, minst for årlige og månedsbaserte tidsrammer. Alle TSO-er i hver kapasitetsberegningregion kan i fellesskap foreslå å tilby langsiktig utvekslingskapasitet mellom budområder for ytterligere tidsrammer.
3. Senest seks måneder etter denne forordnings ikrafttredelse skal TSO-ene i hver kapasitetsberegningregion der langsiktige transmisjonsrettigheter finnes, i fellesskap utarbeide forslag til regional utforming av langsiktige transmisjonsrettigheter som skal utstedes ved hver budområdegrense i kapasitetsberegningregionen.

Senest seks måneder etter de samordnede beslutningene til reguleringsmyndighetene ved budområdegrensen om å innføre langsiktige transmisjonsrettigheter i henhold til artikkel 30 nr. 2, skal TSO-ene i den berørte kapasitetsberegningregionen i fellesskap utarbeide et forslag til regional utforming av langsiktige transmisjonsrettigheter som skal utstedes ved hver budområdegrense i den berørte kapasitetsberegningregionen.

Reguleringsmyndighetene i medlemsstater der den nåværende regionale utformingen av langsiktige transmisjonsrettigheter er en del av en TSO-ordning for spesialregulering over landegrensene som skal sikre at driften holder seg innenfor grensene for driftssikkerhet, kan beslutte å opprettholde fysiske langsiktige transmisjonsrettigheter ved sine budområdegrenser.
4. Forslagene nevnt i nr. 3 skal inneholde en tidsplan for gjennomføringen og minst en beskrivelse av følgende elementer angitt i tildelingsreglene:
 - a) Typen langsiktige transmisjonsrettigheter.

- b) Tidsrammer for langsiktig kapasitetstildeling.
 - c) Produkttype (basislast, høy last, lav last).
 - d) De budområdegrensene som skal dekkes.
5. Forslagene skal være gjenstand for samråd i samsvar med artikkel 6. For de foreslåtte langsiktige transmisjonsrettighetene som skal utstedes, skal hver TSO ta behørig hensyn til resultatet av samrådet.
6. Tildeling av fysiske transmisjonsrettigheter og FTR – opsjoner samtidig ved samme budområdegrense er ikke tillatt. Tildeling av fysiske transmisjonsrettigheter og FTR – obligasjoner samtidig ved samme budområdegrense er ikke tillatt.
7. En gjennomgåelse av langsiktige transmisjonsrettigheter tilbudt ved en budområdegrense kan iverksettes av
 - a) alle reguleringsmyndigheter ved budområdegrensen, på eget initiativ, eller
 - b) alle reguleringsmyndigheter ved budområdegrensen på grunnlag av en anbefaling fra Byrået eller en felles anmodning fra alle TSO-ene ved den aktuelle budområdegrensen.
8. Alle TSO-er i hver kapasitetsberegningregion har ansvaret for å foreta den gjennomgåelsen som er fastsatt i nr. 9.
9. Hver TSO som deltar i gjennomgåelsen av langsiktige transmisjonsrettigheter, skal
 - a) vurdere de tilbudte langsiktige transmisjonsrettighetene, idet det tas hensyn til kjennetegnene i nr. 4,
 - b) dersom det anses nødvendig, foreslå alternative langsiktige transmisjonsrettigheter, idet det tas hensyn til resultatet av vurderingen i bokstav a),
 - c) gjennomføre et samråd i samsvar med artikkel 6 om
 - i) resultatene av vurderingen av de tilbudte langsiktige transmisjonsrettighetene,
 - ii) dersom det er relevant, forslaget til alternative langsiktige transmisjonsrettigheter.
10. På grunnlag av samrådet nevnt i nr. 9 bokstav c) og innen tre måneder etter utstedelsen av beslutningen om å innlede en gjennomgåelse, skal TSO-ene i den aktuelle kapasitetsberegningregionen i fellesskap legge fram et forslag for vedkommende reguleringsmyndigheter om å beholde eller endre typen langsiktige transmisjonsrettigheter.

*Artikkel 32***Fysiske transmisjonsrettigheter**

1. Hver innehaver av fysiske transmisjonsrettigheter har rett til å nominere alle eller en del av sine fysiske transmisjonsrettigheter i henhold til artikkel 36.
2. Dersom innehavere av fysiske transmisjonsrettigheter ikke foretar en nominasjon innen fristen fastsatt i nominasjonsreglene, har de rett til å motta godtgjøring i samsvar med artikkel 35.

*Artikkel 33***Finansielle transmisjonsrettigheter – opsjoner**

1. Innehavere av FTR – opsjoner har rett til å motta godtgjøring i samsvar med artikkel 35.
2. Gjennomføringen av FTR – opsjoner forutsetter anvendelse av dagen-før-priskopling i samsvar med artikkel 38–50 i forordning (EU) 2015/1222.

*Artikkel 34***Finansielle transmisjonsrettigheter – obligasjoner**

1. Innehavere av FTR – obligasjoner har rett til å motta eller forpliktelse til å betale den økonomiske godtgjøringen i henhold til artikkel 35.
2. Gjennomføringen av FTR – obligasjoner forutsetter anvendelse av dagen-før-priskopling i samsvar med artikkel 38–50 i forordning (EU) 2015/1222.

*Artikkel 35***Prinsipper for godtgjøring for langsiktige transmisjonsrettigheter**

1. De berørte TSO-ene som foretar tildeling av transmisjonsrettigheter ved en budområdegrense gjennom den felles tildelingsplattformen, skal gi innehaverne av langsiktige transmisjonsrettigheter godtgjøring dersom prisforskjellen er positiv i retning av de langsiktige transmisjonsrettighetene.
2. Innehavere av FTR – obligasjoner skal gi de berørte TSO-ene godtgjøring gjennom den felles tildelingsplattformen som tildelingsgrense dersom prisforskjellen er negativ i retning av FTR – obligasjoner.
3. Godtgjøringen av langsiktige transmisjonsrettigheter i nr. 1 og 2 skal overholde følgende prinsipper:

a) Når utvekslingskapasiteten mellom budområder tildeles gjennom implisitt tildeling eller en annen metode som følge av en situasjon med alternativ framgangsmåte innenfor tidsrammen for dagen-før-markedet, skal godtgjøringen av langsiktige transmisjonsrettigheter være lik prisspennet i markedet.

b) Når utvekslingskapasiteten mellom budområder tildeles gjennom eksplisitt auksjon innenfor tidsrammen for dagen-før-markedet, skal godtgjøringen av langsiktige transmisjonsrettigheter være lik likevektsprisen på den daglige auksjonen.

4. Dersom tildelingsbegrensninger på overføringsforbindelser mellom budområder er tatt med i prosessen for kapasitetstildeling på dagen-før-markedet i samsvar med artikkel 23 nr. 3 i forordning (EU) 2015/1222, kan de tas i betraktning ved beregning av godtgjøringen av langsiktige transmisjonsrettigheter i henhold til nr. 3.

*Avsnitt 3***Framgangsmåter for nominering av fysiske transmisjonsrettigheter***Artikkel 36***Alminnelige bestemmelser om nominering av fysiske transmisjonsrettigheter**

1. Dersom TSO-ene utsteder og anvender fysiske transmisjonsrettigheter ved budområdegrensene, skal de gjøre det mulig for innehavere av fysiske transmisjonsrettigheter og/eller deres motparter å nominere sine planer for utveksling av elektrisk kraft. Innehavere av fysiske transmisjonsrettigheter kan tillate at kvalifiserte tredjeparter nominerer sine planer for utveksling av elektrisk kraft på deres vegne i tråd med nominasjonsreglene i henhold til nr. 3.
2. Senest 12 måneder etter denne forordnings ikrafttredelse skal alle TSO-er som utsteder fysiske transmisjonsrettigheter ved en budområdegrense, legge fram for de relevante reguleringsmyndigheters godkjenning et forslag til nominasjonsregler for planer for utveksling av elektrisk kraft mellom budområder. Forslaget skal være gjenstand for samråd i samsvar med artikkel 6. Nominasjonsreglene skal inneholde minst følgende opplysninger:
 - a) Retten for en innehaver av fysiske transmisjonsrettigheter til å nominere planer for utveksling av elektrisk kraft.

- b) Tekniske minstekrav til nomineringen.
 - c) Beskrivelse av nominasjonsprosessen.
 - d) Tidsplan for nominasjonen.
 - e) Format for nominasjonen og kommunikasjonen.
3. Alle TSO-er skal gradvis harmonisere nominasjonsreglene for alle budområdegrenser der fysiske transmisjonsrettigheter anvendes.
 4. Innehavere av fysiske transmisjonsrettigheter, eventuelt deres motparter eller en godkjent tredjepart som opptrer på deres vegne, skal nominere alle eller deler av sine fysiske transmisjonsrettigheter mellom budområder i samsvar med nominasjonsreglene.
 5. Dersom tildelingsbegrensninger på overføringsforbindelser mellom budområder er tatt med i prosessen for kapasitetstildeling på dagen-før-markedet i samsvar med artikkel 23 nr. 3 i forordning (EU) 2015/1222, skal de tas i betraktning i forslaget til nominasjonsregler nevnt i nr. 2.

Avsnitt 4

Prosser og drift

Artikkel 37

Vilkår for deltakelse i langsiktig kapasitetstildeling

1. Markedsdeltakerne skal være registrert på den felles tildelingsplattformen og oppfylle alle krav til godkjenning i henhold til de harmoniserte tildelingsreglene før de har rett til å delta i auksjoner eller overdra sine langsiktige transmisjonsrettigheter. Kravene til godkjenning skal overholde prinsippene om likebehandling og innsyn.
2. Når en markedsdeltaker søker om registrering, skal den felles tildelingsplattformen underrette markedsdeltakeren om denne oppfyller alle kravene til godkjenning og har rett til å delta i auksjoner eller overdra sine langsiktige transmisjonsrettigheter fra en bestemt dato.
3. Markedsdeltakerne skal fullt ut overholde de harmoniserte tildelingsreglene. De skal oppdatere alle opplysninger knyttet til sin deltakelse og skal uten opphold underrette den felles tildelingsplattformen om alle endringer i disse opplysningene.
4. Den felles tildelingsplattformen har rett til å suspendere eller tilbakekalle en markedsdeltakers rett til å delta i auksjoner eller overdra

sine langsiktige transmisjonsrettigheter etter en overtredelse av avtaleforpliktelsene i henhold til de harmoniserte tildelingsreglene.

5. Midlertidig oppheving eller tilbakekalling av markedsdeltakerens rett til å delta i auksjoner eller overdra sine langsiktige transmisjonsrettigheter i henhold til de harmoniserte tildelingsreglene, fritar ikke en markedsdeltaker eller den felles tildelingsplattformen fra de forpliktelsene som følger av langsiktige transmisjonsrettigheter som er tildelt og betalt før den midlertidige opphevingen eller tilbakekallingen.

Artikkel 38

Framlegging av inndata til den felles tildelingsplattformen

Hver TSO skal sikre at validert oppdeling av langsiktig utvekslingskapasitet mellom budområder gis til den felles tildelingsplattformen før offentliggjøringen av auksjonsspesifikasjonen i samsvar med artikkel 39.

Artikkel 39

Gjennomføring av langsiktig kapasitetstildeling

1. Innen fristen fastsatt i de harmoniserte tildelingsreglene for hver langsiktig kapasitetstildeling skal en auksjonsspesifikasjon som inneholder minst følgende opplysninger utarbeides og offentliggjøres på den felles tildelingsplattformen:
 - a) Dato og klokkeslett for auksjonens åpnings- og stenetid.
 - b) Validert oppdeling av langsiktig utvekslingskapasitet mellom budområder og typen langsiktige transmisjonsrettigheter som skal auksjoneres.
 - c) Budformat.
 - d) Dato og klokkeslett for offentliggjøring av auksjonsresultater.
 - e) Frist for å bestride auksjonsresultatene.
2. Den offentliggjorte langsiktige utvekslingskapasiteten mellom budområder skal ikke endres i løpet av et tidsrom før budfristen går ut for auksjonen. De harmoniserte tildelingsreglene skal angi dette tidsrommet.
3. Hver markedsdeltaker skal inngi sine bud til den felles tildelingsplattformen før stenetid og i samsvar med vilkårene fastsatt i auksjonsspesifikasjonen.
4. Den felles tildelingsplattformen skal sikre fortløpende behandling av inngitte bud.

*Artikkel 40***Prising av langsiktige transmisjonsrettigheter**

Prisen på langsiktige transmisjonsrettigheter for hver budområdegrense, anvendelsesretning og markedstidsenhet skal bestemmes på grunnlag av prinsippet om marginalprising og uttrykkes i euro per megawatt. Dersom etterspørselen etter langsiktig utvekslingskapasitet mellom budområder for en budområdegrense, anvendelsesretning og markedstidsenhet er lavere enn eller lik den tilbudte langsiktige utvekslingskapasiteten mellom budområder, skal prisen være null.

*Artikkel 41***Økonomiske krav og oppgjør**

1. Den felles tildelingsplattformen skal ha framgangsmåter for fakturering eller selvfakturering for debet- eller kredittoppgjør som følge av tildelingen av langsiktige transmisjonsrettigheter, tilbakeføring av langsiktige transmisjonsrettigheter og godtgjøring av langsiktige transmisjonsrettigheter. De harmoniserte tildelingsreglene skal angi disse framgangsmåtene.
2. For å kunne delta i auksjoner skal en markedsdeltaker ha tilstrekkelig sikkerhetsstillelse til å sikre bud og tildelte langsiktige transmisjonsrettigheter i samsvar med vilkårene fastsatt i de harmoniserte tildelingsreglene.

*Artikkel 42***Fastsettelse av alternative framgangsmåter**

1. Dersom den langsiktige kapasitetstildelingen ikke gir resultater, skal standard alternativ framgangsmåte være utsettelse av den langsiktige kapasitetstildelingen.
2. Alle TSO-er i hver kapasitetsberegningregion har rett til å gjennomføre andre samordnede alternative løsninger. I slike tilfeller skal alle TSO-er i hver kapasitetsberegningregion utarbeide et samordnet forslag til pålitelige alternative framgangsmåter.

*Artikkel 43***Tilbakeføring av langsiktige transmisjonsrettigheter**

1. Innehavere av langsiktige transmisjonsrettigheter kan tilbakeføre sine langsiktige transmisjonsrettigheter til berørte TSO-er gjennom den felles tildelingsplattformen for etterfølgende langsiktig kapasitetstildeling.

2. Innehavere av langsiktige transmisjonsrettigheter som er villige til å tilbakeføre sine langsiktige transmisjonsrettigheter for etterfølgende langsiktig kapasitetstildeling, skal underrette om dette, direkte eller indirekte gjennom en tredjepart, på den felles tildelingsplattformen som fastsatt i de harmoniserte tildelingsreglene.
3. Innehavere av langsiktige transmisjonsrettigheter som tilbakefører sine langsiktige transmisjonsrettigheter, skal godtgjøres, direkte eller indirekte gjennom en tredjepart, av de berørte TSO-ene gjennom den felles tildelingsplattformen. Slik godtgjøring skal være lik den prisen som følger av den auksjonen der de langsiktige transmisjonsrettighetene tildeles på nytt.

*Artikkel 44***Overdragelse av langsiktige transmisjonsrettigheter**

1. Innehavere av langsiktige transmisjonsrettigheter har rett til å overdra alle eller deler av sine langsiktige transmisjonsrettigheter til andre markedsdeltakere i samsvar med de harmoniserte tildelingsreglene.
2. Reglene om tillatelighet og en liste over markedsdeltakere som er registrert på den felles tildelingsplattformen og har rett til å overdra langsiktige transmisjonsrettigheter, skal offentliggjøres på den felles tildelingsplattformen.
3. Innehavere av langsiktige transmisjonsrettigheter skal underrette om overdragelsen av langsiktige transmisjonsrettigheter, direkte eller indirekte gjennom en tredjepart, på den felles tildelingsplattformen i samsvar med de harmoniserte tildelingsreglene.
4. Markedsdeltakere som erverver disse langsiktige transmisjonsrettighetene, skal i samsvar med de harmoniserte tildelingsreglene, direkte eller indirekte gjennom en tredjepart, bekrefte på den felles tildelingsplattformen underretningen sendt av den forrige innehaveren av langsiktige transmisjonsrettigheter.

*Artikkel 45***Framlegging av resultater**

1. Den felles tildelingsplattformen skal underrette TSO-ene, som har ansvaret for den budområdegrensen som de langsiktige transmisjonsrettighetene er knyttet til, markedsdeltakerne og innehaverne av langsiktige transmisjonsrettigheter om resultatet av den langsiktige kapasitetstildelingen innen tidsfristen fastsatt i auksjonsspesifikasjonen.

2. Den felles tildelingsplattformen skal underrette markedsdeltakerne om effektueringsstatus og likevektspriser for deres bud.

Artikkel 46

Iverksetting av alternative framgangsmåter

1. Dersom den felles tildelingsplattformen ikke er i stand til å legge fram auksjonsspesifikasjonen i samsvar med artikkel 39 eller en del av eller alle resultatene av den langsiktige kapasitetstildelingen innen tidsfristen angitt i de harmoniserte tildelingsreglene, skal TSO-ene som har ansvaret for budområdegrensen, iverksette de alternative framgangsmåtene fastsatt i henhold til artikkel 42.
2. Så snart en manglende framlegging omhandlet i nr. 1 er konstatert, skal den felles tildelingsplattformen underrette TSO-ene som har ansvaret for budområdegrensen. Den felles tildelingsplattformen skal underrette markedsdeltakerne om at alternative framgangsmåter kan bli brukt.

Artikkel 47

Offentliggjøring av markedsopplysninger

1. Som et minimum skal følgende opplysninger for hver budområdegrense og anvendelsesretning offentliggjøres på den felles tildelingsplattformen:
 - a) Auksjonsspesifikasjonen i samsvar med artikkel 39.
 - b) En veiledende auksjonskalender som angir typen langsiktige transmisjonsrettigheter som tilbys, og datoene for når de langsiktige transmisjonsrettighetene skal tilbys til markedsdeltakere.
 - c) Resultatene av den langsiktige kapasitetsberegningen i samsvar med artikkel 29.
 - d) Antall markedsdeltakere ved hver auksjon.
 - e) Liste over markedsdeltakere som har rett til å overdra langsiktige transmisjonsrettigheter.
 - f) Kontaktopplysninger for den felles tildelingsplattformen.
2. De berørte TSO-ene skal gjennom den felles tildelingsplattformen offentliggjøre de opplysningene som kreves i nr. 1, i samsvar med tidsplanen fastsatt i auksjonsspesifikasjonen og i forordning (EU) nr. 543/2013.
3. Den felles tildelingsplattformen skal sikre at historikkopplysninger for et tidsrom på minst fem år offentliggjøres.

Kapittel 4

Felles tildelingsplattform

Artikkel 48

Opprettelse

1. Alle TSO-er skal sikre at den felles tildelingsplattformen er i drift og overholder funksjonskravene angitt i artikkel 49 senest tolv måneder etter godkjenningen av forslaget til et felles sett med krav og opprettelse av den felles tildelingsplattformen. Vedkommende reguleringsmyndigheter kan forlenge denne fristen på anmodning fra berørte TSO-er på grunn av forsinkelser knyttet til framgangsmåter for offentlige innkjøp med et tidsrom på høyst seks måneder.
2. Langsiktig kapasitetstildeling på overføringsforbindelser for likestrøm skal finne sted på den felles tildelingsplattformen senest 24 måneder etter godkjenning som nevnt i nr. 1.

Artikkel 49

Funksjonskrav

1. Innen seks måneder etter denne forordnings ikrafttredelse skal alle TSO-er inngi til alle reguleringsmyndigheter et felles forslag til et sett med krav og opprettelse av en felles tildelingsplattform. Forslaget skal identifisere ulike alternativer for opprettelse og styring av den felles tildelingsplattformen, herunder utvikling ved TSO-ene eller tredjeparter på deres vegne. TSO-enes forslag skal omfatte de generelle oppgavene med den felles tildelingsplattformen som fastsatt i artikkel 50 og kravene om kostnadsdekning i samsvar med artikkel 59.
2. Funksjonskravene til den felles tildelingsplattformen skal minst omfatte følgende:
 - a) Forventede budområdegrenser som skal dekkes.
 - b) De leverte tjenestenes tekniske tilgjengelighet og pålitelighet.
 - c) Driftsprosessene.
 - d) Produktene som skal tilbys.
 - e) Tidsrammene for langsiktig kapasitetstildeling.
 - f) Tildelingsmetodene og -algoritmene.
 - g) Prinsippene for økonomisk oppgjør og risikohåndtering av tildelte produkter.
 - h) En harmonisert avtaleramme for markedsdeltakerne.
 - i) Datagrensesnitt.

*Artikkel 50***Generelle oppgaver**

De berørte TSO-ene skal benytte den felles tildelingsplattformen minst for følgende formål:

- a) Registrering av markedsdeltakere.
- b) Som felles kontaktpunkt for markedsdeltakerne.
- c) Gjennomføring av auksjonsprosedyrene.
- d) Det økonomiske oppgjøret for tildelte langsiktige transmisjonsrettigheter med markedsdeltakere, herunder forvaltning av sikkerhetsstilelse.
- e) Samarbeid med en clearingsentral, dersom det kreves i de felles reglene for gjennomføringen av FTR – obligasjoner i henhold til artikkel 34.
- f) Organisering av en alternativ framgangsmåte i henhold til artikkel 42 og 46.
- g) Skape mulighet for tilbakeføring av langsiktige transmisjonsrettigheter i henhold til artikkel 43.
- h) Tilrettelegging av overdragelse av langsiktige transmisjonsrettigheter i henhold til artikkel 44.
- i) Offentliggjøring av markedsopplysninger i henhold til artikkel 47.
- j) Levering og drift av grensesnitt for datautveksling med markedsdeltakerne.

*Kapittel 5***Harmoniserte tildelingsregler***Artikkel 51***Innføring av harmoniserte tildelingsregler**

1. Innen seks måneder etter denne forordnings ikrafttredelse skal alle TSO-er i fellesskap utarbeide et forslag til harmoniserte tildelingsregler for langsiktige transmisjonsrettigheter i henhold til artikkel 52 nr. 2. Forslaget skal være gjenstand for samråd i samsvar med artikkel 6. Dette forslaget skal omfatte særlige regionale krav og særlige krav til budområde-grenser dersom de utarbeides av TSO-ene i hver kapasitetsberegningregion i henhold til artikkel 52 nr. 3.
2. Når de regionale kravene har trådt i kraft, har de forrang for de generelle kravene fastsatt i de harmoniserte tildelingsreglene. Dersom de generelle kravene i de harmoniserte tildelingsreglene endres og legges fram for alle reguleringsmyndighetene for godkjenning, skal de regionale kravene også legges fram for reguleringsmyndighetene for godkjenning i den berørte kapasitetsberegningregionen.

*Artikkel 52***Krav til de harmoniserte tildelingsreglene**

1. Kravene til de harmoniserte tildelingsreglene for langsiktige transmisjonsrettigheter skal omfatte fysiske transmisjonsrettigheter, FTR – opsjoner og FTR – obligasjoner. TSO-ene skal vurdere og ta behørig hensyn til særtrekkene for ulike typer produkter.
2. De harmoniserte tildelingsreglene for langsiktige transmisjonsrettigheter skal følge prinsippene om likebehandling og gjennomsiktighet, og minst inneholde følgende generelle krav:
 - a) Harmoniserte definisjoner og virkeområde.
 - b) En avtaleramme mellom den felles tildelingsplattformen og markedsdeltakerne, herunder bestemmelser om gjeldende rett, gjeldende språk, fortrolighet, tvisteløsningsordninger, ansvar og *force majeure*.
 - c) Harmoniserte UIOSI-bestemmelser når det gjelder fysiske transmisjonsrettigheter i henhold til artikkel 32.
 - d) En beskrivelse av de typene langsiktige transmisjonsrettigheter som tilbys, herunder godtgjøringsprinsippene i henhold til artikkel 35.
 - e) Prinsippbeskrivelse av gjeldende nominasjonsregler i henhold til artikkel 36.
 - f) Harmoniserte bestemmelser om berettigelse og rett, midlertidig oppheving og fornyelse samt kostnadene ved deltakelse i henhold til artikkel 37.
 - g) En beskrivelse av prosessen for langsiktig kapasitetstildeling, herunder minst bestemmelser om auksjonsspesifikasjon, inngivelse av bud, offentliggjøring av auksjonsresultater, innsigelsesfrist og alternative framgangsmåter i henhold til artikkel 37, 38, 39, 42, 43 og 44.
 - h) Harmoniserte bestemmelser om økonomiske krav og oppgjør i henhold til artikkel 41.
 - i) Harmoniserte bestemmelser om tilbakeføring av langsiktige transmisjonsrettigheter i henhold til artikkel 43.
 - j) Harmoniserte bestemmelser om underretning om overdragelse av langsiktige transmisjonsrettigheter i henhold til artikkel 44.
 - k) Bestemmelser om bindende fastsatt kapasitet og kompensasjonsregler i henhold til artikkel 53 og artikkel 55.
 - l) Harmoniserte bestemmelser om avregningspolitikk og økonomisk sikkerhetsstilelse for FTR – obligasjoner, dersom det er relevant.

3. De harmoniserte tildelingsreglene kan også inneholde særlige regionale krav eller særlige krav knyttet til budområdegrenser, særlig med hensyn til, men ikke begrenset til følgende:
 - a) En beskrivelse av typen langsiktige transmisjonsrettigheter som tilbys ved hver budområdegrense i kapasitetsberegningsregionen i henhold til artikkel 31.
 - b) Typen langsiktige transmisjonsrettigheter for godtgjøringsordningen som skal anvendes for hver budområdegrense i kapasitetsberegningsregionen i samsvar med tildelingen innenfor tidsrammen for dagen-før-markedet i henhold til artikkel 35.
 - c) Gjennomføringen av alternative samordnede regionale løsninger i henhold til artikkel 42.
 - d) De regionale kompensasjonsreglene som fastsetter regionale ordninger for bindende fastsatt kapasitet i henhold til artikkel 55.

Kapittel 6

Bindende fastsatt utvekslingskapasitet som er tildelt mellom budområder

Artikkel 53

Alminnelige bestemmelser om bindende fastsatt kapasitet

1. Alle TSO-er har rett til å begrense langsiktige transmisjonsrettigheter for å sikre at driften holder seg innenfor grensene for driftssikkerhet før fristen for bindende fastsettelse av kapasitet på dagen-før-markedet. Dersom TSO-ene begrenser langsiktige transmisjonsrettigheter, skal de rapportere dette til de respektive reguleringsmyndighetene samt offentliggjøre de faktiske årsakene til begrensningen.
2. De berørte TSO-ene ved hver budområdegrense der langsiktige transmisjonsrettigheter er blitt begrenset, skal utbetale en kompensasjon til innehavere av begrensede langsiktige transmisjonsrettigheter som tilsvarer prispennet i markedet.

Artikkel 54

Definisjon av tak

1. De berørte TSO-ene ved en budområdegrense kan foreslå et tak for samlet kompensasjon som skal utbetales til alle innehavere av begrensede langsiktige transmisjonsrettigheter i det aktuelle kalenderåret, eller den aktu-

elle kalendermåneden når det gjelder overføringsforbindelser for likestrøm.

2. Taket skal ikke være lavere enn det samlede beløpet for flaskehalsinntekter som innkreves av de berørte TSO-ene ved budområdegrensen i det aktuelle kalenderåret. For overføringsforbindelser for likestrøm kan TSO-er foreslå et tak som ikke er lavere enn samlede flaskehalsinntekter som de berørte TSO-ene ved budområdegrensen innkrever i den aktuelle kalendermåneden.
3. For flere overføringsforbindelser som drives av forskjellige TSO-er ved samme budområdegrense, og som er underlagt ulike typer regelverk under tilsyn av reguleringsmyndigheter, kan samlede flaskehalsinntekter som brukes for å beregne taket på kompensasjonen i henhold til nr. 2, holdes separat for hver overføringsforbindelse. En slik oppdeling skal foreslås av de berørte TSO-ene og godkjennes av vedkommende reguleringsmyndigheter.

Artikkel 55

Kompensasjonsregler

Dersom TSO-er har til hensikt å anvende et tak som nevnt i artikkel 54, skal de i fellesskap foreslå et sett med kompensasjonsregler med hensyn til det anvendte taket.

Artikkel 56

Bindende fastsatt kapasitet ved force majeure

1. Ved *force majeure* kan TSO-ene begrense langsiktige transmisjonsrettigheter. Slik begrensning skal foretas på en samordnet måte etter at alle direkte berørte TSO-er er blitt underrettet om dette.
2. En TSO som påberoper seg *force majeure*, skal offentliggjøre en kunngjøring som redegjør for arten av *force majeure*, og for hvor lenge situasjonen forventes å vare.
3. Ved begrensning på grunn av *force majeure* skal de berørte innehavere av langsiktige transmisjonsrettigheter motta en kompensasjon for varigheten av *force majeure* fra den TSO-en som påberoper seg *force majeure*. I dette tilfellet skal kompensasjonen være lik det beløpet som opprinnelig ble betalt for de berørte langsiktige transmisjonsrettighetene under den langsiktige tildelingsprosessen.
4. TSO-en som påberoper seg *force majeure*, skal gjøre sitt ytterste for å begrense konsekvensene og varigheten av *force majeure*.

5. Dersom en medlemsstat har fastsatt bestemmelser om dette, skal den nasjonale reguleringsmyndigheten på anmodning fra TSO-en vurdere om en hendelse kan betegnes som *force majeure*.

Kapittel 7

Fordeling av flaskehalsinntekter

Artikkel 57

Metode for fordeling av flaskehalsinntekter

1. Innen seks måneder etter at metoden for fordeling av flaskehalsinntektene nevnt i artikkel 9 nr. 6 i forordning (EU) 2015/1222 er godkjent, skal alle TSO-er i fellesskap utarbeide et forslag til en metode for fordeling av flaskehalsinntekter fra langsiktig kapasitetstildeling.
2. Når metoden nevnt i nr. 1 utarbeides, skal TSO-ene ta hensyn til metoden for fordeling av flaskehalsinntekter utarbeidet i samsvar med artikkel 73 i forordning (EU) 2015/1222.
3. Ved utarbeiding av metoden for fordeling av flaskehalsinntekter fra langsiktig kapasitetstildeling får kravene fastsatt i artikkel 73 i forordning (EU) 2015/1222 anvendelse.

Kapittel 8

Kostnadsdekning

Artikkel 58

Alminnelige bestemmelser om kostnadsdekning

1. Kostnader som påløper for TSO-er som følge av forpliktelsene i denne forordning, skal vurderes av alle reguleringsmyndigheter.
2. Kostnader som vurderes som rimelige, effektive og forholdsmessige, skal dekkes i rimelig tid gjennom nettariffer eller andre egnede ordninger som fastsatt av vedkommende reguleringsmyndigheter.
3. Dersom reguleringsmyndighetene anmoder om det, skal de berørte TSO-ene innen tre måneder etter anmodningen legge fram de opplysningene som er nødvendige for å gjøre det lettere å vurdere påløpte kostnader.

Artikkel 59

Kostnader ved opprettelse, utvikling og drift av den felles tildelingsplattformen

Alle TSO-er som utsteder langsiktige transmisjonsrettigheter på den felles tildelingsplattformen, skal i fellesskap dekke kostnadene knyttet til opp-

rettelse og drift av den felles tildelingsplattformen. Innen seks måneder etter denne forordnings ikrafttredelse skal alle TSO-ene foreslå en metode for deling av disse kostnadene, som skal være rimelige, effektive og forholdsmessige, for eksempel på grunnlag av prinsipper som tilsvarer dem fastsatt i artikkel 80 i forordning (EU) 2015/1222.

Artikkel 60

Kostnader ved opprettelse og drift av den samordnede kapasitetsberegningsprosessen

1. Hver TSO skal hver for seg dekke sine kostnader ved framlegging av inndata til kapasitetsberegningsprosessen.
2. Alle TSO-er skal i fellesskap dekke kostnadene ved opprettelse og drift av sammenslåingen av de individuelle nettmodellene.
3. Alle TSO-er i hver kapasitetsberegningregion skal dekke kostnadene ved opprettelse og drift av den enheten som er ansvarlig for samordnet kapasitetsberegning.

Artikkel 61

Kostnader for å sikre bindende fastsatt kapasitet og godtgjøring av langsiktige transmisjonsrettigheter

1. Kostnadene for å sikre bindende fastsatt kapasitet skal omfatte kostnader ved kompensasjonsordningene i forbindelse med sikring av bindende fastsatt utvekslingskapasitet mellom budområder samt kostnadene ved spesialregulering, mothandel og ubalanse i forbindelse med godtgjøring til markedsdeltakere, og skal dekkes av TSO-ene i den grad det er mulig, i samsvar med artikkel 16 nr. 6 bokstav a) i forordning (EF) nr. 714/2009.
2. Ved fastsettelse eller godkjenning av overføringstariffer eller annen passende ordning i samsvar med artikkel 37 nr. 1 bokstav a) i direktiv 2009/72/EF, og idet det tas hensyn til artikkel 14 nr. 1 i forordning (EF) nr. 714/2009, skal reguleringsmyndighetene vurdere kompensasjonen som støtteberettigede kostnader, forutsatt at de er rimelige, effektive og forholdsmessige.
3. Innen seks måneder etter at metoden for fordeling av flaskehalsinntekter nevnt i artikkel 57 er godkjent, skal alle TSO-ene i fellesskap utarbeide en metode for fordeling av påløpte kostnader til sikring av bindende fastsatt kapasitet og godtgjøring av langsiktige transmisjonsrettigheter. Denne metoden skal være i samsvar med metoden for fordeling av flaske-

halsinntekter fra langsiktig kapasitetstildeling som nevnt i artikkel 57.

Avdeling III

Delegering av oppgaver og overvåking

Artikkel 62

Delegering av oppgaver

1. En TSO kan delegerer alle eller deler av en oppgave den er tildelt i henhold til denne forordning, til én eller flere tredjeparter dersom tredjeparten kan utføre den aktuelle oppgaven minst like effektivt som den delegerende TSO-en. Den delegerende TSO-en skal beholde ansvaret for at forpliktelsene i henhold til denne forordning overholdes, herunder sikre at reguleringsmyndigheten har tilgang til de opplysningene de trenger for å kunne utføre sine overvåkingsoppgaver.
2. Før delegeringen skal vedkommende tredjepart tydelig ha vist sin evne til å oppfylle alle forpliktelsene i denne forordning overfor den delegerende TSO-en.
3. Dersom alle eller deler av oppgavene angitt i denne forordning delegeres til en tredjepart, skal den delegerende TSO-en sikre at det er inngått hensiktsmessige avtaler om fortrolighet i samsvar med den delegerende TSO-ens taushetsplikt, før delegeringen finner sted.

Artikkel 63

Overvåking

1. ENTSO for elektrisk kraft skal overvåke gjennomføringen av langsiktig kapasitetstildeling og opprettelse av den felles tildelingsplattformen i samsvar med artikkel 8 nr. 8 i forordning (EF) nr. 714/2009. Overvåkingen skal særlig omfatte følgende:
 - a) Framdriften og mulige problemer med gjennomføringen av langsiktig kapasitetstildeling, herunder rettferdig og åpen tilgang for markedsdeltakere til langsiktige transmisjonsrettigheter.
 - b) Effektiviteten til metodene for oppdeling av langsiktig utvekslingskapasitet mellom budområder i samsvar med artikkel 16.
 - c) Rapporten om beregning og tildeling av kapasitet i samsvar med artikkel 26.

d) Effektiviteten til driften av den langsiktige kapasitetstildelingen og den felles tildelingsplattformen.

2. ENTSO for elektrisk kraft skal legge fram en overvåkingsplan som omfatter rapportene som skal utarbeides, og eventuelle oppdateringer i samsvar med nr. 1, for Byrået for uttalelse senest seks måneder etter at denne forordning er trådt i kraft.
3. Byrået skal i samarbeid med ENTSO for elektrisk kraft innen seks måneder etter denne forordnings ikrafttredelse legge fram en liste over de relevante opplysningene som ENTSO for elektrisk kraft skal oversende til Byrået i samsvar med artikkel 8 nr. 9 og artikkel 9 nr. 1 i forordning (EF) nr. 714/2009. Listen over relevante opplysninger kan bli oppdatert. ENTSO for elektrisk kraft skal vedlikeholde et omfattende digitalt dataarkiv i standardisert format med de opplysningene som Byrået krever. Alle TSO-er skal oversende til ENTSO for elektrisk kraft de opplysningene som er nødvendige for å kunne utføre oppgavene nevnt i nr. 1 og 3.
4. Markedsdeltakerne og andre organisasjoner som berøres av langsiktig kapasitetstildeling, skal på felles anmodning fra Byrået og ENTSO for elektrisk kraft legge fram for ENTSO for elektrisk kraft de opplysningene som er nødvendige for å gjennomføre overvåkingen i samsvar med nr. 1 og 3, med unntak av de opplysningene som reguleringsmyndighetene, Byrået eller ENTSO for elektrisk kraft allerede har innhentet som følge av deres respektive overvåkingsoppgaver.

Avdeling IV

Sluttbestemmelser

Artikkel 64

Ikrafttredelse

Denne forordning trer i kraft den 20. dagen etter at den er kunngjort i *Den europeiske unions tidende*.

Denne forordning er bindende i alle deler og kommer direkte til anvendelse i alle medlemsstater.

Utferdiget i Brussel 26. september 2016.

For Kommisjonen

Jean-Claude JUNCKER

President

Vedlegg 7

Kommisjonsforordning (EU) 2017/1485 av 2. august 2017 om fastsettelse av retningslinjer for drift av transmisjonsnett for elektrisk kraft

EUROPAKOMMISJONEN HAR

under henvisning til traktaten om Den europeiske unions virkemåte,

under henvisning til europaparlaments- og rådsforordning (EF) nr. 714/2009 av 13. juli 2009 om vilkår for tilgang til nett for utveksling av elektrisk kraft over landegrensene og om oppheving av forordning (EF) nr. 1228/2003¹, særlig artikkel 18 nr. 3 bokstav d) og artikkel 18 nr. 5, og

ut fra følgende betraktninger:

- 1) Et velfungerende og sammenkoplet indre energimarked er avgjørende for å opprettholde forsyningssikkerheten, øke konkurransevnen og sikre at alle forbrukere kan kjøpe energi til overkommelige priser.
- 2) Forordning (EF) nr. 714/2009 fastsetter ikke-diskriminerende regler for tilgang til nett for utveksling av elektrisk kraft over landegrensene for å sikre at det indre marked for elektrisk kraft kan fungere tilfredsstillende.
- 3) Det bør fastsettes harmoniserte regler for systemdrift for operatører av transmisjonsnett («Transmission System Operators», heretter kalt TSO-er), operatører av distribusjonsnett («Distribution System Operators», heretter kalt DSO-er) og betydelige nettbrukere («Significant Grid Users», heretter kalt SGU-er) for å gi en tydelig rettslig ramme for systemdrift, forenkle handelen med elektrisk kraft i hele Unionen, sørge for systemsikkerhet, sikre tilgang til og utveksling av nødvendige data og opplysninger mellom TSO-er og mellom TSO-er og alle andre berørte parter, forenkle integrasjonen av fornybare energikilder, muliggjøre en mer effektiv utnyttelse av nettet og øke konkurransen til fordel for forbrukerne.
- 4) For å ivareta driftssikkerheten i det sammenkoblede transmisjonsnett er det viktig å fastsette et felles sett av minstekrav for systemdrift i Unionen, for samarbeid over landegrensene mellom TSO-ene og for utnyttelse av de

relevante egenskapene hos tilknyttede DSO-er og SGU-er.

- 5) Alle TSO-er bør oppfylle de felles minstekravene for prosedyrer som er nødvendige for å forberede sanntidsdrift, utvikle individuelle nettmodeller og levere felles nettmodeller, legge til rette for effektiv og samordnet bruk av korrigerende tiltak som er nødvendige for sanntidsdrift med sikte på å opprettholde driftssikkerheten, kvaliteten og stabiliteten i det sammenkoblede transmisjonsnett, og for å bidra til at det europeiske indre marked for elektrisk kraft fungerer effektivt og forenkle integrasjonen av fornybare energikilder.
- 6) Det finnes for tiden en rekke frivillige regionale samarbeidsinitiativer for systemdrift som støttes av TSO-er, men formalisert samordning mellom TSO-ene er nødvendig for driften av transmisjonsnett i Unionen i forbindelse med omleggingen av Unionens marked for elektrisk kraft. De reglene for systemdrift som er fastsatt i denne forordning, krever en institusjonell ramme for styrket samordning mellom TSO-ene, herunder TSO-ers obligatoriske deltakelse i regionale sikkerhetskoordinatorer («RSC»). De felles kravene til opprettelse av RSC-er og deres oppgaver som fastsatt i denne forordning, utgjør et første skritt mot ytterligere regional koordinering og integrasjon av systemdriften, og bør gjøre det enklere å nå målene i forordning (EF) nr. 714/2009 og sikre høyere standarder for forsyningssikkerheten i Unionen.
- 7) Denne forordning bør fastsette en ramme for det nødvendige samarbeidet mellom TSO-er gjennom utpekingen av RSC-er. RSC-er bør utstede anbefalinger til TSO-ene i den kapasitetsberegningsregionen som de er utpekt for. TSO-ene bør hver for seg beslutte om de skal følge anbefalingene fra RSC-en eller ikke. TSO-en bør fortsatt ha ansvaret for å opprettholde driftssikkerheten i sitt kontrollområde.

¹ EUT L 211 av 14.8.2009, s. 15.

- 8) Regler for driftsopplæring og sertifisering kreves for å sikre at nettoperatorens ansatte og annet driftspersonale er kvalifiserte og velutdannede, og at nettoperatorens ansatte med ansvar for sanntidsdrift er sertifisert til å drive transmisjonsnett på en sikker måte i alle driftssituasjoner. Reglene for opplæring og sertifisering styrker og formaliserer eksisterende beste praksis mellom TSO-er og sikrer at alle TSO-er i Unionen benytter minstestandarder.
- 9) Krav til driftsrelatert testing og overvåking har som mål å sikre at anleggsdelene i transmisjonsnett, distribusjonsnett og nettbrukernes utstyr fungerer korrekt. Planlegging av og samordning av driftsrelaterte tester er nødvendig for å redusere forstyrrelser av stabilitet, drift og økonomisk effektivitet i samkjøringsnett.
- 10) Ettersom planlagte driftsstanser påvirker nettstabiliteten også utenfor en TSOs kontrollområde, bør hver TSO innenfor rammen av driftsplanlegging overvåke muligheten for å gjennomføre planlagte driftsstanser for hver tidsramme, og om nødvendig samordne driftsstanser med og mellom TSO-er, DSO-er og SGU-er når disse driftsstansene har innvirkning på grensekryssende strøm som påvirker driftssikkerheten i transmisjonsnettene.
- 11) De drifts- og planleggingsprosessene som kreves for å forutse problemer med driftssikkerheten i sanntid og utvikle relevante korrigerende tiltak, omfatter rettidig og tilstrekkelig datautveksling. Slik datautveksling bør derfor ikke hemmes av eventuelle hindringer mellom de forskjellige berørte aktørene.
- 12) En av de mest kritiske prosessene for å oppnå driftssikkerhet med et høyt nivå av pålitelighet og kvalitet, er lastfrekvensregulering («LFC»). Effektiv LFC er mulig bare dersom TSO-ene og DSO-ene som tilknytter reserver, har plikt til å samarbeide om driften av de sammenkoblede transmisjonsnettene som én enhet, og dersom leverandørenes kraftproduksjonsheter og leverandørenes forbruksanlegg har plikt til å oppfylle de relevante tekniske minstekravene.
- 13) Bestemmelsene om LFC og reserver har som formål å fastsette klare, objektive og harmoniserte krav til TSO-er, DSO-er som tilknytter reserver, leverandørers kraftproduksjonsheter og leverandørers forbruksanlegg for å ivareta systemsikkerheten og bidra til likebehandling, effektiv konkurranse og til at det indre marked for elektrisk kraft fungerer effektivt. Bestemmelsene om LFC og reserver utgjør den tekniske rammen som er nødvendig for å utvikle balansemarkeder over landegrensene.
- 14) For å sikre kvaliteten av den felles systemfrekvensen er det viktig å fastsette et felles sett av minstekrav og prinsipper for LFC og reserver i Unionen, som grunnlag for både samarbeid over landegrensene mellom TSO-ene, og når det er relevant for å utnytte egenskapene ved tilknyttede produksjons-, forbruks- og distribusjonssystemer. I denne forordning behandles derfor strukturelle og driftsmessige regler for LFC, kvalitetskriterier og -mål, dimensjonering av reserver, utveksling av reserver, samt deling, distribusjon og overvåking i forbindelse med LFC.
- 15) Synkronområdene ender ikke ved Unionens grenser og kan omfatte tredjestaters territorium. Unionen, medlemsstatene og TSO-ene bør etterstrebe sikker systemdrift innenfor alle synkronområder i hele Unionen. De bør støtte tredjestater slik at de kan anvende lignende regler som dem som finnes i denne forordning. ENTSO for elektrisk kraft bør forenkle samarbeidet mellom TSO-er i Unionen og TSO-er i tredjestater om sikker systemdrift.
- 16) I samsvar med artikkel 8 i europaparlaments- og rådsforordning (EF) nr. 713/2009² bør Byrået for samarbeid mellom energireguleringsmyndigheter («Byrået») treffe en beslutning dersom relevante reguleringsmyndigheter ikke har kunnet komme til enighet om felles vilkår eller metoder.
- 17) Denne forordning er utarbeidet i nært samarbeid med Byrået, det europeiske nettverket av operatører av transmisjonsnett for elektrisk kraft («ENTSO for elektrisk kraft») og berørte parter med henblikk på å vedta effektive, balanserte og forholdsmessige regler basert på gjennomsiktighet og delaktighet. I samsvar med artikkel 18 nr. 3 i forordning (EF) nr. 714/2009 skal Kommisjonen samrå seg med Byrået, ENTSO for elektrisk kraft og andre relevante berørte parter før det fremmes eventuelle forslag til endring av denne forordning.
- 18) Tiltakene fastsatt i denne forordning er i samsvar med uttalelse fra komiteen nevnt i artikkel 23 nr. 1 i forordning (EF) nr. 714/2009.

² Europaparlaments- og rådsforordning (EF) nr. 713/2009 av 13. juli 2009 om opprettelse av et byrå for samarbeid mellom energireguleringsmyndigheter (EUT L 211 av 14.8.2009, s. 1).

VEDTATT DENNE FORORDNING:

Del I

Alminnelige bestemmelser

Artikkel 1

Formål

For å sørge for driftssikkerhet, frekvenskvalitet og effektiv bruk av samkjøringsnettet og ressursene fastsettes det i denne forordning detaljerte retningslinjer for

- krav og prinsipper for driftssikkerhet,
- regler og ansvar for samordning og datautveksling mellom TSO-er, mellom TSO-er og DSO-er, og mellom TSO-er eller DSO-er og SGU-er, med hensyn til driftsplanlegging og i nær sanntidsdrift,
- regler for opplæring og sertifisering av nettoperatorens ansatte,
- krav til driftsstanskoordinering,
- krav til planlegging mellom TSO-enes kontrollområder, og
- regler med sikte på å opprette en EU-ramme for lastfrekvensregulering og reserver.

Artikkel 2

Virkeområde

- Reglene og kravene fastsatt i denne forordning skal gjelde for følgende SGU-er:
 - Eksisterende og nye kraftproduksjonsheter som er, eller vil bli, klassifisert som type B, C og D i samsvar med kriteriene fastsatt i artikkel 5 i kommisjonsforordning (EU) 2016/631³.
 - Eksisterende og nye transmisjonsnettilknyttede forbruksanlegg.
 - Eksisterende og nye transmisjonsnettilknyttede lukkede distribusjonsnett.
 - Eksisterende og nye forbruksanlegg, lukkede distribusjonsnett og tredjeparter dersom de leverer laststyringstjenester direkte til TSO-en i samsvar med kriteriene i artikkel 27 i kommisjonsforordning (EU) 2016/1388⁴.
 - Leverandører av spesialregulering for kraftproduksjonsheter eller forbruksanlegg gjennom aggregering og leverandører av

³ Kommisjonsforordning (EU) 2016/631 av 14. april 2016 om fastsettelse av nettreger for krav til nettilkopling for generatorer (EUT L 112 av 27.4.2016, s. 1).

⁴ Kommisjonsforordning (EU) 2016/1388 av 17. august 2016 om fastsettelse av nettreger for tilkopling av distribusjonsnett og forbruksanlegg (EUT L 223 av 18.8.2016, s. 10).

reserve av aktiv effekt i samsvar med del IV avdeling 8 i denne forordning.

- Eksisterende og nye systemer for høyspent likestrøm («HVDC») i samsvar med kriteriene i artikkel 3 nr. 1 i kommisjonsforordning (EU) 2016/1447⁵.
- Denne forordningen får anvendelse på alle transmisjonsnett, distribusjonsnett og overføringsforbindelser i Unionen og regionale sikkerhetskoordinatorer, bortsett fra transmisjonsnett og distribusjonsnett eller deler av transmisjonsnettene eller distribusjonsnettene på øyer i medlemsstater der nettene ikke drives synkront med ett av synkronområdene for det europeiske kontinentet («CE»), Storbritannia («GB»), Norden, Irland og Nord-Irland («IE/NI») eller for Baltikum.
 - Dersom det finnes mer enn én TSO i en medlemsstat, får denne forordning anvendelse på alle TSO-er i en medlemsstat. Dersom en TSO ikke har en funksjon som er relevant for én eller flere forpliktelser i henhold til denne forordning, kan medlemsstatene i henhold til nasjonale regler fastsette at en TSOs ansvar for å oppfylle én, noen eller alle forpliktelser i henhold til denne forordning, tildeles én eller flere bestemte TSO-er.
 - TSO-ene i Litauen, Latvia og Estland er, så lenge og i den utstrekning deres nett drives synkront i et synkronområde der ikke alle land er bundet av Unionens regelverk, unntatt fra anvendelsen av bestemmelsene oppført i vedlegg I til denne forordning, med mindre noe annet er fastsatt i en samarbeidsavtale med tredjelands-TSO-er, som fastsetter grunnlaget for deres samarbeid om sikker systemdrift i henhold til artikkel 13.
 - Dersom kravene i henhold til denne forordning skal fastsettes av en relevant nettoperør som ikke er en TSO, kan medlemsstaten fastsette at TSO-en i stedet skal ha ansvar for å fastsette de relevante kravene.

Artikkel 3

Definisjoner

- I denne forordning gjelder definisjonene i artikkel 2 i forordning (EF) nr. 714/2009, artikkel 2 i kommisjonsforordning (EU) 2015/1222⁶, artikkel 2 i kommisjonsforordning (EU)

⁵ Kommisjonsforordning (EU) 2016/1447 av 26. august 2016 om fastsettelse av nettreger for krav til nettilkopling av systemer for høyspent likestrøm og kraftparkmoduler koplet til likestrøm (EUT L 241 av 8.9.2016, s. 1).

2016/631, artikkel 2 i kommisjonsforordning (EU) 2016/1388, artikkel 2 i kommisjonsforordning (EU) 2016/1447, artikkel 2 i kommisjonsforordning (EU) 2016/1719⁷, artikkel 2 i kommisjonsforordning (EU) nr. 543/2013⁸ om innsending og offentliggjøring av opplysninger på markedene for elektrisk kraft og artikkel 2 i europaparlaments- og rådsdirektiv 2009/72/EF⁹.

2. Videre menes med

- 1) «driftssikkerhet» transmisjonsnettets evne til å opprettholde en normaldriftstilstand eller så snart som mulig gå tilbake til en normaldriftstilstand, som kjennetegnes ved grenser for driftssikkerheten,
- 2) «begrensning» en situasjon der det er behov for å forberede og aktivere et korrigerende tiltak for å overholde grensene for driftssikkerheten,
- 3) «N-situasjon» en situasjon der ingen anleggsdeler i transmisjonsnettets er tilgjengelige som følge av en uforutsett hendelse,
- 4) «liste over uforutsette hendelser» listen over uforutsette hendelser som skal simuleres for å kontrollere samsvaret med grenser for driftssikkerhet,
- 5) «normaldriftstilstand» en situasjon der systemet er innenfor grensene for driftssikkerhet i N-situasjonen, og etter at en uforutsett hendelse fra listen over uforutsette hendelser har funnet sted, idet det tas hensyn til virkningen av de tilgjengelige korrigerende tiltakene,
- 6) «frekvensreguleringsreserver» eller «FCR» (Frequency Containment Reserves) de reservene av aktiv effekt som er tilgjengelige for å stabilisere systemfrekvensen etter at det har oppstått en ubalanse,
- 7) «frekvensgjenopprettingsreserver» eller «FRR» (Frequency Restoration Reserves)

- 8) «erstatningsreserver» eller «RR» (Replacement Reserves) de reservene av aktiv effekt som er tilgjengelige for å gjenopprette eller støtte det nødvendige FRR-nivået som skal finnes i tilfelle ytterligere ubalanser i systemet, herunder produksjonsreserver,
- 9) «leverandør av reserver» et rettssubjekt med en rettslig eller avtalefestet forpliktelse til å levere FCR, FRR eller RR fra minst én enhet eller gruppe som leverer reserver,
- 10) «enhet som leverer reserver» en enkelt eller en samling av kraftproduksjonsenheter og/eller forbruksenheter som er tilkopledd et felles tilknytningspunkt som oppfyller kravene til levering av FCR, FRR eller RR,
- 11) «gruppe som leverer reserver» en samling av kraftproduksjonsenheter, forbruksenheter og/eller enheter som leverer reserver, som er tilkopledd mer enn ett tilknytningspunkt som oppfyller kravene til levering av FCR, FRR eller RR,
- 12) «kontrollområde for lastfrekvensregulering» eller «LFC-område» en del av et synkronområde eller et helt synkronområde, som avgrenses fysisk av målepunkter ved overføringsforbindelser til andre LFC-områder, og som drives av én eller flere TSO-er som oppfyller kravene til lastfrekvensregulering,
- 13) «gjenopprettings tid for frekvens» for synkronområder med bare ett LFC-område, maksimalt forventet tidsrom etter at det har forekommet en momentan effektubalanse, som er mindre enn eller lik den referansehendelsen der systemfrekvensen går tilbake til frekvensgjenopprettingsintervall, og for synkronområder med mer enn ett LFC-område, maksimalt forventet tidsrom etter at det har forekommet en momentan effektubalanse i et LFC-område der ubalansen er kompensert,
- 14) «(N-1)-kriterium» regelen om at de elementene som fortsatt er i drift innenfor en TSOs kontrollområde etter at det har inntruffet en uforutsett hendelse, kan til-

⁶ Kommisjonsforordning (EU) 2015/1222 av 24. juli 2015 om fastsettelse av retningslinjer for kapasitetstildeling og flaskehalsbehandling (EUT L 197 av 25.7.2015, s. 24).

⁷ Kommisjonsforordning (EU) 2016/1719 av 26. september 2016 om fastsettelse av retningslinjer for langsiktig kapasitetstildeling (EUT L 259 av 27.9.2016, s. 42).

⁸ Kommisjonsforordning (EU) nr. 543/2013 av 14. juni 2013 om innsending og offentliggjøring av opplysninger på markedene for elektrisk kraft og om endring av vedlegg I til europaparlaments- og rådsforordning (EF) nr. 714/2009 (EUT L 163 av 15.6.2013, s. 1).

⁹ Europaparlaments- og rådsdirektiv 2009/72/EF av 13. juli 2009 om felles regler for det indre marked for elektrisk kraft og om oppheving av direktiv 2003/54/EF (EUT L 211 av 14.8.2009, s. 55).

- 15) «(N-1)-situasjon» den situasjonen i transmisjonsnettet der én uforutsett hendelse fra listen over uforutsette hendelser har inntruffet,
- 16) «reserve av aktiv effekt» de balanserereservene som er tilgjengelig for å opprettholde frekvensen,
- 17) «skjerpet driftstilstand» den systemdriftstilstanden der systemet er innenfor grensene for driftssikkerhet, men en uforutsett hendelse fra listen over uforutsette hendelser er påvist, og dersom den inntrer, kan ikke tilgjengelige korrigerende tiltak opprettholde normaldriftstilstanden,
- 18) «blokk for lastfrekvensregulering» eller «LFC-blokk» en del av et synkronområde eller et helt synkronområde, som avgrenses fysisk av målepunkter ved overføringsforbindelser til andre LFC-blokker, som består av ett eller flere LFC-områder, og som drives av én eller flere TSO-er som oppfyller kravene til lastfrekvensregulering,
- 19) «innstillingsfeil for område» eller «ACE» (Area Control Error) summen av effektreguleringsfeilen (« ΔP »), dvs. forskjellen i sanntid mellom den målte faktiske sannstidsverdien for effektutveksling (« P ») og reguleringsprogrammet (« P_0 ») for et bestemt LFC-område eller en bestemt LFC-blokk og frekvensreguleringsfeilen (« $K \cdot \Delta f$ »), dvs. produktet av K -faktoren og frekvensavviket for dette bestemte LFC-området eller denne bestemte LFC-blokken, der innstillingsfeilen for området er lik $\Delta P + K \cdot \Delta f$,
- 20) «reguleringsprogram» en sekvens av innstillingsverdier for netto effektutveksling over vekselstrømforbindelser for et LFC-område eller en LFC-blokk,
- 21) «spenningsregulering» manuelle eller automatiske regulerings tiltak ved produksjonsnoden, ved sluttnoden for vekselstrømmer eller HVDC-systemer, på transformatorer eller andre innretninger, som er utformet for å opprettholde det innstilte spenningsnivået eller settpunktet for reaktiv effekt,
- 22) «nettsammenbrudd» den systemdriftstilstanden der driften av en del av eller hele transmisjonsnettet er avbrutt,
- 23) «intern uforutsett hendelse» en uforutsett hendelse innenfor TSO-ens kontrollområde, herunder overføringsforbindelser,
- 24) «ekstern uforutsett hendelse» en uforutsett hendelse utenfor TSO-ens kontrollområde og eksklusive overføringsforbindelser, med en påvirkningsfaktor som er høyere enn terskelverdien for påvirkning fra uforutsette hendelser,
- 25) «påvirkningsfaktor» den tallverdien som brukes til å kvantifisere den største virkningen av driftsstans på en anleggsdel i transmisjonsnettet som finnes utenfor TSO-ens kontrollområde, eksklusive overføringsforbindelser, med hensyn til endring i kraftflyt eller spenning forårsaket av denne driftsstansen, på alle anleggsdeler i transmisjonsnettet. Jo høyere verdien er, desto større blir påvirkningen,
- 26) «terskelverdi for påvirkning fra uforutsette hendelser» en numerisk grenseverdi som påvirkningsfaktorene kontrolleres mot, og forekomsten av en uforutsett hendelse utenfor TSO-ens kontrollområde med en påvirkningsfaktor som er høyere enn terskelverdien for påvirkning fra uforutsette hendelser, anses å ha en betydelig innvirkning på TSO-ens kontrollområde, inklusive overføringsforbindelser,
- 27) «analyse av uforutsette hendelser» en datamaskinbasert simulering av uforutsette hendelser fra listen over uforutsette hendelser,
- 28) «feilrettingstid for kritiske feil» det lengste tidsrommet en feil kan vare for at transmisjonsnettet skal opprettholde stabil drift,
- 29) «feil» alle typer kortslutninger (én-, to- og trefaset, med og uten jordkontakt), ledningsbrudd, en brutt krets etter en ustabil forbindelse, som fører til at den berørte anleggsdelen i transmisjonsnettet blir permanent utilgjengelig,
- 30) «anleggsdel i transmisjonsnettet» enhver komponent i transmisjonsnettet,
- 31) «forstyrrelse» en ikke planlagt hendelse som kan føre til at transmisjonsnettet avviker fra normaldriftstilstanden,
- 32) «dynamisk stabilitet» en alminnelig betegnelse som omfatter rotorvinkelstabilitet, frekvensstabilitet og spenningsstabilitet,

- 33) «vurdering av dynamisk stabilitet» vurderingen av driftssikkerhet med hensyn til dynamisk stabilitet,
- 34) «frekvensstabilitet» transmisjonsnettets evne til å holde frekvensen stabil i N-situasjonen og etter å ha blitt utsatt for en forstyrrelse,
- 35) «spenningsstabilitet» transmisjonsnettets evne til å opprettholde akseptable spenninger i alle noder i N-situasjonen og etter å ha blitt utsatt for en forstyrrelse,
- 36) «systemdriftstilstand» transmisjonsnettets driftstilstand i forhold til grensene for driftssikkerhet, som kan være normaldriftstilstand, skjerpet driftstilstand, nøddriftstilstand, nettsammenbrudd og gjenopprettingstilstand,
- 37) «nøddriftstilstand» den systemdriftstilstanden der én eller flere av grensene for driftssikkerhet overskrides,
- 38) «gjenopprettingstilstand» den systemdriftstilstanden der formålet med alle aktiviteter i transmisjonsnettet er å gjenopprette systemdriften og opprettholde driftssikkerheten etter nettsammenbrudd eller nøddriftstilstand,
- 39) «ekstraordinær uforutsett hendelse» samtidig forekomst av flere uforutsette hendelser med samme årsak,
- 40) «frekvensavvik» den negative eller positive forskjellen mellom faktisk og nominell frekvens i synkronområdet,
- 41) «systemfrekvens» den elektriske frekvensen i nettet, som kan måles i alle deler av synkronområdet under antakelse av en konstant verdi i nettet med et tidsperspektiv på sekundnivå, med bare små forskjeller mellom forskjellige målesteder,
- 42) «frekvensgjenopprettingsprosess» eller «FRP» (Frequency Restoration Process) en prosess som har som mål å gjenopprette frekvensen til nominell frekvens, og for synkronområder som består av mer enn ett LFC-område, en prosess som har som mål å gjenopprette effektbalansen til den planlagte verdien,
- 43) «innstillingsfeil ved frekvensgjenoppretting» eller «FRCE» (Frequency Restoration Control Error) den innstillingsfeilen for FRP som er lik ACE for et LFC-område eller lik frekvensavviket der LFC-området geografisk tilsvarer synkronområdet,
- 44) «plan» et sett av referanseverdier som representerer produksjon, forbruk eller utveksling av elektrisk kraft i et bestemt tidsrom,
- 45) «K-faktor for et LFC-område eller en LFC-blokk» en verdi uttrykt i megawatt per hertz (MW/Hz), som ligger så nær som praktisk mulig eller er større enn summen av den automatiske produksjonsreguleringen, egenreguleringen av last og bidraget til frekvensreguleringsreserven i forhold til det maksimale stasjonære frekvensavviket,
- 46) «lokal driftstilstand» betegnelsen for skjerpet driftstilstand, nøddriftstilstand eller nettsammenbrudd når det ikke er risiko for at følgene spres utenfor kontrollområdet, herunder overføringsforbindelser som er tilkoplede dette kontrollområdet,
- 47) «maksimalt stasjonært frekvensavvik» største forventet frekvensavvik etter forekomst av en ubalanse som er lik eller mindre enn den referansehendelsen der systemfrekvensen ventes å stabilisere seg,
- 48) «observerbarhetsområde» en TSOs eget transmisjonsnett og de relevante delene av distribusjonsnett og tilgrensende TSOers transmisjonsnett, der TSO-en gjennomfører overvåking og modellberegning i sanntid for å opprettholde driftssikkerheten i sitt kontrollområde, herunder overføringsforbindelser,
- 49) «tilgrensende TSO-er» de TSO-ene som er direkte tilknyttet via minst én overføringsforbindelse for vekselstrøm eller likestrøm,
- 50) «driftssikkerhetsanalyse» alle de datamaskinbaserte, manuelle og automatiske aktivitetene som utføres for å vurdere transmisjonsnettets driftssikkerhet og evaluere nødvendige korrigerende tiltak for å opprettholde driftssikkerheten,
- 51) «driftssikkerhetsindikatorer» indikatorer som brukes av TSO-er til å overvåke driftssikkerheten med hensyn til systemdriftstilstand samt feil og forstyrrelser som påvirker driftssikkerheten,
- 52) «driftssikkerhetsskala» den skalaen som TSO-er bruker til å overvåke driftssikkerheten på grunnlag av driftssikkerhetsindikatorer,
- 53) «driftsrelaterte tester» de testene som en TSO eller DSO utfører i forbindelse med vedlikehold, utarbeiding av prosedyrer for systemdrift og opplæring og for å innhente informasjon om transmisjonsnet-

- tets egenskaper under unormale nettforhold, og de testene som utføres av betydelige nettbrukere til lignende formål på deres anlegg,
- 54) «ordinær uforutsett hendelse» forekomsten av en uforutsett hendelse i én enkelt linje eller innmating,
- 55) «uforutsett hendelse utenfor definert område» samtidig forekomst av flere uforutsette hendelser uten felles årsak, eller et tap av kraftproduksjonsenheter med et samlet tap av produksjonskapasitet som overstiger referansehendelsen,
- 56) «rampinghastighet» endringshastigheten for aktiv effekt i en kraftproduksjonsenhet, et forbruksanlegg eller et HVDC-system,
- 57) «reserve av reaktiv effekt» den reaktive effekten som er tilgjengelig for å opprettholde spenningen,
- 58) «referansehendelse» det største positive eller negative effektavviket som oppstår momentant mellom produksjon og forbruk i et synkronområde, som tas i betraktning ved dimensjoneringen av FCR,
- 59) «rotorvinkelstabilitet» den evnen synkronmaskiner har til å opprettholde synkroniteten i N-situasjonen og etter å ha blitt utsatt for en forstyrrelse,
- 60) «sikkerhetsplan» den planen som inneholder en risikovurdering av kritiske anlegg hos en TSO ved scenarioer med alvorlige fysiske trusler eller cybertrusler med en vurdering av de mulige virkningene,
- 61) «stabilitetsgrenser» de tillatte grensene for drift av transmisjonsnettet med hensyn til å overholde grensene for spenningsstabilitet, rotorvinkelstabilitet og frekvensstabilitet,
- 62) «utbredt driftstilstand» kjennetegnene på skjerpet driftstilstand, nøddriftstilstand eller nettsammenbrudd når det er risiko for spredning til de sammenkoblede transmisjonsnettene,
- 63) «systembeskyttelsesplan» de tekniske og organisatoriske tiltakene som skal gjennomføres for å hindre at en forstyrrelse i transmisjonsnettet spres eller forverres, slik at en forstyrrelse i utbredt driftstilstand og nettsammenbrudd unngås,
- 64) «topologi» data som gjelder tilknytningsmuligheter for forskjellige anleggsdeler i transmisjonsnettet eller distribusjonsnettet i en koplingsstasjon, og dette omfatter elektrisk konfigurering og plassering av effektbrytere og skillebrytere,
- 65) «tillatte forbigående overbelastninger» midlertidige overbelastninger av anleggsdeler i transmisjonsnettet som er tillatt i et begrenset tidsrom og som ikke medfører fysisk skade på anleggsdelene i transmisjonsnettet, så lenge den fastsatte varigheten og de fastsatte tersklene overholdes,
- 66) «virtuell overføringsledning» ytterligere inndata fra reguleringsenhetene for de berørte LFC-områdene, som har samme virkning som en måleverdi fra en fysisk sammenkopling og gjør det mulig å utveksle elektrisk kraft mellom de respektive områdene,
- 67) «fleksible systemer for overføring av vekselstrøm» eller «FACTS» (Flexible Alternating Current Transmission Systems) utstyr for overføring av elektrisk kraft i form av vekselstrøm, med sikte på å gi større kontrollbarhet og økt kapasitet for overføring av aktiv effekt,
- 68) «tilstrekkelighet» omfanget av tilførselen til et område som kan dekke forbruket i dette området,
- 69) «netto aggregert eksternt plan» en plan som representerer netto aggregering av alle eksterne TSO-planer og eksterne kommersielle handelsplaner mellom to planleggingsområder eller mellom et planleggingsområde og en gruppe av andre planleggingsområder,
- 70) «tilgjengelighetsplan» kombinasjonen av alle planlagte tilgjengelighetsstatuser for et relevant anlegg i et bestemt tidsrom,
- 71) «tilgjengelighetsstatus» en kraftproduksjonsenhets, et nettelements eller et forbruksanleggs evne til å levere en tjeneste i et bestemt tidsrom, uansett om den/det er i drift eller ikke,
- 72) «nær sanntid» tidsforløpet på høyst 15 minutter mellom siste intradag-stengetid og sanntid,
- 73) «forbruksplan» en plan som representerer forbruket i et forbruksanlegg eller i en gruppe av forbruksanlegg,
- 74) «ENTSO for elektrisk krafts datamiljø for driftsplanlegging» et sett av programmer og utstyr som er utviklet for å muliggjøre lagring, utveksling og håndtering av data som brukes til driftsplanleggingsprosessen mellom TSO-er,

- 75) «ekstern kommersiell handelsplan» en plan som representerer den kommersielle utvekslingen av elektrisk kraft mellom markedsdeltakere i forskjellige planleggingsområder,
- 76) «ekstern TSO-plan» en plan som representerer utvekslingen av elektrisk kraft mellom TSO-er i forskjellige planleggingsområder,
- 77) «tvungen driftsstans» ikke planlagt uttak av et relevant anlegg fra drift av en tvungende grunn som ikke står under driftsmessig kontroll av operatøren av det relevante anlegget,
- 78) «produksjonsplan» en plan som representerer produksjonen av elektrisk kraft i en kraftproduksjonsenhet eller en gruppe av kraftproduksjonsenheter,
- 79) «intern kommersiell handelsplan» en plan som representerer den kommersielle utvekslingen av elektrisk kraft innenfor et planleggingsområde mellom forskjellige markedsdeltakere,
- 80) «internt relevant anlegg» et relevant anlegg som er en del av en TSOs kontrollområde eller et relevant anlegg som ligger i et distribusjonsnett, herunder et lukket distribusjonsnett som er koplet direkte eller indirekte til denne TSO-ens kontrollområde,
- 81) «områdets nettoposisjon for utveksling over vekselstrømforbindelser» netto aggregering av alle eksterne vekselstrømplaner for et område,
- 82) «region for driftsstanskoordinering» en kombinasjon av kontrollområder der TSO-er fastsetter prosedyrer for å overvåke og om nødvendig samordne tilgjengelighetsstatusen for det relevante anlegget innenfor alle tidsrammer,
- 83) «relevant forbruksanlegg» et forbruksanlegg som deltar i driftsstanskoordineringen, og hvis tilgjengelighetsstatus påvirker den grensekryssende driftssikkerheten,
- 84) «relevant anlegg» ethvert relevant forbruksanlegg, enhver relevant kraftproduksjonsenhet eller ethvert relevant nettelement som deltar i driftsstanskoordineringen,
- 85) «relevant nettelement» en komponent i et transmisjonsnett, herunder overføringsforbindelser, eller i et distribusjonsnett, herunder et lukket distribusjonsnett, for eksempel en enkelt linje, en enkelt krets, en enkelt transformator, en enkelt faseforskyvende transformator, eller en spenningsregulerende innretning, som deltar i driftsstanskoordineringen, og hvis tilgjengelighetsstatus påvirker den grensekryssende driftssikkerheten,
- 86) «inkompatibilitet ved planlegging av driftsstans» den tilstanden der en kombinasjon av tilgjengelighetsstatusen for én eller flere relevante nettelementer, relevante kraftproduksjonsenheter, og/eller relevante forbruksanlegg og det beste estimatet over den forventede situasjonen for elektrisitetsnettet fører til overskridelse av grensene for driftssikkerhet, samtidig som det tas hensyn til kostnadsfrie korrigerende tiltak som TSO-en har til rådighet,
- 87) «ansvarlig for driftsstansplaner» en enhet som har som oppgave å planlegge tilgjengelighetsstatusen for en relevant kraftproduksjonsenhet, et relevant forbruksanlegg eller et relevant nettelement,
- 88) «relevant kraftproduksjonsenhet» en kraftproduksjonsenhet som deltar i driftsstanskoordineringen, og hvis tilgjengelighetsstatus påvirker den grensekryssende driftssikkerheten,
- 89) «regional sikkerhetskoordinator» eller «RSC» (Regional Security Coordinator) én eller flere enheter som eies eller kontrolleres av TSO-er, i én eller flere kapasitetsberegningsregioner som utfører oppgaver knyttet til den regionale koordineringen av TSO-er,
- 90) «planleggingsansvarlig» den eller de enhetene som har som oppgave å innhente planer fra markedsdeltakerne til TSO-er eller til eventuelle tredjeparter,
- 91) «planleggingsområde» et område der TSO-enes forpliktelser for planlegging gjelder som følge av driftsmessige eller organisatoriske behov,
- 92) «uken før» uken før kalenderuken for drift,
- 93) «året før» året før kalenderåret for drift,
- 94) «berørt TSO» en TSO for hvilken det er nødvendig med opplysninger om utveksling av reserver og/eller deling av reserver og/eller prosesser for utligning av motsattrettede ubalanser og/eller prosessen for aktivering over landegrensene med henblikk på analyse og vedlikehold av driftssikkerheten,

- 95) «reservekapasitet» den mengden FCR, FRR eller RR som skal være tilgjengelig for TSO-en,
- 96) «utveksling av reserver» en TSOs mulighet til å få tilgang til reservekapasitet som er knyttet til et annet LFC-område, en annen LFC-blokk eller et annet synkronområde, for å få oppfylt de kravene til reserver som følger av TSO-ens egen reservedimensjoneringsprosess for enten FCR, FRR eller RR, og når denne reservekapasiteten utelukkende er tilgjengelig for denne TSO-en og ikke brukes av en annen TSO for å oppfylle dennes krav til reserver som følger av deres respektive reservedimensjoneringsprosesser,
- 97) «deling av reserver» en ordning der mer enn én TSO tar med samme reservekapasitet i beregningen, dvs. FCR, FRR eller RR, for å oppfylle sine respektive krav til reserver som følger av deres reservedimensjoneringsprosesser,
- 98) «utløsningstid for skjerpet driftstilstand» tidsrommet før en skjerpet driftstilstand aktiveres,
- 99) «automatiske FRR» FRR som kan aktiveres ved hjelp av en automatisk reguleringsinnretning,
- 100) «aktiveringsforsinkelse for automatiske FRR» tidsrommet mellom innstillingen av en ny settpunktverdi av regulatoren for frekvensgjenoppretting og starten på den fysiske leveringen av automatiske FRR,
- 101) «full aktiveringstid for automatiske FRR» tidsrommet mellom innstillingen av en ny settpunktverdi av regulatoren for frekvensgjenoppretting og den tilsvarende aktiveringen eller deaktiveringen av automatiske FRR,
- 102) «gjennomsnittlige FRCE-data» datasett bestående av gjennomsnittsverdien for registrerte momentane FRCE i et LFC-område eller i en LFC-blokk innenfor et bestemt målt tidsrom,
- 103) «TSO som leverer reguleringskapasitet» den TSO-en som skal utløse aktiveringen av sin reservekapasitet for en TSO som mottar reguleringskapasitet, i henhold til vilkårene i en avtale om deling av reserver,
- 104) «TSO som mottar reguleringskapasitet» den TSO-en som beregner reservekapasiteten ved å ta hensyn til den reservekapasiteten som er tilgjengelig gjennom en TSO som leverer reguleringskapasitet i henhold til vilkårene i en avtale om deling av reserver,
- 105) «prosess for anvendelse av kriterier» en prosess for beregning av målparametrene for synkronområdet, LFC-blokken og LFC-området på grunnlag av data innhentet gjennom prosessen for innsamling og levering av data,
- 106) «prosess for innsamling og levering av data» prosessen for innsamling av de data-settene som er nødvendige for å oppfylle kriteriene for evaluering av frekvenskvalitet,
- 107) «prosess for aktivering av FRR over landegrensene» en prosess som er avtalt mellom TSO-er som deltar i den prosessen som muliggjør aktivering av FRR som er tilknyttet i et annet LFC-område, gjennom en tilsvarende korrigerende av inndata for de berørte FRP-ene,
- 108) «prosess for aktivering av RR over landegrensene» en prosess som er avtalt mellom TSO-er som deltar i prosessen som muliggjør aktivering av RR som er tilknyttet i et annet LFC-område, gjennom en tilsvarende korrigerende av inndata for de berørte RRP-ene,
- 109) «dimensjonerende hendelse» den høyeste forventede momentane ubalansen i aktiv effekt i en LFC-blokk i både positiv og negativ retning,
- 110) «elektrisk tidsavvik» tidsforskjellen mellom synkrontid og koordinert universell tid (UTC),
- 111) «frekvensavvik for full aktivering av FCR» den nominelle verdien av frekvensavvik der FCR i et synkronområde er fullt aktivert,
- 112) «full aktiveringstid for FCR» tidsrommet mellom forekomsten av referansehendelsen og den tilsvarende fulle aktiveringen av FCR,
- 113) «FCR-forpliktelse» den delen av de samlede FCR som en TSO har ansvar for,
- 114) «frekvensreguleringsprosess» eller «FCP» (Frequency Containment Process) en prosess som har som mål å stabilisere systemfrekvensen ved å kompensere for ubalanser ved hjelp av passende reserver,
- 115) «frekvenskoplingsprosess» en prosess som er avtalt mellom alle TSO-er i to synkronområder som gjør det mulig å knytte sammen aktiveringen av FCR gjennom en

- tilpasning av HVDC-flyten mellom synkronområdene,
- 116) «definerende parameter for frekvenskvalitet» de viktigste systemfrekvensvariablene som definerer prinsippene for frekvenskvalitet,
- 117) «målparameter for frekvenskvalitet» det viktigste målet for systemfrekvens som brukes til å evaluere funksjonen av aktiveeringsprosesser for FCR, FRR og RR i normaldriftstilstand,
- 118) «kriterier for evaluering av frekvenskvalitet» et sett av beregninger på grunnlag av målinger av systemfrekvens, som gjør det mulig å evaluere kvaliteten på systemfrekvensen mot målparametrene for frekvenskvalitet,
- 119) «data for evaluering av frekvenskvalitet» datasett som gjør det mulig å beregne kriteriene for evaluering av frekvenskvalitet,
- 120) «frekvensinnhentingsintervall» det systemfrekvensintervallet som systemfrekvensen forventes å gå tilbake til i synkronområdene GB og IE/NI, etter at det har forekommet en ubalanse som er lik eller mindre enn referansehendelsen, innenfor innhentingstiden for frekvens,
- 121) «innhentingstid for frekvens» for synkronområdene GB og IE/NI, maksimalt forventet tidsrom etter at det har forekommet en ubalanse som er mindre enn eller lik referansehendelsen der systemfrekvensen går tilbake til maksimalt stasjonært frekvensavvik,
- 122) «frekvensgjenopprettingsintervall» det systemfrekvensintervallet som systemfrekvensen forventes å gå tilbake til i synkronområdene GB, IE/NI og Norden, etter at det har forekommet en ubalanse som er lik eller mindre enn referansehendelsen, innenfor gjenopprettingsstiden for frekvens,
- 123) «målparametere for FRCE» de viktigste målvariablene for LFC-blokker, som brukes til å beregne og evaluere dimensjoneringskriteriene for LFC-blokkens FRR og RR, og til å gjenspeile LFC-blokkens funksjon ved normal drift,
- 124) «effektutveksling ved frekvensgjenopprettning» den effekten som utveksles mellom LFC-områder i prosessen for aktive- ring av FRR over landegrensene,
- 125) «frekvenssettpunkt» den målverdien for frekvens som brukes i FRP, definert som summen av nominell systemfrekvens og en korreksjonsverdi som trengs for å redusere et elektrisk tidsavvik,
- 126) «tilgjengelighetskrav for FRR» et sett av krav fastsatt av TSO-ene for en LFC-blokk med hensyn til tilgjengeligheten av FRR,
- 127) «dimensjoneringsregler for FRR» spesifikasjoner for dimensjoneringen av FRR i en LFC-blokk,
- 128) «prosess for utligning av motsattrettede ubalanser» en prosess som er avtalt mellom TSO-er som gjør det mulig å unngå samtidig aktivering av FRR i motsatte retninger, idet det tas hensyn til de respektive FRCE-ene samt de aktiverte FRR og ved å korrigere inndata fra de involverte FRP-ene tilsvarende,
- 129) «effektutveksling ved utligning av motsattrettede ubalanser» den effekten som utveksles mellom LFC-områder i prosessen for utligning av motsattrettede ubalanser,
- 130) «opprinnelig FCR-forpliktelse» den mengden FCR som er tildelt en TSO på grunnlag av en fordelingsnøkkel,
- 131) «momentane frekvensdata» et sett av datamålinger av den overordnede systemfrekvensen for synkronområdet, med en tid mellom målingene på ett sekund eller mindre, som brukes til å evaluere systemfrekvenskvaliteten,
- 132) «momentant frekvensavvik» et sett av datamålinger av de overordnede systemfrekvensavvikene for synkronområdet, med en tid mellom målingene på ett sekund eller mindre, som brukes til å evaluere systemfrekvenskvaliteten,
- 133) «momentane FRCE-data» et datasett for FRCE i en LFC-blokk, med en tid mellom målingene på ti sekunder eller mindre, som brukes til å evaluere systemfrekvenskvaliteten,
- 134) «nivå 1-intervall for FRCE» det første intervallet som brukes til å evaluere systemfrekvenskvaliteten på nivået for LFC-blokken, og FRCE bør holdes innenfor dette intervallet i en angitt prosentdel av tiden,
- 135) «nivå 2-intervall for FRCE» det andre intervallet som brukes til å evaluere systemfrekvenskvaliteten på nivået for LFC-blokken, og FRCE bør holdes innenfor dette intervallet i en angitt prosentdel av tiden,
- 136) «driftsavtale for LFC-blokk» en flerpartsavtale mellom alle TSO-er i en LFC-blokk

- dersom LFC-blokken drives av mer enn én TSO, og dette betyr at en driftsmetode for LFC-blokken skal vedtas ensidig av den relevante TSO-en dersom LFC-blokken drives av bare én TSO,
- 137) «effektutveksling ved erstatning» den effekten som utveksles mellom LFC-områder innenfor rammen av prosessen for aktivering av RR over landegrensene,
- 138) «ubalanser i LFC-blokk» summen av FRCE, aktivering av FRR og aktivering av RR innenfor LFC-blokken og effektutveksling ved utligning av motsattrettede ubalanser, effektutveksling ved frekvensgjenoppretting og effektutveksling ved erstatning mellom denne LFC-blokken og andre LFC-blokker,
- 139) «overvåker av LFC-blokk» en TSO som har ansvaret for å samle inn kriterier for evaluering av frekvenskvalitet og for å bruke disse kriteriene for LFC-blokken,
- 140) «struktur for lastfrekvensregulering» den grunnleggende strukturen som omfatter alle relevante aspekter av lastfrekvensregulering, særlig når det gjelder de respektive ansvarsområdene og forpliktelsene samt typene av og formålene med reserver av aktiv effekt,
- 141) «struktur for prosessansvar» strukturen for å fastsette ansvar og forpliktelser med hensyn til reserver av aktiv effekt på grunnlag av reguleringsstrukturen for synkronområdet,
- 142) «struktur for aktiveringsprosess» strukturen for å kategorisere prosesser for forskjellige typer reserver av aktiv effekt ut fra formål og aktivering,
- 143) «full aktiveringstid for manuelle FRR» tidsrommet mellom endringen av settpunkt og den tilsvarende aktiveringen eller deaktiveringen av manuelle FRR,
- 144) «maksimalt momentant frekvensavvik» maksimalt forventet absolutt verdi for et momentant frekvensavvik etter forekomst av en ubalanse som er lik eller mindre enn referansehendelsen, ut over hvilken det aktiveres nødtiltak,
- 145) «overvåkingsområde» en del av synkronområdet eller hele synkronområdet, som avgrenses fysisk av målepunkter ved overføringsforbindelser til andre overvåkingsområder, og som drives av én eller flere TSO-er som oppfyller de kravene som gjelder for et overvåkingsområde,
- 146) «prekvalifisering» prosessen for å bekrefte at en enhet eller en gruppe som leverer reserver, oppfyller de kravene som TSO-en har fastsatt,
- 147) «rampingperiode» et tidsrom som er definert ved et fast startpunkt og en varighet når innmating og/eller uttak av aktiv effekt vil bli økt eller redusert,
- 148) «TSO som rekvirerer reserver» den TSO-en som har ansvar for å instruere den enheten eller gruppen som leverer reserver, i å aktivere FRR og/eller RR,
- 149) «DSO som tilknytter reserver» den DSO-en som har ansvaret for distribusjonsnettet som en enhet eller en gruppe som leverer reserver, og som leverer reserver til en TSO, er tilknyttet,
- 150) «TSO som tilknytter reserver» den TSO-en som har ansvar for overvåkingsområdet som en enhet eller en gruppe som leverer reserver, er tilknyttet,
- 151) «TSO som mottar reserver» den TSO-en som er involvert i en utveksling med en TSO som tilknytter reserver og/eller en enhet eller en gruppe som leverer reserver, som er tilknyttet et annet overvåkings- eller LFC-område,
- 152) «prosess for erstatning av reserver» eller «RRP» (Reserve Replacement Process) en prosess for å gjenopprette aktiverte FRR, samt for GB og IE/NI, for å gjenopprette aktiverte FCR,
- 153) «tilgjengelighetskrav for RR» et sett av krav fastsatt av TSO-ene for en LFC-blokk med hensyn til tilgjengeligheten av RR,
- 154) «dimensjoneringsregler for RR» spesifikasjoner for dimensjoneringen av RR i en LFC-blokk,
- 155) «standard frekvensintervall» et definert symmetrisk intervall rundt den nominelle frekvensen, som systemfrekvensen for et synkronområde forventes å holde seg innenfor,
- 156) «standard frekvensavvik» den absolutte verdien for det frekvensavviket som begrenser standardfrekvensintervallet,
- 157) «stasjonært frekvensavvik» den absolutte verdien av frekvensavvik etter forekomst av en ubalanse, når systemfrekvensen har stabilisert seg,
- 158) «overvåker av synkronområde» en TSO som har ansvar for å samle inn kriterier for evaluering av frekvenskvalitet og for å bruke disse kriteriene for synkronområdet,

- 159) «prosess for tidskontroll» en prosess for tidsstyring, der tidsstyring er et tiltak som utføres for å nullstille det elektriske tidsavviket mellom synkrontid og UTC-tid.

Artikkel 4

Mål og regelverksaspekter

1. Formålet med denne forordning er å
 - a) fastsette felles krav og prinsipper for driftssikkerhet,
 - b) fastsette felles driftsplanleggingsprinsipper for samkjøringsnettet,
 - c) fastsette felles prosesser og strukturer for lastfrekvensregulering,
 - d) sikre forutsetningene for å opprettholde driftssikkerheten i hele Unionen,
 - e) sikre forutsetningene for å opprettholde frekvenskvalitetsnivået for alle synkronområder i hele Unionen,
 - f) fremme samordningen av systemdrift og driftsplanlegging,
 - g) sikre og forbedre gjennomsiktigheten og påliteligheten av opplysningene om driften av transmisjonsnettet,
 - h) bidra til effektiv drift og utvikling av transmisjonsnettet for elektrisk kraft og elektrisitetssektoren i Unionen.
2. Ved anvendelse av denne forordning skal medlemsstatene, vedkommende myndigheter og nettoperatorene
 - a) anvende prinsippene om forholdsmessighet og likebehandling,
 - b) sikre gjennomsiktighet,
 - c) anvende prinsippet om optimalisering mellom høyeste samlede virkningsgrad og laveste samlede kostnad for alle berørte parter,
 - d) sikre at TSO-ene i størst mulig grad bruker markedsbaserte ordninger for å ivareta systemsikkerheten og -stabiliteten,
 - e) overholde det ansvaret som er tildelt relevant TSO for å ivareta systemsikkerheten, herunder i henhold til kravene i nasjonal lovgivning,
 - f) rådføre seg med relevante DSO-er og ta hensyn til mulige virkninger på deres nett, og
 - g) ta i betraktning avtalte europeiske standarder og tekniske spesifikasjoner.

Artikkel 5

Vilkår eller metoder for TSO-er

1. TSO-er skal utarbeide de vilkårene eller metodene som kreves i henhold til denne forord-

ning, og legge dem fram for relevante reguleringsmyndigheter for godkjenning i samsvar med artikkel 6 nr. 2 og 3 eller for den enheten som medlemsstaten har utpekt i samsvar med artikkel 6 nr. 4, innen de fristene som er fastsatt i denne forordning.

2. Dersom et forslag til vilkår eller metoder i henhold til denne forordning må utarbeides og godkjennes av flere TSO-er, skal de deltagende TSO-ene samarbeide tett om dette. TSO-ene, med bistand fra ENTSO for elektrisk kraft, skal regelmessig informere reguleringsmyndigheter og Byrået om framdriften med utarbeidingen av disse vilkårene eller metodene.
3. Dersom det ikke oppnås enighet blant TSO-er som treffer beslutning om forslag til vilkår eller metoder i samsvar med artikkel 6 nr. 2, skal de treffe beslutning ved kvalifisert flertall. Et kvalifisert flertall for forslag i samsvar med artikkel 6 nr. 2 skal kreve et flertall av
 - a) TSO-er som representerer minst 55 % av medlemsstatene, og
 - b) TSO-er som representerer medlemsstater med til sammen minst 65 % av befolkningen i Unionen.
4. Når det gjelder beslutninger i samsvar med artikkel 6 nr. 2, må et blokkerende mindretall bestå av TSO-er som representerer minst fire medlemsstater; i motsatt fall skal kvalifisert flertall anses for oppnådd.
5. Dersom de berørte regionene består av mer enn fem medlemsstater og det ikke oppnås enighet blant TSO-er som treffer beslutning om forslag til vilkår eller metoder i samsvar med artikkel 6 nr. 3, skal de treffe beslutning ved kvalifisert flertall. Et kvalifisert flertall for forslag i samsvar med artikkel 6 nr. 3 skal kreve et flertall av
 - a) TSO-er som representerer minst 72 % av de berørte medlemsstatene, og
 - b) TSO-er som representerer medlemsstater med til sammen minst 65 % av befolkningen i den berørte regionen.
6. Når det gjelder beslutninger i samsvar med artikkel 6 nr. 3, må et blokkerende mindretall bestå av minst et antall TSO-er som representerer mer enn 35 % av befolkningen i de deltagende medlemsstatene, pluss TSO-er som representerer minst én ytterligere berørt medlemsstat, i motsatt fall skal kvalifisert flertall anses for oppnådd.
7. TSO-er som treffer beslutning om vilkår eller metoder i samsvar med artikkel 6 nr. 3, som gjelder regioner som består av fem medlems-

stater eller færre, skal treffe beslutning ved enstemmighet.

8. I beslutninger som gjelder TSO-er i samsvar med nr. 3 og 4, skal medlemsstatene tildeles én stemme hver. Dersom det er flere TSO-er i en medlemsstat, skal medlemsstaten fordele stemmerettene mellom TSO-ene.
9. Dersom TSO-ene ikke legger fram et forslag til vilkår eller metoder for reguleringsmyndighetene i samsvar med artikkel 6 nr. 2 og 3 eller til enhetene utpekt av medlemsstatene i samsvar med artikkel 6 nr. 4 innen fristene fastsatt i denne forordning, skal de i stedet legge fram de relevante utkastene til vilkår eller metoder for relevante reguleringsmyndigheter og Byrået og redegjøre for hvorfor det ikke er oppnådd enighet. Byrået skal underrette Kommisjonen og skal i samarbeid med relevante reguleringsmyndigheter på anmodning fra Kommisjonen granske årsakene til at det ikke er oppnådd enighet, og underrette Kommisjonen om dette. Kommisjonen skal treffe hensiktsmessige tiltak for at de nødvendige vilkårene eller metodene kan vedtas innen fire måneder etter mottak av Byråets underretning.

Artikkel 6

Godkjenning av vilkår eller metoder for TSO-er

1. Vilkårene eller metodene som er utarbeidet av TSO-er i henhold til nr. 2 og 3, skal godkjennes av hver reguleringsmyndighet. Den enheten som medlemsstaten har utpekt, skal godkjenne de vilkårene eller metodene som er utarbeidet av TSO-er i henhold til nr. 4. Den utpekte enheten skal være reguleringsmyndigheten, med mindre annet er fastsatt av medlemsstaten.
2. Forslagene til følgende vilkår eller metoder skal godkjennes av alle reguleringsmyndigheter i Unionen, og en medlemsstat kan avgi en uttalelse til den berørte reguleringsmyndigheten:
 - a) Viktige organisatoriske krav, roller og ansvar i forbindelse med datautveksling som angår driftssikkerhet i samsvar med artikkel 40 nr. 6.
 - b) Metoden for utarbeiding av de felles nettmodellene i samsvar med artikkel 67 nr. 1 og artikkel 70.
 - c) Metoden for samordning av driftssikkerhetsanalysen i samsvar med artikkel 75.
3. Forslagene til følgende vilkår eller metoder skal godkjennes av alle reguleringsmyndigheter i den berørte regionen, og en medlemsstat kan avgi en uttalelse til den berørte reguleringsmyndigheten:
 - a) Metoden for hvert synkronområde for å definere minste treghet i samsvar med artikkel 39 nr. 3 bokstav b).
 - b) Felles bestemmelser for hver kapasitetsberegningsregion om regional driftssikkerhetskoordinering i samsvar med artikkel 76.
 - c) Metoder for minst hvert synkronområde for å vurdere om anlegg er relevante for driftsstanskoordinering i samsvar med artikkel 84.
 - d) Metoder, vilkår og verdier som inngår i driftsavtalene for synkronområdet som angitt i artikkel 118, når det gjelder
 - i) definerende parametere for frekvenskvalitet og målparameter for frekvenskvalitet i samsvar med artikkel 127,
 - ii) dimensjoneringsregler for FCR i samsvar med artikkel 153,
 - iii) ytterligere egenskaper for FCR i samsvar med artikkel 154 nr. 2,
 - iv) for synkronområdene GB og IE/NI, tiltak for å sikre innhenting av energireservoarer i samsvar med artikkel 156 nr. 6 bokstav b),
 - v) for synkronområdene CE og Norden, minste aktiveringstid som skal sikres av leverandører av FCR i samsvar med artikkel 156 nr. 10,
 - vi) for synkronområdene CE og Norden, antakelser og metoder for en nytte- og kostnadsanalyse i samsvar med artikkel 156 nr. 11,
 - vii) for andre synkronområder enn CE og dersom det er relevant, grensene for utveksling av FCR mellom TSO-ene i samsvar med artikkel 163 nr. 2,
 - viii) for synkronområdene GB og IE/NI, metoden for å bestemme minste levering av reservekapasitet av FCR mellom synkronområder, som definert i artikkel 174 nr. 2 bokstav b),
 - ix) grenser for omfanget av utveksling av FRR mellom synkronområder definert i samsvar med artikkel 176 nr. 1 og grenser for omfanget av deling av FRR mellom synkronområder definert i samsvar med artikkel 177 nr. 1,
 - x) grenser for omfanget av utveksling av RR mellom synkronområder definert i samsvar med artikkel 178 nr. 1 og gren-

- ser for omfanget av deling av RR mellom synkronområder definert i samsvar med artikkel 179 nr. 1.
- e) Metoder og vilkår som inngår i driftsavtalene for LFC-blokken som angitt i artikkel 119, når det gjelder følgende:
 - i) Rampingrestriksjoner for uttak av aktiv effekt i samsvar med artikkel 137 nr. 3 og 4.
 - ii) Samordningstiltak som har som mål å redusere FRCE som definert i artikkel 152 nr. 14.
 - iii) Tiltak for å redusere FRCE ved å kreve endringer i produksjonen eller forbruket av aktiv effekt i kraftproduksjonseenheter og forbruksenheter i samsvar med artikkel 152 nr. 16.
 - iv) Dimensjoneringsreglene for FRR i samsvar med artikkel 157 nr. 1.
 - f) Avbøtende tiltak for hvert synkronområde eller hver LFC-blokk i samsvar med artikkel 138.
 - g) Felles forslag for hvert synkronområde for fastsettelse av LFC-blokker i samsvar med artikkel 141 nr. 2.
4. Med mindre annet er fastsatt av medlemsstaten, skal følgende vilkår eller metoder godkjennes hver for seg av den enheten som er utpekt av medlemsstaten i samsvar med nr. 1:
- a) For synkronområdene GB og IE/NL, hver TSOs forslag med angivelse av det nivået av forbrukstap der transmisjonsnettet anses å være rammet av nettsammenbrudd.
 - b) Omfanget av datautveksling med DSO-er og betydelige nettbrukere i samsvar med artikkel 40 nr. 5.
 - c) Tilleggskrav til grupper som leverer FCR i samsvar med artikkel 154 nr. 3.
 - d) Utelukkelse av grupper som leverer FCR, fra å levere FCR i samsvar med artikkel 154 nr. 4.
 - e) For synkronområdene CE og Norden, forslaget om midlertidig minste aktiveringstid som skal sikres av leverandører av FCR, som foreslått av TSO-en i samsvar med artikkel 156 nr. 9.
 - f) Tekniske krav til FRR fastsatt av TSO-en i samsvar med artikkel 158 nr. 3.
 - g) Utelukkelse av grupper som leverer FRR, fra å levere FRR i samsvar med artikkel 159 nr. 7.
 - h) De tekniske kravene for sammenkopling av enheter og grupper som leverer RR, som fastsatt av TSO-en i samsvar med artikkel 161 nr. 3.
 - i) Utelukkelse av grupper som leverer RR, fra å levere RR i samsvar med artikkel 162 nr. 6.
5. Dersom en individuell relevant nettoperatør eller TSO i henhold til denne forordning skal eller kan angi eller samtykke i krav som ikke omfattes av nr. 4, kan medlemsstatene kreve forhåndsgodkjenning av disse kravene fra relevant reguleringsmyndighet.
 6. Forslaget til vilkår eller metoder skal inneholde forslag til frist for gjennomføring av disse og en beskrivelse av deres forventede betydning for målene i denne forordning. Forslag til vilkår eller metoder som skal godkjennes av flere av eller alle reguleringsmyndighetene, skal legges fram for Byrået samtidig som de legges fram for reguleringsmyndighetene. På anmodning fra relevante reguleringsmyndigheter skal Byrået avgi en uttalelse innen tre måneder om forslagene til vilkår eller metoder.
 7. Dersom godkjenningen av vilkårene eller metodene krever at mer enn én reguleringsmyndighet treffer en beslutning, skal de relevante reguleringsmyndighetene samrå seg med hverandre, samordne sin opptreden og samarbeide tett for å komme til enighet. Dersom Byrået avgir en uttalelse, skal relevante reguleringsmyndigheter ta hensyn til denne uttalelsen. Reguleringsmyndighetene skal treffe beslutninger om de framlagte vilkårene eller metodene i henhold til nr. 2 og 3 senest seks måneder etter at reguleringsmyndigheten, eller eventuelt den siste berørte reguleringsmyndigheten, har mottatt vilkårene eller metodene.
 8. Dersom reguleringsmyndighetene ikke har klart å komme til enighet innen utløpet av tidsrommet nevnt i nr. 7, eller dersom de i fellesskap ber om dette, skal Byrået innen seks måneder treffe beslutning om de framlagte forslagene til vilkår eller metoder i samsvar med artikkel 8 nr. 1 i forordning (EF) nr. 713/2009.
 9. Dersom godkjenningen av vilkårene eller metodene krever en beslutning fra én enkelt utpekt enhet i samsvar med nr. 4, skal den utpekte enheten treffe en beslutning innen seks måneder etter mottak av vilkårene eller metodene.
 10. Enhver part kan framsette klage mot en relevant nettoperatør eller TSO i forbindelse med nevnte relevante operatørs eller TSOs forpliktelser eller beslutninger i henhold til denne forordning, og kan framsette en klage for

reguleringsmyndigheten, som virker som tvisteløsningsmyndighet og skal treffe en beslutning innen to måneder etter at klagen er tatt. Denne fristen kan forlenges med ytterligere to måneder dersom reguleringsmyndigheten ønsker ytterligere opplysninger. Denne forlengede fristen kan forlenges ytterligere med klagers samtykke. Reguleringsmyndighetens beslutning skal ha bindende virkning med mindre og inntil den oppheves etter klage.

Artikkel 7

Endringer av vilkår eller metoder for TSO-er

1. Dersom én eller flere reguleringsmyndigheter anmoder om en endring for å kunne godkjenne de vilkårene eller metodene som er lagt fram i samsvar med artikkel 6 nr. 2 og 3, skal de berørte TSO-ene senest to måneder etter reguleringsmyndighetenes anmodning, legge fram et forslag til endrede vilkår eller metoder for godkjenning. De relevante reguleringsmyndighetene skal treffe beslutning om de endrede vilkårene eller metodene innen to måneder etter at de er framlagt.
2. Dersom en utpekt enhet anmoder om en endring for å kunne godkjenne de vilkårene eller metodene som er lagt fram i samsvar med artikkel 6 nr. 4, skal den berørte TSO-en senest to måneder etter den utpekte enhetens anmodning, legge fram et forslag til endrede vilkår eller metoder for godkjenning. Den utpekte enheten skal treffe beslutning om de endrede vilkårene eller metodene innen to måneder etter at de er framlagt.
3. Dersom de relevante reguleringsmyndighetene innen tomånedersfristen ikke har kunnet komme til enighet om vilkårene eller metodene i henhold til artikkel 6 nr. 2 og 3, eller de i fellesskap ber om dette, skal Byrådet innen seks måneder treffe beslutning om de endrede vilkårene eller metodene i samsvar med artikkel 8 nr. 1 i forordning (EF) nr. 713/2009. Dersom de berørte TSO-ene ikke legger fram et forslag til endrede vilkår eller metoder, skal framgangsmåten fastsatt i artikkel 5 nr. 7 gjelde.
4. TSO-er som har ansvaret for å utarbeide et forslag til vilkår eller metoder, eller reguleringsmyndigheter eller utpekte enheter som har ansvaret for å vedta disse i samsvar med artikkel 6 nr. 2, 3 og 4, kan be om en endring av

disse vilkårene eller metodene. Forslagene om endring av vilkårene eller metodene skal dersom det er relevant, legges fram for samråd i samsvar med framgangsmåten angitt i artikkel 11 og godkjennes i samsvar med framgangsmåten angitt i artikkel 5 og 6.

Artikkel 8

Offentliggjøring på internett

1. TSO-er som har ansvaret for å utarbeide vilkårene eller metodene i samsvar med denne forordning, skal offentliggjøre dem på internett etter at de er godkjent av relevante reguleringsmyndigheter, eller dersom en slik godkjenning ikke kreves, etter at de er fastsatt, med mindre opplysningene anses å være fortrolige i samsvar med artikkel 12.
2. Offentliggjøringen skal også omfatte
 - a) forbedringer av verktøy for nettdrift i samsvar med artikkel 55 nr. 1 bokstav e),
 - b) målparametere for FRCE i samsvar med artikkel 128,
 - c) rampingrestriksjoner for hvert synkronområde i samsvar med artikkel 137 nr. 1,
 - d) rampingrestriksjoner for hver LFC-blokk i samsvar med artikkel 137 nr. 3,
 - e) tiltak som er truffet i skjerpet driftstilstand på grunn av mangel på reserver av aktiv effekt i samsvar med artikkel 152 nr. 11,
 - f) anmodning fra den TSO-en som tilknytter reserver, til en leverandør av FCR om å gjøre informasjonen tilgjengelig i sanntid i samsvar med artikkel 154 nr. 11.

Artikkel 9

Dekning av kostnader

1. Kostnader som nettoperatører som er underlagt regulering av nettariffer har, og som følger av forpliktelsene fastsatt i denne forordning, skal vurderes av relevante reguleringsmyndigheter. Kostnader som vurderes som rimelige, effektive og forholdsmessige, skal dekkes gjennom nettariffer eller andre egnede ordninger.
2. Dersom relevante reguleringsmyndigheter anmoder om det, skal nettoperatører nevnt i nr. 1 innen tre måneder etter anmodningen legge fram de opplysningene som er nødvendige for å gjøre det lettere å vurdere de påløpte kostnadene.

*Artikkel 10***Deltakelse fra berørte parter**

Byrået skal i nært samarbeid med ENTSO for elektrisk kraft legge til rette for at berørte parter deltar med hensyn til sikker systemdrift og andre aspekter ved gjennomføringen av denne forordning. Denne deltakelsen skal omfatte regelmessige møter med berørte parter for å kartlegge problemer og foreslå forbedringer knyttet til sikker systemdrift.

*Artikkel 11***Offentlig høring**

1. TSO-er som har ansvaret for å legge fram forslag til vilkår eller metoder eller til endring av disse i samsvar med denne forordning, skal samrå seg med berørte parter, herunder relevante myndigheter i hver medlemsstat, om utkastene til forslag til vilkår eller metoder som er oppført i artikkel 6 nr. 2 og 3. Høringen skal vare i minst én måned.
2. De forslagene til vilkår eller metoder som legges fram av TSO-ene på unionsplan, skal offentliggjøres og legges fram for offentlig høring på unionsplan. Forslag som legges fram av TSO-er på regionalt plan, skal legges fram for offentlig høring minst på regionalt plan. Parter som legger fram forslag på bilateralt eller multilateralt plan, skal gjennomføre en offentlig høring minst i de berørte medlemsstatene.
3. De TSO-ene som har ansvaret for å utarbeide forslaget til vilkår eller metoder, skal ta behørig hensyn til de berørte partenes synspunkter fra høringen, før forslaget legges fram for godkjenning av reguleringsmyndighetene. I alle tilfeller skal det utarbeides en grundig begrunnelse for at de synspunktene som er framkommet i høringen, er innarbeidet i forslaget eller ikke, som skal offentliggjøres samtidig eller i god tid før forslaget til vilkår eller metoder offentliggjøres.

*Artikkel 12***Taushetsplikt**

1. Alle fortrolige opplysninger som mottas, utveksles eller overføres i henhold til denne forordning, skal være underlagt de vilkårene for taushetsplikt som er fastsatt i nr. 2, 3 og 4.
2. Taushetsplikten skal gjelde for alle personer som omfattes av bestemmelsene i denne forordning.

3. Fortrolige opplysninger som personene eller reguleringsmyndighetene nevnt i nr. 2 mottar i embets medfør, kan ikke gis videre til noen annen person eller myndighet, med forbehold for saker som hører inn under nasjonal rett, denne forordnings øvrige bestemmelser og annet relevant unionsregelverk.
4. Med forbehold for saker som hører inn under nasjonal rett eller unionsregelverket, kan reguleringsmyndigheter, organer eller personer som mottar fortrolige opplysninger i henhold til denne forordning, bruke dem bare når de utfører sine plikter i henhold til denne forordning.

*Artikkel 13***Avtaler med TSO-er som ikke er bundet av denne forordning**

Dersom et synkronområde omfatter TSO-er både i Unionen og i tredjestater, skal alle TSO-er i EU-medlemsstater i dette synkronområdet innen 18 måneder etter ikrafttredelsen av denne forordning, bestrebe seg på å inngå en avtale med de TSO-ene i tredjestatene som ikke er bundet av denne forordning, som fastsetter grunnlaget for deres samarbeid om sikker systemdrift, samt nærmere regler for hvordan TSO-ene i tredjestatene skal oppfylle kravene i denne forordning.

*Artikkel 14***Overvåking**

1. ENTSO for elektrisk kraft skal overvåke gjennomføringen av denne forordning i samsvar med artikkel 8 nr. 8 i forordning (EF) nr. 714/2009. Overvåkingen skal minst omfatte følgende:
 - a) Driftssikkerhetsindikatorer i samsvar med artikkel 15.
 - b) Lastfrekvensregulering i samsvar med artikkel 16.
 - c) Vurdering av regional koordinering i samsvar med artikkel 17.
 - d) Identifisering av eventuelle ulikheter i den nasjonale gjennomføringen av denne forordning med hensyn til vilkårene eller metodene oppført i artikkel 6 nr. 3.
 - e) Identifisering av eventuelle ytterligere forbedringer av verktøy og tjenester i samsvar med artikkel 55 bokstav a) og b), ut over de forbedringene som er identifisert av TSO-ene i samsvar med artikkel 55 bokstav e).
 - f) Identifisering av eventuelle nødvendige forbedringer av årsrapporten om skala for

- klassifisering av hendelser i samsvar med artikkel 15, som er nødvendige for å støtte bærekraftig og langsiktig driftssikkerhet.
- g) Identifisering av vanskeligheter i forbindelse med samarbeid om sikker systemdrift med TSO-er i tredjestater.
2. Byrået skal i samarbeid med ENTSO for elektrisk kraft innen tolv måneder etter ikrafttredelsen av denne forordning legge fram en liste over de relevante opplysningene som ENTSO for elektrisk kraft skal oversende til Byrået i samsvar med artikkel 8 nr. 9 og artikkel 9 nr. 1 i forordning (EF) nr. 714/2009. Listen over relevante opplysninger kan bli oppdatert. ENTSO for elektrisk kraft skal føre et omfattende digitalt dataarkiv i standardisert format med de opplysningene som Byrået krever.
 3. Relevante TSO-er skal oversende til ENTSO for elektrisk kraft de opplysningene som er nødvendige for å kunne utføre oppgavene nevnt i nr. 1 og 2.
 4. På grunnlag av en anmodning fra reguleringsmyndigheten, skal DSO-ene gi TSO-ene opplysninger i henhold til nr. 2, med mindre opplysningene allerede er tilgjengelige for reguleringsmyndighetene, TSO-ene, Byrået eller ENTSO for elektrisk kraft i forbindelse med deres respektive oppgaver med hensyn til overvåking av gjennomføringen, og slik at dobbeltarbeid unngås.
- a) Antall utløste anleggsdeler i transmisjonsnett per år per TSO.
 - b) Antall utløste kraftproduksjonsanlegg per år per TSO.
 - c) Energi som ikke er levert som følge av ikke-planlagte frakoplinger av forbruksanlegg, per år per TSO.
 - d) Varighet og antall tilfeller av skjerpet driftstilstand og nøddriftstilstand per TSO.
 - e) Varighet av og antall hendelser der det ble konstatert mangel på reserver, per TSO.
 - f) Varighet av og antall spenningsavvik som oversteg intervallene fra tabell 1 og 2 i vedlegg II, per TSO.
 - g) Antall minutter utenfor standard frekvensintervall og antall minutter utenfor 50 % av maksimalt stasjonært frekvensavvik per synkronområde.
 - h) Antall nettoppdelinger eller lokale nettsammenbrudd.
 - i) Antall strømstanser som omfatter to eller flere TSO-er.
4. Årsrapporten nevnt i nr. 1 skal inneholde følgende driftssikkerhetsindikatorer som er relevante for driftsplanlegging:
 - a) Antall hendelser der en hendelse som inngår i listen over uforutsette hendelser, førte til en forringelse av systemets driftstilstand.
 - b) Antall hendelser nevnt i bokstav a) der en forringelse av systemets driftsforhold inntraff som følge av uventede avvik fra forbruks- eller produksjonsprognosene.
 - c) Antall hendelser der det oppsto en forringelse av systemets driftsforhold som følge av en ekstraordinær uforutsett hendelse.
 - d) Antall hendelser nevnt i bokstav c) der en forringelse av systemets driftsforhold inntraff som følge av uventede avvik fra forbruks- eller produksjonsprognosene.
 - e) Antall hendelser som førte til en forringelse av systemets driftsforhold som følge av mangel på reserver av aktiv effekt.
 5. Årsrapportene skal inneholde forklaringer på årsakene til hendelser på driftssikkerhetsskalaene 2 og 3 ut fra skalaen for klassifisering av hendelser vedtatt av ENTSO for elektrisk kraft. Disse forklaringene skal være basert på undersøkelsen av hendelser som TSO-ene utfører i henhold til prosessen fastsatt i skalaen for klassifisering av hendelser. TSO-ene skal informere de respektive reguleringsmyndighetene om en undersøkelse i god tid før den påbegynnes. Reguleringsmyndigheter og Byrået kan delta i undersøkelsen på egen anmodning.

Artikkel 15

Årsrapport om driftssikkerhetsindikatorer

1. ENTSO for elektrisk kraft skal innen 30. september offentliggjøre en årsrapport basert på den skalaen for klassifisering av hendelser som er vedtatt i samsvar med artikkel 8 nr. 3 bokstav a) i forordning (EF) nr. 714/2009. Byrået kan avgi sin uttalelse om form og innhold i årsrapporten, herunder det geografiske omfanget av de rapporterte hendelsene, de innbyrdes elektriske avhengighetsforholdene mellom TSO-enes kontrollområder og eventuelle relevante historikkopplinger.
2. TSO-ene for hver medlemsstat skal senest 1. mars legge fram for ENTSO for elektrisk kraft nødvendige data og opplysninger for utarbeiding av årsrapporter basert på skalaen for klassifisering av hendelser som nevnt i nr. 1. De dataene som legges fram av TSO-ene, skal omhandle det foregående året.
3. Årsrapportene nevnt i nr. 1 skal minst inneholde følgende driftssikkerhetsindikatorer som er relevante for driftssikkerheten:

*Artikkel 16***Årsrapport om lastfrekvensregulering**

1. ENTSO for elektrisk kraft skal innen 30. september offentliggjøre en årsrapport om lastfrekvensregulering basert på de opplysningene som TSO-ene har lagt fram i samsvar med nr. 2. Årsrapporten om lastfrekvensregulering skal for hver medlemsstat inneholde de opplysningene som er oppført i nr. 2.
2. Fra 14. september 2018 skal TSO-ene i hver medlemsstat senest 1. mars hvert år legge fram følgende opplysninger for det foregående året til ENTSO for elektrisk kraft:
 - a) Identifisering av LFC-blokker, LFC-områder og overvåkingsområder i medlemsstaten.
 - b) Identifisering av LFC-blokker som ikke ligger i medlemsstaten, og som inneholder LFC-områder og overvåkingsområder som ligger i medlemsstaten.
 - c) Identifisering av hvilke synkronområder hver medlemsstat tilhører.
 - d) Data knyttet til kriterier for evaluering av frekvenskvalitet for hvert synkronområde og hver LFC-blokk i bokstav a), b) og c), som dekker hver måned i minst to foregående kalenderår.
 - e) FCR-forpliktelsen og den opprinnelige FCR-forpliktelsen for hver TSO som driver virksomhet i medlemsstaten, som dekker hver måned i minst to foregående kalenderår.
 - f) En beskrivelse av og datoen for gjennomføring av eventuelle avbøtende tiltak og rampingkrav for å minske deterministiske frekvensavvik i det foregående kalenderåret i samsvar med artikkel 137 og 138, der TSO-ene i medlemsstaten var involvert.
3. De dataene som legges fram av TSO-ene, skal omhandle det foregående året. Opplysningene om synkronområder, LFC-blokker, LFC-områder og overvåkingsområder i bokstav a), b) og c) skal rapporteres én gang. Dersom disse områdene endres, skal disse opplysningene rapporteres innen 1. mars det etterfølgende året.
4. Når det er relevant skal alle TSO-er i et synkronområde eller en LFC-blokk samarbeide om å samle inn opplysningene oppført i nr. 2.

*Artikkel 17***Årsrapport om vurdering av regional koordinering**

1. ENTSO for elektrisk kraft skal innen 30. september offentliggjøre en årsrapport om vurde-

ring av regional koordinering basert på årsrapportene om vurdering av regional koordinering lagt fram av de regionale sikkerhetskoordinatorene i samsvar med nr. 2, vurdere eventuelle driftskompatibilitetsproblemer og foreslå endringer med sikte på å forbedre formålstjenligheten og effektiviteten i samordningen av systemdriften.

2. Hver regional sikkerhetskoordinator skal innen 1. mars utarbeide en årsrapport og legge den fram for ENTSO for elektrisk kraft, med følgende opplysninger om de oppgavene sikkerhetskoordinatoren utfører:
 - a) Antall hendelser, gjennomsnittlig varighet og årsakene til manglende utførelse av oppgaver.
 - b) Statistikk om begrensninger, herunder deres varighet, plassering og antall tilfeller, samt tilhørende korrigerende tiltak som er aktivert og den faktiske kostnaden i forbindelse med dette.
 - c) Antall tilfeller der TSO-ene har avvist å gjennomføre de korrigerende tiltakene som er anbefalt av den regionale sikkerhetskoordinatoren, og årsakene til dette.
 - d) Antall inkompatibiliteter ved driftsstans som er påvist i samsvar med artikkel 80.
 - e) En beskrivelse av de tilfellene der mangel på regional tilstrekkelighet er blitt vurdert og en beskrivelse av de avbøtende tiltakene som er iverksatt.
3. De dataene som er lagt fram for ENTSO for elektrisk kraft av de regionale sikkerhetskoordinatorene, skal omhandle det foregående året.

*Del II***Driftssikkerhet***Avdeling 1***Krav til driftssikkerhet***Kapittel 1***Vedlegg 2. Systemdriftstilstander, korrigerende tiltak og grenser for driftssikkerhet***Artikkel 18***Klassifisering av systemdriftstilstander**

1. Et transmisjonsnett skal befinne seg i normaldriftstilstand når samtlige følgende vilkår er oppfylt:
 - a) Spenning og kraftflyt er innenfor grensene for driftssikkerhet fastsatt i samsvar med artikkel 25.

- b) Frekvensen oppfyller følgende kriterier:
- i) Stasjonært systemfrekvensavvik er innenfor standard frekvensintervall.
 - ii) Den absolutte verdien av stasjonært systemfrekvensavvik er ikke høyere enn det maksimale stasjonære frekvensavviket, og de systemfrekvensgrensene som er fastsatt for den skjerpede driftstilstanden, er ikke oppfylt.
- c) Reserver av aktiv og reaktiv effekt er tilstrekkelige til å motstå uforutsette hendelser fra listen over uforutsette hendelser fastsatt i samsvar med artikkel 33, uten å overskride grensene for driftssikkerhet.
- d) Drift av den berørte TSO-ens kontrollområde er og vil forbli innenfor grensene for driftssikkerhet etter aktivering av korrigerende tiltak som følge av forekomsten av en uforutsett hendelse fra listen over uforutsette hendelser, fastsatt i samsvar med artikkel 33.
2. Et transmisjonsnett skal befinne seg i skjerpet driftstilstand når
- a) spenning og kraftflyt er innenfor grensene for driftssikkerhet fastsatt i samsvar med artikkel 25, og
 - b) TSO-ens reservekapasitet er redusert med mer enn 20 % i mer enn 30 minutter, og det ikke finnes noen mulighet til å kompensere for denne reduksjonen under systemdrift i sanntid, eller
 - c) frekvensen oppfyller følgende kriterier:
 - i) den absolutte verdien av stasjonært systemfrekvensavvik er ikke høyere enn det maksimale stasjonære frekvensavviket, og
 - ii) den absolutte verdien av stasjonært systemfrekvensavvik har kontinuerlig overskredet 50 % av det maksimale stasjonære frekvensavviket i et tidsrom som er lengre enn utløsningstiden for skjerpet driftstilstand, eller standard frekvensintervall i et tidsrom som er lengre enn gjenopprettingstiden for frekvens, eller
 - d) minst én uforutsett hendelse fra listen over uforutsette hendelser, fastsatt i samsvar med artikkel 33, fører til overskridelse av TSO-ens grenser for driftssikkerhet, selv etter aktivering av korrigerende tiltak.
3. Et transmisjonsnett skal befinne seg i nød-driftstilstand når minst ett av følgende vilkår er oppfylt:
- a) Det er minst én overskridelse av en TSOs grenser for driftssikkerhet fastsatt i samsvar med artikkel 25.
 - b) Frekvensen oppfyller ikke kriteriene for normaldriftstilstand og for skjerpet driftstilstand fastsatt i samsvar med nr. 1 og 2.
 - c) Minst ett tiltak i TSO-ens systembeskyttelsesplan er aktivert.
 - d) Det er konstatert funksjonsfeil på verktøy, hjelpemidler og anlegg, fastsatt i samsvar med artikkel 24 nr. 1, som fører til at disse verktøyene, hjelpemidlene og anleggene ikke er tilgjengelige i mer enn 30 minutter.
4. Et transmisjonsnett skal anses å være rammet av nettsammenbrudd når minst ett av følgende vilkår er oppfylt:
- a) Tap av mer enn 50 % av forbruket i den berørte TSO-ens kontrollområde.
 - b) Totalt fravær av spenning i minst tre minutter i den berørte TSO-ens kontrollområde, som har ført til utløsning av gjenopprettingsplaner.
- En TSO i synkronområdene GB og IE/NI kan utarbeide et forslag med angivelse av det nivået av forbrukstap der transmisjonsnettet anses å være rammet av nettsammenbrudd. TSO-ene i synkronområdene GB og IE/NI skal informere ENTSO for elektrisk kraft om dette tilfellet.
5. Et transmisjonsnett skal være i gjenopprettingstilstand når en TSO som befinner seg i nøddriftstilstand eller er rammet av nettsammenbrudd, har begynt å aktivere tiltakene i sin gjenopprettingsplan.

Artikkel 19

Overvåking og fastsettelse av systemdriftstilstander som utføres av TSO-er

1. Hver TSO skal i sanntidsdrift fastsette systemdriftstilstanden i sitt transmisjonsnett.
2. Hver TSO skal i sitt kontrollområde overvåke følgende parametere for transmisjonsnettet i sanntid, basert på fjernmålinger i sanntid eller beregnede verdier fra sitt observerbarhetsområde, samtidig som det tas hensyn til strukturelle data og sanntidsdata i samsvar med artikkel 42:
 - a) Flyt av aktiv og reaktiv effekt.
 - b) Samleskinnespenninger.
 - c) Frekvensreguleringsfeil og innstillingsfeil ved frekvensgjenoppretting av dens LFC-område.
 - d) Reserver av aktiv og reaktiv effekt.
 - e) Produksjon og forbruk.

3. For å fastsette systemdriftstilstanden skal hver TSO utføre analyser av uforutsette hendelser minst én gang hvert 15. minutt, med overvåking av transmisjonsnettets parametere fastsatt i samsvar med nr. 2, i forhold til grensene for driftssikkerhet fastsatt i samsvar med artikkel 25 og kriteriene for systemdriftstilstand fastsatt i samsvar med artikkel 18. Hver TSO skal også overvåke nivået av tilgjengelige reserver mot reservekapasiteten. Ved analyse av uforutsette hendelser skal hver TSO ta hensyn til virkningen av korrigerende tiltak og tiltakene i systembeskyttelsesplanen.
4. Dersom transmisjonsnettets ikke befinner seg i normaldriftstilstand og dersom denne systemdriftstilstanden betegnes som en utbredt driftstilstand, skal TSO-en
 - a) informere alle TSO-er om systemdriftstilstanden for sitt transmisjonsnett ved hjelp av et IT-verktøy for utveksling av sanntidsdata på felleseuropeisk plan, og
 - b) gi ytterligere opplysninger om sine anleggsdeler i transmisjonsnettets som inngår i observerbarhetsområdet til andre TSO-er, til disse TSO-ene.

Artikkel 20

Korrigerende tiltak i systemdriften

1. Hver TSO skal bestrebe seg på å sikre at transmisjonsnettets forblir i normaldriftstilstand, og skal ha ansvaret for å håndtere brudd på driftssikkerheten. For å nå dette målet skal hver TSO utforme, forberede og aktivere korrigerende tiltak, samtidig som det tas hensyn til deres tilgjengelighet, den tiden og de ressursene som kreves for å aktivere dem, samt eventuelle forhold utenfor transmisjonsnettets som er relevante for hvert korrigerende tiltak.
2. De korrigerende tiltakene som brukes av TSO-er i systemdriften i samsvar med nr. 1 og artikkel 21–23 i denne forordning, skal stemme overens med de korrigerende tiltakene som skal tas med i kapasitetsberegningen i samsvar med artikkel 25 i forordning (EU) 2015/1222.

Artikkel 21

Prinsipper og kriterier for korrigerende tiltak

1. Hver TSO skal anvende følgende prinsipper ved aktivering og samordning av korrigerende tiltak i samsvar med artikkel 23:
 - a) For brudd på driftssikkerheten som ikke må håndteres på en samordnet måte, skal en

TSO utforme, forberede og aktivere korrigerende tiltak for å gjenopprette systemet til normaldriftstilstand og hindre spredning av skjerpet driftstilstand eller nøddriftstilstand utenfor TSO-ens kontrollområde, ut fra de kategoriene som er definert i artikkel 22.

- b) For brudd på driftssikkerheten som må håndteres på en samordnet måte, skal en TSO utforme, forberede og aktivere korrigerende tiltak i samordning med andre berørte TSO-er, etter metoden for samordnet forberedelse av korrigerende tiltak i henhold til artikkel 76 nr. 1 bokstav b), samtidig som det tas hensyn til anbefalingen fra en regional sikkerhetskoordinator i samsvar med artikkel 78 nr. 4.
2. Når egnede korrigerende tiltak velges, skal hver TSO benytte følgende kriterier:
 - a) De mest formålstjenlige og økonomisk effektive korrigerende tiltakene skal aktiveres.
 - b) Korrigerende tiltak skal aktiveres så nær sanntid som mulig, samtidig som det tas hensyn til forventet aktiveringstid og hvor mye det haster å få løst den systemdriftssituasjonen som tiltakene er rettet mot.
 - c) Når de tilgjengelige korrigerende tiltakene benyttes, skal risikoen for feil vurderes, samt tiltakenes innvirkning på driftssikkerheten, for eksempel
 - i) risikoen for feil eller kortslutning som skyldes topologiendringer,
 - ii) risikoen for driftsstans forårsaket av endringer av aktiv eller reaktiv effekt i kraftproduksjonsenheter eller forbruksanlegg, og
 - iii) risikoen for funksjonsfeil forårsaket av utstyr.
 - d) Det skal foretrekkes korrigerende tiltak som gjør den største utvekslingskapasiteten mellom budområder tilgjengelig for kapasitetsfordeling, og samtidig overholder alle grenser for driftssikkerheten.

Artikkel 22

Kategorier av korrigerende tiltak

1. Hver TSO skal benytte følgende kategorier av korrigerende tiltak:
 - a) Endring av varigheten av en planlagt driftsstans eller fornyet idriftsetting av anleggsdeler i transmisjonsnettets for å gjøre disse anleggsdelene i transmisjonsnettets tilgjengelige for drift.
 - b) Aktiv påvirkning av kraftflyten ved hjelp av

- i) trinnkoplinger i krafttransformatorer,
- ii) trinnkoplinger i faseforskyvende transformatorer,
- iii) endring av topologier.
- c) Regulering av spenning og håndtering av reaktiv effekt ved hjelp av
 - i) trinnkoplinger i krafttransformatorer,
 - ii) omkopling av kondensatorer og reaktorer,
 - iii) omkopling av kraftelektroniske innretninger som brukes for regulering av spenning og reaktiv effekt,
 - iv) instruksjoner til transmisjonsnettilknyttede DSO-er og betydelige nettbrukere om å blokkere automatisk regulering av spenning og reaktiv effekt på transformatorer, eller på sine anlegg å aktivere korrigerende tiltak fastsatt i punkt i)-iii) dersom spenningsforringelsen setter driftssikkerheten i fare eller truer med å føre til spenningskollaps i et transmisjonsnett,
 - v) anmodning om endring av uttak av reaktiv effekt eller settpunktet for spenning for transmisjonsnettilknyttede synkron kraftproduksjonsenheter,
 - vi) anmodning om endring av uttak av reaktiv effekt for omformerne i transmisjonsnettilknyttede ikke-synkron kraftproduksjonsenheter.
- d) Ny beregning av dagen-før- og intradagsutvekslingskapasitet mellom budområder i samsvar med forordning (EU) 2015/1222.
- e) Spesialregulering for transmisjonsnettilknyttede eller distribusjonsnettilknyttede nettbrukere i TSO-ens kontrollområde, mellom to eller flere TSO-er.
- f) Mothandel mellom to eller flere budområder.
- g) Justering av flyt av aktiv effekt gjennom HVDC-systemer.
- h) Aktivering av prosedyrer for håndtering av frekvensavvik.
- i) Begrensning, i henhold til artikkel 16 nr. 2 i forordning (EF) nr. 714/2009, av allerede tildelt utvekslingskapasitet mellom budområder i en nødssituasjon der bruken av denne kapasiteten utgjør en fare for driftssikkerheten, og alle TSO-er for en bestemt overføringsforbindelse samtykker i en slik justering, og spesialregulering eller mothandel ikke er mulig.
- j) Dersom det er relevant, manuell utkopling av forbruk i normaldriftstilstand eller skjerpet driftstilstand.

- 2. Dersom det er nødvendig og berettiget for å opprettholde driftssikkerheten, kan hver TSO forberede og aktivere ytterligere korrigerende tiltak. TSO-en skal rapportere og begrunne disse tilfellene til den relevante reguleringsmyndigheten og, når det er relevant, medlemsstaten, minst én gang i året etter aktivering av de ytterligere korrigerende tiltakene. De relevante rapportene og begrunnelsene skal også offentliggjøres. Europakommisjonen eller Byrået kan be relevant reguleringsmyndighet om å gi ytterligere opplysninger om aktivering av ytterligere korrigerende tiltak dersom disse påvirker et tilgrensende transmisjonsnett.

Artikkel 23

Forberedelse, aktivering og samordning av korrigerende tiltak

- 1. Hver TSO skal forberede og aktivere korrigerende tiltak i samsvar med kriteriene fastsatt i artikkel 21 nr. 2 for å hindre en forverring av systemdriftstilstanden på grunnlag av følgende faktorer:
 - a) Overvåking og fastsettelse av systemdriftstilstandene i samsvar med artikkel 19.
 - b) Analyse av uforutsette hendelser i sanntidsdrift i samsvar med artikkel 34.
 - c) Analyse av uforutsette hendelser under driftsplanlegging i samsvar med artikkel 72.
- 2. Når en TSO forbereder og aktiverer et korrigerende tiltak, herunder spesialregulering eller mothandel i henhold til artikkel 25 og 35 i forordning (EU) 2015/1222, eller en prosedyre i en TSOs systembeskyttelsesplan som påvirker andre TSO-er, skal den berørte TSO-en i samordning med de andre berørte TSO-ene vurdere virkningene av slike korrigerende tiltak eller tiltak innenfor og utenfor dens eget kontrollområde, i samsvar med artikkel 75 nr. 1, artikkel 76 nr. 1 bokstav b) og artikkel 78 nr. 1, 2 og 4, samt gi de berørte TSO-ene opplysningene om denne virkningen.
- 3. Ved forberedelse og aktivering av korrigerende tiltak som har innvirkning på transmisjonsnettilknyttede SGU-er og DSO-er, skal hver TSO, dersom dennes transmisjonsnett er i normaldriftstilstand eller skjerpet driftstilstand, vurdere virkningene av slike korrigerende tiltak i samordning med berørte SGU-er og TSO-er og velge korrigerende tiltak som bidrar til å opprettholde normaldriftstilstand og sikker drift for alle berørte parter. Hver

berørt SGU og DSO skal legge fram for TSO-en alle nødvendige opplysninger for denne samordningen.

4. Ved forberedelse og aktivering av korrigerende tiltak skal hver TSO, dersom dennes transmisjonsnett ikke er i normaldriftstilstand eller skjerpet driftstilstand, i den grad det er mulig samordne slike korrigerende tiltak med de berørte transmisjonsnettilknyttede SGU-ene og DSO-ene for å opprettholde driftssikkerheten og integriteten i transmisjonsnettet.

Når en TSO aktiverer et korrigerende tiltak, skal hver berørt transmisjonsnettilknyttet betydelig nettbruker og DSO utføre de instruksene som TSO-en har gitt.

5. Dersom begrensninger bare har konsekvenser for den lokale driftstilstanden innenfor TSO-ens kontrollområde, og bruddet på driftssikkerheten ikke trenger å håndteres på en samordnet måte, kan den TSO-en som er ansvarlig for håndteringen, beslutte ikke å aktivere korrigerende tiltak som medfører kostnader.

Artikkel 24

Tilgjengeligheten av midler, verktøy og anlegg for TSO-er

1. Hver TSO skal sikre tilgjengelighet, pålitelighet og redundans for følgende elementer:
 - a) Anlegg for overvåking av systemdriftstilstanden i transmisjonsnettet, herunder programmer for tilstandsestimering og anlegg for lastfrekvensregulering.
 - b) Midler for styring og kontroll av effektbrytere, utkoplingsbrytere, trinnkopplere i transformatorer og annet utstyr som brukes til å regulere anleggsdeler i transmisjonsnettet.
 - c) Midler for å kommunisere med andre TSO-ers og RSC-ers kontrollrom.
 - d) Verktøy for driftssikkerhetsanalysen.
 - e) Verktøy og kommunikasjonsmidler som er nødvendig for at TSO-ene skal kunne tilrettelegge for markedsvirksomhet over landegrensene.
2. Når TSO-ens verktøy, midler og anlegg nevnt i nr. 1 påvirker transmisjonsnettilknyttede DSO-er eller SGU-er som er involvert i levering av balansetjenester, tilleggstenester, systembeskyttelse eller -gjenoppretting eller levering av driftsdata i samtid i henhold til artikkel 44, 47, 50, 51, 52 og 52, skal den relevante TSO-en og disse DSO-ene og SGU-ene samarbeide og samordne for å fastsette og sikre tilgjengelig-

het, pålitelighet og redundans for disse verktøyene, midlene og anleggene.

3. Innen 18 måneder etter at denne forordning har trådt i kraft, skal hver TSO vedta en plan for kontinuerlig virksomhet der det angis hvordan tap av kritiske verktøy, midler og anlegg skal håndteres, og som inneholder bestemmelser om vedlikehold, utskiftning og utvikling av dem. Hver TSO skal minst én gang i året gjennomgå sin plan for kontinuerlig virksomhet og ajourføre den ved behov og i alle tilfeller etter enhver betydelig endring av kritiske verktøy, midler og anlegg eller av relevante systemdriftsforhold. TSO-en skal dele de delene av planen for kontinuerlig virksomhet som påvirker DSO-er og SGU-er, med de berørte DSO-ene og SGU-ene.

Artikkel 25

Grenser for driftssikkerhet

1. Hver TSO skal fastsette grensene for driftssikkerhet for hver anleggsdel i sitt transmisjonsnett, samtidig som det tas hensyn til minst følgende fysiske kjennetegn:
 - a) Spenningsgrenser i samsvar med artikkel 27.
 - b) Grenser for kortslutningsstrøm i samsvar med artikkel 30.
 - c) Grenser for strøm med hensyn til termisk belastning, herunder tillatte forbigående overbelastninger.
2. Ved fastsettelse av grensene for driftssikkerhet, skal hver TSO ta hensyn til SGU-enes kapasitet til å forhindre at spenningsintervaller og frekvensgrenser i normaldriftstilstand og skjerpet driftstilstand fører til at de frakoples.
3. I tilfelle endringer i en av anleggsdelene i transmisjonsnettet, skal den berørte TSO-en validere og om nødvendig oppdatere grensene for driftssikkerhet.
4. For hver overføringsforbindelse skal hver TSO komme til enighet med den tilgrensende TSO-en om felles grenser for driftssikkerheten i samsvar med nr. 1.

Artikkel 26

Sikkerhetsplan for beskyttelse av kritisk infrastruktur

1. Hver TSO skal, samtidig som det tas hensyn til artikkel 5 i rådsdirektiv 2008/114/EF¹⁰, fastsette en fortrolig sikkerhetsplan som inneholder en risikovurdering av anlegg som eies

- eller drives av TSO-en, som omfatter scenarier med alvorlige fysiske trusler eller cybertrusler som fastsatt av medlemsstaten.
2. Sikkerhetsplanen skal ta hensyn til mulige virkninger på de europeiske sammenkoblede transmisjonsnettene og omfatter organisatoriske og fysiske tiltak for å redusere de identifiserte risikoene.
 3. Hver TSO skal regelmessig gjennomgå sikkerhetsplanen for å ta hensyn til endringer av trusselscenarier og gjenspeile utviklingen av transmisjonsnettet.

Kapittel 2

Vedlegg 3. Regulering av spenning og håndtering av reaktiv effekt

Artikkel 27

Forpliktelser for alle TSO-er med hensyn til spenningsgrenser

1. I samsvar med artikkel 18 skal hver TSO bestrebe seg på å sikre at spenningen i normaldriftstilstand skal forbli stasjonær ved transmisjonsnettets tilknytningspunkter innenfor de intervallene som er angitt i tabell 1 og 2 i vedlegg II.
2. Dersom relevant TSO i Spania i samsvar med artikkel 16 nr. 2 i forordning (EU) 2016/631 krever at kraftproduksjonsenheter som er tilkoplede nominelle spenninger på mellom 300 og 400 kV, forblir i spenningsintervallet fra 1,05 til 1,0875 per enhet i et ubegrenset tidsrom, skal dette ytterligere spenningsintervallet tas i betraktning av relevant TSO i Spania når nr. 1 oppfylles.
3. Hver TSO skal fastsette referansespenningen for spenningsverdier uttrykt i pu.
4. Hver TSO skal bestrebe seg på å sikre at spenningen under normaldriftstilstand og etter en uforutsett hendelse, holder seg innenfor bredere spenningsintervaller i et begrenset tidsrom dersom det er enighet om disse bredere spenningsintervallene med transmisjonsnettilknyttede DSO-er, eiere av kraftproduksjonsanlegg i samsvar med artikkel 16 nr. 2 i forordning (EU) 2016/631 eller eiere av HVDC-

systemer i samsvar med artikkel 18 i forordning (EU) 2016/1447.

5. Hver TSO skal komme til enighet med de transmisjonsnettilknyttede DSO-ene og transmisjonsnettilknyttede betydelige nettbrukere om spenningsintervaller ved tilknytningspunktene under 110 kV dersom disse spenningsintervallene er relevante for å opprettholde grensene for driftssikkerheten. Hver TSO skal bestrebe seg på å sikre at spenningen holder seg innenfor det avtalte intervallet under normaldriftstilstand og etter en uforutsett hendelse.

Artikkel 28

Forpliktelser for SGU-er med hensyn til regulering av spenning og håndtering av reaktiv effekt ved systemdrift

1. Innen tre måneder etter ikrafttreddelsen av denne forordning skal alle SGU-er som er transmisjonsnettilknyttede kraftproduksjonsenheter som ikke omfattes av artikkel 16 i forordning (EU) 2016/631, eller som er HVDC-systemer som ikke omfattes av artikkel 18 i forordning (EU) 2016/1447, informere sin TSO om sin kapasitet i forhold til spenningskravene i artikkel 16 i forordning (EU) 2016/631 eller i artikkel 18 i forordning (EU) 2016/1447, med angivelse av sin spenningskapasitet og hvor lenge de kan klare situasjonen uten å bli frakoplet.
2. SGU-er som er forbruksanlegg som omfattes av kravene i artikkel 3 i forordning (EU) 2016/1388, skal ikke koples fra som følge av en forstyrrelse i spenningsintervallene nevnt i artikkel 27. Innen tre måneder etter ikrafttreddelsen av denne forordning skal SGU-er som er transmisjonsnettilknyttede forbruksanlegg som ikke omfattes av artikkel 3 i forordning (EU) 2016/1388, informere sin TSO om sin kapasitet i forhold til spenningskravene i vedlegg II i forordning (EU) 2016/1388, med angivelse av sin spenningskapasitet og hvor lenge de kan klare situasjonen uten å bli frakoplet.
3. Hver SGU som er et transmisjonsnettilknyttet forbruksanlegg, skal opprettholde settpunktene for reaktiv effekt, effektfaktorintervallene og settpunktene for spenningsregulering innenfor det intervallet som er avtalt med TSO-en i samsvar med artikkel 27.

¹⁰ Rådskommisjonen 2008/114/EF av 8. desember 2008 om identifikasjon og utpeking av europeisk kritisk infrastruktur og vurdering av behovet for å beskytte den bedre (EUT L 345 av 23.12.2008, s. 75).

*Artikkel 29***Forpliktelser for alle TSO-er med hensyn til regulering av spenning og håndtering av reaktiv effekt ved systemdrift**

1. Dersom spenningen i et tilknytningspunkt til transmisjonsnettet ligger utenfor intervallene definert i tabell 1 og 2 i vedlegg II til denne forordning, skal hver TSO treffe korrigerende tiltak for regulering av spenning og håndtering av reaktiv effekt i samsvar med artikkel 22 nr. 1 bokstav c) i denne forordning, for å gjenopprette spenningen ved tilknytningspunktet innenfor intervallet angitt i vedlegg II og innenfor tidsrommet angitt i artikkel 16 i forordning (EU) 2016/631 og artikkel 13 i forordning (EU) 2016/1388.
2. Hver TSO skal i sin driftssikkerhetsanalyse ta hensyn til de spenningsverdiene der transmisjonsnetttilknyttede SGU-er som ikke omfattes av kravene i forordning (EU) 2016/631 eller forordning (EU) 2016/1388, kan bli frakoplet.
3. Hver TSO skal sikre en reserve av reaktiv effekt som har tilstrekkelig volum og reaksjonstid, for å holde spenningen innenfor sitt kontrollområde og på overføringsforbindelser innenfor de intervallene som er angitt i vedlegg II.
4. TSO-er som er sammenkoplet gjennom vekselstrømooverføringsforbindelser skal i fellesskap angi en passende ordning for spenningsregulering for å sikre at de felles grensene for driftssikkerhet som er fastsatt i samsvar med artikkel 25 nr. 4, overholdes.
5. Hver TSO skal komme til enighet med hver transmisjonsnetttilknyttet DSO om settpunktene for reaktiv effekt, effektfaktorintervallene og settpunktene for spenningsregulering ved tilknytningspunktet mellom TSO-en og DSO-en i samsvar med artikkel 15 i forordning (EU) 2016/1388. For å sikre at disse parametrene opprettholdes, skal hver transmisjonsnetttilknyttet DSO bruke sine ressurser av reaktiv effekt og ha rett til å gi instruksjoner om spenningsregulering til distribusjonsnetttilknyttede SGU-er.
6. Hver TSO skal ha rett til å bruke all tilgjengelig kapasitet for reaktiv effekt som er knyttet til transmisjonsnettet, innenfor sitt kontrollområde, for å håndtere reaktiv effekt effektivt og opprettholde spenningsintervallene fastsatt i tabell 1 og 2 i vedlegg II til denne forordning.
7. Hver TSO skal, direkte eller indirekte i samordning med den transmisjonsnetttilknyttede DSO-en når det er relevant, håndtere ressur-

ser av reaktiv effekt innenfor sitt kontrollområde, herunder blokkering av automatisk regulering av spenning og reaktiv effekt på transformatorer, spenningsfall og forbruksfrakopling ved lav spenning, for å opprettholde grensene for driftssikkerhet og hindre spenningskollaps i transmisjonsnettet.

8. Hver TSO skal fastsette tiltak for spenningsregulering i samordning med transmisjonsnetttilknyttede SGU-er og DSO-er og med tilgrensende TSO-er.
9. Når det er relevant for spenningsregulering og håndtering av reaktiv effekt i transmisjonsnettet, kan en TSO i samordning med en DSO kreve at en distribusjonsnetttilknyttet SGU følger instruksene om spenningsregulering.

*Kapittel 3***Vedlegg 4. Håndtering av kortslutningsstrøm***Artikkel 30***Kortslutningsstrøm**

Hver TSO skal fastsette

- a) den høyeste kortslutningsstrømmen der den nominelle kapasiteten for effektbrytere og annet utstyr overskrides, og
- b) den minste kortslutningsstrømmen for korrekt drift av vernutstyr.

*Artikkel 31***Beregning av kortslutningsstrøm og tilknyttede tiltak**

1. Hver TSO skal utføre beregninger av kortslutningsstrømmen for å vurdere innvirkningen av tilgrensende TSO-er og transmisjonsnetttilknyttede SGU-er og transmisjonsnetttilknyttede distribusjonsnett, herunder lukkede distribusjonsnett, på nivåene av kortslutningsstrøm i transmisjonsnettet. Dersom et transmisjonsnetttilknyttet distribusjonsnett, herunder lukkede distribusjonsnett, påvirker nivåene av kortslutningsstrøm, skal det inngå i beregningene av kortslutningsstrøm for transmisjonsnettet.
2. Ved beregninger av kortslutningsstrøm skal hver TSO
 - a) benytte de mest nøyaktige tilgjengelige dataene av høy kvalitet,
 - b) ta hensyn til internasjonale standarder, og
 - c) som grunnlag for beregningen av den høyeste kortslutningsstrømmen, benytte slike driftsforhold som gir høyeste mulige nivå av kortslutningsstrøm, herunder kortslut-

ningsstrømmen fra andre transmisjonsnett og distribusjonsnett, herunder lukkede distribusjonsnett.

3. Hver TSO skal treffe driftstiltak eller andre tiltak for å hindre avvik fra de grensene for høyeste og minste kortslutningsstrøm som er nevnt i artikkel 30, på alle tidspunkter og for alt vernutstyr. Dersom et slikt avvik oppstår, skal hver TSO aktivere korrigerende tiltak eller treffe andre tiltak for å sikre at grensene nevnt i artikkel 30 gjenopprettes. Et avvik fra disse grensene er bare tillatt ved tilkoplingssekvenser.

Kapittel 4

Vedlegg 5. Håndtering av kraftflyt

Artikkel 32

Grenser for kraftflyt

1. Hver TSO skal opprettholde kraftflyten innenfor de grensene for driftssikkerhet som er fastsatt når nettet er i normaldriftstilstand og etter forekomst av en uforutsett hendelse fra den listen over uforutsette hendelser som er nevnt i artikkel 33 nr. 1.
2. I (N-1)-situasjonen, ved normaldriftstilstand, skal hver TSO opprettholde kraftflyten innenfor de tillatte forbigående overbelastningene som er nevnt i artikkel 25 nr. 1 bokstav c), etter å ha forberedt korrigerende tiltak som skal benyttes og gjennomføres innenfor den tidsrammen som er tillatt for tillatte forbigående overbelastninger.

Kapittel 5

Vedlegg 6. Analyse og håndtering av uforutsette hendelser

Artikkel 33

Liste over uforutsette hendelser

1. Hver TSO skal opprette en liste over uforutsette hendelser, herunder interne og eksterne uforutsette hendelser i sitt observerbarhetsområde, ved å vurdere om noen av disse uforutsette hendelsene utgjør en fare for driftssikkerheten i TSO-ens kontrollområde. Listen over uforutsette hendelser skal omfatte både ordinære uforutsette hendelser og ekstraordinære uforutsette hendelser som er fastsatt ved hjelp av metoden utviklet i samsvar med artikkel 75.
2. For å opprette en liste over uforutsette hendelser skal hver TSO klassifisere hver uforutsett

hendelse på grunnlag av om den er ordinær, ekstraordinær eller utenfor definert område, idet det tas hensyn til sannsynligheten for at den inntreffer samt følgende prinsipper:

- a) Hver TSO skal klassifisere uforutsette hendelser for sitt eget kontrollområde.
- b) Når drifts- eller værforhold i betydelig grad øker sannsynligheten for en ekstraordinær uforutsett hendelse, skal hver TSO ta med denne ekstraordinære uforutsette hendelsen i sin liste over uforutsette hendelser.
- c) For å ta hensyn til ekstraordinære uforutsette hendelser med stor innvirkning på eget eller tilgrensende transmisjonsnett skal hver TSO ta med slike ekstraordinære uforutsette hendelser i sin liste over uforutsette hendelser.

3. Hver transmisjonsnetttilknyttet DSO og SGU som er et kraftproduksjonsanlegg, skal levere alle opplysninger som er relevante for analysen av uforutsette hendelser, etter anmodning fra TSO-en, herunder prognoser og sanntidsdata, med eventuelle aggregerte data i samsvar med artikkel 50 nr. 2.
4. Hver TSO skal samordne sin analyse av uforutsette hendelser gjennom sammenhengende lister over uforutsette hendelser med minst TSO-ene fra sitt eget observerbarhetsområde, i samsvar med artikkel 75.
5. Hver TSO skal informere TSO-ene i sitt observerbarhetsområde om de eksterne uforutsette hendelsene som inngår i dennes liste over uforutsette hendelser.
6. Hver TSO skal i god tid informere de berørte TSO-ene i sitt observerbarhetsområde om alle planlagte topologiske endringer av dens anleggsdeler i transmisjonsnettet, som inngår som eksterne uforutsette hendelser i listene over uforutsette hendelser for de berørte TSO-ene.
7. Hver TSO skal sikre at sanntidsdataene er tilstrekkelig nøyaktige til å muliggjøre konvergens mellom lastflytberegninger som utføres i analysen av uforutsette hendelser.

Artikkel 34

Analyse av uforutsette hendelser

1. Hver TSO skal foreta en analyse av uforutsette hendelser i sitt observerbarhetsområde for å identifisere uforutsette hendelser som setter eller kan sette driftssikkerheten i eget kontrollområde i fare, og for å identifisere de korrigerende tiltakene som kan være nødvendige for å håndtere uforutsette hendelser, herunder til-

tak for å begrense virkningene av ekstraordinære uforutsette hendelser.

2. Hver TSO skal sikre at mulige overskridelser av grensene for driftssikkerheten i sitt kontrollområde som er identifisert ved analysen av uforutsette hendelser ikke utgjør noen fare for driftssikkerheten i TSO-ens transmisjonsnett eller sammenkoblede transmisjonsnett.
3. Hver TSO skal utføre en analyse av uforutsette hendelser ut fra prognoser for driftsdata og driftsdata i sanntid fra sitt observerbarhetsområde. Utgangspunktet for analysen av uforutsette hendelser i N-situasjonen skal være den relevante topologien i transmisjonsnettet, som omfatter planlagte driftsstanser i driftsplanleggingsfasene.

Artikkel 35

Håndtering av uforutsette hendelser

1. Hver TSO skal vurdere risikoene knyttet til uforutsette hendelser etter simulering av hver uforutsett hendelse fra listen over uforutsette hendelser og etter en vurdering av om TSO-en kan holde sitt transmisjonsnett innenfor grensene for driftssikkerheten i (N-1)-situasjonen.
2. Når en TSO vurderer at risikoene knyttet til en uforutsett hendelse er så betydelige at TSO-en kanskje ikke kan forberede og aktivere korrikerende tiltak i god tid for å hindre manglende overholdelse av (N-1)-kriteriet, eller at det er risiko for at en forstyrrelse spres til sammenkoblede transmisjonsnett, skal TSO-en forberede og aktivere korrikerende tiltak for å oppnå samsvar med (N-1)-kriteriet så snart som mulig.
3. Ved en (N-1)-situasjon som følge av en forstyrrelse, skal hver TSO aktivere et korrikerende tiltak for å sikre at transmisjonsnettet gjenopprettes til normaldriftstilstand så snart som mulig, og at denne (N-1)-situasjonen blir den nye N-situasjonen.
4. En TSO skal ikke være forpliktet til å overholde (N-1)-kriteriet i følgende situasjoner:
 - a) Under tilkopplingssekvenser.
 - b) I det tidsrommet som kreves for å forberede og aktivere korrikerende tiltak.
5. Med mindre en medlemsstat bestemmer noe annet, skal en TSO ikke være forpliktet til å overholde (N-1)-kriteriet så lenge det bare oppstår lokale konsekvenser innenfor TSO-ens kontrollområde.

Kapittel 6

Vedlegg 7. Vern

Artikkel 36

Generelle krav til vern

1. Hver TSO skal drive sitt transmisjonsnett med det utstyret for vern og reservevern for automatisk å hindre spredning av forstyrrelser som kan utgjøre fare for driftssikkerheten i TSO-ens eget transmisjonsnett og i samkjøringssnettet.
2. Minst én gang hvert 5. år skal hver TSO gjennomgå sin strategi og sine konsepter for vern og oppdatere dem ved behov for å sikre at vernutstyret fungerer korrekt og at driftssikkerheten opprettholdes.
3. Etter en vernutløsning som hadde virkning utenfor en TSOs kontrollområde, herunder overføringsforbindelser, skal denne TSO-en vurdere om vernutstyret i kontrollområdet fungerte som planlagt, og gjennomføre korrikerende tiltak ved behov.
4. Hver TSO skal angi settpunkter for vernutstyret til sitt transmisjonsnett som sikrer pålitelig, rask og selektiv feilretting, herunder reservevernet for feilretting ved funksjonssvikt i det primære vernsystemet.
5. Før utstyr for vern og reservevern tas i bruk eller etter eventuelle endringer, skal hver TSO komme til enighet med de tilgrensede TSO-ene om definisjonen av verninnstillinger for overføringsforbindelser, og samordne med disse TSO-ene før innstillingene endres.

Artikkel 37

Særskilte vernordninger

Når en særskilt vernordning benyttes, skal TSO-en

- a) sikre at den særskilte vernordningen fungerer selektivt, pålitelig og effektivt,
- b) når en særskilt vernordning utformes, vurdere følgene for transmisjonsnettet dersom det ikke fungerer korrekt, samtidig som det tas hensyn til innvirkningen på berørte TSO-er,
- c) verifisere at den særskilte vernordningen har en pålitelighet som er sammenlignbar med de vernsystemene som brukes til primært vern av anleggsdeler i transmisjonsnettet,
- d) drive transmisjonsnettet med den særskilte vernordningen innenfor de grensene for driftssikkerhet som er fastsatt i samsvar med artikkel 25, og

- e) samordne funksjonene i den særskilte vernordningen, aktiveringsprinsipper og sett-punkter med tilgrensende TSO-er og berørte transmisjonsnetttilknyttede DSO-er, herunder lukkede distribusjonsnett og berørte transmisjonsnetttilknyttede SGU-er.

Artikkel 38

Overvåking og vurdering av dynamisk stabilitet

1. Hver TSO skal overvåke den dynamiske stabiliteten i transmisjonsnettet ved hjelp av undersøkelser som utføres frakoplet i samsvar med nr. 6. Hver TSO skal utveksle relevante data for overvåking av den dynamiske stabiliteten i transmisjonsnettet med de andre TSO-ene i synkronområdet.
 2. Hver TSO skal utføre en vurdering av dynamisk stabilitet minst én gang i året for å identifisere stabilitetsgrenser og mulige stabilitetsproblemer i transmisjonsnettet. Alle TSO-er i hvert synkronområde skal samordne vurderingene av dynamisk stabilitet, som skal omfatte hele eller deler av synkronområdet.
 3. Når de berørte TSO-ene utfører samordnede vurderinger av dynamisk stabilitet, skal de fastsette
 - a) omfanget av den samordnede vurderingen av dynamisk stabilitet, i det minste med hensyn til en felles nettmodell,
 - b) det settet av data som skal utveksles mellom berørte TSO-er for å utføre den samordnede vurderingen av dynamisk stabilitet,
 - c) en liste over felles avtalte scenarioer med hensyn til den samordnede vurderingen av dynamisk stabilitet, og
 - d) en liste over felles avtalte uforutsette hendelser eller forstyrrelser hvis innvirkning skal vurderes gjennom den samordnede vurderingen av dynamisk stabilitet.
 4. Ved stabilitetsproblemer på grunn av dårlig dempede svingninger mellom områder, som påvirker flere TSO-er i et synkronområde, skal hver TSO delta i en samordnet vurdering av dynamisk stabilitet på synkronområdenivå så snart som praktisk mulig og oversende de dataene som er nødvendige for denne vurderingen. En slik vurdering skal innledes og gjennomføres av de berørte TSO-ene eller av ENTSO for elektrisk kraft.
 5. Når en TSO oppdager en mulig innvirkning på spenning, rotorvinkel eller frekvensstabilitet i forhold til andre sammenkoblede transmisjonsnett, skal de berørte TSO-ene samordne de metodene som brukes i vurderingen av dynamisk stabilitet, legge fram nødvendige data, planlegge felles korrigerende tiltak med sikte på å forbedre stabiliteten, herunder prosedyrene for samarbeid mellom TSO-ene.
6. Når det besluttes hvilke metoder som skal brukes i vurderingen av dynamisk stabilitet, skal hver TSO benytte følgende regler:
 - a) Dersom de stasjonære grensene – med hensyn til listen over uforutsette hendelser – nås før stabilitetsgrensene, skal TSO-en basere vurderingen av dynamisk stabilitet bare på de frakopledede undersøkelsene av stabilitet som utføres i den langsiktige driftsplanleggingsfasen.
 - b) Dersom stasjonære grenser og stabilitetsgrenser – med hensyn til listen over uforutsette hendelser – ligger nær hverandre eller dersom stabilitetsgrensene nås før de stasjonære grensene under forhold med planlagt driftsstans, skal TSO-en utføre en vurdering av dynamisk stabilitet i dagenfør-driftsplanleggingsfasen mens disse forholdene råder. TSO-en skal planlegge korrigerende tiltak som om nødvendig skal brukes i sanntidsdrift.
 - c) Dersom transmisjonsnettet er i N-situasjonen – med hensyn til listen over uforutsette hendelser – og stabilitetsgrensene nås før de stasjonære grensene, skal TSO-en utføre en vurdering av dynamisk stabilitet under alle driftsplanleggingsfaser, og foreta en ny vurdering av stabilitetsgrensene så snart som mulig etter en betydelig endring i N-situasjonen.

Artikkel 39

Håndtering av dynamisk stabilitet

1. Dersom vurderingen av dynamisk stabilitet viser at stabilitetsgrensene er overskredet, skal TSO-ene i hvis kontrollområde overskridelsene har funnet sted, utforme, forberede og aktivere korrigerende tiltak for å holde transmisjonsnettet stabilt. Disse korrigerende tiltakene kan omfatte SGU-er.
2. Hver TSO skal sikre at feilrettingstiden for feil som kan føre til ustabilitet i transmisjonsnettet i utbredt driftstilstand, er kortere enn feilrettingstiden for kritiske feil som TSO-en har beregnet i sin vurdering av dynamisk stabilitet, utført i samsvar med artikkel 38.
3. I forbindelse med kravene til minste treghet som er relevante for frekvensstabiliteten i synkronområdet,

- a) skal alle TSO-er i dette synkronområdet senest to år etter ikrafttredelsen av denne forordning, gjennomføre en felles undersøkelse for hvert synkronområde for å fastslå om den påkrevde minste treghet skal fastsettes, samtidig som det tas hensyn til kostnader og fordeler samt mulige alternativer. Alle TSO-er skal informere reguleringsmyndighetene om sine undersøkelser. Alle TSO-er skal utføre en periodisk gjennomgåelse og oppdatere disse undersøkelsene hvert annet år,
- b) når undersøkelsene nevnt i bokstav a) viser behovet for å fastsette kravene til minste treghet, skal alle TSO-er fra det berørte synkronområdet i fellesskap utvikle en metode for å definere minste treghet som kreves for å opprettholde driftssikkerhet og hindre overskridelser av stabilitetsgrensene. Denne metoden skal overholde prinsippene om effektivitet og forholdsmessighet, den skal utarbeides innen seks måneder etter at undersøkelsene nevnt i bokstav a) er fullført, og den skal oppdateres senest seks måneder etter at undersøkelsene er oppdatert og gjort tilgjengelige, og
- c) skal hver TSO i sanntidsdrift benytte den minste tregheten som kreves i sitt kontrollområde, i samsvar med den metoden som er definert, og de resultatene som er oppnådd i samsvar med bokstav b).
- c) Planer.
- d) Balanseposisjoner.
- e) Planlagte driftsstanser og topologier for koplingsstasjoner.
- f) Prognoser.
4. Hver TSO skal gjengi opplysningene i nr. 3 som innmatninger og uttak i hver node i TSO-ens individuelle nettmodell, som nevnt i artikkel 64.
5. Hver TSO skal i samordning med DSO-ene og SGU-ene fastsette anvendelsen og omfanget av datautvekslingen basert på følgende kategorier:
 - a) Strukturelle data i samsvar med artikkel 48.
 - b) Planleggings- og prognosedata i samsvar med artikkel 49.
 - c) Sanntidsdata i samsvar med artikkel 44, 47 og 50.
 - d) Bestemmelser i samsvar med artikkel 51, 52 og 53.
6. Innen seks måneder etter ikrafttredelsen av denne forordning skal alle TSO-er i fellesskap komme til enighet om viktige organisatoriske krav, roller og ansvarsområder i forbindelse med datautveksling. Disse organisatoriske kravene, rollene og ansvarsområdene skal ta hensyn til og om nødvendig utfylle driftsforholdene i den metoden for produksjon og lastdata som er utarbeidet i samsvar med artikkel 16 i forordning (EU) 2015/1222. De skal gjelde for alle bestemmelser om datautveksling i denne avdeling, og skal omfatte organisatoriske krav, roller og ansvarsområder for følgende:
 - a) Forpliktelser for TSO-er til uten opphold å informere alle tilgrensende TSO-er om endringer i innstillinger for vern, termiske grenser og teknisk kapasitet ved overføringsforbindelsene mellom deres kontrollområder.
 - b) Forpliktelser for DSO-er som er direkte koplet til transmisijsnett, til å informere de TSO-ene de er tilknyttet, innenfor de avtalte tidsrammene om alle endringer i data og opplysninger i henhold til denne avdeling.
 - c) Forpliktelser for tilgrensende DSO-er og/eller mellom nedstrøms-DSO-er og oppstrøms-DSO-er til å informere hverandre innenfor de avtalte tidsrammene om alle endringer i data og opplysninger i henhold til denne avdeling.
 - d) Forpliktelser for SGU-er til å informere sin TSO eller DSO, innenfor de avtalte tidsrammene om relevante endringer i data og opp-

Avdeling 2

Datautveksling

Kapittel 1

Vedlegg 8. Generelle krav til datautveksling

Artikkel 40

Organisasjon, roller, ansvarsområder og kvalitet for datautveksling

1. Utveksling og framlegging av data og opplysninger i henhold til denne avdeling skal i den grad det er mulig, gjenspeile den faktiske og forventede situasjonen i transmisijsnett.
2. Hver TSO skal ha ansvar for å legge fram og bruke data og opplysninger av høy kvalitet.
3. Hver TSO skal samle inn følgende opplysninger om sitt observerbarhetsområde og utveksle disse dataene med alle andre TSO-er i den grad det er nødvendig for å utføre driftssikkerhetsanalysen i samsvar med artikkel 72:
 - a) Produksjon.
 - b) Forbruk.

lysninger som er fastsatt i henhold til denne avdeling.

- e) Det detaljerte innholdet av data og opplysninger som er fastsatt i henhold til denne avdeling, herunder hovedprinsipper, type data, kommunikasjonsmidler, formater og standarder som skal benyttes, samt frister og ansvarsområder.
- f) Tidsstempling og hyppighet for levering av data og opplysninger som skal legges fram av DSO-er og SGU-er, som skal brukes av TSO-er innenfor ulike tidsrammer. Hyppigheten av informasjonsutvekslingen for sanntidsdata, planlagte data og oppdatering av strukturelle data skal fastsettes.
- g) Format for rapportering av data og opplysninger som er fastsatt i henhold til denne avdeling.

De organisatoriske kravene, rollene og ansvarsområdene skal offentliggjøres av ENTSO for elektrisk kraft.

- 7. Innen 18 måneder etter ikrafttreddelsen av denne forordning skal hver TSO komme til enighet med de relevante DSO-ene om effektive, virkningsfulle og forholdsmessige prosesser for gjennomføring og håndtering av datautveksling seg imellom, herunder når det er påkrevd for effektiv nettdrift, framlegging av data knyttet til distribusjonsnett og SGU-er. Uten at det berører bestemmelsene i nr. 6 bokstav g) skal hver TSO komme til enighet med de relevante DSO-ene om formatet for datautveksling.
- 8. Transmisjonsnetttilknyttede SGU-er skal ha tilgang til data om deres nettverksinstallasjoner som er i drift ved tilknytningspunktet.
- 9. Hver TSO skal komme til enighet med de transmisjonsnetttilknyttede DSO-ene om omfanget av ytterligere opplysninger som skal utveksles dem imellom om nettverksinstallasjoner som er i drift.
- 10. DSO-er med et tilknytningspunkt til et transmisjonsnett skal ha rett til å motta relevante strukturelle og planlagte opplysninger samt sanntidsdata fra de berørte TSO-ene og til å samle inn relevante strukturelle og planlagte opplysninger samt sanntidsdata fra de tilgrensende DSO-ene. Tilgrensende DSO-er skal på en samordnet måte fastsette omfanget av de opplysningene som kan utveksles.

Kapittel 2

Vedlegg 9. Datautveksling mellom TSO-er

Artikkel 41

Utveksling av strukturelle data og prognosedata

1. Tilgrensende TSO-er skal utveksle minst følgende strukturelle opplysninger om observerbarhetsområdet:
 - a) Den normale topologien for kopplingsstasjoner og andre relevante data, for hvert spenningsnivå.
 - b) Tekniske data om overføringsledninger.
 - c) Tekniske data om transformatorer som forbinder DSO-ene, SGU-er som er forbrukt-anlegg, og generatorenes blokktransformatorer hos SGU-er som er kraftproduksjonsanlegg.
 - d) Den høyeste og laveste aktive og reaktive effekten for SGU-er som er kraftproduksjonenheter.
 - e) Tekniske data om faseforskyvende transformatorer.
 - f) Tekniske data om HVDC-systemer.
 - g) Tekniske data om reaktorer, kondensatorer og statiske VAR-kompensatorer.
 - h) De grensene for driftssikkerhet som er fastsatt av hver TSO i samsvar med artikkel 25.
2. For å samordne vernet av sine transmisjonsnett skal tilgrensende TSO-er utveksle verninnstillingene for de linjene der de uforutsette hendelsene inngår som eksterne uforutsette hendelser i deres lister over uforutsette hendelser.
3. For å samordne sine driftssikkerhetsanalyser og fastsette den felles nettmodellen i samsvar med artikkel 67–70, skal hver TSO utveksle minst følgende data med minst alle andre TSO-er fra samme synkronområde:
 - a) Topologien for transmisjonsnett med en spenning på minst 220 kV innenfor TSO-ens kontrollområde.
 - b) En modell eller tilsvarende av transmisjonsnettet med spenning på under 220 kV som har betydelig innvirkning på TSO-ens eget transmisjonsnett.
 - c) De termiske grensene for anleggsdelene i transmisjonsnettet.
 - d) En realistisk og nøyaktig prognose over samlet mengde innmating og uttak for hver primær energikilde, i hver node i transmisjonsnettet og for ulike tidsrammer.
4. For å samordne vurderingene av dynamisk stabilitet i henhold til artikkel 38 nr. 2 og 4, og for å utføre dem, skal hver TSO utveksle føl-

gende data med de andre TSO-ene i samme synkronområde eller i relevante deler av dette:

- a) Data om SGU-er som er kraftproduksjonsenheter, herunder men ikke begrenset til
 - i) elektriske parametere for vekselstrømsgeneratoren som passer til vurderingen av dynamisk stabilitet, herunder samlet treghet,
 - ii) vernmodeller,
 - iii) vekselstrømsgenerator og primær drivkraft,
 - iv) beskrivelse av transformatoren for opptransformering,
 - v) laveste og høyeste reaktive effekt,
 - vi) modeller for spennings- og hastighetsregulering, og
 - vii) modeller for primære drivkrefter og magnetiseringssystemer som egner seg ved store forstyrrelser.
- b) Data om type regulering og spenningsreguleringsintervall for trinnkopplere, herunder beskrivelse av eksisterende lastkopplere, og data om type regulering og spenningsreguleringsintervall for transformatorer for opptransformering og nettransformatorer.
- c) Data om HVDC-systemer og FACTS-innretninger for de dynamiske modellene av systemet eller innretningen samt den tilknyttede reguleringen som egner seg ved store forstyrrelser.

Artikkel 42

Datautveksling i sanntid

1. I samsvar med artikkel 18 og 19 skal hver TSO utveksle følgende data om systemdriftstilstanden for sitt transmisjonsnett med de andre TSO-ene i samme synkronområde, ved hjelp av det IT-verktøyet for datautveksling i sanntid på felleseuropeisk plan som fastsatt av ENTSO for elektrisk kraft:
 - a) Frekvens.
 - b) Innstillingsfeil ved frekvensgjenoppretting.
 - c) Målte utvekslinger av aktiv effekt mellom LFC-områder.
 - d) Aggregert produksjonsinnmating.
 - e) Systemdriftstilstand i samsvar med artikkel 18.
 - f) Settpunkt for lastfrekvensregulering.
 - g) Effekttutveksling gjennom virtuelle overføringsledninger.
2. Hver TSO skal utveksle følgende data om sitt transmisjonsnett med de andre TSO-ene i sitt observerbarhetsområde ved hjelp av datautveksling i sanntid mellom TSO-enes systemer

for overvåningskontroll og datainnsamling (SCADA – Supervisory Control And Data Acquisition) og energistyring:

- a) Faktisk topologi for koplingsstasjoner.
 - b) Aktiv og reaktiv effekt i linjefelt, herunder transmisjon, distribusjon og linjer som knytter sammen SGU-er.
 - c) Aktiv og reaktiv effekt i transformatorfelt, herunder transmisjon, distribusjon og transformatorer som knytter sammen SGU-er.
 - d) Aktiv og reaktiv effekt i felt for kraftproduksjonsanlegg.
 - e) Reguleringsposisjoner for transformatorer, herunder faseforskyvende transformatorer.
 - f) Målt eller estimert samleskinnespenning.
 - g) Reaktiv effekt i reaktor- og kondensatorfelt eller fra en statisk VAR-kompensator.
 - h) Begrensninger for forsyningskapasiteten for aktiv og reaktiv effekt med hensyn til observerbarhetsområdet.
3. Hver TSO skal ha rett til å anmode alle TSO-er i sitt observerbarhetsområde om å legge fram øyeblikksbilder i sanntid av tilstandsestimeringsdata fra denne TSO-ens kontrollområde, dersom dette er relevant for driftssikkerheten i den anmodende TSO-ens transmisjonsnett.

Kapittel 3

Vedlegg 10. Datautveksling mellom TSO-er og DSO-er innenfor TSO-ens kontrollområde

Artikkel 43

Utveksling av strukturelle data

1. Hver TSO skal fastsette det observerbarhetsområdet for det transmisjonsnettilknyttede distribusjonsnettet som er nødvendig for at TSO-en skal kunne fastsette systemdriftstilstanden nøyaktig og effektivt, på grunnlag av den metoden som er utviklet i samsvar med artikkel 75.
2. Dersom en TSO anser at et distribusjonsnett som ikke er tilknyttet transmisjonsnettet, har en betydelig innvirkning med hensyn til spenning, kraftflyt eller andre elektriske parametere for gjengivelsen av transmisjonsnettets funksjon, skal dette distribusjonsnettet defineres av TSO-en som en del av observerbarhetsområdet i samsvar med artikkel 75.
3. De strukturelle opplysningene om observerbarhetsområdet som er nevnt i nr. 1 og 2, som hver DSO legger fram for TSO-en, skal omfatte minst
 - a) koplingsstasjoner etter spenning,
 - b) linjer som knytter sammen koplingsstasjoner nevnt i bokstav a),

- c) transformatorer fra koplingsstasjoner nevnt i bokstav a),
 - d) SGU-er og
 - e) reaktorer og kondensatorer som er knyttet til koplingsstasjonene nevnt i bokstav a).
4. Hver transmisjonsnettilknyttet DSO skal minst hver sjette måned gi TSO-en en oppdatering av de strukturelle opplysningene i samsvar med nr. 3.
 5. Hver transmisjonsnettilknyttet DSO skal minst én gang i året legge fram for TSO-en, for hver primær energikilde, samlet aggregert produksjonskapasitet for kraftproduksjonsenheter av type A, som omfattes av kravene i forordning (EU) 2016/631, og best mulige overslag over produksjonskapasitet for kraftproduksjonsenheter av type A, som ikke omfattes av eller som har fått unntak fra forordning (EU) 2016/631, som er tilknyttet dens distribusjonsnett, og de tilhørende opplysningene om deres frekvensfunksjon.

Artikkel 44

Datautveksling i sanntid

Med mindre annet er fastsatt av TSO-en, skal hver DSO legge fram for sin TSO i sanntid, de opplysningene om TSO-ens observerbarhetsområde som er nevnt i artikkel 43 nr. 1 og 2, herunder

- a) faktisk topologi for koplingsstasjoner,
- b) aktiv og reaktiv effekt i linjefelt,
- c) aktiv og reaktiv effekt i transformatorfelt,
- d) innmating av aktiv og reaktiv effekt i felt for kraftproduksjonsanlegg,
- e) innstilling for trinnkopling for transformatorer som er tilknyttet transmisjonsnettet,
- f) samleskinnespenningene,
- g) reaktiv effekt i reaktor- og kondensatorfelt,
- h) beste tilgjengelige data for aggregert produksjon for hver primær energikilde i DSO-området, og
- i) beste tilgjengelige data for aggregert forbruk i DSO-området.

Kapittel 4

Vedlegg 11. Datautveksling mellom TSO-er, eiere av overføringsforbindelser eller andre linjer og kraftproduksjonsenheter knyttet til transmisjonsnettet

Artikkel 45

Utveksling av strukturelle data

1. Hver SGU som er eier av et kraftproduksjonsanlegg med en kraftproduksjonsenhet av type

D som er tilknyttet transmisjonsnettet, skal legge fram for TSO-en minst følgende data:

- a) Generelle data om kraftproduksjonsenheten, herunder installert kapasitet og primær energikilde.
 - b) Data om turbiner og kraftproduksjonsanlegg, herunder tidspunkter for kald- og varmstart.
 - c) Data for beregning av kortslutningsstrøm.
 - d) Data om transformatorer i kraftproduksjonsanlegg.
 - e) FCR-data for kraftproduksjonsenheter som tilbyr eller leverer denne tjenesten, i samsvar med artikkel 154.
 - f) FRR-data for kraftproduksjonsenheter som tilbyr eller leverer denne tjenesten, i samsvar med artikkel 158.
 - g) RR-data for kraftproduksjonsenheter som tilbyr eller leverer denne tjenesten, i samsvar med artikkel 161.
 - h) Data som er nødvendige for gjenoppretting av transmisjonsnettet.
 - i) Data og modeller som er nødvendige for å utføre dynamisk simulering.
 - j) Data om vern.
 - k) Data som er nødvendige for å fastsette kostnadene for korrigerende tiltak i samsvar med artikkel 78 nr. 1 bokstav b); dersom en TSO benytter markedsbaserte ordninger i samsvar med artikkel 4 nr. 2 bokstav d), skal det være tilstrekkelig å opplyse om de prisene som TSO-en skal betale.
 - l) Evne til regulering av spenning og reaktiv effekt.
2. Hver SGU som er eier av et kraftproduksjonsanlegg med en kraftproduksjonsenhet av type B eller C som er tilknyttet transmisjonsnettet, skal legge fram for TSO-en minst følgende data:
 - a) Generelle data om kraftproduksjonsenheten, herunder installert kapasitet og primær energikilde.
 - b) Data for beregning av kortslutningsstrøm.
 - c) FCR-data i henhold til definisjonen og kravene i artikkel 173 for kraftproduksjonsenheter som tilbyr eller leverer denne tjenesten.
 - d) FRR-data for kraftproduksjonsenheter som tilbyr eller leverer denne tjenesten.
 - e) RR-data for kraftproduksjonsenheter som tilbyr eller leverer denne tjenesten.
 - f) Data om vern.
 - g) Evne til regulering av reaktiv effekt.
 - h) Data som er nødvendige for å fastsette kostnadene for korrigerende tiltak i samsvar

- med artikkel 78 nr. 1 bokstav b); dersom en TSO benytter markedsbaserte ordninger i samsvar med artikkel 4 nr. 2 bokstav d), skal det være tilstrekkelig å opplyse om de prisene som TSO-en skal betale.
- i) Data som er nødvendige for å utføre en vurdering av dynamisk stabilitet i samsvar med artikkel 38.
3. En TSO kan be eieren av et kraftproduksjonsanlegg med en kraftproduksjonsenhet tilknyttet transmisjonsnettet, om å legge fram ytterligere data, dersom de er relevante for driftssikkerhetsanalysen i samsvar med del III avdeling 2.
 4. Hver eier av et HVDC-system eller av en overføringsforbindelse skal legge fram følgende data om HVDC-systemet eller overføringsforbindelsen til TSO-en:
 - a) Data fra anleggets merkeplate.
 - b) Data om transformatorer.
 - c) Data om filtre og filterbanker.
 - d) Data om kompensering for reaktiv effekt.
 - e) Evne til regulering av aktiv effekt.
 - f) Evne til regulering av reaktiv effekt og spenning.
 - g) Prioritering av aktiv eller reaktiv driftsmodus, i forekommende tilfeller.
 - h) Evne til frekvensrespons.
 - i) Dynamiske modeller for dynamisk simulering.
 - j) Data om vern.
 - k) Toleranse for spenningsfeil.
 5. Hver eier av en vekselstrømovertføringsforbindelse skal legge fram for TSO-en minst følgende data:
 - a) Data fra anleggets merkeplate.
 - b) Elektriske parametere.
 - c) Tilhørende vern.
- d) Som unntak fra bokstav a) og b) i regioner med en modell for sentralisert regulering, data som TSO-en ber om for å forberede sin plan for uttak av aktiv effekt.
2. Hver HVDC-systemoperatør skal legge fram for TSO-en minst følgende data:
 - a) Plan for aktiv effekt og tilgjengelighet på dagen-før- og intradags-basis.
 - b) Informasjon uten unødig opphold om planlagt utilgjengelighet eller begrensning av aktiv effekt.
 - c) Eventuell forventet begrensning av evnen til å regulere reaktiv effekt eller spenning.
 3. Hver operatør av en vekselstrømovertføringsforbindelse eller en vekselstrømledning skal legge fram for TSO-en data om planlagt utilgjengelighet eller begrensning av aktiv effekt.

Artikkel 47

Datautveksling i sanntid

1. Med mindre annet er fastsatt av TSO-en, skal hver betydelig nettbruker som er eier av et kraftproduksjonsanlegg med en kraftproduksjonsenhet av type B, C eller D, legge fram for TSO-en minst følgende data i sanntid:
 - a) Plassering av effektbrytere ved tilknytningspunktet eller et annet interaksjonspunkt som er avtalt med TSO-en.
 - b) Aktiv og reaktiv effekt ved tilknytningspunktet eller et annet interaksjonspunkt som er avtalt med TSO-en.
 - c) Når det gjelder et kraftproduksjonsanlegg med et forbruk utover hjelpeforbruk, netto aktiv og reaktiv effekt.
2. Med mindre annet er fastsatt av TSO-en, skal hver eier av et HVDC-system eller en vekselstrømovertføringsforbindelse legge fram for TSO-en minst følgende data i sanntid om tilknytningspunktet for HVDC-systemet eller vekselstrømovertføringsforbindelsen:
 - a) Plassering av effektbrytere.
 - b) Driftsstatus.
 - c) Aktiv og reaktiv effekt.

Artikkel 46

Planlagt datautveksling

1. Hver SGU som er eier av et kraftproduksjonsanlegg med en kraftproduksjonsenhet av type B, C eller D som er tilknyttet transmisjonsnettet, skal legge fram for TSO-en minst følgende data:
 - a) Uttak av aktiv effekt og reserver av aktiv effekt som er tilgjengelige på dagen-før- og intradags-basis.
 - b) Informasjon uten unødig opphold om planlagt utilgjengelighet eller begrensning av aktiv effekt.
 - c) Eventuell forventet begrensning av evnen til å regulere reaktiv effekt.

Kapittel 5

Vedlegg 12. Datautveksling mellom TSO-er, DSO-er og distribusjonsnettilknyttede kraftproduksjonsenheter

Artikkel 48

Utveksling av strukturelle data

1. Med mindre annet er fastsatt av TSO-en, skal hver eier av et kraftproduksjonsanlegg med en

kraftproduksjonsenhet, som er en SGU i samsvar med artikkel 2 nr. 1 bokstav a), og ved aggregering av SGU-er i samsvar med artikkel 2 nr. 1 bokstav e), som er tilknyttet distribusjonsnettet, legge fram minst følgende data for TSO-en og den DSO-en som den har et tilknytningspunkt til:

- a) Generelle data om kraftproduksjonsenheten, herunder installert kapasitet og primær energikilde eller brenseltype.
 - b) FCR-data i henhold til definisjonen og kravene i artikkel 173 for kraftproduksjonsanlegg som tilbyr eller leverer denne FCR-tjenesten.
 - c) FRR-data for kraftproduksjonsanlegg som tilbyr eller leverer FRR-tjenesten.
 - d) RR-data for kraftproduksjonsenheter som tilbyr eller leverer RR-tjenesten.
 - e) Data om vern.
 - f) Evne til regulering av reaktiv effekt.
 - g) Mulighet for fjerntilgang til effektbryteren.
 - h) Data som er nødvendige for å utføre dynamisk simulering i samsvar med bestemmelsene i forordning (EU) 2016/631.
 - i) Spenningsnivå for og plassering av hver enkelt kraftproduksjonsenhet.
2. Hver eier av et kraftproduksjonsanlegg med en kraftproduksjonsenhet, som er en SGU i samsvar med artikkel 2 nr. 1 bokstav a) og e), skal informere TSO-en og den DSO-en som den har et tilknytningspunkt til, innenfor den avtalte fristen og ikke senere enn første idriftsetting eller i forbindelse med endringer av det eksisterende anlegget, om eventuelle endringer i omfanget av og innholdet i de dataene som er oppført i nr. 1.

Artikkel 49

Planlagt datautveksling

Med mindre annet er fastsatt av TSO-en, skal hver eier av et kraftproduksjonsanlegg med en kraftproduksjonsenhet, som er en SGU i samsvar med artikkel 2 nr. 1 bokstav a) og e), som er tilknyttet distribusjonsnettet, legge fram minst følgende data for TSO-en og den DSO-en som den har et tilknytningspunkt til:

- a) Planlagt utilgjengelighet, planlagt begrensning av aktiv effekt samt forventet planlagt uttak av aktiv effekt ved tilknytningspunktet.

- b) Eventuell forventet begrensning av evnen til å regulere reaktiv effekt.
- c) Som unntak fra bokstav a) og b) i regioner med et system for sentralisert regulering, data som TSO-en ber om for å forberede sin plan for uttak av aktiv effekt.

Artikkel 50

Datautveksling i sanntid

1. Med mindre annet er fastsatt av TSO-en, skal hver eier av et kraftproduksjonsanlegg med en kraftproduksjonsenhet, som er en SGU i samsvar med artikkel 2 nr. 1 bokstav a) og e), som er tilknyttet distribusjonsnettet, legge fram minst følgende data i sanntid for TSO-en og den DSO-en som den har et tilknytningspunkt til:
 - a) Status for koplingsinnretninger og effektbrytere ved tilknytningspunktet.
 - b) Flyt av aktiv og reaktiv effekt, strøm og spenning ved tilknytningspunktet.
2. Hver TSO skal i samordning med ansvarlige DSO-er fastsette hvilke SGU-er som kan unntas fra kravet om å legge fram sanntidsdata som er oppført i nr. 1, direkte til TSO-en. I slike tilfeller skal de ansvarlige TSO-ene og DSO-ene komme til enighet om hvilke aggregerte sanntidsdata for de berørte SGU-ene som skal leveres til TSO-en.

Artikkel 51

Datautveksling mellom TSO-er og DSO-er om betydelige kraftproduksjonsenheter

1. Med mindre annet er fastsatt av TSO-en, skal hver DSO legge fram for sin TSO de opplysningene som er angitt i artikkel 48, 49 og 50, med den hyppigheten og det detaljnivået som TSO-en ønsker.
2. Hver TSO skal gi den DSO-en hvis distribusjonsnett SGU-ene er tilknyttet, tilgang til opplysningene angitt i artikkel 48, 49 og 50 etter anmodning fra DSO-en.
3. En TSO kan be om ytterligere data fra en eier av et kraftproduksjonsanlegg med en kraftproduksjonsenhet, som er en SGU i samsvar med artikkel 2 nr. 1 bokstav a) og e), som er tilknyttet distribusjonsnettet, dersom det er nødvendig for driftssikkerhetsanalysen og for valideringen av modeller.

*Kapittel 6***Vedlegg 13. Datautveksling mellom TSO-er og forbruksanlegg***Artikkel 52***Datautveksling mellom TSO-er og transmisjonsnetttilknyttede forbruksanlegg**

1. Med mindre annet er fastsatt av TSO-en, skal hver eier av transmisjonsnetttilknyttede forbruksanlegg legge fram følgende strukturelle data for TSO-en:
 - a) Elektriske data for transformatorer som er tilknyttet transmisjonsnettet.
 - b) Kjennetegn for forbruksanleggets last.
 - c) Kjennetegn for reguleringen av reaktiv effekt.
2. Med mindre annet er fastsatt av TSO-en, skal hver eier av transmisjonsnetttilknyttede forbruksanlegg legge fram følgende data for TSO-en:
 - a) Planlagt forbruk av aktiv effekt og prognose for forbruk av reaktiv effekt på dagen- og intradags-basis, herunder eventuelle endringer av disse planene eller prognosene.
 - b) Eventuell forventet begrensning av evnen til å regulere reaktiv effekt.
 - c) Ved deltakelse i laststyring, en plan som viser det største og minste strukturelle effektintervallet som skal innskrenkes.
 - d) Som unntak fra bokstav a) i regioner med et system for sentralisert regulering, data som TSO-en ber om for å forberede sin plan for uttak av aktiv effekt.
3. Med mindre annet er fastsatt av TSO-en, skal hver eier av transmisjonsnetttilknyttede forbruksanlegg legge fram følgende data i sanntid for TSO-en:
 - a) Aktiv og reaktiv effekt ved tilknytningspunktet.
 - b) Det minste og største effektintervallet som skal innskrenkes.
4. Hver eier av et transmisjonsnetttilknyttet forbruksanlegg skal gi TSO-en en beskrivelse av spenningsintervallene nevnt i artikkel 27.

*Artikkel 53***Datautveksling mellom TSO-er og distribusjonsnetttilknyttede forbruksanlegg eller tredjeparter som deltar i laststyring**

1. Med mindre annet er fastsatt av TSO-en, skal hver SGU som er et distribusjonsnetttilknyttet forbruksanlegg og som deltar i laststyring på

annen måte enn gjennom en tredjepart, legge fram følgende planlagte data og sanntidsdata for TSO-en og DSO-en:

- a) Den største og minste strukturelle aktive effekten som er tilgjengelig for laststyring, og den lengste og korteste varigheten av eventuell bruk av denne effekten til laststyring.
 - b) En prognose for aktiv effekt uten begrensninger som er tilgjengelig for laststyring og for eventuell planlagt laststyring.
 - c) Aktiv og reaktiv effekt i sanntid ved tilknytningspunktet.
 - d) En bekreftelse på at overslagene over faktiske verdier for laststyring benyttes.
2. Med mindre annet er fastsatt av TSO-en, skal hver SGU som er en tredjepart som deltar i laststyring som fastsatt i artikkel 27 i forordning (EU) 2016/1388, legge fram følgende data for TSO-en og DSO-en dagen før og nær sanntid og på vegne av alle sine distribusjonsnetttilknyttede forbruksanlegg:
 - a) Den største og minste strukturelle aktive effekten som er tilgjengelig for laststyring, og den lengste og korteste varigheten av eventuell aktivering av laststyring i et bestemt geografisk område fastsatt av TSO-en og DSO-en.
 - b) En prognose for aktiv effekt uten begrensninger som er tilgjengelig for laststyring og for eventuelt planlagt nivå av laststyring i et bestemt geografisk område fastsatt av TSO-en og DSO-en.
 - c) Aktiv og reaktiv effekt i sanntid.
 - d) En bekreftelse på at overslagene over faktiske verdier for laststyring benyttes.

*Avdeling 3***Samsvar***Kapittel 1***Vedlegg 14. Roller og ansvarsområder***Artikkel 54***Ansvarsområder for SGU-er**

1. Hver SGU skal informere den TSO-en eller DSO-en som den har et tilknytningspunkt til, om alle planlagte endringer av sin tekniske kapasitet som kan påvirke oppfyllelsen av kravene i denne forordning, før den gjennomføres.
2. Hver SGU skal informere den TSO-en eller DSO-en som den har et tilknytningspunkt til, om alle driftsforstyrrelser på anlegget som kan

- påvirke oppfyllelsen av kravene i denne forordning, så snart som mulig etter at de har inntruffet.
3. Hver SGU skal informere den TSO-en eller DSO-en som den har et tilknytningspunkt til, om alle planlagte testplaner og -prosedyrer som skal følges for å kontrollere at anlegget oppfyller kravene i denne forordning, i god tid og før planene iverksettes. TSO-en eller DSO-en skal på forhånd og i god tid godkjenne de planlagte testplanene og -prosedyrene, og godkjenningen skal ikke nektes uten rimelig grunn. Dersom SGU-en har et tilknytningspunkt til DSO-en og samhandler bare med DSO-en i henhold til nr. 2, skal TSO-en ha rett til å be den berørte DSO-en om resultater av samsvarstesting som er relevante for driftssikkerheten i TSO-ens transmisjonsnett.
 4. På anmodning fra TSO-en eller DSO-en, i henhold til artikkel 41 nr. 2 i forordning (EU) 2016/631 og artikkel 35 nr. 2 i forordning (EU) 2016/1388, skal SGU-en utføre samsvarstesting og simuleringer i samsvar med disse forordningene når som helst under anleggets levetid og særlig etter feil på, endring av eller utskifting av utstyr som vil kunne påvirke anleggets oppfyllelse av kravene i denne forordning, som gjelder anleggets evne til å oppnå de angitte verdiene, tidskravene som gjelder for disse verdiene samt tilgjengeligheten eller leveringen av tilleggstjenester som er avtalt. Tredjeparter som leverer laststyringstjenester direkte til TSO-en, leverandører av spesialregulering for kraftproduksjonsenheter eller forbruksanlegg gjennom aggregering og andre leverandører av reserver av aktiv effekt skal sikre at anleggene i deres portefølje oppfyller kravene i denne forordning.
- d) overholde skalaen for klassifisering av hendelser vedtatt av ENTSO for elektrisk kraft i samsvar med artikkel 8 nr. 3 bokstav a) i forordning (EF) nr. 714/2009, og framlegge for ENTSO for elektrisk kraft de opplysningene som kreves for å utføre oppgavene knyttet til utarbeiding av skalaen for klassifisering av hendelser, og
 - e) årlig kontrollere hensiktsmessigheten av de verktøyene for nettdrift som er fastsatt i henhold til bokstav a) og b), som kreves for å opprettholde driftssikkerheten. Hver TSO skal identifisere eventuelle hensiktsmessige forbedringer av disse verktøyene for nettdrift, samtidig som det tas hensyn til de årlige rapportene som er utarbeidet av ENTSO for elektrisk kraft på grunnlag av skalaen for klassifisering av hendelser i samsvar med artikkel 15. Alle identifiserte forbedringer skal deretter gjennomføres av TSO-en.

Kapittel 2

Vedlegg 15. Driftsrelatert testing

Artikkel 56

Formål og ansvarsområder

1. Hver TSO og hver transmisjonsnettilknyttet DSO eller SGU kan utføre driftsrelatert testing av henholdsvis sine anleggsdeler i transmisjonsnett og sine anlegg under simulerte driftsforhold og i et begrenset tidsrom. Når de gjør dette, skal de gi melding i god tid og før testene igangsettes, og de skal begrense innvirkningen på systemdriften i sanntid. Den driftsrelaterte testingen skal ha som mål å gi
 - a) bevis på samsvar med alle relevante tekniske og organisatoriske driftsbestemmelser i denne forordning for en ny anleggsdel i transmisjonsnett når det settes i drift for første gang,
 - b) bevis på samsvar med alle relevante tekniske og organisatoriske driftsbestemmelser i denne forordning for et nytt anlegg tilhørende SGU-en eller DSO-en, når det settes i drift for første gang,
 - c) bevis på samsvar med alle relevante tekniske og organisatoriske driftsbestemmelser i denne forordning ved alle endringer av en anleggsdel i transmisjonsnett eller et anlegg tilhørende SGU-en eller DSO-en, som er relevant for systemdriften,
 - d) vurdering av mulige negative virkninger av en feil, kortslutning eller annen ikke-planlagt og uventet hendelse under systemdrif-

Artikkel 55

TSO-ens oppgaver med hensyn til systemdrift

Hver TSO skal ha ansvar for driftssikkerheten i sitt kontrollområde, og skal særlig

- a) utvikle og ta i bruk verktøy for nettdrift som er relevante for TSO-ens kontrollområde og som er knyttet til drift og driftsplanlegging i sanntid,
- b) utvikle og innføre verktøy og løsninger for å forhindre og avhjelpe forstyrrelser,
- c) bruke tjenester som leveres av tredjeparter, eventuelt gjennom innkjøp, for eksempel spesialregulering eller mothandel, tjenester for flaskehalshåndtering, produksjonsreserver og andre tilleggstjenester,

- ten, på anleggsdelen i transmisjonsnett eller på anlegget tilhørende SGU-en eller DSO-en.
2. Resultatene av den driftsrelaterte testingen som er nevnt i nr. 1, skal brukes av en TSO, DSO eller SGU, slik at
 - a) TSO-en kan sikre at anleggsdelene i transmisjonsnett fungerer korrekt,
 - b) DSO-en og SGU-er kan sikre at distribusjonsnett og SGU-ens anlegg fungerer korrekt,
 - c) TSO-en, DSO-en eller SGU-en kan opprettholde eksisterende og utvikle ny driftspraksis,
 - d) TSO-en kan sikre at tilleggstjenester utføres,
 - e) TSO-en, DSO-en eller SGU-en kan få opplysninger om ytelsen til anleggsdeler i transmisjonsnett og anlegg tilhørende SGU-er og DSO-er under alle forhold og i samsvar med alle relevante driftsbestemmelser i denne forordning med hensyn til
 - i) kontrollert bruk av frekvens- eller spenningsvariasjoner for å samle inn opplysninger om transmisjonsnettets og anleggsdelenes funksjon, og
 - ii) test av driftspraksis i nøddriftstilstand og gjenoppsettstilstand.
 3. Hver TSO skal sikre at driftsrelatert testing ikke setter driftssikkerheten i transmisjonsnett i fare. Eventuell driftsrelatert testing kan utsettes eller avbrytes på grunn av ikke-planlagte driftsforhold, eller av hensyn til sikkerheten for ansatte, for offentligheten, eller for det anlegget eller apparatet som testes, eller for anleggsdeler i transmisjonsnett eller anlegg tilhørende DSO-en eller SGU-en.
 4. Ved en forringelse av driftstilstanden for det transmisjonsnett der den driftsrelaterte testingen utføres, skal TSO-en for dette transmisjonsnett ha rett til å avbryte den driftsrelaterte testingen. Dersom gjennomføring av en test påvirker en annen TSO og dennes systemdriftstilstand også forringes, skal den TSO-en, SGU-en eller DSO-en som utfører testen, etter å ha blitt informert av den berørte TSO-en, omgående avbryte den driftsrelaterte testen.
 5. Hver TSO skal sikre at resultatene av relevante, utførte driftsrelaterte tester og tilknyttede analyser
 - a) innarbeides i opplærings- og sertifiseringsprosessen for ansatte med ansvar for sanntidsdrift,
 - b) brukes som inndata i ENTSO for elektrisk krafts forsknings- og utviklingsprosess, og

- c) brukes til å forbedre driftspraksis, herunder også i nøddriftstilstand og gjenoppsettstilstand.

Artikkel 57

Utførelse av driftsrelaterte tester og analyser

1. Hver TSO eller DSO som SGU-en har et tilknytningspunkt til, beholder retten til å teste en SGUs samsvar med kravene i denne forordning, SGU-ens forventede innmating og uttak og SGU-ens avtalte levering av tilleggstjenester når som helst under anleggets levetid. Prosedyren for disse driftsrelaterte testene skal meldes til SGU-en av TSO-en eller DSO-en i god tid før den driftsrelaterte testen settes i gang.
2. Den TSO-en eller DSO-en som SGU-en har et tilknytningspunkt til, skal offentliggjøre en liste over opplysninger og dokumenter som skal framlegges, samt hvilke krav SGU-en skal oppfylle ved driftsrelatert testing av samsvar. Denne listen skal omfatte minst følgende opplysninger:
 - a) All dokumentasjon og utstyrssertifikater som skal legges fram av SGU-en.
 - b) Nærmere tekniske data om SGU-ens anlegg, som er relevante for systemdriften.
 - c) Krav til modeller for vurdering av dynamisk stabilitet.
 - d) Undersøkelser som er utført av SGU-en, som viser forventet resultat av vurderingen av dynamisk stabilitet, når dette er relevant.
3. Dersom det er relevant, skal hver TSO eller DSO offentliggjøre ansvarsfordelingen mellom SGU-en og TSO-en eller DSO-en når det gjelder driftsrelatert testing av samsvar.

Avdeling 4

Opplæring

Artikkel 58

Opplæringsprogram

1. Innen 18 måneder etter ikrafttreddelsen av denne forordning skal hver TSO utvikle og vedta følgende:
 - a) Et grunnleggende opplæringsprogram for sertifisering og et kontinuerlig program for etter- og videreutdanning av TSO-ens ansatte med ansvar for sanntidsdrift av transmisjonsnett.
 - b) Et opplæringsprogram for TSO-ens ansatte med ansvar for driftsplanlegging. Hver TSO skal bidra til å utvikle og vedta opplærings-

- programmer for ansatte hos de relevante regionale sikkerhetskoordinatorene.
- c) Et opplæringsprogram for TSO-ens ansatte med ansvar for balansering.
 2. TSO-ens opplæringsprogrammer skal omfatte kjennskap til anleggsdelene i transmisjonsnett, drift av transmisjonsnett, bruk av systemer og prosesser på arbeidsplassene, driftsoppgaver mellom TSO-er, markedsordninger, gjenkjenning av og reaksjon på ekstraordinære situasjoner under systemdriften, samt aktiviteter og verktøy for driftsplanlegging.
 3. TSO-ens ansatte med ansvar for sanntidsdrift av transmisjonsnett skal, som del av sin grunnopplæring, få opplæring i driftskompatibilitetsproblemer mellom transmisjonsnett på grunnlag av driftserfaringer og tilbakemeldinger fra den felles opplæringen som gjennomføres med tilgrensende TSO-er i samsvar med artikkel 63. Denne opplæringen i driftskompatibilitetsproblemer skal omfatte forberedelse og aktivering av samordnede korrigerende tiltak som kreves for alle systemdriftstilstander.
 4. Hver TSO skal i sitt opplæringsprogram for ansatte med ansvar for sanntidsdrift av transmisjonsnett angi hvor ofte opplæringen gis, samt følgende deler:
 - a) En beskrivelse av anleggsdelene i transmisjonsnett.
 - b) Drift av transmisjonsnett i alle systemdriftstilstander, herunder gjenoppretting.
 - c) Bruk av systemer og prosesser på arbeidsplassen.
 - d) Samordning av driftsoppgaver mellom TSO-er og markedsordninger.
 - e) Gjenkjenning av og reaksjon på ekstraordinære driftssituasjoner.
 - f) Relevante områder innen elektroteknikk.
 - g) Relevante aspekter av Unionens indre marked for elektrisk kraft.
 - h) Relevante aspekter av nettrekler eller retningslinjer vedtatt i henhold til artikkel 6 og 18 i forordning (EF) nr. 714/2009.
 - i) Sikkerheten for personer, atomanlegg og annet utstyr under driften av transmisjonsnett.
 - j) Samordning og samarbeid mellom TSO-er i sanntidsdrift og i driftsplanlegging på nivået for hovedkontrollrom, som skal gis på engelsk, med mindre annet er angitt.
 - k) Opplæring i fellesskap med transmisjonsnettilknyttede DSO-er og SGU-er, når det er relevant.
 - l) Atferdsmessige ferdigheter med særlig fokus på stresshåndtering, menneskers opptreden i kritiske situasjoner, ansvar og motivasjonsevner.
 - m) Praksis og verktøy for driftsplanlegging, herunder praksis og verktøy som brukes av de relevante regionale sikkerhetskoordinatorene i driftsplanleggingen.
 5. Opplæringsprogrammet for ansatte med ansvar for driftsplanlegging skal omfatte minst aspektene nevnt i nr. 4 bokstav c), f), g), h), j) og m).
 6. Opplæringsprogrammet for ansatte med ansvar for balansering skal omfatte minst aspektene nevnt i nr. 4 bokstav c), g) og h).
 7. Hver TSO skal føre registre over de opplæringsprogrammene som de ansatte gjennomfører i sin ansettelsestid. På anmodning fra relevant reguleringsmyndighet skal hver TSO legge fram opplysninger om opplæringsprogrammenes omfang og innhold.
 8. Hver TSO skal gjennomgå sine opplæringsprogrammer minst én gang i året eller etter betydelige endringer i systemet. Hver TSO skal oppdatere sine opplæringsprogrammer for å gjenspeile endrede driftsforhold, markedsregler, nettverkskonfigurasjon og systemegenskaper, med særlig fokus på ny teknologi, endrede produksjons- og forbruksmønstre samt markedsutvikling.

Artikkel 59

Opplæringsvilkår

1. Opplæringsprogrammene hos hver TSO for ansatte med ansvar for sanntidsdrift skal omfatte opplæring på arbeidsplassen og offline-opplæring. Opplæring på arbeidsplassen skal utføres under tilsyn av en erfaren ansatt med ansvar for sanntidsdrift. Offline-opplæring skal utføres i et miljø som simulerer kontrollrommet og med nettmodelleringsdetaljer på et nivå som passer til de oppgavene som opplæringen gjelder.
2. Hver TSO skal gjennomføre opplæring for ansatte med ansvar for sanntidsdrift på grunnlag av en omfattende databasemodell over TSO-ens nett med tilhørende data fra andre nett som minst ligger i samme observerbarhetsområde, med et detaljnivå som er tilstrekkelig til å gjengi driftsproblemer mellom TSO-er. Opplæringsscenarioene skal være basert på faktiske og simulerte systemforhold. Når det er relevant skal også rollen til andre TSO-er, transmisjonsnettilknyttede DSO-er og betydelige nettbrukere simuleres, med mindre de

er direkte representert innenfor rammen av felles opplæringsprogrammer.

3. Hver TSO skal samordne offline-opplæringen av ansatte med ansvar for sanntidsdrift med de transmisjonsnettilknyttede DSO-ene og SGU-ene med hensyn til hvordan deres anlegg påvirker sanntidsdriften av transmisjonsnettet, på en omfattende og forholdsmessig måte, som gjenspeiler den oppdaterte nettopologien og kjennetegnene for sekundærutstyr. Når det er relevant, skal TSO-er, transmisjonsnettilknyttede DSO-er og SGU-er gjennomføre felles simuleringer eller workshoper som del av offline-opplæringen.

Artikkel 60

Opplæringskoordinatorer og undervisere

1. Opplæringskoordinatorens ansvar skal omfatte utforming, overvåking og oppdatering av opplæringsprogrammene, samt fastsettelse av
 - a) kvalifikasjons- og utvelgingsprosessen for TSO-ansatte som skal få opplæring,
 - b) den opplæringen som kreves for sertifisering av nettoperatorens ansatte med ansvar for sanntidsdrift,
 - c) prosessene, herunder relevant dokumentasjon, for de grunnleggende og kontinuerlige opplæringsprogrammene,
 - d) prosessen for sertifisering av nettoperatorens ansatte med ansvar for sanntidsdrift, og
 - e) prosessen for forlengelse av opplæringsperioden og sertifiseringsperioden for nettoperatorens ansatte med ansvar for sanntidsdrift.
2. Hver TSO skal fastsette ferdighetene og kompetansenivået for undervisere på arbeidsplassen. Undervisere på arbeidsplassen skal ha skaffet seg et passende nivå av driftserfaringer etter at de er sertifisert.
3. Hver TSO skal ha et register over nettoperatorens ansatte med ansvar for sanntidsdrift, som fungerer som undervisere på arbeidsplassen, og vurdere deres evne til å gi praktisk opplæring når det skal treffes beslutning om forlengelse av deres sertifisering.

Artikkel 61

Sertifisering av nettoperatorens ansatte med ansvar for sanntidsdrift

1. En person kan bli en av nettoperatorens ansatte med ansvar for sanntidsdrift, forutsatt at han eller hun har fått opplæring og deretter

er sertifisert av en utpekt representant fra hans eller hennes TSO for de aktuelle oppgavene innenfor den tidsrammen som er fastsatt i opplæringsprogrammet. En ansatt med ansvar for sanntidsdrift hos nettoperatoren skal ikke arbeide uten tilsyn i kontrollrommet med mindre han eller hun er sertifisert.

2. Innen 18 måneder etter ikrafttreddelsen av denne forordning skal hver TSO fastsette og gjennomføre en prosess, som omfatter kompetansenivå, for sertifisering av nettoperatorens ansatte med ansvar for sanntidsdrift.
3. TSO-ens ansatte med ansvar for sanntidsdrift skal sertifiseres etter å ha blitt godkjent i en formell vurdering som skal omfatte en muntlig og/eller skriftlig eksamen, og/eller en praktisk vurdering med forhåndsdefinerte kriterier for godkjent resultat.
4. TSO-en skal oppbevare en kopi av det utstedte sertifikatet og resultatet av den formelle vurderingen. På anmodning fra reguleringsmyndigheten skal TSO-en levere en kopi fra registeret over sertifiseringsprøvene.
5. Hver TSO skal registrere gyldighetstiden for den sertifisering som er utstedt til ansatte med ansvar for sanntidsdrift.
6. Hver TSO skal fastsette den maksimale gyldighetstiden for sertifisering, som ikke skal overstige fem år, men som kan forlenges på grunnlag av kriterier fastsatt av hver TSO, og kan ta hensyn til at ansatte med ansvar for sanntidsdrift og med tilstrekkelig praktisk erfaring, deltar i et program for etter- og videreutdanning.

Artikkel 62

Felles språk for kommunikasjon mellom nettoperatorens ansatte med ansvar for sanntidsdrift

1. Med mindre annet er avtalt, skal felles språk for kommunikasjon mellom TSO-ens ansatte og en tilgrensende TSOs ansatte være engelsk.
2. Hver TSO skal gi sine relevante nettoperatorens ansatte opplæring slik at de har tilstrekkelige ferdigheter i det felles kommunikasjonsspråket som er avtalt med de tilgrensende TSO-ene.

Artikkel 63

Samarbeid mellom TSO-ene om opplæring

1. Hver TSO skal organisere regelmessige opplæringskurs med sine tilgrensende TSO-er for å øke kunnskapene om kjennetegnene for til-

- grensende transmisjonsnett samt kommunikasjon og samordning mellom ansatte med ansvar for sanntidsdrift hos tilgrensende TSO-er. Opplæringen mellom TSO-ene skal inneholde detaljert kunnskap om samordnede tiltak som kreves for hver systemdriftstilstand.
2. Hver TSO skal i samarbeid med minst den tilgrensende TSO-en fastsette behovet for og hyppigheten av felles opplæringskurs, herunder minsteinnhold og -omfang av disse kursene, samtidig som det tas hensyn til den graden av gjensidig påvirkning og driftssamarbeid som behøves. Denne felles opplæringen mellom TSO-ene kan omfatte, men bør ikke begrenses til, felles workshoper og felles opplæring i simulator.
 3. Hver TSO skal sammen med andre TSO-er, minst én gang i året, delta i opplæringskurs i håndtering av spørsmål som berører flere TSO-er i forbindelse med sanntidsdrift. Hyppigheten skal fastsettes på grunnlag av nivået av gjensidig påvirkning mellom transmisjonsnett og typen overføringsforbindelse (likestrøm- eller vekselstrømforbindelser).
 4. Hver TSO skal utveksle erfaringer fra sanntidsdrift, herunder besøk og utveksling av erfaringer mellom nettoperatorens ansatte med ansvar for sanntidsdrift, med sine tilgrensende TSO-er, med enhver TSO som det er eller har vært driftsmessig interaksjon med på tvers av TSO-er, og med de relevante regionale sikkerhetskoordinatorer.

Del III

Driftsplanlegging

Avdeling 1

Data for driftssikkerhetsanalyse under driftsplanlegging

Artikkel 64

Alminnelige bestemmelser om individuelle og felles nettmodeller

1. For å kunne utføre driftssikkerhetsanalyse i henhold til avdeling 2 i denne del, skal hver TSO utarbeide individuelle nettmodeller i samsvar med metodene fastsatt ved anvendelse av artikkel 17 i forordning (EU) 2015/1222 og artikkel 18 i forordning (EU) 2016/1719 for hver av følgende tidsrammer, ved hjelp av datoformatet fastsatt i henhold til artikkel 114 nr. 2:
 - a) Året før, i samsvar med artikkel 66, 67 og 68.

- b) Når det er relevant, uken før, i samsvar med artikkel 69.
 - c) Dagen før, i samsvar med artikkel 70.
 - d) Intradag, i samsvar med artikkel 70.
2. De individuelle nettmodellene skal inneholde de strukturelle opplysningene og dataene som er fastsatt i artikkel 41.
3. Hver TSO skal utarbeide individuelle nettmodeller, og hver regional sikkerhetskoordinator skal bidra til å utarbeide felles nettmodeller ved hjelp av det dataformatet som er fastsatt i henhold til artikkel 114 nr. 2.

Artikkel 65

Året-før-scenarioer

1. Alle TSO-er skal i fellesskap utarbeide en felles liste over året-før-scenarioer, og vurdere driften av det sammenkoblede transmisjonsnettet for det etterfølgende året opp mot disse. Scenarioene skal gjøre det mulig å identifisere og vurdere virkningen av det sammenkoblede transmisjonsnettet på driftssikkerheten. Scenarioene skal inneholde følgende variabler:
 - a) Etterspørsel etter elektrisk kraft.
 - b) Vilkårene i forbindelse med bidraget fra fornybare energikilder.
 - c) Fastsatte import-/eksportposisjoner, herunder avtalte referanseverdier som gjør sammenslåing mulig.
 - d) Produksjonsmønsteret, med en fullt tilgjengelig produksjonspark.
 - e) Året-før-nettutvikling.
2. Ved utarbeiding av den felles listen over scenarioer, skal TSO-ene ta hensyn til følgende faktorer:
 - a) Typiske mønstre for utveksling over landegrensene ved forskjellige forbruksnivåer, for fornybare energikilder og konvensjonell produksjon.
 - b) Sannsynligheten for at disse scenarioene forekommer.
 - c) Mulige avvik fra grensene for driftssikkerheten for hvert scenario.
 - d) Den mengden elektrisk kraft som produseres og forbrukes i kraftproduksjonsanlegg og forbruksanlegg knyttet til distribusjonsnett.
3. Dersom TSO-ene ikke lykkes i å opprette den felles listen over scenarioene nevnt i nr. 1, skal de bruke følgende standardscenarioer:
 - a) Toppbelastning om vinteren, tredje onsdag i januar inneværende år, kl. 10.30 CET.
 - b) Minstebelastning om vinteren, andre søndag i januar inneværende år, kl. 03.30 CET.

- c) Toppbelastning om våren, tredje onsdag i april inneværende år, kl. 10.30 CET.
 - d) Minstebelastning om våren, andre søndag i april inneværende år, kl. 03.30 CET.
 - e) Toppbelastning om sommeren, tredje onsdag i juli det foregående året, kl. 10.30 CET.
 - f) Minstebelastning om sommeren, andre søndag i juli det foregående året, kl. 03.30 CET.
 - g) Toppbelastning om høsten, tredje onsdag i oktober det foregående året, kl. 10.30 CET.
 - h) Minstebelastning om høsten, andre søndag i oktober det foregående året, kl. 03.30 CET.
4. ENTSO for elektrisk kraft skal innen 15. juli hvert år offentliggjøre den felles listen over scenarioer for det påfølgende året, herunder en beskrivelse av disse scenarioene og den perioden disse scenarioene skal brukes.

Artikkel 66

Individuelle året-før-nettmodeller

1. Hver TSO skal fastsette en individuell året-før-nettmodell for hvert av de scenarioene som er utarbeidet i samsvar med artikkel 65, ved hjelp av sine beste estimater av de variablene som er fastsatt i artikkel 65 nr. 1. Hver TSO skal offentliggjøre sine individuelle året-før-nettmodeller i ENTSO for elektrisk krafts datamiljø for driftsplanlegging i samsvar med artikkel 114 nr. 1.
2. Ved fastsettelse av sin individuelle året-før-nettmodell, skal hver TSO
 - a) komme til enighet med de tilgrensende TSO-ene om den estimerte kraftflyten i HVDC-systemer som kopler sammen deres kontrollområder,
 - b) for hvert scenario balansere summen av
 - i) nettutvekslinger på vekselstrømlinjer,
 - ii) estimert kraftflyt i HVDC-systemer,
 - iii) last, herunder en estimering av tap, og
 - iv) produksjon.
3. Hver TSO skal i sine individuelle året-før-nettmodeller ta med det aggregerte uttaket av effekt for kraftproduksjonsanlegg som er knyttet til distribusjonsnettet. Dette aggregerte uttaket av effekt skal
 - a) være i samsvar med de strukturelle dataene som er lagt fram i samsvar med kravene i artikkel 41, 43, 45 og 48,
 - b) være i samsvar med de scenarioene som er utarbeidet i samsvar med artikkel 65, og
 - c) angi typen av primær energikilde.

Artikkel 67

Felles året-før-nettmodeller

1. Innen seks måneder etter ikrafttredelsen av denne forordning skal alle TSO-er i fellesskap utarbeide et forslag til metode som skal benyttes for å utarbeide felles året-før-nettmodeller ut fra de individuelle nettmodellene, som er fastsatt i samsvar med artikkel 66 nr. 1, og for å lagre dem. Metoden skal ta hensyn til og om nødvendig utfylle driftsvilkårene i metoden for den felles nettmodellen som er utarbeidet i samsvar med artikkel 17 i forordning (EU) 2015/1222 og artikkel 18 i forordning (EU) 2016/1719, når det gjelder følgende faktorer:
 - a) Frister for innsamling av individuelle året-før-nettmodeller, for å slå dem sammen til en felles nettmodell og for å lagre de individuelle og felles nettmodellene.
 - b) Kvalitetskontroll av de individuelle og felles nettmodellene for å sikre at de er fullstendige og konsekvente.
 - c) Korrigering og forbedring av individuelle og felles nettmodeller, og gjennomføring av minst kvalitetskontrollene nevnt i bokstav b).
2. Hver TSO skal ha rett til å be en annen TSO om alle opplysninger om endringer i nettverkstopologien eller om driftsforholdene, for eksempel verninnstillinger eller systemvern, enlinjeskjemaer og konfigurasjon av koplingsstasjoner eller ytterligere nettmodeller som er relevante for å gi en nøyaktig gjengivelse av transmisjonsnettet med sikte på å gjennomføre en driftssikkerhetsanalyse.

Artikkel 68

Oppdateringer av individuelle og felles året-før-nettmodeller

1. Når en TSO endrer eller oppdaterer en endring av sine beste estimater for de variablene som brukes ved fastsettelse av individuelle året-før-nettmodeller fastsatt i samsvar med artikkel 66 nr. 1, som er av betydning for driftssikkerheten, skal TSO-en oppdatere sin individuelle året-før-nettmodell og offentliggjøre den i ENTSO for elektrisk krafts datamiljø for driftsplanlegging.
2. Når en individuell nettmodell oppdateres, skal den felles året-før-nettmodellen oppdateres tilsvarende ved hjelp av metoden fastsatt i samsvar med artikkel 67 nr. 1.

*Artikkel 69***Individuelle og felles uken-før-nettmodeller**

1. Dersom to eller flere TSO-er anser det nødvendig, skal de fastslå de mest representative scenarioene for å samordne driftssikkerhetsanalysen av sine transmisjonsnett for uken-før-tidsrammen, og skal utarbeide en metode for å slå sammen de individuelle nettmodellene som tilsvarende metoden for å utarbeide den felles året-før-nettmodellen, fra de individuelle året-før-nettmodellene i samsvar med artikkel 67 nr. 1.
2. Hver TSO nevnt i nr. 1 skal opprette eller oppdatere sin individuelle uken-før-nettmodell i henhold til scenarioene fastsatt i samsvar med nr. 1.
3. TSO-ene nevnt i nr. 1 eller tredje parter som har fått delegert oppgaven nevnt i nr. 1, skal utarbeide felles uken-før-nettmodeller ved hjelp av den metoden som er utviklet i samsvar med nr. 1, og ved hjelp av individuelle nettmodeller fastsatt i samsvar med nr. 2.

*Artikkel 70***Metode for utarbeiding av felles dagen-før- og intradag-nettmodeller**

1. Innen seks måneder etter ikrafttredelsen av denne forordning skal alle TSO-er i fellesskap utarbeide et forslag til den metoden som skal benyttes for å utarbeide felles dagen-før- og intradag-nettmodeller ut fra de individuelle nettmodellene, og for å lagre dem. Denne metoden skal ta hensyn til og om nødvendig utfylle driftsvilkårene i metoden for den felles nettmodellen som er utarbeidet i samsvar med artikkel 17 i forordning (EU) 2015/1222, når det gjelder følgende faktorer:
 - a) Definisjon av tidsstempeler.
 - b) Frister for innsamling av individuelle nettmodeller, for å slå dem sammen til en felles nettmodell og for å lagre de individuelle og felles nettmodellene. Fristene skal være forenlige med de regionale prosessene som er fastsatt for å forberede og aktivere korrigerende tiltak.
 - c) Kvalitetskontroll av de individuelle nettmodellene og den felles nettmodellen for å sikre at de er fullstendige og konsekvente.
 - d) Korrigering og forbedring av individuelle og felles nettmodeller, og gjennomføring av

minst kvalitetskontrollene nevnt i bokstav c).

- e) Håndtering av ytterligere opplysninger om driftsordninger, for eksempel verninnstillinger eller systemvern, enlinjeskjemaer og konfigurering av koplingsstasjoner for å håndtere driftssikkerheten.
2. Hver TSO skal utarbeide individuelle dagen-før- og intradag-nettmodeller i samsvar med nr. 1, og offentliggjøre dem i ENTSO for elektrisk krafts datamiljø for driftsplanlegging.
3. Ved utarbeiding av de individuelle dagen-før- eller intradag-nettmodellene nevnt i nr. 2, skal hver TSO ta med følgende:
 - a) Oppdaterte prognoser for last og produksjon.
 - b) De tilgjengelige resultatene fra dagen-før- og intradag-markedsprosessene.
 - c) De tilgjengelige resultatene fra de planleggingsoppgavene som er beskrevet i del III avdeling 6.
 - d) For kraftproduksjonsanlegg som er tilknyttet distribusjonsnettet, uttak av aggregert aktiv effekt inndelt etter type primær energikilde, i samsvar med de dataene som er lagt fram i henhold til artikkel 40, 43, 44, 48, 49 og 50.
 - e) Oppdatert topologi for transmisjonsnettet.
4. Alle korrigerende tiltak som allerede er truffet, skal inngå i de individuelle dagen-før- og intradag-nettmodellene og skal kunne skilles klart fra de innmatingene og uttakene som er fastsatt i samsvar med artikkel 40 nr. 4 og nettopologien uten at det treffes korrigerende tiltak.
5. Hver TSO skal vurdere nøyaktigheten av variablene i nr. 3 ved å sammenligne dem med de faktiske verdiene, idet det tas hensyn til prinsippene fastsatt i henhold til artikkel 75 nr. 1 bokstav c).
6. Dersom en TSO etter den vurderingen som er nevnt i nr. 5, anser at variablene ikke er tilstrekkelig nøyaktige for å vurdere driftssikkerheten, skal TSO-en fastslå årsakene til unøyaktigheten. Dersom årsakene er en følge av TSO-ens prosesser for å fastsette individuelle nettmodeller, skal relevant TSO gjennomgå disse prosessene for å oppnå mer nøyaktige resultater. Dersom årsakene skyldes variabler levert av andre parter, skal TSO-en sammen med disse andre partene bestrebe seg på å sikre at de berørte variablene er nøyaktige.

*Artikkel 71***Kvalitetskontroll for nettmodeller**

Ved fastsettelse av kvalitetskontrollene i samsvar med artikkel 67 nr. 1 bokstav b) og artikkel 70 nr. 1 bokstav c), skal alle TSO-er i fellesskap fastsette kontroller som minst har som mål å kontrollere at

- a) det er sammenheng mellom overføringsforbindelsenes tilkoplingsstatus,
- b) spenningsverdiene ligger innenfor vanlige driftsverdier for de anleggsdelene i transmissjonsnettene som påvirker andre kontrollområder,
- c) det er sammenheng mellom tillatte forbigående overbelastninger av overføringsforbindelser, og
- d) innmatinger eller uttak av aktiv effekt og reaktiv effekt er forenlige med vanlig driftsverdier.

*Avdeling 2***Driftssikkerhetsanalyse***Artikkel 72***Driftssikkerhetsanalyse under driftsplanlegging**

1. Hver TSO skal utføre samordnede driftssikkerhetsanalyser for minst følgende tidsrammer:
 - a) Året før.
 - b) Uken før, når dette er relevant i samsvar med artikkel 69.
 - c) Dagen før.
 - d) Intradag.
2. Ved utførelse av en samordnet driftssikkerhetsanalyse skal TSO-en bruke den metoden som er vedtatt i henhold til artikkel 75.
3. For å utføre driftssikkerhetsanalyser skal hver TSO i N-situasjonen simulere hver uforutsett hendelse fra den listen over uforutsette hendelser som er opprettet i samsvar med artikkel 33, og bekrefte i (N-1)-situasjonen at grensene for driftssikkerhet fastsatt i samsvar med artikkel 25 ikke overskrides innenfor TSO-ens kontrollområde.
4. Hver TSO skal utføre sine driftssikkerhetsanalyser ved hjelp av minst de felles nettmodellene som er fastsatt i samsvar med artikkel 67, 68 og 70, og dersom det er relevant, artikkel 69, og skal ved utførelsen av disse analysene ta hensyn til planlagte driftsstanser.
5. Hver TSO skal dele resultatene av sin driftssikkerhetsanalyse med minst de TSO-ene hvis anleggsdeler inngår i TSO-ens observerbarhetsområde og som påvirkes i henhold til denne driftssikkerhetsanalysen, slik at disse

TSO-ene skal kunne bekrefte at grensene for driftssikkerhet overholdes innenfor deres kontrollområde.

*Artikkel 73***Driftssikkerhetsanalyse året før samt til og med uken før**

1. Hver TSO skal utføre året-før-driftssikkerhetsanalyse, og dersom det er relevant, uken-før-driftssikkerhetsanalyse for å påvise minst følgende begrensninger:
 - a) Kraftflyt og spenninger som overskrider grensene for driftssikkerhet.
 - b) Overskridelse av transmissjonsnettets stabilitetsgrenser som fastsatt i artikkel 38 nr. 2 og 6.
 - c) Overskridelse av transmissjonsnettets kortslutningsterskler.
2. En TSO som påviser en mulig begrensning, skal utforme korrigerende tiltak i samsvar med artikkel 20–23. Dersom kostnadsfrie korrigerende tiltak ikke er tilgjengelige, og begrensningen er knyttet til planlagt utilgjengelighet for visse relevante anlegg, skal begrensningen utgjøre en inkompatibilitet ved planlegging av driftsstans, og TSO-en skal iverksette driftsstanskoordinering i samsvar med artikkel 95 eller 100, avhengig av tiden på året når dette tiltaket iverksettes.

*Artikkel 74***Dagen-før-, intradag- og nær-sanntid-driftssikkerhetsanalyse**

1. Hver TSO skal utføre dagen-før-, intradag- og nær-sanntid-driftssikkerhetsanalyse for å påvise eventuelle begrensninger samt forbedre og aktivere korrigerende tiltak med andre berørte TSO-er, og eventuelt berørte DSO-er eller SGU-er.
2. Hver TSO skal overvåke prognoser for last og produksjon. Når disse prognosene tyder på et betydelig avvik i forbruk eller produksjon, skal TSO-en oppdatere sin driftssikkerhetsanalyse.
3. Når TSO-en utfører en nær-sanntid-driftssikkerhetsanalyse i sitt observerbarhetsområde, skal hver TSO bruke tilstandsestimering.

*Artikkel 75***Metode for samordning av driftssikkerhetsanalyse**

1. Innen tolv måneder etter ikrafttreddelsen av denne forordning skal alle TSO-er i fellesskap

utarbeide et forslag til en metode for samordning av driftssikkerhetsanalysen. Denne metoden skal ha som mål å standardisere driftssikkerhetsanalysen minst for hvert synkronområde og skal omfatte minst følgende:

- a) Metoder for å vurdere påvirkningen fra anleggsdeler i transmisjonsnett og SGU-er som befinner seg utenfor en TSOs kontrollområde, for å identifisere de anleggsdelene som inngår i TSO-ens observerbarhetsområde, og de terskelverdiene for påvirkning fra uforutsette hendelser, over hvilke uforutsette hendelser for disse anleggsdelene utgjør eksterne uforutsette hendelser.
 - b) Prinsipper for felles risikovurdering, som for uforutsette hendelser nevnt i artikkel 33, minst omfatter
 - i) sannsynlighet,
 - ii) tillatte forbigående overbelastninger, og
 - iii) virkningen av uforutsette hendelser.
 - c) Prinsipper for vurdering og håndtering av usikkerhet knyttet til produksjon og last, idet det tas hensyn til en pålitelighetsmargin i samsvar med artikkel 22 i forordning (EU) 2015/1222.
 - d) Kravene om samordning og informasjonsutveksling mellom regionale sikkerhetskoordinatorer i forbindelse med oppgavene oppført i artikkel 77 nr. 3.
 - e) Rollen til ENTSO for elektrisk kraft i forvaltningen av felles verktøy, forbedring av reglene for datakvalitet, overvåking av metoden for samordnet driftssikkerhetsanalyse og felles bestemmelser om regional driftssikkerhetskoordinering i hver kapasitetsberegningregion.
2. Metodene nevnt i nr. 1 bokstav a) skal gjøre det mulig å identifisere alle anleggsdeler i en TSOs observerbarhetsområde, herunder nettelelementer for andre TSO-er eller transmisjonsnettilknyttede DSO-er, kraftproduksjonsenheter eller forbruksanlegg. Disse metodene skal ta hensyn til følgende anleggsdeler i transmisjonsnett og kjennetegn for SGU-er:
- a) Tilkoplingsstatus eller elektriske verdier (for eksempel spenning, kraftflyt, rotorvinkel) som i betydelig grad påvirker nøyaktigheten av resultatene av tilstandsestimeringen for TSO-ens kontrollområde, over felles terskler.
 - b) Tilkoplingsstatus eller elektriske verdier (for eksempel spenning, kraftflyt, rotorvinkel) som i betydelig grad påvirker nøyaktigheten av resultatene av TSO-ens driftssikkerhetsanalyse, over felles terskler.
 - c) Krav for å sikre en tilstrekkelig gjengivelse av de tilknyttede anleggsdelene i TSO-ens observerbarhetsområde.
3. De verdiene som er nevnt i nr. 2 bokstav a) og b), skal fastsettes gjennom situasjoner som er representative for de ulike forholdene som kan forventes, og som kjennetegnes av variabler som f.eks. produksjonsnivå og -mønster, omfang av utveksling av elektrisk kraft over landegrensene og driftsstans ved anlegg.
4. Metodene nevnt i nr. 1 bokstav a) skal gjøre det mulig å identifisere alle elementer i en TSOs liste over eksterne uforutsette hendelser, med følgende kjennetegn:
- a) Hvert element har en påvirkningsfaktor på elektriske verdier, f.eks. spenning, kraftflyt, rotorvinkel, i TSO-ens kontrollområde som overskrider de felles terskelverdiene for påvirkning fra uforutsette hendelser, noe som innebærer at driftsstans for dette elementet i betydelig grad kan påvirke resultatene av TSO-ens analyse av uforutsette hendelser.
 - b) Valget av terskelverdier for påvirkning fra uforutsette hendelser skal redusere risikoen for at forekomsten av en uforutsett hendelse som er identifisert i en annen TSOs kontrollområde og ikke i TSO-ens liste over eksterne uforutsette hendelser, kan føre til at funksjonen av TSO-ens nett anses som uakseptabel for elementer på listen over interne uforutsette hendelser, f.eks. en nøddriftstilstand.
 - c) Vurderingen av slike risikoer skal baseres på situasjoner som er representative for de ulike forholdene som kan forventes, og som kjennetegnes av variabler som f.eks. produksjonsnivå og -mønster, omfang av utveksling og driftsstans ved anlegg.
5. Prinsippene for den felles risikovurderingen nevnt i nr. 1 bokstav b) skal angi kriterier for vurdering av sikkerheten i samkjøringsnett. Disse kriteriene skal fastsettes med henvisning til et harmonisert nivå for største aksepterte risiko mellom forskjellige TSO-ers sikkerhetsanalyser. Disse prinsippene skal vise til
- a) sammenhengen i definisjonen av ekstraordinære uforutsette hendelser,
 - b) vurderingen av sannsynligheten for og virkningen av ekstraordinære uforutsette hendelser, og
 - c) hensynet til ekstraordinære uforutsette hendelser i en TSOs liste over uforutsette

hendelser, når sannsynligheten for dem overstiger en felles terskel.

6. Prinsippene for vurdering og håndtering av usikkerheter nevnt i nr. 1 bokstav c), skal sikre at innvirkningen fra usikkerheter som gjelder produksjon eller forbruk, holder seg under et akseptabelt og harmonisert maksimumsnivå for hver TSOs driftssikkerhetsanalyse. Disse prinsippene skal fastsette følgende:
- a) Harmoniserte vilkår for når en TSO skal oppdatere sin driftssikkerhetsanalyse. Disse vilkårene skal ta hensyn til relevante aspekter som f.eks. tidshorizonten for produksjons- og forbruksprognoser, omfanget av endringer av forventede verdier i TSO-ens kontrollområde eller i andre TSO-ers kontrollområde, plassering av produksjon og forbruk samt tidligere resultater av TSO-ens driftssikkerhetsanalyse.
 - b) Minstefrekvens for oppdatering av produksjons- og forbruksprognoser, avhengig av deres variabilitet og den installerte kapasiteten for produksjon som ikke kan omfordeles.

Artikkel 76

Forslag til regional driftssikkerhetskoordinering

1. Innen tre måneder etter godkjenning av metoden for å samordne driftssikkerhetsanalysen i artikkel 75 nr. 1, skal alle TSO-er i hver kapasitetsberegningregion i fellesskap utarbeide et forslag til felles bestemmelser om regional driftssikkerhetskoordinering, som skal brukes av de regionale sikkerhetskoordinatorene og TSO-ene i kapasitetsberegningregionen. Forslaget skal overholde metodene for samordning av den driftssikkerhetsanalysen som er utarbeidet i samsvar med artikkel 75 nr. 1, og utfyller ved behov de metodene som er utarbeidet i samsvar med artikkel 35 og 74 i forordning (EU) 2015/1222. Forslaget skal fastsette
 - a) vilkår og frekvens for intradag-samordning av driftssikkerhetsanalysen og oppdateringer av den felles nettmodellen utført av den regionale sikkerhetskoordinatoren,
 - b) metoden for å forberede korrigerende tiltak som håndteres på en samordnet måte, med hensyn til deres betydning over landegrensene som fastsatt i artikkel 35 i forordning (EU) 2015/1222, samtidig som det tas hensyn til kravene i artikkel 20–23, for å fastsette minst

- i) prosedyren for å utveksle opplysninger om tilgjengelige korrigerende tiltak, mellom relevante TSO-er og den regionale sikkerhetskoordinatoren,
- ii) klassifiseringen av begrensninger og korrigerende tiltak i samsvar med artikkel 22,
- iii) identifisering av de mest formålstjenlige og økonomisk effektive korrigerende tiltakene ved brudd på driftssikkerheten som nevnt i artikkel 22,
- iv) forberedelse og aktivering av korrigerende tiltak i samsvar med artikkel 23 nr. 2,
- v) deling av kostnadene til korrigerende tiltak som nevnt i artikkel 22, som ved behov utfyller den felles metoden som er utviklet i samsvar med artikkel 74 i forordning (EU) 2015/1222. Som et generelt prinsipp skal kostnadene til flaskehalsen uten betydning over landegrensene, dekkes av TSO-en med ansvar for det berørte kontrollområdet, og kostnadene til å avhjelpe flaskehalsen med betydning over landegrensene skal dekkes av TSO-ene med ansvar for kontrollområdene i forhold til den negative innvirkningen av energitvekslingen mellom de bestemte kontrollområdene på det overbelastede nettelementet.

2. For å avgjøre hvorvidt flaskehalsen har betydning over landegrensene, skal TSO-ene ta hensyn til den flaskehalsen som ville oppstått uten energitvekslinger mellom kontrollområder.

Artikkel 77

Organisering av regional driftssikkerhetskoordinering

1. Forslaget fra alle TSO-er i en kapasitetsberegningregion om felles bestemmelser om regional driftssikkerhetskoordinering i samsvar med artikkel 76 nr. 1, skal også omfatte felles bestemmelser om organisering av regional driftssikkerhetskoordinering, herunder minst følgende:
 - a) Utpeking av regionale sikkerhetskoordinatorene som skal utføre oppgavene i nr. 3 i den gjeldende kapasitetsberegningregionen.
 - b) Regler for forvaltning og drift av regionale sikkerhetskoordinatorene, for å sikre rettferdig behandling av alle deltakende TSO-er.

- c) Når TSO-en foreslår å utnevne mer enn én regional sikkerhetskoordinator i samsvar med bokstav a),
- i) et forslag til en konsekvent fordeling av oppgavene mellom de regionale sikkerhetskoordinatorer som vil være aktive i kapasitetsberegningsregionen. Forslaget skal fullt ut ta hensyn til behovet for å samordne de ulike oppgavene som er tildelt de regionale sikkerhetskoordinatorer,
 - ii) en vurdering som viser at det foreslåtte opplegget for regionale sikkerhetskoordinatorer og tildeling av oppgaver er formålstjenlig, effektivt og i samsvar med den regionale samordnede kapasitetsberegningen fastsatt i samsvar med artikkel 20 og 21 i forordning (EU) 2015/1222,
 - iii) en effektiv samordnings- og beslutningsprosess for å løse konflikter mellom regionale sikkerhetskoordinatorer i kapasitetsberegningsregionen.
2. Ved utarbeiding av forslaget til felles bestemmelser om organiseringen av regional driftssikkerhetskoordinering i nr. 1, skal følgende krav være oppfylt:
- a) Hver TSO skal være dekket av minst én regional sikkerhetskoordinator.
 - b) Alle TSO-er skal sikre at det samlede antallet regionale sikkerhetskoordinatorer i hele Unionen ikke er høyere enn seks.
3. TSO-ene for hver kapasitetsberegningregion skal foreslå å delegerer følgende oppgaver i samsvar med nr. 1:
- a) Regional driftssikkerhetskoordinering i samsvar med artikkel 78 for å støtte TSO-ene med å oppfylle sine forpliktelser for året-før-, dagen-før- og intradag-tidsrammene som er fastsatt i artikkel 34 nr. 3 og artikkel 72 og 74.
 - b) Utarbeiding av en felles nettmmodell i samsvar med artikkel 79.
 - c) Regional driftsstanskoordinering i samsvar med artikkel 80 for å hjelpe TSO-ene å oppfylle sine forpliktelser i artikkel 98 og 100.
 - d) Regional vurdering av tilstrekkelighet i samsvar med artikkel 81 for å hjelpe TSO-ene å oppfylle sine forpliktelser i artikkel 107.
4. Ved utførelsen av sine oppgaver skal en regional sikkerhetskoordinator ta hensyn til data som dekker minst alle kapasitetsberegningregioner som koordinatoren har fått tildelt oppgaver for, herunder observerbarhetsområ-

dene for alle TSO-er i disse kapasitetsberegningregionene.

5. Alle regionale sikkerhetskoordinatorer skal samordne gjennomføringen av sine oppgaver for å legge til rette for at målene i denne forordning kan nås. Alle regionale sikkerhetskoordinatorer skal sikre harmonisering av prosesser og, dersom dobbeltarbeid ikke kan begrunnes i effektivitetshensyn eller av behovet for å sikre kontinuitet i tjenestene, opprettelse av felles verktøy for å sikre effektivt samarbeid og samordning mellom regionale sikkerhetskoordinatorer.

Artikkel 78

Regional driftssikkerhetskoordinering

1. Hver TSO skal gi den regionale sikkerhetskoordinatoren alle opplysninger og data som kreves for å utføre den samordnede regionale vurderingen av driftssikkerhet, herunder minst
 - a) den oppdaterte listen over uforutsette hendelser som er opprettet i henhold til kriteriene definert i den metoden for samordning av driftssikkerhetsanalysen som er vedtatt i samsvar med artikkel 75 nr. 1,
 - b) en oppdatert liste over mulige korrigerende tiltak, blant de kategoriene som er oppført i artikkel 22, og deres forventede kostnader fastsatt i samsvar med artikkel 35 i forordning (EU) 2015/1222 dersom et korrigerende tiltak omfatter spesialregulering eller mothandel, med sikte på å bidra til å avhjelpe eventuelle begrensninger som er identifisert i regionen, og
 - c) de grensene for driftssikkerhet som er fastsatt i samsvar med artikkel 25.
2. Hver regional sikkerhetskoordinator skal
 - a) utføre den samordnede vurderingen av regional driftssikkerhet i samsvar med artikkel 76 på grunnlag av de felles nettmmodellene som er opprettet i samsvar med artikkel 79, listen over uforutsette hendelser og grensene for driftssikkerhet som er angitt av hver TSO i nr. 1. Den regionale sikkerhetskoordinatoren skal levere resultatene av den samordnede vurderingen av regional driftssikkerhet til minst alle TSO-er i kapasitetsberegningregionen. Når den regionale sikkerhetskoordinatoren påviser en begrensning, skal den anbefale de mest formålstjenlige og økonomisk effektive korrigerende tiltakene til de relevante TSO-ene, og kan også anbefale andre korrigerende tiltak enn dem som er lagt fram av

- TSO-ene. Med denne anbefalingen om korrigerende tiltak skal det følge en begrunnelse,
- b) samordne forberedelsen av korrigerende tiltak med og mellom TSO-ene i samsvar med artikkel 76 nr. 1 bokstav b), slik at det blir mulig for TSO-ene å oppnå en samordnet aktivering av korrigerende tiltak i sanntid.
3. Ved gjennomføring av den samordnede vurderingen av regional driftssikkerhet og identifisering av passende korrigerende tiltak, skal hver regional sikkerhetskoordinator samordne med de andre regionale sikkerhetskoordinatorer.
 4. Når en TSO mottar resultatene av den samordnede vurderingen av regional driftssikkerhet fra den relevante regionale sikkerhetskoordinatoren, sammen med et forslag til korrigerende tiltak, skal TSO-en vurdere det anbefalte korrigerende tiltaket for elementer som inngår i dette korrigerende tiltaket, og som finnes i TSO-ens kontrollområde. Når dette skjer, skal TSO-en benytte bestemmelsene i artikkel 20. TSO-en skal beslutte om det anbefalte korrigerende tiltaket skal gjennomføres. Dersom TSO-en beslutter ikke å gjennomføre det anbefalte korrigerende tiltaket, skal den gi en begrunnelse for denne beslutningen til den regionale sikkerhetskoordinatoren. Dersom TSO-en beslutter å gjennomføre det anbefalte korrigerende tiltaket, skal dette tiltaket benyttes for elementer som befinner seg i TSO-ens kontrollområde, forutsatt at det er forenlig med sanntidsforholdene.
 4. Hver TSO skal korrigere sine individuelle nettmodeller, etter å ha kontrollert behovet for korrigerende tiltak dersom det er relevant, på grunnlag av anmodninger fra den regionale sikkerhetskoordinatoren eller en annen TSO.
 5. I samsvar med de metodene som er nevnt i artikkel 67 nr. 1 og artikkel 70 nr. 1, og i samsvar med artikkel 28 i forordning (EU) 2015/1222, skal det utnevnes en regional sikkerhetskoordinator av alle TSO-er for å utarbeide den felles nettmodellen for hver tidsramme og lagre den i ENTSO for elektrisk krafts datamiljø for driftsplanlegging.

Artikkel 80

Regional driftsstanskoordinering

1. De regionene for driftsstanskoordinering der TSO-ene skal koordinere driftsstanser, skal minst tilsvare kapasitetsberegningregionene.
2. TSO-ene i to eller flere regioner for driftsstanskoordinering kan bli enige om å slå dem sammen til én enkelt region for driftsstanskoordinering. De skal i så fall bestemme hvilken regional sikkerhetskoordinator som skal utføre oppgavene nevnt i artikkel 77 nr. 3.
3. Hver TSO skal gi den regionale sikkerhetskoordinatoren de opplysningene som er nødvendige for å påvise og løse regionale inkompatibiliteter i planleggingen av driftsstans, herunder minst
 - a) tilgjengelighetsplanene for TSO-ens interne relevante anlegg, som er lagret i ENTSO for elektrisk krafts datamiljø for driftsplanlegging,
 - b) de nyeste tilgjengelighetsplanene for alle ikke-relevante anlegg i TSO-ens kontrollområde, som
 - i) kan påvirke resultatene av analysen av inkompatibilitet ved planlegging av driftsstans,
 - ii) gjenspeiles i de individuelle nettmodellene som brukes til vurdering av inkompatibilitet ved driftsstans,
 - c) scenarioer der inkompatibilitet ved planlegging av driftsstans skal undersøkes og brukes til å utarbeide de tilsvarende felles nettmodellene utledet av de felles nettmodellene for forskjellige tidsrammer som er fastsatt i samsvar med artikkel 67 og 79.
4. Hver regional sikkerhetskoordinator skal utføre regionale driftssikkerhetsanalyser på grunnlag av opplysningene fra de relevante TSO-ene for å oppdage eventuell inkompatibilitet ved planlegging av driftsstans. Den regio-

Artikkel 79

Utarbeiding av felles nettmodeller

1. Hver regional sikkerhetskoordinator skal kontrollere kvaliteten på de individuelle nettmodellene for å bidra til å utarbeide den felles nettmodellen for hver angitt tidsramme i samsvar med metodene nevnt i artikkel 67 nr. 1 og artikkel 70 nr. 1.
2. Hver TSO skal legge fram for sin regionale sikkerhetskoordinator de individuelle nettmodellene som er nødvendige for å utarbeide den felles nettmodellen for hver tidsramme gjennom ENTSO for elektrisk krafts datamiljø for driftsplanlegging.
3. Om nødvendig skal hver regional sikkerhetskoordinator be de berørte TSO-ene om å korrigere sine individuelle nettmodeller for å tilfredsstille kvalitetskontrollene og for å forbedre dem.

nale sikkerhetskoordinatoren skal gi alle TSO-er i regionen for driftsstanskoordinering en liste over påviste inkompatibiliteter ved planlegging av driftsstans og de løsningene vedkommende foreslår for å løse disse inkompatibilitetene.

5. Ved oppfyllelsen av sine forpliktelser i samsvar med nr. 4, skal hver regional sikkerhetskoordinator samordne sine analyser med andre regionale sikkerhetskoordinatorene.
6. Ved oppfyllelsen av sine forpliktelser i samsvar med artikkel 98 nr. 3 og artikkel 100 nr. 4 bokstav b), skal alle TSO-er ta hensyn til resultatene av den vurderingen som er lagt fram av den regionale sikkerhetskoordinatoren i samsvar med nr. 3 og 4.

Artikkel 81

Regional vurdering av tilstrekkelighet

1. Hver regional sikkerhetskoordinator skal utføre regionale vurderinger av tilstrekkelighet for minst uken-før-tidsrammen.
2. Hver TSO skal gi den regionale sikkerhetskoordinatoren de opplysningene som er nødvendige for å gjennomføre regionale vurderinger av tilstrekkelighet som nevnt i nr. 1, herunder
 - a) forventet samlet forbruk og tilgjengelige ressurser for laststyring,
 - b) tilgjengeligheten av kraftproduksjonsenheter, og
 - c) grensene for driftssikkerhet.
3. Hver regional sikkerhetskoordinator skal utføre vurderinger av tilstrekkelighet på grunnlag av opplysningene fra de relevante TSO-ene med sikte på å oppdage situasjoner der manglende tilstrekkelighet forventes i noen av kontrollområdene eller på regionalt plan, idet det tas hensyn til mulige utvekslinger over landegrensene og grensene for driftssikkerhet. Sikkerhetskoordinatoren skal levere resultatene sammen med forslag til tiltak for å redusere risikoene for TSO-ene i kapasitetsberegningsregionen. Disse tiltakene skal omfatte forslag til korrigerende tiltak som gjør det mulig å øke utvekslingen over landegrensene.
4. Ved gjennomføringen av den regionale vurderingen av tilstrekkelighet skal hver regional sikkerhetskoordinator samordne med andre regionale sikkerhetskoordinatorene.

Avdeling 3

Driftsstanskoordinering

Kapittel 1

Regioner for driftsstanskoordinering, relevante anlegg

Artikkel 82

Formål med driftsstanskoordinering

Hver TSO skal, med støtte fra den regionale sikkerhetskoordinatoren for de tilfellene som er angitt i denne forordning, koordinere driftsstanser i samsvar med prinsippene i denne avdeling for å overvåke tilgjengelighetsstatusen for de relevante anleggene og koordinere tilgjengelighetsplanene for å ivareta driftssikkerheten i transmissjonsnett.

Artikkel 83

Regional koordinering

1. Alle TSO-er i en region for driftsstanskoordinering skal i fellesskap utarbeide en driftsprosedyre for regional koordinering med sikte på å fastsette driftsmessige aspekter ved gjennomføringen av driftsstanskoordinering i hver region, som omfatter følgende:
 - a) Hyppighet, omfang og type av koordinering for minst året-før- og uken-før-tidsrammene.
 - b) Bestemmelser om bruk av de vurderingene som er utført av den regionale sikkerhetskoordinatoren i samsvar med artikkel 80.
 - c) Praktiske ordninger for å validere året-før-tilgjengelighetsplaner for relevante nettelelementer, som kreves i artikkel 98.
2. Hver TSO skal delta i driftsstanskoordineringen i sine regioner for driftsstanskoordinering, og benytte driftsprosedyrene for regional koordinering som fastsatt i samsvar med nr. 1.
3. Dersom det oppstår inkompatibiliteter ved planlegging av driftsstans mellom forskjellige regioner for driftsstanskoordinering, skal alle TSO-er og regionale sikkerhetskoordinatorene i disse regionene gå sammen om å løse disse inkompatibilitetene ved planlegging av driftsstans.
4. Hver TSO skal gi de andre TSO-ene fra den samme regionen for driftsstanskoordinering alle relevante opplysninger som TSO-en har til rådighet, om infrastrukturprosjekter i tilknytning til transmissjonsnett, distribusjonsnett, lukkede distribusjonsnett, kraftproduksjonsenheter eller forbruksanlegg som kan påvirke

- driften av en annen TSOs kontrollområde innenfor regionen for driftsstanskoordinering.
5. Hver TSO skal gi de transmisjonsnettilknyttede DSO-ene som befinner seg i TSO-ens kontrollområde, alle relevante opplysninger som TSO-en har til rådighet, om infrastrukturprosjekter i tilknytning til transmisjonsnettet som kan påvirke driften av disse DSO-enes distribusjonsnett.
 6. Hver TSO skal gi de transmisjonsnettilknyttede lukkede DSO-ene («closed DSO», heretter kalt CDSO) som befinner seg i TSO-ens kontrollområde, alle relevante opplysninger som TSO-en har til rådighet, om infrastrukturprosjekter i tilknytning til transmisjonsnettet som kan påvirke driften av disse CDSO-enes lukkede distribusjonsnett.
- c) Kapasiteten til potensielle relevante kraftproduksjonsenheter eller forbruksanlegg for at de skal kunne regnes som SGU-er.
 - d) Kvalitative aspekter, herunder men ikke begrenset til, størrelse og nærhet til grensene av et kontrollområde for potensielt relevante kraftproduksjonsenheter, forbruksanlegg eller nettelementer.
 - e) Systematisk relevans for alle nettelementer som finnes i et transmisjonsnett eller distribusjonsnett som knytter sammen forskjellige kontrollområder.
 - f) Systematisk relevans for alle kritiske nettelementer.
3. Den metoden som er utviklet i samsvar med nr. 1, skal være forenlig med metodene for vurdering av påvirkningen fra anleggsdeler i transmisjonsnettet og SGU-er som befinner seg utenfor en TSOs kontrollområde, som fastsatt i samsvar med artikkel 75 nr. 1 bokstav a).

Artikkel 84

Metode for å vurdere om anlegg er relevante for driftsstanskoordinering

1. Innen tolv måneder etter ikrafttreddelsen av denne forordning skal alle TSO-er i fellesskap utarbeide en metode minst per synkronområde, for å vurdere om kraftproduksjonsenheter, forbruksanlegg og nettelementer som finnes i et transmisjonsnett eller distribusjonsnett, herunder lukkede distribusjonsnett, er relevante for driftsstanskoordinering.
2. Metoden nevnt i nr. 1 skal være basert på kvalitative og kvantitative aspekter som fastsetter hvordan en TSOs kontrollområde påvirkes av tilgjengelighetsstatusen for enten kraftproduksjonsenheter, forbruksanlegg eller nettelementer som finnes i et transmisjonsnett eller distribusjonsnett, herunder et lukket distribusjonsnett, og som er knyttet direkte eller indirekte til en annen TSOs kontrollområde, og særlig for følgende:
 - a) Kvantitative aspekter basert på evalueringen av endringer i elektriske verdier som f.eks. spenning, kraftflyt eller rotorvinkel på minst ett nettelement i en TSOs kontrollområde, på grunn av endret tilgjengelighetsstatus for et potensielt relevant anlegg som ligger i et annet kontrollområde. Denne evalueringen skal finne sted på grunnlag av felles året-før-nettmodeller.
 - b) Terskelverdiene for følsomheten av de elektriske verdiene som er nevnt i bokstav a), som legges til grunn for vurderingen av et anleggs relevans. Disse terskelverdiene skal harmoniseres for minst hvert synkronområde.

Artikkel 85

Lister over relevante kraftproduksjonsenheter og relevante forbruksanlegg

1. Innen tre måneder etter godkjenningen av metoden for å vurdere om anlegg er relevante for driftsstanskoordinering i artikkel 84 nr. 1, skal alle TSO-er i hver region for driftsstanskoordinering i fellesskap vurdere om kraftproduksjonsenheter og forbruksanlegg er relevante for driftsstanskoordinering på grunnlag av denne metoden, og for hver region for driftsstanskoordinering opprette en enkelt liste over relevante kraftproduksjonsenheter og relevante forbruksanlegg.
2. Alle TSO-er i en region for driftsstanskoordinering skal i fellesskap gjøre listen over relevante kraftproduksjonsenheter og relevante forbruksanlegg i denne regionen for driftsstanskoordinering, tilgjengelig i ENTSO for elektrisk krafts datamiljø for driftsplanlegging.
3. Hver TSO skal informere sin reguleringsmyndighet om listen over relevante kraftproduksjonsenheter og relevante forbruksanlegg for hver region for driftsstanskoordinering som TSO-en deltar i.
4. For hvert internt relevant anlegg som er en kraftproduksjonsenhet eller et forbruksanlegg, skal TSO-en
 - a) informere eieren av den relevante kraftproduksjonsenheten eller det relevante forbruksanlegget om at den/det er oppført på listen,

- b) informere DSO-ene om relevante kraftproduksjonsenheter og relevante forbruksanlegg som er tilknyttet deres distribusjonsnett, og
- c) informere CDSO-ene om relevante kraftproduksjonsenheter og relevante forbruksanlegg som er tilknyttet deres lukkede distribusjonsnett.

Artikkel 86

Oppdatering av listene over relevante kraftproduksjonsenheter og relevante forbruksanlegg

1. Innen 1. juli hvert kalenderår skal alle TSO-er i hver region for driftsstanskoordinering i fellesskap foreta en ny vurdering av om kraftproduksjonsenheter og forbruksanlegg er relevante for driftsstanskoordinering på grunnlag av den metoden som er utviklet i samsvar med artikkel 84 nr. 1.
2. Alle TSO-er i hver region for driftsstanskoordinering skal når det er nødvendig, i fellesskap beslutte å oppdatere listen over relevante kraftproduksjonsenheter og relevante forbruksanlegg i denne regionen for driftsstanskoordinering, innen 1. august hvert kalenderår.
3. Alle TSO-er i en region for driftsstanskoordinering skal gjøre den oppdaterte listen for denne regionen for driftsstanskoordinering, tilgjengelig i ENTSO for elektrisk krafts datamiljø for driftsplanlegging.
4. Hver TSO i en region for driftsstanskoordinering skal informere partene nevnt i artikkel 85 nr. 4 om innholdet i den oppdaterte listen.

Artikkel 87

Lister over relevante nettelelementer

1. Innen tre måneder etter godkjenningen av metoden for å vurdere om anlegg er relevante for driftsstanskoordinering i artikkel 84 nr. 1, skal alle TSO-er i hver region for driftsstanskoordinering i fellesskap vurdere, på grunnlag av denne metoden, om nettelelementer som finnes i et transmisjonsnett eller i et distribusjonsnett, herunder et lukket distribusjonsnett, er relevante for driftsstanskoordinering, og opprette en enkelt liste over relevante nettelelementer for hver region for driftsstanskoordinering.
2. Listen over relevante nettelelementer i en region for driftsstanskoordinering skal inneholde alle nettelelementer i et transmisjonsnett eller et distribusjonsnett, herunder et lukket distribusjonsnett som finnes i denne regionen

for driftsstanskoordinering, som er identifisert som relevante ved hjelp av metoden fastsatt i samsvar med artikkel 84 nr. 1.

3. Alle TSO-er i en region for driftsstanskoordinering skal i fellesskap gjøre listen over relevante nettelelementer tilgjengelig i ENTSO for elektrisk krafts datamiljø for driftsplanlegging.
4. Hver TSO skal informere sin reguleringsmyndighet om listen over relevante nettelelementer for hver region for driftsstanskoordinering som TSO-en deltar i.
5. For hvert internt relevant anlegg som er et nettelement, skal TSO-en
 - a) informere eieren av det relevante nettelementet om at det er oppført på listen,
 - b) informere DSO-ene om de relevante nettelelementene som er tilknyttet deres distribusjonsnett, og
 - c) informere CDSO-ene om de relevante nettelelementene som er tilknyttet deres lukkede distribusjonsnett.

Artikkel 88

Oppdatering av listen over relevante nettelelementer

1. Innen 1. juli hvert kalenderår skal alle TSO-er i hver region for driftsstanskoordinering i fellesskap foreta en ny vurdering, på grunnlag av den metoden som er utviklet i samsvar med artikkel 84 nr. 1, av om nettelelementer som finnes i et transmisjonsnett eller et distribusjonsnett, herunder et lukket distribusjonsnett, er relevante for driftsstanskoordinering.
2. Alle TSO-er i en region for driftsstanskoordinering skal når det er nødvendig, i fellesskap beslutte å oppdatere listen over relevante nettelelementer i denne regionen for driftsstanskoordinering, innen 1. august hvert kalenderår.
3. Alle TSO-er i en region for driftsstanskoordinering skal gjøre den oppdaterte listen tilgjengelig i ENTSO for elektrisk krafts datamiljø for driftsplanlegging.
4. Hver TSO i en region for driftsstanskoordinering skal informere partene nevnt i artikkel 85 nr. 4 om innholdet i den oppdaterte listen.

Artikkel 89

Utpeking av ansvarlige for driftsstansplaner

1. Hver TSO skal fungere som ansvarlig for driftsstansplaner for hvert relevant nettelement som TSO-en driver.
2. For alle andre relevante anlegg skal eieren utpeke, eller fungere som, ansvarlig for drifts-

stansplaner for det berørte anlegget, og informere sin TSO om denne utpekingen.

Artikkel 90

Behandling av relevante anlegg som finnes i et distribusjonsnett eller i et lukket distribusjonsnett

1. Hver TSO skal koordinere planleggingen av driftsstans for interne relevante anlegg som er tilknyttet et distribusjonsnett, med DSO-en for distribusjonsnettet.
2. Hver TSO skal koordinere planleggingen av driftsstans for interne relevante anlegg som er tilknyttet et lukket distribusjonsnett, med CDSO-en for det lukkede distribusjonsnettet.

Kapittel 2

Utarbeiding og oppdatering av tilgjengelighetsplaner for relevante anlegg

Artikkel 91

Variasjoner i tidsfrister for året-før-driftsstanskoordinering

Alle TSO-er innenfor et synkronområde kan i fellesskap avtale å vedta og gjennomføre en tidsramme for året-før-driftsstanskoordinering som avviker fra tidsrammen fastsatt i artikkel 94, 97 og 99, forutsatt at driftsstanskoordineringen i andre synkronområder ikke påvirkes.

Artikkel 92

Alminnelige bestemmelser om tilgjengelighetsplaner

1. Tilgjengelighetsstatus for et relevant anlegg skal være én av følgende:
 - a) «Tilgjengelig» når det relevante anlegget er i stand til og klar til å levere tjenesten, uansett om det er i drift eller ikke.
 - b) «Ikke tilgjengelig» når det relevante anlegget ikke er i stand til eller ikke er klar til å levere tjenesten.
 - c) «Testing» når det relevante anleggets kapasitet til å levere tjenester, testes.
2. Statusen «testing» skal bare gjelde ved en potensiell innvirkning på transmisjonsnettet og for følgende tidsrom:
 - a) Mellom første tilkopling og endelig idriftsetting av det relevante anlegget.
 - b) Direkte etter vedlikehold av det relevante anlegget.
3. Tilgjengelighetsplanene skal inneholde minst følgende opplysninger:

- a) Årsaken til at et relevant anlegg har statusen «ikke tilgjengelig».
 - b) De vilkårene som skal være oppfylt for at et relevant anlegg skal få statusen «ikke tilgjengelig» i sanntid, dersom slike vilkår kan påvises.
 - c) Den tiden som kreves for å gjenoppta et relevant anleggs drift, når det er nødvendig for å opprettholde driftssikkerheten.
4. Tilgjengelighetsstatusen for hvert relevant anlegg i året-før-tidsrammen skal angis for hver dag.
 5. Når produksjonsplaner og forbruksplaner legges fram for TSO-en i samsvar med artikkel 111, skal tidsoppløsningen for tilgjengelighetsstatus være i samsvar med disse planene.

Artikkel 93

Langsiktige veiledende tilgjengelighetsplaner

1. Senest to år før begynnelsen av året-før-driftsstanskoordinering, skal hver TSO vurdere tilsvarende veiledende tilgjengelighetsplaner for interne relevante anlegg, som legges fram av ansvarlige for driftsstansplaner i samsvar med artikkel 4, 7 og 15 i forordning (EU) nr. 543/2013, og legge fram sine foreløpige merknader, herunder eventuelle påviste inkompatibiliteter ved planlegging av driftsstans, til alle berørte ansvarlige for driftsstansplaner.
2. Hver TSO skal utføre vurderingen av de veiledende tilgjengelighetsplanene for interne relevante anlegg nevnt i nr. 1, hvert år fram til begynnelsen av året-før-driftsstanskoordineringen.

Artikkel 94

Framlegging av forslag til året-før-tilgjengelighetsplaner

1. En ansvarlig for driftsstansplaner som ikke er en TSO som deltar i en region for driftsstanskoordinering, en DSO eller en CDSO, skal innen 1. august hvert kalenderår legge fram en tilgjengelighetsplan som dekker det påfølgende kalenderåret for hvert av dennes relevante anlegg, for TSO-er som deltar i en region for driftsstanskoordinering, og for DSO-er og CDSO-er når det er relevant.
2. De TSO-ene som er nevnt i nr. 1, skal bestrebe seg på å undersøke anmodningene om endring av en tilgjengelighetsplan når den mottas. Dersom dette ikke er mulig, skal TSO-en undersøke anmodningene om endring av en

tilgjengelighetsplan etter at året-før-drifts-stanskoordineringen er blitt sluttført.

3. De TSO-ene som er nevnt i nr. 1, skal undersøke anmodningene om endring av en tilgjengelighetsplan etter at året-før-drifts-stanskoordineringen er blitt sluttført, og
 - a) i den rekkefølgen anmodningene ble mottatt, og
 - b) ved å benytte prosedyrene fastsatt i samsvar med artikkel 100.

Artikkel 95

Året-før-koordinering av tilgjengelighetsstatus for relevante anlegg for hvilke den ansvarlige for driftsstansplaner ikke er en TSO som deltar i en region for driftsstanskoordinering, og heller ikke en DSO eller en CDSO

1. Hver TSO skal vurdere ut fra en året-før-tidsramme om det oppstår inkompatibiliteter ved planlegging av driftsstans som følge av de tilgjengelighetsplanene som er mottatt i samsvar med artikkel 94.
2. Når en TSO oppdager inkompatibiliteter ved planlegging av driftsstans, skal TSO-en gjennomføre følgende prosess:
 - a) Informere hver berørt ansvarlig for drifts-stansplaner om de vilkårene som vedkommende skal oppfylle for å avbøte de påviste inkompatibilitetene ved planlegging av driftsstans.
 - b) TSO-en kan be om at én eller flere ansvarlige for driftsstansplaner legger fram en alternativ tilgjengelighetsplan som oppfyller vilkårene nevnt i bokstav a).
 - c) TSO-en skal gjenta vurderingen nevnt i nr. 1 for å fastslå om det gjenstår noen inkompatibiliteter ved planlegging av driftsstans.
3. Etter en anmodning fra en TSO i samsvar med nr. 2 bokstav b), dersom den ansvarlige for driftsstansplaner unnlater å legge fram en alternativ tilgjengelighetsplan som har som mål å avbøte alle inkompatibiliteter ved planlegging av driftsstans, skal TSO-en utarbeide en alternativ tilgjengelighetsplan som skal
 - a) ta hensyn til den innvirkningen som er rapportert av de berørte ansvarlige for drifts-stansplaner samt av DSO-en eller CDSO-en dersom det er relevant,
 - b) begrense endringene i den alternative tilgjengelighetsplanen til det som er absolutt nødvendig for å avbøte inkompatibilitetene ved planlegging av driftsstans, og
 - c) informere sin reguleringsmyndighet, eventuelle berørte DSO-er og CDSO-er, de

berørte ansvarlige for driftsstansplaner om den alternative tilgjengelighetsplanen, herunder årsakene til at den er utarbeidet, samt den innvirkningen som er rapportert av de berørte ansvarlige for driftsstansplaner, og eventuelt DSO-ene eller CDSO-ene.

Artikkel 96

Året-før-koordinering av tilgjengelighetsstatus for relevante anlegg for hvilke den ansvarlige for driftsstansplaner er en TSO som deltar i en region for driftsstanskoordinering, en DSO eller CDSO

1. Hver TSO skal planlegge tilgjengelighetsstatusen for relevante nettelementer som kopler sammen forskjellige kontrollområder der TSO-en fungerer som ansvarlig for driftsstansplaner i samordning med TSO-ene i samme region for driftsstanskoordinering.
2. Hver TSO, DSO og CDSO skal planlegge tilgjengelighetsstatusen for relevante nettelementer for hvilke de fungerer som ansvarlige for driftsstansplaner, og som ikke kopler sammen forskjellige kontrollområder, på grunnlag av de tilgjengelighetsplanene som er utarbeidet i samsvar med nr. 1.
3. Når tilgjengelighetsstatusen for relevante nettelementer fastsettes i samsvar med nr. 1 og 2, skal TSO-en, DSO-en og CDSO-en
 - a) minimere innvirkningen på markedet samtidig som driftssikkerheten ivaretas, og
 - b) bruke de tilgjengelighetsplanene som er lagt fram og utarbeidet i samsvar med artikkel 94, som grunnlag.
4. Dersom en TSO oppdager en inkompatibilitet ved planlegging av driftsstans, skal TSO-en ha rett til å foreslå en endring i tilgjengelighetsplanene for interne relevante anlegg for hvilke den ansvarlige for driftsstansplaner verken er en TSO som deltar i en region for drifts-stanskoordinering, eller en DSO eller en CDSO, og skal fastsette en løsning i samarbeid med de berørte ansvarlige for driftsstansplaner, DSO-ene og CDSO-ene, ved hjelp av de midlene den har til rådighet.
5. Dersom statusen «ikke tilgjengelig» for et relevant nettelement ikke er blitt planlagt etter at tiltakene nevnt i nr. 4 er truffet, og slik manglende planlegging kan true driftssikkerheten, skal TSO-en
 - a) treffe nødvendige tiltak for å planlegge statusen «ikke tilgjengelig» samtidig som driftssikkerheten ivaretas, idet det tas hensyn til den innvirkningen som de berørte

- ansvarlige for driftsstansplaner har rapportert til TSO-en,
- b) informere alle berørte parter om tiltakene nevnt i bokstav a), og
 - c) informere relevante reguleringsmyndigheter, eventuelle berørte DSO-er eller CDSO-er og de berørte ansvarlige for driftsstansplaner om de tiltakene som er truffet, herunder begrunnelsen for slike tiltak, den innvirkningen som er rapportert av de berørte ansvarlige for driftsstansplaner og eventuelt av DSO-ene eller CDSO-ene.
6. Hver TSO skal gjøre tilgjengelig i ENTSO for elektrisk krafts datamiljø for driftsplanlegging alle opplysninger den har til rådighet om netrelaterte vilkår som skal oppfylles, og korrigerende tiltak som skal forberedes og aktiveres, før tilgjengelighetsstatusen «ikke tilgjengelig» eller «testing» kan iverksettes for et relevant nettelement.

Artikkel 97

Framlegging av foreløpige året-før-tilgjengelighetsplaner

1. Hver TSO skal innen 1. november hvert kalenderår legge fram for alle andre TSO-er, gjennom ENTSO for elektrisk krafts datamiljø for driftsplanlegging, foreløpige året-før-tilgjengelighetsplaner for det påfølgende kalenderåret for alle interne relevante anlegg.
2. TSO-en skal innen 1. november hvert kalenderår for hvert internt relevant anlegg som finnes i et distribusjonsnett, legge fram den foreløpige året-før-tilgjengelighetsplanen for DSO-en.
3. TSO-en skal innen 1. november hvert kalenderår for hvert internt relevant anlegg som finnes i et lukket distribusjonsnett, legge fram den foreløpige året-før-tilgjengelighetsplanen for CDSO-en.

Artikkel 98

Validering av året-før-tilgjengelighetsplaner i regioner for driftsstanskoordinering

1. Hver TSO skal analysere om det oppstår inkompatibiliteter ved planlegging av driftsstans når det tas hensyn til alle foreløpige året-før-tilgjengelighetsplaner.
2. Dersom det ikke forekommer inkompatibiliteter ved planlegging av driftsstans, skal alle TSO-er i en region for driftsstanskoordinering i fellesskap validere året-før-tilgjengelighets-

planer for alle relevante anlegg i denne regionen for driftsstanskoordinering.

3. Dersom en TSO oppdager en inkompatibilitet ved planlegging av driftsstans, skal de berørte TSO-ene i en eller flere regioner for driftsstanskoordinering i fellesskap finne en løsning i samordning med de berørte ansvarlige for driftsstansplaner, DSO-ene og CDSO-ene, ved hjelp av de midlene de har til rådighet, samtidig som de i størst mulig grad tar hensyn til de tilgjengelighetsplanene som er lagt fram av de ansvarlige for driftsstansplaner, som verken er en TSO som deltar i en region for driftsstanskoordinering, eller en DSO eller en CDSO, og som er utarbeidet i samsvar med artikkel 95 og 96. Når en løsning er funnet, skal alle TSO-er i den eller de berørte regionene for driftsstanskoordinering oppdatere og validere året-før-tilgjengelighetsplanene for alle relevante anlegg.
4. Dersom det ikke blir funnet en løsning på en inkompatibilitet ved planlegging av driftsstans, skal hver berørte TSO etter godkjenning fra relevant reguleringsmyndighet dersom medlemsstaten krever det,
 - a) framtvinge at status endres til «tilgjengelig» fra «ikke tilgjengelig» eller «testing» for de relevante anleggene som er involvert i en inkompatibilitet ved planlegging av driftsstans i løpet av det nevnte tidsrommet, og
 - b) informere relevante reguleringsmyndigheter, eventuelle berørte DSO-er eller CDSO-er og de berørte ansvarlige for driftsstansplaner om de tiltakene som er truffet, herunder begrunnelsen for slike tiltak, den innvirkningen som er rapportert av de berørte ansvarlige for driftsstansplaner og eventuelt av DSO-ene eller CDSO-ene.
5. Alle TSO-er i de berørte regionene for driftsstanskoordinering skal følgelig oppdatere og validere året-før-tilgjengelighetsplaner for alle relevante anlegg.

Artikkel 99

Endelige året-før-tilgjengelighetsplaner

1. Hver TSO skal innen 1. desember hvert kalenderår
 - a) slutføre året-før-driftsstanskoordineringen for interne relevante anlegg,
 - b) slutføre året-før-tilgjengelighetsplanene for interne relevante anlegg og lagre dem i ENTSO for elektrisk krafts datamiljø for driftsplanlegging.

2. Hver TSO skal innen 1. desember hvert kalenderår legge fram for sin ansvarlig for driftsplansplaner, den endelige året-før-tilgjengelighetsplanen for hvert internt relevant anlegg.
3. Hver TSO skal innen 1. desember hvert kalenderår legge fram for den relevante DSO-en den endelige året-før-tilgjengelighetsplanen for hvert internt relevant anlegg som finnes i et distribusjonsnett.
4. Hver TSO skal innen 1. desember hvert kalenderår legge fram for den relevante CDSO-en den endelige året-før-tilgjengelighetsplanen for hvert internt relevant anlegg som finnes i et lukket distribusjonsnett.

Artikkel 100

Oppdateringer av endelige året-før-tilgjengelighetsplaner

1. En ansvarlig for driftsplansplaner skal kunne iverksette en prosedyre for endring av den endelige året-før-tilgjengelighetsplanen i tidsrommet mellom slutføringen av året-før-driftsplanskoordineringen og dens gjennomføring i sanntid.
2. Den ansvarlige for driftsplansplaner som ikke er en TSO som deltar i en region for driftsplanskoordinering, skal kunne legge fram en anmodning for den eller de relevante TSO-ene om endring av den endelige året-før-tilgjengelighetsplanen for de relevante anleggene som vedkommende har ansvar for.
3. Ved en anmodning om endring i samsvar med nr. 2, skal følgende prosedyre benyttes:
 - a) Den mottakende TSO-en skal bekrefte at anmodningen er mottatt og så snart som praktisk mulig vurdere om endringen fører til inkompatibiliteter ved planlegging av driftsplans.
 - b) Dersom det oppdages inkompatibiliteter ved planlegging av driftsplans, skal de berørte TSO-ene i regionen for driftsplanskoordinering i fellesskap fastsette en løsning i samordning med de ansvarlige for driftsplansplaner og, dersom det er relevant, med DSO-ene og CDSO-ene, ved hjelp av de midlene de har til rådighet.
 - c) Dersom det ikke oppdages noen inkompatibilitet ved planlegging av driftsplans eller dersom det ikke gjenstår noen inkompatibilitet ved planlegging av driftsplans, skal den mottakende TSO-en validere anmodningen om endring, og de berørte TSO-ene skal følgelig informere alle berørte parter og oppdatere den endelige året-før-tilgjengelighetsplanen i ENTSO for elektrisk krafts datamiljø for driftsplanslegging.
4. Når en TSO som deltar i en region for driftsplanskoordinering, har til hensikt å endre den endelige året-før-tilgjengelighetsplanen for et relevant anlegg som TSO-en fungerer som ansvarlig for driftsplansplaner for, skal TSO-en iverksette følgende prosedyre:
 - a) Den anmodende TSO-en skal utarbeide et forslag til endring av året-før-tilgjengelighetsplanen, herunder en vurdering av hvorvidt endringen kan føre til inkompatibiliteter ved planlegging av driftsplans, og legge fram sitt forslag for alle andre TSO-er i sin eller sine regioner for driftsplanskoordinering.
 - b) Dersom det oppdages inkompatibiliteter ved planlegging av driftsplans, skal de berørte TSO-ene i regionen for driftsplanskoordinering i fellesskap fastsette en løsning i samordning med de berørte ansvarlige for driftsplansplaner og, dersom det er relevant, med DSO-ene og CDSO-ene, ved hjelp av de midlene de har til rådighet.
 - c) Dersom det ikke er oppdaget noen inkompatibilitet ved planlegging av driftsplans eller dersom det er funnet en løsning på en inkompatibilitet ved planlegging av driftsplans, skal de berørte TSO-ene validere anmodningen om endring og følgelig informere alle berørte parter og oppdatere den endelige året-før-tilgjengelighetsplanen i ENTSO for elektrisk krafts datamiljø for driftsplanslegging.
 - d) Dersom det ikke blir funnet en løsning på inkompatibilitetene ved planlegging av driftsplans, skal den anmodende TSO-en trekke tilbake endringsprosedyren.

Kapittel 3

Gjennomføring av tilgjengelighetsplaner

Artikkel 101

Håndtering av statusen «testing» for relevante anlegg

1. Den ansvarlige for driftsplansplaner for et relevant anlegg hvis tilgjengelighetsstatus er blitt satt til «testing», skal senest én måned før aktivering av statusen «testing», legge fram for

- TSO-en, samt for DSO-en eller CDSO-en dersom anlegget er knyttet til et distribusjonsnett, herunder lukkede distribusjonsnett,
- a) en detaljert testplan,
 - b) en veiledende produksjons- eller forbruksplan dersom det berørte relevante anlegget er en relevant kraftproduksjonsenhet eller et relevant forbruksanlegg, og
 - c) endringer av topologien i transmisjonsnettet eller distribusjonsnettet dersom det berørte relevante anlegget er et relevant nettelement.
2. Den ansvarlige for driftsstansplaner skal oppdatere opplysningene nevnt i nr. 1 omgående etter en endring.
 3. TSO-en for et relevant anlegg hvis tilgjengelighetsstatus er blitt satt til «testing», skal legge fram for alle andre TSO-er i sin eller sine regioner for driftsstanskoordinering, på deres anmodning, de opplysningene som er mottatt i samsvar med nr. 1.
 4. Dersom det relevante anlegget nevnt i nr. 1 er et relevant nettelement som kopler sammen to eller flere kontrollområder, skal TSO-ene i de berørte kontrollområdene komme til enighet om hvilke opplysninger som skal gis i samsvar med nr. 1.
- en eller CDSO-en, om tvungen driftsstans i ett eller flere av dens relevante anlegg.
5. Ved varsling om den tvungne driftsstansen skal den ansvarlige for driftsstansplaner legge fram følgende opplysninger:
 - a) Årsaken til den tvungne driftsstansen.
 - b) Forventet varighet av den tvungne driftsstansen.
 - c) Dersom det er relevant, den tvungne driftsstansens innvirkning på tilgjengelighetsstatusen for andre relevante anlegg, som denne også er ansvarlig for driftsstansplaner for.
 6. Når TSO-en oppdager at én eller flere tvungne driftsstanser som nevnt i nr. 1, kan føre til at transmisjonsnettet bringes ut av normaldriftstilstanden, skal TSO-en informere den eller de berørte ansvarlige for driftsstansplaner om det tidspunktet da driftssikkerheten ikke lenger kan opprettholdes, med mindre deres relevante anlegg som rammes av tvungen driftsstans, går tilbake til statusen «tilgjengelig». De ansvarlige for driftsstansplaner skal informere TSO-en om hvorvidt de er i stand til å overholde denne fristen, og skal legge fram en dokumentert begrunnelse dersom de ikke er i stand til å overholde denne fristen.
 7. Etter alle endringer i tilgjengelighetsplanen som skyldes tvungen driftsstans og i samsvar med tidsrammen fastsatt i artikkel 7, 10 og 15 i forordning (EU) nr. 543/2013, skal de berørte TSO-ene oppdatere ENTSO for elektrisk krafts datamiljø for driftsplanlegging med de nyeste opplysningene.

Artikkel 102

Prosedyre for håndtering av tvungen driftsstans

1. Hver TSO skal utarbeide en prosedyre for å håndtere tilfeller der en tvungen driftsstans kan utgjøre en fare for driftssikkerheten. Prosedyren skal gjøre det mulig for TSO-en å sikre at statusen «tilgjengelig» eller «ikke tilgjengelig» for andre relevante anlegg i dens kontrollområde kan endres til henholdsvis «ikke tilgjengelig» eller «tilgjengelig».
2. TSO-en skal følge prosedyren nevnt i nr. 1 bare dersom det ikke er oppnådd enighet med de ansvarlige for driftsstansplaner med hensyn til løsninger på tvungen driftsstans. TSO-en skal informere reguleringsmyndigheten om dette.
3. Når TSO-en gjennomfører prosedyren, skal TSO-en i den grad det er mulig overholde de tekniske begrensningene for de relevante anleggene.
4. En ansvarlig for driftsstansplaner skal så snart som mulig etter at den tvungne driftsstansen har inntruffet, varsle TSO-en, og dersom anlegget er knyttet til et distribusjonsnett eller et lukket distribusjonsnett, henholdsvis DSO-

Artikkel 103

Gjennomføring av tilgjengelighetsplanene i sanntid

1. Hver eier av kraftproduksjonsanlegg skal sikre at alle relevante kraftproduksjonsenheter som den eier og som har statusen «tilgjengelig», er klare til å produsere elektrisk kraft i samsvar med deres angitte tekniske kapasitet når det er nødvendig for å opprettholde driftssikkerheten, unntatt ved tvungen driftsstans.
2. Hver eier av kraftproduksjonsanlegg skal sikre at alle relevante kraftproduksjonsenheter som den eier og som har statusen «ikke tilgjengelig», ikke produserer elektrisk kraft.
3. Hver eier av forbruksanlegg skal sikre at alle relevante forbruksanlegg som den eier og som har statusen «ikke tilgjengelig», ikke forbraker elektrisk kraft.

4. Hver eier av et relevant nettelement skal sikre at alle relevante nettelementer som den eier og som har statusen «tilgjengelig», er klare til å transportere elektrisk kraft i samsvar med deres angitte tekniske kapasitet når det er nødvendig for å opprettholde driftssikkerheten, unntatt ved tvungen driftsstans.
 5. Hver eier av et relevant nettelement skal sikre at alle relevante nettelementer som den eier og som har statusen «ikke tilgjengelig», ikke transporterer elektrisk kraft.
 6. Når det gjelder særlige nettrelaterte vilkår for å iverksette statusen «ikke tilgjengelig» eller «testing» for et relevant nettelement i samsvar med artikkel 96 nr. 6, skal den berørte TSO-en, DSO-en eller CDSO-en vurdere om disse vilkårene er oppfylt før denne statusen iverksettes. Dersom disse vilkårene ikke er oppfylt, skal den gi eieren av det relevante nettelementet instruks om ikke å iverksette statusen «ikke tilgjengelig» eller «testing» helt eller delvis.
 7. Dersom en TSO fastslår at iverksettingen av statusen «ikke tilgjengelig» eller «testing» for et relevant anlegg fører til eller kan føre til at transmisjonsnettet forlater normaldriftstilstanden, skal den instruere eieren av det relevante anlegget når det er knyttet til transmisjonsnettet, eller DSO-en eller CDSO-en dersom det er knyttet til et distribusjonsnett eller et lukket distribusjonsnett, om å utsette iverksettningene av statusen «ikke tilgjengelig» eller «testing» for dette relevante anlegget i samsvar med instruksene og så langt det er mulig, samtidig som det tas hensyn til de tekniske og sikkerhetsmessige grensene.
- for at summen av produksjon i kontrollområdet og importmulighetene over landegrensene kan oppfylle den totale lasten i TSO-ens kontrollområde under forskjellige driftsscenarioer, idet det tas hensyn til nødvendig nivå av reserver av aktiv effekt fastsatt i artikkel 118 og 119.
2. Ved utførelse av en tilstrekkelighetsanalyse av kontrollområder i samsvar med nr. 1, skal hver TSO
 - a) bruke de nyeste tilgjengelighetsplanene og de nyeste tilgjengelige dataene om
 - i) kapasiteten til kraftproduksjonsenhetene framlagt i samsvar med artikkel 43 nr. 5 og artikkel 45 og 51,
 - ii) utvekslingskapasitet mellom budområder,
 - iii) mulig laststyring framlagt i samsvar med artikkel 52 og 53,
 - b) ta hensyn til produksjonsbidragene fra fornybare energikilder og last,
 - c) vurdere sannsynligheten for og den forventede varigheten av manglende tilstrekkelighet og den forventede energien som ikke kan leveres som følge av denne mangelen.
 3. Hver TSO skal så snart som mulig etter vurderingen av manglende tilstrekkelighet i sitt kontrollområde, informere reguleringsmyndigheten om denne manglende tilstrekkeligheten, eller dersom det er uttrykkelig fastsatt i nasjonal rett, en annen vedkommende myndighet, og eventuelt alle berørte parter.
 4. Hver TSO skal så snart som mulig etter vurderingen av manglende tilstrekkelighet i sitt kontrollområde, informere alle TSO-er gjennom ENTSO for elektrisk krafts datamiljø for driftsplanlegging.

Avdeling 4

Tilstrekkelighet

Artikkel 104

Prognose for tilstrekkelighetsanalyse av kontrollområder

Hver TSO skal utarbeide prognoser som brukes til tilstrekkelighetsanalyser av kontrollområder i samsvar med artikkel 105 og 107, tilgjengelige for alle andre TSO-er gjennom ENTSO for elektrisk krafts datamiljø for driftsplanlegging.

Artikkel 105

Tilstrekkelighetsanalyse av kontrollområder

1. Hver TSO skal utføre tilstrekkelighetsanalyser av kontrollområder ved å vurdere muligheten

Artikkel 106

Kontrollområdets tilstrekkelighet til og med uken før

1. Hver TSO skal bidra til de felleseuropeiske årlige sommer- og vinterprognosene for produksjonens tilstrekkelighet ved å benytte den metoden som er vedtatt av ENTSO for elektrisk kraft, og som er nevnt i artikkel 8 nr. 3 bokstav f) i forordning (EF) nr. 714/2009.
2. To ganger i året skal hver TSO utføre en tilstrekkelighetsanalyse av kontrollområdet for henholdsvis den etterfølgende sommer- og vintersesongen, idet det tas hensyn til felleseuropeiske scenarier som er i samsvar med felleseuropeiske årlige sommer- og vinterprognoser for produksjonens tilstrekkelighet.

3. Hver TSO skal oppdatere sine tilstrekkelighetsanalyser av kontrollområdet dersom den oppdager sannsynlige endringer i tilgjengelighetsstatus for kraftproduksjonsenheter, lastestimater, estimater av fornybare energikilder eller utvekslingskapasitet mellom budområder, som i betydelig grad kan påvirke den forventede tilstrekkeligheten.

Artikkel 107

Kontrollområdets tilstrekkelighet dagen før og intradag

1. Hver TSO skal utføre en tilstrekkelighetsanalyse av kontrollområdet for dagen-før- og intradag-tidsrammen på grunnlag av
 - a) de planene som er nevnt i artikkel 111,
 - b) prognoser for last,
 - c) prognoser for produksjon fra fornybare energikilder,
 - d) reserver av aktiv effekt ut fra de dataene som er framlagt i samsvar med artikkel 46 nr. 1 bokstav a),
 - e) kontrollområdets import- og eksportkapasitet i samsvar med utvekslingskapasitet mellom budområder som i relevante tilfeller beregnes i samsvar med artikkel 14 i forordning (EU) 2015/1222,
 - f) kapasiteten til kraftproduksjonsenhetene ut fra de dataene som er framlagt i samsvar med artikkel 43 nr. 4 og artikkel 45 og 51, og deres tilgjengelighetsstatus, og
 - g) kapasiteten til forbruksanlegg med laststyring i samsvar med de dataene som er framlagt i samsvar med artikkel 52 og 53, og deres tilgjengelighetsstatus.
2. Hver TSO skal evaluere
 - a) minstenivået for import og maksimumsnivået for eksport som er forenlig med kontrollområdets tilstrekkelighet,
 - b) forventet varighet av potensielt manglende tilstrekkelighet,
 - c) den mengden energi som ikke leveres som følge av manglende tilstrekkelighet.
3. Dersom tilstrekkelighet ikke oppnås etter analysen nevnt i nr. 1, skal hver TSO informere reguleringsmyndigheten eller en annen vedkommende myndighet om den manglende tilstrekkeligheten. TSO-en skal legge fram for reguleringsmyndigheten eller en annen vedkommende myndighet en analyse av årsakene til den manglende tilstrekkeligheten og foreslå avbøtende tiltak.

Avdeling 5

Tilleggstjenester

Artikkel 108

Tilleggstjenester

1. Hver TSO skal overvåke tilgjengeligheten av tilleggstjenester.
2. Hver TSO skal, når det gjelder tjenester i form av aktiv effekt og reaktiv effekt, og i samordning med andre TSO-er når det er relevant,
 - a) utforme, organisere og forvalte innkjøp av tilleggstjenester,
 - b) overvåke, på grunnlag av de dataene som er framlagt i samsvar med del II avdeling 2, om nivået og plasseringen av tilgjengelige tilleggstjenester gjør det mulig å ivareta driftssikkerheten, og
 - c) bruke alle tilgjengelige økonomisk effektive og praktisk gjennomførbare midler til å skaffe tilleggstjenester i nødvendig omfang.
3. Hver TSO skal offentliggjøre de nivåene av reservekapasitet som er nødvendige for å opprettholde driftssikkerheten.
4. Hver TSO skal på anmodning informere andre TSO-er om det tilgjengelige nivået av reserver av aktiv effekt.

Artikkel 109

Tilleggstjenester for reaktiv effekt

1. For hver tidsramme for driftsplanlegging skal hver TSO på grunnlag av sine prognoser, vurdere om de tilgjengelige tilleggstjenestene for reaktiv effekt er tilstrekkelige til å opprettholde driftssikkerheten i transmisjonsnettet.
2. For å øke effektiviteten i driften av anleggsdelene i transmisjonsnettet skal hver TSO overvåke
 - a) den tilgjengelige kapasiteten av reaktiv effekt i kraftproduksjonsanleggene,
 - b) den tilgjengelige kapasiteten av reaktiv effekt i transmisjonsnetttilknyttede forbruksanlegg,
 - c) tilgjengelig kapasitet av reaktiv effekt hos DSO-er,
 - d) det tilgjengelige transmisjonsnetttilknyttede utstyret som er beregnet på levering av reaktiv effekt, og
 - e) forholdet mellom aktiv og reaktiv effekt i grensesnittet mellom transmisjonsnettet og transmisjonsnetttilknyttede distribusjonsnett.

3. Dersom omfanget av tilleggstjenester for reaktiv effekt ikke er tilstrekkelig til å opprettholde driftssikkerheten, skal hver TSO
 - a) informere tilgrensende TSO-er, og
 - b) forberede og aktivere korrigerende tiltak i samsvar med artikkel 23.

Avdeling 6

Planlegging

Artikkel 110

Fastsettelse av planleggingsprosesser

1. Når det fastsettes en planleggingsprosess skal TSO-ene ta hensyn til og om nødvendig utfylle driftsvilkårene i den metoden for produksjon og lastdata som er utarbeidet i samsvar med artikkel 16 i forordning (EU) 2015/1222.
2. Dersom et budområde bare omfatter ett kontrollområde, tilsvarer planleggingsområdet geografiske omfang budområdet. Dersom et kontrollområde omfatter flere budområder, tilsvarer planleggingsområdet geografiske omfang budområdet. Dersom et budområde omfatter flere kontrollområder, skal TSO-er i dette budområdet i fellesskap beslutte å benytte en felles planleggingsprosess. Ellers anses hvert kontrollområde innenfor dette budområdet som et eget planleggingsområde.
3. For hvert kraftproduksjonsanlegg og forbruksanlegg som omfattes av planleggingskravene fastsatt i nasjonale vilkår, skal den berørte eieren utpeke en eller selv fungere som planleggingsansvarlig.
4. Hver markedsdeltaker og overføringsagent som omfattes av planleggingskravene fastsatt i nasjonale vilkår, skal utpeke en eller selv fungere som planleggingsansvarlig.
5. Hver TSO som driver et planleggingsområde, skal fastsette ordninger som er nødvendige for å behandle de planene som er lagt fram av de planleggingsansvarlige.
6. Dersom et planleggingsområde omfatter mer enn ett kontrollområde, skal de TSO-ene som har ansvar for kontrollområdene, komme til enighet om hvilken TSO som skal drive planleggingsområdet.

Artikkel 111

Underretning om planer innenfor planleggingsområder

1. Hver planleggingsansvarlig, unntatt planleggingsansvarlige for overføringsagenter, skal legge fram følgende planer for den TSO-en

som driver planleggingsområdet, dersom TSO-en ber om dette, og eventuelt for en tredjepart:

- a) Produksjonsplaner.
 - b) Forbruksplaner.
 - c) Interne kommersielle handelsplaner.
 - d) Eksterne kommersielle handelsplaner.
2. Hver planleggingsansvarlig for en overføringsagent eller eventuelt en sentral motpart, skal legge fram følgende planer for den TSO-en som driver et planleggingsområde som omfattes av markedskopling, dersom den berørte TSO-en ber om dette, og eventuelt for en tredjepart:
 - a) Eksterne kommersielle handelsplaner for
 - i) multilaterale utvekslinger mellom planleggingsområdet og en gruppe av andre planleggingsområder,
 - ii) bilaterale utvekslinger mellom planleggingsområdet og et annet planleggingsområde.
 - b) Interne kommersielle handelsplaner mellom overføringsagenten og sentrale motparter.
 - c) Interne kommersielle handelsplaner mellom overføringsagenten og andre overføringsagenter.

Artikkel 112

Sammenheng mellom planer

1. Hver TSO som driver et planleggingsområde, skal kontrollere om summen av produksjonsplaner, forbruksplaner, eksterne kommersielle handelsplaner og eksterne TSO-planer i planleggingsområdet er i balanse.
2. For eksterne TSO-planer skal hver TSO komme til enighet med den berørte TSO-en om planens verdier. Dersom det ikke foreligger slik enighet, er det de laveste verdiene som gjelder.
3. For bilaterale utvekslinger mellom to planleggingsområder, skal hver TSO komme til enighet om de eksterne kommersielle handelsplanene med den berørte TSO-en. Dersom det ikke foreligger slik enighet om verdiene i de kommersielle handelsplanene, er det de laveste verdiene som gjelder.
4. Alle TSO-er som driver planleggingsområder, skal bekrefte at alle netto aggregerte eksterne planer mellom alle planleggingsområder i synkronområdet er balanserte. Dersom det forekommer avvik, og TSO-ene ikke kommer til enighet om verdiene i de netto aggregerte

eksterne planene, er det de laveste verdiene som gjelder.

5. Hver planleggingsansvarlig for en overføringsagent eller eventuelt en sentral motpart, skal legge fram for TSO-ene, på deres anmodning, verdiene fra eksterne kommersielle handelsplaner for hvert planleggingsområde som omfattes av markedskopling i form av netto aggregerte eksterne planer.
6. Hver ansvarlig for beregning av planlagt utveksling skal legge fram for TSO-ene, på deres anmodning, verdiene for planlagte utvekslinger knyttet til de planleggingsområdene som berøres av markedskopling i form av netto aggregerte eksterne planer, herunder bilaterale utvekslinger mellom to planleggingsområder.

Artikkel 113

Framlegging av opplysninger til andre TSO-er

1. På anmodning fra en annen TSO skal den anmodede TSO-en beregne og legge fram
 - a) netto aggregerte eksterne planer og
 - b) områdets nettoposisjon for utveksling over vekselstrømforbindelser, der planleggingsområdet er koplet sammen med andre planleggingsområder via overføringsforbindelser for vekselstrøm.
2. Når det er nødvendig for å opprette felles nettmodeller i samsvar med artikkel 70 nr. 1, skal hver TSO som driver et planleggingsområde, legge fram følgende for den TSO-en som ber om det:
 - a) Produksjonsplaner.
 - b) Forbruksplaner.

Avdeling 7

ENTSO for elektrisk krafts datamiljø for driftsplanlegging

Artikkel 114

Alminnelige bestemmelser om ENTSO for elektrisk krafts datamiljø for driftsplanlegging

1. Innen 24 måneder etter ikrafttreddelsen av denne forordning skal ENTSO for elektrisk kraft i samsvar med artikkel 115, 116 og 117, iverksette og drive et ENTSO for elektrisk krafts datamiljø for driftsplanlegging med henblikk på lagring, utveksling og håndtering av alle relevante opplysninger.
2. Innen seks måneder etter ikrafttreddelsen av denne forordning skal alle TSO-er fastsette et harmonisert dataformat for datautveksling,

som skal være en integrert del av ENTSO for elektrisk krafts datamiljø for driftsplanlegging.

3. Alle TSO-er og regionale sikkerhetskoordinatorer skal ha tilgang til alle opplysninger som finnes i ENTSO for elektrisk krafts datamiljø for driftsplanlegging.
4. Inntil ENTSO for elektrisk krafts datamiljø for driftsplanlegging er innført, kan alle TSO-er utveksle relevante data seg imellom og med regionale sikkerhetskoordinatorer.
5. ENTSO for elektrisk kraft skal utarbeide en plan for kontinuerlig virksomhet som skal benyttes dersom datamiljøet for driftsplanlegging ikke er tilgjengelig.

Artikkel 115

Individuelle nettmodeller, felles nettmodeller og driftssikkerhetsanalyse

1. I ENTSO for elektrisk krafts datamiljø for driftsplanlegging lagres alle individuelle nettmodeller og tilknyttede relevante opplysninger om alle relevante tidsrammer fastsatt i denne forordning, i artikkel 14 nr. 1 i forordning (EU) 2015/1222 og i artikkel 9 i forordning (EU) 2016/1719.
2. Opplysninger om individuelle nettmodeller som finnes i ENTSO for elektrisk krafts datamiljø for driftsplanlegging, skal gjøre det mulig å slå modellene sammen i felles nettmodeller.
3. Den felles nettmodellen som er fastsatt for hver tidsramme, skal gjøres tilgjengelig i ENTSO for elektrisk krafts datamiljø for driftsplanlegging.
4. For året-før-tidsrammen skal følgende opplysninger være tilgjengelige i ENTSO for elektrisk krafts datamiljø for driftsplanlegging:
 - a) Individuelle året-før-nettmodeller for hver TSO og for hvert scenario fastsatt i samsvar med artikkel 66.
 - b) Felles året-før-nettmodeller for hvert scenario fastsatt i samsvar med artikkel 67.
5. For dagen-før- og intradag-tidsrammene skal følgende opplysninger være tilgjengelige i ENTSO for elektrisk krafts datamiljø for driftsplanlegging:
 - a) Individuelle dagen-før- og intradag-nettmodeller for hver TSO og i henhold til den tidsoppløsningen som er fastsatt i samsvar med artikkel 70 nr. 1.
 - b) Planlagte utvekslinger på de relevante tidspunktene for hvert planleggingsområde eller for hver planleggingsområdegrense, etter hva TSO-ene anser som relevant, og

for hvert HVDC-system som kopler sammen planleggingsområder.

- c) Felles dagen-før- og intradag-nettmodeller i henhold til den tidsoppløsningen som er fastsatt i artikkel 70 nr. 1.
- d) En liste over forberedte og avtalte korrigerende tiltak som er identifisert for å håndtere begrensninger som har betydning over landegrensene.

Artikkel 116

Driftsstanskoordinering

1. ENTSO for elektrisk krafts datamiljø for driftsplanlegging skal inneholde en modul for lagring og utveksling av alle relevante opplysninger om driftsstanskoordinering.
2. Opplysningene nevnt i nr. 1 skal omfatte minst tilgjengelighetsstatus for relevante anlegg og opplysninger om tilgjengelighetsplaner nevnt i artikkel 92.

Artikkel 117

Nettets tilstrekkelighet

1. ENTSO for elektrisk krafts datamiljø for driftsplanlegging skal inneholde en modul for lagring og utveksling av alle relevante opplysninger om utførelse av en samordnet tilstrekkelighetsanalyse.
2. Opplysningene nevnt i nr. 1 skal omfatte minst
 - a) data om nettets tilstrekkelighet fra sesongen før, lagt fram av den enkelte TSO,
 - b) felleseuropeisk rapport om analyse av nettets tilstrekkelighet fra sesongen før,
 - c) prognoser som brukes til analyse av tilstrekkelighet i samsvar med artikkel 104, og
 - d) opplysninger om manglende tilstrekkelighet i samsvar med artikkel 105 nr. 4.

Del IV

Lastfrekvensregulering og reserver

Avdeling 1

Driftsavtaler

Artikkel 118

Driftsavtaler for synkronområder

1. Innen tolv måneder etter ikrafttreddelsen av denne forordning skal alle TSO-er for hvert synkronområde i fellesskap utarbeide felles forslag til

- a) dimensjoneringsregler for FCR i samsvar med artikkel 153,
- b) ytterligere egenskaper for FCR i samsvar med artikkel 154 nr. 2,
- c) definerende parametere for frekvenskvalitet og målparametere for frekvenskvalitet i samsvar med artikkel 127,
- d) for synkronområdene det europeiske kontinentet (CE) og Norden, målparametrene for innstillingsfeil ved frekvensgjenoppretting for hver LFC-blokk i samsvar med artikkel 128,
- e) metoden for å vurdere risikoen og utviklingen av risikoen for uttømming av FCR i synkronområdet i samsvar med artikkel 131 nr. 2,
- f) en overvåker av synkronområdet i samsvar med artikkel 133,
- g) beregning av reguleringsprogrammet fra områdets nettoposisjon for utveksling over vekselstrømforbindelser med en felles rampingperiode for beregning av ACE for et synkronområde med mer enn ett LFC-område i samsvar med artikkel 136,
- h) dersom det er relevant, begrensninger for uttak av aktiv effekt for HVDC-overføringsforbindelser mellom synkronområder i samsvar med artikkel 137,
- i) LFC-strukturen i samsvar med artikkel 139,
- j) dersom det er relevant, metoden for å redusere det elektriske tidsavviket i samsvar med artikkel 181,
- k) når synkronområdet drives av mer enn én TSO, den særlige ansvarsfordelingen mellom TSO-ene i samsvar med artikkel 141,
- l) driftsprosedyrer dersom FCR er uttømte i samsvar med artikkel 152 nr. 7,
- m) for synkronområdene GB og IE/NI, tiltak for å sikre innhenting av energireservoarer i samsvar med artikkel 156 nr. 6 bokstav b),
- n) driftsprosedyrer for å redusere systemfrekvensavvik for å gjenopprette systemdriftstilstanden til normaldriftstilstand og begrense risikoen for overgang til nød-driftstilstand i samsvar med artikkel 152 nr. 10,
- o) rollene og ansvarsområdene til TSO-er som gjennomfører en prosess for utligning av motsattrettede ubalanser, en prosess for aktivering av FRR over landegrensene eller en prosess for aktivering av RR over landegrensene i samsvar med artikkel 149 nr. 2,
- p) krav til tilgjengeligheten, påliteligheten og redundansen for den tekniske infrastrukturen i samsvar med artikkel 151 nr. 2,

- q) felles regler for drift i normaldriftstilstand og skjerpet driftstilstand i samsvar med artikkel 152 nr. 6 og tiltakene nevnt i artikkel 152 nr. 15,
- r) for synkronområdene CE og Norden, minste aktiveringstid som skal sikres av leverandører av FCR i samsvar med artikkel 156 nr. 10,
- s) for synkronområdene CE og Norden, antakelser og metoder for en nytte- og kostnadsanalyse i samsvar med artikkel 156 nr. 11,
- t) dersom det er relevant, for andre synkronområder enn CE, grenser for utvekslingen av FCR mellom TSO-ene i samsvar med artikkel 163 nr. 2,
- u) rollene og ansvarsområdene for den TSO-en som tilknytter reserver, den TSO-en som mottar reserver og den berørte TSO-en når det gjelder utveksling av FRR og RR, fastsatt i samsvar med artikkel 165 nr. 1,
- v) rollene og ansvarsområdene for den TSO-en som leverer reguleringskapasitet, den TSO-en som mottar reguleringskapasitet og den berørte TSO-en når det gjelder deling av FRR og RR, fastsatt i samsvar med artikkel 166 nr. 1,
- w) rollene og ansvarsområdene for den TSO-en som tilknytter reserver, den TSO-en som mottar reserver og den berørte TSO-en når det gjelder utveksling av reserver mellom synkronområder, og for den TSO-en som leverer reguleringskapasitet, den TSO-en som mottar reguleringskapasitet og den berørte TSO-en når det gjelder deling av reserver mellom synkronområder, fastsatt i samsvar med artikkel 171 nr. 2,
- x) den metoden som brukes til å fastsette grenser for omfanget av deling av FCR mellom synkronområder, fastsatt i samsvar med artikkel 174 nr. 2,
- y) for synkronområdene GB og IE/NI, metoden for å bestemme minste levering av reservekapasitet av FCR i samsvar med artikkel 174 nr. 2 bokstav b),
- z) den metoden som brukes til å fastsette grenser for omfanget av utveksling av FRR mellom synkronområder i samsvar med artikkel 176 nr. 1, og den metoden som brukes til å fastsette grenser for omfanget av deling av FRR mellom synkronområder, definert i samsvar med artikkel 177 nr. 1, og
- æ) den metoden som brukes til å fastsette grenser for omfanget av utveksling av RR mellom synkronområder i samsvar med

artikkel 178 nr. 1, og den metoden som brukes til å fastsette grenser for omfanget av deling av RR mellom synkronområder, definert i samsvar med artikkel 179 nr. 1.

2. Alle TSO-er i hvert synkronområde skal legge fram metodene og vilkårene oppført i artikkel 6 nr. 3 bokstav d) for godkjenning fra alle reguleringsmyndigheter i det berørte synkronområdet. Innen én måned etter godkjenningen av disse metodene og vilkårene skal alle TSO-er i hvert synkronområde inngå en driftsavtale for synkronområdet som skal tre i kraft innen tre måneder etter godkjenningen av metodene og vilkårene.

Artikkel 119

Driftsavtaler for LFC-blokker

1. Innen tolv måneder etter ikrafttreddelsen av denne forordning skal alle TSO-er i hver LFC-blokk i fellesskap utarbeide felles forslag til følgende:
 - a) Dersom LFC-blokken består av mer enn ett LFC-område, målparametere for FRCE for hvert LFC-område fastsatt i samsvar med artikkel 128 nr. 4.
 - b) En overvåker av LFC-blokk i samsvar med artikkel 134 nr. 1.
 - c) Rampingrestriksjoner for uttak av aktiv effekt i samsvar med artikkel 137 nr. 3 og 4.
 - d) Når LFC-blokken drives av mer enn én TSO, den særlige ansvarsfordelingen mellom TSO-ene i LFC-blokken i samsvar med artikkel 141 nr. 9.
 - e) Dersom det er relevant, utpeking av den TSO-en som har ansvar for oppgavene nevnt i artikkel 145 nr. 6.
 - f) Tilleggskrav til tilgjengeligheten, påliteligheten og redundansen for den tekniske infrastrukturen i samsvar med artikkel 151 nr. 3.
 - g) Driftsprosedyrer dersom FRR eller RR er uttømte i samsvar med artikkel 152 nr. 8.
 - h) Dimensjoneringsreglene for FRR fastsatt i samsvar med artikkel 157 nr. 1.
 - i) Dimensjoneringsreglene for RR fastsatt i samsvar med artikkel 160 nr. 2.
 - j) Når LFC-blokken drives av mer enn én TSO, den særlige ansvarsfordelingen som er fastsatt i samsvar med artikkel 157 nr. 3, og dersom det er relevant, den særlige ansvarsfordelingen som er fastsatt i samsvar med artikkel 160 nr. 6.
 - k) Opptrappingsprosedyren fastsatt i samsvar med artikkel 157 nr. 4, og dersom det er

- relevant, opptrappingsprosedyren fastsatt i samsvar med artikkel 160 nr. 7.
- l) Tilgjengelighetskravene for FRR, kravene til reguleringskvalitet fastsatt i samsvar med artikkel 158 nr. 2, og dersom det er relevant, tilgjengelighetskravene for RR og kravene til reguleringskvalitet fastsatt i samsvar med artikkel 161 nr. 2.
 - m) Dersom det er relevant, eventuelle grenser for utvekslingen av FCR mellom LFC-områdene i forskjellige LFC-blokker i synkronområdet CE, og utvekslingen av FRR eller RR mellom LFC-områdene i en LFC-blokk i et synkronområde som består av mer enn én LFC-blokk, fastsatt i samsvar med artikkel 163 nr. 2, artikkel 167 og artikkel 169 nr. 2.
 - n) Rollene og ansvarsområdene for den TSO-en som tilknytter reserver, den TSO-en som mottar reserver og den berørte TSO-en når det gjelder utveksling av FRR og/eller RR med TSO-er i andre LFC-blokker, fastsatt i samsvar med artikkel 165 nr. 6.
 - o) Rollene og ansvarsområdene for den TSO-en som leverer reguleringskapasitet, den TSO-en som mottar reguleringskapasitet og den berørte TSO-en når det gjelder deling av FRR og RR, fastsatt i samsvar med artikkel 166 nr. 7.
 - p) Rollene og ansvarsområdene for den TSO-en som leverer reguleringskapasitet, den TSO-en som mottar reguleringskapasitet og den berørte TSO-en når det gjelder deling av FRR og RR mellom synkronområder, fastsatt i samsvar med artikkel 175 nr. 2.
 - q) Samordningstiltak som har som mål å redusere FRCE som fastsatt i artikkel 152 nr. 14.
 - r) Tiltak for å redusere FRCE ved å kreve endringer i produksjonen eller forbruket av aktiv effekt i strømproduksjonsenheter og forbruksenheter i samsvar med artikkel 152 nr. 16.
2. Alle TSO-er i hver LFC-blokk skal legge fram metodene og vilkårene oppført i artikkel 6 nr. 3 bokstav e) for godkjenning fra alle reguleringsmyndigheter i den berørte LFC-blokken. Innen én måned etter godkjenningen av disse metodene og vilkårene, skal alle TSO-er i hver LFC-blokk inngå en driftsavtale for LFC-blokken som skal tre i kraft innen tre måneder etter godkjenningen av metodene og vilkårene.

*Artikkel 120***Driftsavtale for LFC-område**

Innen tolv måneder etter ikrafttredelsen av denne forordning skal alle TSO-er i hvert LFC-område opprette en driftsavtale for LFC-området, som skal omfatte minst

- a) den særlige ansvarsfordelingen mellom TSO-er i LFC-området i samsvar med artikkel 141 nr. 8,
- b) utpekingen av den TSO-en som har ansvar for gjennomføringen og driften av frekvensgjennopprettingsprosessen i samsvar med artikkel 143 nr. 4.

*Artikkel 121***Driftsavtale for overvåkingsområde**

Innen tolv måneder etter ikrafttredelsen av denne forordning skal alle TSO-er i hvert overvåkingsområde opprette en driftsavtale for overvåkingsområdet som skal omfatte minst ansvarsfordelingen mellom TSO-er i det samme overvåkingsområdet, i samsvar med artikkel 141 nr. 7.

*Artikkel 122***Avtale om utligning av motsattrettede ubalanser**

Alle TSO-er som deltar i den samme prosessen for utligning av motsattrettede ubalanser, skal opprette en avtale om utligning av motsattrettede ubalanser som skal omfatte minst TSO-ens roller og ansvarsområder i samsvar med artikkel 149 nr. 3.

*Artikkel 123***Avtale om aktivering av FRR over landegrensene**

Alle TSO-er som deltar i den samme prosessen for aktivering av FRR over landegrensene, skal opprette en avtale om aktivering av FRR over landegrensene som skal omfatte minst TSO-ens roller og ansvarsområder i samsvar med artikkel 149 nr. 3.

*Artikkel 124***Avtale om aktivering av RR over landegrensene**

Alle TSO-er som deltar i den samme prosessen for aktivering av RR over landegrensene, skal opprette en avtale om aktivering av RR over landegrensene som skal omfatte minst TSO-ens roller og ansvarsområder i samsvar med artikkel 149 nr. 3.

*Artikkel 125***Avtale om deling**

Alle TSO-er som deltar i den samme prosessen for deling av FCR, FRR eller RR, skal opprette en avtale om deling som skal omfatte minst ett av følgende:

- a) Ved deling av FRR eller RR innenfor et synkronområde, de rollene og ansvarsområdene for den TSO-en som mottar reguleringskapasitet, for den TSO-en som leverer reguleringskapasitet, og for de berørte TSO-ene, i samsvar med artikkel 165 nr. 3.
- b) Ved deling av reserver mellom synkronområder, de rollene og ansvarsområdene for den TSO-en som mottar reguleringskapasitet, og for den TSO-en som leverer reguleringskapasitet, i samsvar med artikkel 171 nr. 4, og prosedyrene dersom deling av reserver mellom synkronområder ikke utføres i sanntid i samsvar med artikkel 171 nr. 9.

*Artikkel 126***Avtale om utveksling**

Alle TSO-er som deltar i den samme utvekslingen av FCR, FRR eller RR, skal opprette en avtale om utveksling som skal omfatte minst ett av følgende:

- a) Ved utveksling av FRR eller RR innenfor et synkronområde, de rollene og ansvarsområdene for de TSO-ene som tilknytter og mottar reserver i samsvar med artikkel 165 nr. 3.
- b) Ved utveksling av reserver mellom synkronområder, de rollene og ansvarsområdene for de TSO-ene som tilknytter og mottar reserver i samsvar med artikkel 171 nr. 4, og prosedyrene dersom utveksling av reserver mellom synkronområder ikke utføres i sanntid i samsvar med artikkel 171 nr. 9.

*Avdeling 2***Frekvenskvalitet***Artikkel 127***Definerende parametere og målparametere for frekvenskvalitet**

1. Definerende parametere for frekvenskvalitet skal være følgende:
 - a) Den nominelle frekvensen for alle synkronområder.
 - b) Standard frekvensintervall for alle synkronområder.
 - c) Maksimalt momentant frekvensavvik for alle synkronområder.

- d) Maksimalt stasjonært frekvensavvik for alle synkronområder.
 - e) Gjenopprettingstiden for frekvens for alle synkronområder.
 - f) Innhentingstiden for frekvens for synkronområdene GB og IE/NI.
 - g) Frekvensgjenopprettingsintervallet for synkronområdene GB, IE/NI og Norden.
 - h) Frekvensinnhentingintervallet for synkronområdene GB og IE/NI.
 - i) Utløsningstiden for skjerpet driftstilstand for alle synkronområder.
2. Den nominelle frekvensen skal være 50 Hz for alle synkronområder.
 3. Standardverdiene for de definerende parametrene for frekvenskvalitet som er nevnt i nr. 1, er oppført i tabell 1 i vedlegg III.
 4. Målparameteren for frekvenskvalitet skal være det høyeste antallet minutter utenfor standard frekvensintervall per år per synkronområde, og dens standardverdi per synkronområde er fastsatt i tabell 2 i vedlegg III.
 5. Verdiene for de definerende parametrene for frekvenskvalitet i tabell 1 i vedlegg III og for målparameteren for frekvenskvalitet i tabell 2 i vedlegg III skal gjelde med mindre alle TSO-er i et synkronområde foreslår andre verdier i samsvar med nr. 6, 7 og 8.
 6. Alle TSO-er i synkronområdene CE og Norden skal ha rett til å foreslå andre verdier i driftsavtalen for synkronområdet enn de verdiene som er oppført i tabell 1 og 2 i vedlegg III, om følgende:
 - a) Utløsningstid for skjerpet driftstilstand.
 - b) Høyeste antall minutter utenfor standard frekvensintervall.
 7. Alle TSO-er i synkronområdene GB og IE/NI skal ha rett til å foreslå andre verdier i driftsavtalen for synkronområdet enn de verdiene som er oppført i tabell 1 og 2 i vedlegg III, om følgende:
 - a) Gjenopprettingstid for frekvens.
 - b) Utløsningstid for skjerpet driftstilstand.
 - c) Høyeste antall minutter utenfor standard frekvensintervall.
 8. Forslaget til endring av verdiene i henhold til nr. 6 og 7 skal være basert på en vurdering av de registrerte verdiene for systemfrekvensen i et tidsrom på minst ett år og på utviklingen i synkronområdet, og det skal oppfylle følgende vilkår:
 - a) Den foreslåtte endringen av de definerende parametrene for frekvenskvalitet i tabell 1 i vedlegg III eller målparameteren for fre-

kvenskvalitet i tabell 2 i vedlegg III, skal ta hensyn til

- i) systemets størrelse basert på forbruk og produksjon i synkronområdet og tregheten i synkronområdet,
 - ii) referansehendelsen,
 - iii) nettstrukturen og/eller nettopologien,
 - iv) last- og produksjonsforhold,
 - v) kraftproduksjonsenhetenes antall og respons i begrenset frekvensreguleringsmodus – overfrekvens og begrenset frekvensreguleringsmodus – underfrekvens, som definert i artikkel 13 nr. 2 og artikkel 15 nr. 2 bokstav c) i forordning (EU) 2016/631,
 - vi) forbruksenhetenes antall og respons når de drives med aktivert laststyring for frekvensregulering eller laststyring for svært rask regulering av aktiv effekt som definert i artikkel 29 og 30 i forordning (EU) 2016/1388, og
 - vii) den tekniske kapasiteten til kraftproduksjonsenheter og forbruksenheter.
- b) Alle TSO-er i synkronområdet skal gjennomføre en offentlig høring om hvordan den foreslåtte endringen av de definerende parametrene for frekvenskvalitet i tabell 1 i vedlegg III, eller målparameteren for frekvenskvalitet i tabell 2 i vedlegg III, påvirker de berørte partene.
9. Alle TSO-er skal bestrebe seg på å oppnå verdiene for de definerende parametrene for frekvenskvalitet eller målparameteren for frekvenskvalitet. Alle TSO-er skal minst én gang i året kontrollere at målparameteren for frekvenskvalitet er oppnådd.

Artikkel 128

Målparametere for FRCE

1. Alle TSO-er i synkronområdene CE og Norden skal i driftsavtalen for synkronområdet minst én gang i året angi verdiene for nivå 1-intervallet og nivå 2-intervallet for FRCE for hver LFC-blokk i synkronområdene CE og Norden.
2. Alle TSO-er i synkronområdene CE og Norden skal, dersom de består av mer enn én LFC-blokk, sikre at nivå 1-intervallet og nivå 2-intervallet for FRCE for LFC-blokker i disse synkronområdene, er proporsjonal med kvadratroten av summen av de opprinnelige FCR-forpliktelsene til de TSO-ene som utgjør LFC-blokkene i samsvar med artikkel 153.
3. Alle TSO-er i synkronområdene CE og Norden skal bestrebe seg på å oppnå følgende målpa-

rametere for FRCE for hver LFC-blokk i synkronområdet:

- a) Antallet tidsintervaller per år utenfor nivå 1-intervallet for FRCE innenfor et tidsintervall som tilsvarer gjenopprettningstiden for frekvens, skal være mindre enn 30 % av tidsintervallene for året.
 - b) Antallet tidsintervaller per år utenfor nivå 2-intervallet for FRCE innenfor et tidsintervall som tilsvarer gjenopprettningstiden for frekvens, skal være mindre enn 5 % av tidsintervallene for året.
4. Når en LFC-blokk består av mer enn ett LFC-område, skal alle TSO-er i LFC-blokken angi i driftsavtalen for LFC-blokken, verdiene for målparametrene for FRCE for hvert LFC-område.
5. For synkronområdene GB og IE/NI skal nivå 1-intervallet for FRCE være minst 200 mHz, og nivå 2-intervallet for FRCE skal være minst 500 mHz.
6. Alle TSO-er i synkronområdene GB og IE/NI skal bestrebe seg på å oppnå følgende målparametere for FRCE i et synkronområde:
- a) Det høyeste antallet tidsintervaller utenfor nivå 1-intervallet for FRCE skal være mindre enn eller likt verdien i tabellen i vedlegg IV, som en prosentdel av tidsintervallene per år.
 - b) Det høyeste antallet tidsintervaller utenfor nivå 2-intervallet for FRCE skal være mindre enn eller likt verdien i tabellen i vedlegg IV, som en prosentdel av tidsintervallene per år.
7. Alle TSO-er skal minst én gang i året kontrollere at målparametrene for FRCE er oppnådd.

Artikkel 129

Prosess for anvendelse av kriterier

Proessen for anvendelse av kriterier skal omfatte

- a) innsamling av data for evaluering av frekvenskvalitet, og
- b) beregning av kriterier for evaluering av frekvenskvalitet.

Artikkel 130

Data for evaluering av frekvenskvalitet

1. Dataene for evaluering av frekvenskvalitet skal være følgende:
 - a) For synkronområdet:
 - i) momentane frekvensdata, og
 - ii) data om momentane frekvensavvik.
 - b) For hver LFC-blokk i synkronområdet, momentane FRCE-data.

2. Målenøyaktigheten for momentane frekvensdata og momentane FRCE-data skal målt i Hz være minst 1 mHz.

Artikkel 131

Kriterier for evaluering av frekvenskvalitet

1. Kriteriene for evaluering av frekvenskvalitet skal være følgende:

- a) For synkronområdet ved drift i normaldriftstilstand eller skjerpet driftstilstand, som fastsatt i artikkel 18 nr. 1 og 2, per måned for momentane frekvensdata:
 - i) gjennomsnittsverdien,
 - ii) standardavviket,
 - iii) 1-, 5-, 10-, 90-, 95- og 99-prosentilen,
 - iv) samlet tid da den absolutte verdien for det momentane frekvensavviket var større enn standard frekvensavvik, idet det skilles mellom negative og positive momentane frekvensavvik,
 - v) samlet tid da den absolutte verdien for det momentane frekvensavviket var større enn maksimalt momentant frekvensavvik, idet det skilles mellom negative og positive momentane frekvensavvik,
 - vi) antall hendelser der den absolutte verdien for det momentane frekvensavviket i synkronområdet oversteg 200 % av standard frekvensavvik, og det momentane frekvensavviket ikke gikk tilbake til 50 % av standard frekvensavvik for synkronområdet CE og til frekvensgjenopprettingsintervallet for synkronområdene GB, IE/NI og Norden, innenfor gjenopprettingstiden for frekvens. Dataene skal skille mellom negative og positive frekvensavvik,
 - vii) for synkronområdene GB og IE/NI, antall hendelser der den absolutte verdien for det momentane frekvensavviket lå utenfor frekvensinnhentingsintervallet og ikke gikk tilbake til frekvensinnhentingsintervallet innenfor innhentingsstiden for frekvens, idet det skilles mellom negative og positive frekvensavvik.
- b) For hver LFC-blokk i synkronområdene CE eller Norden ved drift i normaldriftstilstand eller skjerpet driftstilstand i samsvar med artikkel 18 nr. 1 og 2, og på månedsbasis:
 - i) for et datasett som inneholder gjennomsnittsverdiene for FRCE i LFC-blokken

- over tidsintervaller som tilsvarer gjenopprettingstiden for frekvens,
- gjennomsnittsverdien,
 - standardavviket,
 - 1-, 5-, 10-, 90-, 95- og 99-prosentilen,
 - antallet tidsintervaller der gjennomsnittsverdien for FRCE lå utenfor nivå 1-intervallet for FRCE, idet det skilles mellom negative og positive FRCE, og
 - antallet tidsintervaller der gjennomsnittsverdien for FRCE lå utenfor nivå 2-intervallet for FRCE, idet det skilles mellom negative og positive FRCE,
- ii) for et datasett som inneholder gjennomsnittsverdiene for FRCE i LFC-blokken over tidsintervaller på ett minutt: antallet hendelser per måned der FRCE oversteg 60 % av reservekapasiteten av FRR og ikke gikk tilbake til 15 % av reservekapasiteten av FRR innen gjenopprettingstiden for frekvens, idet det skilles mellom negative og positive FRCE.
 - c) For LFC-blokkene i synkronområdene GB eller IE/NI, ved drift i normaldriftstilstand eller skjerpet driftstilstand i samsvar med artikkel 18 nr. 1 og 2, på månedsbasis og for et datasett som inneholder gjennomsnittsverdiene for FRCE i LFC-blokken over tidsintervaller på ett minutt: antallet hendelser der den absolutte verdien for FRCE oversteg maksimalt stasjonært frekvensavvik og FRCE ikke gikk tilbake til 10 % av maksimalt stasjonært frekvensavvik innen gjenopprettingstiden for frekvens, idet det skilles mellom negative og positive FRCE.

2. Alle TSO-er i hvert synkronområde skal i driftsavtalen for synkronområdet angi en felles metode for å vurdere risikoen og utviklingen av risikoen for uttømming av FCR i synkronområdet. Denne metoden skal gjennomføres minst én gang i året og skal være basert på minst historiske momentane data om systemfrekvens for minst ett år. Alle TSO-er i hvert synkronområde skal legge fram de nødvendige inndata for denne vurderingen.

Artikkel 132

Prosess for innsamling og levering av data

1. Prosessen for innsamling og levering av data skal omfatte følgende:
- a) Målinger av systemfrekvensen.

- b) Beregning av data for evaluering av frekvenskvalitet.
 - c) Levering av data for evaluering av frekvenskvalitet til prosessen for anvendelse av kriterier.
2. Prosessen for innsamling og levering av data skal gjennomføres av den overvåkeren av synkronområdet som er utpekt i samsvar med artikkel 133.

Artikkel 133

Overvåker av synkronområde

1. Alle TSO-er i et synkronområde skal i driftsavtalen for synkronområdet utpeke én TSO for dette synkronområdet, til overvåker av synkronområdet.
2. Overvåkeren av synkronområdet skal gjennomføre den prosessen for innsamling og levering av data i synkronområdet som er nevnt i artikkel 132.
3. Overvåkeren av synkronområdet skal gjennomføre den prosessen for anvendelse av kriterier som er nevnt i artikkel 129.
4. Overvåkeren av synkronområdet skal samle inn data for evaluering av frekvenskvalitet i sitt synkronområde og gjennomføre prosessen for anvendelse av kriterier, herunder beregning av kriteriene for evaluering av frekvenskvalitet, én gang hver tredje måned og innen tre måneder etter utløpet av den analyserte perioden.

Artikkel 134

Overvåker av LFC-blokk

1. Alle TSO-er i en LFC-blokk skal utpeke én TSO for denne LFC-blokken i driftsavtalen for LFC-blokken, til overvåker av LFC-blokken.
2. Overvåkeren av LFC-blokken skal samle inn data for evaluering av frekvenskvalitet i LFC-blokken i samsvar med den prosessen for anvendelse av kriterier som er nevnt i artikkel 129.
3. Hver TSO i et LFC-område skal gi overvåkeren av LFC-blokken de målingene for LFC-området som er nødvendige for å samle inn data for evaluering av frekvenskvalitet for LFC-blokken.
4. Overvåkeren av LFC-blokken skal levere data for evaluering av frekvenskvalitet for LFC-blokken og dens LFC-område én gang hver tredje måned og innen to måneder etter utløpet av analyseperioden.

Artikkel 135

Opplysninger om last- og produksjonsforhold

I samsvar med artikkel 40 skal hver tilknyttende TSO ha rett til å be SGU-er om opplysninger som er nødvendige for å overvåke last- og produksjonsforhold i forbindelse med ubalanser. Disse opplysningene kan omfatte

- a) det tidsstemplede settpunktet for aktiv effekt, for sanntidsdrift og framtidig drift, og
- b) det tidsstemplede samlede uttaket av aktiv effekt.

Artikkel 136

Rampingperiode innenfor synkronområdet

Alle TSO-er i hvert synkronområde med mer enn ett LFC-område skal i driftsavtalen for synkronområdet angi en felles rampingperiode for netto aggregerte planer mellom LFC-områdene i synkronområdet. Beregningen av reguleringsprogrammet fra områdets nettoposisjon for utveksling over vekselstrømforbindelser for beregning av ACE, skal utføres med den felles rampingperioden.

Artikkel 137

Rampingrestriksjoner for uttak av aktiv effekt

1. Alle TSO-er i to synkronområder skal ha rett til i driftsavtalen for synkronområdet å angi begrensninger for uttak av den aktive effekten av HVDC-overføringsforbindelser mellom synkronområder for å begrense deres innvirkning på oppnåelsen av målparametrene for frekvenskvalitet i synkronområdet, ved å bestemme en sammenlagt maksimal rampinghastighet for alle HVDC-overføringsforbindelser som kopleter ett synkronområde til et annet synkronområde.
2. Begrensningene i nr. 1 gjelder ikke for utligning av motsattrettede ubalanser, frekvenskopling samt aktivering over landegrensene av FRR og RR over HVDC-overføringsforbindelser.
3. Alle tilknyttende TSO-er i en HVDC-overføringsforbindelse skal ha rett til i driftsavtalen for LFC-blokken å fastsette felles begrensninger for uttak av aktiv effekt av denne HVDC-overføringsforbindelsen for å begrense dens innvirkning på oppnåelsen av de tilknyttede LFC-blokkenes målparameter for FRCE, ved å avtale rampingperioder og/eller maksimal rampinghastighet for denne HVDC-overføringsforbindelsen. Disse felles begrensningene

gene skal ikke gjelde for utligning av motsattrettede ubalanser, frekvenskopling samt aktivering over landegrensene av FRR og RR over HVDC-overføringsforbindelser. Alle TSO-er i et synkronområde skal samordne disse tiltakene i synkronområdet.

4. Alle TSO-er i en LFC-blokk skal ha rett til i driftsavtalen for LFC-blokken å fastsette følgende tiltak for å støtte oppnåelsen av LFC-blokkens målparameter for FRCE, og for å minske deterministiske frekvensavvik, idet det tas hensyn til de teknologiske begrensningene hos kraftproduksjonsenheter og forbruksenheter:
 - a) Krav til rampingperioder og/eller maksimale rampinghastigheter for kraftproduksjonsenheter og/eller forbruksenheter.
 - b) Krav til individuelle rampingstarttider for kraftproduksjonsenheter og/eller forbruksenheter i LFC-blokken.
 - c) Samordning av rampingen mellom kraftproduksjonsenheter, forbruksenheter og forbruk av aktiv effekt i LFC-blokken.

Artikkel 138

Avbøtende tiltak

Dersom de verdiene som beregnes for et tidsrom på ett kalenderår for målparametrene for frekvenskvalitet eller målparametrene for FRCE ligger utenfor de målene som er fastsatt for synkronområdet eller for LFC-blokken, skal alle TSO-er i det relevante synkronområdet eller den relevante LFC-blokken

- a) analysere om målparametrene for frekvenskvalitet eller målparametrene for FRCE kommer til å forbli utenfor de målene som er fastsatt for synkronområdet eller for LFC-blokken, og dersom det er begrunnet risiko for at dette kan skje, analysere årsakene og utarbeide anbefalinger, og
- b) utarbeide avbøtende tiltak for å sikre at målene for synkronområdet eller for LFC-blokken kan oppnås i fremtiden.

Avdeling 3

Struktur for lastfrekvensregulering

Artikkel 139

Grunnleggende struktur

1. Alle TSO-er i hvert synkronområde skal angi strukturen for lastfrekvensregulering i synkronområdet i driftsavtalen for synkronområdet. Hver TSO skal ha ansvar for å gjennomføre

strukturen for lastfrekvensregulering i sitt synkronområde, og for at driften er i samsvar med dette.

2. Strukturen for lastfrekvensregulering for hvert synkronområde skal omfatte
 - a) en struktur for aktiveringsprosess i samsvar med artikkel 140, og
 - b) en struktur for prosessansvar i samsvar med artikkel 141.

Artikkel 140

Struktur for aktiveringsprosess

1. Strukturen for aktiveringsprosess skal omfatte
 - a) en FCP i samsvar med artikkel 142,
 - b) en FRP i samsvar med artikkel 143, og
 - c) for synkronområdet CE, en prosess for tidskontroll i samsvar med artikkel 181.
2. Strukturen for aktiveringsprosess kan omfatte
 - a) en RRP i samsvar med artikkel 144,
 - b) en prosess for utligning av motsattrettede ubalanser i samsvar med artikkel 146,
 - c) en prosess for aktivering av FRR over landegrensene i samsvar med artikkel 147,
 - d) en prosess for aktivering av RR over landegrensene i samsvar med artikkel 148, og
 - e) for andre synkronområder enn CE, en prosess for tidskontroll i samsvar med artikkel 181.

Artikkel 141

Struktur for prosessansvar

1. Når strukturen for prosessansvar fastsettes, skal alle TSO-er i hvert synkronområde ta hensyn til minst følgende kriterier:
 - a) Synkronområdets størrelse, samlede treghet og syntetiske treghet.
 - b) Nettstrukturen og/eller nettopologien.
 - c) Last, produksjons- og HVDC-forhold.
2. Innen fire måneder etter ikrafttredelsen av denne forordning skal alle TSO-er i et synkronområde i fellesskap utarbeide et felles forslag om fastsettelse av LFC-blokker, som skal overholde følgende krav:
 - a) Et overvåkingsområde som tilsvarer eller er en del av bare ett LFC-område.
 - b) Et LFC-område som tilsvarer eller er en del av bare én LFC-blokk.
 - c) En LFC-blokk som tilsvarer eller er en del av bare ett synkronområde.
 - d) Hvert nettelement er en del av bare ett overvåkingsområde, bare ett LFC-område og bare én LFC-blokk.

3. Alle TSO-er i hvert overvåkingsområde skal kontinuerlig beregne og overvåke overvåkingsområdets utveksling av aktiv effekt i sanntid.
4. Alle TSO-er i hvert LFC-område skal
 - a) kontinuerlig overvåke FRCE i LFC-området,
 - b) gjennomføre og drive en FRP for LFC-området,
 - c) bestrebe seg på å oppnå målparametrene for FRCE i LFC-området som fastsatt i artikkel 128, og
 - d) ha rett til å gjennomføre én eller flere av prosessene nevnt i artikkel 140 nr. 2.
5. Alle TSO-er i hver LFC-blokk skal
 - a) bestrebe seg på å oppnå målparametrene for FRCE i LFC-blokken som fastsatt i artikkel 128, og
 - b) overholde dimensjoneringsreglene for FRR i samsvar med artikkel 157 og dimensjoneringsreglene for RR i samsvar med artikkel 160.
6. Alle TSO-er i hvert synkronområde skal
 - a) gjennomføre og drive en FCP for synkronområdet,
 - b) overholde dimensjoneringsreglene for FCR i samsvar med artikkel 153, og
 - c) bestrebe seg på å oppnå målparametrene for frekvenskvalitet i samsvar med artikkel 127.
7. Alle TSO-er i hvert overvåkingsområde skal i driftsavtalen for overvåkingsområdet angi ansvarsfordelingen mellom TSO-ene i overvåkingsområdet, for å oppfylle forpliktelsen fastsatt i nr. 3.
8. Alle TSO-er i hvert LFC-område skal i driftsavtalen for LFC-området angi ansvarsfordelingen mellom TSO-ene i LFC-området, for å oppfylle forpliktelsene fastsatt i nr. 4.
9. Alle TSO-er i hver LFC-blokk skal i driftsavtalen for LFC-blokken angi ansvarsfordelingen mellom TSO-ene i LFC-blokken, for å oppfylle forpliktelsene fastsatt i nr. 5.
10. Alle TSO-er i hvert synkronområde skal i driftsavtalen for synkronområdet angi ansvarsfordelingen mellom TSO-ene i synkronområdet, for å oppfylle forpliktelsene fastsatt i nr. 6.
11. Alle TSO-er i to eller flere LFC-områder som er koplet sammen gjennom overføringsforbindelser, skal ha rett til å danne en LFC-blokk dersom kravene til LFC-blokken fastsatt i nr. 5, er oppfylt.

*Artikkel 142***Frekvensreguleringsprosess**

1. Reguleringsmålet for FCP skal være stabilisering av systemfrekvensen gjennom aktivering av FCR.
2. De generelle kjennetegnene på FCR-aktivering i et synkronområde skal gjenspeile en jevn reduksjon av aktiveringen av FCR som en funksjon av frekvensavviket.

*Artikkel 143***Frekvensgjenopprettingsprosess**

1. Reguleringsmålet for FRP skal være
 - a) å regulere FRCE mot null innenfor gjenopprettingstiden for frekvens,
 - b) for synkronområdene CE og Norden, gradvis å erstatte aktivert FCR gjennom aktivering av FRR i samsvar med artikkel 145.
2. FRCE er
 - a) ACE for et LFC-område, dersom det finnes mer enn ett LFC-område i et synkronområde, eller
 - b) frekvensavviket, dersom ett LFC-område tilsvarende LFC-blokken og synkronområdet.
3. ACE for et LFC-område skal beregnes som summen av produktet av K-faktoren for LFC-området og frekvensavviket, med fratrukk av
 - a) den samlede flyten av aktiv effekt for den fysiske og virtuelle overføringsledningen, og
 - b) reguleringsprogrammet i samsvar med artikkel 136.
4. Når et LFC-område består av mer enn ett overvåkingsområde, skal alle TSO-er i LFC-området utpeke en TSO i driftsavtalen for LFC-området, som har ansvar for gjennomføring og drift av frekvensgjenopprettingsprosessen.
5. Dersom et LFC-område består av mer enn ett overvåkingsområde, skal frekvensgjenopprettingsprosessen for dette LFC-området gjøre det mulig å regulere utvekslingen av aktiv effekt for hvert overvåkingsområde til en verdi som er fastsatt som sikker på grunnlag av en driftssikkerhetsanalyse i sanntid.

*Artikkel 144***Prosess for erstatning av reserver**

1. Reguleringsmålet for RRP skal være å oppnå minst ett av følgende mål gjennom aktivering av RR:
 - a) Gradvis gjenopprette aktiverte FRR.
 - b) Støtte aktiveringen av FRR.

- c) For synkronområdene GB og IE/NI, gradvis gjenopprette aktiverte FCR og FRR.
- 2. RRP skal gjennomføres ved å følge instruksene for manuell aktivering av RR for å oppnå reguleringsmålet i samsvar med nr. 1.

Artikkel 145

Automatisk og manuell frekvensgjenopprettingsprosess

1. Hver TSO i hvert LFC-område skal gjennomføre en automatisk frekvensgjenopprettingsprosess (aFRP) og en manuell frekvensgjenopprettingsprosess (mFRP).
2. Innen to år etter ikrafttreddelsen av denne forordning kan hver TSO i synkronområdene GB og IE/NI legge fram et forslag til sine relevante reguleringsmyndigheter med anmodning om ikke å gjennomføre en aFRP. Disse forslagene skal omfatte en nytte- og kostnadsanalyse som viser at gjennomføringen av en aFRP vil føre til høyere kostnader enn fordeler. Dersom forslaget godkjennes av relevante reguleringsmyndigheter, skal de respektive TSO-ene og reguleringsmyndighetene foreta en ny vurdering av denne beslutningen minst hvert fjerde år.
3. Dersom et LFC-område består av mer enn ett overvåkingsområde, skal alle TSO-er i LFC-området fastsette en prosess for å gjennomføre en aFRP og en mFRP i driftsavtalen for LFC-området. Dersom en LFC-blokk består av mer enn ett LFC-område, skal alle TSO-er i LFC-områdene fastsette en prosess for å gjennomføre en mFRP i driftsavtalen for LFC-blokken.
4. aFRP skal gjennomføres i en lukket sløyfe, der FRCE er inndata, og settpunktet for aktivering av automatiske FRR er utdata. Settpunktet for aktivering av automatiske FRR skal beregnes ved hjelp av en enkelt regulator for frekvensgjenopprettning, som utføres av en TSO innenfor dennes LFC-område. For synkronområdene CE og Norden skal regulatoren for frekvensgjenopprettning
 - a) være en automatisk reguleringsinnretning som er utformet for å redusere FRCE til null,
 - b) ha en proporsjonal-integrert atferd,
 - c) ha en reguleringsalgoritme som hindrer at den integrerte delen av en proporsjonal-integrert regulator akkumulerer innstillingsfeilen og dermed fører til overskridelse, og
- d) ha funksjoner for ekstraordinære driftsmoduser for skjerpet driftstilstand og nød-driftstilstand.
5. mFRP skal gjennomføres ved å følge instruksene for manuell aktivering av FRR for å oppnå reguleringsmålet i samsvar med artikkel 143 nr. 1.
6. I tillegg til gjennomføring av aFRP i LFC-områdene, skal alle TSO-er i en LFC-blokk som består av mer enn ett LFC-område, ha rett til å utpeke én TSO for LFC-blokken i driftsavtalen for LFC-blokken, som skal
 - a) beregne og overvåke FRCE i hele LFC-blokken, og
 - b) ta hensyn til FRCE for hele LFC-blokken ved beregning av settpunktverdien for aktivering av aFRR i samsvar med artikkel 143 nr. 3, i tillegg til FRCE i dens LFC-område.

Artikkel 146

Prosess for utligning av motsattrettede ubalanser

1. Reguleringsmålet for prosessen for utligning av motsattrettede ubalanser er å redusere mengden av samtidige og motvirkende aktiveringer av FRR i de forskjellige deltakende LFC-områdene ved effektutveksling ved utligning av motsattrettede ubalanser.
2. Hver TSO skal ha rett til å gjennomføre prosessen med å utligne motsattrettede ubalanser for LFC-områdene i den samme LFC-blokken, mellom forskjellige LFC-blokker eller mellom forskjellige synkronområder, ved å inngå en avtale om utligning av motsattrettede ubalanser.
3. TSO-ene skal gjennomføre prosessen for utligning av motsattrettede ubalanser på en måte som ikke påvirker
 - a) stabiliteten i FCP i synkronområdet eller synkronområdene som deltar i prosessen for utligning av motsattrettede ubalanser,
 - b) stabiliteten i FRP og RRP i hvert LFC-område som drives av TSO-er som deltar i eller berøres av prosessen, og
 - c) driftssikkerheten.
4. TSO-ene skal gjennomføre effektutveksling ved utligning av motsattrettede ubalanser mellom LFC-områder i et synkronområde på minst én av følgende måter:
 - a) Ved å fastsette en flyt av aktiv effekt over en virtuell overføringsledning, som skal være en del av beregningen av FRCE.
 - b) Ved å justere flyten av aktiv effekt over HVDC-overføringsforbindelser.

5. TSO-ene skal gjennomføre effektutveksling ved utligning av motsattrettede ubalanser mellom LFC-områder i forskjellige synkronområder ved å justere flyten av aktiv effekt over HVDC-overføringsforbindelser.
 6. TSO-ene skal gjennomføre effektutveksling ved utligning av motsattrettede ubalanser i et LFC-område på en måte som ikke overstiger den faktiske mengden av FRR-aktivering som er nødvendig for å regulere FRCE i dette LFC-området til null, uten effektutveksling ved utligning av motsattrettede ubalanser.
 7. Alle TSO-er som deltar i den samme prosessen for utligning av motsattrettede ubalanser, skal sikre at summen av all effektutveksling ved utligning av motsattrettede ubalanser er lik null.
 8. Prosessen for utligning av motsattrettede ubalanser skal omfatte en alternativ ordning som skal sikre at effektutveksling ved utligning av motsattrettede ubalanser for hvert LFC-område er null eller begrenset til en verdi der driftssikkerheten kan garanteres.
 9. Dersom en LFC-blokk består av mer enn ett LFC-område, og reservekapasiteten av FRR samt reservekapasiteten av RR beregnes på grunnlag av ubalanser i LFC-blokken, skal alle TSO-er i samme LFC-blokk gjennomføre en prosess for utligning av motsattrettede ubalanser og utveksle den største mengden effekt for utligning av motsattrettede ubalanser som fastsatt i nr. 6, med andre LFC-områder i samme LFC-blokk.
 10. Dersom en prosess for utligning av motsattrettede ubalanser gjennomføres for LFC-områder i forskjellige synkronområder, skal alle TSO-er utveksle den største mengden effekt for utligning av motsattrettede ubalanser som fastsatt i nr. 6, med andre TSO-er i samme synkronområde som deltar i denne prosessen for utligning av motsattrettede ubalanser.
 11. Dersom en prosess for utligning av motsattrettede ubalanser gjennomføres for LFC-områder som ikke er en del av den samme LFC-blokken, skal alle TSO-er i de berørte LFC-blokkene oppfylle forpliktelsene i artikkel 141 nr. 5, uavhengig av effektutvekslingen ved utligning av motsattrettede ubalanser.
- effektutveksling ved frekvensgjenoppretting mellom LFC-områder.
 2. Hver TSO skal ha rett til å gjennomføre prosessen for aktivering av FRR over landegrensene for LFC-områdene i den samme LFC-blokken, mellom forskjellige LFC-blokker eller mellom forskjellige synkronområder, ved å inngå en avtale om aktivering av FRR over landegrensene.
 3. TSO-ene skal gjennomføre prosessen for aktivering av FRR over landegrensene på en måte som ikke påvirker
 - a) stabiliteten i FCP i synkronområdet eller synkronområdene som deltar i prosessen for aktivering av FRR over landegrensene,
 - b) stabiliteten i FRP og RRP i hvert LFC-område som drives av TSO-er som deltar i eller berøres av prosessen, og
 - c) driftssikkerheten.
 4. TSO-ene skal gjennomføre effektutveksling ved frekvensgjenoppretting mellom LFC-områder i det samme synkronområdet på minst én av følgende måter:
 - a) Ved å fastsette en flyt av aktiv effekt over en virtuell overføringsledning, som skal være en del av beregningen av FRCE, når aktiveringen av FRR skjer automatisk.
 - b) Ved å justere et reguleringsprogram eller fastsette en flyt av aktiv effekt over en virtuell overføringsledning mellom LFC-områder, når aktiveringen av FRR skjer manuelt.
 - c) Ved å justere flyten av aktiv effekt over HVDC-overføringsforbindelser.
 5. TSO-ene skal gjennomføre effektutveksling ved frekvensgjenoppretting mellom LFC-områder i forskjellige synkronområder ved å justere flyten av aktiv effekt over HVDC-overføringsforbindelser.
 6. Alle TSO-er som deltar i den samme prosessen for aktivering av FRR over landegrensene, skal sikre at summen av all effektutveksling ved frekvensgjenoppretting er lik null.
 7. Prosessen for aktivering av FRR over landegrensene skal omfatte en alternativ ordning som skal sikre at effektutveksling ved frekvensgjenoppretting for hvert LFC-område er null eller begrenset til en verdi der driftssikkerheten kan garanteres.

Artikkel 147

Prosess for aktivering av FRR over landegrensene

1. Reguleringsmålet for prosessen for aktivering av FRR over landegrensene er å gjøre det mulig for en TSO å gjennomføre FRP gjennom

Artikkel 148

Prosess for aktivering av RR over landegrensene

1. Reguleringsmålet for prosessen for aktivering av RR over landegrensene sikter mot å gjøre det mulig for en TSO å gjennomføre RRP gjen-

- nom et reguleringsprogram mellom LFC-områder.
2. Hver TSO skal ha rett til å gjennomføre prosessen for aktivering av RR over landegrensene for LFC-områdene i den samme LFC-blokken, mellom forskjellige LFC-blokker eller mellom forskjellige synkronområder, ved å inngå en avtale om aktivering av RR over landegrensene.
 3. TSO-ene skal gjennomføre prosessen for aktivering av RR over landegrensene på en måte som ikke påvirker
 - a) stabiliteten i FCP i synkronområdet eller synkronområdene som deltar i prosessen for aktivering av RR over landegrensene,
 - b) stabiliteten i FRP og RRP i hvert LFC-område som drives av TSO-er som deltar i eller berøres av prosessen, og
 - c) driftssikkerheten.
 4. TSO-ene skal gjennomføre reguleringsprogrammet mellom LFC-områder i det samme synkronområdet på minst én av følgende måter:
 - a) Ved å fastsette en flyt av aktiv effekt over en virtuell overføringsledning, som skal være en del av beregningen av FRCE.
 - b) Ved å justere et reguleringsprogram.
 - c) Ved å justere flyten av aktiv effekt over HVDC-overføringsforbindelser.
 5. TSO-ene skal gjennomføre reguleringsprogrammet mellom LFC-områder i forskjellige synkronområder ved å justere flyten av aktiv effekt over HVDC-overføringsforbindelser.
 6. Alle TSO-er som deltar i den samme prosessen for aktivering av RR over landegrensene, skal sikre at summen av alle reguleringsprogrammer er lik null.
 7. Prosessen for aktivering av RR over landegrensene skal omfatte en alternativ ordning som skal sikre at reguleringsprogrammet for hvert LFC-område er null eller begrenset til en verdi der driftssikkerheten kan garanteres.

Artikkel 149

Generelle krav til reguleringsprosesser over landegrensene

1. Alle TSO-er som deltar i utveksling eller deling av FRR eller RR, skal gjennomføre en prosess for aktivering av FRR eller RR over landegrensene, etter hva som er relevant.
2. Alle TSO-er i et synkronområde skal i driftsavtalen for synkronområdet angi rollene og ansvarsområdene til TSO-er som gjennomfører en prosess for utligning av motsattrettede

- ubalanser, en prosess for aktivering av FRR over landegrensene eller en prosess for aktivering av RR over landegrensene mellom LFC-områder i forskjellige LFC-blokker eller i forskjellige synkronområder.
3. Alle TSO-er som deltar i den samme prosessen for utligning av motsattrettede ubalanser, i den samme prosessen for aktivering av FRR over landegrensene eller i den samme prosessen for aktivering av RR over landegrensene, skal i de respektive avtalene angi roller og ansvarsområder for alle TSO-er, herunder følgende:
 - a) Levering av alle inndata som er nødvendige for
 - i) å beregne effektutveksling med hensyn til grensene for driftssikkerhet, og
 - ii) å gjennomføre driftssikkerhetsanalyse i sanntid av deltakende og berørte TSO-er.
 - b) Ansvar for å beregne effektutvekslingen.
 - c) Gjennomføring av driftsprosedyrer for å ivareta driftssikkerheten.
 4. Uten at det berører artikkel 146 nr. 9, 10 og 11 og som en del av avtalene nevnt i artikkel 122, 123 og 124, skal alle TSO-er som deltar i den samme prosessen for utligning av motsattrettede ubalanser, i den samme prosessen for aktivering av FRR over landegrensene eller i den samme prosessen for aktivering av RR over landegrensene, ha rett til å angi en sekvensiell metode for beregning av effektutvekslingen. Den sekvensielle beregningen av effektutvekslingen skal gi enhver gruppe av TSO-er som driver LFC-områder eller LFC-blokker som er koplet sammen av overføringsforbindelser, mulighet til å utveksle utligning av motsattrettede ubalanser, frekvensgjenoppsetting eller erstatning av effektreserver seg imellom før en utveksling med andre TSO-er.

Artikkel 150

Informasjon fra TSO-er

1. TSO-er som har til hensikt å utøve retten til å gjennomføre en prosess for utligning av motsattrettede ubalanser, en prosess for aktivering av FRR over landegrensene, en prosess for aktivering av RR over landegrensene, en utveksling eller deling av reserver, skal senest tre måneder før de utøver denne retten, informere alle øvrige TSO-er i samme synkronområde om
 - a) de TSO-ene som berøres,
 - b) det forventede omfanget av effektutveksling på grunn av prosessen for utligning av

- motsattrettede ubalanser, prosessen for aktivering av FRR over landegrensene eller prosessen for aktivering av RR over landegrensene,
- c) typen av reserve og det største omfanget av utveksling og deling av reserver, og
 - d) tidsrammen for utveksling eller deling av reserver.
2. Dersom en prosess for utligning av motsattrettede ubalanser, en prosess for aktivering av FRR over landegrensene eller en prosess for aktivering av RR over landegrensene gjennomføres for LFC-områder som ikke er en del av samme LFC-blokk, skal hver TSO i de berørte synkronområdene ha rett til å erklære seg som en berørt TSO overfor alle TSO-er i synkronområdet, på grunnlag av en driftssikkerhetsanalyse og innen én måned etter å ha mottatt informasjonen nevnt i nr. 1.
 3. Den berørte TSO-en skal ha rett til å
 - a) kreve at det legges fram sanntidsverdier for effektutveksling ved utligning av motsattrettede ubalanser, effektutveksling ved frekvensgjenoppretting og reguleringsprogram som er nødvendige for driftssikkerhetsanalyse i sanntid, og
 - b) kreve at det gjennomføres en driftsprosedyre som gjør det mulig for den berørte TSO-en å fastsette grenser for effektutveksling ved utligning av motsattrettede ubalanser, effektutveksling ved frekvensgjenoppretting og reguleringsprogrammet mellom de respektive LFC-områdene på grunnlag av en driftssikkerhetsanalyse i sanntid.
- c) tilgjengeligheten og redundansen av kommunikasjonsinfrastrukturen, og
 - d) kommunikasjonsprotokoller.
3. Alle TSO-er i en LFC-blokk skal i driftsavtalen for LFC-blokken angi tilleggskravene for tilgjengeligheten, påliteligheten og redundansen for den tekniske infrastrukturen.
 4. Hver TSO i et LFC-område skal
 - a) sikre at beregningen av FRCE har tilstrekkelig kvalitet og tilgjengelighet,
 - b) utføre kvalitetsovervåking i sanntid av beregningen av FRCE,
 - c) treffe tiltak i tilfelle feilberegning av FRCE, og
 - d) dersom FRCE fastsettes ved hjelp av ACE, utføre en etterfølgende kvalitetsovervåking av beregningen av FRCE ved å sammenligne FRCE med referanseverdier minst én gang i året.

Avdeling 4

Gjennomføring av lastfrekvensregulering

Artikkel 152

Systemdriftstilstander i tilknytning til systemfrekvens

Artikkel 151

Infrastruktur

1. Alle TSO-er skal vurdere hvilken teknisk infrastruktur som er nødvendig for å gjennomføre og bruke prosessene nevnt i artikkel 140, og som anses som kritiske i henhold til sikkerhetsplanen nevnt i artikkel 26.
2. Alle TSO-er i et synkronområde skal i driftsavtalen for synkronområdet angi minstekravene for tilgjengeligheten, påliteligheten og redundansen for den tekniske infrastrukturen som er nevnt i nr. 1, herunder
 - a) nøyaktigheten, oppløsningen, tilgjengeligheten og redundansen av målinger av flyt av aktiv effekt og virtuelle overføringsledninger,
 - b) tilgjengeligheten og redundansen av digitale reguleringsystemer,
1. Hver TSO skal drive sitt kontrollområde med tilstrekkelig reserve av aktiv effekt oppover og nedover, som kan omfatte felles eller utvekslede reserver, for å håndtere ubalanser mellom forbruk og produksjon i kontrollområdet. Hver TSO skal kontrollere FRCE som fastsatt i artikkel 143 for å nå den påkrevde frekvenskvaliteten i synkronområdet i samarbeid med alle TSO-er i samme synkronområde.
2. Hver TSO skal i nær sanntid overvåke produksjons- og utvekslingsplaner, kraftflyt, innmatning og uttak i noder og andre parametere innenfor sitt kontrollområde som er relevante for å forutse en risiko for frekvensavvik, og skal i samordning med andre TSO-er i sitt kontrollområde, treffe tiltak for å begrense deres negative innvirkning på balansen mellom produksjon og forbruk.
3. Alle TSO-er i hvert synkronområde skal angi en datautveksling i sanntid i samsvar med artikkel 42, som skal omfatte
 - a) transmisjonsnettets systemdriftstilstand i samsvar med artikkel 18, og
 - b) måledata i sanntid for FRCE i LFC-blokkene og LFC-områdene i synkronområdet.
4. Overvåkeren av synkronområdet skal fastsette systemdriftstilstanden med hensyn til system-

- frekvensen i samsvar med artikkel 18 nr. 1 og 2.
5. Overvåkeren av synkronområdet skal sikre at alle TSO-er i alle synkronområder informeres i tilfelle systemfrekvensavviket oppfyller et av kriteriene for skjerpet driftstilstand nevnt i artikkel 18.
 6. Alle TSO-er i et synkronområde skal i driftsavtalen for synkronområdet angi felles regler for drift av lastfrekvensregulering i normaldriftstilstand og i skjerpet driftstilstand.
 7. Alle TSO-er i synkronområdene GB og IE/NI skal i driftsavtalen for synkronområdet angi driftsprosedyrer dersom FCR er uttømte. I disse driftsprosedyrer skal TSO-ene i et synkronområde ha rett til å kreve endringer i produksjonen eller forbruket av aktiv effekt i kraftproduksjonsenheter og forbruksenheter.
 8. Alle TSO-er i en LFC-blokk skal i driftsavtalen for LFC-blokken angi driftsprosedyrer dersom FRR eller RR er uttømte. I disse driftsprosedyrer skal TSO-ene i en LFC-blokk ha rett til å kreve endringer i produksjonen eller forbruket av aktiv effekt i kraftproduksjonsenheter og forbruksenheter.
 9. TSO-ene i en LFC-blokk skal bestrebe seg på å unngå FRCE-er som varer lenger enn gjenoppsettingstiden for frekvens.
 10. Alle TSO-er i et synkronområde skal i driftsavtalen for synkronområdet angi driftsprosedyrer dersom skjerpet driftstilstand aktiveres på grunn av en overskridelse av grensene for systemfrekvens. Driftsprosedyrer skal sikte mot å redusere systemfrekvensavvik for å gjenopprette systemdriftstilstanden til normaldriftstilstand og begrense risikoen for overgang til nøddriftstilstand. Driftsprosedyrer skal omfatte TSO-enes rett til å fravike forpliktelsen fastsatt i artikkel 143 nr. 1.
 11. Dersom systemdriftstilstanden er skjerpet driftstilstand på grunn av utilstrekkelige reserver av aktiv effekt i samsvar med artikkel 18, skal TSO-ene i de berørte LFC-blokkene, i nært samarbeid med de andre TSO-ene i synkronområdet og TSO-ene i andre synkronområder, treffe tiltak for å gjenopprette og erstatte reservene av aktiv effekt til nødvendig nivå. For dette formålet skal TSO-ene i en LFC-blokk ha rett til å kreve endringer i produksjonen eller forbruket av aktiv effekt i kraftproduksjonsenheter og forbruksenheter i sitt kontrollområde for å begrense eller fjerne overskridelsen av kravene til reserver av aktiv effekt.
 12. Dersom ettminuttgjennomsnittsverdien av FRCE i en LFC-blokk overstiger nivå 2-intervallet for FRCE minst i den tiden som er nødvendig for å gjenopprette frekvensen, og dersom TSO-ene i en LFC-blokk ikke forventer at FRCE vil bli tilstrekkelig redusert ved hjelp av tiltakene nevnt i nr. 15, skal TSO-ene ha rett til å kreve endringer i produksjonen eller forbruket av aktiv effekt i kraftproduksjonsenheter og forbruksenheter i deres respektive områder for å redusere FRCE som angitt i nr. 16.
 13. For synkronområdene CE og Norden, dersom FRCE i en LFC-blokk overstiger 25 % av referansehendelsen i synkronområdet i mer enn 30 sammenhengende minutter, og dersom TSO-ene i denne LFC-blokken ikke forventer at FRCE vil bli tilstrekkelig redusert ved hjelp av de tiltakene som er truffet i henhold til nr. 15, skal TSO-ene kreve endringer i produksjonen eller forbruket av aktiv effekt i kraftproduksjonsenheter og forbruksenheter i deres respektive områder for å redusere FRCE som angitt i nr. 16.
 14. Overvåkeren av LFC-blokken skal ha ansvar for påvise eventuelle overskridelser av grensene nevnt i nr. 12 og 13, og
 - a) skal informere de andre TSO-ene i LFC-blokken, og
 - b) sammen med TSO-ene i LFC-blokken gjennomføre samordnede tiltak for å redusere FRCE, som skal være angitt i driftsavtalen for LFC-blokken.
 15. I de tilfellene som er nevnt i nr. 11–13, skal alle TSO-er i hvert synkronområde angi tiltak i driftsavtalen for synkronområdet som gjør det mulig for TSO-ene i en LFC-blokk aktivt å redusere frekvensavviket ved hjelp av aktivering av reserver over landegrensene. I de tilfellene som er nevnt i nr. 11–13, skal TSO-ene i synkronområdet bestrebe seg på å gjøre TSO-ene i den berørte LFC-blokken i stand til å redusere sine FRCE.
 16. TSO-ene i en LFC-blokk skal angi tiltak i driftsavtalen for LFC-blokken for å redusere FRCE ved hjelp av endringer i produksjonen eller forbruket av aktiv effekt i kraftproduksjonsenheter og forbruksenheter innenfor sine områder.

*Avdeling 5***Frekvensreguleringsreserver***Artikkel 153***Dimensjonering av FCR**

1. Alle TSO-er i hvert synkronområde skal minst én gang i året fastsette den reservekapasiteten av FCR som kreves for synkronområdet, og hver TSOs opprinnelige FCR-forpliktelse i samsvar med nr. 2.
2. Alle TSO-er i hvert synkronområde skal angi dimensjoneringsregler i driftsavtalen for synkronområdet i samsvar med følgende kriterier:
 - a) Den reservekapasiteten for FCR som kreves for synkronområdet, skal dekke minst referansehendelsen, og for synkronområdene CE og Norden, resultatene av sannsynlighetsmetoden for dimensjonering av FCR som er utført i samsvar med bokstav c).
 - b) Referansehendelsens størrelse skal fastsettes i samsvar med følgende vilkår:
 - i) For synkronområdet CE skal referansehendelsen være 3?000 MW i positiv retning og 3?000 MW i negativ retning.
 - ii) For synkronområdene GB, IE/NI og Norden skal referansehendelsen være den største ubalansen som kan oppstå som følge av en momentan endring av aktiv effekt, fra f.eks. en enkelt kraftproduksjonshet, et enkelt forbruksanlegg eller en enkelt HVDC-overføringsforbindelse, eller fra utkopling av en vekselstrømlinje, eller den skal være det største momentane forbruket av aktiv effekt som følge av utkopling av ett eller to tilknytningspunkter. Referansehendelsen skal fastsettes separat for positiv og negativ retning.
 - c) For synkronområdene CE og Norden skal alle TSO-er i synkronområdet ha rett til å fastsette en sannsynlighetsmetode for dimensjonering av FCR som tar hensyn til mønsteret for last, produksjon og treghet, herunder syntetisk treghet samt tilgjengelige midler for å benytte minste treghet i sanntid, i samsvar med metoden nevnt i artikkel 39, med sikte på å redusere sannsynligheten for utilstrekkelige FCR til høyst én gang hvert 20. år.
 - d) Andelene av reservekapasiteten av FCR som kreves for hver TSO som opprinnelig FCR-forpliktelse, skal være basert på sum-

men av nettoproduksjonen og -forbruket i TSO-ens kontrollområde, dividert med summen av nettoproduksjon og -forbruk i synkronområdet over en periode på ett år.

*Artikkel 154***Tekniske minstekrav for FCR**

1. Hver TSO som tilknytter reserver, skal sikre at FCR har de egenskapene som er oppført for dens synkronområde i tabellen i vedlegg V.
2. Alle TSO-er i et synkronområde skal ha rett til å angi i driftsavtalen for synkronområdet, felles ytterligere egenskaper for FCR som kreves for å ivareta driftssikkerheten i synkronområdet, ved hjelp av et sett tekniske parametere og innenfor intervallene fastsatt i artikkel 15 nr. 2 bokstav d) i forordning (EU) 2016/631 og artikkel 27 og 28 i forordning (EU) 2016/1388. Disse felles ytterligere egenskapene for FCR skal ta hensyn til synkronområdets installerte kapasitet, struktur og mønster for forbruk og produksjon. TSO-ene skal benytte en overgangsperiode for innføring av ytterligere egenskaper, som er fastsatt i samråd med de berørte leverandørene av FCR.
3. For å ivareta driftssikkerheten skal den TSO-en som tilknytter reserver, ha rett til å angi tilleggskrav for grupper som leverer FCR innenfor intervallene fastsatt i artikkel 15 nr. 2 bokstav d) i forordning (EU) 2016/631 og artikkel 27 og 28 i forordning (EU) 2016/1388. Disse tilleggskravene skal bygge på tekniske faktorer som f.eks. geografisk fordeling av kraftproduksjonsheter eller forbruksenheter som tilhører en gruppe som leverer FCR. Leverandøren av FCR skal sikre at det er mulig å overvåke den aktiveringen av FCR som foretas av enheter innenfor en gruppe som leverer reserver.
4. Den TSO-en som tilknytter reserver, skal ha rett til å utelukke grupper som leverer FCR, fra leveringen av FCR av hensyn til driftssikkerheten. Denne utelukkelsen skal bygge på tekniske faktorer som f.eks. geografisk fordeling av kraftproduksjonsheter eller forbruksenheter som tilhører en gruppe som leverer FCR.
5. Hver enhet og hver gruppe som leverer FCR, skal bare ha én TSO som tilknytter reserver.
6. Hver enhet og hver gruppe som leverer FCR, skal oppfylle de egenskapene som kreves for FCR i tabellen i vedlegg V, og eventuelle ytterligere egenskaper eller krav som er angitt i samsvar med nr. 2 og 3, og aktivere de avtalte

- FCR ved hjelp av en proporsjonal regulator som reagerer på frekvensavvik eller alternativt er basert på en stykkevis, jevn lineær effektfrekvenskarakteristikk i tilfelle reléaktiverte FCR. De skal kunne aktivere FCR innenfor de frekvensintervallene som er angitt i artikkel 13 nr. 1 i forordning (EU) 2016/631.
7. Hver TSO i synkronområdet CE skal sikre at den kombinerte reaksjonen av FCR i et LFC-område oppfyller følgende krav:
 - a) Aktiveringen av FCR skal ikke forsinkes kunstig og skal påbegynnes så snart som mulig etter et frekvensavvik.
 - b) For et frekvensavvik som er minst 200 mHz, skal minst 50 % av full FCR-kapasitet leveres innen 15 sekunder.
 - c) For et frekvensavvik som er minst 200 mHz, skal 100 % av full FCR-kapasitet leveres innen 30 sekunder.
 - d) For et frekvensavvik som er minst 200 mHz, skal aktiveringen av full FCR-kapasitet minst stige lineært fra 15 til 30 sekunder.
 - e) For et frekvensavvik som er mindre enn 200 mHz, skal den tilknyttede aktiverte FCR-kapasiteten være minst proporsjonal med de tidsforholdene som er nevnt i bokstav a)–d).
 8. Hver TSO som tilknytter reserver, skal overvåke sitt bidrag til FCR-en og sin aktivering av FCR med hensyn til TSO-ens FCR-forpliktelse, herunder enheter og grupper som leverer FCR. Hver leverandør av FCR skal, for hver av sine enheter og grupper som leverer FCR, gjøre tilgjengelig minst følgende opplysninger for den TSO-en som tilknytter reserver:
 - a) Tidsstemplets status som angir om FCR er aktivert eller ikke.
 - b) Tidsstemplede data om aktiv effekt som er nødvendige for å bekrefte aktivering av FCR, herunder tidsstemplets momentan aktiv effekt.
 - c) Regulatorens frekvensstatikk for kraftproduksjon enheter av type C og D som definert i artikkel 5 i forordning (EU) 2016/631, som fungerer som enheter som leverer FCR, eller dens tilsvarende parametere for grupper som leverer FCR, som består av kraftproduksjon enheter av type A og/eller B som definert i artikkel 5 i forordning (EU) 2016/631, og/eller forbruksenheter med laststyring for regulering av aktiv effekt som definert i artikkel 28 i forordning (EU) 2016/1388.
 9. Hver leverandør av FCR skal ha rett til å aggregere de respektive dataene for mer enn én enhet som leverer FCR, dersom den maksimale effekten av de aggregerte enhetene er under 1,5 MW, og aktiveringen av FCR kan verifiseres entydig.
 10. På anmodning fra den TSO-en som tilknytter reserver, skal leverandøren av FCR gjøre opplysningene oppført i nr. 9 tilgjengelige i sannhet, med en tidsoppløsning på minst ti sekunder.
 11. På anmodning fra den TSO-en som tilknytter reserver, og når det er nødvendig for å verifisere aktiveringen av FCR, skal en leverandør av FCR gjøre de dataene som er oppført i nr. 9 tilgjengelige, for tekniske anlegg som er del av den samme enheten som leverer FCR.

Artikkel 155

Prekvalifiseringsprosess for FCR

1. Innen tolv måneder etter ikrafttredelsen av denne forordning skal alle TSO-er utarbeide en prekvalifiseringsprosess for FCR og offentliggjøre detaljene om denne prekvalifiseringsprosessen.
2. En potensiell leverandør av FCR skal dokumentere overfor den TSO-en som tilknytter reserver, at de tekniske kravene og tilleggskravene fastsatt i artikkel 154 er oppfylt, ved med vellykket resultat å gjennomføre prekvalifiseringsprosessen for potensielle enheter eller grupper som leverer FCR, som beskrevet i nr. 3–6 i denne artikkel.
3. En potensiell leverandør av FCR skal innlevere en formell søknad til den TSO-en som tilknytter reserver, sammen med de opplysningene som kreves for potensielle enheter eller grupper som leverer FCR. Innen åtte uker etter å ha mottatt søknaden skal den TSO-en som tilknytter reserver, bekrefte om søknaden er fullstendig. Dersom den TSO-en som tilknytter reserver, anser at søknaden er ufullstendig, skal den potensielle leverandøren av FCR legge fram ytterligere informasjon som kreves, innen fire uker etter mottak av anmodningen om ytterligere informasjon. Dersom den potensielle leverandøren av FCR ikke leverer den informasjonen det spørres om innen nevnte frist, skal søknaden anses å være trukket tilbake.
4. Innen tre måneder etter bekreftelsen av at søknaden er fullstendig, skal den TSO-en som tilknytter reserver, evaluere opplysningene som er gitt og beslutte om de potensielle enhetene eller gruppene som leverer FCR, oppfyller kriteriene for prekvalifisering av FCR. Den TSO-

en som tilknytter reserver, skal meddele sin beslutning til den potensielle leverandøren av FCR.

5. Dersom oppfyllelsen av visse krav i denne forordning allerede er blitt verifisert av den TSO-en som tilknytter reserver, vil dette bli tatt hensyn til i prekvalifiseringen.
6. Kvalifiseringen av enheter eller grupper som leverer FCR, skal vurderes på nytt
 - a) minst én gang hvert femte år,
 - b) dersom de tekniske kravene, tilgjengelighetskravene eller utstyret er blitt endret, og
 - c) ved modernisering av utstyr som er knyttet til aktivering av FCR.

Artikkel 156

Levering av FCR

1. Hver TSO skal sikre tilgjengeligheten for minst de FCR-forpliktelsene som er avtalt mellom alle TSO-er i samme synkronområde, i samsvar med artikkel 153, 163, 173 og 174.
2. Alle TSO-er i et synkronområde skal minst hvert år fastsette størrelsen på synkronområdets K-faktor, idet det tas hensyn til minst følgende faktorer:
 - a) Reservekapasiteten av FCR dividert med maksimalt stasjonært frekvensavvik.
 - b) Automatisk produksjonsregulering.
 - c) Egenreguleringen av last, idet det tas hensyn til bidraget i samsvar med artikkel 27 og 28 i forordning (EU) 2016/1388.
 - d) Frekvensresponsen for HVDC-overføringsforbindelser nevnt i artikkel 172.
 - e) Aktiveringen av LFSM- og FSM-modus i samsvar med artikkel 13 og 15 i forordning (EU) 2016/631.
3. Alle TSO-er i et synkronområde som består av mer enn ett LFC-område, skal i driftsavtalen for synkronområdet fastsette andelen av K-faktoren for hvert LFC-område, på grunnlag av minst følgende:
 - a) De opprinnelige FCR-forpliktelsene.
 - b) Automatisk produksjonsregulering.
 - c) Egenregulering av last.
 - d) Frekvenskopling via HVDC mellom synkronområder.
 - e) Utteksling av FCR.
4. En leverandør av FCR skal sikre kontinuerlig tilgjengelighet av FCR, med unntak av en tvungen driftsstans for en enhet som leverer FCR, i det tidsrommet den er forpliktet til å levere FCR.
5. Hver leverandør av FCR skal så snart som mulig informere sin TSO som tilknytter reserver, om eventuelle endringer i den faktiske tilgjengeligheten for sin enhet og/eller gruppe som leverer FCR, som helt eller delvis er relevant for resultatene av prekvalifiseringen.
6. Hver TSO skal sikre, eller kreve at dens leverandører av FCR sikrer, at tapet av en enhet som leverer FCR, ikke setter driftssikkerheten i fare, ved å
 - a) begrense den andelen FCR som leveres av hver enhet som leverer FCR, til 5 % av den reservekapasiteten for FCR som kreves for hele synkronområdet CE og hele synkronområdet Norden,
 - b) utelukke FCR som leveres av den enheten som definerer referansehendelsen for synkronområdet ut fra dimensjoneringsprosessen for synkronområdene GB, EI/NI og Norden, og
 - c) erstatte FCR som blir utilgjengelige på grunn av en tvungen driftsstans eller utilgjengeligheten av en enhet eller gruppe som leverer FCR, så snart som teknisk mulig og i samsvar med de vilkårene som skal fastsettes av den TSO-en som tilknytter reserver.
7. En enhet eller gruppe som leverer FCR med et energireservoar som ikke begrenser dens evne til å levere FCR, skal aktivere sine FCR så lenge frekvensavviket vedvarer. For synkronområdene GB og IE/NI skal en enhet eller gruppe som leverer FCR, med et energireservoar som ikke begrenser dens evne til å levere FCR, aktivere sine FCR helt til den aktiverer sine FRR, eller i det tidsrommet som er angitt i driftsavtalen for synkronområdet.
8. En enhet eller gruppe som leverer FCR med et energireservoar som begrenser dens evne til å levere FCR, skal aktivere sine FCR så lenge frekvensavviket vedvarer, så langt som mulig i enten positiv eller negativ retning. For synkronområdene GB og IE/NI skal en enhet eller gruppe som leverer FCR med et energireservoar som begrenser dens evne til å levere FCR, aktivere sine FCR helt til den aktiverer sine FRR, eller i det tidsrommet som er angitt i driftsavtalen for synkronområdet.
9. For synkronområdene CE og Norden skal hver leverandør av FCR sikre at FRC fra den enheten eller gruppen som leverer FCR, som har begrensede energireservoarer, er kontinuerlig tilgjengelig i normaldriftstilstand. For synkronområdene CE og Norden skal hver leverandør av FCR, ved utløsning av skjerpet driftstilstand og under den skjerpede driftstilstanden, sikre at

- dens enheter eller grupper som leverer FCR, med begrensede energireservoarer, er i stand til fullt ut å aktivere FCR kontinuerlig i et tidsrom som skal fastsettes i samsvar med nr. 10 og 11. Dersom det ikke er fastsatt et tidsrom i samsvar med nr. 10 og 11, skal hver leverandør av FCR sikre at dens enheter eller grupper som leverer FCR, med begrensede energireservoarer, er i stand til fullt ut å aktivere FCR kontinuerlig i minst 15 minutter, eller når det gjelder frekvensavvik som er mindre enn et frekvensavvik som krever full aktivering av FCR, i et tilsvarende tidsrom eller i et tidsrom fastsatt av hver TSO, som ikke må være lengre enn 30 minutter eller kortere enn 15 minutter.
10. For synkronområdene CE og Norden skal alle TSO-er utarbeide et forslag om minste aktiveringstid som skal sikres av leverandører av FCR. Det fastsatte tidsrommet skal ikke være lengre enn 30 minutter eller kortere enn 15 minutter. Forslaget skal i full grad ta hensyn til resultatene av nytte- og kostnadsanalyser som utføres i henhold til nr. 11.
 11. Innen seks måneder etter ikrafttredelsen av denne forordning skal TSO-ene i synkronområdene CE og Norden foreslå antakelser og metoder for en nytte- og kostnadsanalyse som skal utføres, for å vurdere det tidsrommet som kreves for at enheter eller grupper som leverer FCR, med begrensede energireservoarer, skal forbli tilgjengelige i skjerpet driftstilstand. Innen tolv måneder etter godkjenning av antakelsene og metodene fra alle reguleringsmyndigheter i den berørte regionen, skal TSO-ene i synkronområdene CE og Norden legge fram resultatene av sin nytte- og kostnadsanalyse for de berørte reguleringsmyndighetene, og foreslå et tidsrom som ikke skal være lengre enn 30 minutter eller kortere enn 15 minutter. Nytte- og kostnadsanalysen skal ta hensyn til minst følgende:
 - a) Erfaringer oppnådd med ulike tidsrammer og deler av nye teknologier i forskjellige LFC-blokker.
 - b) Innvirkningen av et fastsatt tidsrom på samlede kostnader for FCR-reserver i synkronområdet.
 - c) Innvirkningen av et fastsatt tidsrom på systemstabilitetsrisikoer, særlig ved langvarige eller gjentatte frekvenshendelser.
 - d) Innvirkningen på systemstabilitetsrisikoer og den samlede FCR-kostnaden dersom det samlede volumet av FCR øker.
 - e) Innvirkningen av teknologisk utvikling på kostnadene for tilgjengelighetsperioder for FCR fra enheter eller grupper som leverer FCR, med begrensede energireservoarer.
 12. Leverandøren av FCR skal angi begrensningene for energireservoaret i sine enheter eller grupper som leverer FCR, i prekvalifiseringsprosessen i samsvar med artikkel 155.
 13. En leverandør av FCR som bruker enheter eller grupper som leverer FCR med et energireservoar som begrenser deres evne til å levere FCR, skal sikre at energireservoarene innhentes i positiv eller negativ retning i samsvar med følgende kriterier:
 - a) For synkronområdene GB og IE/NI skal leverandøren av FCR bruke metodene angitt i driftsavtalen for synkronområdet.
 - b) For synkronområdene CE og Norden skal leverandøren av FCR sikre at energireservoarene innhentes så snart som mulig, innen to timer etter at den skjerpede driftstilstanden opphører.

Avdeling 6

Frekvensgjenopprettingsreserver

Artikkel 157

Dimensjonering av FRR

1. Alle TSO-er i en LFC-blokk skal fastsette dimensjoneringsreglene for FRR i driftsavtalen for LFC-blokken.
2. Dimensjoneringsreglene for FRR skal inneholde minst følgende:
 - a) Alle TSO-er i en LFC-blokk i synkronområdene CE og Norden skal fastsette den nødvendige reservekapasiteten av FRR i LFC-blokken på grunnlag av sammenhengende historikkopplýsninger som består av minst de historiske ubalanseverdier for LFC-blokken. Utvalget av disse historikkopplýsningene skal omfatte minst gjenopprettningstiden for frekvens. Det tidsrommet som omfattes av disse opptegnelsene, skal være representativt og omfatte minst ett helt år som slutter tidligst seks måneder før beregningsdatoen.
 - b) Alle TSO-er i en LFC-blokk i synkronområdene CE og Norden skal fastsette reservekapasiteten av FRR i LFC-blokken som er tilstrekkelig til å overholde målparametrene for FRCE i artikkel 128 i det tidsrommet som er nevnt i bokstav a), på grunnlag av minst en sannsynlighetsmetode. Ved å bruke denne sannsynlighetsmetoden skal TSO-ene ta hensyn til begrensningene fastsatt i avtalene om deling eller

- utveksling av reserver på grunn av mulige brudd på driftssikkerheten og tilgjengelighetskravene for FRR. Alle TSO-er i en LFC-blokk skal ta hensyn til alle forventede betydelige endringer i fordelingen av ubalanser i LFC-blokken eller andre relevante faktorer som påvirker det berørte tidsrommet.
- c) Alle TSO-er i en LFC-blokk skal fastsette forholdet mellom automatiske FRR, manuelle FRR, full aktiveringstid for automatiske FRR og full aktiveringstid for manuelle FRR for å oppfylle kravet i bokstav b). For dette formål skal den fulle aktiveringstiden for automatiske FRR i en LFC-blokk og full aktiveringstid for manuelle FRR i LFC-blokken ikke være lengre enn gjenopprettings-tiden for frekvens.
- d) TSO-ene i en LFC-blokk skal fastsette størrelsen for referansehendelsen som skal være den største ubalansen som kan oppstå som følge av en momentan endring av aktiv effekt fra en enkelt kraftproduksjonsenhet, et enkelt forbruksanlegg eller en enkelt HVDC-overføringsforbindelse, eller fra utkopling av en vekselstrømlinje i LFC-blokken.
- e) Alle TSO-er i en LFC-blokk skal fastsette den positive reservekapasiteten av FRR, som ikke skal være mindre enn den positive dimensjonerende hendelsen i LFC-blokken.
- f) Alle TSO-er i en LFC-blokk skal fastsette den negative reservekapasiteten av FRR, som ikke skal være mindre enn den negative dimensjonerende hendelsen i LFC-blokken.
- g) Alle TSO-er i en LFC-blokk skal fastsette reservekapasiteten av FRR i en LFC-blokk, eventuelle mulige geografiske begrensninger for dens fordeling innenfor LFC-blokken og eventuelle mulige geografiske begrensninger for utveksling eller deling av reserver med andre LFC-blokker for å overholde grensene for driftssikkerhet.
- h) Alle TSO-er i en LFC-blokk skal sikre at den positive reservekapasiteten av FRR eller en kombinasjon av reservekapasitet av FRR og RR er tilstrekkelig til å dekke de positive ubalansene i LFC-blokken i minst 99 % av tiden, på grunnlag av historikkopplysningene nevnt i bokstav a).
- i) Alle TSO-er i en LFC-blokk skal sikre at den negative reservekapasiteten av FRR eller en kombinasjon av reservekapasitet av FRR og RR er tilstrekkelig til å dekke de negative ubalansene i LFC-blokken i minst 99 % av tiden, på grunnlag av historikkopplysningene nevnt i bokstav a).
- j) Alle TSO-er i en LFC-blokk kan redusere den positive reservekapasiteten av FRR i LFC-blokken som følger av dimensjoneringsprosessen for FRR, ved å inngå en avtale om deling av FRR med andre LFC-blokker i samsvar med bestemmelsene i avdeling 8. Følgende krav skal gjelde for denne avtalen om deling:
- i) For synkronområdene CE og Norden skal reduksjonen av den positive reservekapasiteten av FRR i en LFC-blokk begrenses til differansen, dersom den er positiv, mellom størrelsen på den positive dimensjonerende hendelsen og reservekapasiteten av FRR som kreves for å dekke de positive ubalansene i LFC-blokken i 99 % av tiden, på grunnlag av historikkopplysningene nevnt i bokstav a). Reduksjonen av den positive reservekapasiteten skal ikke overstige 30 % av størrelsen på den positive dimensjonerende hendelsen.
- ii) For synkronområdene GB og IE/NI skal den positive reservekapasiteten av FRR og risikoen for uteblitt levering på grunn av deling vurderes kontinuerlig av TSO-ene i LFC-blokken.
- k) Alle TSO-er i en LFC-blokk kan redusere den negative reservekapasiteten av FRR i LFC-blokken som følger av dimensjoneringsprosessen for FRR, ved å inngå en avtale om deling av FRR med andre LFC-blokker i samsvar med bestemmelsene i avdeling 8. Følgende krav skal gjelde for denne avtalen om deling:
- i) For synkronområdene CE og Norden skal reduksjonen av den negative reservekapasiteten av FRR i en LFC-blokk begrenses til differansen, dersom den er positiv, mellom størrelsen på den negative dimensjonerende hendelsen og reservekapasiteten av FRR som kreves for å dekke de negative ubalansene i LFC-blokken i 99 % av tiden, på grunnlag av historikkopplysningene nevnt i bokstav a).
- ii) For synkronområdene GB og IE/NI skal den negative reservekapasiteten av FRR og risikoen for uteblitt levering på grunn av deling vurderes kontinuerlig av TSO-ene i LFC-blokken.

3. Alle TSO-er i en LFC-blokk der LFC-blokken omfatter mer enn én TSO, skal i driftsavtalen for LFC-blokken fastsette den særlige ansvarsfordelingen mellom TSO-ene i LFC-områdene, for å oppfylle forpliktelsene fastsatt i nr. 2.
4. Alle TSO-er i en LFC-blokk skal til enhver tid ha tilstrekkelig reservekapasitet av FRR i samsvar med dimensjoneringsreglene for FRR. TSO-ene i en LFC-blokk skal i driftsavtalen for LFC-blokken angi en opptrappingsprosedyre for tilfeller når det er alvorlig risiko for utilstrekkelig reservekapasitet av FRR i LFC-blokken.
 - rer FRR, med et maksimalt uttak av aktiv effekt på minst 1,5 MW.
 - f) En enhet eller gruppe som leverer automatiske FRR, skal kunne aktivere hele sin automatiske reservekapasitet av FRR innen full aktiveringstid for automatiske FRR.
 - g) En enhet eller gruppe som leverer manuelle FRR, skal kunne aktivere hele sin manuelle reservekapasitet av FRR innen full aktiveringstid for manuelle FRR.
 - h) En leverandør av FRR skal oppfylle tilgjengelighetskravene for FRR.
 - i) En enhet eller gruppe som leverer FRR, skal oppfylle kravene til rampinghastighet for LFC-blokken.

Artikkel 158

Tekniske minstekrav for FRR

1. De tekniske minstekravene for FRR skal være følgende:
 - a) Hver enhet og hver gruppe som leverer FRR, skal være tilknyttet bare én TSO som tilknytter reserver.
 - b) En enhet eller gruppe som leverer FRR, skal aktivere FRR i samsvar med settpunktet mottatt fra den TSO-en som rekvirerer reserver.
 - c) Den TSO-en som rekvirerer reserver, skal være den TSO-en som tilknytter reserver eller en TSO utpekt av den TSO-en som tilknytter reserver, i en avtale om utveksling av FRR i samsvar med artikkel 165 nr. 3 eller artikkel 171 nr. 4.
 - d) En enhet eller gruppe som leverer automatiske FRR, skal ha en aktiveringsforsinkelse for automatiske FRR på høyst 30 sekunder.
 - e) En leverandør av FRR skal sikre at den aktivering av FRR som foretas av enhetene som leverer FRR innenfor en gruppe som leverer reserver, kan overvåkes. For dette formål skal leverandøren av FRR kunne levere til den TSO-en som tilknytter reserver og den TSO-en som rekvirerer reserver, målinger i sanntid av tilknytningspunktet eller et annet interaksjonspunkt som er avtalt med den TSO-en som tilknytter reserver, om
 - i) tidsstemplett planlagt uttak av aktiv effekt,
 - ii) den tidsstemplede momentane aktive effekten for
 - hver enhet som leverer FRR,
 - hver gruppe som leverer FRR,
 - hver kraftproduksjonsenhet eller forbruksenhet i en gruppe som leverer FRR, med et maksimalt uttak av aktiv effekt på minst 1,5 MW.
2. Alle TSO-er i en LFC-blokk skal angi tilgjengelighetskrav for FRR og krav til kvalitetskontroll for enheter og grupper som leverer FRR til deres LFC-blokker, i driftsavtalen for LFC-blokken i samsvar med artikkel 119.
3. Den TSO-en som tilknytter reserver, skal vedta de tekniske kravene for tilknytning av enheter og grupper som leverer FRR, for å ivareta en sikker og pålitelig levering av FRR.
4. Hver leverandør av FRR skal
 - a) sikre at de enhetene og gruppene som leverer FRR, oppfyller de tekniske minstekravene for FRR, tilgjengelighetskravene for FRR og kravene til rampinghastighet i nr. 1–3, og
 - b) så snart som mulig informere sin TSO som rekvirerer reserver, om en reduksjon av den faktiske tilgjengeligheten for dens enhet eller gruppe som leverer FRR, eller av en del av dens gruppe som leverer FRR.
5. Hver TSO som rekvirerer reserver, skal sikre at det overvåkes at dennes enheter eller grupper som leverer FRR, oppfyller de tekniske minstekravene til FRR i nr. 1, tilgjengelighetskravene for FRR i nr. 2, kravene til rampinghastighet i nr. 1 og tilknytningskravene i nr. 3.

Artikkel 159

Prekvalifiseringsprosess for FRR

1. Innen tolv måneder etter ikrafttredelsen av denne forordning skal alle TSO-er utarbeide en prekvalifiseringsprosess for FRR og klarlegge og offentliggjøre detaljene om denne.
2. En potensiell leverandør av FRR skal i avtalen om utveksling av FRR dokumentere for den TSO-en som tilknytter reserver eller for TSO-en utpekt av den TSO-en som tilknytter reserver, at den oppfyller de tekniske minstekravene til FRR.

vene for FRR i artikkel 158 nr. 1, tilgjengelighetskravene for FRR i artikkel 158 nr. 2, kravene til rampinghastighet i artikkel 158 nr. 1 og tilknytningskravene i artikkel 158 nr. 3, ved med vellykket resultat å gjennomføre prekvalifiseringsprosessen for potensielle enheter eller grupper som leverer FRR, som beskrevet i nr. 3–6 i denne artikkel.

3. En potensiell leverandør av FRR skal innlevere en formell søknad til den relevante TSO-en som tilknytter reserver eller den utpekte TSO-en sammen med de opplysningene som kreves for potensielle enheter eller grupper som leverer FRR. Innen åtte uker etter å ha mottatt søknaden skal den TSO-en som tilknytter reserver eller den utpekte TSO-en, bekrefte om søknaden er fullstendig. Dersom den TSO-en som tilknytter reserver eller den utpekte TSO-en anser at søknaden er ufullstendig, skal de be om ytterligere opplysninger, og den potensielle leverandøren av FRR skal legge fram ytterligere opplysninger som kreves, innen fire uker etter mottak av anmodningen. Dersom den potensielle leverandøren av FRR ikke leverer de opplysningene det spørres om innen nevnte frist, skal søknaden anses å være trukket tilbake.
4. Innen tre måneder etter at den TSO-en som tilknytter reserver eller den utpekte TSO-en bekrefter at søknaden er fullstendig, skal den TSO-en som tilknytter reserver eller den utpekte TSO-en evaluere de opplysningene som er gitt og beslutte om de potensielle enhetene eller gruppene som leverer FRR, oppfyller kriteriene for prekvalifisering av FRR. Den TSO-en som tilknytter reserver eller den utpekte TSO-en skal meddele sin beslutning til den potensielle leverandøren av FRR.
5. Den kvalifiseringen av enheter eller grupper som leverer FRR, som utføres av den TSO-en som tilknytter reserver eller den utpekte TSO-en, skal være gyldig for hele LFC-blokken.
6. Kvalifiseringen av enheter eller grupper som leverer FRR, skal vurderes på nytt
 - a) minst én gang hvert femte år, og
 - b) dersom de tekniske kravene, tilgjengelighetskravene eller utstyret er blitt endret.
7. For å ivareta driftssikkerheten skal den TSO-en som tilknytter reserver, ha rett til å utelukke grupper som leverer reserver, fra leveringen av FRR, på grunnlag av tekniske faktorer som f.eks. geografisk fordeling av kraftproduksjonseenheter eller forbruksenheter som tilhører en gruppe som leverer FRR.

Avdeling 7

Erstatningsreserver

Artikkel 160

Dimensjonering av RR

1. Alle TSO-er i en LFC-blokk skal ha rett til å gjennomføre en prosess for erstatning av reserver.
2. For å oppnå målparametrene for FRCE nevnt i artikkel 128, skal alle TSO-er i en LFC-blokk med en RRP, som utfører en kombinert prosess for dimensjonering av FRR og RR for å oppfylle kravene i artikkel 157 nr. 2, fastsette dimensjoneringsregler for RR i driftsavtalen for LFC-blokken.
3. Dimensjoneringsreglene for RR skal oppfylle minst følgende krav:
 - a) For synkronområdene Norden og CE skal det finnes tilstrekkelig positiv reservekapasitet av RR for å gjenopprette den nødvendige mengden positive FRR. For synkronområdene GB og IE/NI skal det finnes tilstrekkelig reservekapasitet av RR for å gjenopprette den nødvendige mengden positive FCR og positive FRR.
 - b) For synkronområdene Norden og CE skal det finnes tilstrekkelig negativ reservekapasitet av RR for å gjenopprette den nødvendige mengden negative FRR. For synkronområdene GB og IE/NI skal det finnes tilstrekkelig negativ reservekapasitet av RR for å gjenopprette den nødvendige mengden negative FCR og negative FRR.
 - c) Det skal finnes tilstrekkelig reservekapasitet av RR, dersom det tas hensyn til dette ved dimensjoneringen av reservekapasiteten av FRR for å oppfylle kvalitetsmålet for FRCE for det berørte tidsrommet.
 - d) Driftssikkerheten i en LFC-blokk skal være oppfylt for å fastsette reservekapasiteten av RR.
4. Alle TSO-er i en LFC-blokk kan redusere den positive reservekapasiteten av RR i LFC-blokken som følger av dimensjoneringsprosessen for RR, ved å utarbeide en avtale om deling av RR for denne positive reservekapasiteten av RR med andre LFC-blokker, i samsvar med bestemmelsene i del IV avdeling 8. Den TSO-en som mottar reguleringskapasitet, skal begrense reduksjonen av positiv reservekapasitet av RR for å
 - a) garantere at den fortsatt kan oppnå sine målparametere for FRCE fastsatt i artikkel 128,

- b) sørge for at driftssikkerheten ikke settes i fare, og
 - c) sikre at reduksjonen av positiv reservekapasitet av RR ikke overstiger den gjenværende positive reservekapasiteten av RR i LFC-blokken.
5. Alle TSO-er i en LFC-blokk kan redusere den negative reservekapasiteten av RR i LFC-blokken som følger av dimensjoneringsprosessen for RR, ved å utarbeide en avtale om deling av RR for denne negative reservekapasiteten av RR med andre LFC-blokker, i samsvar med bestemmelsene i del IV avdeling 8. Den TSO-en som mottar reguleringskapasitet, skal begrense reduksjonen av negativ reservekapasitet av RR for å
- a) garantere at den fortsatt kan oppnå sine målparametere for FRCE fastsatt i artikkel 128,
 - b) sørge for at driftssikkerheten ikke settes i fare, og
 - c) sikre at reduksjonen av negativ reservekapasitet av RR ikke overstiger den gjenværende negative reservekapasiteten av RR i LFC-blokken.
6. Dersom en LFC-blokk drives av mer enn én TSO og dersom prosessen er nødvendig for LFC-blokken, skal alle TSO-er i denne LFC-blokken angi i driftsavtalen for LFC-blokken, ansvarsfordelingen mellom TSO-ene i forskjellige LFC-områder for gjennomføring av dimensjoneringsreglene fastsatt i nr. 3.
7. En TSO skal til enhver tid ha tilstrekkelig reservekapasitet av RR i samsvar med dimensjoneringsreglene for RR. TSO-ene i en LFC-blokk skal i driftsavtalen for LFC-blokken angi en opptrappingsprosedyre for tilfeller når det er alvorlig risiko for utilstrekkelig reservekapasitet av RR i LFC-blokken.

Artikkel 161

Tekniske minstekrav for RR

1. Enheter og grupper som leverer RR, skal oppfylle følgende tekniske minstekrav:
 - a) Tilknytning til bare én TSO som tilknytter reserver.
 - b) Aktivering av RR i henhold til settpunktet mottatt fra den TSO-en som rekvirerer reserver.
 - c) Den TSO-en som rekvirerer reserver, skal være den TSO-en som tilknytter reserver eller en TSO som skal være utpekt av den TSO-en som tilknytter reserver, i avtalen om utveksling av RR i samsvar med artikkel 165 nr. 3 eller artikkel 171 nr. 4.
2. Alle TSO-er i en LFC-blokk skal i driftsavtalen for LFC-blokken angi tilgjengelighetskrav for RR og krav til kvalitetskontroll for enheter og grupper som leverer RR.
3. Den TSO-en som tilknytter reserver, skal vedta de tekniske kravene i beskrivelsen av prekvalifiseringsprosessen for tilknytning av enheter og grupper som leverer RR, for å ivareta sikker og pålitelig levering av RR.
4. Hver leverandør av RR skal
 - a) sikre at de enhetene og gruppene som leverer RR, oppfyller de tekniske minstekravene for RR og tilgjengelighetskravene for RR nevnt i nr. 1–3, og
 - b) så snart som mulig informere sin TSO som rekvirerer reserver, om en reduksjon av den faktiske tilgjengeligheten eller en tvungen driftsstans for dens enhet eller gruppe som leverer RR, eller av en del av dens gruppe som leverer RR.

5. Hver TSO som rekvirerer reserver, skal med hensyn til dennes enheter eller grupper som leverer RR, sikre at de tekniske minstekravene til RR, tilgjengelighetskravene for RR og tilknytningskravene nevnt i denne artikkel, oppfylles.

Artikkel 162

Prekvalifiseringsprosess for RR

1. Hver TSO i en LFC-blokk som har gjennomført en RRP, skal utarbeide en prekvalifiseringsprosess for RR innen tolv måneder etter ikrafttreddelsen av denne forordning, og skal klarlegge og offentliggjøre detaljene om denne.
2. En potensiell leverandør av RR skal i avtalen om utveksling av RR dokumentere for den TSO-en som tilknytter reserver eller TSO-en utpekt av den TSO-en som tilknytter reserver, at den oppfyller de tekniske minstekravene for RR, tilgjengelighetskravene for RR og tilknytningskravene nevnt i artikkel 161, ved med vellykket resultat å gjennomføre prekvalifiseringsprosessen for potensielle enheter eller grupper som leverer RR, som beskrevet i nr. 3–6.
3. En potensiell leverandør av RR skal innlevere en formell søknad til den relevante TSO-en som tilknytter reserver eller den utpekte TSO-en, sammen med de opplysningene som kreves for potensielle enheter eller grupper som leverer RR. Innen åtte uker etter å ha mottatt søknaden skal den TSO-en som tilknytter reserver eller den utpekte TSO-en bekrefte om søknaden er fullstendig. Dersom den TSO-en som tilknytter reserver eller den utpekte TSO-en anser at søknaden er ufullstendig, skal den potensielle leverandøren av RR legge fram ytterligere informasjon som kreves, innen fire uker etter mottak av anmodningen om ytterligere informasjon. Dersom den potensielle leverandøren av RR ikke leverer den informasjonen det spørres om innen nevnte frist, skal søknaden anses å være trukket tilbake.
4. Innen tre måneder etter bekreftelsen av at søknaden er fullstendig, skal den TSO-en som tilknytter reserver eller den utpekte TSO-en evaluere opplysningene som er gitt, og beslutte om de potensielle enhetene eller gruppene som leverer RR, oppfyller kriteriene for prekvalifisering av RR. Den TSO-en som tilknytter reserver eller den utpekte TSO-en skal meddele sin beslutning til den potensielle leverandøren av RR.

5. Kvalifiseringen av enheter eller grupper som leverer RR, skal vurderes på nytt
 - a) minst én gang hvert femte år, og
 - b) dersom de tekniske kravene, tilgjengelighetskravene eller utstyret er blitt endret.
6. For å ivareta driftssikkerheten skal den TSO-en som tilknytter reserver, ha rett til å avvise levering av RR fra grupper som leverer RR, på grunnlag av tekniske faktorer som f.eks. geografisk fordeling av kraftproduksjonsheter eller forbruksenheter som tilhører en gruppe som leverer RR.

Avdeling 8

Utteksling og deling av reserver

Kapittel 1

Utteksling og deling av reserver innenfor et synkronområde

Artikkel 163

Utteksling av FCR innenfor et synkronområde

1. Alle TSO-er som deltar i utvekslingen av FCR innenfor et synkronområde, skal oppfylle kravene fastsatt i nr. 2–9. Uttvekslingen av FCR innebærer en overføring av en FCR-forpliktelse fra den TSO-en som mottar reserver, til den TSO-en som tilknytter reserver, for den tilsvarende reservekapasiteten av FCR.
2. Alle TSO-er som deltar i utvekslingen av FCR innenfor et synkronområde, skal overholde grensene for og kravene til utveksling av FCR innenfor synkronområdet, som angitt i tabellen i vedlegg VI.
3. Ved utveksling av FCR skal den TSO-en som tilknytter reserver og den TSO-en som mottar reserver, informere om dette i samsvar med artikkel 150.
4. En TSO som tilknytter reserver, en TSO som mottar reserver eller en berørt TSO som deltar i utvekslingen av FCR, kan avslå å utveksle FCR dersom det vil føre til kraftflyt som overskrider grensene for driftssikkerhet ved aktivering av reservekapasiteten av FCR, som er gjenstand for utveksling av FCR.
5. Hver berørt TSO skal bekrefte at dens pålitelighetsmargin, som er fastsatt i samsvar med artikkel 22 i forordning (EU) 2015/1222, er tilstrekkelig til å håndtere den kraftflyten som følger av aktivering av reservekapasiteten av FCR, som er gjenstand for utveksling av FCR.
6. Alle TSO-er i et LFC-område skal justere parametrene for beregningen av FRCE slik at de tar hensyn til utvekslingen av FCR.

7. Den TSO-en som tilknytter reserver, skal ha ansvar for kravene nevnt i artikkel 154 og 156 når det gjelder den reservekapasiteten av FCR som er gjenstand for utveksling av FCR.
8. Den enheten eller gruppen som leverer FCR, skal være ansvarlig overfor den TSO-en som tilknytter reserver, for aktivering av FCR.
9. De berørte TSO-ene skal sikre at utveksling av FCR ikke hindrer en TSO i å oppfylle kravene til reserver i artikkel 156.

Artikkel 164

Deling av FCR innenfor et synkronområde

En TSO skal ikke dele FCR med andre TSO-er i sitt synkronområde for å oppfylle sin FCR-forpliktelse og for å redusere den samlede mengden FCR i synkronområdet i samsvar med artikkel 153.

Artikkel 165

Generelle krav til utveksling av FRR og RR innenfor et synkronområde

1. Alle TSO-er i et synkronområde skal i driftsavtalen for synkronområdet angi rollene og ansvarsområdene for den TSO-en som tilknytter reserver, den TSO-en som mottar reserver og den berørte TSO-en med hensyn til utveksling av FRR og/eller RR.
2. Dersom det finner sted en utveksling av FRR/RR, skal den TSO-en som tilknytter reserver og den TSO-en som mottar reserver, informere om denne utvekslingen i samsvar med meldingskravene i artikkel 150.
3. De TSO-ene som tilknytter reserver og de TSO-ene som mottar reserver, som deltar i utvekslingen av FRR/RR, skal i en avtale om utveksling av FRR eller RR angi sine roller og ansvarsområder, herunder
 - a) ansvaret til den TSO-en som rekvirerer reserver, når det gjelder den reservekapasiteten av FRR og RR som er gjenstand for utveksling av FRR/RR,
 - b) den mengden reservekapasitet av FRR og RR som er gjenstand for utveksling av FRR/RR,
 - c) gjennomføringen av prosessen for aktivering av FRR/RR over landegrensene i samsvar med artikkel 147 og 148,
 - d) de tekniske minstekravene til FRR/RR som gjelder prosessen for aktivering av FRR/RR over landegrensene, når den TSO-en som tilknytter reserver, ikke er den TSO-en som rekvirerer reserver,

- e) gjennomføringen av prekvalifiseringsprosessen for FRR/RR med hensyn til den reservekapasiteten av FRR og RR som er gjenstand for utveksling i samsvar med artikkel 159 og 162,
- f) ansvaret for å overvåke at de tekniske kravene til FRR/RR og tilgjengelighetskravene for FRR/RR oppfylles for den reservekapasiteten av FRR og RR som er gjenstand for utveksling, i samsvar med artikkel 158 nr. 5 og artikkel 161 nr. 5, og
- g) prosedyrer for å sikre at utvekslingen av FRR/RR ikke fører til kraftflyt som overskrider grensene for driftssikkerhet.

4. En TSO som tilknytter reserver, en TSO som mottar reserver eller en berørt TSO som deltar i utvekslingen av FRR eller RR, kan avslå utvekslingen nevnt i nr. 2 dersom det vil føre til kraftflyt som overskrider grensene for driftssikkerhet ved aktivering av reservekapasitet av FRR og RR, som er gjenstand for utveksling av FRR eller RR.
5. De berørte TSO-ene skal sikre at utveksling av FRR/RR ikke hindrer en TSO i å oppfylle kravene til reserver fastsatt i dimensjoneringsreglene for FRR/RR i artikkel 157 og 160.
6. Alle TSO-er i en LFC-blokk skal i driftsavtalen for LFC-blokken angi rollene og ansvarsområdene for den TSO-en som tilknytter reserver, den TSO-en som mottar reserver og den berørte TSO-en med hensyn til utveksling av FRR og/eller RR med TSO-er i andre LFC-blokker.

Artikkel 166

Generelle krav for deling av FRR og RR innenfor et synkronområde

1. Alle TSO-er i et synkronområde skal i driftsavtalen for synkronområdet angi rollene og ansvarsområdene for den TSO-en som leverer reguleringskapasitet, den TSO-en som mottar reguleringskapasitet og den berørte TSO-en med hensyn til deling av FRR og/eller RR.
2. Ved deling av FRR/RR skal den TSO-en som leverer reguleringskapasitet og den TSO-en som mottar reguleringskapasitet, informere om denne delingen i samsvar med kravene til informasjon i artikkel 150.
3. En TSO som mottar reguleringskapasitet og en TSO som leverer reguleringskapasitet, som deltar i delingen av FRR/RR, skal i en avtale om deling av FRR eller RR angi sine roller og ansvarsområder, herunder

- a) den mengden reservekapasitet av FRR og RR som er gjenstand for deling av FRR/RR,
 - b) gjennomføringen av prosessen for aktivering av FRR/RR over landegrensene i samsvar med artikkel 147 og 148,
 - c) prosedyrer for å sikre at aktiveringen av den reservekapasiteten av FRR/RR som er gjenstand for deling av FRR/RR, ikke fører til kraftflyt som overskrider grensene for driftssikkerhet.
4. En TSO som leverer reguleringskapasitet, en TSO som mottar reguleringskapasitet eller en berørt TSO som deltar i delingen av FRR/RR, kan avslå delingen av FRR/RR dersom det vil føre til kraftflyt som overskrider grensene for driftssikkerhet ved aktivering av reservekapasitet av FRR og RR, som er gjenstand for deling av FRR/RR.
 5. Ved deling av FRR/RR skal den TSO-en som leverer reguleringskapasitet, gjøre tilgjengelig for den TSO-en som mottar reguleringskapasitet, en del av sin egen reservekapasitet av FRR og RR som er nødvendig for å oppfylle de kravene til reserver for FRR og/eller RR som følger av dimensjoneringsreglene for FRR/RR i artikkel 157 og 160. Den TSO-en som leverer reguleringskapasitet, kan være enten
 - a) den TSO-en som rekvirerer reserver, når det gjelder den reservekapasiteten av FRR og RR som er gjenstand for deling av FRR/RR, eller
 - b) den TSO-en som har tilgang til sin reservekapasitet av FRR og RR, som er gjenstand for deling av FRR/RR, gjennom en gjennomført prosess for aktivering av FRR/RR over landegrensene som en del av en avtale om utveksling av FRR/RR.
 6. Hver TSO som mottar reguleringskapasitet, skal ha ansvar for å håndtere hendelser og ubalanser dersom den reservekapasiteten av FRR og RR som er gjenstand for deling av FRR/RR, ikke er tilgjengelig på grunn av
 - a) driftssikkerhetsmessige begrensninger for frekvensgjenoppretting eller justering av reguleringsprogrammet, og
 - b) delvis eller full bruk av reservekapasiteten av FRR og RR av den TSO-en som leverer reguleringskapasitet.
 7. Alle TSO-er i en LFC-blokk skal i driftsavtalen for LFC-blokken angi rollene og ansvarsområdene for den TSO-en som leverer reguleringskapasitet, den TSO-en som mottar reguleringskapasitet og den berørte TSO-en med hensyn til delingen av FRR og RR med TSO-er i andre LFC-blokker.

*Artikkel 167***Utteksling av FRR innenfor et synkronområde**

Alle TSO-er i et synkronområde som består av mer enn én LFC-blokk, som deltar i utvekslingen av FRR innenfor synkronområdet, skal overholde kravene til og grensene for utveksling av FRR som angitt i tabellen i vedlegg VII.

*Artikkel 168***Deling av FRR innenfor et synkronområde**

Hver TSO i en LFC-blokk skal ha rett til å dele FRR med andre LFC-blokker i sitt synkronområde innenfor de grensene som er fastsatt i dimensjoneringsreglene for FRR i artikkel 157 nr. 1, og i samsvar med artikkel 166.

*Artikkel 169***Utteksling av RR innenfor et synkronområde**

Alle TSO-er i et synkronområde som består av mer enn én LFC-blokk, som deltar i utvekslingen av RR innenfor synkronområdet, skal overholde kravene til og grensene for utveksling av RR som angitt i tabellen i vedlegg VII.

*Artikkel 170***Deling av RR innenfor et synkronområde**

Hver TSO i en LFC-blokk skal ha rett til å dele RR med andre LFC-blokker i sitt synkronområde innenfor de grensene som er fastsatt i dimensjoneringsreglene for RR i artikkel 160 nr. 4 og 5, og i samsvar med artikkel 166.

*Kapittel 2***Utteksling og deling av reserver mellom synkronområder***Artikkel 171***Generelle krav**

1. Hver operatør og/eller eier av en HVDC-overføringsforbindelse som knytter sammen synkronområder, skal levere til de tilknyttede TSO-ene den kapasiteten som er nødvendig for å utføre utveksling og deling av FCR, FRR og RR dersom denne teknologien er installert.
2. Alle TSO-er i synkronområdet skal i driftsavtalen for synkronområdet angi rollene og ansvarsområdene for den TSO-en som tilknytter reserver, den TSO-en som mottar reserver og den berørte TSO-en når det gjelder utveksling av reserver, samt for den TSO-en som

- leverer reguleringskapasitet, den TSO-en som mottar reguleringskapasitet og den berørte TSO-en når det gjelder deling av reserver mellom synkronområder.
3. Den TSO-en som tilknytter reserver og den TSO-en som mottar reserver, eller den TSO-en som leverer reguleringskapasitet og den TSO-en som mottar reguleringskapasitet, skal informere om utvekslingen og delingen av FCR, FRR eller RR i samsvar med artikkel 150.
 4. Den TSO-en som tilknytter reserver og den TSO-en som mottar reserver, og som deltar i utvekslingen av reserver, skal i en avtale om utveksling angi sine roller og ansvarsområder, herunder
 - a) ansvaret til den TSO-en som rekvirerer reserver, når det gjelder reservekapasiteten i utvekslingen av reserver,
 - b) den mengden reservekapasitet som er gjenstand for utveksling av reserver,
 - c) gjennomføringen av prosessen for aktivisering av FRR/RR over landegrensene i samsvar med artikkel 147 og 148,
 - d) gjennomføringen av prekvalifiseringsprosessen for den reservekapasiteten som er gjenstand for utveksling av reserver i samsvar med artikkel 155, 159 og 162,
 - e) ansvaret for å overvåke at de tekniske kravene og tilgjengelighetskravene oppfylles for den reservekapasiteten som er gjenstand for utveksling av reserver i samsvar med artikkel 158 nr. 5 og artikkel 161 nr. 5, og
 - f) prosedyrer for å sikre at utvekslingen av reserver ikke fører til kraftflyt som overskrider grensene for driftssikkerhet.
 5. Den TSO-en som leverer reguleringskapasitet og den TSO-en som mottar reguleringskapasitet, som deltar i delingen av reserver, skal i en avtale om deling angi sine roller og ansvarsområder, herunder
 - a) den mengden reservekapasitet som er gjenstand for deling av reserver,
 - b) gjennomføringen av prosessen for aktivisering av FRR/RR over landegrensene i samsvar med artikkel 147 og 148, og
 - c) prosedyrer for å sikre at delingen av reserver ikke fører til kraftflyt som overskrider grensene for driftssikkerhet.
 6. Den TSO-en som tilknytter reserver og den TSO-en som mottar reserver, og som deltar i utvekslingen av reserver, eller den TSO-en som leverer reguleringskapasitet og den TSO-en som mottar reguleringskapasitet, og som deltar i delingen av reserver, skal utarbeide og vedta en drifts- og samordningsavtale for HVDC med eierne eller operatørene av HVDC-overføringsforbindelsen eller med rettssubjekter som omfatter eiere og/eller operatører av HVDC-overføringsforbindelsen, herunder:
 - a) interaksjonene på tvers av alle tidsrammer, herunder planlegging og aktivisering,
 - b) MW/Hz-følsomhetsfaktoren, lineær/dynamisk eller statisk/trinnvis svarfunksjon for hver HVDC-overføringsforbindelse som knytter sammen synkronområder, og
 - c) disse funksjonenes andel/interaksjon på tvers av flere HVDC-veier mellom synkronområdene.
 7. En TSO som tilknytter reserver, en TSO som mottar reserver, en TSO som leverer reguleringskapasitet, en TSO som mottar reguleringskapasitet eller en berørt TSO som deltar i utvekslingen eller delingen av reserver, kan avslå å utveksle eller dele reserver dersom det vil føre til kraftflyt som overskrider grensene for driftssikkerhet ved aktivisering av reservekapasitet som er gjenstand for utveksling eller deling av reserver.
 8. De berørte TSO-ene skal sikre at utveksling av reserver mellom synkronområder ikke hindrer en TSO i å oppfylle kravene til reserver i artikkel 153, 157 og 160.
 9. Den TSO-en som tilknytter reserver og den TSO-en som mottar reserver, og den TSO-en som leverer reguleringskapasitet og den TSO-en som mottar reguleringskapasitet, skal i en avtale om utveksling eller deling angi prosedyrer for tilfeller der utveksling eller deling av reserver mellom synkronområder ikke kan utføres i sanntid.

Artikkel 172

Frekvenskopling mellom synkronområder

1. Alle TSO-er i synkronområdet som er knyttet sammen via en HVDC-overføringsforbindelse, skal ha rett til å gjennomføre en frekvenskoplingsprosess for å levere sammenkoplet frekvensrespons. Frekvenskoplingsprosessen kan brukes av TSO-ene for å gjøre det mulig å utveksle og/eller dele FCR mellom synkronområder.
2. Alle TSO-er i hvert synkronområde skal angi den tekniske utformingen av frekvenskoplingsprosessen i driftsavtalen for synkronområdet. Frekvenskoplingsprosessen skal ta hensyn til

- a) den driftsmessige påvirkningen mellom synkronområdene,
 - b) stabiliteten for FCP-en i synkronområdet,
 - c) evnen til TSO-ene i synkronområdet til å oppnå målparametrene for frekvenskvalitet som fastsatt i samsvar med artikkel 127, og
 - d) driftssikkerheten.
3. Hver operatør av HVDC-overføringsforbindelser skal regulere flyten av den aktive effekten via HVDC-overføringsforbindelsen i samsvar med den gjennomførte frekvenskoplingsprosessen.

Artikkel 173

Utteksling av FCR mellom synkronområder

1. Alle TSO-er i et synkronområde som deltar i en frekvenskoplingsprosess, skal ha rett til å bruke prosessen for utveksling av FCR for å utveksle FCR mellom synkronområder.
2. Alle TSO-er i synkronområder som deltar i utvekslingen av FCR mellom synkronområder, skal organisere denne utvekslingen slik at TSO-ene i ett synkronområde mottar fra et annet synkronområde, en del av den samlede reservekapasiteten av FCR som kreves for deres synkronområde i samsvar med artikkel 153.
3. Den delen av den samlede reservekapasiteten av FCR som kreves for det synkronområdet der den utveksles, skal leveres i det andre synkronområdet i tillegg til den samlede reservekapasiteten av FCR som kreves for dette andre synkronområdet i samsvar med artikkel 153.
4. Alle TSO-er i synkronområdet skal i driftsavtalen for synkronområdet angi grensene for utveksling av FCR.
5. Alle TSO-er i de berørte synkronområdene skal utarbeide en avtale om utveksling av FCR, der de angir vilkårene for utvekslingen av FCR.

Artikkel 174

Deling av FCR mellom synkronområder

1. Alle TSO-er i et synkronområde som deltar i en frekvenskoplingsprosess, skal ha rett til å bruke denne prosessen til å dele FCR mellom synkronområder.
2. Alle TSO-er i synkronområdet skal i driftsavtalen for synkronområdet angi grensene for deling av FCR i samsvar med følgende kriterier:
 - a) For synkronområdene CE og Norden skal alle TSO-er sikre at summen av FCR som

leveres i synkronområdet og fra andre synkronområder som en del av utvekslingen av FCR, minst dekker referanshendelsen.

- b) For synkronområdene GB og IE/NI skal alle TSO-er angi en metode for å bestemme minste levering av reservekapasitet av FCR i synkronområdet.
3. Alle TSO-er i de berørte synkronområdene skal i sine respektive driftsavtaler for synkronområdet angi vilkårene for deling av FCR mellom de berørte synkronområdene.

Artikkel 175

Generelle krav for deling av FRR og RR mellom synkronområder

1. Ved deling av FRR eller RR skal den TSO-en som leverer reguleringskapasitet, gjøre tilgjengelig for den TSO-en som mottar reguleringskapasitet, en del av sin egen reservekapasitet av FRR og RR som er nødvendig for å oppfylle de kravene til reserver for FRR og/eller RR som følger av dimensjoneringsreglene for FRR/RR, nevnt i artikkel 157 og 160. Den TSO-en som leverer reguleringskapasitet, kan være enten
 - a) den TSO-en som rekvirerer reserver, når det gjelder den reservekapasiteten av FRR og RR som er gjenstand for deling av FRR eller RR, eller
 - b) den TSO-en som har tilgang til sin reservekapasitet av FRR og RR, som er gjenstand for deling av FRR/RR gjennom en gjennomført prosess for aktivering av FRR/RR over landegrensene som en del av en avtale om utveksling av FRR/RR.
2. Alle TSO-er i en LFC-blokk skal i driftsavtalen for LFC-blokken angi rollene og ansvarsområdene for den TSO-en som leverer reguleringskapasitet, den TSO-en som mottar reguleringskapasitet og den berørte TSO-en med hensyn til delingen av FRR og RR med TSO-er i andre LFC-blokker i andre synkronområder.

Artikkel 176

Utteksling av FRR mellom synkronområder

1. Alle TSO-er i hvert synkronområde skal i driftsavtalen for synkronområdet angi en metode for å fastsette grensene for utveksling av FRR med andre synkronområder. Denne metoden skal ta hensyn til
 - a) den driftsmessige påvirkningen mellom synkronområdene,
 - b) stabiliteten for FRP-en i synkronområdet,

- c) evnen til TSO-ene i synkronområdet til å oppnå målparametrene for frekvenskvalitet som fastsatt i samsvar med artikkel 127, og målparametrene for FRCE som fastsatt i artikkel 128, og
 - d) driftssikkerheten.
2. Alle TSO-er i LFC-blokkene som deltar i utvekslingen av FRR mellom synkronområder, skal organisere denne utvekslingen slik at TSO-ene i en LFC-blokk i det første synkronområdet kan motta en del av den samlede reservekapasiteten av FRR som kreves for deres LFC-blokk, som fastsatt i samsvar med artikkel 157 nr. 1, fra en LFC-blokk i det andre synkronområdet.
 3. Den delen av den samlede reservekapasiteten av FRR som kreves for LFC-blokken i det synkronområdet der den utveksles, skal leveres fra LFC-blokken i det andre synkronområdet i tillegg til den samlede reservekapasiteten av FRR som kreves for denne andre LFC-blokken i samsvar med artikkel 157 nr. 1.
 4. Hver operatør av en HVDC-overføringsforbindelse skal regulere flyten av den aktive effekten via HVDC-overføringsforbindelsen i samsvar med instruksene fra enten den TSO-en som tilknytter reserver eller den TSO-en som mottar reserver, i samsvar med de tekniske minstekravene for FRR som er nevnt i artikkel 158.
 5. Alle TSO-er i de LFC-blokkene som den TSO-en som tilknytter reserver eller den TSO-en som mottar reserver, tilhører, skal angi vilkårene for utveksling av FRR i en avtale om utveksling av FRR.

Artikkel 177

Deling av FRR mellom synkronområder

1. Alle TSO-er i hvert synkronområde skal i driftsavtalen for synkronområdet angi en metode for å fastsette grensene for deling av FRR med andre synkronområder. Denne metoden skal ta hensyn til
 - a) den driftsmessige påvirkningen mellom synkronområdene,
 - b) stabiliteten for FRP-en i synkronområdet,
 - c) den største reduksjonen av FRR som kan tas i betraktning ved dimensjoneringen av FRR i samsvar med artikkel 157, som følge av delingen av FRR,
 - d) synkronområdets evne til å oppnå målparametrene for frekvenskvalitet som fastsatt i samsvar med artikkel 127, og målpara-

- metrene for FRCE som fastsatt i artikkel 128, og
 - e) driftssikkerheten.
2. Alle TSO-er i LFC-blokkene som deltar i delingen av FRR mellom synkronområder, skal organisere denne delingen slik at TSO-ene i en LFC-blokk i det første synkronområdet kan motta en del av den samlede reservekapasiteten av FRR som kreves for deres LFC-blokk, som fastsatt i samsvar med artikkel 157 nr. 1, fra en LFC-blokk i det andre synkronområdet.
 3. Hver operatør av en HVDC-overføringsforbindelse skal regulere flyten av den aktive effekten via HVDC-overføringsforbindelsen i samsvar med instruksene fra enten den TSO-en som leverer reguleringskapasitet eller den TSO-en som mottar reguleringskapasitet, i samsvar med de tekniske minstekravene for FRR som er fastsatt i artikkel 158 nr. 1.
 4. Alle TSO-er i de LFC-blokkene som den TSO-en som leverer reguleringskapasitet eller den TSO-en som mottar reguleringskapasitet, tilhører, skal angi vilkårene for deling av FRR i en avtale om deling av FRR.

Artikkel 178

Utteksling av RR mellom synkronområder

1. Alle TSO-er i hvert synkronområde skal i driftsavtalen for synkronområdet angi en metode for å fastsette grensene for utveksling av RR med andre synkronområder. Denne metoden skal ta hensyn til
 - a) den driftsmessige påvirkningen mellom synkronområdene,
 - b) stabiliteten for RRP-en i synkronområdet,
 - c) synkronområdets evne til å oppnå målparametrene for frekvenskvalitet som fastsatt i samsvar med artikkel 127, og målparametrene for FRCE som fastsatt i artikkel 128, og
 - d) driftssikkerheten.
2. Alle TSO-er i LFC-blokkene som deltar i utvekslingen av RR mellom synkronområder, skal organisere denne utvekslingen slik at TSO-ene i en LFC-blokk i det første synkronområdet kan motta en del av den samlede reservekapasiteten av RR som kreves for deres LFC-blokk, som fastsatt i samsvar med artikkel 160 nr. 2, fra en LFC-blokk i det andre synkronområdet.
3. Den delen av den samlede reservekapasiteten av RR som kreves for LFC-blokken i det synkronområdet der den utveksles, skal leveres fra LFC-blokken i det andre synkronområdet, i

tillegg til den samlede reservekapasiteten av RR som kreves for denne andre LFC-blokk i samsvar med artikkel 160 nr. 2.

4. Hver operatør av en HVDC-overføringsforbindelse skal regulere flyten av den aktive effekten via HVDC-overføringsforbindelsen i samsvar med instruksene fra enten den TSO-en som tilknytter reserver eller den TSO-en som mottar reserver, i samsvar med de tekniske minstekravene for RR som er nevnt i artikkel 161.
5. Alle TSO-er i de LFC-blokkene som den TSO-en som tilknytter reserver eller den TSO-en som mottar reserver, tilhører, skal angi vilkårene for utveksling av RR i en avtale om utveksling av RR.

Artikkel 179

Deling av RR mellom synkronområder

1. Alle TSO-er i hvert synkronområde skal i driftsavtalen for synkronområdet angi en metode for å fastsette grensene for deling av RR med andre synkronområder. Denne metoden skal ta hensyn til
 - a) den driftsmessige påvirkningen mellom synkronområdene,
 - b) stabiliteten for RRP-en i synkronområdet,
 - c) den største reduksjonen av RR som kan tas i betraktning ved dimensjoneringen av RR i samsvar med artikkel 160, som følge av delingen av RR,
 - d) evnen til TSO-ene i synkronområdet til å oppnå målparametrene for frekvenskvalitet som fastsatt i samsvar med artikkel 127, og evnen til LFC-blokkene til å oppnå målparametrene for FRCE som fastsatt i artikkel 128, og
 - e) driftssikkerheten.
2. Alle TSO-er i LFC-blokkene som deltar i delingen av RR mellom synkronområder, skal organisere denne delingen slik at TSO-ene i en LFC-blokk i det første synkronområdet kan motta en del av den samlede reservekapasiteten av RR som kreves for deres LFC-blokk, som fastsatt i samsvar med artikkel 160 nr. 2 fra en LFC-blokk i det andre synkronområdet.
3. Hver operatør av en HVDC-overføringsforbindelse skal regulere flyten av den aktive effekten via HVDC-overføringsforbindelsen i samsvar med instruksene fra enten den TSO-en

som leverer reguleringskapasitet eller den TSO-en som mottar reguleringskapasitet, i samsvar med de tekniske minstekravene for RR som er fastsatt i artikkel 161.

4. Alle TSO-er i hver LFC-blokk som den TSO-en som leverer reguleringskapasitet eller den TSO-en som mottar reguleringskapasitet, tilhører, skal angi vilkårene for deling av FRR i en avtale om deling av FRR.

Kapittel 3

Prosess for aktivering av FRR/RR over landegrensene

Artikkel 180

Prosess for aktivering av FRR/RR over landegrensene

Alle TSO-er som deltar i aktiveringen av FRR og RR over landegrensene i samme eller ulike synkronområder, skal oppfylle kravene fastsatt i artikkel 147 og 148.

Avdeling 9

Prosess for tidskontroll

Artikkel 181

Prosess for tidskontroll

1. Kontrollmålet for prosessen for elektrisk tidskontroll skal være å regulere gjennomsnittsverdien for systemfrekvensen til den nominelle frekvensen.
2. Alle TSO-er i et synkronområde skal, når det er relevant, i driftsavtalen for synkronområdet fastsette metoden for å korrigere det elektriske tidsavviket, som skal omfatte
 - a) de tidsintervallene innenfor hvilke TSO-er skal bestrebe seg på å opprettholde det elektriske tidsavviket,
 - b) justeringer av frekvenssettpunktet for å nullstille det elektriske tidsavviket, og
 - c) tiltakene for å øke eller redusere den gjennomsnittlige systemfrekvensen ved hjelp av reserver av aktiv effekt.
3. Overvåkeren av synkronområdet skal
 - a) overvåke elektriske tidsavvik,
 - b) beregne justeringer av frekvenssettpunktet, og
 - c) samordne tiltakene i prosessen for tidskontroll.

*Avdeling 10***Samarbeid med DSO-er***Artikkel 182***Grupper eller enheter som leverer reserver og er tilknyttet DSO-nettet**

1. TSO-ene og DSO-ene skal samarbeide for å forenkle og muliggjøre levering av reserver av aktiv effekt gjennom grupper eller enheter som leverer reserver, og som finnes i distribusjonsnettene.
2. Når det gjelder prekvalifiseringsprosessene for FCR i artikkel 155, FRR i artikkel 159 og RR i artikkel 162, skal hver TSO i en avtale med sine DSO-er som tilknytter reserver og formidlende DSO-er, utarbeide og angi vilkårene for utveksling av opplysninger som kreves i disse prekvalifiseringsprosessene for enheter eller grupper som leverer reserver og som finnes i distribusjonsnettene, og for levering av reserver av aktiv effekt. Prekvalifiseringsprosessene for FCR i artikkel 155, FRR i artikkel 159 og RR i artikkel 162 skal angi hvilke opplysninger som skal legges fram av potensielle enheter eller grupper som leverer reserver, og skal omfatte
 - a) spenningsnivåer og tilknytningspunkter for de enhetene eller gruppene som leverer reserver,
 - b) type reserver av aktiv effekt,
 - c) den maksimale reservekapasiteten som leveres av enheter eller grupper som leverer reserver på hvert tilknytningspunkt, og
 - d) den maksimale endringshastigheten for aktiv effekt for de enhetene eller gruppene som leverer reserver.
3. Prekvalifiseringsprosessen skal bygge på avtalt tidsplan og regler for utveksling av opplysninger og levering av reserver av aktiv effekt mellom TSO-en, den DSO-en som tilknytter reserver og de formidlende DSO-ene. Prekvalifiseringsprosessen skal være i høyst tre måneder fra innleveringen av en fullstendig, formell søknad fra den enheten eller gruppen som leverer reserver.
4. Under prekvalifiseringen av en enhet eller gruppe som leverer reserver, og som er tilknyttet dens distribusjonsnett, skal hver DSO som tilknytter reserver og hver formidlende DSO, i samarbeid med TSO-en, ha rett til å fastsette grenser eller utelukke levering av reserver av aktiv effekt som finnes i dens distribusjonsnett, på grunnlag av tekniske fakto-

rer som f.eks. geografisk plassering av de enhetene og gruppene som leverer reserver.

5. Hver DSO som tilknytter reserver og hver formidlende DSO skal ha rett til, i samarbeid med TSO-en og før aktivering av reserver, å fastsette midlertidige grenser for levering av reserver av aktiv effekt som finnes i distribusjonsnettet. De respektive TSO-ene skal komme til enighet med sine DSO-er som tilknytter reserver og formidlende DSO-er om gjeldende prosedyrer.

*Avdeling 11***Gjennomsiktighet med hensyn til opplysninger***Artikkel 183***Generelle krav til gjennomsiktighet**

1. Alle TSO-er skal sikre at opplysningene nevnt i denne avdeling, offentliggjøres på et tidspunkt og i et format som ikke skaper en faktisk eller potensiell konkurransemessig fordel eller ulempe for en enkelt part eller kategori av parter, og idet det tas behørig hensyn til følsom forretningsinformasjon.
2. Hver TSO skal benytte tilgjengelig kunnskap og verktøy for å overvinne tekniske begrensninger og for å sikre tilgjengeligheten og nøyaktigheten av de opplysningene som gjøres tilgjengelige for ENTSO for elektrisk kraft i samsvar med artikkel 16 og artikkel 185 nr. 3.
3. Hver TSO skal sikre tilgjengeligheten og nøyaktigheten av de opplysningene som gjøres tilgjengelige for ENTSO for elektrisk kraft i samsvar med artikkel 184–190.
4. Alt det materialet som skal offentliggjøres og som er nevnt i artikkel 184–190, skal gjøres tilgjengelig for ENTSO for elektrisk kraft minst på engelsk. ENTSO for elektrisk kraft skal offentliggjøre dette materialet på den plattformen for offentliggjøring av informasjon som er opprettet i samsvar med artikkel 3 i forordning (EF) nr. 543/2013.

*Artikkel 184***Opplysninger om driftsavtaler**

1. Hver TSO skal informere sin reguleringsmyndighet om innholdet i sin driftsavtale for synkronområdet, eller dersom det er relevant, en annen vedkommende myndighet senest én måned før den trer i kraft.
2. Alle TSO-er i hvert synkronområde skal informere ENTSO for elektrisk kraft om innholdet i

sin driftsavtale for synkronområdet senest én uke etter avtalens ikrafttredelse.

3. Hver TSO i hver LFC-blokk skal informere sin reguleringsmyndighet om innholdet i sin driftsavtale for LFC-blokken, eller dersom det er relevant, en annen vedkommende myndighet.

Artikkel 185

Opplysninger om frekvenskvalitet

1. Dersom TSO-ene i et synkronområde foreslår å endre verdiene for de definerende parametrene for frekvenskvalitet eller målparameteren for frekvenskvalitet i samsvar med artikkel 127, skal de melde de endrede parametrene til ENTSO for elektrisk kraft med henblikk på offentliggjøring minst én måned før ikrafttredelsen av driftsavtalen for synkronområdet.
2. Dersom det er relevant, skal alle TSO-er i hvert synkronområde melde verdiene for målparametrene for FRCE for hver LFC-blokk og for hvert LFC-område til ENTSO for elektrisk kraft med henblikk på offentliggjøring minst én måned før de begynner å gjelde.
3. Alle TSO-er i hvert synkronområde skal informere ENTSO for elektrisk kraft om den metoden som brukes til å fastsette risikoen for uttømming av FCR, med henblikk på offentliggjøring minst tre måneder før driftsavtalen for synkronområdet trer i kraft.
4. Overvåkeren av hvert synkronområde skal informere ENTSO for elektrisk kraft om resultatene av prosessen for anvendelse av kriterier for deres synkronområde, med henblikk på offentliggjøring innen tre måneder etter den siste tidsstemplingen for måleperioden og minst fire ganger i året. Disse resultatene skal omfatte minst
 - a) verdiene for de kriteriene for evaluering av frekvenskvalitet som er beregnet for synkronområdet og for hver LFC-blokk innenfor synkronområdet, i samsvar med artikkel 133 nr. 3, og
 - b) måleoppløsningen, målenøyaktigheten og beregningsmetoden angitt i samsvar med artikkel 132.
5. Alle TSO-er i hvert synkronområde skal informere ENTSO for elektrisk kraft om den rampingperioden som er angitt i samsvar med artikkel 136, med henblikk på offentliggjøring minst tre måneder før den begynner å gjelde.

Artikkel 186

Opplysninger om struktur for lastfrekvensregulering

1. Alle TSO-er i hvert synkronområde skal gi følgende opplysninger til ENTSO for elektrisk kraft, med henblikk på offentliggjøring minst tre måneder før driftsavtalen for synkronområdet trer i kraft:
 - a) Opplysninger om strukturen for aktiveeringsprosess i synkronområdet, herunder minst opplysninger om fastsatte overvåkingsområder, LFC-områder og LFC-blokker og deres respektive TSO-er.
 - b) Opplysninger om strukturen for prosessansvar i synkronområdet, herunder minst opplysninger om de prosessene som er utarbeidet i samsvar med artikkel 140 nr. 1 og 2.
2. Alle TSO-er som gjennomfører en prosess for utligning av motsattrettede ubalanser, skal offentliggjøre opplysninger om denne prosessen, som skal inneholde minst listen over deltakende TSO-er og startdatoen for prosessen for utligning av motsattrettede ubalanser.

Artikkel 187

Opplysninger om FCR

1. Alle TSO-er i hvert synkronområde skal informere ENTSO for elektrisk kraft om metoden for dimensjonering av FCR i deres synkronområde i samsvar med artikkel 153 nr. 2, med henblikk på offentliggjøring minst tre måneder før den begynner å gjelde.
2. Dersom det er relevant, skal alle TSO-er i hvert synkronområde informere ENTSO for elektrisk kraft om den samlede mengden reservekapasitet av FCR og de delene av reservekapasitet av FCR som kreves for hver TSO, og som er angitt i samsvar med artikkel 153 nr. 1 som den opprinnelige FCR-forpliktelsen, med henblikk på offentliggjøring minst én måned før de begynner å gjelde.
3. Alle TSO-er i hvert synkronområde skal informere ENTSO for elektrisk kraft om de FCR-egenskapene som er fastsatt for deres synkronområder i samsvar med artikkel 154 nr. 2, og de tilleggskravene til grupper som leverer FCR i samsvar med artikkel 154 nr. 3, med henblikk på offentliggjøring minst tre måneder før de begynner å gjelde.

*Artikkel 188***Opplysninger om FRR**

1. Alle TSO-er i hver LFC-blokk skal informere ENTSO for elektrisk kraft om tilgjengelighetskravene for FRR og kravene til kontrollkvalitet som angitt i samsvar med artikkel 158 nr. 2, samt de tekniske kravene for tilkoping som er angitt i samsvar med artikkel 158 nr. 3, for deres LFC-blokk, med henblikk på offentliggjøring minst tre måneder før de begynner å gjelde.
2. Alle TSO-er i hver LFC-blokk skal informere ENTSO for elektrisk kraft om dimensjoneringsreglene for FRR angitt for deres LFC-blokk i samsvar med artikkel 157 nr. 1, med henblikk på offentliggjøring minst tre måneder før driftsavtalen for LFC-blokken trer i kraft.
3. Alle TSO-er i hvert synkronområde skal innen 30. november hvert år informere ENTSO for elektrisk kraft med henblikk på offentliggjøring, om en prognose for reservekapasiteten av FRR i hver LFC-blokk for neste år.
4. Alle TSO-er i hvert synkronområde skal innen 30 dager etter utgangen av kvartalet informere ENTSO for elektrisk kraft med henblikk på offentliggjøring, om den faktiske reservekapasiteten av FRR i hver LFC-blokk for det siste kvartalet.

*Artikkel 189***Opplysninger om RR**

1. Alle TSO-er i hver LFC-blokk som gjennomfører en prosess for erstatning av reserver, skal informere ENTSO for elektrisk kraft om de tilgjengelighetskravene for RR som er angitt i samsvar med artikkel 161 nr. 2, og de tekniske kravene for tilkoping som er angitt i samsvar med artikkel 161 nr. 3, for deres LFC-blokk, med henblikk på offentliggjøring minst tre måneder før de begynner å gjelde.
2. Alle TSO-er i hvert synkronområde skal innen 30. november hvert år informere ENTSO for elektrisk kraft med henblikk på offentliggjøring, om en prognose for reservekapasiteten av RR i hver LFC-blokk for neste år.
3. Alle TSO-er i hvert synkronområde skal innen 30 dager etter utgangen av kvartalet informere ENTSO for elektrisk kraft med henblikk på offentliggjøring, om den faktiske reservekapasiteten av RR i hver LFC-blokk for det siste kvartalet.

*Artikkel 190***Opplysninger om deling og utveksling**

1. Alle TSO-er i hvert synkronområde skal informere ENTSO for elektrisk kraft om de årlige sammenstillingene av avtalene om deling av FRR og RR for hver LFC-blokk i synkronområdet, med henblikk på offentliggjøring i samsvar med artikkel 188 nr. 3 og artikkel 189 nr. 2. Disse sammenstillingene skal omfatte følgende opplysninger:
 - a) Identiteten av LFC-blokkene dersom det foreligger en avtale om deling av FRR eller RR.
 - b) Den delen av FRR og RR som er redusert som følge av hver avtale om deling av FRR eller RR.
2. Alle TSO-er i hvert synkronområde skal gi ENTSO for elektrisk kraft opplysninger om deling av FCR mellom synkronområder, med henblikk på offentliggjøring i samsvar med artikkel 187 nr. 1. Opplysningene skal omfatte følgende:
 - a) Mengden av delt reservekapasitet av FCR mellom de TSO-ene som har inngått avtale om deling av FCR.
 - b) Virkningene av delingen av FCR på de berørte TSO-enes reservekapasitet av FCR.
3. Dersom det er relevant, skal alle TSO-er offentliggjøre opplysninger om utveksling av FCR, FRR og RR.

*Del V***Sluttbestemmelser***Artikkel 191***Endringer av kontrakter og alminnelige vilkår**

Alle relevante bestemmelser i kontrakter og alminnelige vilkår for TSO-er, DSO-er og betydelige nettbrukere med hensyn til systemdrift, skal oppfylle kravene i denne forordning. For dette formål skal disse kontraktene og alminnelige vilkår endres tilsvarende.

*Artikkel 192***Ikrafttredelse**

Denne forordning trer i kraft den 20. dagen etter at den er kunngjort i *Den europeiske unions tidende*.

Artikkel 41–53 får anvendelse 18 måneder etter denne forordnings ikrafttredelse. Dersom andre artikler omhandler levering eller bruk av data som beskrevet i artikkel 41–53 i tidsrommet

mellom ikrafttreddelsen av denne forordning og til artikkel 41–53 begynner å gjelde, skal de senest tilgjengelige tilsvarende data brukes, i et dataformat som er fastsatt av den enheten som har ansvar for leveringingen av data, med mindre annet er avtalt.

Artikkel 54 nr. 4 får anvendelse fra anvendelsesdatoen for artikkel 41 nr. 2 i forordning (EU) 2016/631 og fra anvendelsesdatoen for artikkel 35 nr. 2 i forordning (EU) 2016/1388.

Denne forordning er bindende i alle deler og kommer direkte til anvendelse i alle medlemsstater.

Utferdiget i Brussel 2. august 2017.

For Kommisjonen

Jean-Claude Juncker

President

Vedlegg I

Bestemmelser som ikke gjelder for TSO-er i Litauen, Latvia og Estland i samsvar med artikkel 2 nr. 4:

- 1) Artikkel 16 nr. 2 bokstav d), e) og f)
- 2) Artikkel 38 nr. 2

Vedlegg II

Spenningsintervaller som nevnt i artikkel 27:

Tabell 7.1 Spenningsintervaller i tilknytningspunktet mellom 110 kV og 300 kV

Synkronområde	Spenningsintervall
23 Det europeiske kontinentet	24 0,90 pu–1,118 pu
25 Norden	26 0,90 pu–1,05 pu
27 Storbritannia	28 0,90 pu–1,10 pu
29 Irland og Nord-Irland	30 0,90 pu–1,118 pu
31 Baltikum	32 0,90 pu–1,118 pu

Tabell 7.2 Spenningsintervaller i tilknytningspunktet mellom 300 kV og 400 kV

33 Det europeiske kontinentet	34 0,90 pu–1,05 pu
35 Norden	36 0,90 pu–1,05 pu
37 Storbritannia	38 0,90 pu–1,05 pu
39 Irland og Nord-Irland	40 0,90 pu–1,05 pu
41 Baltikum	42 0,90 pu–1,097 pu

- 3) Artikkel 39 nr. 3
- 4) Artikkel 118
- 5) Artikkel 119
- 6) Artikkel 125
- 7) Artikkel 126
- 8) Artikkel 127 nr. 1 bokstav i) og nr. 3, 4, 5 og 9
- 9) Artikkel 128 nr. 4 og 7
- 10) Artikkel 130 nr. 1 bokstav b)
- 11) Artikkel 131
- 12) Artikkel 132 nr. 2
- 13) Artikkel 133–140
- 14) Artikkel 141 nr. 1, 2, 4 bokstav c), nr. 5, 6, 9, 10 og 11
- 15) Artikkel 142
- 16) Artikkel 143 nr. 3
- 17) Artikkel 145 nr. 1, 2, 3, 4 og 6
- 18) Artikkel 149 nr. 3
- 19) Artikkel 150
- 20) Artikkel 151 nr. 2
- 21) Artikkel 152–181
- 22) Artikkel 184 nr. 2
- 23) Artikkel 185
- 24) Artikkel 186 nr. 1
- 25) Artikkel 187
- 26) Artikkel 188 nr. 1 og 2
- 27) Artikkel 189 nr. 1

*Vedlegg III***Definerende parametere for frekvenskvalitet som nevnt i artikkel 127:**

Tabell 7.3 Definerende parametere for frekvenskvalitet for synkronområdene

	CE	GB	IE/NI	Norden
Standard frekvensintervall	43 ± 50 mHz	44 ± 200 mHz	45 ± 200 mHz	46 ± 100 mHz
Maksimalt momentant frekvensavvik	47 800 mHz	48 800 mHz	49 10000 mHz	50 10000 mHz
Maksimalt stasjonært frekvensavvik	51 200 mHz	52 500 mHz	53 500 mHz	54 500 mHz
Innhentingstid for frekvens	55 Brukes ikke	56 1 minutt	57 1 minutt	58 Brukes ikke
Frekvensinnhentingstidintervall	59 Brukes ikke	60 ± 500 mHz	61 ± 500 mHz	62 Brukes ikke
Gjenopprettingstid for frekvens	63 15 minutter	64 15 minutter	65 15 minutter	66 15 minutter
Frekvensgjenopprettingsintervall	67 Brukes ikke	68 ± 200 mHz	69 ± 200 mHz	70 ± 100 mHz
Utløsningstid for skjerpet driftstilstand	71 5 minutter	72 10 minutter	73 10 minutter	74 5 minutter

Målparametere for frekvenskvalitet som nevnt i artikkel 127:

Tabell 7.4 Målparametere for frekvenskvalitet for synkronområdene

	CE	GB	IE/NI	Norden
Høyeste antall minutter utenfor standard frekvensintervall	75 15 000	76 15 000	77 15 000	78 15 000

*Vedlegg IV***Målparametere for FRCE som nevnt i artikkel 128:**

Tabell 7.5 Målparametere for FRCE for GB og IE/NI

	GB	IE/NI
Nivå 1	79 3 %	80 3 %
Nivå 2	81 1 %	82 1 %

Vedlegg V

Tekniske minstekrav for FCR som nevnt i artikkel 154:

Tabell 7.6 FCR-egenskaper i forskjellige synkronområder

Minste nøyaktighet for frekvensmåling	CE, GB, IE/Ni og Norden	10 mHz eller industristandard dersom den er bedre
83 Største kombinerte virkning av iboende unøyaktighet i frekvensrespons og mulig til-siktet dødbånd for frekvensresponsen for regulatoren for de enhetene eller gruppene som leverer FCR	84 CE	85 10 mHz
	86 GB	87 15 mHz
	88 IE/Ni	89 15 mHz
	90 Norden	91 10 mHz
92 Full aktiveringstid for FCR	93 CE	94 30 s
	95 GB	96 10 s
	97 IE/Ni	98 15 s
	99 Norden	100 30 s dersom frekvensen er utenfor standard frekvens-intervall
101 Frekvensavvik for full aktivering av FCR	102 CE	103 ± 200 mHz
	104 GB	105 ± 500 mHz
	106 IE/Ni	107 Dynamiske FCR ± 500 mHz
	108	109 Statiske FCR ± 10000 mHz
	110 Norden	111 ± 500 mHz

Vedlegg VI

Grenser for og krav til utveksling av FCR som nevnt i artikkel 163:

Tabell 7.7 Grenser for og krav til utveksling av FCR

Synkronområde	Utteksling av FCR tillatt mellom:	Grenser for utveksling av FCR
112 Synkronområdet CE	113 TSO-er i tilgrensende LFC-blokker	<ul style="list-style-type: none"> – TSO-ene i en LFC-blokk skal sikre at minst 30 % av deres samlede kombinerte opprinnelige FCR-forpliktelser leveres fysisk innenfor deres LFC-blokk, og – den mengden reservekapasitet av FCR, som finnes fysisk i en LFC-blokk som følge av utvekslingen av FCR med andre LFC-blokker, skal være begrenset til høyst: <ul style="list-style-type: none"> – 30 % av de samlede kombinerte opprinnelige FCR-forpliktelsene for TSO-ene i den LFC-blokken som reservekapasiteten av FCR er fysisk tilkopleet, og – 100 MW av reservekapasiteten av FCR.
	114 TSO-ene i LFC-områdene i den samme LFC-blokken	<ul style="list-style-type: none"> – TSO-ene i de LFC-områdene som utgjør en LFC-blokk, skal har rett til i driftsavtalen for LFC-blokken å angi interne grenser for utveksling av FCR mellom LFC-områdene i den samme LFC-blokken, for å <ul style="list-style-type: none"> – unngå interne flaskehalsar ved aktivering av FCR, – sikre en jevn fordeling av reservekapasitet av FCR dersom nettet deles opp, og – unngå at stabiliteten i FCP eller driftssikkerheten påvirkes.
115 Andre synkronområder	116 TSO-er i synkronområdet	<ul style="list-style-type: none"> – TSO-ene i synkronområdet skal ha rett til i driftsavtalen for synkronområdet å angi grensene for utveksling av FCR, for å <ul style="list-style-type: none"> – unngå interne flaskehalsar ved aktivering av FCR, – sikre en jevn fordeling av FCR dersom nettet deles opp, og – unngå at stabiliteten i FCP eller driftssikkerheten påvirkes.

Vedlegg VII

Krav til og grenser for utveksling av FRR innenfor synkronområdet som nevnt i artikkel 167:

Tabell 7.8 Krav til og grenser for utveksling av FRR innenfor et synkronområde

Synkronområde	Utteksling av FRR tillatt mellom	Grenser for utveksling av FRR
117 Alle synkronområder som består av mer enn én LFC-blokk	118 TSO-er i forskjellige LFC-blokker	<ul style="list-style-type: none"> – TSO-ene i en LFC blokk skal sikre at minst 50 % av deres samlede kombinerte reservekapasitet av FRR som følger av dimensjoneringsreglene for FRR i artikkel 157 nr. 1 og før en eventuell reduksjon som følge av deling av FRR i samsvar med artikkel 157 nr. 2, fortsatt finnes i deres LFC-blokk.
	119 TSO-ene i LFC-områdene i den samme LFC-blokken	<ul style="list-style-type: none"> – TSO-ene i de LFC-områdene som utgjør en LFC-blokk, skal ved behov ha rett til å angi i driftsavtalen for LFC-blokken, interne grenser for utveksling av FRR mellom LFC-områdene i LFC-blokken, for å – unngå interne flaskehalsar som følge av aktivering av den reservekapasiteten av FRR som er gjenstand for utveksling av FRR, – sikre en jevn fordeling av FRR i hele synkronområdet og LFC-blokkene dersom nettet deles opp, og – unngå at stabiliteten i FRP eller driftssikkerheten påvirkes.

Vedlegg VIII

Krav til og grenser for utveksling av RR innenfor synkronområdet som nevnt i artikkel 169:

Tabell 7.9 Krav til og grenser for utveksling av RR innenfor synkronområdet

Synkronområde	Utteksling av RR tillatt mellom	Grenser for utveksling av RR
120 Alle synkronområder som består av mer enn én LFC-blokk	121 TSO-er i forskjellige LFC-blokker	<ul style="list-style-type: none"> – TSO-ene i de LFC-områdene som utgjør en LFC blokk, skal sikre at minst 50 % av deres samlede kombinerte reservekapasitet av RR som følger av dimensjoneringsreglene for RR i samsvar med artikkel 160 nr. 3 og før en eventuell reduksjon av reservekapasiteten av RR som følge av deling av RR i samsvar med artikkel 160 nr. 4 og artikkel 160 nr. 5, fortsatt finnes i deres LFC-blokk.
	122 TSO-ene i LFC-områdene i den samme LFC-blokken	<ul style="list-style-type: none"> – TSO-ene i de LFC-områdene som utgjør en LFC-blokk, skal ved behov ha rett til å fastsette i driftsavtalen for LFC-blokken, interne grenser for utveksling av RR mellom LFC-områdene i LFC-blokken, for å – unngå interne flaskehalsar som følge av aktivering av den reservekapasiteten av RR som er gjenstand for utveksling av RR, – sikre en jevn fordeling av RR i hele synkronområdet dersom nettet deles opp, og – unngå at stabiliteten i RRP eller driftssikkerheten påvirkes.

Vedlegg 8

Kommisjonsforordning (EU) 2017/2195 av 23. november 2017 om fastsettelse av retningslinjer for balansering av elektrisk kraft

EUROPAKOMMISJONEN HAR

under henvisning til traktaten om Den europeiske unions virkemåte,

under henvisning til europaparlaments- og rådsforordning (EF) nr. 714/2009 av 13. juli 2009 om vilkår for tilgang til nett for utveksling av elektrisk kraft over landegrensene og om oppheving av forordning (EF) nr. 1228/2003¹, særlig artikkel 18 nr. 3 bokstav b), artikkel 18 nr. 3 bokstav d) og artikkel 18 nr. 5, og

ut fra følgende betraktninger:

- 1) Et velfungerende og sammenkoplet indre energimarked er avgjørende for å opprettholde sikkerheten i energiforsyningen, øke konkurranseevnen og sikre at alle forbrukere kan kjøpe energi til overkommelige priser.
- 2) Et velfungerende indre marked for elektrisk kraft bør gi produsentene insentiver til å investere i ny kraftproduksjon, herunder elektrisk kraft fra fornybare energikilder, og bør legge særlig vekt på de mest isolerte medlemsstatene og regionene i Unionens energimarked. Et velfungerende marked bør også gjennom hensiktsmessige tiltak fremme en mer effektiv energibruk hos forbrukerne, og en sikker energiforsyning er en forutsetning for dette.
- 3) Forordning (EF) nr. 714/2009 fastsetter ikke-diskriminerende regler for vilkårene for tilgang til nett for utveksling av elektrisk kraft over landegrensene, særlig regler for kapasitetstildeling i overføringsforbindelser og transmisjonsnett som påvirker grensekryssende flyt av elektrisk kraft. For å arbeide mot et virkelig integrert marked for elektrisk kraft og for å ivareta driftssikkerheten, bør det utarbeides effektive balanseregler for å gi markedsdeltakerne insentiver til å bidra til å løse de systemmanglene som de er ansvarlige for. Særlig er det nødvendig å innføre regler for de tekniske og driftsmessige sidene ved balansering av system og handel med energi. Slike

regler bør omfatte systemrelaterte regler for effektreserver.

- 4) Kommisjonsforordning (EU) 2017/1485² fastsetter harmoniserte regler for systemdrift for operatører av transmisjonsnett («TSO»), regionale sikkerhetskoordinatorer, operatører av distribusjonsnett («DSO») og betydelige nettbrukere. Den identifiserer forskjellige kritiske systemdriftstilstander (normaldriftstilstand, skjerpet driftstilstand, nøddriftstilstand, nettsammenbrudd og gjenopprettingstilstand). Den fastsetter også krav og prinsipper for å opprettholde driftssikkerheten i hele Unionen og har som mål å fremme samordningen av krav og prinsipper for lastfrekvensregulering og reserver i Unionen.
- 5) Denne forordning fastsetter et sett med tekniske regler, driftsregler og markedsregler for å styre virkemåten til balansemarkedene for elektrisk kraft i EU. Den fastsetter regler for kjøp av balansekapasitet, aktivering av balanseenergi og økonomisk avregning mellom balanseansvarlige. Den krever også at det utvikles harmoniserte metoder for tildeling av overføringskapasitet mellom budområder for balanseringsformål. Slike regler vil øke likviditeten i kortsiktige markeder ved å bidra til mer handel over landegrensene og mer effektiv utnyttelse av det eksisterende nettet for balanseenergi. Ettersom budene på balanseenergi vil konkurrere på balanseplattformer i EU, vil det også få positive virkninger for konkurransen.
- 6) Denne forordning har som mål å sikre optimal forvaltning og samordnet drift av det europeiske transmisjonsnettet for elektrisk kraft og samtidig støtte arbeidet med å nå Unionens mål for utbredelse av produksjonen av fornybar energi, samt å gi fordeler for kundene.

¹ EUT L 211 av 14.8.2009, s. 15.

² Kommisjonsforordning (EU) 2017/1485 av 2. august 2017 om fastsettelse av retningslinjer for drift av transmisjonsnettet for elektrisk kraft (EUT L 220 av 25.8.2017, s. 1).

- TSO-ene, eventuelt i samarbeid med DSO-er, bør ha ansvar for å organisere europeiske balansemarkeder og bør arbeide for at de integreres, samtidig som de holder systemet i balanse på en mest mulig effektiv måte. For å oppnå dette bør TSO-ene samarbeide tett både med hverandre og med DSO-ene og samordne sin virksomhet i størst mulig grad for å sikre et effektivt elektrisitetssystem i alle regioner og på alle spenningsnivåer, uten at det berører konkurranseretten.
- 7) TSO-ene bør kunne delegerere alle eller deler av oppgavene i henhold til denne forordning til en tredjepart. Den delegerende TSO-en bør fortsatt ha ansvaret for å sikre at forpliktelsene i denne forordning overholdes. På samme måte bør medlemsstatene kunne tildele oppgaver og forpliktelser i henhold til denne forordning til en tredjepart. En slik tildeling bør begrenses til oppgaver og forpliktelser som gjennomføres på nasjonalt plan (f.eks. balanseavregning). Begrensningene med hensyn til tildeling bør ikke føre til unødvendige endringer av eksisterende nasjonale ordninger. Imidlertid bør TSO-ene fortsatt ha ansvaret for de oppgavene de er tildelt i henhold til europaparlaments- og rådsdirektiv 2009/72/EF³ med hensyn til utviklingen av felleseuropeiske metoder, samt gjennomføringen og driften av en felleseuropeisk balanseplattform. Dersom det i en medlemsstat er slik at sakkunnskapen og erfaringen med balanseavregningsprosessen ligger hos en tredjepart, kan TSO-en i medlemsstaten be de andre TSO-ene og ENTSO-E om å sikre at en slik tredjepart kan bistå ved utarbeidingen av forslaget. Imidlertid ligger ansvaret for å utarbeide forslaget fortsatt hos TSO-en i medlemsstaten i samarbeid med alle andre TSO-er, og dette ansvaret kan ikke overdras til en tredjepart.
- 8) De reglene som definerer rollen til leverandører av balansetjenester og rollen til de balanseansvarlige, sikrer en rettferdig, åpen og ikke-diskriminerende framgangsmåte. Dessuten fastsetter reglene for vilkårene knyttet til balansering, de prinsippene og rollene som balansevirksomheten som er omfattet av denne forordning, vil finne sted i henhold til, og sikrer tilstrekkelig konkurranse på grunnlag av like konkurransevilkår for markedsdeltakerne, herunder aggregatorer av etterspørselsfleksibilitet og aktiva på distribusjonsnivå.
- 9) Alle leverandører av balansetjenester som har til hensikt å levere balanseenergi eller balansekapasitet, må gjennomføre en kvalifiseringsprosess som er definert av TSO-ene, i nært samarbeid med DSO-ene ved behov.
- 10) Integrasjonen av balanseenergimarkedene bør forenkles ved å opprette felleseuropeiske plattformer for drift av prosessen for utligning av motsattrettede ubalanser og muliggjøre utveksling av balanseenergi fra frekvensgjenopprettingsreserver og erstatningsreserver. Samarbeidet mellom TSO-ene skal være strengt begrenset til det som er nødvendig for å kunne utforme, gjennomføre og drive disse europeiske plattformene på en effektiv og sikker måte.
- 11) Plattformene for utveksling av balanseenergi fra frekvensgjenopprettingsreserver og erstatningsreserver bør benytte en modell med budlister for å sikre kostnadseffektiv aktivering av bud. Bare dersom en nytte- og kostnadsanalyse utført av alle TSO-er viser at modellen for plattformen for utveksling av balanseenergi fra frekvensgjenopprettingsreserver med automatisk aktivering bør endres, bør det være mulig for TSO-ene å gjennomføre og sette i drift plattformen basert på en annen modell.
- 12) Integrasjon av balanseenergimarkedene bør gjøre det lettere å oppnå et velfungerende intradagmarked, for å gjøre det mulig for markedsdeltakerne å balansere seg så tett opptil sanntid som mulig. Bare de ubalansene som gjenstår etter utgangen av intradagmarkedet, bør balanseres av TSO-ene innenfor rammene av balansemarkedet. Harmoniseringen av balanseavregningsperiode til 15 minutter i Europa bør støtte intradaghandel og fremme utviklingen av en rekke handelsprodukter med samme leveringsperioder.
- 13) For å muliggjøre utveksling av balansetjenester, opprettelse av felles budlister og tilstrekkelig likviditet i balansemarkedet, er det nødvendig å regulere standardiseringen av balanseprodukter. Denne forordning inneholder en liste over det minstesettet av standardspesifikasjoner og tilleggsspesifikasjoner som definerer standardprodukter.
- 14) Prisfastsettelsesmetoden for standardproduktene for balanseenergi bør gi positive insentiver for markedsdeltakere til å holde og/eller bidra til å gjenopprette systembalansen i deres område for ubalansepris, redusere ubalansen i systemet og kostnadene for samfunnet. En slik

³ Europaparlaments- og rådsdirektiv 2009/72/EF av 13. juli 2009 om felles regler for det indre marked for elektrisk kraft og om oppheving av direktiv 2003/54/EF (EUT L 211 av 14.8.2009, s. 55).

- framgangsmåte for prisfastsettelse bør tilstrebe en økonomisk effektiv bruk av laststyring og andre balanseressurser som er underlagt grenser for driftssikkerhet. Den prisfastsettelsesmetoden som brukes ved kjøp av balansekapasitet, bør tilstrebe en økonomisk effektiv bruk av laststyring og andre balanseressurser som er underlagt grenser for driftssikkerhet.
- 15) For å gjøre det mulig for TSO-ene å kjøpe og bruke balansekapasitet på en effektiv, økonomisk og markedsbasert måte, er det nødvendig å fremme markedsintegrasjonen. I den forbindelse fastsetter denne forordning tre metoder som TSO-ene kan bruke til å tildele utvekslingskapasitet mellom budområder for utveksling av balansekapasitet og deling av reserver, når dette underbygges av en nytte- og kostnadsanalyse: samoptimeringsprosessen, den markedsbaserte tildelingsprosessen og tildelingen basert på en analyse av økonomisk effektivitet. Den samoptimerede tildelingsprosessen bør foregå på dagen-før-basis, mens den markedsbaserte tildelingsprosessen kan foretas dersom kontrakt inngås høyst én uke før leveringen av balansekapasitet, og tildelingen basert på en analyse av økonomisk effektivitet dersom kontrakt inngås mer enn én uke før leveringen av balansekapasitet, på det vilkåret at de volumene som tildeles, er begrenset, og at det foretas en vurdering hvert år.
- 16) Når en metode for tildelingsprosessen av utvekslingskapasitet mellom budområder er godkjent av relevante reguleringsmyndigheter, kan tidlig anvendelse av metoden av to eller flere TSO-er finne sted for å høste erfaringer og muliggjøre en smidig anvendelse av flere TSO-er i framtiden. Anvendelsen av en slik metode, dersom en slik eksisterer, bør likevel harmoniseres av alle TSO-er for å fremme markedsintegrasjonen.
- 17) Det overordnede målet for balanseavregning er å sikre at de balanseansvarlige støtter balansen i systemet på en effektiv måte og å stimulere markedsdeltakerne til å holde og/eller bidra til å gjenopprette systembalansen. Denne forordning fastsetter regler for balanseavregning som sikrer at dette skjer på ikke-diskriminerende, rettfærdig, objektivt og åpent grunnlag. For å gjøre balansemarkedene og det samlede energisystemet egnet for integrasjon av stadig større andeler av variable fornybare energikilder, bør ubalanseprisene gjenspeile energiens sanntidsverdi.
- 18) Det bør i denne forordning fastsettes en prosess for midlertidig å gi TSO-ene unntak fra anvendelsen av visse regler for å ta hensyn til bestemte omstendigheter, for eksempel i tilfeller der overholdelse av disse reglene i ekstraordinære tilfeller kan medføre risiko for driftssikkerheten eller føre til forhastet utskifting av smart nettinfrastruktur.
- 19) I samsvar med artikkel 8 i europaparlaments- og rådsforordning (EF) nr. 713/2009⁴ bør Byrået for samarbeid mellom energireguleringsmyndigheter («Byrået») treffe en beslutning dersom de relevante reguleringsmyndighetene ikke kan bli enige om felles vilkår eller metoder.
- 20) Denne forordning er utarbeidet i nært samarbeid med Byrået, ENTSO for elektrisk kraft («ENTSO-E») og berørte parter med henblikk på å vedta effektive, balanserte og forholdsmessige regler basert på gjennomsiktighet og delaktighet. I samsvar med artikkel 18 nr. 3 i forordning (EF) nr. 714/2009 skal Kommisjonen samrå seg med Byrået, ENTSO-E og andre relevante berørte parter før det fremmes eventuelle forslag til endringer av denne forordning.
- 21) Tiltakene fastsatt i denne forordning er i samsvar med uttalelse fra komiteen nevnt i artikkel 23 nr. 1 i forordning (EF) nr. 714/2009.

VEDTATT DENNE FORORDNING:

Avdeling I

Alminnelige bestemmelser

Artikkel 1

Formål og virkeområde

1. Denne forordning fastsetter detaljerte retningslinjer for balansering av elektrisk kraft, herunder fastsettelse av felles prinsipper for kjøp og avregning av frekvensreguleringsreserver, frekvensgjenopprettingsreserver og erstatningsreserver samt en felles metode for aktivering av frekvensgjenopprettingsreserver og erstatningsreserver.
2. Denne forordning får anvendelse på operatører av transmisjonsnett («TSO»), operatører av distribusjonsnett («DSO»), herunder lukkede distribusjonsnett, reguleringsmyndigheter,

⁴ Europaparlaments- og rådsforordning (EF) nr. 713/2009 av 13. juli 2009 om opprettelse av et byrå for samarbeid mellom energireguleringsmyndigheter (EUT L 211 av 14.8.2009, s. 1).

Byrået for samarbeid mellom energireguleringsmyndigheter («Byrået»), det europeiske nettverk av operatører av transmisjonsnett for elektrisk kraft («ENTSO-E»), tredjeparter som ansvar er delegert til eller tildelt, og andre markedsdeltakere.

3. Denne forordning får anvendelse på alle transmisjonsnett og overføringsforbindelser i Unionen, unntatt transmisjonsnett på øyer som ikke er knyttet sammen med andre transmisjonsnett via overføringsforbindelser.
4. Dersom det er mer enn én TSO i en medlemsstat, får denne forordning anvendelse på alle TSO-er i medlemsstaten. Dersom en TSO ikke har en funksjon som er relevant for én eller flere forpliktelser i henhold til denne forordning, kan medlemsstatene bestemme at ansvaret for å oppfylle disse forpliktelsene pålegges én eller flere bestemte TSO-er.
5. Dersom et kontrollområde for lastfrekvensregulering («LFC») består av to eller flere TSO-er, kan alle TSO-er i dette LFC-området beslutte, med forbehold for godkjenning fra relevante reguleringsmyndigheter, å utøve én eller flere forpliktelser i henhold til denne forordning på en samordnet måte for alle planleggingsområder i LFC-området.
6. De europeiske plattformene for utveksling av standardprodukter for balanseenergi kan åpnes for TSO-er som driver virksomhet i Sveits, forutsatt at nasjonal rett i landet gjennomfører de viktigste bestemmelsene i Unionens regelverk for markedet for elektrisk kraft, og at det finnes en mellomstatlig avtale om samarbeid om elektrisk kraft mellom Unionen og Sveits, eller dersom utelukkelse av Sveits kan føre til ikke planlagte fysiske kraftstrømmer via Sveits som setter systemsikkerheten i regionen i fare.
7. Med forbehold for vilkårene i nr. 6, skal Kommisjonen på grunnlag av en uttalelse fra Byrået og alle TSO-er etter framgangsmåten fastsatt i artikkel 4 nr. 3, treffe beslutning om hvorvidt Sveits skal få delta i de europeiske plattformene for utveksling av standardprodukter for balanseenergi. De rettighetene og forpliktelsene som gjelder for Sveits' TSO-er, skal være i samsvar med rettighetene og forpliktelsene til TSO-er som driver virksomhet i Unionen, for å sikre et velfungerende balansemarked på unionsplan og like konkurransevilkår for alle berørte parter.
8. Denne forordning får anvendelse på alle systemdriftstilstander definert i artikkel 18 i forordning (EU) 2017/1485.

Artikkel 2

Definisjoner

I denne forordning gjelder definisjonene i artikkel 2 i direktiv 2009/72/EF, artikkel 2 i forordning (EF) nr. 714/2009, artikkel 2 i kommisjonsforordning (EU) nr. 543/2013⁵, artikkel 2 i kommisjonsforordning (EU) 2015/1222⁶, artikkel 2 i kommisjonsforordning (EU) 2016/631⁷, artikkel 2 i kommisjonsforordning (EU) 2016/1388⁸, artikkel 2 i kommisjonsforordning (EU) 2016/1447⁹, artikkel 2 i kommisjonsforordning (EU) 2016/1719¹⁰, artikkel 3 i kommisjonsforordning (EU) 2017/1485 og artikkel 3 i kommisjonsforordning (EU) 2017/2196¹¹.

Videre menes med

- 1) «balansering» alle tiltak og prosesser innenfor alle tidsrammer, med hvilke TSO-ene sikrer kontinuerlig opprettholdelse av systemfrekvensen innenfor et forhåndsdefinert stabilitetsintervall, som fastsatt i artikkel 127 i forordning (EU) 2017/1485, og samsvar med den mengden reserver som er nødvendig med hensyn til den påkrevde kvaliteten, som fastsatt i del IV avdeling V, VI og VII i forordning (EU) 2017/1485,
- 2) «balansemarked» samtlige institusjonelle, kommersielle og driftsmessige ordninger som utgjør den markedsbaserte balansehandteringen,
- 3) «balansetjenester» balanseenergi eller balansekapasitet, eller begge deler,

⁵ Kommisjonsforordning (EU) nr. 543/2013 av 14. juni 2013 om innsending og offentliggjøring av opplysninger på markedene for elektrisk kraft og om endring av vedlegg I til europaparlaments- og rådsforordning (EF) nr. 714/2009 (EUT L 163 av 15.6.2013, s. 1).

⁶ Kommisjonsforordning (EU) 2015/1222 av 24. juli 2015 om fastsettelse av retningslinjer for kapasitetstildeling og flaskehalsbehandling (EUT L 197 av 25.7.2015, s. 24).

⁷ Kommisjonsforordning (EU) 2016/631 av 14. april 2016 om fastsettelse av nettreger for krav til nettilkopling for generatorer (EUT L 112 av 27.4.2016, s. 1).

⁸ Kommisjonsforordning (EU) 2016/1388 av 17. august 2016 om fastsettelse av nettreger for tilkopling av distribusjonsnett og forbruksanlegg (EUT L 223 av 18.8.2016, s. 10).

⁹ Kommisjonsforordning (EU) 2016/1447 av 26. august 2016 om fastsettelse av nettreger for krav til nettilkopling av systemer for høyspent likestrøm og kraftparkmoduler koplet til likestrøm (EUT L 241 av 8.9.2016, s. 1).

¹⁰ Kommisjonsforordning (EU) 2016/1719 av 26. september 2016 om fastsettelse av retningslinjer for langsiktig kapasitetstildeling (EUT L 259 av 27.9.2016, s. 42).

¹¹ Kommisjonsforordning (EU) 2017/2196 av 24. november 2017 om fastsettelse av nettreger for nøddriftstilstand og gjenoppretting av kraftsystemet (EUT L 312 av 28.11.2017, s. 54).

- 4) «balanseenergi» energi som TSO-ene bruker til å foreta balansering, og som leveres av en leverandør av balansetjenester,
- 5) «balansekapasitet» et volum av reservekapasitet som en leverandør av balansetjenester har avtalt å besitte, og for hvilket leverandøren av balansetjenesten har avtalt å innmelde bud på et tilsvarende volum av balanseenergi til TSO-ene i kontraktens løpetid,
- 6) «leverandør av balansetjenester» en markedsdeltaker med enheter eller grupper som leverer reserver, og som kan levere balansetjenester til TSO-er,
- 7) «balanseansvarlig» en markedsdeltaker eller dennes valgte representant som er ansvarlig for markedsdeltakerens ubalanse,
- 8) «ubalanse» et energivolum som er beregnet for en balanseansvarlig, som utgjør forskjellen mellom det tildelte volumet som denne balanseansvarlige er tilskrevet, og den endelige posisjonen for denne balanseansvarlige, herunder en eventuell ubalansejustering som denne balanseansvarlige har vært gjenstand for, innenfor en gitt balanseavregningsperiode,
- 9) «balanseavregning» en økonomisk oppgjøringsordning for innkreving fra eller betaling til balanseansvarlige for deres ubalanser,
- 10) «balanseavregningsperiode» den tidsenheten som de balanseansvarliges ubalanse beregnes for,
- 11) «ubalanseområde» det området som det beregnes en ubalanse innenfor,
- 12) «ubalansepris» prisen, uansett om den er positiv, null eller negativ, i hver balanseavregningsperiode for en ubalanse i hver retning,
- 13) «område for ubalansepris» det området som det beregnes en ubalansepris innenfor,
- 14) «ubalansejustering» et energivolum som representerer balanseenergien fra en leverandør av balansetjenester og anvendes av den tilknyttede TSO-en i en balanseavregningsperiode på de aktuelle balanseansvarlige, og som brukes til å beregne ubalansen til disse balanseansvarlige,
- 15) «tildelt volum» et energivolum som fysisk mates inn eller tas ut fra systemet og tilskrives en balanseansvarlig med henblikk på å beregne ubalansen til denne balanseansvarlige,
- 16) «posisjon» det angitte energivolumet til en balanseansvarlig, som brukes til å beregne dens ubalanse,
- 17) «modell for desentralisert regulering» en modell for planlegging og regulering der produksjons- og forbruksplaner samt regulering mellom kraftproduksjonsanlegg og forbruksanlegg bestemmes av de planleggingsansvarlige for disse anleggene,
- 18) «modell for sentralisert regulering» en modell for planlegging og regulering der produksjons- og forbruksplaner samt regulering mellom kraftproduksjonsanlegg og forbruksanlegg, i den grad regulering er mulig på disse anleggene, bestemmes av en TSO i den integrerte planleggingsprosessen,
- 19) «integrert planleggingsprosess» en løpende prosess som minst bruker bud på integrerte planleggingsprosesser som inneholder forretningsdata, komplekse tekniske data fra individuelle kraftproduksjonsanlegg eller forbruksanlegg, og uttrykkelig omfatter oppstartsegenskaper, siste tilstrekkelighetsanalyse av kontrollområdet og grenser for driftssikkerhet, som inndata for prosessen,
- 20) «stengetid for integrert planleggingsprosess» tidspunktet da det ikke lenger er tillatt å innmelde eller oppdatere bud på integrerte planleggingsprosesser for de aktuelle gjentakelsene av den integrerte planleggingsprosessen,
- 21) «TSO-TSO-modell» en modell for utveksling av balansetjenester der leverandøren av balansetjenester leverer balansetjenester til sin tilknyttede TSO, som så leverer disse balansetjenestene til den anmodende TSO-en,
- 22) «tilknyttede TSO» den TSO-en som driver planleggingsområdet der leverandørene av balansetjenester og de balanseansvarlige skal oppfylle vilkårene knyttet til balansering,
- 23) «utveksling av balansetjenester» enten utveksling av balanseenergi eller utveksling av balansekapasitet, eller begge deler,
- 24) «utveksling av balanseenergi» aktivering av bud på balanseenergi for levering av balanseenergi til en TSO i et annet planleggingsområde enn området der den aktiverte leverandøren av balansetjenester er tilknyttet,
- 25) «utveksling av balansekapasitet» levering av balansekapasitet til en TSO i et annet planleggingsområde enn området der den valgte leverandøren av balansetjenester er tilknyttet,
- 26) «overføring av balansekapasitet» overføring av balansekapasitet fra den leverandøren av balansetjenester det først var inngått en leverandøravtale med, til en annen leverandør av balansetjenester,
- 27) «stengetid for balanseenergi» tidspunktet da det ikke lenger er tillatt å innmelde eller oppdatere bud på balanseenergi for et standardprodukt på en felles budliste,

- 28) «standardprodukt» et harmonisert balanseprodukt som er definert av alle TSO-er med sikte på utveksling av balansetjenester,
- 29) «forberedelsesperiode» tidsrommet mellom anmodningen fra tilknyttende TSO ved en TSO-TSO-modell, eller fra den TSO-en som inngår leverandøravtale ved en TSO-BSP-modell, og starten av rampingperioden,
- 30) «tid for full aktivering» tidsrommet mellom aktiveringsanmodningen fra tilknyttende TSO ved en TSO-TSO-modell, eller fra den TSO-en som inngår leverandøravtale ved en TSO-BSP-modell, og den tilsvarende fulle leveransen av det aktuelle produktet,
- 31) «deaktiveringsperiode» rampingperioden fra full leveranse til et referansepunkt, eller fra full tilbaketrekking til et referansepunkt,
- 32) «leveringsperiode» leveringsperioden der leverandøren av balansetjenester leverer hele den ønskede endringen av tilført effekt til, eller hele den ønskede endringen av uttak fra kraftsystemet,
- 33) «gyldighetstid» tidsrommet der det budet på balanseenergi som gis av leverandøren av balansetjenester kan aktiveres, dersom alle produktkjennetegn overholdes; gyldighetstiden er definert ved et start- og sluttidspunkt,
- 34) «aktiveringsmåte» aktiveringsmåten for bud på balanseenergi, manuell eller automatisk, avhengig av om balanseenergi utløses manuelt av en operatør, eller automatisk i et lukket kretsløp,
- 35) «delbarhet» en TSOs mulighet til å bruke bare en del av budene på balanseenergi eller budene på balansekapasitet som tilbys av leverandøren av balansetjenester, enten i form av effektaktivering eller varighet,
- 36) «spesifikt produkt» et produkt som skiller seg fra et standardprodukt,
- 37) «felles budliste» en liste over bud på balanseenergi som er sortert i rekkefølge etter deres budpriser, og som brukes til å aktivere disse budene,
- 38) «stengetid for innmelding av energibud fra TSO» det siste tidspunktet en tilknyttende TSO kan videresende bud på balanseenergi fra en leverandør av balansetjenester til funksjonen for aktiveringsoptimering,
- 39) «funksjon for aktiveringsoptimering» funksjonen det innebærer å bruke den algoritmen som benyttes for å optimere aktiveringen av bud på balanseenergi,
- 40) «funksjon for utligning av motsattrettede ubalanser» rollen for å bruke den algoritmen som benyttes for å drive prosessen for utligning av motsattrettede ubalanser,
- 41) «funksjon for avregning mellom TSO-er» funksjonen for å foreta avregning av samarbeidsprosesser mellom TSO-ene,
- 42) «funksjon for optimering av kapasitetskjøp» funksjonen det innebærer å bruke den algoritmen som benyttes for å optimere kjøpet av balansekapasitet for TSO-er som utveksler balansekapasitet,
- 43) «TSO-BSP-modell» en modell for utveksling av balansetjenester der leverandøren av balansetjenester leverer balansetjenester direkte til den TSO-en som inngår leverandøravtale, som så leverer disse balansetjenestene til den anmodende TSO-en,
- 44) «TSO som inngår leverandøravtale» TSO som har inngått avtaler om balansetjenester med en leverandør av balansetjenester i et annet planleggingsområde,
- 45) «anmodende TSO» den TSO-en som anmoder om levering av balanseenergi.

Artikkel 3

Mål og regelverksaspekter

1. Formålet med denne forordning er som følger:
 - a) Fremme effektiv konkurranse, likebehandling og åpenhet i balansemarkedene.
 - b) Forbedre effektiviteten ved balansering samt effektiviteten i europeiske og nasjonale balansemarkeder.
 - c) Integrere balansemarkeder, fremme mulighetene for å utveksle balansetjenester og samtidig bidra til driftssikkerheten.
 - d) Bidra til effektiv og langsiktig drift og utvikling av transmisjonsnettet for elektrisk kraft og elektrisitetssektoren i Unionen og samtidig legge til rette for at dagen-før-, intradag- og balansemarkedene fungerer effektivt og konsekvent.
 - e) Sikre at kjøpet av balansetjenester er rettferdig, objektivt, åpent og markedsbasert, unngår urimelige hindringer for inntreden på markedet for nye aktører, fremmer likviditeten i balansemarkedene og samtidig forhindrer utilbørlig konkurransevridning på det indre marked for elektrisk kraft.
 - f) Tilrettelegge for deltakelse av laststyring, herunder aggregering av anlegg og energilagring, og samtidig sikre at de konkurrerer med andre balansetjenester på like vilkår og om nødvendig opptrer uavhengig når de betjener ett enkelt forbruksanlegg.

- g) Lette deltakelsen for fornybare energikilder og støtte oppnåelsen av Den europeiske unions mål for utbredelse av produksjon av fornybar energi.
2. Ved anvendelse av denne forordning skal medlemsstatene, relevante reguleringsmyndigheter og nettoperatorene
- anvende prinsippene om forholdsmessighet og likebehandling,
 - sikre åpenhet,
 - anvende prinsippet om optimering mellom høyeste samlede virkningsgrad og laveste samlede kostnad for alle berørte parter,
 - sikre at TSO-ene i størst mulig grad bruker markedsbaserte ordninger med henblikk på nettsikkerheten og -stabiliteten,
 - sikre at utviklingen av termin-, dagen-før- og intradagmarkedene ikke settes i fare,
 - overholde det ansvaret som er tildelt den berørte TSO-en med henblikk på system-sikkerheten, herunder i henhold til kravene i nasjonal lovgivning,
 - rådføre seg med berørte DSO-er og ta hensyn til mulige virkninger på deres nett,
 - ta i betraktning avtalte europeiske standarder og tekniske spesifikasjoner.

Artikkel 4

Vilkår eller metoder for TSO-er

- TSO-er skal utarbeide de vilkårene eller metodene som kreves i henhold til denne forordning, og legge dem fram for relevante reguleringsmyndigheter for godkjenning i samsvar med artikkel 37 i direktiv 2009/72/EF innen de fristene som er fastsatt i denne forordning.
 - Dersom et forslag til vilkår eller metoder i henhold til denne forordning må utarbeides og godkjennes av flere TSO-er, skal de deltagende TSO-ene samarbeide tett om dette. TSO-ene, med bistand fra ENTSO-E, skal regelmessig underrette vedkommende myndigheter og Byrået om framdriften med å utarbeide disse vilkårene eller metodene.
 - Dersom det ikke oppnås enighet blant TSO-er som treffer beslutning om forslag til vilkår eller metoder i samsvar med artikkel 5 nr. 2, skal de treffe beslutning ved kvalifisert flertall. Et kvalifisert flertall for forslag i samsvar med artikkel 5 nr. 2 skal kreve et flertall av
 - TSO-er som representerer minst 55 % av medlemsstatene, og
 - TSO-er som representerer medlemsstater med til sammen minst 65 % av befolkningen i Unionen.
- Når det gjelder beslutninger i samsvar med artikkel 5 nr. 2, må et blokkerende mindretall bestå av TSO-er som representerer minst fire medlemsstater, i motsatt fall skal kvalifisert flertall anses for oppnådd.
- Dersom de berørte regionene består av mer enn fem medlemsstater og det ikke oppnås enighet blant TSO-er som treffer beslutning om forslag til vilkår eller metoder i samsvar med artikkel 5 nr. 3, skal de treffe beslutning ved kvalifisert flertall. Et kvalifisert flertall for forslag i samsvar med artikkel 5 nr. 3 skal kreve et flertall av
 - TSO-er som representerer minst 72 % av de berørte medlemsstatene, og
 - TSO-er som representerer medlemsstater med til sammen minst 65 % av befolkningen i den berørte regionen.
- Når det gjelder beslutninger i samsvar med artikkel 5 nr. 3, må et blokkerende mindretall bestå av minst et antall TSO-er som representerer mer enn 35 % av befolkningen i de deltagende medlemsstatene, pluss TSO-er som representerer minst én ytterligere berørt medlemsstat, i motsatt fall skal kvalifisert flertall anses for oppnådd.
- TSO-er som treffer beslutning om vilkår eller metoder i samsvar med artikkel 5 nr. 3, som gjelder regioner som består av fem medlemsstater eller færre, skal treffe beslutning ved enstemmighet.
 - I beslutninger som gjelder TSO-er i samsvar med nr. 3 og 4, skal medlemsstatene tildeles én stemme hver. Dersom det er flere TSO-er i en medlemsstat, skal medlemsstaten fordele stemmerettene mellom TSO-ene.
 - Dersom TSO-ene ikke legger fram et forslag til vilkår eller metoder for relevante reguleringsmyndigheter innen fristene fastsatt i denne forordning, skal de i stedet legge fram de relevante utkastene til vilkår eller metoder for relevante reguleringsmyndigheter og Byrået og forklare hvorfor det ikke er oppnådd enighet. Byrået skal underrette Kommisjonen og skal i samarbeid med relevante reguleringsmyndigheter på anmodning fra Kommisjonen granske årsakene til at det ikke er oppnådd enighet, og underrette Kommisjonen om dette. Kommisjonen skal treffe hensiktsmessige tiltak for at de nødvendige vilkårene eller metodene kan vedtas innen fire måneder etter mottak av Byråets underretning.

*Artikkel 5***Godkjenning av vilkår eller metoder for TSO-er**

1. Hver relevant reguleringsmyndighet i samsvar med artikkel 37 i direktiv 2009/72/EF skal godkjenne de vilkårene eller metodene som er utarbeidet av TSO-er i henhold til nr. 2, 3 og 4.
2. Forslagene til følgende vilkår eller metoder skal godkjennes av alle reguleringsmyndigheter:
 - a) Rammene for opprettelsen av de europeiske plattformene i henhold til artikkel 20 nr. 1, artikkel 21 nr. 1 og artikkel 22 nr. 1.
 - b) Endringene av rammene for opprettelsen av de europeiske plattformene i henhold til artikkel 20 nr. 5 og artikkel 21 nr. 5.
 - c) Standardproduktene for balansekapasitet i henhold til artikkel 25 nr. 2.
 - d) Klassifiseringsmetoden med hensyn til aktiveringen av bud på balanseenergi i henhold til artikkel 29 nr. 3.
 - e) Vurderingen av den mulige økningen av minstevolumet av bud på balanseenergi som skal videresendes til de europeiske plattformene i henhold til artikkel 29 nr. 11.
 - f) Metodene for prisfastsettelse av balanseenergi og kapasitet mellom budområder som brukes til utvekslingen av balanseenergi eller drift av prosessen for utligning av motsattrettede ubalanser i samsvar med artikkel 30 nr. 1 og 5.
 - g) Harmoniseringen av metoden ved prosessen for tildeling av utvekslingskapasitet mellom budområder når det gjelder å utveksle balansekapasitet eller dele reserver i henhold til artikkel 38 nr. 3.
 - h) Metoden for en samoptimert prosess for tildeling av utvekslingskapasitet mellom budområder i henhold til artikkel 40 nr. 1.
 - i) Reglene for avregning mellom TSO-er for tilsiktet utveksling av energi i henhold til artikkel 50 nr. 1.
 - j) Harmoniseringen av de viktigste kjenne-tegnene ved balanseavregning i henhold til artikkel 52 nr. 2.

Til dette kan en medlemsstat avgi en uttalelse til relevant reguleringsmyndighet.
3. Forslagene til følgende vilkår eller metoder skal godkjennes av alle reguleringsmyndigheter i den berørte regionen:
 - a) For det geografiske området som berører alle TSO-er som utfører prosessen for erstatning av reserver i henhold til del IV i forordning (EU) 2017/1485, rammen for opprettelsen av den europeiske plattformen

- for erstatningsreserver i henhold til artikkel 19 nr. 1.
- b) For det geografiske området der to eller flere TSO-er utveksler eller gjensidig er villig til å utveksle balansekapasitet, fastsettelsen av felles og harmoniserte regler og prosessen for utveksling og kjøp av balansekapasitet i henhold til artikkel 33 nr. 1.
- c) For det geografiske området som omfatter TSO-er som utveksler balansekapasitet, metoden for beregning av sannsynligheten for tilgjengelig utvekslingskapasitet mellom budområder etter stengetid for det områdekryssende intradagmarkedet i samsvar med artikkel 33 nr. 6.
- d) For det geografiske området der kjøpet av balansekapasitet har funnet sted, unntaket for ikke å tillate leverandører av balansetjenester å overføre sine forpliktelser til å levere balansekapasitet i henhold til artikkel 34 nr. 1.
- e) I et geografisk område som består av to eller flere TSO-er, anvendelsen av en TSO-BSP-modell i henhold til artikkel 35 nr. 1.
- f) Metoden for beregning av utvekslingskapasitet mellom budområder for hver kapasitetsberegningsregion i henhold til artikkel 37 nr. 3.
- g) I et geografisk område som består av to eller flere TSO-er, anvendelsen av prosessen for tildeling av utvekslingskapasitet mellom budområder for å utveksle balansekapasitet eller dele reserver i henhold til artikkel 38 nr. 1.
- h) For hver kapasitetsberegningsregion, metoden for en markedsbasert prosess for tildeling av utvekslingskapasitet mellom budområder i henhold til artikkel 41 nr. 1.
- i) For hver kapasitetsberegningsregion, metoden for en prosess for tildeling av kapasitet mellom budområder basert på en analyse av økonomisk effektivitet og listen over hver enkelt tildeling av utvekslingskapasitet mellom budområder basert på en analyse av økonomisk effektivitet i henhold til artikkel 42 nr. 1 og 5.
- j) For det geografiske området som omfatter alle TSO-er som tilsiktet utveksler energi i et synkronområde, reglene for avregning mellom TSO-er for tilsiktet utveksling av energi i henhold til artikkel 50 nr. 3.
- k) For det geografiske området som omfatter alle asynkront tilkoblede TSO-er som tilsiktet utveksler energi, reglene for avregning

mellom TSO-er for tilsiktet utveksling av energi i henhold til artikkel 50 nr. 4.

- l) For hvert synkronområde, reglene for avregning mellom TSO-er for utilsiktet utveksling av energi i henhold til artikkel 51 nr. 1.
- m) For det geografiske området som omfatter alle asynkront tilkoblede TSO-er, reglene for avregning mellom TSO-er for utilsiktet utveksling av energi i henhold til artikkel 51 nr. 2.
- n) På synkronområdenivå, harmoniseringen av balanseavregningsperiodene i henhold til artikkel 53 nr. 2.
- o) For det geografiske området som omfatter to eller flere TSO-er som utveksler balansekapasitet, prinsippene for balansealgoritmer i henhold til artikkel 58 nr. 3.

Til dette kan en medlemsstat avgi en uttalelse til relevant reguleringsmyndighet.

- 4. Forslagene til følgende vilkår eller metoder skal godkjennes av hver reguleringsmyndighet i hver berørte medlemsstat i hvert enkelt tilfelle:

- a) Unntaket fra kravet om å offentliggjøre opplysninger om tilbudte priser på balanseenergi eller balansekapasitet på grunn av risiko for markedsmisbruk i henhold til artikkel 12 nr. 4.
- b) Dersom det er relevant, metoden for kostnadsfordeling som følge av tiltak truffet av DSO-er, i henhold til artikkel 15 nr. 3.
- c) Vilkår knyttet til balansering i henhold til artikkel 18.
- d) Definisjonen og bruken av spesifikke produkter i henhold til artikkel 26 nr. 1.
- e) Begrensningen av antall bud som videregives til de europeiske plattformene i henhold til artikkel 29 nr. 10.
- f) Unntaket fra kravet om separat kjøp av balansekapasitet for opp- og nedregulering i henhold til artikkel 32 nr. 3.
- g) Eventuelt den ytterligere avregningsordningen som er atskilt fra balanseavregningen, for å avregne kjøpskostnadene for balansekapasitet, administrasjonskostnader og andre kostnader knyttet til balansering med de balanseansvarlige i henhold til artikkel 44 nr. 3.
- h) Unntakene fra én eller flere bestemmelser i denne forordning i henhold til artikkel 62 nr. 2.
- i) Kostnadene knyttet til de forpliktelsene som påhviler nettoperatører eller utpekte

tredjeparter i samsvar med denne forordning i henhold til artikkel 8 nr. 1.

Til dette kan en medlemsstat avgi en uttalelse til relevant reguleringsmyndighet.

- 5. Forslaget til vilkår eller metoder skal inneholde forslag til frist for gjennomføring av disse og en beskrivelse av deres forventede betydning for målene i denne forordning. Fristen for gjennomføring skal ikke være lenger enn tolv måneder etter godkjenning fra de relevante reguleringsmyndighetene, med mindre alle relevante reguleringsmyndigheter avtaler å forlenge fristen for gjennomføring, eller dersom det er angitt andre frister i denne forordning. Forslag til vilkår eller metoder som skal godkjennes av flere av eller alle reguleringsmyndighetene, skal legges fram for Byrådet samtidig som de legges fram for reguleringsmyndighetene. På anmodning fra relevante reguleringsmyndigheter skal Byrådet avgi en uttalelse innen tre måneder om forslagene til vilkår eller metoder.
- 6. Dersom godkjenningen av vilkårene eller metodene krever at mer enn én reguleringsmyndighet treffer en beslutning, skal relevante reguleringsmyndigheter samrå seg med hverandre, samordne sin opptreden og samarbeide tett for å komme til enighet. Dersom Byrådet avgir en uttalelse, skal relevante reguleringsmyndigheter ta hensyn til denne uttalelsen. Reguleringsmyndighetene skal treffe beslutning om de framlagte vilkårene eller metodene i samsvar med nr. 2 og 3 senest seks måneder etter at reguleringsmyndigheten, eller eventuelt den siste berørte relevante reguleringsmyndigheten, har mottatt vilkårene eller metodene.
- 7. Dersom relevante reguleringsmyndigheter ikke har klart å komme til enighet innen fristen nevnt i nr. 6, eller de i fellesskap ber om dette, skal Byrådet innen seks måneder etter datoen for foreleggelsen treffe beslutning om de framlagte forslagene til vilkår eller metoder i samsvar med artikkel 8 nr. 1 i forordning (EF) nr. 713/2009.
- 8. Enhver part kan framsette klage mot en relevant nettoperatør eller TSO i forbindelse med nevnte nettoperators eller TSOs forpliktelser eller beslutninger i henhold til denne forordning, og kan framsette en klage for relevant reguleringsmyndighet, som virker som tvisteløsningsmyndighet og skal treffe en beslutning innen to måneder etter at klagen er mottatt. Denne fristen kan forlenges med ytterligere to måneder dersom relevant regulerings-

myndighet ønsker ytterligere opplysninger. Denne forlengede fristen kan forlenges ytterligere med klagers samtykke. Den relevante reguleringsmyndighetens beslutning skal være bindende med mindre og inntil den oppheves etter klage.

Artikkel 6

Endringer av vilkår eller metoder for TSO-er

1. Dersom én eller flere reguleringsmyndigheter i samsvar med artikkel 37 i direktiv 2009/72/EF ber om en endring for å kunne godkjenne de vilkårene eller metodene som er lagt fram i samsvar med artikkel 5 nr. 2, 3 og 4, skal de berørte TSO-ene senest to måneder etter relevante reguleringsmyndigheters anmodning, legge fram et forslag til endrede vilkår eller metoder for godkjenning. Relevante reguleringsmyndigheter skal treffe beslutning om de endrede vilkårene eller metodene innen to måneder etter at de er framlagt.
2. Dersom relevante reguleringsmyndigheter innen fristen på to måneder ikke har kunnet komme til enighet om vilkårene eller metodene, eller de i fellesskap ber om dette, skal Byrådet innen seks måneder treffe beslutning om de endrede vilkårene eller metodene i samsvar med artikkel 8 nr. 1 i forordning (EF) nr. 713/2009. Dersom de berørte TSO-ene ikke legger fram et forslag til endrede vilkår eller metoder, skal framgangsmåten fastsatt i artikkel 4 gjelde.
3. TSO-er som har ansvaret for å utarbeide et forslag til vilkår eller metoder, eller reguleringsmyndigheter som har ansvaret for å vedta disse i samsvar med artikkel 5 nr. 2, 3 og 4, kan be om endringer av disse vilkårene eller metodene. Forslagene om endringer av vilkårene eller metodene skal legges fram for samråd etter framgangsmåten angitt i artikkel 10 og godkjennes etter framgangsmåten angitt i artikkel 4 og 5.

Artikkel 7

Offentliggjøring av vilkår eller metoder på internett

TSO-er som har ansvaret for å utarbeide vilkårene eller metodene i samsvar med denne forordning, skal offentliggjøre dem på internett etter at de er godkjent av relevante reguleringsmyndigheter, eller, dersom en slik godkjenning ikke kreves, etter at de er fastsatt, med mindre opplysningene anses å være fortrolige i samsvar med artikkel 11.

Artikkel 8

Dekning av kostnader

1. Kostnadene knyttet til de forpliktelsene som påhviler nettoperatører eller utpekte tredjeparter i samsvar med denne forordning, skal vurderes av relevante reguleringsmyndigheter i samsvar med artikkel 37 i direktiv 2009/72/EF.
2. Kostnader som vurderes som rimelige, effektive og forholdsmessige av relevante reguleringsmyndigheter, skal dekkes gjennom nettatiffer eller andre egnede ordninger som fastsatt av relevante reguleringsmyndigheter.
3. Dersom relevante reguleringsmyndigheter anmoder om det, skal nettoperatører eller utpekte enheter innen tre måneder etter anmodningen legge fram de opplysningene som er nødvendige for å gjøre det lettere å vurdere de påløpte kostnadene.
4. Alle kostnader som markedsdeltakerne pådrar seg for å oppfylle kravene i denne forordning, skal dekkes av disse markedsdeltakerne.

Artikkel 9

Deltakelse fra berørte parter

Byrådet skal i nært samarbeid med ENTSO-E legge til rette for at berørte parter deltar med hensyn til balansemarkedet og andre aspekter ved gjennomføringen av denne forordning. Denne deltakelsen skal omfatte regelmessige møter med berørte parter for å kartlegge problemer og foreslå forbedringer knyttet til integrasjonen av balansemarkedet.

Artikkel 10

Offentlig høring

1. TSO-er som har ansvaret for å legge fram forslag til vilkår eller metoder eller til endring av disse i samsvar med denne forordning, skal samrå seg med berørte parter, herunder relevante myndigheter i hver medlemsstat, om utkastene til forslag til vilkår eller metoder og andre gjennomføringstiltak i et tidsrom på minst én måned.
2. Høringen skal vare i minst én måned, med unntak for utkastene til forslag i henhold til artikkel 5 nr. 2 bokstav a), b), c), d), e), f), g), h) og j), som skal være gjenstand for høring i et tidsrom på minst to måneder.
3. Minst forslagene i henhold til artikkel 5 nr. 2 bokstav a), b), c), d), e), f), g), h) og j), skal

- være gjenstand for offentlig høring på europeisk plan.
4. Minst forslagene i henhold til artikkel 5 nr. 3 bokstav a), b), c), d), e), f), g), h), i), n) og o), skal være gjenstand for offentlig høring på det berørte regionale plan.
 5. Minst forslagene i henhold til artikkel 5 nr. 4 bokstav a), b), c), d), e), f), g) og i) skal være gjenstand for offentlig høring i hver berørt medlemsstat.
 6. De TSO-ene som har ansvaret for forslaget til vilkår eller metoder, skal ta behørig hensyn til de berørte partenes synspunkter som følge av de høringene som er gjennomført i samsvar med nr. 2–5, før forslaget legges fram for godkjenning av reguleringsmyndighetene. I alle tilfeller skal det gis en grundig begrunnelse for at de synspunktene som er framkommet i høringen, er innarbeidet i forslaget eller ikke, som skal offentliggjøres samtidig eller i god tid før forslaget til vilkår eller metoder offentliggjøres.
2. Alle enheter nevnt i artikkel 1 nr. 2, skal sikre at opplysningene i nr. 3–5 offentliggjøres på et tidspunkt og i et format som ikke skaper en faktisk eller potensiell konkurransemessig fordel eller ulempe for en enkelt part eller et enkelt selskap.
 3. Hver TSO skal offentliggjøre følgende opplysninger så snart de foreligger:
 - a) Opplysninger om den aktuelle systembalansen i sitt eller sine planleggingsområder så snart som mulig, men senest 30 minutter etter sanntid.
 - b) Opplysninger om alle bud på balanseenergi fra sitt eller sine planleggingsområder, anonymisert dersom det er nødvendig, senest 30 minutter etter avslutningen av den relevante tidsenheten for markedet. Opplysningene skal omfatte
 - i) produkttype,
 - ii) gyldighetstid,
 - iii) tilbudte volumer,
 - iv) tilbudte priser,
 - v) opplysninger om hvorvidt budet ble erklært utilgjengelig.
 - c) Opplysninger om hvorvidt budet på balanseenergi ble konvertert fra et spesifikt produkt eller fra en integrert planleggingsprosess, senest 30 minutter etter avslutningen av den relevante tidsenheten for markedet.
 - d) Opplysninger om hvordan bud på balanseenergi fra spesifikke produkter eller fra integrerte planleggingsprosesser er konvertert til bud på balanseenergi fra standardprodukter, senest 30 minutter etter avslutningen av den relevante tidsenheten for markedet.
 - e) Aggregerte opplysninger om bud på balanseenergi, senest 30 minutter etter avslutningen av den relevante tidsenheten for markedet, som skal inneholde
 - i) samlet volum av tilbudte bud på balanseenergi,
 - ii) samlet volum av tilbudte bud på balanseenergi, delt inn etter type reserver,
 - iii) samlet volum av tilbudte og aktiverte bud på balanseenergi, delt inn etter standardprodukter og spesifikke produkter,
 - iv) volumet av utilgjengelige bud, delt inn etter type reserver.
 - f) Opplysninger om tilbudte volumer samt tilbudte priser på kjøpt balansekapasitet, anonymisert dersom det er nødvendig, senest én time etter at resultatene for kjøpet er meddelt budgiverne.

Artikkel 11

Taushetsplikt

1. Alle fortrolige opplysninger som mottas, utveksles eller overføres i henhold til denne forordning, skal være underlagt de vilkårene for taushetsplikt som er fastsatt i nr. 2, 3 og 4.
2. Taushetsplikten skal gjelde for alle personer som omfattes av bestemmelsene i denne forordning.
3. Fortrolige opplysninger som personene eller reguleringsmyndighetene nevnt i nr. 2 mottar i embets medfør, kan ikke gis videre til noen annen person eller myndighet, med forbehold for saker som hører inn under nasjonal rett, denne forordnings øvrige bestemmelser og annet relevant unionsregelverk.
4. Med forbehold for saker som omfattes av nasjonal rett eller unionsregelverket, kan reguleringsmyndigheter, organer eller personer som mottar fortrolige opplysninger i henhold til denne forordning, bruke dem bare når de utfører sine plikter i henhold til denne forordning, unntatt dersom den primære dataeieren har gitt skriftlig samtykke.

Artikkel 12

Offentliggjøring av opplysninger

1. Alle enheter nevnt i artikkel 1 nr. 2, skal gi TSO-ene alle relevante opplysninger for at de skal oppfylle sine forpliktelser fastsatt i nr. 3–5.

- g) De opprinnelige vilkårene knyttet til balansering nevnt i artikkel 18, minst én måned før søknaden, og eventuelle endringer av vilkårene umiddelbart etter godkjenning fra relevant reguleringsmyndighet i samsvar med artikkel 37 i direktiv 2009/72/EF.
- h) Følgende opplysninger om tildeling av utvekslingskapasitet mellom budområder for å utveksle balansekapasitet eller dele reserver i henhold til artikkel 38, senest 24 timer etter tildelingen og senest seks timer før bruk av tildelt utvekslingskapasitet mellom budområder:
- i) Dato og klokkeslett for beslutningen om tildeling.
 - ii) Tildelingsperioden.
 - iii) Tildelte volumer.
 - iv) Markedsverdier brukt som grunnlag for tildelingsprosessen i samsvar med artikkel 39.
- i) Følgende opplysninger om bruk av tildelt utvekslingskapasitet mellom budområder for å utveksle balansekapasitet eller dele reserver i henhold til artikkel 38, senest én uke etter bruk av tildelt utvekslingskapasitet mellom budområder:
- i) Volumet av tildelt og brukt utvekslingskapasitet mellom budområder per tidsenhet for markedet.
 - ii) Volumet av frigitt utvekslingskapasitet mellom budområder for etterfølgende tidsrammer per tidsenhet for markedet.
 - iii) Anslått realiserte kostnader og fordeler fra tildelingsprosessen.
- j) Godkjente metoder nevnt i artikkel 40, 41 og 42, minst én måned før søknaden.
- k) Beskrivelse av en eventuell utviklet algoritmes krav, og endringer av den nevnt i artikkel 58, minst én måned før søknaden.
- l) Felles årsrapport nevnt i artikkel 59.
4. Med forbehold for godkjenning i henhold til artikkel 18, kan en TSO holde tilbake offentliggjøring av opplysninger om tilbudte priser og volumer for balansekapasitet eller balanseenergi, dersom dette er berettiget av hensyn til markedsmissbruk, og dersom det ikke er til skade for at markedet for elektrisk kraft kan fungere effektivt. En TSO skal minst én gang i året rapportere slik tilbakeholdelse til relevant reguleringsmyndighet i samsvar med artikkel 37 i direktiv 2009/72/EF.
5. Senest to år etter ikrafttredelsen av denne forordning skal hver TSO offentliggjøre opplysningene i henhold til nr. 3 i et felles avtalt harmonisert format minst gjennom den plattformen

men for offentliggjøring av informasjon som er opprettet i henhold til artikkel 3 i forordning (EU) nr. 543/2013. Senest fire måneder etter ikrafttredelsen av denne forordning skal ENTSO-E ajourføre prosedyrehåndboken nevnt i artikkel 5 i forordning (EU) nr. 543/2013, og framlegge den for Byrådet til uttalelse, som Byrådet skal avgi innen to måneder.

Artikkel 13

Delegering og tildeling av oppgaver

1. En TSO kan delegere alle eller deler av oppgavene den er tildelt i henhold til denne forordning, til én eller flere tredjeparter dersom tredjeparten kan utføre den aktuelle oppgaven minst like effektivt som den delegerende TSO-en. Den delegerende TSO-en skal beholde ansvaret for at forpliktelsene i henhold til denne forordning overholdes, herunder sikre at relevante reguleringsmyndigheter har tilgang til de opplysningene de trenger for å kunne utføre sine overvåkingsoppgaver i samsvar med artikkel 37 i direktiv 2009/72/EF.
2. Før delegeringen skal vedkommende tredjepart vise sin evne til å utføre alle oppgaver som skal delegeres, overfor den delegerende TSO-en.
3. Dersom alle eller deler av oppgavene angitt i denne forordning delegeres til en tredjepart, skal den delegerende TSO-en sikre at det er inngått hensiktsmessige avtaler om fortrolighet i samsvar med den delegerende TSO-ens taushetsplikt, før delegeringen finner sted. Etter å ha delegert alle eller deler av oppgavene til en tredjepart, skal den delegerende TSO-en underrette relevant reguleringsmyndighet og offentliggjøre denne beslutningen på internett.
4. Med forbehold for de oppgavene som tildeles TSO-er i henhold til direktiv 2009/72/EF, kan en medlemsstat, eller eventuelt en relevant reguleringsmyndighet, tildele oppgaver eller forpliktelser som er tildelt TSO-er i henhold til denne forordning, til én eller flere tredjeparter. Den berørte medlemsstaten, eller eventuelt den relevante reguleringsmyndigheten, kan bare tildele TSO-ers oppgaver og forpliktelser som ikke krever direkte samarbeid, felles beslutningstaking eller inngåelse av kontraktsforhold med TSO-er fra andre medlemsstater. Før tildelingen skal vedkommende tredjepart vise sin evne til å utføre den oppgaven som skal tildeles, overfor medlemsstaten eller relevant reguleringsmyndighet.

5. Dersom oppgaver og forpliktelser tildeles en tredjepart av en medlemsstat eller en reguleringsmyndighet, skal henvisninger til TSO i denne forordning forstås som henvisninger til den enheten som er tildelt oppgaver og forpliktelser. Den relevante reguleringsmyndigheten skal sikre regelverksbasert tilsyn av den enheten som er tildelt oppgaver og forpliktelser med hensyn til gjennomføringen av de tildelte oppgavene og forpliktelsene.

Avdeling II

Balansemarked for elektrisk kraft

Kapittel 1

Funksjoner og ansvarsområder

Artikkel 14

TSO-enes rolle

1. Hver TSO skal ha ansvar for å kjøpe balanse tjenester fra leverandører av balanse tjenester med henblikk på å ivareta driftssikkerheten.
2. Hver TSO skal benytte en modell for desentralisert regulering for å bestemme produksjons- og forbruksplaner. TSO-er som benytter en modell for sentralisert regulering på det tidspunktet denne forordning trer i kraft, skal underrette relevant reguleringsmyndighet i samsvar med artikkel 37 i direktiv 2009/72/EF for å fortsette å benytte en modell for sentralisert regulering for å bestemme produksjons- og forbruksplaner. Den relevante reguleringsmyndigheten skal kontrollere om TSO-enes oppgaver og ansvarsområder er i samsvar med definisjonen i artikkel 2 nr. 18.

Artikkel 15

Samarbeid med DSO-er

1. DSO-er, TSO-er, leverandører av balanse tjenester og balanseansvarlige skal samarbeide for å sikre effektiv og formålstjenlig balanse ring.
2. Hver DSO skal i god tid framlegge all nødvendig informasjon for å utføre balanseavregningen til den tilknyttende TSO-en i samsvar med vilkårene knyttet til balansering i henhold til artikkel 18.
3. Hver TSO kan sammen med de DSO-ene som tilknytter reserver i TSO-ens kontrollområde, i fellesskap utarbeide en metode for fordeling av kostnader fra tiltak truffet av DSO-er i henhold til artikkel 182 nr. 4 og 5 i forordning (EU) 2017/1485. Metoden skal gi en rimelig

fordeling av kostnader, idet det tas hensyn til de berørte partenes ansvarsområder.

4. DSO-er skal rapportere til den tilknyttende TSO-en om eventuelle begrensninger som er definert i henhold til artikkel 182 nr. 4 og 5 i forordning (EU) 2017/1485 som kan påvirke kravene fastsatt i denne forordning.

Artikkel 16

Rollen til leverandører av balansetjenester

1. En leverandør av balansetjenester skal kvalifisere seg til å gi bud på balanseenergi eller balansekapasitet som aktiveres eller kjøpes av den tilknyttende TSO-en, eller i en TSO-BSP-modell, den TSO-en som inngår leverandøravtale. Vellykket gjennomføring av prekvalifisering, sikret av tilknyttende TSO og behandlet i samsvar med artikkel 159 og 162 i forordning (EU) 2017/1485, skal anses som en forutsetning for en vellykket gjennomføring av kvalifikasjonsprosessen for å bli leverandør av balansetjenester i henhold til denne forordning.
2. Hver leverandør av balansetjenester skal til den tilknyttende TSO-en innmelde sine bud på balansekapasitet som påvirker én eller flere balanseansvarlige.
3. Hver leverandør av balansetjenester som deltar i kjøpsprosessen for balansekapasitet, skal innmelde og ha rett til å oppdatere sine bud på balansekapasitet før stengetiden i kjøpsprosessen.
4. Hver leverandør av balansetjenester med en avtale om balansekapasitet skal til sin tilknyttende TSO innmelde de budene på balanseenergi eller på integrert planleggingsprosess som tilsvarer volumet, produktene og andre krav fastsatt i avtalen om balansekapasitet.
5. Alle leverandører av balansetjenester skal ha rett til å innmelde til sin tilknyttende TSO de budene på balanseenergi fra standardprodukter eller spesifikke produkter eller budene på integrert planleggingsprosess som de har bestått prekvalifiseringsprosessen for, i samsvar med artikkel 159 og 162 i forordning (EU) 2017/1485.
6. Prisen for bud på balanseenergi eller bud på integrert planleggingsprosess fra standardprodukter og spesifikke produkter i henhold til nr. 4, skal ikke være forhåndsbestemt i en avtale om balansekapasitet. En TSO kan foreslå et unntak fra denne regelen i forslaget til vilkår knyttet til balanseringsstrukturen i henhold til artikkel 18. Et slikt unntak skal gjelde bare for spesifikke produkter i henhold til artikkel 26

- nr. 3 bokstav b) og ha en begrunnelse som viser høyere økonomisk effektivitet.
7. Det skal ikke forekomme forskjellsbehandling mellom bud på balanseenergi eller bud på integrert planleggingsprosess som innmeldes i henhold til nr. 4, og bud på balanseenergi eller bud på integrert planleggingsprosess som innmeldes i henhold til nr. 5.
 8. For hvert produkt for balanseenergi eller balansekapasitet, skal enheten som leverer reserver, gruppen som leverer reserver, forbruksanlegget eller tredjeparten og de tilknyttede balanseansvarlige i henhold til artikkel 18 nr. 4 bokstav d), tilhøre samme planleggingsområde.

Artikkel 17

Rollen til balanseansvarlige

1. Hver balanseansvarlig skal i sanntid arbeide for å være balansert eller bidra til at kraftsystemet blir balansert. De detaljerte kravene med hensyn til denne forpliktelsen skal defineres i forslaget til vilkår knyttet til balanseringsstrukturen i henhold til artikkel 18.
 2. Hver balanseansvarlig skal være økonomisk ansvarlig for de ubalansene som skal avregnes med tilknyttende TSO.
 3. Før stengtids for det områdekryssende intradagmarkedet, kan hver balanseansvarlig endre de planene som kreves for å beregne sin posisjon i henhold til artikkel 54. De TSO-ene som benytter en modell for sentralisert regulering, kan fastsette særlige vilkår og regler for å endre planene til en balanseansvarlig i vilkårene knyttet til balanseringsstrukturen i henhold til artikkel 18.
 4. Etter stengtids for det områdekryssende intradagmarkedet, kan hver balanseansvarlig endre de interne kommersielle planene som kreves for å beregne sin posisjon i henhold til artikkel 54, i samsvar med reglene fastsatt i vilkårene knyttet til balanseringsstrukturen i henhold til artikkel 18.
- b) vilkårene for balanseansvarlige.

Dersom et LFC-område består av to eller flere TSO-er, kan alle TSO-er i dette LFC-området utarbeide et felles forslag som er underlagt godkjenning av relevante reguleringsmyndigheter.
 2. Vilklårene i henhold til nr. 1 skal også omfatte regler for midlertidig innstilling og gjenopptakelse av markedsvirksomhet i henhold til artikkel 36 i forordning (EU) 2017/2196 og regler for avregning ved midlertidig innstilling av markedsvirksomhet i henhold til artikkel 39 i forordning (EU) 2017/2196, når de er godkjent i samsvar med artikkel 4 i forordning (EU) 2017/2196.
 3. Ved utarbeiding av forslag til vilkår for leverandører av balansetjenester og balanseansvarlige, skal hver TSO
 - a) samordne med de TSO-ene og DSO-ene som kan bli berørt av disse vilkårene,
 - b) overholde rammene for opprettelsen av europeiske plattformer for utveksling av balanseenergi og for prosessen for utligning av motsattrettede ubalanser i henhold til artikkel 19, 20, 21 og 22,
 - c) involvere andre DSO-er og andre berørte parter ved utarbeidingen av forslaget og ta hensyn til deres synspunkter, uten at det berører offentlig høring som fastsatt i artikkel 10.
 4. Vilklårene for leverandører av balansetjenester skal
 - a) definere rimelige og begrunnede krav til levering av balansetjenester,
 - b) tillate aggregering av forbruksanlegg, energilagringsanlegg og kraftproduksjonsanlegg i et planleggingsområde for å tilby balansetjenester som er underlagt vilkårene nevnt i nr. 5 bokstav c),
 - c) tillate at eiere av forbruksanlegg, tredjeparter og eiere av kraftproduksjonsanlegg som bruker konvensjonelle og fornybare energikilder, samt eiere av energilagringsenheter, blir leverandører av balansetjenester,
 - d) kreve at alle bud på balanseenergi fra en leverandør av balansetjenester tildeles én eller flere balanseansvarlige slik at en ubalansejustering kan beregnes i henhold til artikkel 49.
 5. Vilklårene for leverandører av balansetjenester skal inneholde
 - a) reglene for kvalifiseringsprosessen for å bli en leverandør av balansetjenester i henhold til artikkel 16,

Artikkel 18

Vilkår knyttet til balansering

1. Senest seks måneder etter ikrafttreddelsen av denne forordning og for alle planleggingsområder i en medlemsstat skal TSO-ene i denne medlemsstaten utarbeide et forslag om
 - a) vilklårene for leverandører av balansetjenester,

- b) reglene, kravene og fristene for kjøp og overføring av balansekapasitet i henhold til artikkel 32, 33 og 34,
 - c) reglene og vilkårene for aggregering av forbruksanlegg, energilagringsanlegg og kraftproduksjonsanlegg i et planleggingsområde for å bli en leverandør av balanse-tjenester,
 - d) kravene til data og opplysninger som skal leveres til den tilknyttende TSO-en og eventuelt til DSO-en som tilknytter reserver, under prekvalifiseringsprosessen og driften av balansemarkedet,
 - e) reglene og vilkårene for tildelingen av hvert bud på balanseenergi fra en leverandør av balansetjenester til én eller flere balanseansvarlige i henhold til nr. 4 bokstav d),
 - f) kravene til data og opplysninger som skal leveres til den tilknyttende TSO-en og eventuelt til DSO-en som tilknytter reserver, for å vurdere leveringene av balansetjenester i henhold til artikkel 154 nr. 1, artikkel 154 nr. 8, artikkel 158 nr. 1 bokstav e), artikkel 158 nr. 4 bokstav b), artikkel 161 nr. 1 bokstav f) og artikkel 161 nr. 4 bokstav b) i forordning (EU) 2017/1485,
 - g) definisjonen av en plassering for hvert standardprodukt og hvert spesifikke produkt, idet det tas hensyn til nr. 5 bokstav c),
 - h) reglene for bestemmelse av det volumet av balanseenergi som skal avregnes med leverandører av balansetjenester i henhold til artikkel 45,
 - i) reglene for avregning av leverandører av balansetjenester definert i henhold til avdeling V kapittel 2 og 5,
 - j) en siste frist for å ferdigstille avregningen av balanseenergi med en leverandør av balansetjenester i samsvar med artikkel 45, for en gitt balanseavregningsperiode,
 - k) konsekvensene ved manglende overholdelse av de vilkårene som gjelder for leverandører av balansetjenester.
6. Vilkårene for balanseansvarlige skal inneholde
- a) definisjonen av balanseansvar for hvert tilknytningspunkt på en måte som hindrer hull eller overlapping i balanseansvaret til de forskjellige markedsdeltakere som leverer tjenester til tilknytningspunktet,
 - b) kravene for å bli en balanseansvarlig,
 - c) kravet om at alle balanseansvarlige skal være økonomisk ansvarlig for sine ubalanser, og at ubalanser skal avregnes med den tilknyttende TSO-en,
 - d) kravene til data og opplysninger som skal leveres til den tilknyttende TSO-en for å beregne ubalansene,
 - e) reglene for balanseansvarlige med hensyn til å endre planer før og etter stengetiden for intradagmarkedet i henhold til artikkel 17 nr. 3 og 4,
 - f) reglene for avregning av balanseansvarlige definert i henhold til avdeling V kapittel 4,
 - g) avgrensning av et ubalanseområde i henhold til artikkel 54 nr. 2 og et område for ubalansepris,
 - h) en siste frist for å ferdigstille avregningen av ubalanser med balanseansvarlige for en gitt balanseavregningsperiode i henhold til artikkel 54,
 - i) konsekvensene ved manglende overholdelse av de vilkårene som gjelder for balanseansvarlige,
 - j) en forpliktelse for balanseansvarlige til å innmelde til den tilknyttende TSO-en eventuelle endringer av posisjonen,
 - k) avregningsreglene i henhold til artikkel 52, 53, 54 og 55,
 - l) dersom slike forekommer, bestemmelsene om utelukkelse av ubalanser fra balanseavregningen dersom de er knyttet til innføringen av rampingrestriksjoner for å minske deterministiske frekvensavvik i henhold til artikkel 137 nr. 4 i forordning (EU) 2017/1485.
7. Hver tilknyttende TSO kan ha med følgende elementer i forslaget til vilkårene for leverandører av balansetjenester eller i vilkårene for balanseansvarlige:
- a) Et krav til leverandører av balansetjenester om å gi informasjon om uutnyttet produksjonskapasitet og andre balanseressurser fra leverandører av balansetjenester, etter stengetid for dagen-før-markedet og etter stengetid for det områdekryssende intradagmarkedet.
 - b) Dersom det er berettiget, et krav til leverandører av balansetjenester om å tilby uutnyttet produksjonskapasitet eller andre balanseressurser gjennom bud på balanseenergi eller bud på integrert planleggingsprosess i balansemarkedene etter stengetid for dagen-før-markedet, uten at det berører leverandørene av balansetjenester sin mulighet til å endre sine bud på balanseenergi før stengetiden for balanseenergi eller stengetiden for integrert planleggingsprosess på grunn av handel på intradagmarkedet.

- c) Dersom det er berettiget, et krav til leverandører av balansetjenester om å tilby uutnyttet produksjonskapasitet eller andre balanseressurser gjennom bud på balanseenergi eller bud på integrert planleggingsprosess i balansemarkedene etter stengetid for det områdekryssende intradagmarkedet.
 - d) Særlige krav med hensyn til posisjonen til balanseansvarlige framlagt etter tidsrammen for dagen-før-markedet for å sikre at summen av deres interne og eksterne kommersielle handelsplaner er lik summen av planene for fysisk produksjon og forbruk, idet det tas hensyn til kompensasjon for tap av elektrisk kraft, dersom det er relevant.
 - e) Et unntak fra kravet om å offentliggjøre opplysninger om tilbudte priser på balanseenergi eller balansekapasitet på grunn av risiko for markedsmissbruk i henhold til artikkel 12 nr. 4.
 - f) Et unntak for spesifikke produkter definert i artikkel 26 nr. 3 bokstav b) om å forhåndsfastsette bud på balanseenergi fra en avtale om balansekapasitet i henhold til artikkel 16 nr. 6.
 - g) En søknad om bruk av dobbel prisfastsettelse for alle ubalanser basert på vilkårene fastsatt i henhold til artikkel 52 nr. 2 bokstav d) i), og metoden for dobbel prisfastsettelse i henhold til artikkel 52 nr. 2 bokstav d) ii).
8. De TSO-ene som benytter en modell for sentralisert regulering, skal også ta med følgende elementer i vilkårene knyttet til balansering:
- a) Stengetiden for integrert planleggingsprosess i henhold til artikkel 24 nr. 5.
 - b) Reglene for oppdatering av budene på integrert planleggingsprosess etter hver stengetid for integrert planleggingsprosess i henhold til artikkel 24 nr. 6.
 - c) Reglene for bruk av bud på integrert planleggingsprosess før stengetiden for balanseenergi i henhold til artikkel 24 nr. 7.
 - d) Reglene for konvertering av bud på integrert planleggingsprosess i henhold til artikkel 27.
9. Hver TSO skal overvåke at alle parter oppfyller kravene fastsatt i vilkårene for balansering i sitt eller sine planleggingsområder.

Kapittel 2

Europeiske plattformer for utveksling av balanseenergi

Artikkel 19

Europeisk plattform for utveksling av balanseenergi fra erstatningsreserver

1. Innen seks måneder etter ikrafttredelsen av denne forordning skal alle TSO-er som utfører prosessen for erstatning av reserver i henhold til del IV i forordning (EU) 2017/1485, utarbeide et forslag til gjennomføringsrammen for en europeisk plattform for utveksling av balanseenergi fra erstatningsreserver.
2. Den europeiske plattformen for utveksling av balanseenergi fra erstatningsreserver, som drives av TSO-er eller ved hjelp av en enhet som TSO-ene oppretter selv, skal baseres på felles styringsprinsipper og forretningsprosesser og skal bestå av minst funksjonen for aktiveringsoptimering og funksjonen for avregning mellom TSO-er. Denne europeiske plattformen skal benytte en multilateral TSO-TSO-modell med felles budlister for utveksling av alle bud på balanseenergi fra alle standardprodukter for erstatningsreserver, unntatt utilgjengelige bud i henhold til artikkel 29 nr. 14.
3. Forslaget i nr. 1 skal minst omfatte
 - a) høynivåutforming av den europeiske plattformen,
 - b) veikartet og tidsrammene for gjennomføring av den europeiske plattformen,
 - c) definisjonene av de funksjonene som kreves for å drive den europeiske plattformen,
 - d) de foreslåtte reglene for styring og drift av den europeiske plattformen, basert på prinsippet om likebehandling, og skal sikre rettferdig behandling av alle deltakende TSO-er, og at ingen TSO-er uberettiget kan oppnå økonomiske fordeler ved å utøve funksjonene i den europeiske plattformen,
 - e) den foreslåtte utpekingen av den eller de enhetene som skal utføre de funksjonene som er definert i forslaget. Dersom TSO-ene foreslår å utpeke mer enn én enhet, skal forslaget vise og sikre
 - i) en konsekvent fordeling av funksjonene til de enhetene som driver den europeiske plattformen. Forslaget skal fullt ut ta hensyn til behovet for å samordne de forskjellige funksjonene som tildeles de enhetene som driver den europeiske plattformen,

- ii) at den foreslåtte strukturen for den europeiske plattformen og fordelingen av funksjoner sikrer effektiv og formålstjenlig styring, drift og regelverksbasert tilsyn av den europeiske plattformen, og at den støtter målene for denne forordning,
 - iii) en effektiv samordnings- og beslutningsprosess for å løse konflikter mellom enheter som driver den europeiske plattformen,
 - f) rammen for harmonisering av vilkårene knyttet til balanseringsstrukturen i henhold til artikkel 18,
 - g) de detaljerte prinsippene for deling av felleskostnadene, herunder detaljert kategorisering av felleskostnader, i samsvar med artikkel 23,
 - h) stengyetiden for balanseenergi for alle standardprodukter for erstatningsreserver i samsvar med artikkel 24,
 - i) definisjonen av standardprodukter for balanseenergi fra erstatningsreserver i samsvar med artikkel 25,
 - j) stengyetiden for innmelding av energibud fra TSO i samsvar med artikkel 29 nr. 13,
 - k) de felles budlistene som skal opprettes ved hjelp av fellesfunksjonen for aktiveringsoptimering i henhold til artikkel 31,
 - l) beskrivelsen av algoritmen til drift av funksjonen for aktiveringsoptimering av bud på balanseenergi fra alle standardprodukter for erstatningsreserver i samsvar med artikkel 58.
4. Innen seks måneder etter godkjenningen av forslaget til gjennomføringsrammen for en europeisk plattform for utveksling av balanseenergi fra erstatningsreserver, skal alle TSO-er som utfører prosessen for erstatning av reserver i henhold til del IV i forordning (EU) 2017/1485, utpeke den eller de foreslåtte enhetene som får i oppgave å drive den europeiske plattformen i henhold til nr. 3 bokstav e).
 5. Innen ett år etter godkjenningen av forslaget til gjennomføringsrammen for en europeisk plattform for utveksling av balanseenergi fra erstatningsreserver, skal alle TSO-er som utfører prosessen for erstatning av reserver i henhold til del IV i forordning (EU) 2017/1485, og som har minst én sammenkoplede tilgrensende TSO som utfører prosessen for erstatning av reserver, gjennomføre og sette i drift den europeiske plattformen for utveksling av balanse-

energi fra erstatningsreserver. De skal bruke den europeiske plattformen til å

- a) innmelde alle bud på balanseenergi fra alle standardprodukter for erstatningsreserver,
- b) utveksle alle bud på balanseenergi fra alle standardprodukter for erstatningsreserver, unntatt utilgjengelige bud i henhold til artikkel 29 nr. 14,
- c) etterstrebe å oppfylle alle sine behov for balanseenergi fra erstatningsreserver.

Artikkel 20

Europeisk plattform for utveksling av balanseenergi fra frekvensgjenopprettingsreserver med manuell aktivering

1. Innen ett år etter ikrafttredelsen av denne forordning skal alle TSO-er utarbeide et forslag til gjennomføringsrammen for en europeisk plattform for utveksling av balanseenergi fra frekvensgjenopprettingsreserver med manuell aktivering.
2. Den europeiske plattformen for utveksling av balanseenergi fra frekvensgjenopprettingsreserver med manuell aktivering, som drives av TSO-er eller ved hjelp av en enhet som TSO-ene oppretter selv, skal baseres på felles styringsprinsipper og forretningsprosesser og skal bestå av minst funksjonen for aktiveringsoptimering og funksjonen for avregning mellom TSO-er. Denne europeiske plattformen skal benytte en multilateral TSO-TSO-modell med felles budlister for utveksling av alle bud på balanseenergi fra alle standardprodukter for frekvensgjenopprettingsreserver med manuell aktivering, unntatt utilgjengelige bud i henhold til artikkel 29 nr. 14.
3. Forslaget i nr. 1 skal minst omfatte
 - a) høynivåutforming av den europeiske plattformen,
 - b) veikartet og tidsrammene for gjennomføring av den europeiske plattformen,
 - c) definisjonene av de funksjonene som kreves for å drive den europeiske plattformen,
 - d) de foreslåtte reglene for styring og drift av den europeiske plattformen, basert på prinsippet om likebehandling, og skal sikre rettferdig behandling av alle deltakende TSO-er, og at ingen TSO-er uberettiget kan oppnå økonomiske fordeler ved å utøve funksjonene i den europeiske plattformen,
 - e) den foreslåtte utpekingen av den eller de enhetene som skal utføre de funksjonene som er definert i forslaget. Dersom TSO-

- ene foreslår å utpeke mer enn én enhet, skal forslaget vise og sikre
- i) en konsekvent fordeling av funksjonene til de enhetene som driver den europeiske plattformen. Forslaget skal fullt ut ta hensyn til behovet for å samordne de forskjellige funksjonene som tildeles de enhetene som driver den europeiske plattformen,
 - ii) at den foreslåtte strukturen for den europeiske plattformen og fordelingen av funksjoner sikrer effektiv og formålstjenlig styring, drift og regelverksbasert tilsyn av den europeiske plattformen, og at den støtter målene for denne forordning,
 - iii) en effektiv samordnings- og beslutningsprosess for å løse konflikter mellom enheter som driver den europeiske plattformen,
- f) rammen for harmonisering av vilkårene knyttet til balanseringsstrukturen i henhold til artikkel 18,
 - g) de detaljerte prinsippene for deling av felleskostnadene, herunder detaljert kategorisering av felleskostnader, i samsvar med artikkel 23,
 - h) stengyetiden for balanseenergi for alle standardprodukter for frekvensgjenopprettingsreserver med manuell aktivering i samsvar med artikkel 24,
 - i) definisjonen av standardprodukter for balanseenergi fra frekvensgjenopprettingsreserver med manuell aktivering i samsvar med artikkel 25,
 - j) stengyetiden for innmelding av energibud fra TSO i samsvar med artikkel 29 nr. 13,
 - k) de felles budlistene som skal opprettes ved hjelp av fellesfunksjonen for aktiveringsoptimering i henhold til artikkel 31,
 - l) beskrivelsen av algoritmen til drift av funksjonen for aktiveringsoptimering av bud på balanseenergi fra alle standardprodukter for frekvensgjenopprettingsreserver med manuell aktivering i samsvar med artikkel 58.
4. Innen seks måneder etter godkjenningen av forslaget til gjennomføringsrammen for en europeisk plattform for utveksling av balanseenergi fra frekvensgjenopprettingsreserver med manuell aktivering, skal alle TSO-er utpeke den eller de foreslåtte enhetene som får i oppgave å drive den europeiske plattformen i henhold til nr. 3 bokstav e).
 5. Innen 18 måneder etter godkjenningen av forslaget til gjennomføringsrammen for en europeisk plattform for utveksling av balanseenergi fra frekvensgjenopprettingsreserver med manuell aktivering, kan alle TSO-er utarbeide et forslag om endring av den europeiske plattformen for utveksling av balanseenergi fra frekvensgjenopprettingsreserver med manuell aktivering i henhold til nr. 1. Foreslåtte endringer skal underbygges av en nytte- og kostnadsanalyse som utføres av alle TSO-er i henhold til artikkel 61. Forslaget skal meldes til Kommisjonen.
 6. Innen 30 måneder etter godkjenningen av forslaget til gjennomføringsrammen for en europeisk plattform for utveksling av balanseenergi fra frekvensgjenopprettingsreserver med manuell aktivering, eller dersom alle TSO-er framlegger et forslag om endring av den europeiske plattformen i henhold til nr. 5, innen tolv måneder etter godkjenningen av forslaget om endring av den europeiske plattformen, skal alle TSO-er gjennomføre og sette i drift den europeiske plattformen for utveksling av balanseenergi fra frekvensgjenopprettingsreserver med manuell aktivering, og de skal bruke den europeiske plattformen til å
 - a) innmelde alle bud på balanseenergi fra alle standardprodukter for frekvensgjenopprettingsreserver med manuell aktivering,
 - b) utveksle alle bud på balanseenergi fra alle standardprodukter for frekvensgjenopprettingsreserver med manuell aktivering, unntatt utilgjengelige bud i henhold til artikkel 29 nr. 14,
 - c) etterstrebe å oppfylle alle sine behov for balanseenergi fra frekvensgjenopprettingsreserver med manuell aktivering.

Artikkel 21

Europeisk plattform for utveksling av balanseenergi fra frekvensgjenopprettingsreserver med automatisk aktivering

1. Innen ett år etter ikrafttredelsen av denne forordning skal alle TSO-er utarbeide et forslag til gjennomføringsrammen for en europeisk plattform for utveksling av balanseenergi fra frekvensgjenopprettingsreserver med automatisk aktivering.
2. Den europeiske plattformen for utveksling av balanseenergi fra frekvensgjenopprettingsreserver med automatisk aktivering, som drives av TSO-er eller ved hjelp av en enhet som TSO-ene oppretter selv, skal baseres på felles

styringsprinsipper og forretningsprosesser og skal bestå av minst funksjonen for aktiveringsoptimering og funksjonen for avregning mellom TSO-er. Denne europeiske plattformen skal benytte en multilateral TSO-TSO-modell med felles budlister for utveksling av alle bud på balanseenergi fra alle standardprodukter for frekvensgjenopprettingsreserver med automatisk aktivering, unntatt utilgjengelige bud i henhold til artikkel 29 nr. 14.

3. Forslaget i nr. 1 skal minst omfatte
 - a) høynivåutforming av den europeiske plattformen,
 - b) veikartet og tidsrammene for gjennomføring av den europeiske plattformen,
 - c) definisjonene av de funksjonene som kreves for å drive den europeiske plattformen,
 - d) de foreslåtte reglene for styring og drift av den europeiske plattformen, basert på prinsippet om likebehandling, og skal sikre rettferdig behandling av alle deltakende TSO-er, og at ingen TSO-er uberettiget kan oppnå økonomiske fordeler ved å utøve funksjonene i den europeiske plattformen,
 - e) den foreslåtte utpekingen av den eller de enhetene som skal utføre de funksjonene som er definert i forslaget. Dersom TSO-ene foreslår å utpeke mer enn én enhet, skal forslaget vise og sikre
 - i) en konsekvent fordeling av funksjonene til de enhetene som driver den europeiske plattformen. Forslaget skal fullt ut ta hensyn til behovet for å samordne de forskjellige funksjonene som tildeles de enhetene som driver den europeiske plattformen,
 - ii) at den foreslåtte strukturen for den europeiske plattformen og fordelingen av funksjoner sikrer effektiv og formålstjenlig styring, drift og regelverksbasert tilsyn av den europeiske plattformen, og at den støtter målene for denne forordning,
 - iii) en effektiv samordnings- og beslutningsprosess for å løse konflikter mellom enheter som driver den europeiske plattformen,
 - f) rammen for harmonisering av vilkårene knyttet til balanseringsstrukturen i henhold til artikkel 18,
 - g) de detaljerte prinsippene for deling av felleskostnadene, herunder detaljert kategorisering av felleskostnader, i samsvar med artikkel 23,
 - h) stengetiden for balanseenergi for alle standardprodukter for frekvensgjenopprettingsreserver med automatisk aktivering i samsvar med artikkel 24,
 - i) definisjonen av standardprodukter for balanseenergi fra frekvensgjenopprettingsreserver med automatisk aktivering i samsvar med artikkel 25,
 - j) stengetiden for innmelding av energibud fra TSO i samsvar med artikkel 29 nr. 13,
 - k) de felles budlistene som skal opprettes ved hjelp av fellesfunksjonen for aktiveringsoptimering i henhold til artikkel 31,
 - l) beskrivelsen av algoritmen til drift av funksjonen for aktiveringsoptimering av bud på balanseenergi fra alle standardprodukter for frekvensgjenopprettingsreserver med automatisk aktivering i samsvar med artikkel 58.
4. Innen seks måneder etter godkjenningen av forslaget til gjennomføringsrammen for en europeisk plattform for utveksling av balanseenergi fra frekvensgjenopprettingsreserver med automatisk aktivering, skal alle TSO-er utpeke den eller de foreslåtte enhetene som får i oppgave å drive den europeiske plattformen i henhold til nr. 3 bokstav e).
5. Innen 18 måneder etter godkjenningen av forslaget til gjennomføringsrammen for en europeisk plattform for utveksling av balanseenergi fra frekvensgjenopprettingsreserver med automatisk aktivering, kan alle TSO-er utarbeide et forslag om endring av den europeiske plattformen for utveksling av balanseenergi fra frekvensgjenopprettingsreserver med automatisk aktivering i henhold til nr. 1 og av de prinsippene som er fastsatt i nr. 2. Foreslåtte endringer skal underbygges av en nytte- og kostnadsanalyse som utføres av alle TSO-er i henhold til artikkel 61. Forslaget skal meldes til Kommisjonen.
6. Innen 30 måneder etter godkjenningen av forslaget til gjennomføringsrammen for en europeisk plattform for utveksling av balanseenergi fra frekvensgjenopprettingsreserver med automatisk aktivering, eller dersom alle TSO-er framlegger et forslag om endring av den europeiske plattformen i henhold til nr. 5, innen tolv måneder etter godkjenningen av forslaget om endring av den europeiske plattformen, skal alle TSO-er som utfører prosessen for automatisk frekvensgjenopprettelse i henhold til del IV i forordning 2017/1485, gjennomføre og sette i drift den europeiske plattformen for utveksling av balanseenergi fra fre-

kvensgjenopprettingsreserver med automatisk aktivering, og de skal bruke den europeiske plattformen til å

- a) innmelde alle bud på balanseenergi fra alle standardprodukter for frekvensgjenopprettingsreserver med automatisk aktivering,
- b) utveksle alle bud på balanseenergi fra alle standardprodukter for frekvensgjenopprettingsreserver med automatisk aktivering, unntatt utilgjengelige bud i henhold til artikkel 29 nr. 14,
- c) etterstrebe å oppfylle alle sine behov for balanseenergi fra frekvensgjenopprettingsreserver med automatisk aktivering.

Artikkel 22

Europeisk plattform for prosessen for utligning av motsattrettede ubalanser

1. Innen seks måneder etter ikrafttreddelsen av denne forordning skal alle TSO-er utarbeide et forslag til gjennomføringsrammen for en europeisk plattform for prosessen for utligning av motsattrettede ubalanser.
2. Den europeiske plattformen for prosessen for utligning av motsattrettede ubalanser, som drives av TSO-er eller ved hjelp av en enhet som TSO-ene oppretter selv, skal baseres på felles styringsprinsipper og forretningsprosesser og skal bestå av minst funksjonen for utligning av motsattrettede ubalanser og funksjonen for avregning mellom TSO-er. Den europeiske plattformen skal benytte en multilateral TSO-TSO-modell for å utføre prosessen for utligning av motsattrettede ubalanser.
3. Forslaget i nr. 1 skal minst omfatte
 - a) høynivåutforming av den europeiske plattformen,
 - b) veikartet og tidsrammene for gjennomføring av den europeiske plattformen,
 - c) definisjonen av de funksjonene som kreves for å drive den europeiske plattformen,
 - d) de foreslåtte reglene for styring og drift av den europeiske plattformen, basert på prinsippet om likebehandling, og skal sikre rettfærdig behandling av alle deltagende TSO-er, og at ingen TSO-er uberettiget kan oppnå økonomiske fordeler ved å utøve funksjonene i den europeiske plattformen,
 - e) den foreslåtte utpekingen av den eller de enhetene som skal utføre de funksjonene som er definert i forslaget. Dersom TSO-ene foreslår å utpeke mer enn én enhet, skal forslaget vise og sikre

- i) en konsekvent fordeling av funksjonene til de enhetene som driver den europeiske plattformen. Forslaget skal fullt ut ta hensyn til behovet for å samordne de forskjellige funksjonene som tildeles de enhetene som driver den europeiske plattformen,
- ii) at den foreslåtte strukturen for den europeiske plattformen og fordelingen av funksjoner sikrer effektiv og formålstjenlig styring, drift og regelverksbasert tilsyn av den europeiske plattformen, og at den støtter målene for denne forordning,
- iii) en effektiv samordnings- og beslutningsprosess for å løse konflikter mellom enheter som driver den europeiske plattformen,
- f) rammen for harmonisering av vilkårene knyttet til balanseringsstrukturen i henhold til artikkel 18,
- g) de detaljerte prinsippene for deling av felleskostnadene, herunder detaljert kategorisering av felleskostnader, i samsvar med artikkel 23,
- h) beskrivelsen av algoritmen til drift av prosessen for utligning av motsattrettede ubalanser i samsvar med artikkel 58.
4. Innen seks måneder etter godkjenningen av forslaget til gjennomføringsrammen for en europeisk plattform for prosessen for utligning av motsattrettede ubalanser, skal alle TSO-er utpeke den eller de foreslåtte enhetene som får i oppgave å drive den europeiske plattformen i henhold til nr. 3 bokstav e).
5. Innen ett år etter godkjenningen av forslaget til gjennomføringsrammen for en europeisk plattform for prosessen for utligning av motsattrettede ubalanser, skal alle TSO-er som utfører prosessen for automatisk frekvensgjenopprettelse i henhold til del IV i forordning (EU) 2017/1485, gjennomføre og sette i drift den europeiske plattformen for prosessen for utligning av motsattrettede ubalanser. De skal bruke den europeiske plattformen til å utføre prosessen for utligning av motsattrettede ubalanser, minst for synkronområdet for det europeiske kontinent.

Artikkel 23

Kostnadsfordeling mellom TSO-er i forskjellige medlemsstater

1. Alle TSO-er skal legge fram en årlig rapport for relevante reguleringsmyndigheter i sam-

svar med artikkel 37 i direktiv 2009/72/EF som i detalj redegjør for kostnadene ved opprettelse, endring og drift av de europeiske plattformene i samsvar med artikkel 19, 20, 21 og 22. Denne rapporten skal offentliggjøres av Byrået, idet det tas behørig hensyn til følsom forretningsinformasjon.

2. Kostnadene nevnt i nr. 1, skal deles inn i
 - a) felleskostnader som følge av samordnede aktiviteter gjennomført av alle TSO-er som deltar i de respektive plattformene,
 - b) regionale kostnader som følge av aktiviteter gjennomført av flere, men ikke alle TSO-er som deltar i de respektive plattformene,
 - c) nasjonale kostnader som følge av aktiviteter gjennomført av TSO-ene i denne medlemsstaten som deltar i de respektive plattformene.
3. Felleskostnadene nevnt i nr. 2 bokstav a), skal deles mellom TSO-ene i medlemsstatene og tredjestater som deltar i de europeiske plattformene. For å beregne det beløpet som skal betales av TSO-ene i hver medlemsstat og eventuelt hver tredjestat, skal én åttedel av felleskostnadene fordeles likt på alle medlemsstater og tredjestater, fem åttedeler skal fordeles på hver medlemsstat og tredjestat i forhold til deres forbruk, og to åttedeler skal fordeles likt på deltakende TSO-er i henhold til nr. 2 bokstav a). Medlemsstatens andel av kostnadene skal dekkes av den eller de TSO-ene som driver virksomhet på et territorium i den aktuelle medlemsstaten. Dersom flere TSO-er driver virksomhet i en medlemsstat, skal medlemsstatens andel av kostnadene fordeles mellom disse TSO-ene i forhold til forbruket i TSO-ens kontrollområder.
4. Beregningen av felleskostnadene skal jevnlig tilpasses for å ta hensyn til endringer i felleskostnadene eller endringer blant de deltakende TSO-ene.
5. TSO-er som samarbeider i en bestemt region, skal komme til enighet om et felles forslag til fordeling av regionale kostnader i samsvar med nr. 2 bokstav b). Forslaget skal deretter godkjennes individuelt av relevante reguleringsmyndigheter i hver medlemsstat og eventuelt hver tredjestat i regionen. TSO-er som samarbeider i en bestemt region, kan alternativt bruke den formen for kostnadsfordeling som er fastsatt i nr. 3.
6. Prinsippene for kostnadsdeling skal gjelde kostnader som bidrar til opprettelse, endring og drift av de europeiske plattformene fra tidspunktet for godkjenningen av forslaget til de

aktuelle gjennomføringsrammene i henhold til artikkel 19 nr. 1, artikkel 20 nr. 1, artikkel 21 nr. 1 og artikkel 22 nr. 1. Dersom det i gjennomføringsrammene foreslås at eksisterende prosjekter skal utvikles til en europeisk plattform, kan alle TSO-er som deltar i de eksisterende prosjektene, foreslå at en andel av de påløpte kostnadene før godkjenningen av forslaget til gjennomføringsrammene som er direkte knyttet til utviklingen og gjennomføringen av dette prosjektet, og som vurderes som rimelige, effektive og forholdsmessige, skal anses som en del av felleskostnadene nevnt i nr. 2 bokstav a).

Artikkel 24

Stengetid for balanseenergi

1. Som en del av forslagene i henhold til artikkel 19, 20 og 21, skal alle TSO-er harmonisere stengetiden for balanseenergi for standardprodukter på unionsplan, minst for hver av følgende prosesser:
 - a) Erstatningsreserver.
 - b) Frekvensgjenopprettingsreserver med manuell aktivering.
 - c) Frekvensgjenopprettingsreserver med automatisk aktivering.
2. Stengetiden for balanseenergi skal
 - a) ligge så tett opptil sanntid som mulig,
 - b) ikke komme før stengetid for det områdekryssende intradagmarkedet,
 - c) sikre tilstrekkelig tid til de nødvendige balanseprosessene.
3. Etter stengetiden for balanseenergi, skal leverandørene av balansetjenester ikke lenger ha tillatelse til å innmelde eller oppdatere sine bud på balanseenergi.
4. Etter stengetiden for balanseenergi, skal leverandørene av balansetjenester uten unødig opphold melde fra til den tilknyttende TSO-en om eventuelle utilgjengelige volumer av bud på balanseenergi i samsvar med artikkel 158 nr. 4 bokstav b) og artikkel 161 nr. 4 bokstav b) i forordning (EU) 2017/1485. Dersom leverandører av balansetjenester har et tilknytningspunkt til en DSO, og dersom DSO-en krever det, skal leverandører av balansetjenester uten unødig opphold også melde fra til DSO-en om eventuelle utilgjengelige volumer av bud på balanseenergi.
5. Innen to år etter ikrafttredelsen av denne forordning skal alle TSO-er som benytter en modell for sentralisert regulering, definere minst én stengetid for integrert planleggingsprosess som

- a) skal gjøre leverandører av balansetjenester i stand til å oppdatere sine bud på integrert planlegging så tett opptil sanntid som mulig,
 - b) ikke skal være mer enn åtte timer før sanntid,
 - c) skal være før stengetiden for innmelding av energibud fra TSO.
6. Etter hver stengetid for integrert planleggingsprosess, kan budet på integrert planleggingsprosess bare endres i samsvar med reglene definert av den tilknyttende TSO-en i vilkårene for leverandører av balansetjenester fastsatt i henhold til artikkel 18. Disse reglene skal gjennomføres før den tilknyttende TSO-en slutter seg til en prosess for utveksling av balanseenergi, og skal gjøre det mulig for leverandører av balansetjenester å oppdatere sine bud på integrert planleggingsprosess i størst mulig omfang fram til stengetiden for det områdekryssende intradagmarkedet, samtidig som det sikres
- a) økonomisk effektivitet i den integrerte planleggingsprosessen,
 - b) driftssikkerhet,
 - c) konsekvens i alle gjentakelser av den integrerte planleggingsprosessen,
 - d) rettferdig og lik behandling av alle leverandører av balansetjenester i planleggingsområdet,
 - e) at det ikke er noen negativ virkning på den integrerte planleggingsprosessen.
7. Hver TSO som benytter en modell for sentralisert regulering, skal fastsette reglene for bruk av bud på integrert planleggingsprosess før stengetiden for balanseenergi i samsvar med artikkel 18 nr. 8 bokstav c) for å sikre
- a) at TSO-en oppfyller kravene til reservekapasitet i sanntid,
 - b) tilstrekkelige ressurser til å løse interne flaskehalsar,
 - c) muligheten for praktisk gjennomførbar regulering mellom kraftproduksjonsanlegg og forbruksanlegg i sanntid.
- en bruke bare standardprodukter og, dersom det er berettiget, spesifikke balanseenergiprodukter for å opprettholde systembalansen i samsvar med artikkel 127, 157 og 160 i forordning (EU) 2017/1485.
2. Innen to år etter ikrafttredelsen av denne forordning skal alle TSO-er utarbeide et forslag til en liste over standardprodukter for balansekapasitet for frekvensgjenoppretingsreserver og erstatningsreserver.
 3. Minst annethvert år skal alle TSO-er gjennomgå listen over standardprodukter for balanseenergi og balansekapasitet. Gjennomgåelsen av standardprodukter skal ta hensyn til
 - a) målene fastsatt i artikkel 3 nr. 1,
 - b) dersom det er relevant, foreslåtte endringer av listen over standardprodukter og antall felles budlister i henhold til artikkel 31 nr. 2,
 - c) ytelsesindikatorer beskrevet i artikkel 59 nr. 4.
 4. Listen over standardprodukter for balanseenergi og balansekapasitet kan angi minst følgende egenskaper ved et bud på standardprodukt:
 - a) Forberedelsesperiode.
 - b) Rampingperiode.
 - c) Tid for full aktivering.
 - d) Minste og største mengde.
 - e) Deaktiveringsperiode.
 - f) Korteste og lengste varighet av leveringsperioden.
 - g) Gyldighetstid.
 - h) Aktiveringsmåte.
 5. Listen over standardprodukter for balanseenergi og balansekapasitet skal angi minst følgende variable egenskaper ved et standardprodukt som skal bestemmes av leverandørene av balansetjenester under prekvalifiseringen eller ved innmelding av budet på standardprodukt:
 - a) Budpris.
 - b) Delbarhet.
 - c) Plassering.
 - d) Minste varighet mellom slutten av deaktiveringsperioden og etterfølgende aktivering.
 6. Standardprodukter for balanseenergi og balansekapasitet skal
 - a) sikre effektiv standardisering, fremme grensekryssende konkurranse og likviditet, og unngå unødig fragmentering av markedet,
 - b) gjøre det lettere for eiere av forbruksanlegg, tredjeparter og eiere av kraftproduksjonsanlegg fra fornybare energikilder samt eiere av energilagringssystemer å delta som leverandører av balansetjenester.

Artikkel 25

Krav til standardprodukter

1. Standardprodukter for balanseenergi skal utarbeides som en del av forslagene til gjennomføringsrammene for de europeiske plattformene i henhold til artikkel 19, 20 og 21. Etter godkjenning av hver gjennomføringsramme og senest når en TSO bruker den respektive europeiske plattformen, skal TSO-

*Artikkel 26***Krav til spesifikke produkter**

1. Etter godkjenningen av gjennomføringsrammene for de europeiske plattformene i henhold til artikkel 19, 20 og 21, skal hver TSO utarbeide et forslag til definisjon og bruk av spesifikke produkter for balanseenergi og balansekapasitet. Dette forslaget skal minst omfatte
 - a) en definisjon av spesifikke produkter og den perioden de vil bli brukt,
 - b) en påvisning av at det ikke er tilstrekkelig med standardprodukter for å ivareta driftssikkerheten og opprettholde systembalansen på en effektiv måte, eller en påvisning av at enkelte balanseressurser ikke kan delta i balansemarkedet gjennom standardprodukter,
 - c) en beskrivelse av tiltak som er foreslått for å minimere bruken av spesifikke produkter avhengig av deres økonomiske effektivitet,
 - d) dersom det er relevant, reglene for konvertering av bud på balanseenergi fra spesifikke produkter til bud på balanseenergi fra standardprodukter,
 - e) dersom det er relevant, opplysninger om prosessen for konvertering av bud på balanseenergi fra spesifikke produkter til bud på balanseenergi fra standardprodukter, og opplysninger om hvilken felles budliste som danner grunnlaget for konverteringen,
 - f) en påvisning av at de spesifikke produktene ikke skaper vesentlig ineffektivitet og vridninger i balansemarkedet i og utenfor planleggingsområdet.
2. Hver TSO som bruker spesifikke produkter, skal minst annethvert år vurdere behovet for å bruke spesifikke produkter i samsvar med kriteriene fastsatt i nr. 1.
3. De spesifikke produktene skal innføres parallelt med innføringen av standardproduktene. Etter bruk av de spesifikke produktene kan den tilknyttende TSO-en alternativt
 - a) konvertere bud på balanseenergi fra spesifikke produkter til bud på balanseenergi fra standardprodukter,
 - b) aktivere bud på balanseenergi fra spesifikke produkter lokalt uten å utveksle dem.
4. Reglene for konvertering av bud på balanseenergi fra spesifikke produkter til bud på balanseenergi fra standardprodukter i henhold til nr. 1 bokstav d) skal

- a) være rettferdige, åpne og ikke-diskriminerende,
- b) ikke skape hindringer for utveksling av balansetjenester,
- c) sikre at TSO-ene er økonomisk nøytrale.

*Artikkel 27***Konvertering av bud i en modell for sentralisert regulering**

1. Hver TSO som benytter en modell for sentralisert regulering, skal bruke budene på integrert planleggingsprosess til utveksling av balansetjenester eller til deling av reserver.
2. Hver TSO som benytter en modell for sentralisert regulering, skal bruke de budene på integrert planleggingsprosess som er tilgjengelig for sanntidsforvaltning av systemet, til å levere balansetjenester til andre TSO-er, samtidig som begrensningene med hensyn til driftssikkerhet overholdes.
3. Hver TSO som benytter en modell for sentralisert regulering, skal i størst mulig grad konvertere budene på integrert planleggingsprosess i henhold til nr. 2, til standardprodukter, idet det tas hensyn til driftssikkerheten. Reglene for konvertering av bud på integrert planleggingsprosess til standardprodukter skal
 - a) være rettferdige, åpne og ikke-diskriminerende,
 - b) ikke skape hindringer for utveksling av balansetjenester,
 - c) sikre at TSO-ene er økonomisk nøytrale.

*Artikkel 28***Alternative framgangsmåter**

1. Hver TSO skal sikre at det finnes alternative løsninger dersom framgangsmåtene nevnt i nr. 2 og 3 mislykkes.
2. Dersom kjøpet av balansetjenester mislykkes, skal de berørte TSO-ene gjenta kjøpsprosessen. TSO-ene skal underrette markedsdeltakerne om at alternative framgangsmåter vil bli tatt i bruk så snart som mulig.
3. Dersom den samordnede aktiveringen av balanseenergi mislykkes, kan hver TSO avvike fra aktiveringen av den felles budlisten og skal underrette markedsdeltakerne så snart som mulig.

*Avdeling III***Kjøp av balansetjenester***Kapittel 1***Balansenergi***Artikkel 29***Aktivering av bud på balansenergi fra felles budliste**

1. For å opprettholde systembalansen i samsvar med artikkel 127, 157 og 160 i forordning (EU) 2017/1485, skal hver TSO bruke kostnadseffektive bud på balansenergi som er tilgjengelig for levering i sitt kontrollområde, basert på felles budlister eller en annen modell som definert etter forslaget fra alle TSO-er i henhold til artikkel 21 nr. 5.
2. TSO-ene skal ikke aktivere bud på balansenergi før den tilsvarende stengtiden for balansenergi, unntatt i skjerpet driftstilstand eller nøddriftstilstand, dersom slik aktivering bidrar til å redusere alvorlighetsgraden av disse systemdriftstilstandene, og unntatt dersom budene tjener andre formål enn balansering i henhold til nr. 3.
3. Innen ett år etter ikrafttreddelsen av denne forordning skal alle TSO-er utarbeide et forslag til en metode for klassifisering av aktiveringsformål for bud på balansenergi. Denne metoden skal
 - a) beskrive alle mulige formål for aktivering av bud på balansenergi,
 - b) definere klassifiseringskriteriene for hvert mulig aktiveringsformål.
4. For hvert bud på balansenergi som aktiveres fra den felles budlisten, skal den TSO-en som aktiverer budet, definere aktiveringsformålet basert på metoden i henhold til nr. 3. Aktiveringsformålet skal meldes og være synlig for alle TSO-er gjennom funksjonen for aktiveringsoptimering.
5. Dersom aktiveringen av bud på balansenergi avviker fra resultatene fra funksjonen for aktiveringsoptimering, skal TSO-en i rimelig tid offentliggjøre opplysningene om årsakene til forekomsten av slike avvik.
6. Anmodningen om aktivering av bud på balansenergi fra funksjonen for aktiveringsoptimering, skal forplikte den anmodende TSO-en og tilknyttende TSO-en til å akseptere den konkrete utvekslingen av balansenergi. Hver tilknyttende TSO skal sikre aktivering av det budet på balansenergi som er valgt av funksjonen for aktiveringsoptimering. Balansenergien skal avregnes i henhold til artikkel

50 og mellom den tilknyttende TSO-en og leverandører av balansetjenester i henhold til avdeling V kapittel 2.

7. Aktiveringen av bud på balanseenergi skal baseres på en TSO-TSO-modell med en felles budliste.
8. Hver TSO skal framlegge alle nødvendige data for driften av algoritmen i artikkel 58 nr. 1 og 2 for funksjonen for aktiveringsoptimering i samsvar med reglene fastsatt i henhold til artikkel 31 nr. 1.
9. Hver tilknyttende TSO skal før stengtiden for innmelding av energibud fra TSO, innmelde alle bud på balansenergi som er mottatt fra leverandører av balansetjenester til funksjonen for aktiveringsoptimering, idet det tas hensyn til kravene i artikkel 26 og 27. Den tilknyttende TSO-en skal ikke endre eller holde tilbake bud på balansenergi, med unntak for
 - a) bud på balansenergi omhandlet i artikkel 26 og 27,
 - b) bud på balansenergi som er åpenbart feilaktige og omfatter et volum som det er umulig å levere,
 - c) bud på balansenergi som ikke videresendes til de europeiske plattformene i samsvar med nr. 10.
10. Hver TSO som bruker en modell for desentralisert regulering og driver virksomhet i et planleggingsområde med en lokal stengtidsperiode for intradagmarkedet som er senere enn stengtiden for balansenergi i henhold til artikkel 24, kan utarbeide et forslag om å begrense antallet bud som videresendes til de europeiske plattformene i henhold til artikkel 19–21. De budene som videresendes til de europeiske plattformene, skal alltid være de billigste budene. Dette forslaget skal omfatte
 - a) definisjonen av det minstevolumet som skal videresendes til de europeiske plattformene. Minstevolumet av bud som innmelde av TSO-en, skal være lik eller større enn summen av kravene til reservekapasitet for dens LFC-blokk i samsvar med artikkel 157 og 160 i forordning (EU) 2017/1485 og de forpliktelsene som følger av utvekslingen av balansekapasitet eller delingen av reserver,
 - b) reglene for å frigi bud som ikke innmelde til de europeiske plattformene, og definisjonen av tidspunktet for når de berørte leverandørene av balansetjenester skal underrettes om frigivelsen av deres bud.
11. Minst én gang annethvert år etter at forslaget i nr. 10 er godkjent av de respektive regule-

ringsmyndighetene, skal alle TSO-er vurdere virkningen av å begrense volumet av bud som sendes til de europeiske plattformene og hvordan intradagmarkedet fungerer. Denne vurderingen skal omfatte

- a) en vurdering fra de berørte TSO-ene om minstevolumet av bud som skal videresendes til de europeiske plattformene i henhold til artikkel 10 bokstav a),
- b) en anbefaling til de berørte TSO-ene om begrensnings av budene på balanseenergi.

På grunnlag av denne vurderingen skal alle TSO-er legge fram forslag for alle reguleringsmyndigheter om å gjennomgå minstevolumet av bud på balanseenergi som skal videresendes til de europeiske plattformene i henhold til artikkel 10 bokstav a).

12. Hver anmodende TSO kan be om aktivering av bud på balanseenergi fra de felles budlistene opp til det samlede volumet av balanseenergi. Det samlede volumet av balanseenergi som kan aktiveres av den anmodende TSO-en fra bud på balanseenergi fra de felles budlistene, beregnes som summen av volumene av
 - a) bud på balanseenergi innmeldt av den anmodende TSO-en, og som ikke stammer fra deling av reserver eller utveksling av balansekapasitet,
 - b) bud på balanseenergi innmeldt av andre TSO-er som følge av balansekapasitet som er kjøpt på vegne av den anmodende TSO-en,
 - c) bud på balanseenergi som stammer fra deling av reserver, under forutsetning av at de andre TSO-ene som deltar i delingen av reserver, ikke allerede har bedt om aktivering av disse delte volumene.
13. Alle TSO-er kan i forslagene til gjennomføringsrammene for de europeiske plattformene i henhold til artikkel 19, 20 og 21, fastsette hvilke vilkår eller hvilke situasjoner begrensningene fastsatt i nr. 12, ikke skal gjelde for. Dersom en TSO ber om bud på balanseenergi utover begrensningen fastsatt i nr. 12, skal alle andre TSO-er underrettes.
14. Hver TSO kan erklære bud på balanseenergi som innmeldes til funksjonen for aktiveringsoptimering for utilgjengelige for aktivering av andre TSO-er, fordi de er begrenset på grunn av interne flaskehalsar eller på grunn av driftsikkerhetsbegrensninger i den tilknyttede TSO-ens planleggingsområde.

Artikkel 30

Prisfastsettelse for balanseenergi og utvekslingskapasitet mellom budområder som brukes til utveksling av balanseenergi eller til drift av prosessen for utligning av motsattrettede ubalanser

1. Innen ett år etter ikrafttreddelsen av denne forordning skal alle TSO-er utarbeide et forslag til en metode for å bestemme priser for balanseenergi som følger av aktivering av bud på balanseenergi for frekvensgjenopprettingsprosessen i henhold til artikkel 143 og 147 i forordning (EU) 2017/1485, og prosessen for erstatning av reserver i henhold til artikkel 144 og 148 i forordning (EU) 2017/1485. En slik metode skal
 - a) bygge på marginalprising («pay-as-cleared»),
 - b) definere hvordan aktivering av bud på balanseenergi som er aktivert for andre formål enn balansering, påvirker prisen på balanseenergi, samtidig som det sikres at som minimum bud på balanseenergi som er aktivert for intern flaskehalshåndtering, ikke skal fastsette marginalprisen på balanseenergi,
 - c) fastsette minst én pris på balanseenergi for hver balanseavregningsperiode,
 - d) gi korrekte prissignaler og insentiver til markedsdeltakerne,
 - e) ta hensyn til metoden for prisfastsettelse i tidsrammene for dagen-før- og intradagmarkedet.
2. Dersom TSO-er finner at det er behov for tekniske prisbegrensninger for at markedet skal fungere godt, kan de som en del av forslaget i henhold til nr. 1, i fellesskap utarbeide et forslag til harmoniserte høyeste og laveste priser på balanseenergi, herunder budpriser og likevektspriser, som skal benyttes i alle planleggingsområder. I slike tilfeller skal harmoniserte høyeste og laveste priser på balanseenergi ta hensyn til høyeste og laveste likevektspris for tidsrammene for dagen-før- og intradagmarkedet i henhold til forordning (EU) 2015/1222.
3. Forslaget i henhold til nr. 1 skal også definere en metode for prisfastsettelse for utvekslingskapasitet mellom budområder som brukes til utveksling av balanseenergi eller til drift av prosessen for utligning av motsattrettede ubalanser. En slik metode skal være i samsvar med kravene fastsatt i forordning (EU) 2015/1222, og

- a) gjenspeile markedsrelaterte flaskehalsar,
 - b) bygge på prisene for balanseenergi fra aktiverte bud på balanseenergi, bestemt i samsvar med prisfastsettelsesmetoden i henhold til nr. 1 bokstav a), eller eventuelt prisfastsettelsesmetoden i henhold til nr. 5,
 - c) ikke pålegge ytterligere gebyrer for utveksling av balanseenergi eller for drift av prosessen for utligning av motsattrettede ubalanser, bortsett fra et gebyr for å kompensere for tap dersom dette gebyret også tas i betraktning i andre tidsrammer.
4. Den harmoniserte metoden for prisfastsettelse definert i nr. 1, skal gjelde for balanseenergi fra alle standardprodukter og spesifikke produkter i henhold til artikkel 26 nr. 3 bokstav a). Når det gjelder spesifikke produkter i henhold til artikkel 26 nr. 3 bokstav b), kan den berørte TSO-en foreslå en annen prisfastsettelsesmetode i forslaget for spesifikke produkter i henhold til artikkel 26.
 5. Dersom alle TSO-er finner kilder til ineffektivitet ved bruk av metoden foreslått i henhold til nr. 1 bokstav a), kan de be om en endring og foreslå en annen prisfastsettelsesmetode enn metoden i nr. 1 bokstav a). I så fall skal alle TSO-er foreta en grundig analyse som viser at den alternative prisfastsettelsesmetoden er mer effektiv.

Artikkel 31

Funksjon for aktiveringsoptimering

1. Alle TSO-er skal etablere en funksjon for aktiveringsoptimering i samsvar med artikkel 29 og denne artikkel for å optimere aktiveringen av bud på balanseenergi fra forskjellige felles budlister. Denne funksjonen skal minst ta hensyn til
 - a) aktiveringsprosesser og tekniske begrensninger fra forskjellige balanseenergiprodukter,
 - b) driftssikkerhet,
 - c) alle bud på balanseenergi som inngår i kompatible felles budlister,
 - d) muligheten til å utligne motsattrettede anmodninger om motvirkende aktiveringer fra TSO-er,
 - e) framlagte aktiveringsanmodninger fra alle TSO-er,
 - f) tilgjengelig utvekslingskapasitet mellom budområder.
2. Felles budlister skal bestå av bud på balanseenergi fra standardprodukter. Alle TSO-er skal opprette de nødvendige felles budlistene for standardproduktene. Budene på balanseenergi for opp- og nedregulering skal være atskilt i forskjellige felles budlister.
3. Hver funksjon for aktiveringsoptimering skal bruke minst én felles budliste for bud på balanseenergi for oppregulering, og én felles budliste for bud på balanseenergi for nedregulering.
4. TSO-ene skal sikre at bud på balanseenergi som innmeldes til de felles budlistene, angis i euro og viser til tidsenheten for markedet.
5. Avhengig av kravet om standardprodukter for balanseenergi, kan TSO-ene opprette flere felles budlister.
6. Hver TSO skal framlegge sine aktiveringsanmodninger for bud på balanseenergi til funksjonen for aktiveringsoptimering.
7. Funksjonen for aktiveringsoptimering skal velge bud på balanseenergi og be om aktivering av utvalgte bud på balanseenergi fra de tilknyttede TSO-ene som den leverandøren av balansetjenester som er forbundet med det utvalgte budet på balanseenergi, er tilknyttet.
8. Funksjonen for aktiveringsoptimering skal sende bekreftelsen på de aktiverte budene på balanseenergi til den TSO-en som ber om aktivering av bud på balanseenergi. De aktiverte leverandørene av balansetjenester skal være ansvarlige for å levere det anmodede volumet fram til utløpet av leveringsperioden.
9. Alle TSO-er som driver prosessen for frekvensgjenoppretting og erstatning av reserver for å balansere sitt LFC-område, skal bestrebe seg på å bruke alle bud på balanseenergi fra relevante felles budlister til å balansere systemet så effektivt som mulig, idet det tas hensyn til driftssikkerheten.
10. TSO-er som ikke bruker prosessen for erstatning av reserver til å balansere sitt LFC-område, skal bestrebe seg på å bruke alle bud på balanseenergi fra relevante felles budlister for frekvensgjenoppretingsreserver til å balansere systemet så effektivt som mulig, idet det tas hensyn til driftssikkerheten.
11. Bortsett fra i normaldriftstilstand kan TSO-ene beslutte å balansere systemet bare ved hjelp av bud på balanseenergi fra leverandører av balansetjenester i sitt eget kontrollområde, dersom en slik beslutning bidrar til å redusere alvorlighetsgraden av den nåværende systemdriftstilstanden. TSO-en skal uten unødig opphold offentliggjøre en begrunnelse for en slik beslutning.

*Kapittel 2***Balansekapasitet***Artikkel 32***Kjøpsregler**

1. Alle TSO-er i LFC-blokken skal regelmessig og minst en gang i året gjennomgå og definere kravene til reservekapasitet for LFC-blokken eller planleggingsområdene i LFC-blokken i henhold til dimensjoneringsreglene nevnt i artikkel 127, 157 og 160 i forordning (EU) 2017/1485. Hver TSO skal utføre en analyse av optimal levering av reservekapasitet med sikte på å redusere kostnadene i forbindelse med levering av reservekapasitet så mye som mulig. Denne analysen skal ta hensyn til følgende alternativer for levering av reservekapasitet:
 - a) Kjøp av balansekapasitet innenfor kontrollområdet og utveksling av balansekapasitet med tilgrensende TSO-er, når det er relevant.
 - b) Deling av reserver, når det er relevant.
 - c) Volumet av ikke-avtalte bud på balanseenergi som forventes å være tilgjengelige både innenfor deres kontrollområde og innenfor de europeiske plattformene, idet det tas hensyn til tilgjengelig utvekslingskapasitet mellom budområder.
2. Hver TSO som kjøper balansekapasitet, skal definere reglene for kjøp av balansekapasitet i forslaget til vilkår knyttet til leverandører av balansetjenester som er utarbeidet i henhold til artikkel 18. Reglene for kjøp av balansekapasitet skal være i samsvar med følgende prinsipper:
 - a) Kjøpsmetoden skal være markedsbasert for minst frekvensgjenopprettingsreservene og erstatningsreservene.
 - b) Kjøpsprosessen skal utføres på kortsiktig basis i den grad det er mulig og dersom det er økonomisk effektivt.
 - c) Det avtalte volumet kan deles inn i flere kontraktsperioder.
3. Kjøp av balansekapasitet for opp- og nedregulering skal for minst frekvensgjenopprettingsreservene og erstatningsreservene utføres separat. Hver TSO kan framlegge et forslag for relevant reguleringsmyndighet i samsvar med artikkel 37 i direktiv 2009/72/EF der de ber om unntak fra dette kravet. Forslaget om unntak skal omfatte
 - a) spesifikasjon av det tidsrommet som unntaket skal gjelde,

- b) spesifikasjon av det volumet av balansekapasitet som unntaket skal gjelde,
- c) analyse av virkningen av et slikt unntak for deltakelsen av balanseressurser i henhold til artikkel 25 nr. 6 bokstav b),
- d) begrunnelse for unntaket som viser at et slikt unntak vil medføre økt økonomisk effektivitet.

*Artikkel 33***Utteksling av balansekapasitet**

1. To eller flere TSO-er som utveksler eller gjensidig er villig til å utveksle balansekapasitet, skal utarbeide et forslag til opprettelse av felles og harmoniserte regler samt prosesser for utveksling og kjøp av balansekapasitet, samtidig som kravene fastsatt i artikkel 32, oppfylles.
2. Unntatt i tilfeller der TSO-BSP-modellen benyttes i henhold til artikkel 35, skal utvekslingen av balansekapasitet alltid utføres på grunnlag av en TSO-TSO-modell der to eller flere TSO-er utarbeider en metode for felles kjøp av balansekapasitet, idet det tas hensyn til tilgjengelig utvekslingskapasitet mellom budområder og driftsbegrensningene som definert i del IV avdeling 8 kapittel 1 og 2 i forordning (EU) 2017/1485.
3. Alle TSO-er som utveksler balansekapasitet, skal innmelde alle bud på balansekapasitet fra standardprodukter til funksjonen for optimering av kapasitetskjøp. TSO-ene skal ikke endre eller holde tilbake noen bud på balansekapasitet og skal la dem inngå i kjøpsprosessen, bortsett fra under vilkårene fastsatt i artikkel 26 og 27.
4. Alle TSO-er som utveksler balansekapasitet, skal sikre både tilgjengelighet av utvekslingskapasitet mellom budområder og at kravene til driftssikkerhet fastsatt i forordning (EU) 2017/1485, er oppfylt, ved hjelp av
 - a) metoden for beregning av sannsynligheten for tilgjengelig utvekslingskapasitet mellom budområder etter stengetid for det områdekryssende intradagmarkedet i henhold til nr. 6,
 - b) eller metodene for tildeling av utvekslingskapasitet mellom budområder til tidsrammen for balansering i henhold til avdeling IV kapittel 2.
5. Hver TSO som bruker metoden for beregning av sannsynligheten for tilgjengelig utvekslingskapasitet mellom budområder etter stengetid for det områdekryssende intradagmar-

- kedet, skal underrette de andre TSO-ene i sin LFC-blokk om risikoen for mangel på reservekapasitet i planleggingsområdet eller planleggingsområdene i sitt kontrollområde som kan påvirke oppfyllelsen av kravene i henhold til artikkel 157 nr. 2 bokstav b) i forordning (EU) 2017/1485.
6. TSO-er som utveksler balansekapasitet for frekvensgjenopprettingsreserver og erstatningsreserver, kan utarbeide et forslag til en metode for beregning av sannsynligheten for tilgjengelig utvekslingskapasitet mellom budområder etter stengetid for det områdekryssende intradagmarkedet. Metoden skal minst beskrive
 - a) framgangsmåtene for å underrette andre TSO-er i LFC-blokken,
 - b) prosessen for å foreta vurderingen av den aktuelle perioden for utveksling av balansekapasitet,
 - c) metoden for å vurdere risikoen for mangel på utvekslingskapasitet mellom budområder som følge av planlagt og ikke-planlagt driftsstans og på grunn av flaskehals,er,
 - d) metoden for å vurdere risikoen for utilstrekkelig reservekapasitet på grunn av mangel på utvekslingskapasitet mellom budområder,
 - e) kravene til en alternativ løsning ved mangel på utvekslingskapasitet mellom budområder eller utilstrekkelig reservekapasitet,
 - f) kravene til etterfølgende gjennomgåelse og overvåking av risikoer,
 - g) reglene for å sikre avregning i henhold til avdeling V.
 7. TSO-ene skal ikke øke pålitelighetsmarginen beregnet i henhold til forordning (EU) 2015/1222 som følge av utvekslingen av balansekapasitet for frekvensgjenopprettingsreserver og erstatningsreserver.
3. Overføring av balansekapasitet skal være tillatt dersom følgende vilkår er oppfylt:
 - a) Mottakende leverandør av balansetjenester har bestått kvalifiseringsprosessen for den balansekapasiteten som overføringen gjelder.
 - b) Overføringen av balansekapasitet forventes ikke å sette driftssikkerheten i fare.
 - c) Overføringen av balansekapasitet overstiger ikke driftsbegrensningene fastsatt i del IV avdeling 8 kapittel 1 og 2 i forordning (EU) 2017/1485.
 4. Dersom overføringen av balansekapasitet krever bruk av utvekslingskapasitet mellom budområder, skal slik overføring bare være tillatt dersom
 - a) den utvekslingskapasiteten mellom budområder som kreves for å utføre overføringen, allerede er tilgjengelig fra tidligere tildelegningsprosesser i henhold til avdeling IV kapittel 2,
 - b) utvekslingskapasiteten mellom budområder er tilgjengelig i henhold til metoden for beregning av sannsynligheten for tilgjengelig utvekslingskapasitet mellom budområder etter stengetid for det områdekryssende intradagmarkedet i samsvar med artikkel 33 nr. 6.
 5. Dersom en TSO ikke tillater overføringen av balansekapasitet, skal den berørte TSO-en forklare årsaken til avslaget overfor de involverte leverandørene av balansetjenester.

Artikkel 34

Overføring av balansekapasitet

1. Innenfor det geografiske området der kjøpet av balansekapasitet har funnet sted, skal TSO-ene tillate leverandører av balansetjenester å overføre sine forpliktelser til å levere balansekapasitet. Den eller de berørte TSO-ene kan be om unntak dersom kontraktperiodene for balansekapasitet i henhold til artikkel 32 nr. 2 bokstav b) er klart begrenset til mindre enn én uke.
2. Overføring av balansekapasitet skal være tillatt fram til minst én time før starten av leveringsdagen.

Kapittel 3

TSO-BSP-modell

Artikkel 35

Utteksling av balansetjenester

1. To eller flere TSO-er kan på eget initiativ eller på anmodning fra sine relevante reguleringsmyndigheter i samsvar med artikkel 37 i direktiv 2009/72/EF, utarbeide et forslag til bruk av TSO-BSP-modellen.
2. Forslaget til bruk av en TSO-BSP-modell skal omfatte
 - a) en nytte- og kostnadsanalyse foretatt i henhold til artikkel 61 som identifiserer effektivitetsgevinstene ved å benytte TSO-BSP-modellen for minst planleggingsområdet eller -områdene for de berørte TSO-ene,
 - b) den ønskede bruksperioden,
 - c) en beskrivelse av metoden for å sikre tilstrekkelig utvekslingskapasitet mellom

- budområder i samsvar med artikkel 33 nr. 6.
3. Dersom TSO-BSP-modellen benyttes, kan de respektive TSO-ene og leverandørene av balansetjenester være unntatt fra kravene i artikkel 16 nr. 2, artikkel 16 nr. 4, artikkel 16 nr. 5 og artikkel 29 nr. 9 for de relevante prosessene.
 4. Dersom TSO-BSP-modellen benyttes, skal de berørte TSO-ene inngå en felles avtale om de tekniske og avtalefestede kravene og om informasjonsutveksling for aktivering av bud på balanseenergi. Den TSO-en som inngår leverandøravtale og leverandøren av balansetjenester, skal inngå avtaler på grunnlag av TSO-BSP-modellen.
 5. TSO-BSP-modellen for utveksling av balanseenergi fra frekvensgjenoppretingsreserver kan benyttes bare dersom TSO-BSP-modellen også skal benyttes for utveksling av balansekapasitet for frekvensgjenoppretingsreserver.
 6. TSO-BSP-modellen for utveksling av balanseenergi fra erstatningsreserver kan benyttes dersom TSO-BSP-modellen benyttes for utveksling av balansekapasitet for erstatningsreserver, eller dersom én av de to berørte TSO-ene ikke driver prosessen for erstatning av reserver som en del av strukturen for lastfrekvensregulering i henhold til del IV i forordning (EU) 2017/1485.
 7. Innen fire år etter ikrafttreddelsen av denne forordning skal all utveksling av balansekapasitet være basert på TSO-TSO-modellen. Dette kravet skal ikke gjelde TSO-BSP-modellen for erstatningsreserver dersom én av de to berørte TSO-ene ikke driver prosessen for erstatning av reserver som en del av strukturen for lastfrekvensregulering i henhold til del IV i forordning (EU) 2017/1485.

Avdeling IV

Utvekslingskapasitet mellom budområder for balansetjenester

Kapittel 1

Utveksling av balanseenergi eller prosess for utligning av motsattrettede ubalanser

Artikkel 36

Bruk av utvekslingskapasitet mellom budområder

1. Alle TSO-er skal bruke tilgjengelig utvekslingskapasitet mellom budområder, beregnet i samsvar med artikkel 37 nr. 2 og 3, til utveks-

ling av balanseenergi eller drift av prosessen for utligning av motsattrettede ubalanser.

2. To eller flere TSO-er som utveksler balansekapasitet, kan bruke utvekslingskapasitet mellom budområder til utveksling av balanseenergi dersom utvekslingskapasitet mellom budområder er
 - a) tilgjengelig i henhold til artikkel 33 nr. 6,
 - b) frigitt i henhold til artikkel 38 nr. 8 og 9,
 - c) tildelt i henhold til artikkel 40, 41 og 42.

Artikkel 37

Beregning av utvekslingskapasitet mellom budområder

1. Etter stengetid for det områdekryssende intradagmarkedet skal TSO-ene løpende oppdatere tilgjengeligheten av utvekslingskapasitet mellom budområder for utveksling av balanseenergi eller drift av prosessen for utligning av motsattrettede ubalanser. Utvekslingskapasiteten mellom budområder skal oppdateres hver gang en andel av utvekslingskapasiteten mellom budområder er brukt, eller når utvekslingskapasiteten mellom budområder er beregnet på nytt.
2. Før gjennomføringen av metoden for kapasitetsberegning nevnt i nr. 3, skal TSO-ene bruke den resterende utvekslingskapasiteten mellom budområder etter stengetiden for det områdekryssende intradagmarkedet.
3. Innen fem år etter ikrafttreddelsen av denne forordning skal alle TSO-ene i en kapasitetsberegningregion utarbeide en metode til beregning av utvekslingskapasitet mellom budområder innenfor tidsrammen for balansering for utveksling av balanseenergi eller drift av prosessen for utligning av motsattrettede ubalanser. En slik metode skal unngå markedsvridning og være i samsvar med den beregningsmetoden for utvekslingskapasitet mellom budområder som benyttes i tidsrammen for intradagmarkedet fastsatt i henhold til forordning (EU) 2015/1222.

Kapittel 2

Utveksling av balansekapasitet eller deling av reserver

Artikkel 38

Allmenne krav

1. To eller flere TSO-er kan på eget initiativ eller på anmodning fra sine relevante reguleringsmyndigheter i samsvar med artikkel 37 i direk-

tiv 2009/72/EF, utarbeide et forslag til anvendelse av en av følgende prosesser:

- a) Samoptimert tildelingsprosess i henhold til artikkel 40.
 - b) Markedsbasert tildelingsprosess i henhold til artikkel 41.
 - c) Tildelingsprosess basert på en analyse av økonomisk effektivitet i henhold til artikkel 42.
- Utvekslingskapasitet mellom budområder som tildeles for å utveksle balansekapasitet eller dele reserver før ikrafttredelsen av denne forordning, kan fortsatt brukes for dette formålet fram til utløpet av kontraktperioden.
2. Forslaget til anvendelse av tildelingsprosessen skal omfatte
 - a) budområdegrensene, tidsrammen for markedet, varigheten av anvendelsen og den metoden som skal brukes,
 - b) dersom tildelingsprosessen er basert på en analyse av økonomisk effektivitet, volumet av tildelt utvekslingskapasitet mellom budområder og den faktiske analysen av økonomisk effektivitet som begrunner effektiviteten ved en slik tildeling.
 3. Innen fem år etter ikrafttredelsen av denne forordning skal alle TSO-er utarbeide et forslag om å harmonisere metoden for tildelingsprosessen for utvekslingskapasitet mellom budområder med henblikk på å utveksle balansekapasitet eller dele reserver for hver tidsramme i henhold til artikkel 40 og, dersom det er relevant, i henhold til artikkel 41 og 42.
 4. Utvekslingskapasitet mellom budområder som tildeles for å utveksle balansekapasitet eller dele reserver, skal brukes utelukkende til frekvensgjenoppretingsreserver med manuell aktivering, frekvensgjenoppretingsreserver med automatisk aktivering og erstatningsreserver. Den pålitelighetsmarginen som er beregnet i henhold til forordning (EU) 2015/1222, skal brukes til drift og utveksling av frekvensreguleringsreserver, unntatt på likestrømbaserte (DC) overføringsforbindelser, som det også kan tildeles utvekslingskapasitet mellom budområder for drift og utveksling av frekvensreguleringsreserver for, i samsvar med nr. 1.
 5. TSO-ene kan tildele utvekslingskapasitet mellom budområder med henblikk på å utveksle balansekapasitet eller dele reserver bare dersom utvekslingskapasiteten mellom budområder beregnes i samsvar med de metodene for kapasitetsberegning som er utarbeidet i hen-

hold til forordning (EU) 2015/1222 og (EU) 2016/1719.

6. TSO-ene skal inkludere utvekslingskapasitet mellom budområder som tildeles for å utveksle balansekapasitet eller dele reserver, som allerede tildelt utvekslingskapasitet mellom budområder i beregningene av utvekslingskapasitet mellom budområder.
7. Dersom innehavere av fysiske transmisjonsrettigheter bruker utvekslingskapasitet mellom budområder til utveksling av balansekapasitet, skal kapasiteten anses som spesifisert utelukkende i den hensikt å unnta den fra anvendelsen av prinsippet om at utnyttet kapasitet må selges («UIOSI-prinsippet» («use-it-or-sell-it»)).
8. Alle TSO-er som utveksler balansekapasitet eller dele reserver, skal regelmessig vurdere om utvekslingskapasitet mellom budområder som tildeles for å utveksle balansekapasitet eller dele reserver, fortsatt er nødvendig for dette formålet. Dersom tildelingsprosessen basert på en analyse av økonomisk effektivitet benyttes, skal denne vurderingen foretas minst hvert år. Dersom utvekslingskapasitet mellom budområder som tildeles for å utveksle balansekapasitet eller dele reserver ikke lenger er nødvendig, skal den frigis så snart som mulig og returneres i de etterfølgende tidsrammene for kapasitetstildeling. Slik utvekslingskapasitet mellom budområder skal ikke lenger inngå som allerede tildelt utvekslingskapasitet mellom budområder i beregningene av utvekslingskapasitet mellom budområder.
9. Dersom utvekslingskapasitet mellom budområder som tildeles for å utveksle balansekapasitet eller dele reserver, ikke har blitt brukt til den tilknyttede utvekslingen av balanseenergi, skal den frigis for utveksling av balanseenergi med kortere aktiveringstider eller for drift av prosessen for utligning av motsattrettede ubalanser.

Artikkel 39

Beregning av markedsverdi av utvekslingskapasitet mellom budområder

1. Markedsværdien av utvekslingskapasitet mellom budområder for utveksling av energi og for utveksling av balansekapasitet eller deling av reserver som brukes i en samoptimert eller markedsbasert tildelingsprosess, skal bygge på faktiske eller forventede markedsværdier av utvekslingskapasitet mellom budområder.

2. Den faktiske markedsverdien av utvekslingskapasitet mellom budområder for utveksling av energi, skal beregnes på grunnlag av bud fra markedsdeltakere i dagen-før-markedene, og dersom det er relevant og i den grad det er mulig, ta hensyn til forventede bud fra markedsdeltakere i intradagmarkedene.
3. Den faktiske markedsverdien av utvekslingskapasitet mellom budområder for utveksling av balansekapasitet som brukes i en samoptimert eller markedsbasert tildelingsprosess, skal beregnes på grunnlag av bud på balansekapasitet som innmeldes til funksjonen for optimering av kapasitetskjøp i henhold til artikkel 33 nr. 3.
4. Den faktiske markedsverdien av utvekslingskapasitet mellom budområder for deling av reserver som brukes i en samoptimert eller markedsbasert tildelingsprosess, skal beregnes på grunnlag av kostnadsbesparelsene ved kjøp av balansekapasitet.
5. Den forventede markedsverdien av utvekslingskapasitet mellom budområder skal bygge på ett av følgende alternative prinsipper:
 - a) Bruk av åpne markedsindikatorer som viser markedsverdien av utvekslingskapasitet mellom budområder.
 - b) Bruk av en prognosemetode som gjør det mulig å foreta en nøyaktig og pålitelig vurdering av markedsverdien av utvekslingskapasitet mellom budområder.
Den forventede markedsverdien av utvekslingskapasitet mellom budområder for utveksling av energi mellom budområder, skal beregnes på grunnlag av forventede forskjeller i markedsprisene i dagen-før-markedene, og dersom det er relevant og i den grad det er mulig, intradagmarkedene mellom budområder. Ved beregning av forventet markedsverdi skal det tas behørig hensyn til ytterligere relevante faktorer som påvirker etterspørsels- og produksjonsmønstre i de forskjellige budområdene.
6. Effektiviteten til prognosemodellen i henhold til nr. 5 bokstav b), herunder en sammenligning av de forventede og faktiske markedsverdiene for utvekslingskapasitet mellom budområder, kan gjennomgås av de relevante reguleringsmyndighetene. Dersom kontraktsinngåelsen skjer høyst to dager før leveringen av balansekapasiteten, kan relevante reguleringsmyndigheter etter denne gjennomgåelsen sette en annen grense enn den som er angitt i artikkel 41 nr. 2.

Artikkel 40

Samoptimert tildelingsprosess

1. Innen to år etter ikrafttreddelsen av denne forordning skal alle TSO-er utarbeide et forslag til en metode for en samoptimert tildelingsprosess for utvekslingskapasitet mellom budområder med henblikk på å utveksle balansekapasitet eller dele reserver. Denne metoden skal gjelde for utveksling av balansekapasitet eller deling av reserver med en kontraktsperiode på høyst én dag, og dersom kontraktsinngåelsen skjer høyst én dag før leveringen av balansekapasiteten. Metoden skal omfatte
 - a) meldingsprosessen for bruk av den samoptimerte tildelingsprosessen,
 - b) en detaljert beskrivelse av hvordan utvekslingskapasitet mellom budområder skal tildeles bud på utveksling av energi og bud på utveksling av balansekapasitet eller deling av reserver i en enkelt optimeringsprosess som gjennomføres for både implisitte og eksplisitte auksjoner,
 - c) en detaljert beskrivelse av prisfastsettelsesmetoden, ordningen for bindende fastsatt kapasitet og delingen av flaskehalsinntekt for den utvekslingskapasiteten mellom budområder som er tildelt bud på utveksling av balansekapasitet eller deling av reserver via den samoptimerte tildelingsprosessen,
 - d) prosessen med å definere største volum av tildelt utvekslingskapasitet mellom budområder med henblikk på å utveksle balansekapasitet eller dele reserver.
2. Denne metoden skal bygge på en sammenligning av den faktiske markedsverdien av utvekslingskapasitet mellom budområder med henblikk på å utveksle balansekapasitet eller dele reserver, og den faktiske markedsverdien av utvekslingskapasitet mellom budområder med henblikk på å utveksle energi.
3. Prisfastsettelsesmetoden, ordningen for bindende fastsatt kapasitet og delingen av flaskehalsinntekt for den utvekslingskapasiteten mellom budområder som er tildelt bud på utveksling av balansekapasitet eller deling av reserver via den samoptimerte tildelingsprosessen, skal sikre likebehandling med den utvekslingskapasiteten mellom budområder som er tildelt bud på utveksling av energi.
4. Utvekslingskapasitet mellom budområder som er tildelt bud på utveksling av balansekapasitet eller deling av reserver via den samoptimerte tildelingsprosessen, skal brukes bare

til utveksling av balansekapasitet eller deling av reserver og tilhørende utveksling av balanseenergi.

Artikkel 41

Markedsbasert tildelingsprosess

1. Innen to år etter ikrafttreddelsen av denne forordning kan alle TSO-er i en kapasitetsberegningregion utarbeide et forslag til en metode for en markedsbasert tildelingsprosess for utvekslingskapasitet mellom budområder med henblikk på å utveksle balansekapasitet eller dele reserver. Denne metoden skal gjelde for utveksling av balansekapasitet eller deling av reserver med en kontraktsperiode på høyst én dag, og dersom kontraktsinngåelsen skjer høyst én uke før leveringen av balansekapasiteten. Metoden skal omfatte
 - a) meldingsprosessen for bruk av den markedsbaserte tildelingsprosessen,
 - b) en detaljert beskrivelse av hvordan man bestemmer den faktiske markedsverdien av utvekslingskapasitet mellom budområder med henblikk på å utveksle balansekapasitet eller dele reserver, samt den forventede markedsverdien av utvekslingskapasitet mellom budområder med henblikk på å utveksle energi, og eventuelt den faktiske markedsverdien av utvekslingskapasitet mellom budområder med henblikk på å utveksle energi og den forventede markedsverdien av utvekslingskapasitet mellom budområder med henblikk på å utveksle balansekapasitet eller dele reserver,
 - c) en detaljert beskrivelse av prisfastsettelsesmetoden, ordningen for bindende fastsatt kapasitet og delingen av flaskehalsinntekt for utvekslingskapasiteten mellom budområder som er tildelt bud på utveksling av balansekapasitet eller deling av reserver via den markedsbaserte tildelingsprosessen,
 - d) prosessen med å definere største volum av tildelt utvekslingskapasitet mellom budområder med henblikk på å utveksle balansekapasitet eller dele reserver i henhold til nr. 2.
2. Utvekslingskapasitet mellom budområder som tildeles ved en markedsbasert prosess, skal være begrenset til 10 % av tilgjengelig kapasitet for utvekslingen av energi fra det foregående relevante kalenderåret mellom de respektive budområdene eller, når det gjelder

nye overføringsforbindelser, 10 % av samlet installert teknisk kapasitet i disse nye overføringsforbindelsene.

Denne begrensningen med hensyn til volum vil ikke nødvendigvis gjelde dersom kontraktsinngåelsen skjer høyst to dager før leveringen av balansekapasiteten, eller for budområdegrensener som er knyttet sammen gjennom likestrømbaserte overføringsforbindelser, fram til den samoptimerede tildelingsprosessen er harmonisert på unionsplan i henhold til artikkel 38 nr. 3.

3. Denne metoden skal baseres på en sammenligning av den faktiske markedsverdien av utvekslingskapasitet mellom budområder med henblikk på å utveksle balansekapasitet eller dele reserver og den forventede markedsverdien av utvekslingskapasitet mellom budområder med henblikk på å utveksle energi, eller på en sammenligning av den forventede markedsverdien av utvekslingskapasitet mellom budområder med henblikk på å utveksle balansekapasitet eller dele reserver, og den faktiske markedsverdien av utvekslingskapasitet mellom budområder med henblikk på å utveksle energi.
4. Prisfastsettelsesmetoden, ordningen for bindende fastsatt kapasitet og delingen av flaskehalsinntekt for utvekslingskapasitet mellom budområder som er tildelt med henblikk på å utveksle balansekapasitet eller dele reserver via den markedsbaserte tildelingsprosessen, skal sikre likebehandling med den utvekslingskapasiteten mellom budområder som er tildelt med henblikk på å utveksle energi.
5. Utvekslingskapasitet mellom budområder som er tildelt for å utveksle balansekapasitet eller dele reserver via den markedsbaserte tildelingsprosessen, skal brukes bare til utveksling av balansekapasitet eller deling av reserver og tilhørende utveksling av balanseenergi.

Artikkel 42

Tildelingsprosess basert på analyse av økonomisk effektivitet

1. Innen to år etter ikrafttreddelsen av denne forordning kan alle TSO-er i en kapasitetsberegningregion utarbeide et forslag til en metode for tildeling av utvekslingskapasitet mellom budområder basert på en analyse av økonomisk effektivitet. En slik metode skal gjelde for utveksling av balansekapasitet eller deling av reserver med en kontraktsperiode på mer enn én dag, og dersom kontraktsinngåelsen

- skjer mer enn én uke før leveringen av balansekapasiteten. Metoden skal omfatte
- a) reglene og prinsippene for tildeling av utvekslingskapasitet mellom budområder basert på en analyse av økonomisk effektivitet,
 - b) en detaljert beskrivelse av hvordan man bestemmer den forventede markedsverdien av utvekslingskapasitet mellom budområder med henblikk på å utveksle balansekapasitet eller dele reserver, og en vurdering av markedsverdien av utvekslingskapasitet mellom budområder med henblikk på å utveksle energi,
 - c) en detaljert beskrivelse av prisfastsettelsesmetoden, ordningen for bindende fastsatt kapasitet og delingen av flaskehalsinntekt for den utvekslingskapasiteten mellom budområder som er tildelt, basert på en analyse av økonomisk effektivitet,
 - d) største volum av tildelt utvekslingskapasitet mellom budområder med henblikk på å utveksle balansekapasitet eller dele reserver i henhold til nr. 2.
2. Tildelingen av utvekslingskapasitet mellom budområder basert på en analyse av økonomisk effektivitet skal være begrenset til 5 % av tilgjengelig kapasitet for utvekslingen av energi fra det foregående relevante kalenderåret mellom de respektive budområdene eller, når det gjelder nye overføringsforbindelser, 10 % av samlet installert teknisk kapasitet i disse nye overføringsforbindelsene. Denne begrensningen med hensyn til volum vil ikke nødvendigvis gjelde for budområdegrensener som er knyttet sammen gjennom likestrømbaserte overføringsforbindelser, før de samoptimerte eller markedsbaserte tildelingsprosessene er harmonisert på unionsplan i henhold til artikkel 38 nr. 3.
3. Metoden for tildeling av utvekslingskapasitet mellom budområder basert på en analyse av økonomisk effektivitet, skal bygge på en sammenligning av den forventede markedsverdien av utvekslingskapasitet mellom budområder for utveksling av balansekapasitet eller deling av reserver, og den forventede markedsverdien av utvekslingskapasitet mellom budområder for utveksling av energi.
4. Prisfastsettelsesmetoden, ordningen for bindende fastsatt kapasitet og delingen av flaskehalsinntekt for utvekslingskapasitet mellom budområder som er tildelt med henblikk på å utveksle balansekapasitet eller dele reserver basert på en analyse av økonomisk effektivitet, skal sikre likebehandling med den utvekslingskapasiteten mellom budområder som er tildelt med henblikk på å utveksle energi.
5. TSO-ene nevnt i nr. 1, skal utarbeide et forslag til en liste over hver enkelt tildeling av utvekslingskapasitet mellom budområder basert på en analyse av økonomisk effektivitet. En slik liste skal omfatte
- a) spesifikasjonen av budområdegrensene,
 - b) volumet av tildelt utvekslingskapasitet mellom budområder,
 - c) perioden der utvekslingskapasiteten mellom budområder vil bli tildelt med henblikk på å utveksle balansekapasitet eller dele reserver,
 - d) den økonomiske analysen som begrunner effektiviteten ved en slik tildeling.
6. TSO-ene nevnt i nr. 1, skal foreta en ny vurdering av verdien av den tildelte utvekslingskapasiteten mellom budområder i forbindelse med kjøp av balansekapasitet, og skal frigi den tildelte utvekslingskapasiteten mellom budområder som ikke lenger er fordelaktig for utvekslingen av balansekapasitet eller delingen av reserver.

Artikkel 43

Bruk av utvekslingskapasitet mellom budområder hos leverandører av balansetjenester

1. Leverandører av balansetjenester som har en avtale om balansekapasitet med en TSO på grunnlag av en TSO-BSP-modell i henhold til artikkel 35, skal ha rett til å bruke utvekslingskapasitet mellom budområder til utveksling av balansekapasitet dersom de er innehavere av fysiske transmisjonsrettigheter.
2. Leverandører av balansetjenester som bruker utvekslingskapasitet mellom budområder til utveksling av balansekapasitet på grunnlag av en TSO-BSP-modell i henhold til artikkel 35, skal spesifisere sine fysiske transmisjonsrettigheter til utveksling av balansekapasitet til de berørte TSO-ene. Slike fysiske transmisjonsrettigheter skal gi innehaverne rett til å spesifisere utvekslingen av balanseenergi til de berørte TSO-ene, og skal derfor unntas fra anvendelsen av UIOSI-prinsippet.
3. Utvekslingskapasitet mellom budområder som tildeles med henblikk på å utveksle balansekapasitet i samsvar med nr. 2, skal inngå som allerede tildelt utvekslingskapasitet mellom budområder i beregningene av utvekslingskapasitet mellom budområder.

*Avdeling V***Avregning***Kapittel 1***Avregningsprinsipper***Artikkel 44***Allmenne prinsipper**

1. Avregningsprosessene skal
 - a) fastsette egnede økonomiske signaler som gjenspeiler ubalansesituasjonen,
 - b) sikre at ubalanser avregnes med en pris som gjenspeiler energiens sanntidsverdi,
 - c) gi balanseansvarlige insentiver til å være i balanse eller hjelpe systemet med å gjenopprette balansen,
 - d) fremme harmoniseringen av ordningene for balanseavregning,
 - e) gi TSO-ene insentiver til å oppfylle sine forpliktelser i henhold til artikkel 127, 153, 157 og 160 i forordning (EU) 2017/1485,
 - f) unngå vridning av insentiver til balanseansvarlige, leverandører av balansetjenester og TSO-er,
 - g) støtte konkurranse mellom markedsdeltakere,
 - h) gi leverandører av balansetjenester insentiver til å tilby og levere balansetjenester til den tilknyttende TSO-en,
 - i) sikre at alle TSO-er er økonomisk nøytrale.
2. Hver relevant reguleringsmyndighet i samsvar med artikkel 37 i direktiv 2009/72/EF skal sikre at alle TSO-er som er underlagt deres myndighet, ikke får økonomiske gevinster eller tap med hensyn til det økonomiske resultatet av avregningen i henhold til kapittel 2, 3 og 4 i denne avdeling gjennom reguleringsperioden som definert av relevant reguleringsmyndighet, og skal sikre at alle positive eller negative økonomiske resultater som følge av avregningen i henhold til kapittel 2, 3 og 4 i denne avdeling, skal overføres til nettbrukerne i samsvar med gjeldende nasjonale regler.
3. Hver TSO kan utarbeide et forslag til en ytterligere avregningsordning atskilt fra balanseavregningen for å avregne kjøpskostnadene for balansekapasitet i henhold til kapittel 5 i denne avdeling, administrasjonskostnader og andre kostnader i forbindelse med balansering. Den ytterligere avregningsordningen skal gjelde for balanseansvarlige. Dette bør helst oppnås

ved å innføre en funksjon for prisfastsettelse på grunnlag av knapphet. Dersom TSO-ene velger en annen ordning, bør de begrunne dette i forslaget. Et slikt forslag skal godkjennes av relevant reguleringsmyndighet.

4. Hver innmating til eller hvert uttak fra et planleggingsområde for en TSO, skal enten avregnes i samsvar med avdeling V kapittel 3 eller 4.

*Kapittel 2***Avregning av balanseenergi***Artikkel 45***Beregning av balanseenergi**

1. Når det gjelder avregning av balanseenergi for minst prosessen for frekvensgjenoppretting og erstatning av reserver, skal hver TSO fastsette en framgangsmåte for
 - a) beregningen av aktivert volum av balanseenergi basert på anmodet eller målt aktivering,
 - b) krav om ny beregning av aktivert volum av balanseenergi.
2. Hver TSO skal beregne det aktiverte volumet av balanseenergi etter framgangsmåtene fastsatt i nr. 1 bokstav a), for minst
 - a) hver balanseavregningsperiode,
 - b) dens ubalanseområder,
 - c) hver retning, der et negativt fortegn angir at leverandøren av balansetjenester fortrinnsvis har tatt energi ut, og der et positivt fortegn angir at leverandøren av balansetjenester fortrinnsvis har matet inn energi.
3. Hver tilknyttende TSO skal avregne alle aktiverte volumer av balanseenergi som er beregnet i henhold til nr. 2, med de aktuelle leverandørene av balansetjenester.

*Artikkel 46***Balanseenergi for frekvensreguleringsprosessen**

1. Hver tilknyttende TSO kan beregne og avregne det aktiverte volumet av balanseenergi for frekvensreguleringsprosessen med leverandører av balansetjenester i henhold til artikkel 45 nr. 1 og 2.
2. Prisen, uansett om den er positiv, null eller negativ, på det aktiverte volumet av balanseenergi for frekvensreguleringsprosessen, skal defineres for hver retning i henhold til tabell 1.

Tabell 8.1 Betaling for balanseenergi

	Positiv pris på balanseenergi	Negativ pris på balanseenergi
Positiv balanseenergi	Betaling fra TSO til BSP	Betaling fra BSP til TSO
Negativ balanseenergi	Betaling fra BSP til TSO	Betaling fra TSO til BSP

*Artikkel 47***Balanseenergi for frekvensgjenopprettingsprosessen**

1. Hver tilknyttende TSO skal beregne og avregne det aktiverte volumet av balanseenergi for frekvensgjenopprettingsprosessen med leverandører av balansetjenester i henhold til artikkel 45 nr. 1 og 2.
2. Prisen, uansett om den er positiv, null eller negativ, på det aktiverte volumet av balanseenergi for frekvensgjenopprettingsprosessen, skal defineres for hver retning i henhold til artikkel 30 og tabell 1.

*Artikkel 48***Balanseenergi for prosessen for erstatning av reserver**

1. Hver tilknyttende TSO skal beregne og avregne det aktiverte volumet av balanseenergi for prosessen for erstatning av reserver med leverandører av balansetjenester i henhold til artikkel 45 nr. 1 og 2.
2. Prisen, uansett om den er positiv, null eller negativ, på det aktiverte volumet av balanseenergi for prosessen for erstatning av reserver, skal defineres for hver retning i henhold til artikkel 30 og tabell 1.

*Artikkel 49***Ubalansejustering for den balanseansvarlige**

1. Hver TSO skal beregne en ubalansejustering som skal gjelde for de aktuelle balanseansvarlige for hvert aktivert bud på balanseenergi.
2. For ubalanseområder der flere endelige posisjoner for en enkelt balanseansvarlig blir beregnet i henhold til artikkel 54 nr. 3, kan det beregnes en ubalansejustering for hver enkelt posisjon.
3. For hver ubalansejustering skal hver TSO bestemme det aktiverte volumet av balanseenergi som er beregnet i henhold til artikkel

45, og eventuelle volumer som er aktivert for andre formål enn balansering.

*Kapittel 3***Avregning for utveksling av energi mellom TSO-er***Artikkel 50***Tilsiktet utveksling av energi**

1. Innen ett år etter ikrafttreddelsen av denne forordning skal alle TSO-er utarbeide et forslag til felles avregningsregler som skal gjelde for all tilsiktet utveksling av energi som følge av én eller flere av følgende prosesser i henhold til artikkel 146, 147 og 148 i forordning (EU) 2017/1485, for hver av følgende:
 - a) Prosessen for erstatning av reserver.
 - b) Frekvensgjenopprettingsprosessen med manuell aktivering.
 - c) Frekvensgjenopprettingsprosessen med automatisk aktivering.
 - d) Prosessen for utligning av motsattrettede ubalanser.
2. Hver funksjon for avregning mellom TSO-er skal foreta avregning i samsvar med avregningsreglene i henhold til nr. 1.
3. Innen 18 måneder etter ikrafttreddelsen av denne forordning skal alle TSO-er som tilsiktet utveksler energi i et synkronområde, utarbeide et forslag til felles avregningsregler som skal gjelde for tilsiktet utveksling av energi, som følge av ett av eller begge følgende forhold:
 - a) Frekvensreguleringsprosessen i henhold til artikkel 142 i forordning (EU) 2017/1485.
 - b) Rampingperioden i henhold til artikkel 136 i forordning (EU) 2017/1485.
4. Innen 18 måneder etter ikrafttreddelsen av denne forordning skal alle asynkront tilkoblede TSO-er som tilsiktet utveksler energi mellom synkronområder, utarbeide et forslag til felles avregningsregler som skal gjelde for tilsiktet utveksling av energi, som følge av ett av eller begge følgende forhold:
 - a) Frekvensreguleringsprosessen for uttak av aktiv effekt på synkronområdenivå i henhold til artikkel 172 og 173 i forordning (EU) 2017/1485.
 - b) Rampingrestriksjoner for uttak av aktiv effekt på synkronområdenivå i henhold til artikkel 137 i forordning (EU) 2017/1485.
5. De felles avregningsreglene i samsvar med nr. 1 skal minst fastsette at den tilsiktede utveks-

lingen av energi skal beregnes på grunnlag av følgende kriterier:

- a) I perioder som er avtalt mellom berørte TSO-er.
 - b) For hver retning.
 - c) Som integralet av den beregnede effektutvekslingen i periodene i henhold til nr. 5 bokstav a).
6. De felles avregningsreglene for tilsiktet utveksling av energi i samsvar med nr. 1 bokstav a), b) og c), skal ta hensyn til
- a) alle priser på balanseenergi som er fastsatt i henhold til artikkel 30 nr. 1,
 - b) metoden for prisfastsettelse av kapasitet mellom budområder som brukes til utvekslingen av balanseenergi i henhold til artikkel 30 nr. 3.
7. De felles avregningsreglene for tilsiktet utveksling av energi i samsvar med nr. 1 bokstav d), skal ta hensyn til metoden for prisfastsettelse av utvekslingskapasitet mellom budområder som brukes til drift av prosessen for utligning av motsattrettede ubalanser i henhold artikkel 30 nr. 3.
8. Alle TSO-er skal opprette en samordnet mekanisme for justeringer av avregninger mellom alle TSO-ene.

Artikkel 51

Utsiktet utveksling av energi

1. Innen 18 måneder etter ikrafttreddelsen av denne forordning skal alle TSO-er i et synkronområde utarbeide et forslag til felles avregningsregler som skal gjelde for all utilsiktet utveksling av energi. Forslaget skal inneholde følgende krav:
 - a) Prisen for utilsiktet utveksling av energi som tas ut fra synkronområdet, skal gjenspeile prisene for aktivert oppregulering av balanseenergi for frekvensgjenopprettingsprosessen eller prosessen for erstatning av reserver for dette synkronområdet.
 - b) Prisen for utilsiktet utveksling av energi som mates inn i synkronområdet, skal gjenspeile prisene for aktivert nedregulering av balanseenergi for frekvensgjenopprettingsprosessen eller prosessen for erstatning av reserver for dette synkronområdet.
2. Innen 18 måneder etter ikrafttreddelsen av denne forordning skal alle asynkront tilkoblede TSO-er utarbeide et forslag til felles avregningsregler som skal gjelde for all utilsiktet utveksling av energi mellom asynkront tilkoblede TSO-er.

3. Forslagene til felles avregningsregler for utilsiktet utveksling av energi mellom TSO-er skal sikre en rettferdig og lik fordeling av kostnader og fordeler mellom dem.
4. Alle TSO-er skal opprette en samordnet mekanisme for justeringer av avregninger mellom dem.

Kapittel 4

Balanseavregning

Artikkel 52

Balanseavregning

1. Hver TSO eller eventuelt en tredjepart skal, når det er hensiktsmessig, innenfor sitt eller sine planleggingsområder avregne med hver balanseansvarlig for hver balanseavregningsperiode i henhold til artikkel 53, alle beregnede ubalanser i henhold til artikkel 49 og 54 mot relevant ubalansepris beregnet i henhold til artikkel 55.
2. Innen ett år etter ikrafttreddelsen av denne forordning skal alle TSO-er utarbeide et forslag for ytterligere å spesifisere og harmonisere minst
 - a) beregningen av en ubalansejustering i henhold til artikkel 49, og beregningen av en posisjon, en ubalanse og et tildelt volum etter en av metodene i henhold til artikkel 54 nr. 3,
 - b) de hovedkomponentene som brukes til å beregne ubalanseprisen for alle ubalanser i henhold til artikkel 55, herunder eventuelt definisjonen av verdien av unngått aktiveering av balanseenergi fra frekvensgjenopprettingsreserver eller erstatningsreserver,
 - c) bruken av felles ubalansepris for alle ubalanser i henhold til artikkel 55, som definerer en felles pris for positive ubalanser og negative ubalanser for hvert område for ubalansepris i en balanseavregningsperiode, og
 - d) definisjonen av vilkårene og metoden for bruk av dobbel ubalansepris for alle ubalanser i henhold til artikkel 55, som definerer én pris for positive ubalanser og én pris for negative ubalanser for hvert område for ubalansepris i en balanseavregningsperiode, som omfatter
 - i) vilkårene for når en TSO kan foreslå overfor sin relevante reguleringsmyndighet i samsvar med artikkel 37 i direktiv 2009/72/EF at det skal benyttes dob-

- bel prisfastsettelse, og hvilken begrunnelse som skal gis,
- ii) metoden for bruk av dobbel prisfastsettelse.
3. Forslaget i henhold til nr. 2 kan skille mellom modeller for desentralisert regulering og sentralisert regulering.
4. Forslaget i henhold til nr. 2 skal fastsette en gjennomføringsdato som skal være høyst 18 måneder etter godkjenning fra alle relevante reguleringsmyndigheter i samsvar med artikkel 5 nr. 2.

Artikkel 53

Balanseavregningsperiode

- Innen tre år etter ikrafttreddelsen av denne forordning skal alle TSO-er benytte balanseavregningsperioden på 15 minutter i alle planleggingsområder og sikre at alle grenser for tidsenheter for markedet sammenfaller med grensene for balanseavregningsperioden.
- TSO-ene i et synkronområde kan i fellesskap be om unntak fra kravet fastsatt i nr. 1.
- Dersom relevante reguleringsmyndigheter i et synkronområde gir unntak fra kravet fastsatt i nr. 1 etter en felles anmodning fra TSO-ene i det aktuelle synkronområde eller på eget initiativ, skal de i samarbeid med Byrået og minst hvert tredje år foreta en nytte- og kostnadsanalyse av harmoniseringen av balanseavregningsperioden i og mellom synkronområder.

Artikkel 54

Beregning av ubalanse

- Hver TSO skal i sitt eller sine planleggingsområder når det er hensiktsmessig, beregne den endelige posisjonen, det tildelte volumet, ubalansejusteringen og ubalansen
 - for hver balanseansvarlig,
 - for hver balanseavregningsperiode,
 - i hvert ubalanseområde.
- Ubalanseområdet skal tilsvare planleggingsområdet, men ikke i en modell for sentralisert regulering, der ubalanseområdet kan være en del av planleggingsområdet.
- Fram til gjennomføringen av forslaget i henhold til artikkel 52 nr. 2, skal hver TSO beregne den endelige posisjonen for en balanseansvarlig ved hjelp av en av følgende metoder:
 - Den balanseansvarlige har én enkelt endelig posisjon som er lik summen av dens

- eksterne kommersielle handelsplaner og interne kommersielle handelsplaner.
- b) Den balanseansvarlige har to endelige posisjoner: Den første er lik summen av dens eksterne kommersielle handelsplaner og interne kommersielle handelsplaner for produksjon, og den andre er lik summen av dens eksterne kommersielle handelsplaner og interne kommersielle handelsplaner for forbruk.
- c) I en modell for sentralisert regulering kan en balanseansvarlig ha flere endelige posisjoner per ubalanseområde som er lik produksjonsplanene for kraftproduksjonsanlegg eller forbruksplanene for forbruksanlegg.
4. Hver TSO skal fastsette regler for
 - beregning av endelig posisjon,
 - bestemmelse av det tildelte volumet,
 - bestemmelse av ubalansejusteringen i henhold til artikkel 49,
 - beregning av ubalanse,
 - krav om ny beregning av ubalanse fra en balanseansvarlig.
5. Tildelt volum skal ikke beregnes for en balanseansvarlig som ikke dekker innmating eller uttak.
6. En ubalanse skal angi størrelsen og retningen på avregningstransaksjonen mellom den balanseansvarlige og TSO-en; en ubalanse kan alternativt ha
 - et negativt fortegn, som angir knapphet hos en balanseansvarlig,
 - et positivt fortegn, som angir overskudd hos en balanseansvarlig.

Artikkel 55

Ubalansepris

- Hver TSO skal fastsette regler for å beregne ubalanseprisen, som kan være positiv, null eller negativ, som definert i tabell 2.

Tabell 8.2 Betaling for ubalanse

	Positiv ubalansepris	Negativ ubalansepris
Positiv ubalanse	Betaling fra TSO til BRP	Betaling fra BRP til TSO
Negativ ubalanse	Betaling fra BRP til TSO	Betaling fra TSO til BRP

- Reglene i henhold til nr. 1 skal omfatte en definisjon av verdien av unngått aktivering av

balanseenergi fra frekvensgjenopprettingsreserver eller erstatningsreserver.

3. Hver TSO skal bestemme ubalanseprisen for
 - a) hver balanseavregningsperiode,
 - b) dens områder for ubalansepris,
 - c) hver ubalanseretning.
4. Ubalanseprisen for negativ ubalanse skal ikke være mindre enn enten
 - a) den veide gjennomsnittsprisen for positiv aktivert balanseenergi fra frekvensgjenopprettingsreserver og erstatningsreserver, eller
 - b) dersom ingen aktivering av balanseenergi i noen retning har skjedd i balanseavregningsperioden, verdien av unngått aktivering av balanseenergi fra frekvensgjenopprettingsreserver eller erstatningsreserver.
5. Ubalanseprisen for positiv ubalanse skal ikke være større enn enten
 - a) den veide gjennomsnittsprisen for negativ aktivert balanseenergi fra frekvensgjenopprettingsreserver og erstatningsreserver, eller
 - b) dersom ingen aktivering av balanseenergi i noen retning har skjedd i balanseavregningsperioden, verdien av unngått aktivering av balanseenergi fra frekvensgjenopprettingsreserver eller erstatningsreserver.
6. Dersom både positiv og negativ balanseenergi fra frekvensgjenopprettingsreserver eller erstatningsreserver er aktivert i samme balanseavregningsperiode, skal balanseavregningsprisen bestemmes for positiv ubalanse og negativ ubalanse basert på minst ett av prinsippene i henhold til nr. 4 og 5.

Kapittel 5

Avregning av balansekapasitet

Artikkel 56

Kjøp innenfor et planleggingsområde

1. Hver TSO i et planleggingsområde som bruker bud på balansekapasitet, skal fastsette regler for avregning av minst frekvensgjenopprettingsreserver og erstatningsreserver i henhold til kravene angitt i artikkel 32.
2. Hver TSO i et planleggingsområde som bruker bud på balansekapasitet, skal avregne minst alle kjøpte frekvensgjenopprettingsreserver og erstatningsreserver i henhold til kravene angitt i artikkel 32.

Artikkel 57

Kjøp utenfor et planleggingsområde

1. Alle TSO-er som utveksler balansekapasitet, skal fastsette regler for avregning av kjøpt balansekapasitet i henhold til artikkel 33 og 35.
2. Alle TSO-er som utveksler balansekapasitet, skal i fellesskap avregne kjøpt balansekapasitet ved hjelp av funksjonen for avregning mellom TSO-er i henhold til artikkel 33. TSO-er som utveksler balansekapasitet basert på en TSO-BSP-modell, skal avregne kjøpt balansekapasitet i henhold til artikkel 35.
3. Alle TSO-er som utveksler balansekapasitet, skal fastsette regler for avregning av tildeling av utvekslingskapasitet mellom budområder i henhold til avdeling IV kapittel 2.
4. Alle TSO-er som utveksler balansekapasitet, skal avregne den tildelte utvekslingskapasiteten mellom budområder i henhold til avdeling IV kapittel 2.

Avdeling VI

Algoritme

Artikkel 58

Balansealgoritmer

1. I forslagene i henhold til artikkel 19, 20 og 21 skal alle TSO-er utarbeide algoritmer som skal brukes av funksjonene for aktiveringsoptimering for å aktivere bud på balanseenergi. Disse algoritmene skal
 - a) overholde aktiveringsmetoden for bud på balanseenergi i henhold til artikkel 29,
 - b) overholde prisfastsettelsesmetoden for balanseenergi i henhold til artikkel 30,
 - c) ta hensyn til prosessbeskrivelsene for utligning av motsattrettede ubalanser og aktivering over landegrensene i henhold til del IV avdeling III i forordning (EU) 2017/1485.
2. I forslaget i henhold til artikkel 22 skal alle TSO-er utarbeide en algoritme som skal brukes av funksjonen for utligning av motsattrettede ubalanser. Denne algoritmen skal minimere den motvirkende aktiveringen av balanseressurser ved å gjennomføre prosessen for utligning av motsattrettede ubalanser i henhold til del IV i forordning (EU) 2017/1485.
3. I forslaget i henhold til artikkel 33 skal to eller flere TSO-er som utveksler balansekapasitet, utarbeide algoritmer som skal brukes av funksjonene for optimering av kapasitetskjøp for innhenting av bud på balansekapasitet. Disse algoritmene skal

- a) minimere de samlede kjøpskostnadene til all balansekapasitet som er kjøpt i fellesskap,
 - b) dersom det er relevant, ta hensyn til tilgjengeligheten av utvekslingskapasitet mellom budområder, herunder eventuelle kostnader for levering av dette.
4. Alle algoritmer som er utarbeidet i samsvar med denne artikkel skal
- a) overholde driftssikkerhetsbegrensninger,
 - b) ta hensyn til tekniske begrensninger og nettbegrensninger,
 - c) dersom det er relevant, ta hensyn til tilgjengelig utvekslingskapasitet mellom budområder.

Avdeling VII

Rapportering

Artikkel 59

Europeisk rapport om integrasjon av balansemarkeder

1. ENTSO-E skal offentliggjøre en europeisk rapport med vekt på overvåking, beskrivelse og analyse av gjennomføringen av denne forordning, samt på rapportering om framdriften i integrasjonen av balansemarkedene i Europa, samtidig som det sikres fortrolig behandling av opplysninger i samsvar med artikkel 11.
2. Rapporten skal utformes på følgende måte:
 - a) To år etter ikrafttredelsen av denne forordning og deretter hvert annet år skal det offentliggjøres en detaljert rapport.
 - b) Tre år etter ikrafttredelsen av denne forordning og deretter hvert annet år skal det offentliggjøres en kortere versjon av rapporten for å gi en oversikt over framdriften og oppdatere ytelsesindikatorene.
3. Rapporten fastsatt i nr. 2 bokstav a), skal
 - a) beskrive og analysere harmoniserings- og integrasjonsprosessen samt framdriften med hensyn til harmonisering og integrasjon av balansemarkedene gjennom anvendelsen av denne forordning,
 - b) beskrive status for gjennomføringsprosjektene i henhold til denne forordning,
 - c) vurdere forenligheten mellom gjennomføringsprosjektene og undersøke eventuelle utviklingstrekk som utgjør en risiko for den framtidige integrasjonen,
 - d) analysere utviklingen i utvekslingen av balansekapasitet og delingen av reserver og beskrive mulige hindringer, forutsetninger og tiltak for ytterligere å forbedre utvekslingen av balansekapasitet og deling av reserver,
4. ENTSO-E skal opprette ytelsesindikatorer for balansemarkeder som vil bli brukt i rapportene. Disse ytelsesindikatorene skal gjenspeile
 - a) tilgjengeligheten av bud på balanseenergi, herunder bud fra balansekapasitet,
 - b) økonomiske gevinster og besparelser på grunn av utligning av motsattrettede ubalanser, utveksling av balansetjenester og deling av reserver,
 - c) fordelene ved bruk av standardprodukter,
 - d) den samlede kostnaden ved balansering,
 - e) økonomisk effektivitet og pålitelighet i balansemarkedene,
 - f) mulig ineffektivitet og vridning i balansemarkedene,
 - g) effektivitetstap som følge av spesifikke produkter,
 - h) volum og pris på balanseenergi som brukes til balanseringsformål, både tilgjengelig og aktivert, fra standardprodukter og spesifikke produkter,
 - i) ubalansepriser og ubalanse i systemet,
 - j) utviklingen i prisene på balansetjenester de foregående årene,
 - k) sammenligning av forventede og faktiske kostnader og fordeler fra alle tildelinger av utvekslingskapasitet mellom budområder for balanseringsformål.
5. Før sluttrapporten framlegges, skal ENTSO-E utarbeide et forslag til utkast til rapport. Dette forslaget skal definere rapportens struktur og innhold og de ytelsesindikatorene som vil bli brukt i rapporten. Forslaget skal leveres til

- Byrådet, som skal ha rett til å kreve endringer innen to måneder etter at forslaget er framlagt.
6. Rapporten fastsatt i nr. 2 bokstav a), skal også inneholde et sammendrag på engelsk av hver TSO-rapport om balansering i henhold til artikkel 60.
 7. Rapportene skal inneholde disaggregerte opplysninger og indikatorer for hvert planleggingsområde, hver budområdegrense eller hver LFC-blokk.
 8. ENTSO-E skal offentliggjøre rapportene på internett og framlegge dem for Byrådet senest seks måneder etter utgangen av det året de viser til.
 9. Etter fristene for når alle TSO-ene skal bruke de europeiske plattformene i henhold til artikkel 19 nr. 5, artikkel 20 nr. 6, artikkel 21 nr. 6 og artikkel 22 nr. 5, skal alle TSO-er gjennomgå innholdet og vilkårene for offentliggjøring av rapportene. På grunnlag av resultatet av denne gjennomgåelsen, skal ENTSO-E utarbeide et forslag til ny struktur og nytt tidspunkt for offentliggjøring av rapportene og framlegge det for Byrådet. Byrådet skal ha rett til å kreve endringer innen tre måneder etter at forslaget er framlagt.

Artikkel 60

TSO-rapport om balansering

1. Hver TSO skal minst én gang annethvert år offentliggjøre en rapport om balansering som dekker de to foregående kalenderårene, samtidig som det sikres fortrolig behandling av opplysninger i samsvar med artikkel 11.
2. Rapporten om balansering skal
 - a) inneholde opplysninger om volumene av tilgjengelige, kjøpte og brukte spesifikke produkter, samt en begrunnelse for spesifikke produkter i henhold til vilkårene angitt i artikkel 26,
 - b) gi en kortfattet analyse av dimensjoneringen av reservekapasitet, herunder begrunnelsen for og forklaringen på kravene til beregnet reservekapasitet,
 - c) gi en kortfattet analyse av den optimale leveringen av reservekapasitet, herunder begrunnelsen for volumet av balansekapasitet,
 - d) analysere kostnader og fordeler samt mulig ineffektivitet og vridning ved å ha spesifikke produkter med hensyn til konkurranse og fragmentering av markedet, deltakelse av laststyring og fornybare energikilder, integrasjon av balansemarkeder og util-

siktede virkninger på andre markeder for elektrisk kraft,

- e) analysere mulighetene for å utveksle balansekapasitet og dele reserver,
 - f) gi en forklaring på og en begrunnelse for kjøp av balansekapasitet uten utveksling av balansekapasitet eller deling av reserver,
 - g) analysere effektiviteten ved funksjonen for aktiveringsoptimering for balanseenergi fra frekvensgjenopprettingsreserver og eventuelt for balanseenergi fra erstatningsreserver.
3. Rapporten om balansering skal enten være på engelsk eller minst inneholde et sammendrag på engelsk.
 4. Basert på tidligere offentliggjorte rapporter, skal den relevante reguleringsmyndigheten i samsvar med artikkel 37 i direktiv 2009/72/EF ha rett til å kreve endringer i strukturen og innholdet i neste TSO-rapport om balansering.

Avdeling VIII

Nytte- og kostnadsanalyse

Artikkel 61

Nytte- og kostnadsanalyse

1. Dersom TSO-ene pålegges å utføre en nytte- og kostnadsanalyse i henhold til denne forordning, skal de fastsette kriterier og metode for nytte- og kostnadsanalysen og framlegge dem for relevante reguleringsmyndigheter i samsvar med artikkel 37 i direktiv 2009/72/EF senest seks måneder før nytte- og kostnadsanalysen iverksettes. De relevante reguleringsmyndighetene skal ha rett til i fellesskap å kreve endringer av kriteriene og metoden.
2. Nytt- og kostnadsanalysen skal minst ta hensyn til
 - a) den tekniske gjennomførbarheten,
 - b) den økonomiske effektiviteten,
 - c) virkningen på konkurransen i og integrasjonen av balansemarkeder,
 - d) kostnadene og fordelene ved gjennomføringen,
 - e) virkningen på europeiske og nasjonale balansekostnader,
 - f) den potensielle virkningen på prisene på det europeiske markedet for elektrisk kraft,
 - g) TSO-enes og de balanseansvarliges evne til å oppfylle sine forpliktelser,
 - h) virkningen på markedsdeltakerne med hensyn til ytterligere tekniske krav eller IT-krav, vurdert i samarbeid med berørte parter.
3. Alle berørte TSO-er skal legge fram resultatene av nytte- og kostnadsanalysen til alle rele-

vante reguleringsmyndigheter, sammen med et begrunnet forslag om hvordan eventuelle problemer som er kartlagt i nytte- og kostnadsanalysen, skal kunne løses.

Avdeling IX

Unntak og overvåking

Artikkel 62

Unntak

1. En reguleringsmyndighet i samsvar med artikkel 37 i direktiv 2009/72/EF kan på anmodning fra en TSO eller på eget initiativ gi den berørte TSO-en unntak fra én eller flere bestemmelser i denne forordning i samsvar med nr. 2–12.
2. En TSO kan søke om unntak fra følgende krav:
 - a) Fristene for når en TSO skal bruke de europeiske plattformene i henhold til artikkel 19 nr. 5, artikkel 20 nr. 6, artikkel 21 nr. 6 og artikkel 22 nr. 5.
 - b) Definisjonen av stengetiden for den integrerte planleggingsprosessen i en modell for sentralisert regulering i henhold til artikkel 24 nr. 5, og muligheten til å endre bud på den integrerte planleggingsprosessen i henhold til artikkel 24 nr. 6.
 - c) Det største volumet av utvekslingskapasitet mellom budområder som er tildelt i en markedsbasert prosess i samsvar med artikkel 41 nr. 2, eller en prosess basert på en analyse av økonomisk effektivitet i samsvar med artikkel 42 nr. 2.
 - d) Harmoniseringen av balanseavregningsperioden i henhold til artikkel 53 nr. 1.
 - e) Gjennomføringen av kravene i henhold til artikkel 45, 46, 47, 48, 49, 50, 51, 54, 55, 56 og 57.
3. Unntaksprosessen skal være åpen, ikke-diskriminerende, upartisk, godt dokumentert og være basert på en grunnlagt søknad.
4. TSO-ene skal sende en skriftlig søknad om unntak til den relevante reguleringsmyndigheten minst seks måneder før anvendelsesdatoen for de bestemmelsene som det søkes om unntak fra.
5. En søknad om unntak skal inneholde følgende opplysninger:
 - a) De bestemmelsene som det søkes om unntak fra.
 - b) Ønsket unntaksperiode.
 - c) En detaljert plan og tidsplan for hvordan man vil ivareta og sikre gjennomføringen av

de aktuelle bestemmelsene i denne forordning etter utløpet av unntaksperioden.

- d) En vurdering av følgene av unntaket det søkes om, på tilgrensende markeder.
 - e) En vurdering av mulige risikoer for integrasjonen av balansemarkeder i hele Europa som unntaket det søkes om, kan gi.
6. Den relevante reguleringsmyndigheten skal treffe en beslutning om en søknad om unntak innen seks måneder regnet fra dagen etter at den mottar søknaden. Denne fristen kan før den utløper, forlenges med tre måneder dersom den relevante reguleringsmyndigheten krever ytterligere informasjon fra den TSO-en som søker om unntak. Den forlengede fristen skal begynne å løpe når all informasjon er mottatt.
 7. Den TSO-en som søker om unntak, skal innen to måneder etter slik søknad levere all ytterligere informasjon som den relevante reguleringsmyndigheten ber om. Dersom TSO-en ikke leverer den informasjonen det bes om innen nevnte frist, skal søknaden om unntak anses å være trukket tilbake, med mindre noe av følgende skjer innen fristen utløper:
 - a) Den relevante reguleringsmyndigheten beslutter å gi en forlengelse.
 - b) TSO-en underretter, med en begrunnet innstilling, den relevante reguleringsmyndigheten om at søknaden om unntak er fullstendig.
 8. Ved vurderingen av søknaden om unntak eller før det gis unntak på eget initiativ, skal den relevante reguleringsmyndigheten ta hensyn til følgende forhold:
 - a) Vanskelighetene knyttet til gjennomføringen av den eller de aktuelle bestemmelsene.
 - b) Risikoene og følgene av den eller de aktuelle bestemmelsene med hensyn til driftssikkerhet.
 - c) De tiltakene som treffes for å lette gjennomføringen av den eller de aktuelle bestemmelsene.
 - d) Virkningene av manglende gjennomføring av den eller de aktuelle bestemmelsene med hensyn til likebehandling og konkurranse med andre europeiske markedsdeltakere, særlig når det gjelder etterspørselsfleksibilitet og fornybare energikilder.
 - e) Virkningene på den generelle økonomiske effektiviteten og smart nettinfrastruktur.
 - f) Virkningene på andre planleggingsområder og de generelle følgene for integrasjonsprosessen for det europeiske markedet.

9. Den relevante reguleringsmyndigheten skal framlegge en begrunnet beslutning om en søknad om unntak, eller om et unntak gitt på eget initiativ. Dersom den relevante reguleringsmyndigheten gir et unntak, skal den angi hvor lenge det varer. Unntaket kan gis bare én gang for et tidsrom på høyst to år, bortsett fra for unntakene i nr. 2 bokstav c) og d), som kan gis til 1. januar 2025.
10. Den relevante reguleringsmyndigheten skal meddele sin beslutning til TSO-en, Byrået og Europakommisjonen. Beslutningen skal også offentliggjøres på dens nettsted.
11. De relevante reguleringsmyndighetene skal føre et register over alle unntak de har gitt eller avslått, og skal gi Byrået et ajourført og konsolidert register minst hver sjette måned, samt at en kopi av dette skal gis til ENTSO-E.
12. Registeret skal særlig inneholde
 - a) de bestemmelsene som det gis eller avslås unntak fra,
 - b) innholdet i unntaket,
 - c) årsakene til at unntaket gis eller avslås,
 - d) konsekvensene av at unntaket gis.

Artikkel 63

Overvåking

1. ENTSO-E skal overvåke gjennomføringen av denne forordning i samsvar med artikkel 8 nr. 8 i forordning (EF) nr. 714/2009. ENTSO-Es overvåking av gjennomføringen av denne forordning skal minst omfatte følgende:
 - a) Utarbeidingen av den europeiske rapporten om integrasjon av balansemarkeder i henhold til artikkel 59.
 - b) Utarbeidingen av en rapport om overvåking av gjennomføringen av denne forordning, herunder virkningen på harmoniseringen av gjeldende regler som har til formål å lette markedsintegrasjonen.
2. ENTSO-E skal legge fram en overvåkingsplan for de rapportene som skal utarbeides, samt eventuelle oppdateringer, for Byrået for uttalelse senest seks måneder etter ikrafttredelsen av denne forordning.
3. Byrået skal i samarbeid med ENTSO-E innen tolv måneder etter ikrafttredelsen av denne forordning utarbeide en liste over de relevante opplysningene som ENTSO-E skal oversende til Byrået i samsvar med artikkel 8 nr. 9 og

artikkel 9 nr. 1 i forordning (EF) nr. 714/2009. Listen over relevante opplysninger kan bli oppdatert. ENTSO-E skal vedlikeholde et omfattende digitalt dataarkiv i standardisert format med de opplysningene som Byrået krever.

4. Alle TSO-er skal oversende til ENTSO-E de opplysningene som er nødvendige for å kunne utføre oppgavene nevnt i nr. 1 og 3.
5. Markedsdeltakerne og andre organisasjoner som berøres av integrasjonen av balansemerkene for elektrisk kraft, skal på felles anmodning fra Byrået og ENTSO-E legge fram for ENTSO-E de opplysningene som er nødvendige for å gjennomføre overvåkingen i samsvar med nr. 1 og 3, med unntak av de opplysningene som de relevante reguleringsmyndighetene i samsvar med artikkel 37 i direktiv 2009/72/EF, Byrået eller ENTSO-E allerede har innhentet som følge av deres respektive overvåkingsoppgaver.

Avdeling X

Overgangs- og sluttbestemmelser

Artikkel 64

Overgangsbestemmelser for Irland og Nord-Irland

Med unntak av deltakelse i utviklingen av villkårene eller metodene, der de respektive fristene skal gjelde, skal kravene i denne forordning gjelde for Irland og Nord-Irland fra 31. desember 2019.

Artikkel 65

Ikrafttredelse

1. Denne forordning trer i kraft den 20. dagen etter at den er kunngjort i Den europeiske unions tidende.
2. Artikkel 14, 16, 17, 28, 32, 34–36, 44–49 og 54–57 i denne forordning får anvendelse ett år etter ikrafttredelsen av denne forordning.

Denne forordning er bindende i alle deler og kommer direkte til anvendelse i alle medlemsstater.

Utferdiget i Brussel 23. november 2017.

For Kommisjonen
Jean-Claude Juncker
President

Bestilling av publikasjoner

Departementenes sikkerhets- og serviceorganisasjon

www.publikasjoner.dep.no

Telefon: 22 24 00 00

Publikasjonene er også tilgjengelige på

www.regjeringen.no

Trykk: Departementenes sikkerhets- og
serviceorganisasjon – 05/2021

