



RAPPORT

BEHOVSVURDERING FOR SYSTEMYDELSER 2020

Indhold

1. Indledning og sammenfatning	4
1.1 Læsevejledning	7
2. Lovgrundlag for behovsvurderingen	9
2.1 Energinets udmøntning af bestemmelserne i § 20, stk. 1.	9
2.2 Overblik over opfyldelse af § 19 og 20 i systemansvarsbekendtgørelsen	11
2.3 Baggrund for opgørelse af behov	13
3. Proces for markedsgørelse.....	14
3.1 Processen fra behov til fremskaffelsen af systemydelser	14
3.2 Statsstøtte.....	15
4. Stabilitet i eltransmissionsnettet (robusthed)	16
5. Behov for systemydelser i 2020	18
6. Frekvensstabilitet	20
6.1 Frekvens og Balanceringsreserver	21
6.1.1 Regulerkraftmarkedet	22
6.1.2 Specialregulering	23
6.1.3 mFRR – Manual Frequency Restoration Reserve	24
6.1.4 aFRR – Automatic Frequency Restoration Reserve	25
6.1.5 FCR – Frequency Containment Reserves	27
6.2 Inerti	27
6.2.1 Fast Frequency Reserve – FFR	28
7. Spændingsregulering og reaktiv effekt kompensering	29
7.1 Kontinueret spændingsregulering i normal drift	29
7.2 Kontinueret spændingsregulering under fejl.....	30
7.3 Diskret spændingsregulering	30
8. Behov under revisioner	33
8.1 Metodebeskrivelse for situationer med ikke intakt net	33
8.2 Særlige episoder i 2020	34
9. Start fra dødt net og reserveforsyning af de danske øer.....	35
9.1 Start fra dødt net (blackstart)	35
9.2 Reserveforsyning af de danske øer	35
10. Nettetilstrækkelighed	37
10.1 Aftag af lokal produktion	37
11. Effekttilstrækkelighed	39
12. Bidrag fra og anvendelse af udvalgte netkomponenter	40
12.1 Dynamiske netkomponenter (synkronkompensatorer)	40
12.2 Bidrag fra synkronkompensatorer	41

12.3	Passive netkomponenter	42
12.4	FACTS	43
13.	Status på markedsføring af systemydelser	44
13.1	Aktuel status på pilotprojekter for markedsføring af systemydelser	44
13.2	Pilotprojekt – Spændingsregulering på Lolland	44
13.3	Pilotprojekt – Handel med lokal fleksibilitet på Lolland	46
14.	Europæisk perspektivering.....	47
14.1	Spænding regulering og reaktiv effekt kompensering.....	47
14.2	Fast frequency response	49
14.3	Lokal fleksibilitet med geografisk tags	49
15.	Det videre arbejde.....	50
15.1	Kontinuert spændingsregulering og reaktiv effekt kompensering i normaldrift	50
16.	Referencer til Europæisk perspektivering.....	52

1. Indledning og sammenfatning

Energinet har som systemansvarlig virksomhed brug for en række ydelser til at opretholde stabilitet i eltransmissionssystemet og dermed elforsynings sikkerheden – disse ydelser kaldes samlet set for *systemydelser*. Ydelserne er nødvendige for at sikre en stabilitet af eltransmissionssystemet under både normaldrift og ved genetablering efter fejl.

Energinet arbejder ud fra den indgangsvinkel, at Energinet skal markedsføre alle de systemydelser, hvor det giver mening at minimere antallet af beordringer – det vil sige minimere brugen af tvang. Et led i denne tilgang er at udarbejde og opdatere en årlig "Behovsvurdering for systemydelser" som påkrævet i bekendtgørelse om systemansvarlig virksomhed og anvendelse af eltransmissionsnettet.

Energinet udgav i april 2019 første udgave af behovsvurdering for systemydelser. Energinet har efterfølgende modtaget en række forbedringsforslag fra aktører og Energistyrelsen. Der var fra nogle aktører en kritik af manglende begrundelse for Elsystemansvars opgørelsen af behovet. Nogle aktører påpeger manglende teknologineutral definition af behovet, særligt i forhold til spændingsregulering. Derudover var der et ønske om mere information om Eltransmissions egne komponenters bidrag, og internationale erfaringer. Disse forbedringsforslag er indarbejdet i denne rapport. Energinet har på denne baggrund særligt fokus på at forklare Energinets tilgang.

Behovsvurdering for systemydelser beskriver, hvordan Energinet definerer behovet, og hvilke systemydelser der bruges til at dække dette behov. Notatet perspektiverer til eventuel markedsføring af det beskrevne behov og indeholder en status for markedsføring af systemydelser, da behovsvurdering for systemydelser skal understøtte § 19 i bekendtgørelse om systemansvarlig virksomhed og anvendelse af eltransmissionsnettet: "*Ved anskaffelse af energi og andre ydelser til opretholdelse af det fastsatte niveau for elforsynings sikkerhed anvender Energinet så vidt muligt markedsbaserede metoder.*"

Energinet prioriterer indsatsen således, at der er fokus på at analysere og modne de behov for systemydelser, hvor der er størst potentiale for at markedsføre ydelserne. Dette skyldes, at behov for systemydelser kan opgøres på adskillige måder afhængig af den valgte tilgang.

Energinet har udarbejdet en oversigt over, hvordan en række sammenlignelige TSO'er fremskaffer en række ydelser, herunder spændingsregulering og reaktiv effekt kompensering fra anlæg tilsluttet eltransmissionsnettet. Energinet har udarbejdet oversigten for at vise og få inspiration til, hvordan andre fremskaffer relevante ydelser. Energinet vil i det videre arbejde indgå dialog med udvalgte TSO'er for at få et bedre indblik i baggrunden og rammerne for de enkelte metoder til fremskaffelse.

Behovsvurdering for systemydelser beskriver den tekniske baggrund relativt detaljeret. Dette er nødvendigt for at sikre, at fundamentet og forudsætningerne er afstemt, inden et simplificeret eller aggregeret behov og eventuelle efterfølgende produktdefinitioner formuleres. Identificeringen af behov for systemydelser er baseret på en række principper. Principperne har til formål at sikre det bedst mulige grundlag for efterfølgende markedsføring af eltransmissionssystemets behov for systemydelser. Principperne er udarbejdet således, at de opfylder retningslinjerne i lovgrundlaget.

- Energinet opgør behovet for systemydelser efter indregning af eltransmissionsnettet og anlæg tilsluttet under gældende nettilslutningskrav, da eltransmissionsnettet på den ene side fungerer som et transportmiddel for strøm, men samtidig også er årsag til, at der er behov for visse systemydelser til at opretholde den ønskede elforsynings sikkerhed. I afsnit 12 beskriver Energinet dog bidrag fra og anvendelse af udvalgte netkomponenter, som fx synkronkompensatorer og reaktorer.

- Energinet følger elmarkedsdirektivets bestemmelse om, at integrerede netkomponenter ikke skal markedsføres.
- Behovet defineres, så det kan dækkes gennem en teknologineutral produktdefinition og efterfølgende ydelse, som sikrer den ønskede kvalitet.
- Europa-Kommissionens statsstøttere regler skal overholdes ved fremskaffelse af systemydelser. Det gælder ved behov for systemydelser, der er dækket igennem tilslutningsbetingelser eller andre aftaler og markedsmekanismer.
- Fremskaffelse af systembærende egenskaber skal ske på transmissionsniveau, det vil sige systemydelse skal leveres i det specificerede punkt i eltransmissionsnettet.

Den uddybende vurdering af behovet for systemydelser og rationalerne bag findes i de efterfølgende afsnit. Tabel 1 sammenfatter Energinets behov for systemydelser i 2020 fordelt på hver type af ydelse, og langt størstedelen af ydelserne er markedsgjort i dag.

De fleste behov for systemydelser i rapporten er opdelt i et vestdansk behov, som dækker Jylland og Fyn (DK1), som er del af det kontinentaleuropæiske synkronområde samt et østdansk behov, som dækker Sjælland og øerne (DK2), og som er en del af det nordiske synkronområde. I det følgende vil betegnelserne DK1 og DK2 blive anvendt.

Ydelse	Behov	Bidrag til	Status
Regulerkraft (mFRR-aktivering), herunder specialregulering (afsnit 6.1.1)	Behovet for regulerkraft afhænger af balancen mellem elforbrug og elproduktion.	Frekvensstabilitet	Markedsgjort
Manuelle reserver (mFRR-kapacitet) (afsnit 6.1.2)	Behov på 684 MW i DK1 i 2020. Behov på 623 MW i DK2 i 2020.	Frekvensstabilitet	Markedsgjort
Automatiske reserver (aFRR-kapacitet) (afsnit 6.1.3)	Behov på 90 MW i DK1 i 2020. Behov på 20 MW i DK2 i 2020.	Frekvensstabilitet	Markedsgjort
Frekvensstyrede reserver (FCR, FCR-D og FCR-N) (afsnit 6.1.4)	Behov på 21 MW FCR i DK1 i 2020. Behov på + 44 MW FCR-D i DK2 i 2020. Behov på 18 MW FCR-N i DK2 i 2020.	Frekvensstabilitet	Markedsgjort
Frekvensstyrede reserver (FFR) (afsnit 6.2.1)	Behov er endnu ikke afklaret. Det er et nyt produkt, som forventes at komme i Q2/Q3 2020. Mængden udarbejdes internationalt for det nordiske synkronområde (DK2).	Frekvensstabilitet	Internationalt projekt igangsat
Start fra dødt net (afsnit 9)	Energinet har behov for to tekniske uafhængige dødstartsydelser i hver landsdel, som ikke er vekselstrømsforbindelser (AC) til udlandet.	Systemgenopbygning	Markedsgjort
Reserveforsyning af danske øer (afsnit 9)	Energinet har behov for reserveforsyninger på tre øer. Bornholm: 94 MW Læsø: 4 MW Anholt: 1 MW	Systemgenopbygning	Markedsgjort

Ydelse	Behov	Bidrag til	Status
Behov i forbindelse med revisioner, fx ekstra systembærende kapacitet (afsnit 8)	Hvis bestemte komponenter er ude af drift på grund af fx revision, kan alle de øvrige beskrevne behov blive påvirket. Fx ekstra systembærende kapacitet, hvor behov opgøres løbende og indkøbes igennem udbud.	Spændingsstabilitet, vinkelstabilitet	Markedsgjort
Spændingsregulering og reaktiv effekt kompenserings (afsnit 7)	Behov for spændingsregulering i normaldrift medfører udarbejdelse af grundlag for fremskaffelse af spændingsregulering og reaktiv effekt kompenserings med brug af teknologineutral tilgang for al produktion tilsluttet eltransmissionsnettet. Spændingsregulering under fejl er nødvendig for systemstabilisering og spændingsgenopbygning. Det er obligatorisk krav for al produktion tilsluttet eltransmissionsnettet og er dækket i RfG ¹ en.	Spændingsstabilitet	Pilotprojekt på Lolland og arbejdsgruppe for videre arbejde
Nettilstrækkelighed (afsnit 10)	Behov for at løse midlertidige flaskehalse i eltransmissionsnettet. Ned- og opregulering skal ske i de bestemte steder i eltransmissionsnettet. Behovet for nedregulering på Sydsjælland estimeres til op mod 85 MW i 2022.	Undgå overbelastninger	Håndteres i dag via specialregulering. Pilotprojekt for lokal fleksibilitet med henblik på øget markedsgørelse
Effekttilstrækkelighed (afsnit 11)	Energien kan ved mangel på effekt etablere et udbud for en mængde MW for en given periode. Der er med de nuværende forventninger ikke behov for ydelser til at sikre effekttilstrækkeligheden i 2020.	Frekvensstabilitet	Markedsgjort
Kortslutningseffekt	Anvendes kun som indikator for spændingsfølsomheden og beskrives derfor ikke yderligere.		

Tabel 1 Oversigt over identificerede behov.

¹ Requirements for grid connection of generators <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A32016R0631>

Derudover er der i behovsvurderingen for systemydelser beskrevet behov, der i dag ikke markedsføres. Det kan blandt andet skyldes:

- At systemydelsen er sikret via tilslutningsbetingelser, krav om levering i netregler etc.
- At der ikke er et behov for systemydelser ud over dem, der allerede er til stede i eltransmissionsnettet.
- At transaktionsomkostningerne ikke står mål med den potentielle gevinst ved markedsføring.

Energinet forventer at gøre følgende i forhold til behovsvurdering for systemydelser og markedsføring af systemydelser:

- Beskriver behov for systemydelser som i dette dokument.
- Fortsætter eksisterende markedsbaseret indkøb af systemydelser.
- Fortsætter international markedsudvikling af eksisterende reservemarkeder.
- Fortsætter arbejdet med Fast Frequency Reserve i Norden.
- Gennemfører pilotprojekter for spændingsregulering og lokal fleksibilitet.
- Indkalder til arbejdsgruppe for videre arbejde med spændingsregulering på baggrund af erfaringer fra pilotprojekt for spændingsregulering på Lolland og erfaringer fra andre lande. Energinets indledende overvejelser er beskrevet i afsnit 15.1.

Behovsvurdering for systemydelser 2020 er udarbejdet af Energinet Elsystemansvar på vegne af Energinet.

1.1 Læsevejledning

Behovsvurdering for systemydelser 2020 er inddelt i 15 afsnit, hvor afsnit 1 er denne introduktion.

Afsnit 2 beskriver principperne i lovgrundlaget, og hvordan Energinet udmønter loven.

Den efterfølgende markedsføring af systemydelserne er baseret på en række principper, som beskrives i afsnit 3.

Afsnit 4 beskriver en af Energinets grundlæggende ansvarsområder, som er, at sikre stabilitet i eltransmissionsnettet både i normal drift og under fejl.

Afsnit 5 giver et overblik over behov for systemydelser identificeret for 2020.

Afsnit 6 uddyber opgørelse af behovet for at sikre frekvensstabilitet i 2020.

Afsnit 7 beskriver behovet i forbindelse med spændingsstabilitet. Blandt andet beskrives principper for fremskaffelse af kontinuert spændingsregulering og reaktiv effekt kompensering.

Afsnit 8 beskriver, hvordan Energinet vurderer behovet under revisioner og ikke-intakt net.

Afsnit 9 beskriver principperne for sikring af genetablering fra dødt elnet (blackstart) og reserveforsyning af danske øer.

Afsnit 10 beskriver udfordringer vedrørende nettilstrækkelighed med hurtig udrulning af vedvarende energi, og hvordan disse udfordringer håndteres.

Afsnit 11 beskriver udfordringerne vedrørende effektilstrækkelighed i 2020, som følge af de allerede kendte revisioner samt en perspektivering til udfordringerne på længere sigt.

Afsnit 12 beskriver bidrag fra og anvendelse af udvalgte netkomponenter. På grund af særlig opmærksomhed på Energinets synkronkompensatorer beskrives også synkronkompensatorers bidrag til eltransmissionssystemets stabilitet.

Afsnit 13 beskriver status for markedsføring af systemydelser, og giver en status på Energinets pilotprojekter i relation hertil.

Afsnit 14 indeholder en international perspektivering af systemydelser og deres markedsføring.

Afsnit 15 beskriver, hvad Energinet forventer at gøre fremadrettet i forhold til behovsvurdering for systemydelser og markedsføring af systemydelser.

Afsnit 16 er en referenceliste til den europæiske perspektivering.

2. Lovgrundlag for behovsvurderingen

Behovsvurdering for systemydelser vil i fremtiden blive udarbejdet på baggrund af klima-, energi-, og forsyningsministerens udmeldte niveau for elforsyningssikkerhed samt på baggrund af internationale aftaler, som fx beskrevet i System Operation Guideline (SOGL)². Niveaue for elforsyningssikkerhed er endnu ikke udmeldt, og denne behovsvurdering for systemydelser for det næste kalenderår skal derfor ses som behov for at opretholde det nuværende niveau for elforsyningssikkerhed.³

Bekendtgørelse om systemansvarlig virksomhed og anvendelse af eltransmissionsnettet foreskriver i § 20, at:

"Energinet skal udarbejde en begrundet behovsvurdering for det kommende kalenderår. Behovsvurderingen skal

- 1. indeholde det samlede forventede behov for energi og andre ydelser til opretholdelse af det fastsatte niveau for elforsyningssikkerhed, som dækkes af systemtariffen,*
- 2. angive behovet i MW eller anden fysisk enhed for hver enkel ydelse,*
- 3. angive behovet for en nærmere bestemt tidsperiode og geografisk område,*
- 4. angive en definition af de tekniske krav for leveringen af de efterspurgte ydelser, og*
- 5. omfatte behov, der kan dækkes af Energinets egne anlæg."*

2.1 Energinets udmøntning af bestemmelserne i § 20, stk. 1.

Energinet opgør løbende behovet for frekvens- og balanceringsydelser på Energinets hjemmeside⁴. Her er de tekniske krav i forhold til levering af systemydelsen yderligere beskrevet. Den følgende tolkning af loven er særlig rettet mod de ydelser, som ikke allerede i dag er fuldt ud markedsgjort, det vil sige særlig dem som bidrager til spændings- og vinkelstabilitet.

Ad litra 1) Grundlæggende opfatter Energinet "*det samlede forventede behov*" som de tillægsydelser, som det eksisterende eltransmissionsnet ikke kan levere. Det er Energinets vurdering, at behovet opgøres ud fra lovgivningens hensigt.

Det er kravet om stabil transport af elektricitet, der skaber behov for systemydelser. Transporten sker gennem eltransmissionsnettet, og mange komponenter spiller ind i forhold til omfanget af behovet, både positivt og negativt. Fx bidrager eltransmissionsnettet og anlæg tilsluttet under gældende nettilslutningskrav til stabilisering af eltransmissionssystemet, blandt andet ved anvendelsen af netkomponenter, automation, beskyttelse, systemværn eller fault-ride-through. Men samtidig skaber andre og nogle gange de samme komponenter i eltransmissionsnettet eller tilslutningskrav behov for systemydelser.

Energinets definition af, at integrerede netkomponenter i eltransmissionsnettet ikke er en del af markedsførelsen, er sammenlignelig med definitionen af integrerede netkomponenter i EU-lovgivningen "*Clean energy for all Europeans package*"⁵.

² System Operation Guideline: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DA/TXT/HTML/?uri=CELEX:32017R1485&from=EN>

³ Se processen for udarbejdelse af behovsvurdering og markedsførelse på www.energinet.dk → El → Systemydelser → Projekter → Implementering af ny elforsyningslov – markedsførelse og behovsvurdering.

⁴ <https://energinet.dk/El/Systemydelser/indkob-og-udbud>

⁵ <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-strategy-and-energy-union/clean-energy-all-europeans>

Elmarkedsdirektivet⁶ 2019/944 definerer integrerede netkomponenter i artikel 2, 51) *fuldt integrerede netkomponenter*: *netkomponenter, der er integreret i et transmissions- eller distributionssystem, herunder lageranlæg, og som udelukkende anvendes til at sikre sikker og pålidelig drift af transmissions- eller distributionssystemet og ikke til balancering eller håndtering af kapacitetsbegrænsninger.*

Derudover definerer elmarkedsdirektivet, at fuldt integrerede netkomponenter ikke skal markedsføres. Artikel 31, 7) *...Forpligtelsen til at anskaffe ikkefrekvensrelaterede systembærende ydelser finder ikke anvendelse på fuldt integrerede netkomponenter.*

Energinet opgør behovet for systemydelser efter indregning af eltransmissionsnettet og anlæg tilsluttet under gældende nettilslutningskrav, da eltransmissionsnettet på den ene side fungerer som et transportmiddel for elektricitet, men samtidig også er årsag til, at der er behov for visse systemydelser. Hvis ikke der var transport af strøm, ville der ikke være behov for et eltransmissionssystem og dermed ikke behov for andre systemydelser end frekvens- og balanceringsreserver.

Der kan defineres to yderpunkter for at opgøre behovet. Energinets tilgang er en mellemting mellem de to yderpunkter, da yderpunkterne efter Energinets opfattelse i mindre omfang opfylder hensigten med lovgivningen:

- Det ene yderpunkt: Markedsføre alt som bidrager til at dække behovet (til at sikre stabil transport af elektricitet). Dette vil medføre, at alle netkomponenter, herunder selve transmissionsledningerne og automatiske kontrolfunktioner skal markedsføres.
- Det andet yderpunkt: Energinet opgør kun det behov, der ikke dækkes automatisk af andre årsager, fx kraftværker i drift. Det betyder, at behovet opgøres efter, at alle aktørbidrag er indregnet.

Systemtariffen

Grundlæggende opfatter Energinet, at bekendtgørelsens foreskriver, at *"det samlede forventede behov"*, som *"dækkes af systemtariffen"*, skal indgå i behovsvurderingen. Systemtariffen er defineret ved: *"Systemtariffen for forbrug dækker omkostninger til elforsyningsikkerhed og elforsynings kvalitet, herunder reservekapacitet, systemdrift m.v."*

Derudover er transmissionstariffen defineret som: *"Transmissionsnettatariffen for forbrug dækker Energinets omkostninger til drift og vedligehold af det overordnede elnet (132/150 og 400 kV-nettet) og drift og vedligehold af udlandsforbindelserne."*

Som det ses af definitionerne for system- og nettatariffen, er driften af Energinets egne komponenter til at dække elsystemets behov ikke en del af systemtariffen, men derimod nettatariffen. Definitionerne for system- og nettatariffen understøtter Energinets tilgang.

Ad litra 2 og 3) Energinet angiver behovet i den relevante fysiske enhed for hver enkelt ydelse. Kvantificeringen af den præcise mængde afhænger af den præcise tilstand i eltransmissionsnettet i en given periode. Det betyder, at den endelige mængde først kan defineres efter kendskab til revisionsplanen og eventuelle havarier på relevante komponenter. Først herefter kendes de perioder, hvor Energinet har behov for yderligere ydelser for at sikre elforsyningsikkerheden.

⁶ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DA/TXT/PDF/?uri=CELEX:32019L0944&from=EN>

Nogle ydelser egner sig ikke til at blive transporteret over lange afstande, og derfor kan der opstå et lokalt behov for en specifik ydelse under en revision.

Revisionsplanen udarbejdes på baggrund af aktørernes ønsker, som sendes til Energinet den 1. oktober. Den endelige revisionsplan er først færdig i november. Herefter udarbejdes en række studier af kritiske revisioner, som vil vise, om der er et yderligere behov for indkøb af ydelser til sikring af elforsyningssikkerheden. Behovet som følge af revisionsplanen analyseres på baggrund af en række dynamiske studier. Det er derfor ikke muligt at have resultatet med i behovsvurdering for systemydelser, som offentliggøres den 1. november 2019. Energinet bestræber sig dog på at udmelde behovet så tidligt som muligt.

Ad litra 4) Energinet udvikler metoder, der opgør behovet teknologineutralt, som Energinet fx har gjort for alle reserve-typer. En teknologineutral tilgang sikrer, at teknologier behandles på lige vilkår, og at der potentielt er flere aktører, der kan levere systemydelser, hvilket bidrager til sund konkurrence. Med denne tilgang er det intentionen, at alle teknologier, herunder vedvarende energi (VE) teknologier, kan levere systemydelser. Dette kræver en forståelse og kendskab til mulighederne for levering af disse ydelser. Derfor udarbejdes der pilotprojekter, fx på Lolland, hvis formål er at give indsigt og erfaring med præcisering af tekniske krav.

Ad litra 5) Energinet imødekommer lovgivningen ved i afsnit 12 at beskrive bidraget fra og anvendelsen af fx synkronkompensatorer og reaktorer. Behovsvurdering for systemydelser beskriver ikke tekniske bidrag fra de øvrige eksisterende mange tusinde komponenter i Energinets eltransmissionssystem. Som beskrevet i Ad litra 1 opfatter Energinet *"det samlede forventede behov"*, som de tillægsydelser det eksisterende eltransmissionsnet ikke kan levere.

Energinet skelner mellem eksisterende komponenter i eltransmissionsnettet, hvor omkostninger til fremskaffelse er afholdt, og fremtidige komponenter. Ved fremtidige komponenter vil Energinet konkurrenceudsætte anlægsløsninger med markedsløsninger, hvis det vurderes, at der er mulighed for samfundsøkonomisk billigere fremskaffelse. Den samfundsøkonomiske analyse sker som en del af Elsystemansvars vurdering af det enkelte projekt.

2.2 Overblik over opfyldelse af § 19 og 20 i systemansvarsbekendtgørelsen

Energinet har udarbejdet en oversigt over, hvordan de enkelte produkter opfylder § 19 og 20 i systemansvarsbekendtgørelsen. Tabel 2 viser, at langt størstedelen af ydelserne til at sikre elforsyningssikkerheden er markedsgjort. Med baggrund i dansk og europæisk lovgivning er der ikke krav om, at eltransmissionsnettets komponenter skal markedsgøres. Derudover er der 3 ydelser, som endnu ikke er markedsgjort, men hvor der er igangsat projekter for potentielt at kunne markedsgøre disse.

Ydelse	Status	Beskrivelse
Regulerkraft (mFRR-aktivering), herunder specialregulering (afsnit 6.1.1)	Opfyldt	<ol style="list-style-type: none"> 1. Omkostninger til frekvens- og balanceringsreserver er dækket af systemtariffen. 2. Behovet for hvert produkt er angivet i MW. 3. Behovet er angivet for en bestemt tidsperiode og geografisk område 4. Udbudsbetingelserne definerer de tekniske krav for leveringen. 5. Energinets egne anlæg kan ikke producere frekvens- og balanceringsreserver.
Manuelle reserver (mFRR-kapacitet) (afsnit 6.1.2)	Opfyldt	
Leveringsevnekontrakter for automatiske reserver	Opfyldt	
Automatiske reserver (aFRR-kapacitet) (afsnit 6.1.3)	Opfyldt	
Frekvensstyrede reserver (FCR, FCR-D og FCR-N) (afsnit 6.1.4)	Opfyldt	
Start fra dødt net (blackstart) i DK1 og DK2 (afsnit 9)	Opfyldt	<ol style="list-style-type: none"> 1. Omkostninger til start fra dødt net og reserveforsyning er dækket af systemtariffen. 2. Behovet for hvert produkt er angivet i MW. 3. Behovet er angivet for en bestemt tidsperiode og geografisk område 4. Udbudsbetingelserne definerer de tekniske krav for leveringen. 5. Energinets egne anlæg er en del af behovsvurderingen.
Reserveforsyning af Bornholm, Læsø og Anholt (afsnit 9)	Opfyldt	
Behov for ekstra systembærende egenskaber i forbindelse med revisioner og ikke intakt net (afsnit 8)	Opfyldt	<ol style="list-style-type: none"> 1. Omkostninger til ekstra systembærende egenskaber er dækket af systemtariffen. 2. Behovet er ikke defineret i MW eller anden fysisk enhed 3. Behovet er angivet for en bestemt tidsperiode og geografisk område 4. Udbudsbetingelserne definerer de tekniske krav for leveringen. 5. Energinet opgør behovet efter bidrag fra egne anlæg.
Ydelser til sikring af elforsyningssikkerheden i situationer med manglende effekttilstrækkelighed (afsnit 11)	Opfyldt	<ol style="list-style-type: none"> 1. Omkostninger til ydelser til sikring af effekttilstrækkeligheden er dækket af systemtariffen. 2. Behovet for hvert produkt vil blive angivet i MW. 3. Behovet vil blive angivet for en bestemt tidsperiode og geografisk område 4. Udbudsbetingelserne vil definere de tekniske krav for leveringen. 5. Energinets egne anlæg kan ikke producere effekt.
Frekvensstabilitet (DK2: Fast Frequency Reserves midt 2020) (afsnit 6.2.1)	Proces	<ol style="list-style-type: none"> 1. Omkostninger til frekvensstabilitet skal dækkes af systemtariffen. 2. Pilotprojekt med henblik at definere produktet og markedsramme. 3. Som 2. 4. Kommende udbudsbetingelserne vil definere de tekniske krav for leveringen. 5. Energinets egne anlæg kan ikke levere fast frequency reserve.

Ydelse	Status	Beskrivelse
Spændingsstabilitet: Mvar-kompensering og spændingsregulering (afsnit 7 og 13.2)	Proces	<ol style="list-style-type: none"> 1. Omkostninger til spændingsstabilitet skal dækkes af systemtariffen. 2. Pilotprojekt med henblik at definere produktet og markedsramme. 3. Som 2. 4. Kommende udbudsbetingelserne vil definere de tekniske krav for leveringen. 5. Energinet opgør behovet efter bidrag fra egne anlæg.
Ydelser til at afhjælpe flaskehalse i situationer med manglende nettilstrækkelighed (afsnit 10 og 13.3)	Proces	<ol style="list-style-type: none"> 1. Omkostninger til flaskehalshåndtering skal dækkes af systemtarif. 2. Pilotprojekt med henblik at definere produktet og markedsramme. 3. Som 2. 4. Kommende udbudsbetingelserne vil definere de tekniske krav for leveringen. 5. Energinets egne anlæg kan ikke producere effekt.

Tabel 2 Oversigt over opfyldelse af § 19 og 20 i systemansvarsbekendtgørelsen.

2.3 Baggrund for opgørelse af behov

En af Energinets grundlæggende ansvarsområder er at sikre stabilitet i eltransmissionsnettet, både i normal drift (steady state) og under fejl. Ansvaret for at sikre stabilitet i eltransmissionsnettet er den primære bagvedliggende årsag til behovet for systemydelser. Sikring af stabilitet beskrives nærmere i afsnit 4. Størstedelen af dette behov kan sikres gennem indkøb af frekvens- og balanceringsreserver.

Der findes tre overordnede stabilitetsfænomener: Frekvensstabilitet, spændingsstabilitet og vinkelstabilitet. Hver af disse former for stabilitet er afhængig af en række egenskaber ved eltransmissionssystemet. Årsagen til, at Energinet ikke kan opgøre alle behov på samme måde som frekvens- og balanceringsreserver, ligger i selve fysikken (den elektrotekniske mekanisme), som står bag forskellige stabilitetsfænomener.

Frekvens- og balanceringsreserver sikrer frekvensstabilitet i eltransmissionsnettet. Denne type af stabilitet er et systemniveaufænomen, hvilken kan håndteres på systemniveau. Det vil sige, at eltransmissionssystemets struktur (topologi) ikke har en stor betydning for frekvensstabilitet. Frekvens- og balanceringsreserver sikrer balancen mellem elproduktion og elforbrug i alle tider, både i steady state og under fejl.

De to andre stabilitetsmekanismer; spændingsstabilitet og vinkelstabilitet beskriver fænomener, som er afhængige af koblingstilstand, driftsparametre og komponenter i eltransmissionsnettet. Her er selve strukturen (topologien) af eltransmissionssystemet og komponenternes evner afgørende for at håndtere stabiliteten. Enhver ændring i driftsparametre eller kobling i eltransmissionsnettet påvirker eltransmissionssystemets stabilitet. Derfor kan denne type stabilitetsudfordringer ikke løses på systemniveau, men håndteringen skal være målrettet til de steder i nettet, hvor problemet opstår. Endvidere skal håndtering i forhold til placering, mængde og tekniske egenskaber svare til den konkrete driftssituation og kan ikke generaliseres på samme måde som ved frekvens- og balanceringsreserver.

3. Proces for markedsgørelse

Dette afsnit beskriver processen for en eventuel markedsgørelse af det beskrevne behov, da behovsvurdering for systemydelser skal understøtte § 19 i bekendtgørelse om systemansvarlig virksomhed og anvendelse af eltransmissionsnettet:

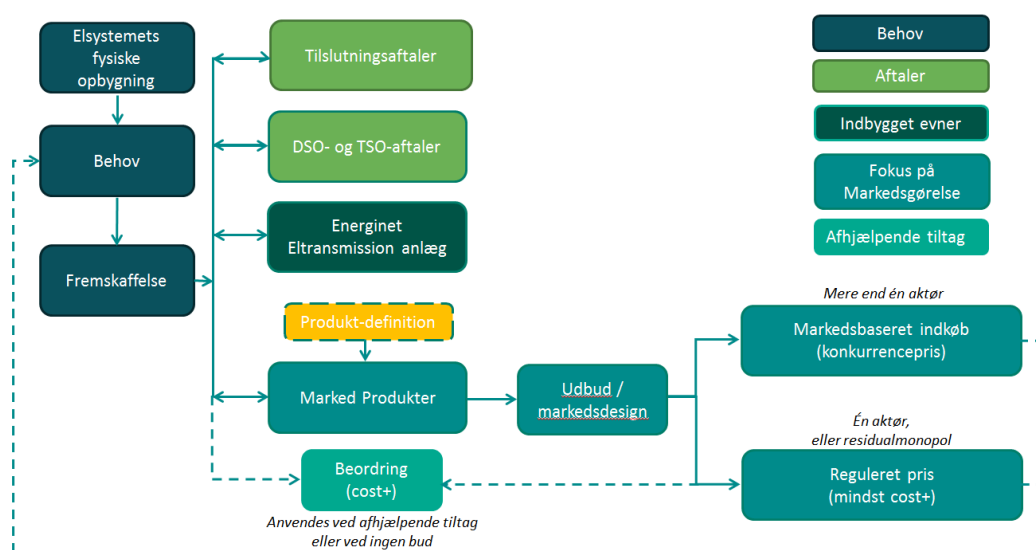
"Ved anskaffelse af energi og andre ydelser til opretholdelse af det fastsatte niveau for elforsyningssikkerhed anvender Energinet så vidt muligt markedsbaserede metoder".

Velfungerende markeder er med til at sikre, at samfundets ressourcer bruges så effektivt som muligt. Et velfungerende marked er kendetegnet ved en effektiv konkurrence, god markedsinformation og lave transaktionsomkostninger. Hvis mange kriterier for et velfungerende marked med konkurrence er opfyldt, kan der udvikles et kontinuert marked som fx på reservemarkederne. Hvis nogle kriterier er opfyldt, og/eller behovet kun er til stede i kortere periode, kan der etableres et markedsbaseret udbud, som fx indkøb af ekstra systembærende egenskaber i forbindelse med revisioner. Slutteligt, hvis få eller ingen kriterier er opfyldt, kan der etableres afregning af systemydelsen eller vælges ikke at implementere markedsmekanismer. Det kræves i alle tilfælde, at statsstøttere reglerne er overholdt.

3.1 Processen fra behov til fremskaffelsen af systemydelser

Figur 1 illustrerer processen fra behov til fremskaffelsen af systemydelser. Energinets behov for ydelser til opretholdelse af elforsyningssikkerheden afhænger af nettet, og af om dette er intakt, om der er revisioner, vedligehold eller udfald. Derudover afhænger behovet for systemydelser af flowet i nettet.

Energinet har allerede markedsgjort en række ydelser til sikring af elforsyningssikkerheden, fx frekvens- og balance-reserverne jf. Tabel 2. Figur 1 viser processen fra behov til markedsgørelse for de ydelser, som endnu ikke er markedsgjort. Energinet analyserer først behovet på baggrund af eltransmissionsnettets opbygning. Dernæst undersøges, hvordan behovet optimalt fremskaffes. Ydelserne kan blandt andet sikres gennem anlægsbidrag via tilslutningsaftaler eller via markedsprodukter. Afhængig af behovets karakteristika kan der etableres et kontinuert marked eller udarbejdes et markedsbaseret udbud.



Figur 1 Proces fra behovsafklaring til markedsgørelse.

Fremskaffelse dækker over Energinets samlede muligheder for at dække behovet for systemydelser.

Fremskaffelsen sker gennem følgende muligheder:

- Tilslutningsaftaler og vilkår; fx gennem lovkrav til egenskaber eller princip om nul-forurening og øvrige aftaler i forhold til lokale forhold eller gennem aftaler om Mvar med DSO'erne.
- DSO- og TSO-aftaler; fx deling af reserver med nabo-TSO'er samt aftaler om udligning af ubalancer.
- Eltransmissionsanlæg; fx reaktorer og synkronkompensatorer, som er en integreret del af eltransmissionsnettet, og som kan indgå som en del af fremskaffelsen.
- Udbud/market; indkøb via kontinuerlige markeder eller gennem løbende udbud.

Markedsgørelse af håndtag til sikring af spændingsstabilitet

I forhold til Energinets behov for spændingsstabilitet kan Energinet ved intakt eltransmissionsnet drive eltransmissions-systemet uden ekstra enheder end eltransmissionsnettets egne anlæg, fx reaktorer, kompensatorer, viklingskoblere, synkronkompensatorer, VSC HVDC (voltage source converter), SVC (Static VAR compensator). Hvis alle komponenter, som bidrager til stabil drift, skal markedsgøres, vil det medføre, at hele eltransmissionsnettet markedgøres, og Energinet har begrænset operationel fleksibilitet i relation til effektiv drift af eltransmissionssystemet.

Der er samtidig risiko for, at elforbrugerne skal betale dobbelt for elforsyningsikkerheden, hvilket forventes at ske, hvis Energinets eksisterende komponenter markedsgøres. Først betaler elforbrugerne gennem tariffen ved anskaffelse og så derefter igen ved markedsgørelse. En dobbeltbetaling for elforbrugerne uden samfundsøkonomiske besparelser betragter Energinet som værende imod formålsparagraffen for lov om elforsyning, og at dette ikke er lovgivningens hensigt.

3.2 Statsstøtte

Diskussionen om statsstøtte er relevant, når nye markeder skal etableres, og der sker en kompensation til private aktører for fremskaffelsen af en ydelse. Derfor beskrives kort Energinets tolkning og vurdering af statsstøtteregler i relation til indkøbet af systemydelser.

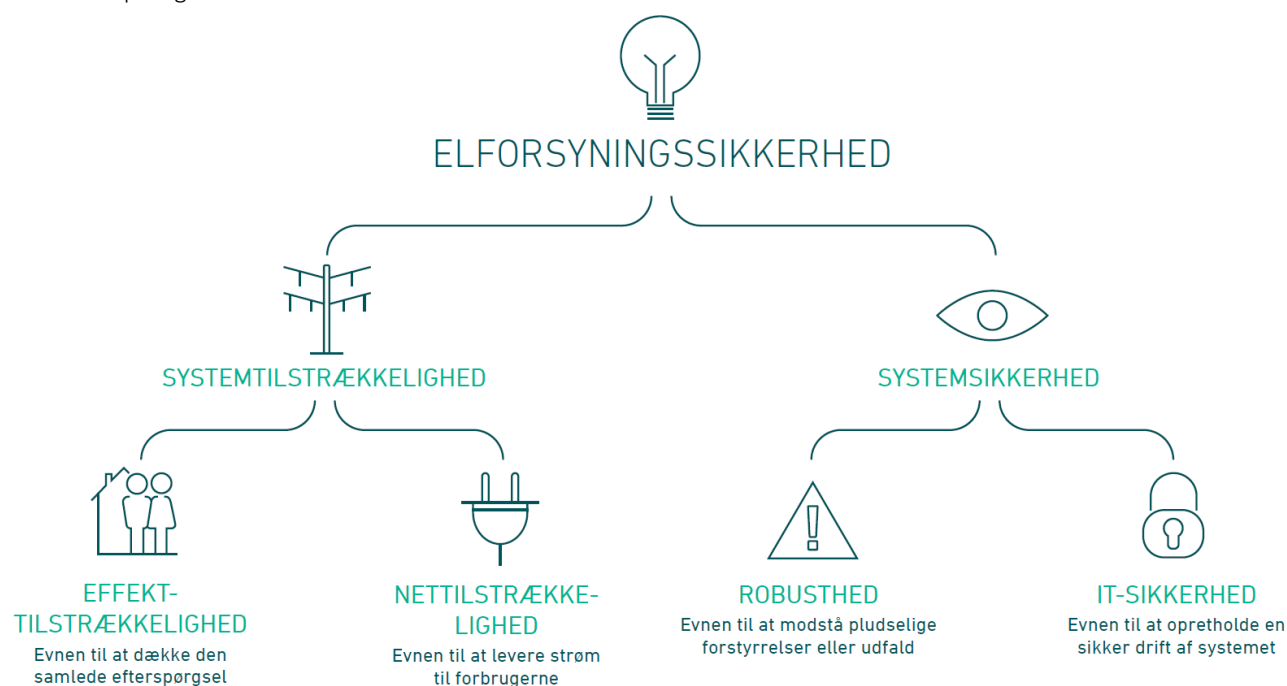
Statsstøtte defineres i traktatens artikel 107, (samt i konkurrencelovens § 11 a):

*"Efter traktatens artikel 107, stk. 1, er **statsstøtte eller støtte, som ydes ved hjælp af statsmidler under enhver tænkelig form, og som fordrejer eller truer med at fordreje konkurrencevilkårene ved at begunstige visse virksomheder eller visse produkter, uforenelig med det indre marked**".*

For at sikre korrekt og lovlig adfærd ved indkøb af systemydelser er det Energinets vurdering, at indkøbene skal foretages i overensstemmelse med de statsstøtteretlige principper for at undgå, at der ydes ulovlig statsstøtte.

4. Stabilitet i eltransmissionsnettet (robusthed)

Redegørelse for elforsyningsikkerhed 2019⁷ beskriver, hvad elforsyningsikkerhed er. Strukturen for forsyningsikkerhed er vist på Figur 2.



Figur 2 Illustration af begrebet elforsyningsikkerhed.

Behovsvurdering for systemydelser fokuserer på "robusthed", med andre ord "systemets stabilitet". Et af Energinets grundlæggende ansvarsområder er at sikre stabilitet i elnettet, både i normal drift (steady state) og under fejl. Ansvaret for at sikre stabilitet i eltransmissionsnettet er den primære bagvedliggende årsag til behovet for systemydelser. Der findes tre overordnede stabilitetsfænomener: Frekvensstabilitet, spændingsstabilitet, og vinkelstabilitet. Hver af disse former for stabilitet er afhængig af en række egenskaber ved eltransmissionssystemet.

Frekvensstabilitet

Frekvensstabilitet beskriver, om den aktive effektbalance i eltransmissionssystemet er opretholdt. Overstiger elforbruget produktionen, vil frekvensen falde, og er der overskud af produktionen, vil frekvensen stige. Frekvensen er systemets helbredsindikator og holdes normalt inden for et meget snævert bånd. Eltransmissionssystemets inertie fra synkrongeneratorer og elforbrug medvirker til at begrænse disse frekvensændringer. Dette forhold dækkes af alle synkronanlæg tilsluttet eltransmissionsnettet i henholdsvis kontinental Europa (DK1) og Norden (DK2) og er således ikke noget, som skal specificeres for Danmark alene. Behovet for inertie vil afhænge af en lang række andre faktorer.

Frekvensstabilitet er komplekst og kan ikke alene håndteres ved inertie. Reserver i synkronområderne bidrager til balancering og til håndtering af udfald sammen med inertien. Det er i det nordiske synkronområde valgt at implementere en ny hurtig frekvensreserve i stedet for at sikre en minimumsinertie. Denne har til formål at reducere potentielle fremtidige frekvensafvigelse ved udfald i situationer med lav inertie. Gennem indkøb af frekvensstyrede reserver, FCR og FFR, er synkronområdernes behov for reserver i forbindelse med udfaldssituationer håndteret.

⁷ <https://energinet.dk/El/Nettilslutning-og-drift/Horinger/Hoeringer/Redegoerelse-for-elforsyningsikkerhed-2019>

Spændingsstabilitet

Spændingen påvirkes blandt andet af eltransmissionsnettets belastning, ændring på udlandsforbindelser og ind- eller udkobling af netkomponenter. Spændingen i eltransmissionsnettet holdes inden for fastlagte grænser for at sikre en tilstrækkelig leveringskvalitet og undgå skader på anlæg, der i sidste ende kan føre til omfattende strømafbud. Spændingen styres ved en kombination af stationære passive kompenseringsanlæg til grovregulering og en blanding af produktions- og netanlæg til finregulering samt til håndtering af dynamiske forhold.

I sjældne tilfælde kan spændingsstabilitet opstå i et hårdt belastet eltransmissionsnet, hvor udfald af en ledning eller et kraftværk medfører, at spændingen "falder sammen", eller hvis de finregulerende anlæg ikke er passende indstillet. Spændingsstabilitet under fejl sikres af spændingsstivhed og hastighed i spændingsgenopbygning. Dette behov undersøges ud fra en indhyldningskurve for spændingen (se afsnit 7.2). Ydelsesdefinitionen skal blandt andet specificere levering af reaktiv strøm i forhold til mængde, hastighed og varighed.

Vinkelstabilitet

Vinkelstabilitet kan nemmest beskrives, hvis eltransmissionssystemet opfattes som et system af vægtlodder, som er forbundet med fjedre. Hvis man pludselig fjerner et lod (udkobler elforbrug eller elproduktion) eller klipper en fjeder (udkobler en ledning), vil det resterende system svinge ind i en ny ligevægt, forhåbentlig uden at tabe lodderne. I eltransmissionssystemer kaldes dette vinkelstabilitet og egenskaberne afhænger af belastningen af eltransmissionsnettet, og af hvilke ledninger som er inde eller ude. Dette komplekse samspil kan kun undersøges i specifikke situationer, og det er ikke muligt at udtrykke et generelt behov.

Undgå overbelastninger

Udover at sikre stabiliteten skal Energinet sikre, at elnettets komponenter ikke bliver overbelastet under strømtransport for at undgå skader på anlæg, der i sidste ende kan føre til omfattende strømafbud.

5. Behov for systemydelser i 2020

De fleste behov for systemydelser i rapporten er opdelt i et vestdansk behov, som dækker Jylland og Fyn (DK1), som er del af det kontinentaleuropæiske synkronområde samt et østdansk behov, som dækker Sjælland og øerne (DK2), og som er en del af det nordiske synkronområde.

Uanset teknologien overvejer Energinet primært eltransmissionstilsluttet anlæg som mulig leverandør af systembærende ydelser, fx spændingsregulering. Det skyldes, at spændingsregulering typisk ikke kan transporteres effektivt på tværs af spændingsniveauer.

Ydelse	Behov	Bidrag til	Status
Regulerkraft (mFRR-aktivering), herunder specialregulering (afsnit 6.1.1)	Behovet for regulerkraft afhænger af balancen mellem elforbrug og elproduktion.	Frekvensstabilitet	Markedsgjort
Manuelle reserver (mFRR-kapacitet) (afsnit 6.1.2)	Behov på 684 MW i DK1 i 2020. Behov på 623 MW i DK2 i 2020.	Frekvensstabilitet	Markedsgjort
Automatiske reserver (aFRR-kapacitet) (afsnit 6.1.3)	Behov på 90 MW i DK1 i 2020. Behov på 20 MW i DK2 i 2020.	Frekvensstabilitet	Markedsgjort
Frekvensstyrede reserver (FCR, FCR-D og FCR-N) (afsnit 6.1.4)	Behov på 21 MW FCR i DK1 i 2020. Behov på + 44 MW FCR-D i DK2 i 2020. Behov på 18 MW FCR-N i DK2 i 2020.	Frekvensstabilitet	Markedsgjort
Frekvensstyrede reserver (FFR) (afsnit 6.2.1)	Behov er endnu ikke afklaret. Det er et nyt produkt, som forventes at komme i Q2/Q3 2020. Mængden udarbejdes internationalt for det nordiske synkronområde (DK2).	Frekvensstabilitet	Internationalt projekt igangsat
Start fra dødt net (afsnit 9)	Energinet har behov for to tekniske uafhængige dødstartsydelser i hver landsdel, som ikke er vekselstrømsforbindelser (AC) til udlandet.	Systemgenopbygning	Markedsgjort
Reserveforsyning af danske øer (afsnit 9)	Energinet har behov for reserveforsyninger på tre øer. Bornholm: 94 MW Læsø: 4 MW Anholt: 1 MW	Systemgenopbygning	Markedsgjort
Behov i forbindelse med revisioner, fx ekstra systembærende kapacitet (afsnit 8)	Hvis bestemte komponenter er ude af drift på grund af fx revision, kan alle de øvrige beskrevne behov blive påvirket. Fx ekstra systembærende kapacitet, hvor behov opgøres løbende og indkøbes igennem udbud.	Spændingsstabilitet, vinkelstabilitet	Markedsgjort
Spændingsregulering og reaktive effekt kompensering (afsnit 7)	Behov for spændingsregulering i normaldrift medfører udarbejdelse af	Spændingsstabilitet	Pilotprojekt på Lolland og ar-

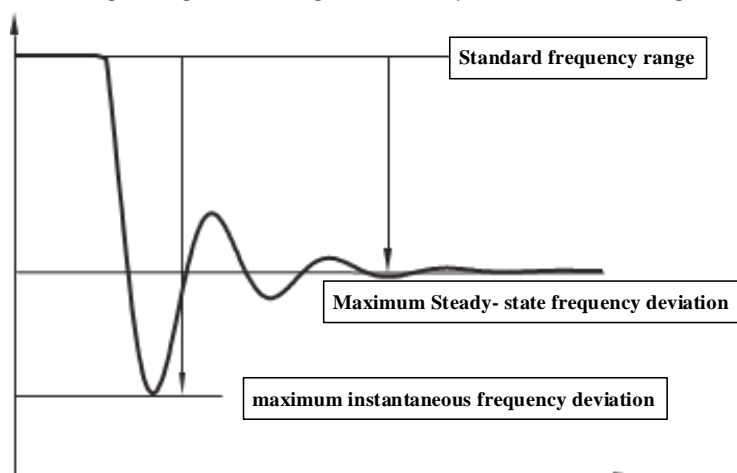
Ydelse	Behov	Bidrag til	Status
	grundlag for fremskaffelse af spændingsregulering og reaktiv effekt kompenserende med brug af teknologineutral tilgang for al produktion tilsluttet eltransmissionsnettet. Spændingsregulering under fejl er nødvendig for system stabilisering og spænding genopbygning. Det er obligatorisk krav for al produktion tilsluttet eltransmissionsnettet og er dækket i RfG'en.		bejdsgruppe for videre arbejde
Nettilstrækkelighed (afsnit 10)	Behov for at løse midlertidige flaskehalse i eltransmissionsnettet. Ned- og opregulering skal ske i de bestemte steder i eltransmissionsnettet. Behovet for nedregulering på Sydsjælland estimeres til op mod 85 MW i 2022.	Undgå overbelastninger	Håndteres i dag via specialregulering. Pilotprojekt for lokal fleksibilitet med henblik på øget markedsføring
Effekttilstrækkelighed (afsnit 11)	Energien kan ved mangel på effekt etablere et udbud for en mængde MW for en given periode. Der er med de nuværende forventninger ikke behov for ydelser til at sikre effekttilstrækkeligheden i 2020.	Frekvensstabilitet	Markedsgjort

Tabel 3 Oversigt over identificerede behov.

6. Frekvensstabilitet

At sikre, at systemfrekvensen opretholdes inden for de tilladte grænser under en fejl, er vigtigt for eltransmissionssystemet. En overskridelse af de tilladte grænser kan medføre automatisk afkobling af elforbrug og i yderste konsekvens udkobling af produktionsanlæg (blackout).

En fejl i eltransmissionssystemet kan enten skabe en for høj eller for lav frekvens. Eksempelvis vil udfald af et stort centralt kraftværk lede til en påvirkning af frekvensen i form af et frekvensfald. Et frekvensforløb under en fejl er typisk defineret ved en overskridelse af frekvensbåndet under normaldrift efterfulgt af en maksimalt tilladt momentant frekvensafvigelse og en efterfølgende "steady-state" frekvensafvigelse.



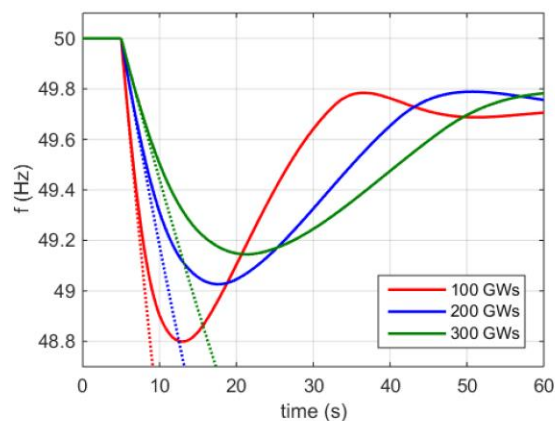
Figur 3 Frekvensforløb under en fejl.

Grænseværdierne for tilladte frekvensafvigelser er givet i SOGL. Ved frekvensafvigelser større end grænseværdierne "maximum instantaneous frequency" vil der være begyndende risiko for automatisk elforbrugsaflastning.

	Central Europa	Norden
Standard frequency range	± 50 mHz	± 100 mHz
Maximum instantaneous frequency deviation	800 mHz	1.000 mHz
Maximum Steady-state frequency deviation	200 mHz	500 mHz

Tabel 4 Grænseværdier for tilladte frekvensafvigelser givet i SOGL.

Det vigtigste er dermed, hvor meget frekvensen falder under en fejlsituation, hvor der er et udfald af produktion. Det vil være mængden af inert, størrelsen af udfaldet, frekvensniveauet før hændelsen og specifikationen på FCR-reserven (og FFR-reserven i DK2 fra midt 2020) og volumen af reserven, som bestemmer frekvensforløbet under en fejl. Frekvensregulering under fejl skal derfor medvirke til at sikre den optimale mængde af reserver i forhold til mængden af inert. Som eksempel kan det undersøges, hvordan et fejlforløb i det nordiske synkronområde forløber ved forskellige mængder af kinetisk energi (GWs) i systemet, se Figur 2. Den stiplede linje viser fejlforløbet uden FCR.



Figur 4 Kinetisk energi og frekvensfald.

Udsving i frekvensen kan også opstå ved større ubalancer i timeskift grundet, at markedsbalancen afviger meget fra den faktiske systembalance. Dette problem kan reduceres med højere tidsopløsning i elmarkedet eller alternativt ved rampebegrænsninger på produktion.

Reserven, der bruges til at få frekvensen i steady state, er FFR (Østdanmark, forventet fra midt 2020) og FCR. Reserven aFRR benyttes til at få frekvensen tilbage til 50 Hz.

Mængder og krav til frekvensreserver samt en vurdering af den optimale opgørelse af reserver og inert i udarbejdes i internationale arbejdsgrupper. Frekvenskvaliteten kontrolleres i det nordiske system af Statnett i Norge og Svenska Kraftnät i Sverige. For kontinentet kontrolleres afvigelsen af Amprion i Tyskland og Swissgrid i Schweiz. Måden, hvorpå frekvensen kontrolleres, er forskellig.

Reserverne er dimensioneret til at forhindre et systemsammenbrud. I nødsituationer, fx hvis flere fejl helt eller delvist opdeler elnettet, kan disse reserver ikke holde systemet inden for systemets normale frekvensområde. Der findes derfor to nødhåndtag til at redde disse nødsituationer; ekstra frekvensregulering og kritisk effekt-/frekvensregulering. Ved nødhåndtag forstås, at egenskaben kun anvendes i yderste tilfælde og forventes derfor sjældent aktiveret, men vil derimod kunne redde i en nødsituation. Anvendelsen af nødhåndtag er hjemlet i § 22.2 i SOGL.

6.1 Frekvens og Balanceringsreserver

Balanceansvarlige aktører har mulighed for at handle sig i balance inden for driftsdøgnet i intraday-markedet. Ubalancer opstår eksempelvis på grund af afvigelser i VE-produktionsprognoser, udfald af produktionsenheder eller ændringer i elforbrug.

De ubalancer, de balanceansvarlige aktører ikke udligner i intraday, håndterer Energinet med aktivering af regulerkraft, herunder manuelle reserver (mFRR). Frekvensafvigelser ved udfald eller dårlig balancering, uanset hvor i synkronområdet disse opstår, håndteres af FFR (Østdanmark) og FCR. Områdeubalancer håndteres med aktivering af mFRR og aFRR. Behovet for manuelle og automatiske reserver er beskrevet i Tabel 5.

Behovet er også beskrevet i dokumentet Prognose for Systemydelser⁸. Prognose for Systemydelser og behovsvurderingen for systemydelser skal på sigt sammentænkes.

⁸ Se Energinets hjemmeside www.energinet.dk → El → Systemydelser → Indkøb og udbud → Prognoser for Systemydelser.

Funktion	Terminologi	
	Vestdanmark (DK1)	Østdanmark (DK2)
Fast Frequency Reserve	÷	FFR (forventet midt 2020)
Frekvensstabilisering (Primær reserve)	Frequency Containment Reserves (FCR)	Frekvensstyret normaldriftsreserve (FCR-N) Frekvensstyret driftsforstyrrelsesreserve (FCR-D)
Frekvensgenopretning (Sekundær reserve)	Automatic Frequency Restoration Reserves (aFRR)	
Balanceudligning (Tertiær reserve)	Manual Frequency Restoration Reserves (mFRR)	

Tabel 5 Oversigt over reservetyper i Danmark.

6.1.1 Regulerkraftmarkedet

Energinet, både Vest- (DK1) og Østdanmark (DK2) er en del af det nordiske regulerkraftmarked. Regulerkraftbud fra alle nordiske lande indmeldes til et fælles regulerkraftmarked, hvorfra bud aktiveres i prisrækkefølge.

Regulerkraft anvendes til at opretholde balancen i eltransmissionssystemet, når markedsaktører forudses at skabe ubalancer, eller der i driftsøjeblikket opstår uforudsete ubalancer, fx på grund af afvigelser i vindkraftprognoserne. Regulerkraft anvendes ydermere til håndtering af flaskehalse under normaldrift og under driftsforstyrrelser. Behovet for regulerkraft er derfor ikke et behov skabt af Energinet, men Energinet benytter regulerkraften til at udligne ubalancer i eltransmissionssystemet.

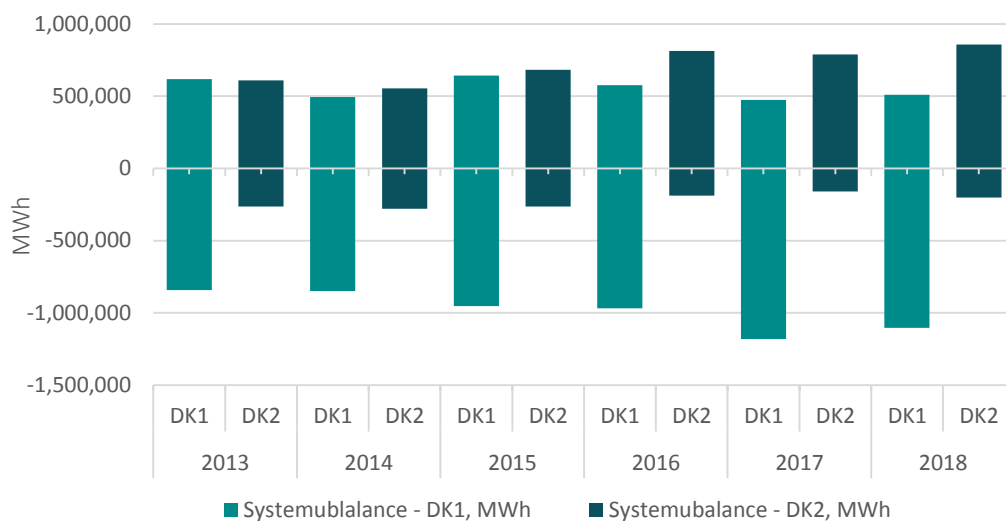
Regulerkraft dækkes via indkøb på det fælles nordiske regulerkraftmarked. Der er to muligheder for at deltage på markedet. Enten har aktøren fået betaling for at stå til rådighed med manuelle reserver (mFRR), se afsnit 6.1.3. Dermed er aktøren forpligtet til at indsende bud i en fastdefineret tidsperiode med en fastdefineret mængde. Eller, alternativt kan aktøren afgive frivillige bud på enten op- eller nedregulering.

Energinet opererer ikke med prognoser for behovet for regulerkraft. Det historiske behov er derfor p.t. den bedste model til at indikere forventningerne til fremtidens behov. Det historiske behov for regulerkraft ses i Tabel 6 og Figur 5.

Fraktil	2018 DK1	2013-2018 DK1	2018 DK2	2013-2018 DK2
1 %	-673	-632	-241	-252
50 %	-61	-46	72	50
99 %	511	506	403	386

Tabel 6 Fraktiler for positive og negative systemubalancer i Vestdanmark (DK1) og i Østdanmark (DK2) i 2018 og i 2013-2018, eksklusive specialregulering, MWh/h. 50-procentfraktilen er et udtryk for medianen. 1 procent- og 99-procentfraktilen indgår fremadrettet i dimensioneringen af reservebehovet for mFRR⁹.

⁹ Systemubalancerne er beregnet ud fra aktørernes samlede ubalancer.



Figur 5 Summerede værdier pr. år for systemubalancer for 2013-2018 i Vestdanmark (DK1) og Østdanmark (DK2), eksklusive specialregulering, MW.

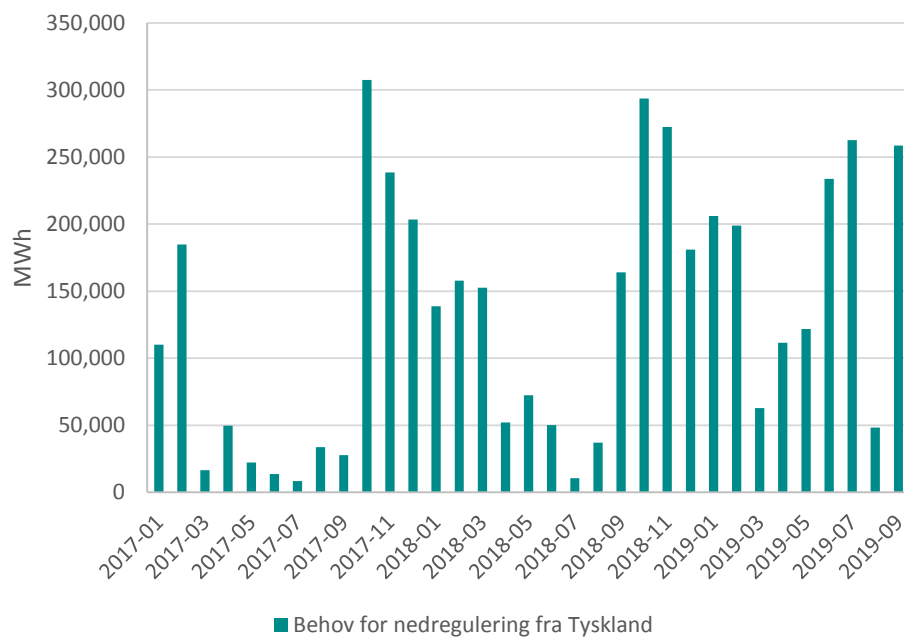
Netreglen Electricity Balancing Guideline (EBGL) forudsætter implementering af et fælles europæisk marked for aktivering af mFRR.

6.1.2 Specialregulering

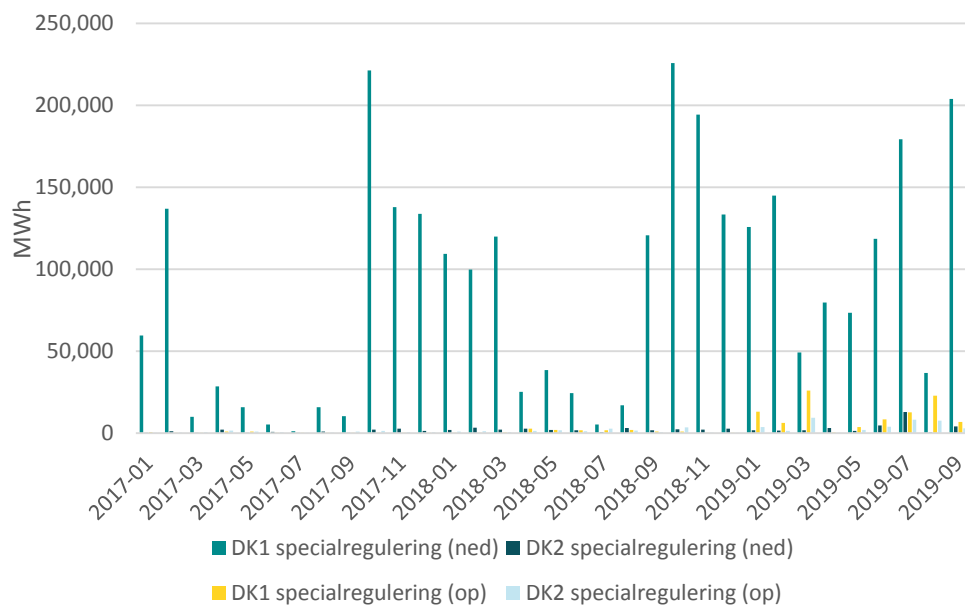
Gennem de seneste år har Energinet i samarbejde med den tyske transmission system operator (TSO) TenneT aktiveret en betydelig mængde specialregulering fra det nordiske regulerkraftmarked hos leverandører i Vestdanmark (DK1), som afhjælper netproblemer i det nordtyske eltransmissionsnet. Netproblemerne opstår typisk i forbindelse med håndteringen af høj vindproduktion i Nordtyskland.

Specialregulering forekommer, når Energinet foretager en specifik udvælgelse af regulerkraftbud til op- eller nedregulering uden hensyntagen til den normale prisrækkefølge, og afregningen sker til den tilbudte pris (pay-as-bid).

Figur 6 viser det samlede behov for nedregulering fra Tyskland. Figur 7 viser den samlede mængde specialregulering, som de danske aktører oplever. Forskellen i mængderne mellem behovet og den danske specialregulering udgør den mængde, som bliver nettet med Norden.



Figur 6 Behov for specialregulering fra Tyskland.



Figur 7 Oversigt over mængden (MWh) specialreguleret pr. måned i Vestdanmark (DK1) og Østdanmark (DK2)

6.1.3 mFRR – Manual Frequency Restoration Reserve

I henhold til eksisterende samarbejdsaftaler er der krav til, at en fejl ikke må påvirke vores naboer, medmindre der udarbejdes aftale om dette. Det er derfor et krav, at der er reserver nok til at sikre, at dimensionerende fejl (N-1) ikke påvirker vores naboer.

Reserverne aFRR og mFRR dimensioneres samlet set som FRR. Tilsammen skal aFRR og mFRR dække udfald af største enhed i Vestdanmark (DK1), i dag COBRACabel¹⁰ på 684 MW. Op til 300 MW heraf dækkes gennem en deling af mFRR reserver fra Østdanmark (DK2).

Behovet for mFRR i Vestdanmark (DK1) indkøbes i et kontinuert, timebaseret kapacitetsmarked. Der indkøbes ikke mFRR-nedreguleringsreserver, da der er tilstrækkelige frivillige bud i regulerkraftmarkedet.

Behovet for mFRR i Østdanmark (DK2) er fastsat som et fast forhold mellem den største enhed i henholdsvis Østdanmark og Sydsverige. Ud fra de eksisterende enheder er dette behov fastsat til 623 MW. Østdanmark deler 300 MW mFRR med Svenska Kraftnät i Sydsverige, således at ved et behov større end 323 MW i Østdanmark kan vi modtage op til 300 MW fra Sverige. Delingen udregnes på baggrund af største enhed i de to områder.

Indkøbet i Østdanmark er et udbud for perioden 2016-2020. I forbindelse med udetid for anlæg solgt på lange kontrakter gennemføres erstatningsindkøb som timebaserede dagsauktioner, der afregnes til marginal pris.

Der arbejdes for nuværende på at designe et nyt marked for indkøb af mFRR kapacitet i Østdanmark efter 2020. Det endelige markedsdesign er ikke metodeanmeldt til Forsyningstilsynet. Energinet forventer at metodeanmelde et nyt markedsdesign for mFRR i Østdanmark inden udgangen af 2019. Det nye markedsdesign for mFRR i Østdanmark vil være baseret på en kombination af månedskontrakter og timebaserede dagsindkøb. Clean Energy Package stiller krav om, at kontraktperioderne ikke må overstige én måned på lang sigt.

Tabel 7 viser det forventede behov samt indkøb af mFRR frem mod 2025¹¹. Behovet afhænger af den dimensionerende enhed, og kan ændres på baggrund af en ændring i denne. Indkøbet afhænger blandt af muligheden for at dele reserver mellem Vest- og Østdanmark.

År	FRR, behov (aFRR + mFRR) DK1	mFRR, indkøb DK1	FRR, behov (aFRR + mFRR) DK2	mFRR, indkøb DK2
2020	684 MW	284 MW	623 MW	Op til 638 ¹² MW
2022	684 MW	284 MW	623 MW	623 MW
2025	684 MW	284 MW	623 MW	623 MW

Tabel 7 Prognose for Energinets behov for FRR og indkøb af mFRR i Vestdanmark (DK1) og Østdanmark (DK2).

Vestdanmark er en del af den tyske LFC-blok og Østdanmark er en del af det nordiske system. I begge områder er de fremtidige dimensioneringsregler i henhold til SOGL under udarbejdelse.

6.1.4 aFRR – Automatic Frequency Restoration Reserve

For at genoprette frekvensafvigelse ved udfald og sikre frekvenskvaliteten indkøbes den sekundære reserve aFRR. Reserverne bidrager til at sikre den fastsatte frekvenskvalitet.

¹⁰ COBRACable er dimensioneret til 700 MW – der er tab på 16 MW i import.

¹¹ Se Energinets hjemmeside www.energinet.dk → El → Systemydelser → Prognoser for Systemydelser.

¹² Indkøb af ekstra 15 MW over behov skyldes i leverancens variation afhængigt af omgivelsestemperaturen.

aFRR leveres af anlæg, som ligger i et driftsområde, hvor de både kan regulere op og ned samt hurtigt startende anlæg. Formålet med denne reserve er i tilfælde af driftsforstyrrelser at frigøre aktiveret FCR og at udligne ubalancer samt opretholde aftalte udvekslinger på udlandsforbindelserne.

Behovet for aFRR i Vestdanmark er fastsat på baggrund af anbefalingen i ENTSO-E Synchronous Area Framework Agreement (SAFA) ¹³ til +/- 90 MW. Denne værdi forventes ikke at ændre sig markant inden for den næste årrække. I dag indkøbes aFRR af Statnett i Norge og leveres via en 100 MW¹⁴ reservation over Skagerrak 4 for perioden 2015-2019.

Når aftalen over Skagerrak 4 udløber med udgangen af 2019, vil hele behovet for aFRR blive indkøbt gennem månedsauktioner i et kontinuert marked i Vestdanmark. Metoden herfor er godkendt af Forsyningstilsynet.

Tabel 8 viser henholdsvis Energinets forventede behov og forventede indkøb af aFRR i Vestdanmark inden for en femårig periode.

År	aFRR, DK1, behov	aFRR, DK1, indkøb
2020	90 MW	90 MW
2021	90 MW	90 MW
2025	90 MW	90 MW

Tabel 8 Prognose for Energinets forventede behov for og indkøb af aFRR i Vestdanmark (DK1).

6.1.4.1 aFRR – Automatic Frequency Restoration Reserve i Østdanmark

Der eksisterer i dag intet marked for aFRR i Østdanmark. For at imødegå den frekvensforringelse, der er observeret igennem de sidste 15 år, planlægges et nyt nordisk aFRR-marked etableret i løbet af 2020. Der forventes en samlet efterspørgsel på aFRR på nordisk plan 300 MW i 2019 stigende til 600 MW i 2021. Behovet i 2020 er bestemt af frekvenskvaliteten, og Energinets andel forventes at variere mellem 12 og 30 MW i 2020. Udviklingen fra 2021 og frem vil være bestemt af fremdriften i Nordic Balancing Model¹⁵.

I forlængelse af et fællesnordisk aFRR-kapacitetsmarked etableres et fællesnordisk marked for aktivering af aFRR i 2023 og deltagelse i et fælleseuropæisk aFRR-aktiveringsmarked fra 2024.

Tabel 9 viser henholdsvis Energinets forventede behov for og forventede indkøb af aFRR i Østdanmark inden for en femårig periode.

År	aFRR, DK2, behov	aFRR, DK2, indkøb
2020	12 MW	12 MW ¹⁶
2021	12 MW	12 MW
2025	20 MW	20 MW

Tabel 9 Prognose for Energinets forventede behov for og indkøb af aFRR i Østdanmark (DK2).

¹³ <https://www.entsoe.eu/news/2019/05/29/first-milestone-of-future-synchronous-connection-of-the-baltic-power-system-with-continental-europe/>.

¹⁴ Da aftalen over Skagerrak 4 blev indgået, var der en forventning om, at behovet ville stige. Aftalen er indgået efter et udbud i Norge.

¹⁵ Nordic Balancing Model er en fælles nordisk balanceringsfilosofi. <http://nordicbalancingmodel.net/>

¹⁶ Leveret fra DK1 via Storebæltsforbindelsen

6.1.5 FCR – Frequency Containment Reserves

FCR i Vestdanmark samt FCR-D og FCR-N i Østdanmark leveres af elproduktions- og elforbrugsenheder, der automatisk reagerer på frekvensændringer i nettet. FCR-reserven i Vestdanmark og FCR-D-reserven i Østdanmark aktiveres inden for 30 sekunder og FCR-N i Østdanmark aktiveres inden for 150 sekunder.

Behovet for FCR i Vestdanmark er i dag fastsat af ENTSO-E i Operation Handbook Policy 1, som Vestdanmarks andel af det samlede FCR-behov i det kontinentaleuropæiske synkronområde. Af den samlede mængde på +/- 3.000 MW leverer Energinet i dag +/-21 MW, hvilket svarer til Vestdanmarks forholdsmæssige andel af elforbrug og elproduktion i området. I dag leveres 10 MW FCR som del af aftale om indkøb af aFRR fra Statnett, og leveringen kræver ingen reservation på forbindelsen. Når aftalen over Skagerrak udløber, skal hele behovet for FCR indkøbes i det kontinuerlige marked, der allerede nu eksisterer i Vestdanmark.

For Østdanmark er kravet til størrelsen af FCR-N- og FCR-D-reserven fastsat gennem den nordiske systemdriftsaftale. I den nordiske systemdriftsaftale er behovet for FCR-N i hele det nordiske synkronområde fastsat til 600 MW, hvoraf Østdanmark skal levere +/- 18 MW svarende til Østdanmarks andel af det samlede elforbrug i det nordiske synkronområde.

Behovet for FCR-D i Østdanmark fastsættes på baggrund af den totale mængde FCR-D i det nordiske system, som udregnes som den dimensionerende fejl i hele Norden fratrasket 200 MW. Der indkøbes i 2019 i alt ca. +1.450 MW. Østdanmarks andel af FCR-D udgør 176 MW. FCR-D-behovet dækkes i dag delvist via Konti-Skan (75 MW), Kontek (50 MW) og Storebæltsforbindelsen (18 MW). Dermed indkøbes 33 MW i markedet. Med nye bestemmelser, jf. SOGL fordelingsnøgle, vil FCR-D for Østdanmark blive ca. +44/-**¹⁷ MW, hvor Konti-Skan, Storebælt og Kontek ikke medregnes. Dette gælder fra 2020 og fremad.

År	FCR DK1, behov	FCR DK1, indkøb	FCR-N DK2, behov	FCR-N DK2, indkøb	FCR-D DK2, behov	FCR-D DK2, indkøb
2020	21 MW	21 MW	18 MW	18 MW	+44 MW	+44 MW
2021	21 MW	21 MW	18 MW	18 MW	+44 MW	+44 MW
2025	21 MW	21 MW	18 MW	18 MW	+44/-** MW	+44/-** MW

Tabel 10 Behov for FCR, FCR-N og FCR-D i Vestdanmark (DK1) og Østdanmark (DK2) frem mod 2025¹⁸.

6.2 Inerti

Inerti er et fysisk objekts evne til modstå en ændring af hastighed og retning. Det vil sige, at et stort godstog, container-skib eller stort svinghjul har stor inertie (træghed), hvorimod en cykel har lav inertie. Det betyder, at et godstog i høj fart indeholder meget kinetisk energi (bevægelsesenergi), og der skal ske en stor udveksling af energi for at reducere hastigheden.

Det samme gælder for et elektrisk system, hvor inertie angiver modstanden for en ændring af frekvensen. Det vil sige, at et stort kraftværk, der har en stor roterende masse, som er direkte koblet til det elektriske system via generatoren, giver en høj mekanisk inertie og derved indeholder meget bevægelsesenergi. Hvorimod en fuld konvertertilsluttet vindmølle har lav naturlig inertie, da den roterende masse fra vindmøllevingerne og generatoren ikke er direkte koblet med

¹⁷ Indkøb af FCR-D nedregulering forventes startet i slutning 2021. **-Mængden er ikke endelig afklaret.

¹⁸ Se Energinets hjemmeside www.energinet.dk → El → Systemydelser → Prognoser for Systemydelser.

det elektriske system. Det betyder, at bevægelsesenergien fra vingerne ikke direkte kan anvendes til at støtte frekvensen i fejlsituationer og andet. Alligevel kan ny teknologi gøre det muligt via regulering i konverterne at levere syntetisk inertie eller et kortvarigt effektboost.

Det skal sikres, at et udfald af største enhed i synkronområdet ikke medfører en frekvensafvigelse ("maximum instantaneous frequency") større end henholdsvis 1.0 Hz i Østdanmark og 0,8 Hz i Vestdanmark.

Det er på nuværende tidspunkt ikke et problem at håndtere det normative udfald af 3 GW produktion i det europæiske kontinentale system. Dette skyldes den store mængde inertie, der er til rådighed i det synkrone område. Det betyder dermed, at der ikke er behov for øget inertie i det kontinentale synkronområde, så længe eltransmissionsnettet forbliver sammenkoblet og derved heller ikke i Vestdanmark i den nærmeste fremtid.

I Norden er inertien imidlertid i perioder på et sådant niveau, at udfald af de største enheder kan udgøre en risiko for systemet. På nordisk plan er det aftalt, at problemet ikke skal løses ved indførelse af et behov for mere mekanisk inertie, men der i stedet var besluttet at anvende hurtige frekvensprodukter til at sikre den nødvendige stabilitet.

6.2.1 Fast Frequency Reserve – FFR

Inertia 2020-projektet, som køres via Nordic Analysis Group (NAG) i Regional Group Nordic (RGN) regi, er igangsat for at udvikle metoder til at skabe et marked for Fast Frequency Reserve, FFR. FFR er en meget hurtig reserve (væsentlig hurtigere end FCR). Præcisering af behovet for FFR samt en markedsmodel forventes at være klar til sommer 2020.

I maj 2019 var der præsenteret teknisk beskrivelser af FFR produktet "the technical requirements for FFR provision in the Nordic Synchronous Area"¹⁹.

Endvidere er der specificeret to frekvensstøtte perioder:

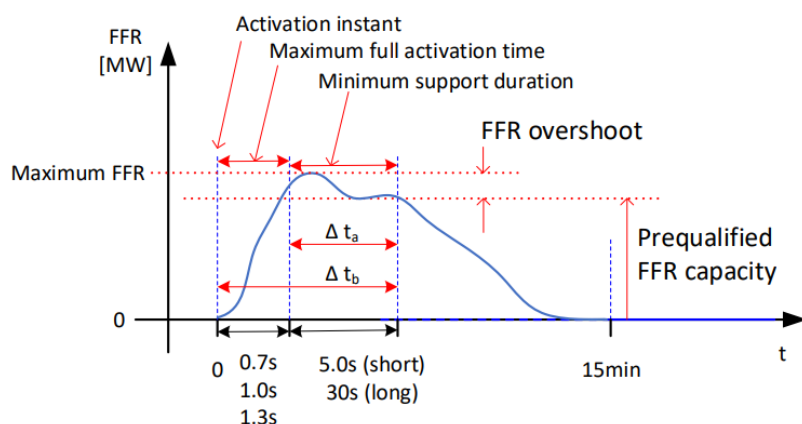
- Kort varigt – mindst 5 sekunders støtteperiode
- Lang varigt – mindst 30 sekunders støtteperiode.

Samt der er specificerede tre kombinationer af frekvensaktiveringsniveauet og maksimum fuld aktiverings tid.

- 0.7 sekunder maksimalt aktiveringstid, aktiveringsniveauet 49.5 Hz
- 1.0 sekunder maksimalt aktiveringstid, aktiveringsniveauet 49.6 Hz
- 1.3 sekunder maksimalt aktiveringstid, aktiveringsniveauet 49.7 Hz.

Alle kombinationer er vurderet at have ens effektivitet for FFR-levering samt giver mulighed for aktører at vælge en kombination, som passer teknisk bedst til deres anlæg. Videre detaljer om produktdefinitionen kan findes i rapporten.

¹⁹ <https://energinet.dk/El/Systemydelser/Nyheder-om-systemydelser/Technical-Requirements-for-FFR-published-Juli-2019>



Figur 8 Illustration til FFR teknisk krav.

7. Spændingsregulering og reaktiv effekt kompensering

For at sikre stabil og optimal drift af eltransmissionssystemet med lave tab og høj robusthed ved normal drift og fejl er der behov for den kontinuerle spændingsregulering i alle situationer. Det skal bemærkes, at spændingsregulering kun kan ske lokalt, da det ikke kan transporteres langt gennem elnettet. Det betyder, at håndtag til spændingsregulering skal være placeret tæt på de steder i elnettet, hvor behovet opstår.

7.1 Kontinuerle spændingsregulering i normal drift

I dag leveres kontinuerle spændingsregulering af Energinets synkronkompensatorer i drift, flexible AC transmission system (FACTS, se afsnit 12.4) og voltage source converter (VSC) HVDC'er samt centrale kraftværker i drift. Der findes fem synkronkompensatorer, to VSC HVDC'er og en SVC i eltransmissionssystemet. Historisk er VE-produktion typisk drevet i Q regulerings control mode, hvilken betyder, at de ikke bidrager til kontinuerle spændingsregulering, selvom de har indbygget tekniske evner til det.

I takt med den stigende andel produktion fra VE og den gradvise udfasning af termiske værker er der behov for at sikre, at VE-produktionen bidrager til eltransmissionssystemets stabilitet på lige vilkår med de øvrige enheder. For at sikre teknologineutralitet bør alle produktionsenheder tilsluttet eltransmissionsnettet bidrage til eltransmissionssystemets stabilitet. I dag har VE-produktion tekniske evner til at levere kontinuerle spændingsregulering. Der er også krav netreglen Requirements for grid connection of generators, RfG'en til, at VE-produktion tilsluttet eltransmissionsnettet skal være i stand til at levere spændingsregulering²⁰.

For at sikre spændingsstabilitet fremadrettet i systemet med 100 pct. VE bør spændingsregulering leveres af alle anlæg tilsluttet eltransmissionsnettet. Energinet påregner ikke, at stille skrapere krav til spændingsregulering, udover dem som er defineret i RfG'en. For producenter betyder det, at en ekstra investering i forhold til spændingsregulering ikke er nødvendigt. På denne måde vil alle aktører tilsluttet eltransmissionsnettet bidrage til spændingsstabilitet af dette net, både i normal drift og under fejl.

Essensen af Energinets behov for at drive fremtidens VE baseret eltransmissionssystem er, at alle producenter tilsluttet eltransmissionsnettet står i spændingsreguleringsmode som standard. Det betyder, at producenter skal levere spændingsregulering hele tiden, når de er i drift med undtagelse af, hvis Energinet beder om at skifte regulerings control mode til fx reaktiv effekt. Sammen med kravet om spændingsregulering skal den systemansvarlige sørge for, at den

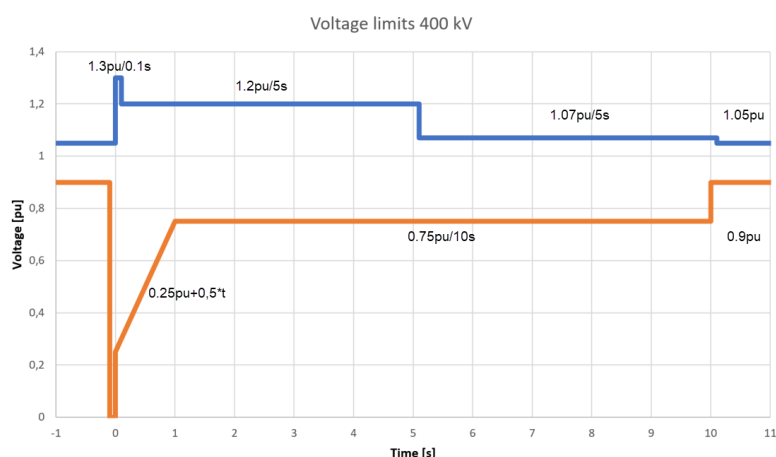
²⁰ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:32016R0631&from=EN>

reaktive effekt overførsel fra producenter holdes tæt på neutral i tilslutningspunktet, således at dette ikke medfører ekstra tab for producenterne.

Energinet vil begynde på at udarbejde et nyt koncept for kontinuert spændingsregulering i normaldrift. Dette vil ske på baggrund af internationale erfaringer, se afsnit 14.1, og i samarbejde med aktører. Energinet har beskrevet de første overvejelser i afsnit 15.1 og vil indkalde aktørerne til dialog.

7.2 Kontinuert spændingsregulering under fejl

Det tilstræbes at have tilstrækkelig kontinuert spændingsregulering under forstyrrelse til at holde spændingen inden for spændingsgrænserne, defineret i Figur 9, i alle stationer efter en fejl er blevet frakoblet²¹. Dette sikrer, at spændingen ikke kolliderer eller stiger utilsigtet, så systemunderstøttende komponenter udkobler, jf. tilslutningsbetingelser og RFG'en²². Hvis spændingen kommer udenfor kurven, vil der kunne ske kaskadeudkoblinger med risiko for systemkollaps i værste konsekvens.



Figur 9 Indhyldningskurve til sikring af spændingsstabilitet efter fejl.

Spændingsstøttebidrag af eltransmissionstilsluttet anlæg under fejl skaffes gennem fault-ride-through funktionen (FRT), hvilken er obligatorisk, jf. netreglen RfG.

7.3 Diskret spændingsregulering

Behovet for passiv reaktiv kompensering i det danske eltransmissionssystem kommer hovedsageligt på baggrund af kabler, og i begrænset omfang luftledninger, i perioder med lav belastning. Kabler og luftledninger bliver normalt kompenseret ved brug af reaktorer (kompenseringspoler). Derudover vil der være behov for løbende tilpasninger af den reaktive kompensering. Dette skyldes transformerforbrug, asynkrongeneratorer, HVDC-filtre og udveksling med eldistributionssystemer og nabolande.

Behovet opgøres ved at udarbejde netanalyser, som undersøger, om det er muligt at holde spændingen inden for de dimensionerende grænser under den forudsætning, at netdimensioneringskriterierne overholdes. Analyserne viser, om der er behov for kompensering specifikke steder i eltransmissionsnettet. Disse analyser bliver løbende opdateret på grund af ændrede forudsætninger, udbygninger samt ændrede forhold hos eksterne aktører, som er tilsluttet eltransmissionsnettet (eldistributionssystemer, store elforbrugere, nabolande og HVDC-filtre).

²¹ Se Energinets hjemmeside www.energinet.dk → Anlæg og projekter → Planlægning af elnettet → Forudsætninger for netplanlægning → [Energinet – Netdimensioneringskriterier maj 2013](#).

²² Se Energinets hjemmeside www.energinet.dk Rammer og regler → Netregler → anmeldt til Forsyningstilsynet (tidligere Energitilsynet).

Energinets analyser viser manglende passiv kompensering i 2020 på op til 340 Mvar i det vestdanske eltransmissionssystem og 40 Mvar i det østdanske eltransmissionssystem samt en mindre justering på Bornholm.



Figur 10 Behov for Mvar i 2020.

Den manglende passive kompensering skyldes primært et efterslæb i forbindelse med kabellægning.

Energinet beskrev i RUS-plan 2017 behov for etablering af tre reaktorer i Vestdanmark for at kunne opretholde en tilfredsstillende spændingsregulering i forbindelse med fejlsituationer.

Primo 2019 har Energinet anmeldt en revision af teknisk forskrift 2.1.3, krav for udveksling af reaktiv effekt (MVar), i skillefladen mellem eltransmissions- og eldistributionssystemerne til Forsyningstilsynet. Revisionen, der er udfærdiget i samarbejde med aktører og interessenter, fastsætter nye krav til udveksling af reaktiv effekt i skillefladen mellem eltransmissionssystemerne (150 eller 132 kV) og eldistributionssystemerne (60-10 kV). På baggrund af dette skal eldistributionsselskaberne udarbejde en redegørelse for, hvorledes overskridelsen i reaktiv effekt udveksling vil blive håndteret. Da de konkrete tiltag i eldistributionssystemene, som følge af den reviderede teknisk forskrift 2.1.3, endnu ikke er implementeret, udskydes de tidligere foreslåede reaktorer, se RUS-plan 2018²³.

- På hold:
 - 400 kV i Nordjylland – 70-140 Mvar.
 - 150 kV Bredkær – 40-100 Mvar. Sandsynligvis løst.
 - 150 kV Mesballe – 40-100 Mvar.
- 132 kV Rødby – 40 Mvar. - løst

²³ <https://energinet.dk/Om-nyheder/Nyheder/2019/04/15/RUS-plan-2018>

Energinet har i foråret 2019 udgivet den første årlig [Mvar-rapport](#)²⁴. Her er der identificeret stationer, som overskrider grænsen specificeret i Mvar-ordning (± 15 Mvar opgjort for 50 %-fraktilen af årsvarighedskurven), hvilket medfører vurdering, om der skal installeres passiv kompensering.

²⁴ Energinet, Mvar-rapport 2018: <https://energinet.dk/-/media/1E7ECDFBB3004463B42D58BBEE49C5D8.pdf>

8. Behov under revisioner

Behovet beskrevet i denne vurdering beskriver kun behov under revisioner overordnet set, da rapporten afleveres før, at revisionsplanen er udarbejdet. Hvis der kommer yderligere behov på grund af revisionsplanen end beskrevet, vil Energinet kommunikere om dette hurtigst muligt.

Ifølge SOGL, artikel 97, udkommer et udkast af den årlige revisionsplan inden november. På baggrund af udkastet laves en foreløbig vurdering af, hvilke ekstra behov der vil være under revisionerne. Beregninger, som skal vurdere den dynamiske stabilitet i forbindelse med revisioner, er en kompleks og tidskrævende opgave. Energinet arbejder aktivt på at automatisere og forbedre beregningsmetoder til vurdering af behov for systembærende egenskaber udløst af dynamiske forhold.

Netreglen System Operation Guideline (SOGL) artikel 38 kræver, at der som minimum gennemføres en årlig vurdering af eltransmissionssystemets dynamiske stabilitet.

Netreglen Capacity allocation and congestion management (CACM GL) foreskriver, at kapacitetsberegninger skal ske under hensyn til operational security limits. De nordiske regulatorer fortolker dette som krav om dynamiske beregninger på alle relevante tidshorisonter, hvor termiske forhold ikke er begrænsende. De nordiske TSO'er har derfor udarbejdet et revideret forslag til koordineret kapacitetsberegning (CCM) for Norden, som p.t. behandles af de nordiske regulatorer. Arbejdet kræver tæt koordinering af metoder og kriterier, og projektet forventes først fuldt gennemført i løbet af 5-6 år. Delresultater fra dette arbejde bliver løbende indarbejdet i de nationale metoder for dynamiske beregninger.

8.1 Metodebeskrivelse for situationer med ikke intakt net

Ved væsentlige planlagte afbrydelser (fx samtidig udkobling af 400 kV-komponenter) gennemføres deterministiske og probabilistiske analyser af effektilstrækkeligheden. De deterministiske analyser benyttes til en screening for at undersøge, hvilke uger effektilstrækkeligheden kan blive udfordret. Derefter gennemføres detaljeret probabilistiske analyser med Better Investment Decision Modellen (BID)²⁵. Behovet for yderligere effekt sikres gennem et udbud.

Der gennemføres dynamiske analyser med henblik på at afdække, hvordan systemstabiliteten sikres mest omkostnings-effektivt for den givende årstid og netmangel. Væsentlige faktorer er elforbrug og vindproduktion samt tilgængelige netkomponenter. Ud over vurdering af behov for ekstra systembærende ydelser, anvendes resultatet til fastlæggelse af handelskapacitet samt løbende justering af eltransmissionsnettets beskyttelsesfunktioner.

Det er Energinets ambition at identificere og kommunikere behov for ekstra systembærende ydelser hurtigst muligt og sikre, at de skaffes på markedsmæssige vilkår; hvis muligt. Ved planlægning af revisioner tilstræbes at minimere de driftsmæssige afhængigheder, så aktører og Energinet sikres størst mulig fleksibilitet. De fleste udetider vil isoleret set ikke øge behovet for systemydelser, da eltransmissionssystemet planlægges efter at kunne undvære hver komponent. Ved kombinationer af udetider kan der dog i princippet opstå ekstra behov for alle systemydelser, der beskrives i Behovsvurdering for systemydelser 2020.

²⁵ Se beskrivelse i Redegørelse for elforsyningsikkerhed 2020

8.2 Særlige episoder i 2020

Den væsentligste afbrydelse i 2020 vil være udskiftning af det ene 400 kV-kabelsystem på Øresundsforbindelsen i maj-juni 2020. Dette påvirker effekttilstrækkeligheden i Østdanmark kombineret med spørgsmålet om, hvorvidt Kriegers Flak forsinkes yderligere.

Påvirkningen af effekttilstrækkeligheden i Østdanmark er mindre udfordrende end tidligere forventet, fordi de fleste usikkerheder er faldet til den gunstige side. Den forventede udetid til anlægsarbejdet er væsentlig kortere end tidligere forventet ud fra hidtidige erfaringer. 15 minutters elforbrugsafkobling i eldistributionsselskaberne er succesfuldt implementeret i de seneste år, hvilket gør, at eltransmissionssystemets aktiver kan udnyttes bedre, Kriegers Flak-forbindelsen til Tyskland forventes at være i drift, og der forventes mere tilgængelig kraftværkskapacitet end tidligere.

Derudover tegner 2020 til at blive et "standard" år i forhold til revisioner på HVDC-forbindelserne. Mens der vil ske en opgradering af 220 kV-forbindelserne til Tyskland til 400 kV, hvilket medfører en række afbrydelser i både Vestdanmark og hos TenneT. Derudover vil der være en række revisioner på vigtige 400 kV-stationer. Revisionerne forventes ikke at medføre et behov for yderligere indkøb af systemydelser.

9. Start fra dødt net og reserveforsyning af de danske øer

Trods en høj elforsyningssikkerhed i Danmark er der en lille risiko for at eltransmissionssystemet rammes af en komplet strømafbrydelse (blackout), hvor hele eltransmissionsnettet er spændingsløst. I denne situation kan normale produktionsanlæg ikke starte og retablere elforsyningen, da de først selv skal forsynes fra nettet. Der er derfor behov for anlæg med særlige egenskaber, som kan starte fra dødt elnet. Denne ydelse kaldes dødstartsydelsen.

9.1 Start fra dødt net (blackstart)

Energinet ønsker i dag at have to teknisk uafhængige dødstartsydelser i hver landsdel, som ikke er vekselstrømsforbindelser (AC) til udlandet. Vestdanmark har vekselstrømsforbindelser til Tyskland, og Østdanmark har vekselstrømsforbindelser til Sverige. Det antages, at såfremt Danmark har et blackout, vil store dele af udlandet også have blackout, hvorfor der ikke nødvendigvis kan hentes hjælp til genoprettelse af eltransmissionssystemet. Energinet ser ikke et stigende behov for dødstartsydelser; og forventer derfor at fastholde sin nuværende strategi.

I Vestdanmark har Energinet en gensidig aftale med Statnett om levering af én dødstartsydelse via Skagerrak 4-forbindelsen, som kan starte eltransmissionsnettet, hvis det norske eltransmissionsnet kan levere effekt. For tiden indkøbes derfor yderligere én dødstartsydelse mere i Vestdanmark. Sidstnævnte aftale udløber i ultimo 2021.

I Østdanmark indkøbes to uafhængige dødstartsydelser. De nuværende aftaler udløber ultimo 2020.

Med implementeringen af netreglen Emergency & Restoration (NC ER) stilles krav om mindst én *top-down* og én *bottom-up*-dødstartsydelse. Top-down dækker over både jævn- og vekselstrømsforbindelser til andre TSO-områder, mens bottom-up dækker over, at TSO'en starter nettet op uden hjælp fra andre TSO'er. Dette sker typisk ved, at et kraftværk starter elnettet. Energinet overholder således kravene i NC ER med sin nuværende tilgang.

Type	Krav
Spænding:	Minimum tilsluttet 150 kV i DK1 og 132 kV i DK2 ²⁶
Aktiv effekt:	Minimum 30MW samt kunne håndtere momentane spring på ± 10 MW. Skal kunne reguleres trinløst
Reaktiv effekt:	Kunne håndtere momentane spring på ± 100 Mvar
Egenforsyning:	Til drift i minimum 24 timer
Forsyning/brændsel:	Til minimum to opstarter og kørsel på maksimum last i 12 timer

Tabel 11 Blackstart-enheder kræves aktuelt som minimum have følgende egenskaber i nettilslutningspunktet.

9.2 Reserveforsyning af de danske øer

For at opretholde forsyningssikkerheden på Bornholm, Læsø, og Anholt, der hver kun er forbundet med det sammenhængende eltransmissionsnet via ét søkabel, har Energinet indgået reserveforsyningsaftaler med leverandører på hver af øerne.

Formålet er at sikre elforsyningen i situationer, hvor søkablerne er ude af drift, enten planlagt eller som følge af havari. Anlæggene skal derfor kunne forsyne øerne med el i hele den periode, hvor søkablet er ude af drift. Desuden skal anlæggene kunne starte op fra spændingsløst elnet, spændingssætte de lokale eltransmissionsnet og alle elforbrugere på øerne.

²⁶ Kan også tilsluttes direkte i en 150/60 kV eller 132/50/30/10 kV-station.

Ø	Leverandør	Periode	Mængde
Bornholm	Østkraft produktion A/S	1. januar 2017 – 31. december 2021	94 MW
Læsø	Nord Energi Teknik A/S	1. juli 2015 – 30. juni 2025	4 MW
Anholt	RF-Anholt APS	1. juli 2016 – 30. juni 2026	1 MW

Tabel 12 Oversigt over Energinets aftaler om ø-drift og start fra dødt net.

10. Nettilstrækkelighed

Nettilstrækkelighed beskrives i Redegørelse for elforsyningssikkerhed 2019. Det fremtidige behov for eltransmissionsnet, som skal sikre nettilstrækkeligheden, er dokumenteret i RUS-planen²⁷.

Der arbejdes på at udarbejde en mere tydelig opdeling imellem behov og løsning. Det betyder, at det skal være muligt at forstå behovet, uden at det nødvendigvis hænger sammen med en løsning/projekt. Det er specielt relevant på den korte bane for behovsvurderingen for systemydelser (1-3 år). I denne periode kan der være en større ændring i elforbrug eller elproduktion, som ikke er inkluderet i de gældende analyseforudsætninger, eller er kommet ind i analyseforudsætningerne med for kort tidshorisont. Der vil derfor opstå et midlertidigt behov, hvor det ikke er muligt at etablere anlæg.

Eksempler på situationer, hvor der er opstået behov, hvor det ikke er muligt at etablere anlæg:

- Store datacentre
- Vindmølleparker
- Solcelleparker.

10.1 Aftag af lokal produktion

Det er ikke altid muligt eller optimalt at udbygge eltransmissionsnettet rettidigt til håndtering af udbygningen af vedvarende energi, da det blandt andet kan medføre overinvesteringer. Derudover vil der være situationer, hvor det ikke er samfundsøkonomisk fordelagtigt at udbygge til den fulde VE-kapacitet grundet lav sandsynlighed for begrænsninger.

Der vurderes generelt set at være problemer i Vestjylland, Nordvestjylland, Sydsjælland og på Lolland. Der er foreløbigt kun udført beregninger for behov for nedregulering af produktion med det nuværende eltransmissionsnet på Lolland og Sydsjælland, vist som henholdsvis snit 1 og 2 er på Figur 11. Nedreguleringsbehovet er beregnet som den energimængde, der vil skulle nedreguleres i intakt net for at forberede systemet til at kunne håndtere den værste fejl i eltransmissionsnettet. Behovet vil derfor blive større under netmangler eller fejl.

²⁷ Se Energinets hjemmeside www.energinet.dk → Anlægsprojekter → Dialog og planlægning → Planlægning af eltransmissionsnettet → RUS-plan 2018.



Figur 11 De to undersøgte snit i forhold til nedregulering af produktion.

Nedreguleringsbehovet er beregnet i forhold til Analyseforudsætningerne 2018 (AF18), da AF19 endnu ikke var frigivet af Energistyrelsen, da analyserne blev udarbejdet. Der er også blevet set på to alternative forløb, hvor forløbet "Bedste bud" afspejler Elsystemansvars bedste bud på den forventede udvikling. "Potentiale" repræsenterer, at alle indmeldinger fra udviklere og eldistributionsselskaber bliver realiseret. Disse potentielle projekter omfatter især solcelleanlæg med en hurtig etableringstid.

Nedreguleringsbehovet syd for snit 1 fremgår af Tabel 13 og syd og for snit 2 af Tabel 14

Snit 1	2022	2025
	GWh	
AF18	44	200
"Bedste bud"	72	267
"Potentiale"	183	360

Tabel 13 Nedreguleringsbehov som følge af begrænsninger i snit 1.

Da VE-produktionskapaciteten fra Lolland, under forudsætning af at snit 1 ikke er begrænsende, skal transporteres via det sydsjællandske system, ophobes overskudsproduktionen over snit 2, Tabel 14.

Snit 2	2022	2025
	GWh	
AF18	9	72
"Bedste bud"	84	375
"Potentiale"	287	783

Tabel 14 Nedreguleringsbehov som følge af begrænsninger i snit 2 og under forudsætning af at snit 1 ikke er begrænsende.

11. Effekttilstrækkelighed

Energinet analyserer hvert år effekt-, nettilstrækkeligheden og robustheden som følge af den kommende revisionsplan. Revisionsplanen for 2020 er endnu ikke fastlagt, men Energinet har i samarbejde med Svenska Kraftnät planlagt udskiftning af det ene 400 kV-kabelsystem på Øresundsforbindelsen i maj-juni 2020. Samtidig er Kriegers Flak forsinket, hvilket kan påvirke effekttilstrækkeligheden negativt, hvis denne forsinkes yderligere.

Der ses i perioden en forhøjet risiko for effektmangel, men det anbefales ikke at igangsætte yderligere tiltag nu. Energinet har særlig fokus på udskiftningen og vil revurdere behovet for tiltag, hvis langvarige havarier eller lignende indtræffer på vigtige komponenter i Østdanmark.

Effekttilstrækkeligheden på længere sigt

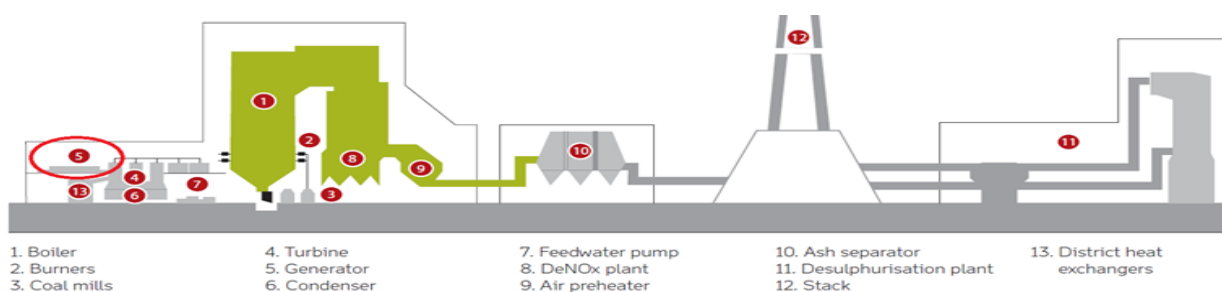
Analyser af effekttilstrækkeligheden i Redegørelse for elforsyningssikkerhed 2019 i Danmark frem mod 2030 viser fortsat, at Østdanmark har størst risiko for effektmangel.

12. Bidrag fra og anvendelse af udvalgte netkomponenter

På grund af særlig opmærksomhed på udvalgte eksisterende netkomponenter beskriver Energinet bidraget fra og anvendelsen af fx synkronkompensatorer, reaktorer og såkaldte Flexible AC Transmission Systems-anlæg (FACTS). Netkomponenterne udgør dynamiske og passive komponenter, der kan afgive eller absorbere reaktiv effekt og i nogle tilfælde begge afhængig af deres driftsområder.

12.1 Dynamiske netkomponenter (synkronkompensatorer)

En synkronkompensator består af samme generatortype, som anvendes på et centralt termisk kraftværk. Til forskel fra et kraftværk kan en synkronkompensator ikke levere aktiv effekt og dermed frekvensudsving, og inertien er mindre. Derudover har de samme elektriske egenskaber. En synkronkompensator har typisk en højere pålidelighed både generelt og ved fejl i eltransmissionsnettet. En synkronkompensator har hurtigere opstartstid end generatoren på et centralt kraftværk, fordi en synkronkompensator ikke er en del af kompleks integration i et helt kraftværk, jf. figur 12.



Figur 12 En synkronkompensator svarer overordnet set til "5. generator" på et stort termisk kraftværk.

Den historiske pålidelighed for centrale kraftværker og synkronkompensatorer i forbindelse med fejl på eltransmissionsnettet er vist i Tabel 15. Opgørelsen er lavet ud fra 400 kV-driftsforstyrrelser, da de giver de største spændingsdyk i eltransmissionsnettet, og dermed er de driftsforstyrrelser, hvor der er størst risiko for kaskadeeffekter og sidste ende blackout i et større område. Tilgængeligheden i forbindelse med fejl er vurderet, da det er i forbindelse med fejl, at der særligt er brug for systembærende egenskaber. Statistikken er baseret på alle 150 registrerede 400 kV-driftsforstyrrelser i perioden 2003-2018.

Årrække	Kraftværker	Synkronkompensator og SVC
2003-2018	96,0 %	99,3 %
2003-2014	96,2 %	99,0 %
2015-2018	93,5 %	100 %

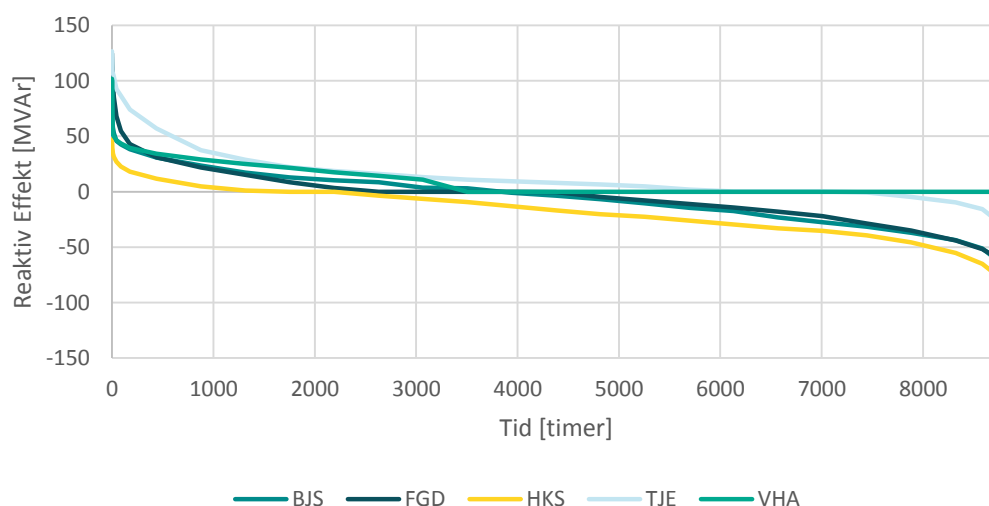
Tabel 15 Sandsynlighed for at anlæg bliver på eltransmissionsnettet ved 400 kV-driftsforstyrrelse.

Der er installeret sammenlagt 5 synkronkompensatorer, hvoraf 3 er placeret i Vestdanmark og 2 i Østdanmark. Tabel 16 viser driftstimerne for synkronkompensatorerne i perioden 1. januar 2018 til 1. januar 2019, samt synkronkompensatorernes driftsområde. De færre driftstimer for VHA-G1 skyldes større revisioner samt eftersyn. Det samme er gældende til mindre grad for TJE-G1.

Navn	Område	I drift (timer)	I drift (%)	Driftsområde (MVar)	Idriftsættelseår
BJS-G1	DK2	8613	98,3	-140 til 270	2013
FGD-G1	DK1	7704	87,9	-100 til 200	2014
HKS-G1	DK2	8293	94,7	-120 til 200	2014
TJE-G1	DK1	7165	81,8	-120 til 160	1976
VHA-G1	DK1	5961	68,0	-50 til 105	1964

Tabel 16 Driftstimer for synkronkompensatorerne og deres driftsområde i Vestdanmark (DK1) og Østdanmark (DK2).

Driftstimerne for synkronkompensatorerne viser kun, hvor mange timer de er tilsluttet nettet, men ikke hvordan de anvendes. Til dette bruges en varighedskurve, der illustrerer relationen mellem kapacitet og udnyttelsen af deres kapacitet. Figur 13 viser varighedskurver for hver synkronkompensator i perioden den 1. januar 2018 til den 1. januar 2019 fra 1 minuts værdier. Det kan ses, at mest af tiden drives synkronkompensatorer tæt på neutralt (+/- 30 Mvar) for at sikre maksimum reserve til dynamisk hændelser. Det vil sige, at synkronkompensatorer er brugt hovedsageligt til kontinuert spændingsregulering både i normal drift og under fejl.



Figur 13 Varighedskurver for synkronkompensatorerne i perioden 1. januar 2018 til 1. januar 2019.

12.2 Bidrag fra synkronkompensatorer

Synkronkompensatorer anvendes til hurtig regulering og stabilisering af spændingen. Endvidere bidrager en synkronkompensator med kortslutningseffekt og i nogen grad inert i forbindelse med driftsforstyrrelser i eltransmissionsnettet.

Navn	Område	Inertimoment (kgm^2)	Magnetiseringsstrøm (pu)
BJS-G1	DK2	9203	1,38
FGD-G1	DK1	9195	1,60
HKS-G1	DK2	9195	1,65
TJE-G1	DK1	7052	1,65
VHA-G1	DK1	2894	1,50

Tabel 17 Synkronkompensatorernes inertimoment samt magnetiseringsstrøm i Vestdanmark (DK1) og Østdanmark (DK2).

Synkronkompensatorens levering og optag af reaktiv effekt opnås ved regulering af enhedens magnetiseringsstrøm, hvormed der opnås en hurtig og trinløs spændingsregulering, hvilket er en vigtig systembærende egenskab i relation til den kontinuerte og dynamiske spændingsregulering.

12.3 Passive netkomponenter

Reaktorer og kondensatorer er passive netkomponenter, der bruges til steady state spændingsregulering i nettet, hvor reaktorer absorberer reaktiv effekt, mens kondensatorer afgiver. Der er to typer af disse komponenter; shunt og serie. Shunt-typen er forbundet fra linjen til jorden, mens serie-typen sidder i serie på linjen. I Tabel 18 og Tabel 19 er antallet af henholdsvis reaktorer og kondensatorer ultimo 2018 givet for Vestdanmark (DK1) og Østdanmark (DK2). I tabellen er også den samlede effekt for shunt-reaktorerne og kondensatorerne og den samlede resistans og reaktans for serie-reaktorerne og kondensatorerne.

DK1 reaktorer				
Type	Antal	Samlet effekt (MVar)	Samlet resistans (Ohm)	Samlet reaktans (Ohm)
Shunt	72	5.929	-	-
Serie	1	-	0	10
DK2 reaktorer				
Shunt	19	1.590	-	-
Serie	21	-	0,80	54,63

Tabel 18 Antal shunt- og serie-reaktorer i Vestdanmark (DK1) og Østdanmark (DK2).

DK1 kondensator				
Type	Antal	Samlet effekt (MVar)	Samlet resistans (Ohm)	Samlet reaktans (Ohm)
Shunt	16	317,6	-	-
Serie	0	-	0	0
DK2 kondensator				
Shunt	28	928,4	-	-
Serie	0	-	0	0

Tabel 19 Antal shunt- og serie-kondensatorer i Vestdanmark (DK1) og Østdanmark (DK2).

En anden passiv netkomponent er filtre, som bruges til at filtrere uønskede harmoniske i systemet. Filtre er en specifik type af kondensatorer – det vil sige, at de også afgiver reaktiv effekt. Filtre fungerer ved at udfiltrere harmoniske, således at de ikke formerer sig videre i systemet. Der findes flere forskellige typer af filtre alt efter, hvilke harmoniske der skal filtreres. I Tabel 20 er antallet af filtre ultimo 2018 i Vestdanmark og Østdanmark givet samt deres samlede effekt.

DK1 filtre		
Type	Antal	Samlet effekt (MVar)
Filter	19	1126
DK2 filtre		
Filter	7	634

Tabel 20 Antal filtre i Vestdanmark (DK1) og Østdanmark (DK2).

12.4 FACTS

FACTS eller Flexible AC Transmission Systems er en fællesbetegnelse for netkomponenter baseret på effektelektronik, som har dynamiske egenskaber. Static Var Compensators (SVC) og Static Synchronous Compensator (STATCOM) er eksempler på FACTS. Radsted SVC er aktuelt det eneste FACTS-anlæg på eltransmissionsniveau i Danmark.

Det skal dog bemærkes, at Voltage Source Converter(VSC)-forbindelserne Skagerrak 4 og COBRACable kan omkobles til STATCOM-drift, når jævnstrømskablet er ude af drift.

DK1 FACTS		
Type	Antal	Driftsområde [MVar]
SVC	0	-
STATCOM	2*	Skagerrak 4*: -85 til 85 COBRACable*: -84 til 230
DK2 FACTS		
SVC	1	-65 til 80
STATCOM	0	-

Tabel 21 Antal FACTS i Vestdanmark (DK1) og Østdanmark (DK2). * Gælder kun ved STATCOM-drift.

13. Status på markedsføring af systemydelser

Energinet har gennem en lang årrække allerede markedsført en række ydelser. På flere af disse ydelser arbejdes der nu for at skabe internationale markedsplatforme, som både øger udbud og efterspørgsel. Der er dog en række ydelser, som er komplicerede i deres egenskaber og behov, og her arbejdes der nationalt for at markedsføre disse ydelser. Tabel 22 viser en oversigt over status på markedsføring af systemydelser.

Ydelse	Status
Regulerkraft (mFRR-aktivering), herunder specialregulering	Markedsført
Manuelle reserver (mFRR-kapacitet)	Markedsført
Leveringsevnekontrakter for automatiske reserver	Markedsført
Automatiske reserver (aFRR-kapacitet)	Markedsført
Frekvensstyrede reserver (FCR, FCR-D og FCR-N)	Markedsført
Start fra dødt net (blackstart) i DK1 og DK2	Markedsført
Reserveforsyning af Bornholm, Læsø og Anholt	Markedsført
Behov for ekstra systembærende egenskaber i forbindelse med revisioner og ikke intakt net	Markedsført
Ydelser til sikring af elforsyningssikkerheden i situationer med effekttilstrækkelighed	Markedsført
Spændingsstabilitet: Mvar-kompensering og spændingsregulering	Pilotprojekt på Lolland og arbejdsgruppe for videre arbejde
Ydelser til at afhjælpe flaskehalse i situationer med manglende nettilstrækkelighed	Pilotprojekt for lokal fleksibilitet med henblik på markedsføring
Frekvensstabilitet (DK2: Fast Frequency Reserves midt 2020)	Internationalt projekt igangsat

Tabel 22 Oversigt over markedsføring af systemydelser.

13.1 Aktuel status på pilotprojekter for markedsføring af systemydelser

I forlængelse af beskrivelsen af Energinets status for markedsføring af systemydelser har Energinet igangsat to pilotprojekter på Lolland med henblik på at markedsføre behov for systemydelser.

Det ene pilotprojekt har til formål at identificere og markedsføre behovet for spændingsregulering og reaktive effekt kompensering i normaldrift, mens det andet pilotprojekt har til formål at markedsføre håndtering af flaskehalse i el-transmissionsnettet.

13.2 Pilotprojekt – Spændingsregulering på Lolland

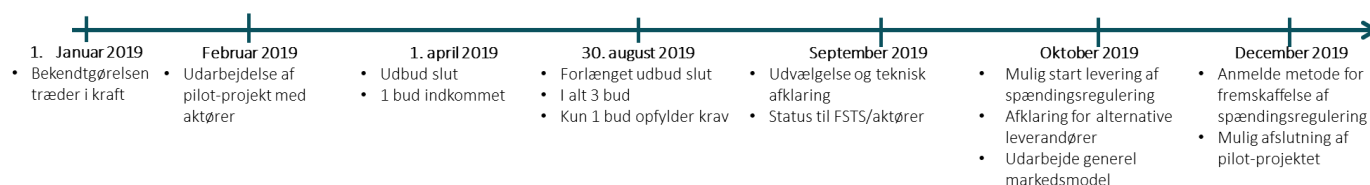
Pilotprojektet har til formål at afdække mulighederne for at give markedsbaseret adgang til flere teknologier som leverandør af spændingsregulering og reaktive effekt kompensering både med henblik på spændingsregulering i normal drift, men også i forbindelse med spændingsgenopretning og systemstabilitet i forbindelse med fejl. De relevante teknologier omfatter moderne jævnstrømsforbindelser (VSC HVDC), nyere vindmøller, STATCOM-anlæg, SVC-anlæg, solceller og synkronmaskiner (blandt andet centrale kraftværker).

Energinet annoncerede i marts 2019 udbudsrunde for kontinuert spændingsregulering på Lolland. Udbudsrunden løb til og med den 1. april 2019. Der indløb blot et bud i budperioden. Dette bud ville potentielt kunne levere 10 Mvar. Det

udbudte behov var på 40 Mvar. Derfor valgte Energinet at forlænge budperioden til og med den 30. august 2019. I den forlængede budperiode kom der et bud, hvilket kunne dække behovet. Energinet forhandlede en cost plus pris for leverancen, da der kun kom et gældende bud.

Emne	Beskrivelse
Produkt	Kontinuert spændingsregulering i Radsted eller elektrisk i nærheden. Set-punktet skal som udgangspunkt være 132 kV, men ændres efter anmodning fra kontrolcenteret.
Regulering, kontinuert	Skal have reaktiv effekt reguleringsegenskaber fra 0 til -40 Mvar ved en spænding over 0,85 pu. Ved 130 kV skal anlægget være 0 Mvar, og ved 137 kV skal det være -40 Mvar. Metode for aktivering skal aftales.
Regulering spændingsgenopretning	Ikke relevant for pilot (skal uddybes, når baggrunden for teknologineutrale krav er analyseret).
Tolerancer for spændingsdyk	Skal levere inden for enhedens krav til tolerance over for spændingsdyk, som de er tilsluttet under.
Reguleringshastighed/ prioritering/droop/koordinering	SVC-anlægget skal køres neutralt. Kontraheres der med energibetaling, skal reguleringen være kontinuert i maksimalt 1 Mvar trin og kun ned til 137 kV. Kontraheres der med rådighedsbetaling alene, må reguleringen være i større trin. Hvis spændingen kommer under 130 kV, skal det reaktive effektforbrug afkobles momentant (mindre end 100 ms).
Periode	Behovet opstår primært, når eltransmissionslinjerne er lavt belastet.
Tilgængelighed	Skal være tilgængelig, når spændingen er høj, hvilket estimeres til at være omkring 3.000 timer pr. år. Planlagt udetid skal aftales med Energinet. Rammer aftales i forbindelse med prisforhandling.
Andet	Spændingsregulering skal kunne leveres i leveringspunktet, uden at det har negative konsekvenser for indfødningspunktet/tilslutningspunktet eller andre områder.

Tabel 23 Teknologineutral produktdefinition til pilotprojekt for spændingsregulering (værdierne i tabellen er projektspecifikke).



Figur 14 Tidsplan for pilotprojekt vedrørende spændingsregulering på Lolland.

For yderligere beskrivelse af pilotprojektet henvises til Energinets hjemmeside²⁸.

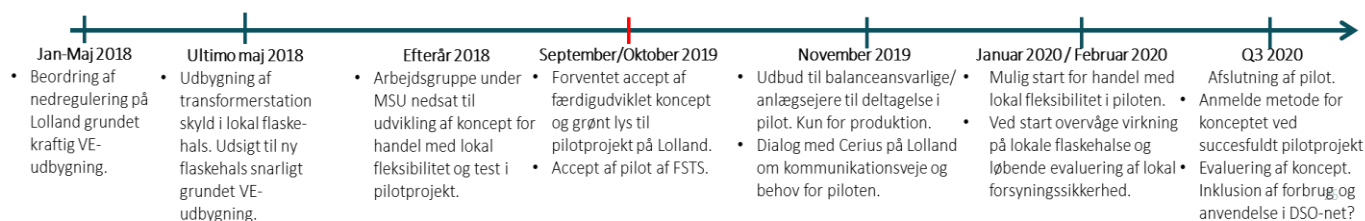
²⁸ Se Energinets hjemmeside www.energinet.dk → El → Systemydelse → Projekter og samarbejde → Markedsgørelse og behovsvurdering.

13.3 Pilotprojekt – Handel med lokal fleksibilitet på Lolland

Pilotprojektet om markedsbaseret handel med lokal fleksibilitet vil teste et koncept for geografiske regulerkraftbud til håndtering af flaskehalse i eltransmissionsnettet. Formålet med projektet er på kort sigt at opnå en forbedret samfundsøkonomisk drift og på lang sigt en forbedret samfundsøkonomisk udvikling af eltransmissions- og eldistributionssystemerne ved også at anvende markedsbaserede bud i lokale markeder, frem for kun at udbygge infrastruktur eller anvende beordringer til nedregulering. Projektet skal skabe konkurrence og prissignaler for lokal fleksibilitet.

Energinet vil, inden piloten kommer i offentligt udbud, undersøge antallet af forventede regulerbare anlæg og styringsmuligheder heraf, samt indgå en dialog med det underliggende eldistributionsselskab. Herefter vil alle aktive balanceansvarlige aktører i området tilbydes at deltage i pilotprojektet igennem udbuddet for pilotprojektet, hvor man vil fastsætte en testperiode for konceptet. Denne proces vil blive kommunikeret ud i relevante fora ved nærmere fastsættelse af tid for pilotprojektet.

Udbuddet vil blive afgrænset til at dække et område under station *Vestlolland, Radsted og Rødby* på Lolland i Østdanmark. Udbuddet vil være afgrænset til at forløbe i en periode, som endnu ikke er fast besluttet på ca. 6 måneder fra ultimo Q1 2020.



Figur 15 Tidsplan for pilotprojekt vedrørende handel med lokal fleksibilitet på Lolland.

14. Europæisk perspektivering

Efter Energinets kendskab er der ikke andre TSO'er, som laver en samlet behovsvurdering for systemydelser, der er sammenlignelig med denne Behovsvurdering for systemydelser. Energinet har derfor fokus på, hvordan en række sammenlignelige TSO'er fremskaffer en række ydelser. Energinet har udarbejdet oversigten for at vise og få inspiration til, hvordan andre fremskaffer ydelser, som Energinets også arbejder på at markedsføre. Overblikket er alene et udtryk for, hvordan Energinet tolker det tilgængelige materiale. Energinet vil i det videre arbejde indgå dialog med udvalgte TSO'er for at få et bedre indblik i baggrunden og rammerne for de enkelte metoder til fremskaffelse.

14.1 Spænding regulering og reaktiv effekt kompensering

Tabel 24 giver en oversigt over, hvordan nabo-TSO'er og TSO'er med en meget stor andel af VE fremskaffer spændingsregulering og reaktiv effekt kompensering fra anlæg tilsluttet eltransmissionsnettet. Tabellen baserer sig på offentligt tilgængeligt udbudsmateriale og/eller tilslutningsbetingelser samt ENTSOE survey fra 2019. Tabellen er alene et udtryk for Energinets fortolkning af det offentlige materiale.

Fælles for de analyserede TSO'er i tabellen er, at de kræver enten spændingsregulering eller reaktiv effekt kompensering fra større produktionsenheder tilsluttet i eltransmissionsnettet, hvis de leverer aktiv effekt. Flere af TSO'erne giver kompensation, men omfanget varierer fra betaling ved ekstraordinær udnyttelse af anlæg som i Finland til betaling for den reaktive effekt udvekslet med eltransmissionsnettet som i Storbritannien og Irland. Flere TSO'er yder ingen kompensation, fx Sverige, Spanien og Italien.

Kun Storbritannien, Irland og Holland anvender udbud til sikring af yderligere spændingsregulering eller reaktiv kompensering, end det der er krævet i tilslutningsbetingelserne.

De fleste TSO'er ønsker at holde den statiske udveksling af reaktiv effekt for produktionsanlæg omkring 0 Mvar, medmindre der er ekstraordinære behov, fx ved revisioner på egne anlæg.

Irland skiller sig ud ved at have et ekstra specialiseret spændingsreguleringsprodukt (DRR). Dette er defineret på grund af det lille irske synkronområde, som er meget følsomt overfor netfejl. Dette produkt kan simplificeret beskrives som en udvidet "low voltage ride through" respons og skal sikre hurtig genopbygning af spændingen.

I de fleste tilfælde er ydelsesdefinitionen teknologineutralt, men begrænset til leverandører tilsluttet eltransmissionsnettet.

Energinet vil undersøge, hvordan spændingsregulering og reaktiv effekt kompensering fremadrettet kan fremskaffes. Dette er beskrevet i afsnit 15.1. Energinet vil hente inspiration fra udlandet og påbegynde dialog med aktører.

Land	Produkt	Fremskaffelse	Afregning	Bidrager	Bemærkning
Sverige	Spændingsregulering	Obligatorisk	Ingen	Alle producenter som leverer aktiv effekt	Som udgangspunkt skal anlæg drives omkring 0 Mvar men TSO kan i ekstraordinære situationer beordre anlæg til at levere mere kompensering
Norge	Spændingsregulering	Obligatorisk	Kapacitetsbetaling + Variabel (pr. Mvarh)	Alle producenter som leverer aktiv effekt	Kun betaling for Mvar leveret udover definerede grænser
Finland	Spændingsregulering	Obligatorisk	Kapacitetsbetaling + Variabel (pr. Mvarh)	Alle producenter som leverer aktiv effekt	Kun betaling for Mvar leveret udover definerede grænser
Tyskland (50Hz)	Spændingsregulering	Obligatorisk	Variabel (pr. Mvarh)	Alle producenter som leverer aktiv effekt, og kan levere spændingsregulering	Kun betaling for MVar leveret fra termiske anlæg, MVar fra VE anlæg er uden betaling
Holland (TenneT)	Spændingsregulering	Obligatorisk	Ingen	Alle producenter >5 MW som leverer aktiv effekt	Reaktiv effekt overførsel reduceres til 0 MVar inden 15 min.
Holland (TenneT)	Reaktiv effekt kompensering	Udbud hvert år efter behov	Kapacitetsbetaling	Anlæg tilsluttet el-transmissionsnettet	Responstid på reference ændringer op til 15 min.
Irland	Dynamic Reactive Response (DRR)	Udbud hver 5. år	Kapacitetsbetaling	Anlæg tilsluttet el-transmissionsnettet	Skarpt defineret reaktive strøm respons på spændingsdyk
Irland	Steady state reactive power (SSRP)	Udbud hver 5. år	Kapacitetsbetaling	Anlæg tilsluttet el-transmissionsnettet	
Italien	Spændingsregulering	Obligatorisk	Ingen	Alle producenter >10 MVA eller tilsluttet eltransmissionsnettet	
Spanien	Spændingsregulering	Obligatorisk	Ingen	Alle producenter i eltransmissionsnettet >30 MW som leverer aktiv effekt	
Storbritannien	Obligatory reactive power service (ORPS)	Obligatorisk	Variabel (pr. Mvarh)	Alle store producenter >50MW, tilsluttet eltransmissionsnet	Producenter leverer kontinuert spændingsregulering og skal levere reaktiv effekt efter reference fra NG ESO
Storbritannien	Enhanced reactive power service	Udbud hver 6. måned	Kapacitetsbetaling + Variabel (pr. Mvarh)	Anlæg tilsluttet el-transmissionsnettet	For anlæg som kan levere ydelser udover ORPS krav, blandt andet ingen afhængighed til aktiv effekt leverance

Tabel 24 Oversigt over fremskaffelse af spændingsregulering og reaktiv effekt.

14.2 Fast frequency response

Fast frequency response er reserver med meget hurtig aktiveringstid. Typisk er fast frequency response relevant for synkronområder med forholdsvis lav inertie og anvendes til at begrænse frekvensafvigelse under fejl ved at levere "power boost" i eltransmissionssystemet, fx ved produktionsudfald. Grundlæggende principper for dette produkt er ens på tværs af lande, hvor det er introduceret, mens selve dimensioneringen af mængden og aktiveringstider er afhængige af egenskaber for det relevante synkronområde.

Energinet deltager i et nordisk projekt, afsnit 6.2.1, hvor også de øvrige internationale erfaringer inddrages.

Land eller synkronområde	Produkt	Fremskaffelse	Periodicitet	Bidrag
Storbritannien²⁹	Enhanced frequency response (EFR) købes ikke længere Fast acting frequency response produkt er under udvikling	Udbud, Kapacitetsbetaling	Variende udbudsperiode	Efter gældende udbudsbetingelser
Ireland³⁰	Fast frequency response	Udbud	Min 5 år kontrakter	Efter gældende udbudsbetingelser
Kontinental Europa	Ingen			
Norden	Fast frequency reserve under udvikling som beskrevet i afsnit 6.2.1			

Tabel 25 Oversigt over fremskaffelse af Fast frequency response.

14.3 Lokal fleksibilitet med geografisk tags

Der findes flere muligheder for at løse flaskehalse i eltransmissionsnettet, men undersøgelser viser, at der ikke findes et produkt i Europa, som kan købes på kontinuerlige markeder for at håndtere det. I Danmark er flaskehalse typisk ikke langvarige, da de skyldes VE-produktion. Det vil sige, at der kan være nogle timer i træk, hvor der blæser meget og er samtidig sol, men så forsvinder denne overbelastning efter få timer. Det vil sige, at Energinet vil gerne købe op-/nedregulering de få timer og de få steder, hvor der er behov. Derfor arbejder Energinet på at introducere et koncept, som kan implementeres med mindre justeringer i eksisterende markeder, så produktet kan købes kontinuert efter behov.

Land	Produkt	Fremskaffelse	Periodicitet	Bidrag
Storbritannien³¹	Transmission constraint management	Hvor det er muligt udbud, ellers bilaterale kontrakter	Afhængig af flaskehalse type	Efter gældende udbudsbetingelser
TenneT (Tyskland)	Reserve Power for Other Purposes	Bilaterale kontrakter	Varierende	Efter gældende udbudsbetingelser

Tabel 26 Oversigt over fremskaffelse af lokal fleksibilitet.

²⁹ <https://www.nationalgrideso.com/balancing-services/frequency-response-services/enhanced-frequency-response-efr>

³⁰ SEM-13-098 D53 System services Technical Definitions Decision Paper

³¹ <https://www.nationalgrideso.com/balancing-services/system-security-services/transmission-constraint-management?technical-requirements>

15. Det videre arbejde

Dette afsnit beskriver, hvad Energinet forventer at gøre fremadrettet i forhold til behovsvurdering for systemydelser og markedsføring af systemydelser (Tabel 22). Energinet forventer at gøre følgende:

- Beskriver behov for systemydelser, som i dette dokument
- Fortsætter eksisterende markedsbaseret indkøb af systemydelser
- Fortsætter international markedsudvikling af eksisterende reservemarkeder
- Fortsætter arbejdet med Fast Frequency Reserve i Norden
- Gennemfører pilotprojekter for spændingsregulering og lokal fleksibilitet
- Indkalder til arbejdsgruppe for videre arbejde med spændingsregulering på baggrund af erfaringer fra pilotprojekt for spændingsregulering på Lolland og erfaringer fra andre lande. Energinets indledende overvejelser er beskrevet i næste afsnit.

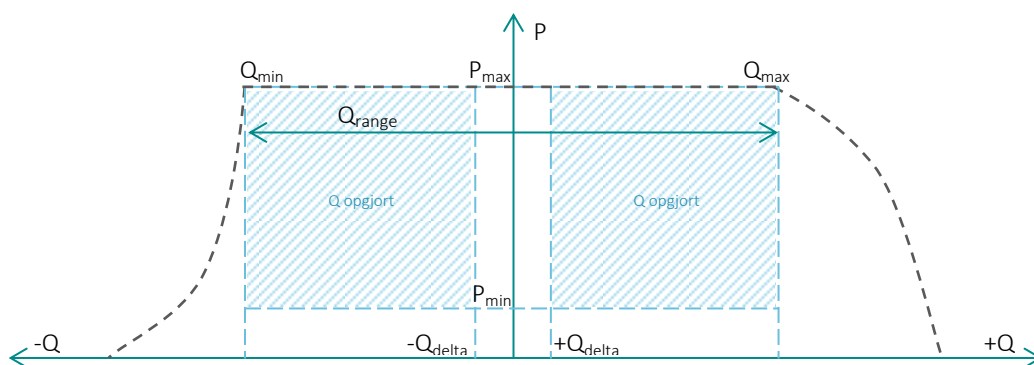
15.1 Kontinuert spændingsregulering og reaktiv effekt kompensering i normaldrift

Energinets erfaringer fra pilotprojekt for spændingsregulering på Lolland viser, at modellen fra pilotprojektet ikke uden videre er velegnet til at blive implementeret landsdækkende. Udfordringerne var særligt at definere et godt kontraktuelt setup, og at der ikke var tilstrækkelige frivillige bud.

I forhold til kontinuert spændingsregulering i normal drift og reaktiv effekt kompensering forventer Energinet at arbejde hen imod obligatoriske krav til levering af spændingsregulering fra alle producenter tilsluttet eltransmissionsnettet, og herudover definere en fastpris-model i stedet for en budbaseret model for levering af reaktiv effekt.

Energinets overvejelser går på afregning, hvis et anlæg bliver brugt til reaktiv effekt kompensering. Da der er umuligt at drive et anlæg på præcis 0 Mvar, kan der etableres en korridor, indenfor hvilken producenter ikke får betaling i forhold til leverance af reaktiv effekt (Mvar). En betaling bør dække både generering og absorbering af reaktiv effekt. Derfor kan en korridor have størrelsen $Q_{\text{delta}} = \pm 15\% P_{\text{inst}}$ (installeret effekt), dog maksimum ± 15 Mvar. Dette er inden for rammer af Mvar-ordningen³².

Aktiv effekt bør prioriteres foran reaktiv effekt. Det vil sige, at der bør ikke laves plads til reaktiv effekt på bekostning af aktiv effekt. Betaling for reaktiv effekt bør opgøres for reaktiv effekt leveret inden Q_{range} , som er reaktiv effekt leveret på tværs fuld aktiv effektproduktion (det vil sige fra minimum til maksimal produktion).



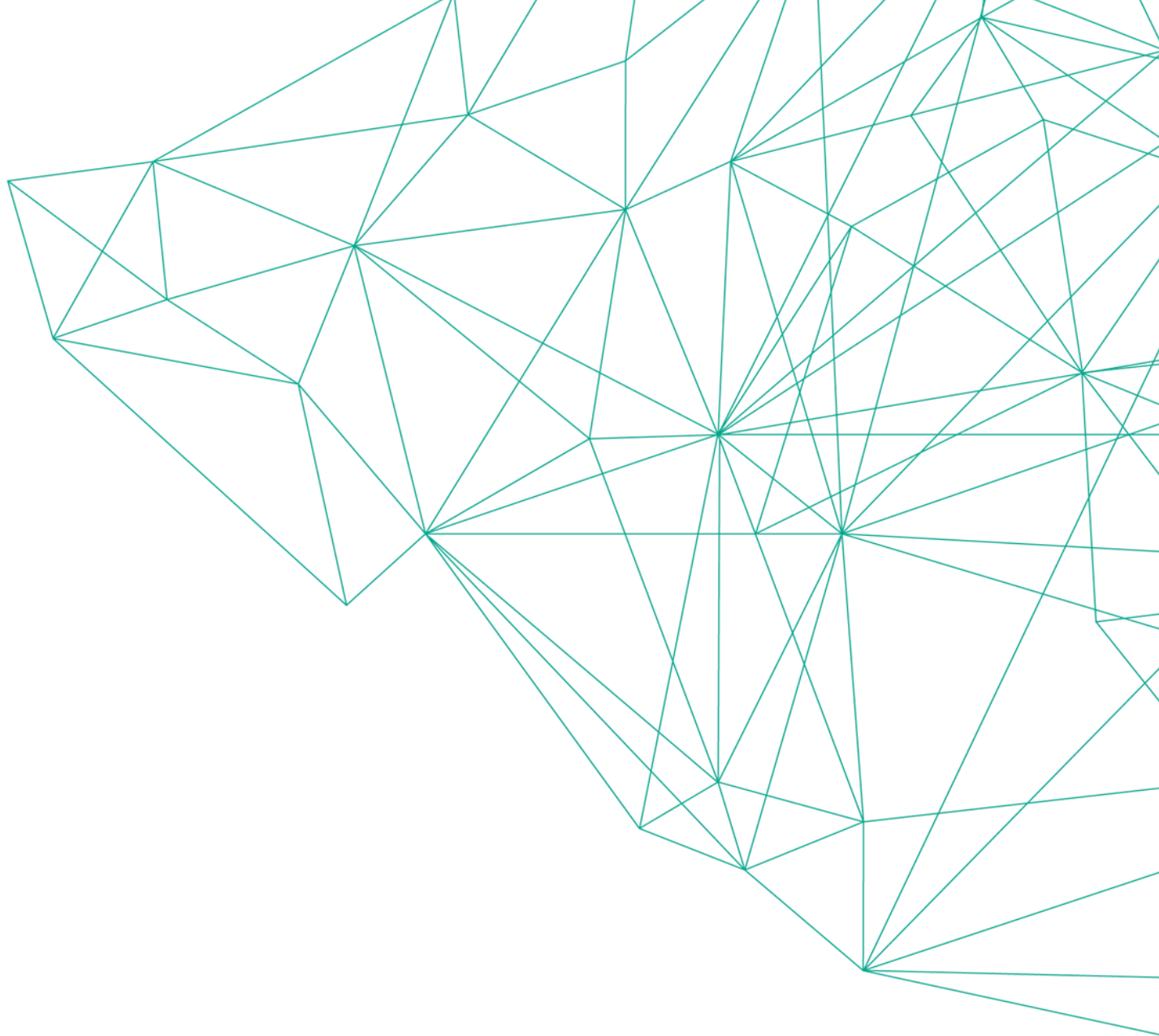
Figur 16 Forklaring af reaktiv effekt opgørelse.

³² <https://energinet.dk/El/Nyheder-om-elsektorens-rammer-og-regler/2019/02/01/TF-2-1-3-anmeldt>

Energinet vil igangsætte projektet i 2020 med involvering af aktører, hvor de præcise rammer og implementering skal diskuteres. Herunder afregningsprincipper og tekniske krav til kommunikation og signaludveksling mellem Energinet og producenten. Her vil de internationale erfaringer også blive inddraget.

16. Referencer til Europæisk perspektivering

- ENTSOE: <https://www.entsoe.eu/publications/market-reports/#2018-survey-ancillary>
- Statnett: <https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/systemansvaret/praktisering-av-systemansvaret/systemtjenester/>
- Svenska Kraftnät: <https://www.svk.se/aktorsportalen/elmarknad/anslut-till-stamnatet/>
- EIRgrid: <http://www.eirgridgroup.com/how-the-grid-works/ds3-programme/>
- National Grid ESO: <https://www.nationalgrideso.com/balancing-services/reactive-power-services>
- Fingrid: <https://www.fingrid.fi/en/services/power-transmission/#reactive-power->
- Tennet NL: <https://www.tennet.eu/electricity-market/ancillary-services/>
- RED electrica: <https://www.ree.es/en/datos/publications/annual-system-report/ancillary-services-preliminary-report-2018>



ENERGINET

Energinet
Tonne Kjærsvej 65
DK-7000 Fredericia

+45 70 10 22 44
info@energinet.dk
CVR-nr. 28 98 06 71

KOLOFON

Forfatter: EDM/CPL
Dato: 14. oktober 2019