

Høringsnotat

Forslag til endringer i forskrift om elektrisk kraft over
landegrensene

- gjennomføring av kommisjonsforordning (EU)
2017/1485 om fastsettelse av retningslinjer for drift av
transmisjonsnett for elektrisk kraft (SOGL)

1	Hovedinnhold i høringsforslaget	3
2	Bakgrunn	4
2.1	Innledning	4
2.2	Nettkoder og retningslinjer for elektrisitet.....	5
3	Nærmere om forordning 2017/1485 (SOGL).....	8
3.1	Innledning	8
3.2	Utarbeidelse og fastsettelse av metoder og vilkår.....	8
3.3	Hovedinnholdet i forordningen.....	9
3.3.1	Del 1: Generelle bestemmelser	9
3.3.2	Del 2: Driftssikkerhet	10
3.3.3	Del 3: Driftsplanlegging.....	11
3.3.4	Del 4: Lastfrekvensregulering og reserver	13
4	Departementets vurdering.....	14
4.1	Gjennomføring av forordningen i norsk rett	14
4.2	Forholdet til øvrige forskrifter til energiloven	15
4.2.1	Forskrift om systemansvaret i kraftsystemet (fos)	15
4.2.2	Forskrift om leveringskvalitet	17
4.2.3	Forskrift om sikkerhet og beredskap i kraftforsyningen	18
5	Økonomiske og administrative konsekvenser	18
	Forslag til forskrift om endring i forskrift om gjennomføring i norsk rett av EØS-avtalen vedlegg IV nr. 20 (forordning (EF) nr. 1228/2003 om vilkår for adgang til nett for overføring av elektrisk kraft over landegrensene og forordning (EU) nr. 774/2010 om fastsettelse av retningslinjer for oppgjøret mellom systemansvarlige nettselskaper og en felles framgangsmåte for regulering av overføringstariffer)	19

1 Hovedinnhold i høringsforslaget

Kommisjonsforordning (EU) 2017/1485 om fastsettelse av retningslinjer for drift av transmisjonsnett for elektrisk kraft (SOGL) ble vedtatt 2. august 2017 og trådte i kraft 14. september 2017 i EU. I dette høringsnotatet foreslår departementet forskriftsendringer for å gjennomføre SOGL i norsk rett.

SOGL setter krav til driftssikkerhet i kraftsystemet og tiltak for å opprettholde normal drift. Forordningen legger utgangspunktet for å bestemme metoder, prinsipper og tidsfrister for driftsplanlegging og driftssikkerhetsanalyser. Forordningen inneholder også regler for frekvensregulering og reserver i kraftsystemet. I punkt 3 nedenfor er det gitt en nærmere omtale av innholdet i forordningen.

Forordningen er vedtatt av Kommisjonen i medhold av tredje energimarkedspakke, og utfyller denne. Departementet anser SOGL som EØS-relevant, og tar sikte på at forordningen innlemmes i EØS-avtalen med nødvendige EØS-tilpasninger. Departementet er i dialog med EU-siden om EØS-tilpasninger og forhandlingene er ikke avsluttet. Det pågår samtidig et samarbeid mellom operatører av transmisjonsnett (TSOer) for å utvikle vilkår og metoder i tråd med kravene i SOGL. Hensynet til norske aktørers deltagelse i slike prosesser, og muligheten til å påvirke utformingen av det nordiske og europeiske kraftmarkedet på best mulig måte, gjør det viktig å innlemme SOGL i EØS-avtalen.

Departementet tar sikte på at forventede beslutninger i EØS-komiteen om innlemmelse av forordningene under tredje energimarkedspakke i EØS-avtalen legges fram for Stortinget, i samsvar med ordinære prosedyrer. Høringen av SOGL er en del av forberedelsene til dette.

Som forordning er SOGL bindende i sin helhet og skal etter EØS-avtalen artikkel 7 gjøres til del av avtalepartenes rettsorden "som sådan". I praksis betyr dette at forordningen gjennomføres ordrett, med de tilpasninger som følger av EØS-komiteens beslutning. Departementet foreslår at SOGL innlemmes i norsk rett ved inkorporasjon i forskrift med hjemmel i energiloven § 10-6 annet ledd. Dette er samme teknikk som er anvendt på forordningene tilknyttet andre energimarkedspakke, jf. forskrift 20. desember 2006 nr. 1563 om elektrisk kraft over landegrensene, og som foreslås for de andre nettkodene og retningslinjene under tredje energimarkedspakke. Energiloven er ikke gjort gjeldende for Svalbard, og Svalbard er heller ikke omfattet av EØS-avtalen. Forslagene i høringsnotatet får derfor ikke konsekvenser for Svalbard.

Gjennomføringen av SOGL vil etter departementets vurdering ikke kreve lovendring eller ytterligere forskriftsendringer. Forskrift av 7. mai 2002 nr. 448 om systemansvaret i kraftsystemet (fos) og SOGL har delvis overlappende og delvis forskjellig virkeområde. Dette innebærer at fos og gjennomføringsforskriften til SOGL vil eksistere side om side. Dette er nærmere omtalt i punkt 4 nedenfor.

2 Bakgrunn

2.1 Innledning

Kraftmarkedet er i dag en grunnleggende del av den norske kraftforsyningen. Kraftprisene gir signaler om behovet for nye investeringer, samtidig som markedet bidrar til å balansere produksjon og forbruk av strøm. Gjennom kraftutveksling har man mulighet til å dra gjensidig nytte av forskjeller i naturressurser, produksjonssystemer og forbruksmønstre mellom land. Dette bidrar til at de samlede kostnadene blir lavere enn om hvert land skal sørge for sin energiforsyning alene.

Norge er en del av et felles nordisk kraftmarked, som igjen er integrert i det europeiske markedet gjennom overføringsforbindelser mellom landene. Et særtrekk ved det nordiske kraftmarkedet er 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 av kraftmarkedene 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. Stor grad av handel gjennom kraftbørsen har tilrettelagt for økt grad av transparens i prisfastsettelsen og tillit mellom aktørene i det nordiske kraftmarkedet. De nordiske TSOene har også et godt samarbeid blant annet gjennom en avtale om systemdrift.

I dag skjer samarbeidet i det nordiske kraftmarkedet på flere nivå, som involverer energimyndigheter, operatører av transmisjonsnett og ulike markedsaktører. For de nordiske landene har samarbeidet mellom operatører av transmisjonsnett (TSOene, Statnett i Norge) vært særlig viktig for å sikre den løpende driften og utviklingen av kraftsystemet. Det er også et tett samarbeid mellom direktorater og nasjonale reguleringsmyndigheter for energi (NVE v/RME i Norge). Samarbeidet legger grunnlag for et fortsatt velfungerende kraftmarked i de nordiske landene.

Til tross for et klart mål om et mer integrert og velfungerende kraftmarked i Europa, har markedsintegrasjonen i de europeiske landene tatt tid. De siste års omstilling av energi- og kraftforsyningen har synliggjort et økende behov for bedre harmonisering over landegrensene. Særlig har en rask og omfattende innfasing av uregulerbar fornybar kraftproduksjon i de europeiske kraftsystemene gitt nye utfordringer. Samtidig har en rask teknologisk utvikling åpnet for nye måter å omsette, produsere og bruke energi på. Til sammen øker dette de kortsiktige variasjonene i det enkelte lands kraftsystem, som har gitt opphav til økte kostnader og større og mer uforutsigbar kraftflyt mellom de europeiske landene.

Omstillingen av energiforsyningen i de europeiske landene forventes å fortsette. Behovet for å sikre en pålitelig kraftforsyning til lavest mulig kostnad for forbrukerne er en viktig bakenforliggende årsak til ønsket om videreutvikling av det felles indre kraftmarkedet. Over tid har EU derfor utarbeidet omfattende lovgivning for det indre kraftmarkedet, blant

annet gjennom pakker med rettsakter for energimarkedene (energimarkedspakker). Den tredje energimarkedspakken ble vedtatt i 2009. Kommisjonsforordningene som omtales i dette høringsnotatet er vedtatt i medhold av og til utfylling av denne.

Energimarkedspakkene trekker opp viktige hovedprinsipper for organiseringen av kraftmarkedet, men må suppleres med utfyllende regler og nærmere arbeidsprosesser for krafthandelen mellom land. Da tredje energimarkedspakke ble vedtatt i 2009 ble det i rettsaktene fastsatt av EUs Råd og Parlament nærmere prosedyreregler for å utvikle et mer detaljert regelverk, såkalte *nettkoder* og *retningslinjer*. Disse rettsaktene er vedtatt av Kommisjonen, og omhandler engrosmarkedet for elektrisitet, driften av kraftsystemet og tilknytning til kraftnettet. Formålet er å harmonisere tekniske krav og å legge til rette for et effektivt kraftsystem gjennom markedsbaserte handelsregler. Dette er også krav til kraftbørsene og TSOene om videre samarbeid om en rekke tekniske forhold der det er nødvendig å utvikle felles løsninger for en effektiv og sikker krafthandel mellom land.

Overføringssystemet for kraft utgjør den grunnleggende infrastrukturen i kraftsystemet. Det er et spesielt behov for økt samarbeid og konsistens mellom landene i driften av dette. Et velfungerende overføringssystem skal sørge for at kraften bringes til områdene hvor behovet er størst, og at forsyningssikkerheten opprettholdes i situasjoner med store variasjoner i produksjon og forbruk av elektrisitet. Handelsløsningene må også harmoniseres og tilpasses nye utfordringer i kraftsystemet.

Innlemmelsen av det utfyllende regelverket i nettkodene og retningslinjene i EØS-avtalen vil sikre god systemsikkerhet og at aktører i det norske kraftmarkedet står overfor like rammevilkår for handel som aktører i Europa for øvrig. Regelverket vil også sikre at krafthandel over landegrensene skjer etter markedsbaserte prinsipper.

En omtale av nettkoder og retningslinjer er tidligere 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.

2.2 Nettkoder og retningslinjer for elektrisitet

Med hjemmel i tredje energimarkedspakke har Kommisjonen vedtatt åtte nettkoder og retningslinjer som dekker engrosmarkedet for kraft, prinsipper for driften av kraftsystemet og tilknytning til kraftnettet. Hvordan de åtte nettkodene og retningslinjene for elektrisitet fordeler seg på disse tre områdene fremgår av listen under.

Da Kommisjonen startet arbeidet med å utarbeide retningslinjene for kraftmarkedet etter at den tredje energimarkedspakken var trådt i kraft 3. mars 2011, ble det tatt utgangspunkt i markedsløsningene for krafthandel som allerede var implementert i Norden. Forøvrig er utarbeidelsen av nettkoder og retningslinjer spesielt begrunnet i behovet for økt samarbeid og koordinering mellom operatører av transmisjonsnettet.

Vedtatte nettkoder og retningslinjer for elektrisitet i EU

Kraftmarked

- **CACM** - Forordning om kapasitetstildeling og flaskehalshåndtering ("Capacity Allocation and Congestion Management")
- **FCA** - Forordning om langsiktig kapasitetstildeling ("Forward Capacity Allocation")
- **EB** - Forordning om balansering av kraftsystemet ("Electricity Balancing")

Drift av kraftsystemet

- **SOGL** - Forordning om systemdrift ("System Operations Guideline")
- **ER** - Forordning om nødsituasjoner og gjenoppretting ("Emergency and Restoration")

Tilknytning til kraftnettet

- **RfG** - Forordning om krav for nettilknytning av generatorer ("Requirements for Generators")
- **DCC** - Forordning om nettilknytning av forbruk ("Demand Connection Code")
- **HVDC** - Forordning om nettilknytning av HVDC-systemer og produksjonsparker tilknyttet via likestrømkabler ("High Voltage Direct Current Connections")

Proseduren for hvordan nettkoder og retningslinjer blir vedtatt er omtalt i Prop. 4 S (2017-2018) punkt 3.4. I vedtagelsesprosedyren medvirker de europeiske TSOer gjennom organisasjonen ENTSO-E, og de nasjonale reguleringsmyndighetene for energi gjennom byrået for samarbeid mellom energireguleringsmyndigheter (ACER). Forordningene blir vedtatt av Kommisjonen etter prosedyren for komitologi. Her har Norge observatørstatus, men med talerett.

I vedtagelsesfasen har Statnett, NVE og departementet gitt innspill til utformingen av rettsaktene. Nettkodene og retningslinjene påvirker flere aktører i kraftmarkedet, herunder TSOer, kraftprodusenter, nettselskap, kraftbørser, forskjellige aktører innenfor krafthandel, utstysleverandører og kraftforbrukere. Det er forskjellige hjemmelsbestemmelser og litt ulike vedtagelsesprosedyrer avhengig av om rettsaktene utarbeides som "nettkoder" eller "retningslinjer".

De åtte nettkodene og retningslinjene for elektrisitet som er vedtatt i EU, er ikke innlemmet i EØS-avtalen. I første omgang tar departementet sikte på at en beslutning i EØS-komiteen vil omfatte innlemmelse av retningslinjene (CACM, FCA, EB og SOGL) i EØS-avtalen. Forslag til lovendringer og vedtak om samtykke legges fram for Stortinget i samsvar med ordinære prosedyrer.

Av de åtte kommisjonsforordningene som nå er vedtatt er SOGL, CACM, FCA og EB vedtatt som "retningslinjer", mens ER, RfG, DCC og HVDC er vedtatt som "nettkoder". Forordningene har ulike detaljeringsgrader, men felles for retningslinjene er at det pekes ut spesifikke temaer eller områder der først og fremst TSOene skal utarbeide mer detaljerte *metoder* og *vilkår*. Forordningene som er vedtatt som nettkoder har ikke tilsvarende prosesser. Siden dette er pågående arbeidsprosesser av betydning for den praktiske organiseringen av kraftmarkedet mellom land, har departementet prioritert arbeidet med gjennomføring av retningslinjene.

Prosessen for å utvikle nærmere vilkår og metoder som følger av retningslinjene har som formål å harmonisere disse i hele EU. Visse metoder og vilkår skal derfor utarbeides av samtlige TSOer eller NEMOer, og godkjennes av samtlige nasjonale

reguleringsmyndigheter for energi. Dette sikrer felles gjennomføring på EU-nivå. Det er imidlertid ikke alle metoder og vilkår som kan harmoniseres på en effektiv måte i Europa. Mange metoder og vilkår skal derfor utarbeides og godkjennes for nærmere bestemte regioner, for eksempel Norden.

Forslagene til metoder og vilkår som TSOene og NEMOene utarbeider skal godkjennes av de nasjonale reguleringsmyndighetene for energi. De skal ta stilling til om de oppfyller retningslinjenes formål og er i overensstemmelse med de generelle prinsippene som angis i retningslinjene. Det å treffe slike vedtak er en oppgave for landenes reguleringsmyndigheter, for å sikre kontroll med vilkår og betingelser for tilgang til nett i tråd med tredje elmarkedsdirektiv. Dersom de nasjonale reguleringsmyndighetene ikke blir enige om å vedta et forslag fra eksempelvis TSOene, eller de i fellesskap ber om det, har samarbeidsbyrået for reguleringsmyndigheter for energi (ACER) myndighet til å fatte vedtak.

I EØS-komiteens beslutning 5. mai 2017 om innlemmelse av den tredje energimarkedspakken 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 EFTA-statene er lagt til EFTAs overvåkningsorgan (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 Reguleringsmyndigheten for energi (RME) som vil få ansvaret for å godkjenne forslag til vilkår og metoder. Når det gjelder vedtak fra ACER, legger departementet opp til at myndighet til å fatte vedtak overfor EFTA-statene legges til ESA i samsvar med tilpasningene for innlemmelse av den tredje energimarkedspakken i EØS-avtalen.

Metodene og vilkårene som skal utarbeides i medhold av retningslinjene er i stor grad de samme som landene i Norden hittil har samarbeidet om på frivillig basis. 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. Nå skjer harmoniseringen i mange tilfeller på EU-nivå eller i nærmere bestemte regioner som blant Norden, og samarbeidet formaliseres.

Som systemansvarlige har TSOene det overordnede ansvaret for å koordinere driften av kraftsystemet. TSOene utarbeider forslag til metoder og vilkår, og har muligheter til å påvirke hvordan det detaljerte markedsregelverket skal utvikles. Samtidig er det reguleringsmyndighetene eller ACER (for Norges del ESA) ved uenighet, som fatter vedtak om godkjenning av vilkår og metoder. Gjennomføring av CACM, SOGL, FCA og EB er en forutsetning for at norske aktører, som Statnett, Nord Pool og NVE/v Reguleringsmyndigheten for energi (RME) får delta i utviklingen av metoder og vilkår under forordningene. Deltagelse i slike prosesser er avgjørende for markedskoblingen mellom kraftsystemene Norge og våre naboland.

3 Nærmere om forordning 2017/1485 (SOGL)

3.1 Innledning

SOGL er vedtatt i medhold av europaparlaments- og rådsforordning (EF) nr. 714/2009 om vilkår for tilgang til nett for utveksling av elektrisk kraft over landegrensene (forordningen om grensekryssende krafthandel). Denne forordningen er en del av EUs tredje energimarkedspakke, som er omtalt i Prop. 4 S (2017-2018) om samtykke til EØS-komiteens beslutning nr. 93/2017 av 5. mai 2017 om innlemmelse i EØS-avtalen av rettsaktene som inngår i den tredje energimarkedspakken, jf. Innst. 178 S (2017-2018).

Stortinget vedtok 22. mars 2018 samtykke til at energimarkedspakken innlemmes i EØS-avtalen. Departementet sendte Kommisjonens utkast til retningslinjer om systemdrift på tidlig høring 22. januar 2016. Høringen ble gjennomført for å orientere om det foreslåtte regelverket og innhente synspunkter på et tidlig stadium. Høringssvarene er oppsummert i EØS-notatet om SOGL, og er tilgjengelig i departementenes EØS-notatbase på regjeringen.no.

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

SOGL er en retningslinje som tidligere var utformet som tre nettkoder om driften av kraftsystemet; om driftssikkerhet, driftsplanlegging, og om frekvensregulering og reserver. Kommisjonen, ENTSO-E og ACER ble enige om å slå disse tre nettkodene sammen til én retningslinje.

3.2 Utarbeidelse og fastsettelse av metoder og vilkår

TSOene skal utvikle forslag til vilkår og metoder som utfyller bestemmelsene i SOGL. Forslagene skal deretter sendes på offentlig høring, før de relevante reguleringsmyndighetene skal godkjenne dem.

Vilkår og metoder skal fastsettes på europeisk, regionalt og nasjonalt nivå. Avhengig av virkeområdet for de ulike forslagene som utvikles, må TSOene samarbeide på regionalt eller felleseuropeisk nivå. For at prosessen med utvikling og godkjenning av vilkår og metoder ikke skal forsinke gjennomføringen av det indre markedet, har forordningen bestemmelser om hvordan samarbeidet og beslutningsprosessene mellom TSOer og reguleringsmyndigheter skal foregå.

Der forslag til vilkår og metoder skal utarbeides av mer enn én TSO, skal deltakende TSOer samarbeide for å bli enige om felles forslag. Dersom TSOene ikke klarer å enes om et felles forslag, skal forslaget besluttes med et kvalifisert flertall av alle TSOene. Dette gjelder for forslag som skal utarbeides på europeisk nivå og forslag som skal utarbeides i regioner som omfatter mer enn fem land. I regioner med fem eller færre land, som i

Norden, skal TSO-forslag besluttet enstemmig. Dersom TSOene ikke er i stand til å fremme et forslag i tråd med reglene, skal både ACER og Kommisjonen involveres, se SOGL artikkel 5 nr. 9.

Når TSOene har kommet frem til et felles forslag, skal disse hver for seg oversende forslaget til sin respektive nasjonale reguleringsmyndighet for godkjenning.

Når godkjenning av vilkår eller metoder krever en beslutning fra flere reguleringsmyndigheter skal disse konsultere med hverandre og samarbeide for å forsøke å oppnå enighet, jf. artikkel 6 nr. 7. Oppnår de ikke enighet om godkjenning eller de sender felles anmodning til ACER om å fatte vedtak, skal ACER fatte vedtak, jf. artikkel 6 nr. 8. I en slik situasjon legges det opp til at ESA får kompetanse til å fatte vedtak rettet overfor RME, se omtalen i punkt 2.2. Dette er i tråd med EØS-tilpasningene for tredje energimarkedspakke.

For å effektivisere beslutningsprosessen har Europaparlamentet og rådet vedtatt en ny forordning som erstatter forordning (EF) nr. 713/2009 om opprettelse av ACER. Blant annet er det gjort endringer som innebærer at forslag til vilkår og metoder som skal gjelde i hele EU sendes direkte til ACER for vedtak, uten at de nasjonale reguleringsmyndighetene først skal prøve å komme fram til enighet. For forslag til vilkår og metoder som skal gjelde regionalt, gjelder fortsatt prosedyren der reguleringsmyndighetene først skal prøve å bli enige. Videre kan direktøren for reguleringsrådet (Board of Regulators) kreve at forslag til regionale vilkår og metoder oversendes ACER direkte for vedtak, dersom det foreligger påtakelig innvirkning på det indre energimarkedet eller forsyningsikkerhet utover regionen ("tangible impact on the internal energy market or on security of supply beyond the region"). Olje- og energidepartementet vil på vanlig måte vurdere den nye ACER-forordningen mht. EØS-relevans, tilpasninger mv.

I SOGL er det tre forslag til vilkår og metoder som gjenstår å godkjenne på europeisk nivå, se artikkel 6 nr. 2. To forslag er allerede godkjent av de europeiske reguleringsmyndighetene, og det siste forslaget er allerede oversendt fra de europeiske reguleringsmyndighetene til ACER.

3.3 Hovedinnholdet i forordningen

3.3.1 Del 1: Generelle bestemmelser

Innledende bestemmelser (artikkel 1-4)

Formålet med forordningen er å sikre god driftssikkerhet og frekvenskvalitet, samt å sikre effektiv bruk av det sammenkoblede europeiske kraftsystemet. Forordningen inneholder krav og prinsipper for driftssikkerhet, og fastsetter regler og ansvarsforhold for koordinering og datautveksling mellom operatører av transmisjonsnett (TSO), operatører av distribusjonsnett (DSO) og betydelige nettbukere (SGU), i forbindelse med både driftsplanlegging og nærmere selve driftstimen. Forordningen stiller krav til planlegging av driftsstanser og til driftsplanlegging mellom TSOene, samt regler som søker å etablere

et felles rammeverk for lastfrekvensregulering og reserver i EU. Prinsipper om blant annet proporsjonalitet, ikke-diskriminering, transparens, bruk av markedsbaserte virkemidler så langt det er mulig, og respekt for ansvaret gitt til den enkelte TSOen for å sørge for systemsikkerheten, skal følges.

Utvikling og godkjenning av metoder og krav, rapportering mv (artikkel 5-17)

Forordningen fastsetter en rekke krav til at TSOene skal utvikle ulike metoder, avtaler, betingelser med mer. Det er også detaljerte regler for hvordan disse skal godkjennes, og av hvilken myndighet (nasjonal/regional/europeisk). Forordningen har også bestemmelser om kostnadsfordeling, konfidensialitet, konsultasjoner og involvering av aktører.

3.3.2 Del 2: Driftssikkerhet

Driftstilstanden i kraftsystemet og tiltak (artikkel 18-26)

Forordningen definerer i artikkel 18 ulike systemdriftstilstander når kraftsystemet er i ulike driftstilstander som normal, skjerpet, nøddrift, nettsammenbrudd og gjenoppretting. Dette bestemmes ut i fra hvorvidt ulike grenser for blant annet spenning og frekvens er overholdt. TSOene skal forberede og bruke ulike korrigerende tiltak for å opprettholde eller forbedre driftstilstanden i kraftsystemet. Artikkel 20-23 inneholder bestemmelser om kategorier av tiltak, samt hva slags prinsipper og kriterier som skal legges til grunn for bruk av tiltakene. Artikkel 25 sier at hver TSO skal spesifisere grenseverdier for driftssikkerheten. Artikkel 26 sier at TSOen skal utarbeide en konfidensiell sikkerhetsplan med en risikoanalyse som skal dekke scenarioer for fysiske trusler eller cybertrusler bestemt av medlemsstaten.

Spenningskontroll, reaktiv effekt, kortslutningsstrøm og kraftflyt (artikkel 27-32)

TSOen skal sørge for at spenningen holdes innenfor gitte grenser. Artikkel 28 omtaler forpliktelser for SGUer (eksempelvis store produsenter og kraftintensiv industri) om spenning og reaktiv effekt. Dersom spenningen i et punkt er utenfor grenseverdiene, skal TSOen bruke korrigerende tiltak for å få spenningen tilbake innenfor grenseverdiene. TSOen må sørge for å ha en reaktiv effektreserve for å holde spenningen i sitt ansvarsområde innenfor grenseverdiene. I henhold til artikkel 29 skal TSOen komme til enighet med DSOer som er tilknyttet transmisjonsnettet om settpunkt for reaktiv effekt, spenning og effektfaktor for tilknytningspunkter mellom regional- og transmisjonsnettet. TSOen skal også fastsette maksimum- og minimumsgrenser for kortslutningsstrøm. TSOen skal holde kraftflyten innenfor driftssikkerhetsgrensene både i en normal driftssituasjon, og etter en uforutsett hendelse.

Analyse av uforutsette hendelser og beskyttelsestiltak (artikkel 33-39)

Artikkel 33 pålegger hver TSO å lage en liste over ulike typer uforutsette hendelser som kan true driftssikkerheten. Listen skal være basert på sannsynligheten for at hendelsen inntreffer. Hver TSO skal utføre en analyse av de uforutsette hendelsene for å identifisere korrigerende tiltak for å håndtere hendelsene, samt vurdere risikoen forbundet med de uforutsette hendelsene. Dersom en hendelse medfører driftsforstyrrelser, skal TSOen benytte korrigerende tiltak for å oppnå normal driftstilstand igjen. TSOen skal drifte

transmisjonssystemet med utstyr for vern og reservevern for å automatisk unngå spredning av driftsforstyrrelser som kan sette driftssikkerheten i fare. Ved bruk av særskilte ordninger for vern, må TSOene følge bestemte prinsipper.

Datautveksling (artikkel 40-53)

Artikkel 40 forteller hva slags informasjon TSOen skal samle inn og dele med andre TSOer i den grad det er nødvendig for å gjennomføre driftssikkerhetsanalysen som følger av artikkel 72. Dette gjelder blant annet informasjon om produksjon, forbruk, mm. Alle TSOer skal bli enige om krav til organisering, roller og ansvarsforhold for datautveksling. TSOene skal utveksle blant annet strukturelle data, planleggingsdata og sanntidsdata. Det er også bestemmelser om hva slags informasjon som skal utveksles mellom TSOer og DSOer, samt mellom TSOer og eiere av overføringsforbindelser eller kraftproduksjonsenheter som er knyttet til transmisjonssystemet. Videre er det bestemmelser om datautveksling mellom TSOer, DSOer og kraftproduksjonsenheter som er knyttet til distribusjonsnett, samt mellom TSOer og forbruksanlegg.

Roller og ansvarsområder (artikkel 54-63)

SGUer skal gi beskjed til TSOen eller DSOen der de er tilknyttet, dersom de planlegger å gjøre tekniske endringer på eget utstyr som kan få innvirkning på oppfyllelsen av kravene i SOGL. Artikkel 55 fastslår tydelig at det er TSOen som er ansvarlig for driftssikkerheten i sitt kontrollområde. Artikkel 56-57 gir bestemmelser om testing av anlegg i ulike simulerte driftsforhold. TSOen skal også å utvikle og gjennomføre program for opplæring og sertifisering av ansatte.

3.3.3 Del 3: Driftsplanlegging

Nettmodeller og analyser av driftssikkerheten (artikkel 64-75)

For å utføre driftssikkerhetsanalyser som følger av forordningen, skal hver TSO utarbeide en individuell nettmodell for ulike tidsrammer. Det er bestemmelser om hvordan disse skal utarbeides, hvilke elementer som må inkluderes mv. TSOene skal sammen utarbeide et forslag til metode for hvordan en felles nettmodell for de ulike tidsrammene skal utarbeides basert på de individuelle nettmodellene. Hver TSO skal utføre koordinerte analyser av driftssikkerheten for de ulike tidsrammene. Et forslag til metode for koordinering av driftssikkerhetsanalysene skal i henhold til artikkel 75 utvikles av alle TSOene.

Regional driftssikkerhetskoordinering (artikkel 76-81)

Artikkel 76 sier at alle TSOer i hver kapasitetsberegningregion (CCR) sammen skal utvikle et forslag til bestemmelser om regional driftssikkerhetskoordinering som skal benyttes av den regionale driftssikkerhetskoordinatoren (RSCen) og TSOene i regionen. Dette forslaget skal ifølge artikkel 77 også inneholde organiseringen av den regionale driftssikkerhetskoordineringen, herunder utpeking av RSCer som skal gjøre spesifikke oppgaver, regler for drift av RSCene mv. Artikkel 77 (3) sier at TSOene i hver CCR skal foreslå delegering til en RSC av følgende oppgaver:

- Regional driftssikkerhetskoordinering for å støtte TSOene med å oppfylle forpliktelsene som følger av artikkel 34 (3), 72 og 74
- Utarbeidelse av felles nettmodeller
- Regional driftsstanskoordinering for å støtte TSOene med å oppfylle forpliktelsene som følger av artikkel 98 og 100
- Regional vurdering av tilstrekkelighet for å støtte TSOene med å oppfylle forpliktelsene som følger av artikkel 107

Alle TSOer skal være dekket av minst én RSC, og skal sørge for at det totale antallet RSCer i EU ikke er høyere enn seks. Hver TSO skal i henhold til artikkel 78 og 79 gi RSCen informasjon og data den trenger for å kunne utføre en koordinert regional driftssikkerhetsvurdering, og TSOene skal også gjøre de individuelle nettmodellene tilgjengelige for RSCen slik at den kan utarbeide felles nettmodeller.

Driftsstanskoordinering (artikkel 82-103)

Alle TSOene i hver region skal sammen utvikle en prosedyre for regional driftsstanskoordinering. Det skal også i henhold til artikkel 84 utarbeides en metode for å vurdere hvilken relevans ulike anlegg har for driftsstanskoordineringen. Basert på denne metoden skal det utarbeides en liste i hver region over anlegg som har betydning for driftsstanskoordineringen. I henhold til artikkel 85 har TSOen plikt til å informere aktører som er på listen om at de står der, samt informere den nasjonale regulatoren om listen. Det er også bestemmelser om oppdatering av listene, tilgjengelighetsplaner for disse enhetene, klassifisering av tilgjengelighetsstatus og oppdatering av planene. Hver TSO skal planlegge driftsstanser for nettelementer de selv driver. For alle andre enheter skal eieren utpeke eller selv være, den som planlegger driftsstanser, jf. artikkel 89.

Tilstrekkelighet, tilleggstjenester og planlegging (artikkel 104-117)

I henhold til artikkel 105 skal hver TSO utføre en tilstrekkelighetsanalyse i sitt kontrollområde for å vurdere om produksjon og importmuligheter kan oppfylle den samlede lasten under forskjellige driftsscenarioer, hensyntatt reserver. Slike analyser skal gjøres for ulike tidsrammer. Hver TSO skal også ifølge artikkel 108 overvåke tilgjengeligheten av tilleggstjenester, samt utarbeide og gjennomføre anskaffelser av tilleggstjenester, og overvåke om nivået på og lokaliseringen av tilgjengelige tilleggstjenester er tilstrekkelig for å ivareta driftssikkerheten. TSOene skal videre etablere prosesser for planleggingsområder, og fastsette nødvendige ordninger for å behandle planene som sendes inn. Dette gjelder produksjonsplaner, forbruksplaner, samt interne og eksterne kommersielle handelsplaner. ENTSO-E skal i henhold til artikkel 114-117 utarbeide og drive et system for lagring, utveksling og håndtering av all relevant data for driftsplanlegging, nettmodeller, driftssikkerhetsanalyser, driftsstanskoordinering og analyser av tilstrekkelighet.

3.3.4 Del 4: Lastfrekvensregulering og reserver

Ulike driftsavtaler (artikkel 118-126)

Her er det detaljerte bestemmelser om flere typer avtaler TSOene skal inngå, og innholdet i disse avtalene. Artikkel 118 regulerer innholdet i driftsavtalen for synkronområdet, og her skal TSOene blant annet utvikle forslag til dimensjonering av primærreserver (FCR) og mål for frekvenskvalitet. Deler av avtalen skal etter artikkel 6 (3) d) godkjennes av regulererne i synkronområdet. Artikkel 119 omhandler innholdet i driftsavtalene for lastfrekvensreguleringsblokker (LFC-blokk), og artikkel 120 for kontrollområdet for lastfrekvensregulering (LFC-området). For TSOer som deltar i den samme prosessen for aktivering av frekvensgjenopprettingsreserver og erstatningsreserver (FRR og RR) skal det etableres avtaler som spesifiserer TSOenes roller og ansvar. Alle TSOer som deltar i den samme prosessen for utveksling og deling av FCR, FRR eller RR skal også utarbeide avtaler som omfatter TSOenes roller og ansvar.

Frekvenskvalitet (artikkel 127-138)

Det stilles krav til ulike parametere som skal definere frekvenskvalitet, samt bestemmelser om datainnhenting og kriterier for evaluering av frekvenskvaliteten. Artikkel 136 sier at alle TSOene i synkronområdet skal spesifisere en felles rampingperiode i driftsavtalen for synkronområdet. TSOene skal også i henhold til artikkel 137 ha rett til å spesifisere begrensninger på HVDC-forbindelsene ved å bestemme en sammenlagt maksimum rampinghastighet for alle HVDC-forbindelser som forbinder et synkronområde med et annet, for å begrense påvirkningen på frekvenskvaliteten.

Struktur for lastfrekvensregulering (artikkel 139-152)

Alle TSOer i synkronområdet skal spesifisere strukturen for lastfrekvensregulering i driftsavtalen for synkronområdet. Den grunnleggende strukturen skal omfatte en struktur for aktiveringsprosess og for prosessansvar. Det er bestemmelser om stabilisering og gjenoppretting av frekvensen ved bruk av FCR, FRR og RR, og etter artikkel 145 skal TSOene implementere både en automatisk og en manuell prosess for å gjenopprette frekvensen, samt en prosess for å unngå at TSOene simultant aktiverer FRR i motsatt retning etter artikkel 146. Videre er det bestemmelser som legger til rette for å gjøre TSOene i stand til å gjenopprette frekvensen ved grensekryssende utveksling av reserver. Det er også generelle krav til reguleringsprosesser over landegrensene etter artikkel 149.

Ulike reguleringsressurser: FCR, FRR og RR (artikkel 152-162)

I henhold til artikkel 152 skal hver TSO drive sitt kontrollområde med tilstrekkelige opp- og nedreguleringsreserver for å håndtere ubalanser mellom forbruk og produksjon. TSOene i synkronområdet skal fastsette den reservekapasiteten av FCR som kreves for synkronområdet. Dimensjoneringen av FCR skal blant annet ta hensyn til referansehendelsen i synkronområdet. TSOene skal også etter artikkel 154 sørge for at tekniske minstekrav til FCR oppfylles, og kan spesifisere ytterligere egenskaper for FCR for å sørge for driftssikkerheten i synkronområdet. Artikkel 155 gir bestemmelser om prekvalifiseringsprosessen for FCR-tilbydere som skal utvikles av TSOene, og artikkel 156 gir mer utfyllende bestemmelser om levering av FCR. Artikkel 157-162 gir relativt

tilsvarende bestemmelser for FRR og RR om dimensjonering, tekniske minstekrav og prekvalifiseringsprosess.

Utveksling og deling av reserver innenfor et synkronområde (artikkel 163-170)

Alle TSOer som er involvert i utveksling av reserver innenfor synkronområdet skal følge gitte bestemmelser, blant annet opprettholde grenseverdier i vedlegget til retningslinjen. Dersom utveksling av FCR vil medføre brudd på grenseverdiene for driftssikkerhet, kan TSOene nekte utveksling. Artikkel 164 utdyper at FCR-ressurser ikke skal deles for å oppfylle FCR-forpliktelsene, eller slik at totale FCR-ressurser i synkronområdet reduseres i forhold til det som er avtalt i artikkel 153. Når det gjelder utveksling og deling av FRR og RR innenfor synkronområdet, skal TSOene definere roller og ansvar for TSOene som avgir og mottar reserver, i driftsavtalen for synkronområdet.

Utveksling og deling av reserver mellom synkronområder (artikkel 171-182)

Den som eier eller driver en HVDC-forbindelse som forbinder synkronområder skal tilby muligheten til å utføre utveksling og deling av FCR, FRR og RR, dersom slik teknologi er installert. Roller og ansvar for TSOene i forbindelse med dette skal spesifiseres i driftsavtalen for synkronområdet. Alle TSOene i synkronområdene som er forbundet med en HVDC-forbindelse, skal ha rett til å gjennomføre en frekvenskoblingsprosess for å levere sammenkoplet frekvensrespons. TSOer og DSOer skal etter artikkel 182 også samarbeide for å forenkle og muliggjøre levering av reserver fra enheter som er lokalisert i distribusjonssystemene.

Transparens (artikkel 183-190)

Disse artiklene gir ulike bestemmelser om hva slags informasjon som skal gjøres tilgjengelig for reguleringsmyndighetene og ENTSO-E, blant annet informasjon om driftsavtaler, frekvenskvalitet og om de ulike typene reserver.

4 Departementets vurdering

4.1 Gjennomføring av forordningen i norsk rett

I henhold til energiloven § 10-6 første ledd kan departementet gi forskrifter til gjennomføring og utfylling av loven og dens virkeområde. Etter annet ledd kan departementet gi de forskrifter som er nødvendige for ivaretagelse av Norges forpliktelser etter EØS-avtalen. Bestemmelsen gir blant annet hjemmel for gjennomføring av kommisjonsforordninger som er gitt i medhold av forordningen om grensekryssende krafthandel.¹ Departementet foreslår at SOGL gjennomføres i norsk rett ved inkorporasjon med hjemmel i energiloven § 10-6.

I henhold til SOGL artikkel 5 skal TSOer utarbeide og fastsette forslag til vilkår og metoder. Forslagene må godkjennes av de nasjonale reguleringsmyndighetene (RME i

¹ Se gjeldende forskrift om elektrisk kraft over landegrensene, FOR-2006-12-20-1563.

Norge) for at de skal bli bindende i de respektive medlemslandene. Det er detaljerte krav til prosedyrene for hvordan TSOene skal gå frem for å utarbeide og fastsette felles forslag. Neste trinn er at forslagene skal godkjennes av hvert lands nasjonale reguleringsmyndighet, jf. SOGL artikkel 6. Etter artikkel 6 nr. 8 kan ACER fatte vedtak dersom reguleringsmyndighetene ikke kommer frem til enighet innen en gitt tidsfrist, eller dersom de i fellesskap ber ACER fatte vedtak.

Bestemmelsen i SOGL artikkel 6 nr. 8 viser til kompetansen til å fatte bindende vedtak som er lagt til ACER etter europaparlaments- og rådsforordning 713/2009 (ACER-forordningen) artikkel 8 nr. 1. For Norge vil disse bestemmelsene gjelde med de EØS-tilpasningene som vedtas. Det legges opp til tilsvarende tilpasninger som for tredje energimarkedspakke, som er omtalt i Prop. 4 S (2017-2018) punkt 4.6. I tråd med EØS-tilpasningene vil det være ESA som kan fatte vedtak i tilfeller som gjelder Norge, på grunnlag av et utkast til vedtak fra ACER. Et vedtak fra ESA skal rette seg mot den nasjonale reguleringsmyndigheten, som er en uavhengig statlig myndighet, og som i neste omgang fatter vedtak om gjennomføringen internrettslig. I vurderingen fra Justisdepartementets Lovavdeling av 27. februar 2018 i forbindelse med behandlingen av Prop. 4 S (2017-2018), er det lagt til grunn at myndighetsoverføringen må regnes som "lite inngripende". Stortinget vedtok samtykke til innlemmelse av tredje energimarkedspakke i EØS-avtalen med ordinært flertall, jf. Grunnloven § 26 annet ledd.

Det fremgår av artikkel 21 i forordning 714/2009 om grensekryssende krafthandel at medlemslandene kan opprettholde eksisterende eller introdusere nye regler som er mer detaljerte enn retningslinjene under tredje energimarkedspakke. Departementet har lagt til grunn at SOGL og eksisterende forskrifter vil gjelde side om side. Det må likevel unngås eventuell motstrid mellom forskriftene under energiloven. Med hjemmel i energilovforskriften har NVE fastsatt forskrift om systemansvaret i kraftsystemet (fos). Det er særlig fos som er relevant å vurdere opp mot SOGL, i tillegg til forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet og forskrift om sikkerhet og beredskap i kraftforsyningen. En nærmere redegjørelse av forholdet mellom SOGL og disse tre mest relevante forskriftene er gitt i punkt 4.2 nedenfor.

4.2 Forholdet til øvrige forskrifter til energiloven

4.2.1 Forskrift om systemansvaret i kraftsystemet (fos)

Fos gjelder for systemansvarlig og enhver som helt eller delvis eier eller driver nett, produksjon eller organisert markedsplass, samt omsettere og sluttbrukere. Som nevnt ovenfor er det særlig denne forskriften som berøres av SOGL. Samtidig er det klart at selv om virkeområdet for fos og SOGL delvis overlapper, er virkeområdene også noe ulike.

NVE vedtok i mai 2018 endringer i fos som blant annet var ment å legge til rette for gjennomføring av fremtidige EØS-rettslige forpliktelser. Revisjonen innebar blant annet at systemansvarlig skal utarbeide retningslinjer til noen av bestemmelsene i fos, som skal godkjennes av NVE. NVE sendte i mars 2019 et nytt forslag om endring av fos på høring. Hovedhensikten med det nye høringsforslaget er å utvide bruken av retningslinjer til alle

bestemmelsene i fos som gir systemansvarlig myndighet til å ta beslutninger som er bindende for aktørene.

Fos omhandler hovedsakelig systemansvarligs rolle overfor norske aktører. Det følger blant annet av systemansvarskonsesjonen at Statnett skal samarbeide med andre systemansvarlige. Den nærmere reguleringen skjer gjennom nordisk systemdriftsavtale mellom Statnett og de andre nordiske systemansvarlige. SOGL omhandler i hovedsak oppgaver som må løses ved samarbeid mellom TSOene. I tillegg regulerer SOGL områder som tidligere ikke har vært regulert, verken i systemdriftsavtalen eller for øvrig gjennom lov eller forskrift i Norge. SOGL innebærer dermed både en formalisering av eksisterende avtalepraksis mellom TSOene og regulering av nye områder. Et eksempel på dette er at DSOer får en større rolle enn før, for eksempel når det gjelder spenningsregulering og datautveksling.

I forbindelse med systemdrift er det ikke noe klart skille mellom nasjonale og grensekryssende forhold. Det er derfor naturlig at det er noe overlapp mellom systemansvarsforskriften og forskriften som gjennomfører SOGL. De to forskriftene vil eksistere side om side, og aktørene må forholde seg til begge.

I det følgende vil departementet knytte noen kommentarer til utvalgte bestemmelser i SOGL.

Artikkel 2 nr. 5

SOGL artikkel 2 nr. 5 gir medlemslandene frihet til å bestemme at enkelte oppgaver som i henhold til SOGL skal utføres av en DSO, isteden skal utføres av TSO. Videre kan det bestemmes at dette skal gjelde noen DSOer, men ikke alle, dersom dette skulle være hensiktsmessig.

Systemansvarlig i Norge har et særlig ansvar for å samordne aktørene og har myndighet til å gripe inn ved behov når flere aktører med ulike interesser er involvert. Konesjonær har ansvaret for å drifte sitt eget nett gjennom f.eks. å planlegge driftsstanser i egne nettanlegg på en hensiktsmessig måte, foreta koblinger og opprettholde spenning i egne nettanlegg. Den systemansvarliges plikt til å samordne, og mulighet til å gripe inn ved behov, anses ikke å være i strid med SOGL. Det er ikke behov for å benytte muligheten i artikkel 2 nr. 5 for å overføre ansvar for oppgaver i SOGL fra DSOer til TSO nå, men departementet viser til at dette kan gjøres ved forskriftsendring dersom det senere blir behov for det.

Spenningsgrenser og -regulering (artikkel 29)

I henhold til artikkel 29 nr. 5 skal TSOen komme til enighet med transmisjonsnettilknyttede DSOer om settpunkt for reaktiv effekt, spenning og effektfaktor for tilknytningspunkter mellom regional- og transmisjonsnettet. DSOen skal bruke sine reaktive effektressurser og ha rett til å gi instruksjoner om spenningsregulering til distribusjonsnettilknyttede SGUer. Artikkel 29 nr. 8 sier at TSOen skal fastsette tiltak for spenningsregulering i samordning med SGUer, DSOer og tilgrensende TSOer.

Spenningsgrenser er i dag regulert i fos § 15. Der er det presisert at systemansvarlig kan fastsette spenningsgrenser og grenser for utveksling av reaktiv effekt i regional- og

sentralnettet. I høringsnotat om forslag til forskrift om systemansvaret i kraftsystemet (juni 2001) påpekte NVE i tilknytning til denne bestemmelsen at fastsettelse av spenningsgrenser skulle gjøres i samråd med konsesjonærer og under hensyn til utviklingen av internasjonale normer.

Når det gjelder spenningsregulering, heter det i fos § 15 siste ledd at "*Konsesjonær skal overholde grenser fastlagt etter første ledd. (...)*" I høringsnotatet fra 2001 presiserte NVE at konsesjonærer plikter å benytte egne eller kjøpe nødvendige ressurser for å opprettholde krav til spenningsnivå. Det legges til grunn at nettselskap i dag har anledning til å inngå avtale med kraftverk om å benytte ressurser tilknyttet deres nett til å opprettholde spenningsnivå.

Datautveksling (artikkel 40 mfl.)

Kravene til datautveksling i SOGL er bygget opp av konkrete krav, en europeisk metode om roller, organisering og ansvar knyttet til datautveksling (KORRR), samt mulighet for å ha en nasjonal metode om omfanget av datautveksling.

De konkrete kravene i artikkel 44 og artikkel 47-53 vil gjelde dersom TSO ikke foreslår et annet omfang av datautveksling i nasjonal metode, jf. artikkel 40 nr. 5. Departementet legger til grunn at Statnett sammen med relevante DSOer og SGUer etter artikkel 40 nr. 5 har mulighet til å foreslå et hensiktsmessig omfang av datautvekslingen. Dette kan for eksempel omfatte både hvem som er pliktsubjekt (f.eks. kraftverk over en gitt størrelse) og hvilke data som skal oversendes. Det totale omfanget av datautveksling avhenger dermed av hva som foreslås etter artikkel 40 nr. 5. RME skal etter artikkel 40 nr. 5 godkjenne forslaget, jf. artikkel 6 nr. 4. Slik departementet oppfatter det, er det stor grad av frihet for organisering av datautveksling nasjonalt. Departementet legger til grunn at Statnett, DSOer og SGUer finner et hensiktsmessig nivå for informasjonsdeling innenfor rammene av fos og annet regelverk.

Det kan være noen parallelle krav til informasjonsdeling i SOGL og fos. Hensynet til aktørene gjør at det ikke bør etableres parallelle rapporteringsprosesser der dette åpenbart ikke er hensiktsmessig. Departementet legger til grunn at TSO og reguleringsmyndigheten vil hensynta allerede etablerte prosesser og krav når det gjelder utvikling og godkjenning av forslag om datautveksling, jf. artikkel 40 nr. 5.

Departementet vil presisere at dagens krav til informasjon til systemansvarlig i henhold til fos ikke er til hinder for at det etableres krav til informasjon også til DSOer. SOGL vil medføre at DSOer får en større rolle i utvekslingen av data enn i dag.

4.2.2 Forskrift om leveringskvalitet

Forskrift om leveringskvalitet regulerer i hovedsak kvaliteten på spenningen som leveres til sluttbrukere, og har derfor lite overlapp med bestemmelsene i SOGL. Ett unntak er § 3-2 som setter krav til spenningens frekvens, der det henvises til nordisk systemdriftsavtale. Første ledd sier at systemansvarlig skal holde frekvens- og tidsavvik innenfor bestemmelser i nordisk systemdriftsavtale. Etter systemansvarskonsesjonen skal vesentlige endringer i avtaler mellom systemansvarlig i Norge og systemansvarlig i andre

land godkjennes av NVE før de kan tre i kraft. Kravet i fol vil bli parallelt med kravet i SOGL artikkel 127 nr. 2.

4.2.3 Forskrift om sikkerhet og beredskap i kraftforsyningen

Kraftsensitiv informasjon er underlagt taushetsplikt etter energiloven § 9-3 og nærmere regulert i forskrift om sikkerhet og beredskap i kraftforsyningen (kbf). Dersom kraftsensitiv informasjon skal utveksles på grunn av SOGL, forutsetter departementet at informasjonen kun blir utlevert til aktører som har bekreftet tilstrekkelig sikkerhet for håndtering av informasjonen gjennom en sikkerhetsavtale.

Mens SOGL i hovedsak setter krav til TSOen, stiller kbf krav til alle KBO-enheter. For Statnett kan det dermed være noe parallell regulering i de to regelverkene. Dette gjelder SOGL artikkel 24 om tilgjengeligheten av TSOens midler, verktøy og anlegg, og SOGL artikkel 33 om at hver TSO skal etablere en liste over uforutsette hendelser.

5 Økonomiske og administrative konsekvenser

Departementet legger til grunn at gjennomføringen av SOGL vil bidra til å sikre et godt samarbeid om driften av kraftsystemet, god driftssikkerhet og frekvenskvalitet. Dette kan legge til rette for et mer velfungerende kraftmarked og en mer effektiv nettvirksomhet. SOGL vil i stor grad føre til formalisering av eksisterende prosesser og eksisterende samarbeid mellom TSOene i Norden. I tillegg vil DSOene kunne få en større rolle enn før, for eksempel når det gjelder spenningsregulering og datautveksling.

Gjennomføringen av SOGL i Norge innebærer at Statnett som TSO får bidra i utvikling av vilkår og metoder, og at reguleringsmyndigheten for energi, NVE v/RME, skal godkjenne forslag til vilkår og metoder som utarbeides av TSOene. RME skal føre tilsyn med hvordan regelverket i SOGL praktiseres i Norge. Innlemmelse av forordningen innebærer at RME gis flere oppgaver og at RME må samarbeide med andre lands reguleringsmyndigheter for energi. RME deltar aktivt i samarbeid med andre lands reguleringsmyndigheter også i dag og Statnett samarbeider aktivt med andre lands TSOer.

Forslaget til gjennomføring av SOGL endrer ikke ansvarsfordelingen mellom myndighetsorganer som er foreslått ved høringsnotatet av 20. september 2018, og som er i samsvar med føringene fra Stortingets behandling av Prop. 5 L (2017-2018).

På denne bakgrunn anses SOGL å kunne gjennomføres uten større økonomiske og administrative konsekvenser.

Forslag til forskrift om endring i forskrift om gjennomføring i norsk rett av EØS-avtalen vedlegg IV nr. 20 (forordning (EF) nr. 1228/2003 om vilkår for adgang til nett for overføring av elektrisk kraft over landegrensene og forordning (EU) nr. 774/2010 om fastsettelse av retningslinjer for oppgjøret mellom systemansvarlige nettselskaper og en felles framgangsmåte for regulering av overføringstariffer)

Fastsatt av Olje- og energidepartementet (...) med hjemmel i lov 29. juni 1990 nr. 50 om produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi m.m. (energiloven) § 10-2 og § 10-6 annet ledd.

I

I forskrift 20. desember 2006 nr. 1563 om gjennomføring i norsk rett av EØS-avtalen vedlegg IV nr. 20 (forordning (EF) nr. 1228/2003 om vilkår for adgang til nett for overføring av elektrisk kraft over landegrensene og forordning (EU) nr. 774/2010 om fastsettelse av retningslinjer for oppgjøret mellom systemansvarlige nettselskaper og en felles framgangsmåte for regulering av overføringstariffer) gjøres følgende endringer:

Ny § 1 a fjerde ledd skal lyde:

EØS-avtalen vedlegg IV nr. xx kommisjonsforordning (EU) nr. 2017/1485 om fastsettelse av retningslinjer for drift av transmisjonsnettet for elektrisk kraft gjelder som forskrift med de endringer som følger av vedlegg IV, protokoll 1 til avtalen og avtalen for øvrig.

Ny § 2 a skal lyde:

"Reguleringsmyndighet" skal i forordningene etter § 1 a forstås som Reguleringsmyndigheten for energi.

§ 3 fjerde ledd skal lyde:

Enhver plikter på anmodning, og innen fastsatt tidsfrist, å gi Reguleringsmyndigheten for energi opplysninger som nevnt i forordning forordning (EU) nr. 2017/1485 om fastsettelse av retningslinjer for drift av transmisjonsnettet for elektrisk kraft forstås som Reguleringsmyndigheten for energi.

II

Forskriften gjelder fra den tid Olje- og energidepartementet bestemmer.