



8. april 2019  
THWI

# Afgørelse om antagelser og metoder for en cost-benefit-analyse for FCR-enheder med begrænsede energibeholdninger

## INDLEDNING

Energinet Elsystemansvar A/S (CVR-nr. 39314959) (herefter benævnt "Energinet") har den 14. marts 2018 anmeldt et forslag om antagelser og metoder for en cost-benefit-analyse for enheder med begrænsede energibeholdninger (limited energy reservoir – "LER"), der ønsker at levere frekvenskontrolreserver ("FCR") i medfør af forordning 2017/1485 ("SO GL") artikel 156, stk. 11. Forslaget for cost-benefit-analysen skal udarbejdes for de synkrone områder Norden og Kontinentaleuropa. Det anmeldte forslag dækker begge de synkrone områder Norden og Kontinentaleuropa. Formålet med cost-benefit-analysen er at fastsætte den påkrævede leveringsperiode (mellem 15 og 30 minutter), der skal gælde for LER-enheder, der ønsker at levere FCR, når transmissionssystemet er i driftstilstanden "alarmtilstand", samt at fastsætte andelen af LER-enheder i et synkronområdes portefølje, som kan opretholdes uden kompromis af systemsikkerheden.

## RESUMÉ

Alle TSO'er i de synkrone områder Norden og Kontinentaleuropa skal i medfør af SO GL artikel 156, stk. 11 udarbejde antagelser og metoder for en cost-benefit-analyse ("CBA") for enheder med begrænsede energibeholdninger ("LER"), der ønsker at levere frekvenskontrolreserver ("FCR"). Analysen skal udføres med henblik på at vurdere den periode, der er nødvendig, for at enheder eller grupper, der leverer FCR, som har begrænsede energibeholdninger, kan forblive tilgængelige i alarmtilstand.

Energinet har den 14. marts 2018 anmeldt et oprindeligt forslag til cost-benefit-analysen. Det anmeldte forslag vedrører synkronområderne Norden og Kontinentaleuropa.

Alle de regulerende myndigheder i de synkrone områder Norden og Kontinentaleuropa er den 30. juli 2018 blevet enige om at fremsætte en ændringsanmodning til det anmeldte forslag.

Energinet har på baggrund af ændringsanmodningen af 30. juli 2018 fremsat ændret forslag for en cost-benefit-analyse til Forsyningstilsynet den 28. november 2018.

Den sidste berørte regulerende myndighed modtog det ændrede forslag d. 20. februar 2019, hvorfor fristen for endelig afgørelse er 20. april 2019.

**FORSYNINGSTILSYNET**  
Carl Jacobsens Vej 35  
2500 Valby

Tlf. 4171 5400  
post@forsyningstilsynet.dk  
www.forsyningstilsynet.dk

Alle de regulerende myndigheder i de synkroner områder Norden og Kontinentaleuropa er den 1. marts 2019 blevet enige om at godkende det ændrede forslag. Godkendelsen er betinget af en række forhold.

## **AFGØRELSE**

Forsyningstilsynet godkender det ændrede forslag af 28. november 2018.

Godkendelsen er betinget af følgende forhold:

- Energinet skal fortsat arbejde med en endelig definition af en LER-enhed. Den endelige definition skal afleveres senest sammen med resultaterne for CBA-analysen.
- Sammen med resultaterne for CBA-analysen, skal Energinet levere yderligere information om de data, der benyttes til opbygning af omkostningskurverne samt afklare, hvorfor omkostninger til enheder med store energibeholdninger er undtaget fra den samlede omkostningskurve.
- Energinet skal sammen med resultaterne for CBA-analysen levere en redegørelse for, hvorledes omkostningerne til fremtidig tilsluttet LER-enheder bidrager til den samlede omkostningskurve samt uddybe metoden for ansættelsen af antallet af fremtidige LER-enheder.
- Energinet skal sammen med resultaterne for CBA-analysen levere en redegørelse for, hvorledes resultaterne vil indvirke på integrationen af de europæiske markedspladser for el.
- Energinet skal sammen med resultaterne for CBA-analysen levere de kriterier, som er benyttet til at vurdere resultaterne af LER andelen og leveringsperiode ved simulering op imod de historiske frekvensafvigelser.
- Energinet skal uddybe resultatet af CBA-analysen med det formål at sikre, at leveringsperioden regnes fra det tidspunkt, hvor der indføres alarmtilstand, i overensstemmelse med SO GL artikel 156, stk. 9.

Sagens baggrund og begrundelsen for Forsyningstilsynets afgørelse fremgår nedenfor.

## **SAGSFREMSTILLING**

### **Baggrund**

I denne sag tages der stilling til Energinets anmeldelse af antagelser og metoder for en cost-benefit-analyse ("CBA") i medfør af forordning (EU) 2017/1485 af 2. august 2017 om fastsættelse af retningslinjer for drift af elektricitetstransmissionssystemer ("SO GL") artikel 156, stk. 11. Metoden har til formål at vurdere den periode, der er nødvendig for, at enheder eller grupper, der leverer FCR, som har begrænsede energibeholdninger, kan forblive tilgængelige i alarmtilstand.

I medfør af SO GL artikel 156, stk. 11, skal der for synkronområderne Norden og Kontinentaleuropa udarbejdes et forslag til antagelser og metoder for en cost-benefit-analyse for enheder, der ønsker at levere FCR, og som har begrænsede energibeholdninger (limited energy reservoirs – "LER").

Energinet anmeldte den 14. marts 2018 et forslag til en cost-benefit-analyse. Af det anmeldte forslag fremgår, at forslaget er udarbejdet af alle TSO'er i synkronområderne Norden og Kontinentaleuropa i fællesskab. Det anmeldte forslag vedrører således synkronområderne Norden og Kontinentaleuropa.

Energinet har foretaget anmeldelse, som led i Energinets rolle som systemansvarlig virksomhed ("TSO") for det danske elforsyningssystem.

Det anmeldte forslag skal godkendes af alle regulerende myndigheder i den berørte region i medfør af SO GL artikel 6, stk. 3, litra d, nr. vi. Da det anmeldte fælles forslag vedrører begge de synkronområder Norden og Kontinentaleuropa, skal alle regulerende myndigheder i de to synkronområder godkende det anmeldte forslag i fællesskab.

Eftersom godkendelsen af metoden for en cost-benefit-analyse kræver, at mere end én regulerende myndighed træffer en afgørelse, er det i medfør af SO GL artikel 6, stk. 7, 1. pkt., pålagt de kompetente regulerende myndigheder at rådføre sig med hinanden og koordinere og samarbejde med henblik på at nå til enighed.

Forsyningstilsynet deltager i Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER) og Council of European Energy Regulators (CEER), hvor det fremsatte forslag har været behandlet mellem alle de relevante regulerende myndigheder i EU. Forsyningstilsynet deltager i CEER-regi i Energy Regulators Forum (ERF), der består af ledende repræsentanter fra de forskellige regulerende myndigheder. Formålet med ERF er bl.a. at koordinere afgørelser, der skal træffes af mere end en regulerende myndighed i fællesskab.

Det anmeldte krav er blevet behandlet i samarbejde af alle regulatorer, der i enighed har fremsat en ændringsanmodning i medfør af SO GL artikel 7, stk. 1. Ændringsanmodningen er dateret 30. juli 2018, og Forsyningstilsynet fremsendte ændringsanmodningen til Energinet den 7. august 2018.

Ændringsanmodningen vedrører i hovedtræk, at de regulerende myndigheder har vurderet behov for at ændre følgende forhold:

- a) Behov for præcisering af, hvornår en ændring i de forudsætninger og input, der indgår i analysen, medfører behov for en fornyet analyse, samt hvornår en ændring er så væsentlig, at metoden skal ændres og fremsendes til de regulerende myndigheder til fornyet godkendelse.
- b) Det oprindeligt anmeldte forslag tog ikke højde for SO GL artikel 138, hvorefter TSO'erne skal fastlægge og tage afhjælpende foranstaltninger i betragtning med henblik på at sikre, at frekvensen i det synkronområde opfylder frekvenskvalitetsparametrene.

Den samlede ændringsanmodning fremgår som bilag til afgørelsen.

Energinet har efter modtagelsen af ændringsanmodningen to måneder til at fremlægge et ændret forslag. Fristen regnes fra det tidspunkt, hvor den sidste TSO modtog ændringsanmodningen fra den respektive nationale regulerende myndighed.

Energinet fremsendte den 28. november 2018 et ændret forslag af metoden for cost-benefit-analysen til Forsyningstilsynet.

I medfør af SO GL artikel 7, stk. 1, 2. pkt. skal regulatorerne træffe afgørelse om det ændrede forslag senest to måneder efter modtagelsen. Fristen regnes fra det tidspunkt, hvor den sidste regulator modtog det ændrede forslag fra den respektive nationale TSO. Den sidste regulator modtog det ændrede forslag den 20. februar 2019.

Forsyningstilsynet skal herefter træffe afgørelse senest den 20. april 2019.

Alle de regulerende myndigheder i synkronområderne Norden og Kontinentaleuropa er den 1. marts 2019 i samarbejde blevet enige om at godkende det ændrede forslag for en cost-benefit-analyse. Alle de regulerende myndigheder har fremsendt et position paper dateret 1. marts 2019 til TSO'erne.

Af det fremsendte position paper fremgår, at alle regulerende myndigheder i synkronområderne Norden og Kontinentaleuropa kan godkende det ændrede forslag, på betingelse af følgende forhold:

- TSO'erne skal fortsat arbejde med en endelig definition af en LER-enhed. Den endelige definition skal afleveres senest sammen med resultaterne for CBA-analysen.
- Sammen med resultaterne for CBA-analysen, skal TSO'erne levere yderligere information om de data, der benyttes til opbygning af omkostningskurverne samt afklare, hvorfor omkostninger til enheder med store energibeholdninger er undtaget fra den samlede omkostningskurve.
- TSO'erne skal sammen med resultaterne for CBA-analysen levere en redegørelse for, hvorledes omkostningerne til fremtidig tilsluttet LER-enheder bidrager til den samlede omkostningskurve samt uddybe metoden for ansættelsen af antallet af fremtidige LER-enheder.
- TSO'erne skal sammen med resultaterne for CBA-analysen levere en redegørelse for, hvorledes resultaterne vil indvirke på integrationen af de europæiske markedspladser for el.
- TSO'erne skal sammen med resultaterne for CBA-analysen levere de kriterier, som er benyttet til at vurdere resultaterne af LER andelen og leveringsperiode ved simulering op imod de historiske frekvensafvigelse.

- Uddybe resultatet af CBA-analysen med det formål at sikre, at leveringsperioden regnes fra det tidspunkt, hvor der indføres alarmtilstand i overensstemmelse med SO GL artikel 156, stk. 9.

#### Ad LER definition

Af det ændrede forslag fremgår i artikel 2, stk. 2, følgende definition på en LER-enhed.

*"FCR providing units or groups are deemed to have limited energy reservoirs in case a FCR full activation for the time frame contracted by the TSO might, even in case of an active energy reservoir management, lead to a limitation of their capability to provide the full FCR activation due to the depletion of their energy reservoir(s) taking into account the effective energy reservoir(s) available at the beginning of that time frame"*

De regulerende myndigheder er enige om, at den angivne definition ikke kan anses som en endelig og fast definition på en LER-enhed. De regulerende myndigheder bemærker, at definition er tilføjet det ændrede forslag efter ønske fra de regulerende myndigheder, og med det formål at skabe en større gennemsigtighed i det fremsatte forslag.

Definitionen på en LER-enhed er ikke afgørende for den simulering, der skal foretages i medfør af det fremsatte forslag til en cost-benefit-analyse. I medfør af det fremsatte forslag skal der foretages simuleringer på baggrund af et varierende antal af LER-enheder (fra 10 % til 100 %), med en varierende leveringsperiode (fra 15 minutter til 30 minutter). Den angivne definition af LER-enheder i forslagets artikel 2, stk. 2, er ikke til hinder for denne simulering.

De regulerende myndigheder bemærker dog, at en definition er afgørende i forhold til at implementere resultaterne af cost-benefit-analysen, og har derfor bedt om en endelig definition senest på tidspunktet, hvor resultaterne af cost-benefit-analysen foreligger.

#### Ad data vedrørende omkostningskurven

Den angivne definition af LER-enheder medtager enheder med selv store energibeholdninger. TSO'erne har som bilag til det anmeldte forslag vedlagt dokumentet "explanatory document". Heraf fremgår, at omkostninger til anlæg med store energibeholdninger ikke vil blive taget i betragtning ved vurderingen af omkostninger forbundet med LER-enheder.

Enheder med store energibeholdninger har en begrænset risiko for ikke at kunne levere den ønskede mængde af FCR i alarmtilstand, men situationen er ikke udelukket.

De regulerende myndigheder beder i forbindelse med resultaterne af CBA-analysen om en nærmere afklaring i forhold til hvilke omkostninger, der medtages i analysegrundlaget.

Forsyningstilsynet bemærker, ENTSO-E på TSO'ernes vegne ved e-mail af 6. februar 2019 har oplyst, at der for lagerenheder alene vil blive benyttet omkostninger, der relaterer sig til litiumbaseret teknologi.

For at imødegå forskellige omkostninger til reservation af FCR i de forskellige LFC-kontrolblokke i synkronområderne Norden og Kontinentaleuropa, vil TSO'erne benytte en gennemsnitsomkostning pr. synkronområde, beregnet som et gennemsnit af omkostningerne for de LFC-kontrolblokke, der udgør det respektive synkronområde.

For så vidt angår omkostninger til allerede tilsluttede ikke-LER-enheder, vil data om omkostninger blive indhentet fra ENTSO-E TYNDP (10-year network development plan).

#### Ad fremtidig tilsluttede LER-enheder

I medfør af cost-benefit-analysen, simuleres varierende andele (fra 10 % til 100 %) af LER-enheder tilsluttet det kollektive elforsyningsnet. Cost-benefit-analysen skal medregne tilslutning af fremtidige LER-enheder. I medfør af forslaget artikel 5, stk. 2, fastsættes antallet af fremtidige LER-enheder på baggrund af den varierende andel af LER-enheder.

De regulerende myndigheder ønsker, at TSO'erne i forbindelse med resultaterne af CBA-analysen, uddyber og redegør for ansættelsen af antallet af fremtidige LER-enheder, herunder de omkostninger, der er medtaget i omkostningskurven, og som relaterer sig til fremtidig tilsluttet LER-enheder.

#### Ad forskellige leveringsperioders indvirkning på elektricitetsmarkederne

De regulerende myndigheder ønsker, at TSO'erne sammen med resultaterne af CBA-analysen, udarbejder og fremsender en redegørelse for resultaternes indvirkning på de europæiske markedspladser for elektricitet, herunder integrationen af disse markedspladser.

De regulerende myndigheder ser et særligt behov for en redegørelse, såfremt resultaterne af CBA-analysen medfører en forskellig leveringsperiode for synkronområdet Norden og synkronområdet Kontinentaleuropa.

#### Ad forslaget forhold til SO GL artikel 156, stk. 9

Af forslaget artikel 9, stk. 6, fremgår, at mængden af energi – og dermed også den tilbageværende energi i en beholdning – skal regnes fra det tidspunkt, hvor frekvensen overskrider standard frekvensintervaller, som angivet i SO GL bilag III, tabel 1<sup>1</sup>.

I medfør af SO GL artikel 156, stk. 9, er formålet med cost-benefit-analysen at fastsætte en leveringsperiode for FCR-enheder, når systemtilstanden er "alarmtilstand".

Indtræden af alarmtilstand er defineret i SO GL artikel 18, stk. 2, og de regulerende myndigheder bemærker, at det fremsatte forslags artikel 9, stk. 6, ikke er i overensstemmelse med definitionen på indtræden af alarmtilstand. De regulerende myndighe-

---

<sup>1</sup> For synkronområdet Norden er denne +/- 100 mHz. For Synkronområdet Kontinentaleuropa er denne +/- 50 mHz.

der beder derfor TSO'erne om, i forbindelse med resultaterne af CBA-analysen, at redegøre for og sikre, at resultaterne er i overensstemmelse med SO GL artikel 156, stk. 9.

### **DET ANMELDTE FORSLAG**

SO GL fastsætter regler for systemdriften af elektricitetstransmissionssystemer ved at fastlægge fælles minimumskrav for systemdrift i Unionen, for det grænseoverskridende samarbejde mellem TSO'er og for udnyttelse af de relevante karakteristika hos de tilsluttede DSO'er og BNB'er.

I medfør af SO GL artikel 156, stk. 11, skal TSO'erne i synkronområdet Norden og Kontinentaleuropa udarbejde antagelser og metoder for en cost-benefit-analyse, der skal udføres med henblik på at vurdere den periode, der er nødvendigt, for at enheder eller grupper, der leverer FCR, som har begrænsede energibeholdninger, kan forblive tilgængelige i alarmtilstand.

Cost-benefit-analysen skal som minimum omhandle:

- a) erfaringer opnået med forskellige tidsrammer og andele af nye teknologier i forskellige LFC-kontrolblokke
- b) indvirkningen af en fastsat periode på de samlede omkostninger til FCR i det synkron område
- c) indvirkningen af en fastsat periode på systemstabilitetsrisikoen, navnlig gennem langvarige eller gentagne frekvenshændelser
- d) indvirkningen på systemstabilitetsrisikoen og de samlede omkostninger til FCR, hvis den samlede mængde FCR stiger
- e) indvirkningen af teknologiske fremskridt på omkostningerne til tilgængelighedsperioder for FCR fra enheder eller grupper, der leverer FCR, som har begrænsede energibeholdninger

Det anmeldte forslag har til formål at bestemme den periode en FCR-enhed med begrænset energireservoir skal være tilgængelig i alarmtilstand. Resultatet af cost-benefit-analysen er en tidsperiode, som skal være mellem 15 og 30 minutter.

Formålet med cost-benefit-analysen er endvidere at fastsætte den mængde af LER-enheder, som kan indgå i et synkronområdes FCR-portefølje, uden at kompromittere systemsikkerheden.

I medfør af det ændrede forslags artikel 3, skal cost-benefit-analysen indeholde en simulering af andelen af LER-enheder varierende fra 10 – 100 %, hvor hver simulering skal testes med en varierende leveringsperiode på mellem 15 og 30 minutter. Andelen af LER-enheder simuleres i intervaller på 10 % (10% hernæst 20 % osv.), og tidsperioden simuleres i intervaller af 5 minutter (15 minutter herefter 20 minutter osv.).

I medfør af forslagets artikel 4, skal der opstilles en sandsynligheds baseret model, hvorved der skal foretages simulering af tre typer frekvensafvigelser, 1) Deterministiske frekvensafvigelser, 2) lange frekvensafvigelser og 3) udfald af vigtige netelementer.

Ved *deterministiske frekvensafvigelser* skal TSO'erne inkludere frekvensafvigelser, der udspringer af markedsaktiviteter. Ved hvert timeskift sker der ændringer i produktion og forbrug, som følge af de handler, der er gennemført på de forskellige markedspladser. Disse ændringer i produktion og forbrug medfører ændringer af den tilstedeværende energi i det kollektive elsystem, som giver sig til udtryk ved frekvensændringer.

Ved *lange frekvensændringer* skal TSO'erne inkludere frekvensafvigelser, der ikke direkte kan henføres til hverken markedsaktiviteter eller er et resultat af udfald af vigtige netelementer. TSO'erne skal analysere historiske hændelser for at karakterisere fænomenet med henblik på at fastsætte antallet af langvarige hændelser, den typiske længde af disse frekvensafvigelser, en repræsentativ amplitude af frekvensafviserne, samt det typiske tidspunkt for disse hændelsers optræden.

Ved *udfald af vigtige netelementer*, skal TSO'erne inkludere udfald af såvel produktion som forbrug, udfald af samleskinner og transformerstationer. Ved alle typer af udfald skal TSO'erne fastsætte sandsynligheden for disse fejls opståen.

TSO'erne skal i medfør af forslagets artikel 5 vurdere omkostningerne til kapacitetsreservation af FCR fra såvel LER-enheder, som ikke-LER-enheder.

For så vidt angår ikke-LER-enheder skal omkostningerne til reservering af kapacitet fastsættes ved en sammenligning af marginalomkostningerne for den enkelte enhed, og den opnåede markedspris i day-ahead markedet for den givne budzone.

For eksisterende LER-enheder skal driftsomkostninger (OPEX) og alternativomkostninger (opportunity costs) tages i betragtning.

Endelig skal TSO'erne indregne omkostningerne til fremtidige LER-enheder, ved for disse enheder at inkludere omkostninger til investeringer, driftsomkostninger (OPEX) og alternativomkostninger (opportunity costs).

I medfør af det ændrede forslags artikel 6 og 7, skal andelen af LER-enheder, med tilhørende omkostninger, simuleres i forhold til en række historiske begivenheder. For hver begivenhed skal der foretages simuleringer med andelen af LER-enheder varierende fra 10-100 % samt en varierende leveringsperiode på mellem 15- og 30 minutter.

For hver simulering skal TSO'erne foretage simuleringen henholdsvis med og uden afhjælpende foranstaltninger i medfør af SO GL artikel 138.

I forslagets artikel 8 er angivet under hvilke forhold TSO'erne er forpligtet til at gentage cost-benefit-analysen, og under hvilke forhold TSO'erne skal revidere selve metoden, med henblik på fornyet godkendelse hos de regulerende myndigheder.

I det anmeldte forslags artikel 10, stk. 2, fremgår tidsrammen for implementeringen af den anmeldte metode.



## SAGENS PARTER

Energinet Elsystemansvar A/S (CVR-nr. 39314959) er sagens part i sin egenskab af transmissionssystemoperatør og pligtsubjekt i medfør af SO GL artikel 156, stk. 11.

## HØRING

Ved udarbejdelse af det anmeldte forslag har TSO'erne i synkronområderne Norden og Kontinentaleuropa foretaget offentlig høring via ENTSO-E hjemmeside i perioden fra den 10. januar 2018 til 18. februar 2018.

Som bilag til anmeldelsen er vedlagt dokumentet "Response to CBA methodology public consultation comments". Dokumentet indeholder TSO'ernes stillingtagen til indkomne høringssvar, jf. SO GL artikel 11, stk. 3.

Det anmeldte forslag vedrører krav til levering af systemydelse, nærmere bestemt levering af FCR. Det anmeldte forslag har derfor betydning for en lang række aktører i elmarkedet.

Forsyningstilsynet har på denne baggrund foretaget offentlig høring af det oprindelig anmeldte forslag af 14. marts 2018. Der er foretaget offentlig høring via tilsynets hjemmeside og nyhedsbrev i perioden fra den 23. marts 2018 til den 20. april 2018.

Forsyningstilsynet har ikke modtaget høringssvar.

## RETSGRUNDLAG

### Kommissionens forordning (EU) 2017/1485 af 2. august 2017 om fastsættelse af retningslinjer for drift af elektricitetstransmissionssystemer (SO GL)

#### Artikel 1

Med henblik på at sikre driftssikkerhed, frekvens, kvalitet og lønsom udnyttelse af det sammenkoblede system og ressourcerne fastsættes der i denne forordning detaljerede retningslinjer for:

- a) krav og principper vedrørende driftssikkerhed
- b) regler og ansvarsområder for koordinering og dataudveksling mellem TSO'er, mellem TSO'er og DSO'er og mellem TSO'er eller DSO'er og BNB'er med hensyn til driftsplanlægning og drift i næsten realtid
- c) regler for uddannelse og certificering af systemoperatørernes medarbejdere
- d) krav vedrørende koordinering af afbrydelser
- e) krav til planlægning mellem TSO'ernes systemområder og
- f) regler, der har til formål at etablere en EU-ramme for last-frekvensregulering og reserver.

#### Artikel 4, stk. 2.

Når denne forordning anvendes, skal medlemsstaterne, de kompetente myndigheder og systemoperatørerne:

- a) anvende proportionalitetsprincippet og princippet om ikke-diskrimination
- b) sikre gennemsigtighed
- c) anvende princippet om optimering mellem den højeste samlede effektivitet og de laveste samlede omkostninger for alle involverede parter
- d) sikre, at TSO'er så vidt muligt anvender markedsbaserede mekanismer til at sikre netsikkerheden og –stabiliteten
- e) respektere det ansvar, der er pålagt den relevante TSO med henblik på at sikre systemsikkerheden, herunder i henhold til kravene i national lovgivning
- f) høre de relevante DSO'er og tage højde for eventuelle virkninger for deres systemer og
- g) tage højde for anerkendte europæiske standarder og tekniske specifikationer.

**Artikel 6, stk. 1, stk. 3, stk. 6 og stk. 7.**

1. De enkelte regulerende myndigheder er ansvarlige for godkendelsen af de vilkår, betingelser og metoder, som TSO'er udarbejder i henhold til stk. 2 og 3.

Den enhed, der udpeges af medlemsstaten, godkender de vilkår og betingelser eller metoder, som TSO'er har udarbejdet, jf. stk. 4. Den udpegede enhed er den regulerende myndighed, medmindre medlemsstaten fastsætter andet.

(...)

3. Forslagene til følgende vilkår og betingelser eller metoder godkendes af alle regulerende myndigheder i den berørte region, og en medlemsstat kan indgive en udtalelse til den berørte regulerende myndighed:

(...)

- c) metoder, betingelser og værdier anført i driftsaftalerne for synkront område i artikel 118 vedrørende:

(...)

- v) for de synkrone områder CE og Norden den minimumsaktiveringstid, der skal sikres af leverandører af FCR, jf. artikel 156, stk. 10.

(...)

6. Forslaget til vilkår og betingelser eller metoder skal omfatte et forslag til tidsrammen for gennemførelsen af disse og en beskrivelse af deres forventede betydning for målene i denne forordning. Forslag til vilkår og betingelser eller metoder, der skal godkendes af flere eller alle regulerende myndigheder, fremlægges for agenturet, samtidig

med at de fremlægges for de regulerende myndigheder. På anmodning fra de kompetente regulerende myndigheder afgiver agenturet inden for tre måneder en udtalelse om forslagene til vilkår og betingelser eller metoder.

7. Hvor godkendelsen af vilkår og betingelser eller metoder kræver, at mere end én regulerende myndighed træffer en afgørelse, rådfører de kompetente regulerende myndigheder sig med hinanden og koordinerer og samarbejder med henblik på at nå til enighed. Hvis agenturet afgiver en udtalelse, skal den kompetente regulerende myndighed tage denne udtalelse i betragtning. De regulerende myndigheder træffer afgørelse om de fremlagte vilkår, betingelser og metoder, jf. stk. 2 og 3, senest seks måneder efter, at de, eller i givet fald den sidste berørte regulerende myndighed, har modtaget de omhandlede vilkår, betingelser og metoder.

#### **Artikel 11, stk. 3.**

TSO'er, der er ansvarlige for at udarbejde et forslag til vilkår, betingelser og metoder, tager behørigt hensyn til de synspunkter, som interesseparterne fremsætter i forbindelse med høringerne, inden forslaget fremlægges til godkendelse for de regulerende myndigheder. I alle tilfælde udarbejdes en solid begrundelse for at indarbejde eller ikke at indarbejde interesseparternes synspunkter i forslaget, som vedlægges forslaget og offentliggøres inden for rimelig tid inden eller samtidig med offentliggørelsen af forslaget til vilkår, betingelser og metoder.

#### **Artikel 18, stk. 2**

Et transmissionssystem er i alarmtilstand, når:

- a) spænding og flow er inden for de driftsmæssige sikkerhedsgrenser, der er fastsat i overensstemmelse med artikel 25, og
- b) TSO'ens reservekapacitet er reduceret med mere end 20 % i mere end 30 minutter, og der ikke er mulighed for at kompensere for denne reduktion under systemdrift i realtid, eller
- c) frekvens opfylder følgende kriterier:
  - i) den absolutte værdi for frekvensafvigelsen i statisk tilstand er ikke højere end den maksimale frekvensafvigelse i statisk tilstand, og
  - ii) den absolutte værdi for frekvensafvigelsen i statisk tilstand har kontinuerligt overskredet 50 % af den maksimale frekvensafvigelse i statisk tilstand i et tidsrum, der er længere end udløsningstiden for alarmtilstand, eller standardfrekvensintervallet i et tidsrum, der er længere end tiden til frekvensgenoprettelse, eller
- d) mindst ét udfald på listen over udfald fastsat i overensstemmelse med artikel 33 fører til overskridelse af TSO'ens driftsmæssige sikkerhedsgrenser, selv efter aktivering af afhjælpende tiltag.

#### **Artikel 156, stk. 9, stk. 10 og stk. 11**

9. For de synkrone områder CE og Norden sikrer hver leverandør af FCR, at FCR fra den enhed eller gruppe, der leverer FCR, som har begrænsede energibeholdning, kontinuerligt er tilgængelige i normal tilstand. For de synkrone områder CE og Norden sikrer hver leverandør af FCR, ved udløsning af alarmtilstand og i alarmtilstand, at FCR

fra dennes enheder eller grupper, som har begrænsede energibeholdninger, er i stand til fuldt ud at aktivere FCR kontinuerligt i en periode fastsat i henhold til stk. 10 og 11. Hvis en periode ikke er fastsat i henhold til stk. 10 og 11, sikrer hver leverandør af FCR i alarmtilstand, at FCR fra dennes enheder eller grupper, der leverer FCR, som har begrænsede energibeholdninger, er i stand til fuldt ud at aktivere FCR kontinuerligt i mindst 15 minutter eller, hvis der er tale om frekvensafvigelse, som er mindre end en frekvensafvigelse, der kræver fuld aktivering af FCR, i et tilsvarende tidsrum eller i en periode fastsat af hver TSO, som ikke må være længere end 30 minutter eller kortere end 15 minutter.

10. For de synkrone områder CE og Norden udarbejder alle TSO'er et forslag vedrørende den minimumsaktiveringstid, der skal sikres af leverandører af FCR. Den fastsatte periode må ikke være længere end 30 minutter eller kortere end 15 minutter. I forslaget indgår resultaterne af cost-benefit-analysen udført i stk. 11 fuldt ud.

11. Senest seks måneder efter denne forordnings ikrafttræden foreslår TSO'erne i de synkrone områder CE og Norden antagelser og metoder for en cost-benefit-analyse, der skal udføres med henblik på at vurdere den periode, der er nødvendigt, for at enheder eller grupper, der leverer FCR, som har begrænsede energibeholdninger, kan forblive tilgængelige i alarmtilstand. Senest 12 måneder efter godkendelse af antagelserne og metoderne hos alle de regulerende myndigheder i den berørte region indgiver TSO'erne i de synkrone områder CE og Norden resultaterne af deres cost-benefit-analyse til de berørte regulerende myndigheder med forslag til en periode, der ikke må være længere end 30 minutter eller kortere end 15 minutter. Cost-benefit-analysen skal som minimum omhandle:

- a) erfaringer opnået med forskellige tidsrammer og andele af nye teknologier i forskellige LFC-kontrolblokke
- b) indvirkningen af en fastsat periode på de samlede omkostninger til FCR i det synkrone område
- c) indvirkningen af en fastsat periode på systemstabilitetsrisikoen, navnlig gennem langvarige eller gentagne frekvenshændelser
- d) indvirkningen på systemstabilitetsrisikoen og de samlede omkostninger til FCR, hvis den samlede mængde FCR stiger
- e) indvirkningen af teknologiske fremskridt på omkostningerne til tilgængelighedsperioder for FCR fra enheder eller grupper, der leverer FCR, som har begrænsede energibeholdninger

## **FORSYNINGSTILSYNETS BEGRUNDELSE FOR AFGØRELSEN**

### **Vurdering af formelle krav**

Forsyningstilsynet modtog anmeldelsen vedrørende antagelser og metoder for en cost-benefit-analyse for FCR-enheder med begrænset energilager, den 14. marts 2018.

I medfør af SO GL artikel 156, stk. 11 skal TSO'erne i synkronområderne Norden og Kontinentaleuropa inden for 6 måneder efter ikrafttræden af SO GL udarbejde et forslag til antagelser og metoder for en cost-benefit-analyse for enheder der ønsker at levere FCR, og som har begrænsede energibeholdninger.

SO GL trådte i kraft den 14. september 2017. Forsyningstilsynet har hermed modtaget det oprindeligt fremsatte forslag rettidigt.

Af det anmeldte forslag fremgår, at forslaget er udarbejdet af alle TSO'er i synkronområderne Norden og Kontinentaleuropa i fællesskab. Det anmeldte forslag omfatter således begge synkronområder.

I medfør af SO GL artikel 11, stk. 3 skal høring være foretaget, inden forslaget fremlægges til godkendelse for de regulerende myndigheder. Endvidere skal forslaget vedlægges en solid begrundelse for at indarbejde eller ikke at indarbejde interesseparterers synspunkter, der er fremkommet i forbindelse med høringen.

Før anmeldelse til Forsyningstilsynet har det fremsatte forslag været i høring fra den 10. januar 2018 til den 18. februar 2018 via ENTSO-E hjemmeside. Tilsynet bemærker, at interesseparter herunder DSO'er herved har haft mulighed for at fremkomme med synspunkter.

Sammenholdt med dokumentet "Response to CBA methodology public consultation comments" vurderer Forsyningstilsynet, at det fremsatte forslag opfylder betingelsen i SO GL artikel 4, stk. 2, litra f.

Forsyningstilsynet vurderer endvidere, at betingelserne i SO GL artikel 11, stk. 3 er opfyldt, ved den skete høring via ENTSO-E hjemmeside, samt vedlagte dokument "Response to CBA methodology public consultation comments".

Forsyningstilsynet har ved sin deltagelse i ACER og CEER rådført, samarbejdet og koordineret med de øvrige kompetente regulerende myndigheder i synkronområderne Norden og Kontinentaleuropa, med henblik på at opnå enighed om den fremsendte anmeldelse. De berørte regulerende myndigheder er den 30. juli 2018 nået til enighed om at fremsætte ændringsanmodning til det oprindeligt anmeldte forslag af 14. marts 2018. Den sidste ændringsanmodning er fremsendt til TSO'erne den 25. september 2018.

TSO'erne skal senest 2 måneder efter modtagelsen af ændringsanmodningen fremsende et ændret forslag. Forsyningstilsynet modtog den 28. november 2018 et ændret forslag til cost-benefit-analysen. Det sidste ændrede forslag er modtaget den 20. februar 2019.

Forsyningstilsynet skal herefter træffe afgørelse senest den 20. april 2019.

De berørte regulerende myndigheder er i ERF d. 1. marts 2019 nået til enighed om at godkende det ændrede forslag, jf. bilaget "position paper". Dette position papir indeholder en formel konstatering af enigheden mellem regulatorerne og beskriver aftalen

mellem regulatorerne om at godkende det ændrede forslag, med henblik på at sikre, at afgørelsen ikke skal henvises til ACER.

Det er på baggrund af ovenstående Forsyningstilsynets vurdering, at det anmeldte forslag vedrørende antagelser og metoder for en cost-benefit-analyse for FCR-enheder med begrænset energilager, opfylder alle formelle krav.

#### **Vurdering af materielle krav**

I medfør af SO GL artikel 156, stk. 10 og stk. 11, skal det fremsatte forslag som minimum indeholde nedenstående forhold, samtidig med at den fastsatte leveringsperiode af FCR for LER-enheder, ikke må være kortere end 15 minutter, og ikke længere end 30 minutter.

Det anmeldte forslag skal i medfør af artikel 156, stk. 11, som minimum indeholde følgende forhold:

- a) erfaringer opnået med forskellige tidsrammer og andele af nye teknologier i forskellige LFC-kontrolblokke
- b) indvirkningen af en fastsat periode på de samlede omkostninger til FCR i det synkron område
- c) indvirkningen af en fastsat periode på systemstabilitetsrisikoen, navnlig gennem langvarige eller gentagne frekvenshændelser
- d) indvirkningen på systemstabilitetsrisikoen og de samlede omkostninger til FCR, hvis den samlede mængde FCR stiger
- e) indvirkningen af teknologiske fremskridt på omkostningerne til tilgængelighedsperioder for FCR fra enheder eller grupper, der leverer FCR, som har begrænsede energibeholdninger

Forsyningstilsynet vurderer, at det ændrede forslag opfylder betingelserne i medfør af SO GL artikel 156, stk. 11, litra a.

Tilsynet har lagt vægt på, at det ændrede forslags artikel 3, artikel 4, stk. 3, litra a og b, samt artikel 6, stk. 2, litra a og b vedrører, at cost-benefit-analysen skal indeholde simuleringer med varierende andele af LER-enheder (herunder fremtidige tilslutninger af LER), varierende fra 10-100 %, og varierende leveringsperioder mellem 15 og 30 minutter.

Forsyningstilsynet lægger endvidere vægt på, at det ændrede forslag vedrører synkronområderne Norden og Kontinentaleuropa. Forslaget dækker forskellige LFC-kontrolblokke.

Med hensyn til kravene i artikel 156, stk. 11, litra b, indeholder det ændrede forslag i artikel 3, stk. 1, litra a, samt artikel 5, krav om, at omkostninger til FCR-enheder medtages som grundlag for cost-benefit-analysen.

Forsyningstilsynet lægger vægt på, at der i analysegrundlaget skal medtages omkostninger til FCR-enheder med begrænsede energibeholdninger, og omkostninger til enheder, der ikke har begrænsede energibeholdninger.

For eksisterende LER-enheder skal driftsomkostninger (OPEX) og alternativomkostninger (opportunity costs) tages i betragtning.

For så vidt angår ikke-LER-enheder skal omkostningerne til reservering af kapacitet, fastsættes ved en sammenligning af marginalomkostningerne for den enkelte enhed og den opnåede markedspris i day-ahead markedet for den givne budzone.

Endelig skal TSO'erne indregne omkostningerne til fremtidige LER-enheder, ved for disse enheder at inkludere omkostninger til investeringer, driftsomkostninger (OPEX) og alternativomkostninger (opportunity costs).

Forsyningstilsynet bemærker, at TSO'erne i dokumentet "explanatory document" har angivet, at omkostninger til enheder med store energibeholdninger ikke vil blive medtaget i analysegrundlaget for LER-enheder.

Forsyningstilsynet har i samarbejde med de øvrige berørte regulerende myndigheder i EU, bedt om en nærmere afklaring af datagrundlaget for de medtagne omkostninger ved enheder med store energibeholdninger. Afklaringen skal fremlægges sammen med resultatet af cost-benefit-analysen.

Efter en samlet vurdering finder tilsynet, at det ændrede forslag opfylder betingelserne i SO GL artikel 156, stk. 11, litra b, under forudsætning af en nærmere afklaring af forholdet for enheder med store energibeholdninger.

For så vidt angår kravet i SO GL artikel 156, stk. 11, litra c, lægger tilsynet vægt på, at det ændrede forslags artikel 4, stk. 2 indeholder bestemmelser om, at cost-benefit-analysen skal indeholde deterministiske frekvensafvigelser, langvarige frekvensafvigelser samt frekvensafvigelser som følge af udfald af vigtige netelementer.

Tilsynet bemærker, at der ved de deterministiske frekvensafvigelser skal inkluderes frekvensafvigelser, der udspringer af markedsaktiviteter. I den forbindelse er der efter ønske fra de regulerende myndigheder, indsat bestemmelser i det ændrede forslags artikel 4, stk. 2, litra a, hvorefter simuleringen af deterministiske frekvensafvigelser skal tage højde for de afhjælpende foranstaltninger, der skal fastsættes i medfør af SO GL artikel 138.

I forbindelse med de langvarige frekvensafvigelser skal antallet af langvarige hændelser, den typiske længde af disse frekvensafvigelser, en repræsentativ amplitude af frekvensafvigelserne, samt det typiske tidspunkt for disse hændelsers optræden, medtages i analysegrundlaget.

Ved udfald af vigtige netelementer, skal TSO'erne inkludere udfald af såvel produktion som forbrug, udfald af samleskinner og transformerstationer. Ved alle typer af udfald skal TSO'erne fastsætte sandsynligheden for disse fejls opståen.

De foretagne simuleringer af frekvensafvigelser har til formål at fastsætte andelen af LER-enheder, uden at systemsikkerheden kompromitteres, herunder den nødvendige leveringsperiode for LER-enheder i forbindelse med at opretholde systemsikkerheden.

Forsyningstilsynet vurderer på denne baggrund, at det ændrede forslag opfylder betingelserne i SO GL artikel 156, stk. 11, litra c.

Det er tilsynets vurdering, at den sandsynlighedsbaserede model beskrevet i det ændrede forslags artikel 4, har til formål at fastsætte den mængde af FCR, der mindst skal være til rådighed for at opretholde systemstabiliteten. Mængden af nødvendig FCR fastsættes på baggrund af simuleringen af forskellige scenarier, som beskrevet i det ændrede forslags artikel 6, stk. 1 og 2. Omkostningerne fastsættes som beskrevet i det forslagets artikel 5.

Det er på denne baggrund Forsyningstilsynets vurdering, at det ændrede forslag tager højde for den samlede FCR-mængdes indvirkning på systemstabiliteten og de samlede omkostninger, herunder hvis cost-benefit-analysen viser et behov for, at den samlede mængde af FCR stiger.

Forsyningstilsynet vurderer herefter, at det ændrede forslag opfylder kravet i SO GL artikel 156, stk. 11, litra d.

Af det ændrede forslags artikel 5, stk. 2, fremgår, at omkostninger til fremtidigt tilsluttede LER-enheder skal medtages som en del af omkostningskurven. Der skal medtages omkostninger til investeringer, driftsomkostninger (OPEX) og alternativomkostninger (opportunity costs). For hver andel af LER-enheder, der simuleres (fra 10 % til 100 %), skal porteføljen bestå af en del fremtidige tilslutninger af LER-enheder.

De regulerende myndigheder har i denne forbindelse bedt TSO'erne om at uddybe og redegøre for ansættelsen af antallet af fremtidige LER-enheder, herunder de omkostninger der er medtaget i omkostningskurven, og som relaterer sig til fremtidig tilsluttet LER-enheder.

Efter en samlet vurdering finder tilsynet, at det ændrede forslag tager højde for omkostninger der relaterer sig til fremtidige tilslutninger af LER-enheder, og herved medregner indvirkningen af teknologiske fremskridt på de samlede omkostninger til FCR.

Forsyningstilsynet vurderer herefter, at det ændrede forslag opfylder betingelserne i SO GL artikel 156, stk. 11, litra e.

### **Samlet vurdering**

Det er Forsyningstilsynets vurdering, at det ændrede forslag i fornødent omfang har taget højde for den ændringsanmodning, der er fremsat af de regulerende myndigheder i de synkrone områder Norden og Kontinentaleuropa den 30. juli 2018.

Forsyningstilsynet lægger vægt på, at det ændrede forslag til antagelser og metoder for en cost-benefit-analyse for FCR-enheder med begrænset energilager, indeholder bestemmelser i artikel 6, stk. 2, litra c vedrørende iagttagelse af SO GL artikel 138. Forslagets artikel 8 indeholder bestemmelser om behovet for at udføre cost-benefit-



analysen på ny grundet ændrede forudsætninger, herunder hvornår selve metoden skal ændres og genanmeldes til de regulerende myndigheder til fornyet godkendelse.

Det er tilsynets vurdering, at det ændrede forslag opfylder kravene i SO GL artikel 156, stk. 11, litra a-e.

Tilsynet lægger endvidere vægt på, at det ændrede forslag i overensstemmelse med kravet i SO GL artikel 6, stk. 6, indeholder bestemmelser om implementering af forslaget.

Efter en samlet vurdering finder tilsynet, at det anmeldte forslag opstiller proportionale og ikke-diskriminerende krav, der har til formål at understøtte systemsikkerheden og herigennem sikre et markedsbaseret system for handel med FCR-enheder med begrænsede energibeholdninger.

Forsyningstilsynet godkender det ændrede forslag til antagelser og metoder for en cost-benefit-analyse for FCR-enheder med begrænsede energibeholdninger, under nedenstående forudsætninger.

Forsyningstilsynet bemærker, at Energinet via ENTSO-E allerede har leveret en delvis redegørelse for de data, der benyttes til opbygningen af omkostningskurven ved e-mail af 6. februar 2019.

Forsyningstilsynet godkender det ændrede forslag af 28. november 2018 under følgende forudsætninger:

- Energinet skal fortsat arbejde med en endelig definition af en LER-enhed. Den endelige definition skal afleveres senest sammen med resultaterne for CBA-analysen.
- Sammen med resultaterne for CBA-analysen, skal Energinet levere yderligere information om de data, der benyttes til opbygning af omkostningskurverne samt afklare, hvorfor omkostninger til enheder med store energibeholdninger er undtaget fra den samlede omkostningskurve.
- Energinet skal sammen med resultaterne for CBA-analysen, levere en redegørelse for hvorledes omkostningerne til fremtidig tilsluttet LER-enheder bidrager til den samlede omkostningskurve, samt uddybe metoden for ansættelsen af antallet af fremtidige LER-enheder.
- Energinet skal sammen med resultaterne for CBA-analysen levere en redegørelse for, hvorledes resultaterne vil indvirke på integrationen af de europæiske markedspladser for el.
- Energinet skal sammen med resultaterne for CBA-analysen levere de kriterier som er benyttet til at vurdere resultaterne af LER-andelen og leveringsperiode ved simulering op imod de historiske frekvensafvigelse.

- Energinet skal uddybe resultatet af CBA-analysen med det formål at sikre, at leveringsperioden regnes fra det tidspunkt, hvor der indføres alarmtilstand, i overensstemmelse med SO GL artikel 156, stk. 9.

## KLAGEVEJLEDNING

Eventuel klage over denne afgørelse kan indbringes for Energiklagenævnet, jf. § 89, stk. 1 i lovbekendtgørelse nr. 52 af 17. januar 2019 om lov om elforsyning. Klage skal være skriftlig og være indgivet inden 4 uger efter, at Forsyningstilsynets afgørelse er meddelt.

Klagen indgives til:

Energiklagenævnet  
Nævnenes Hus  
Toldboden 2  
8800 Viborg  
Tlf.: 72 40 56 00  
E-mail: [ekn@naevneneshus.dk](mailto:ekn@naevneneshus.dk)

Energiklagenævnets kontortid kan have betydning for, om klagen er indgivet i rette tid. Nærmere information om klagefristen, hvem der kan klage (klageberettiget) og nævnets klagebehandling fremgår af Energiklagenævnes hjemmeside [www.ekn.dk](http://www.ekn.dk).

Med venlig hilsen



Thomas Heldbo Wienberg  
Fuldmægtig, cand.jur.  
Tlf. +45 41715418  
Mail: [thwi@forsyningstilsynet.dk](mailto:thwi@forsyningstilsynet.dk)