



NOTAT

BEHOVSVURDERING FOR SYSTEMYDELSER 2019

Indhold

1. Indledning.....	3
1.1 Struktur.....	3
2. Principper	4
3. Pilotprojekter skal sikre robuste markedsbaserede løsninger	4
4. Behov for systemydelser	4
5. Aktuelle pilotprojekter for markedsføring af systemydelser	6
5.1 Pilotprojekt – Spændingsregulering på Lolland	6
5.2 Pilotprojekt – Handel med lokal fleksibilitet på Lolland	7
6. Status for markedsføring af behov for systemydelser	7
6.1 Aktuelle oversigt over markedsføring af systemydelser	8
6.2 Vurdering af status på markedsføring	8
Bilag 1 – Detaljering af behovsvurdering for systemydelser	10
1. Forudsætninger, rammer og definitioner	10
1.1 Læsevejledning	12
2. Forsynings sikkerhed	12
2.1 Hvad er elforsynings sikkerhed?	12
3. Balanceringsreserver	14
3.1 Regulerkraftmarkedet.....	14
3.2 mFRR – Manual Frequency Restoration Reserve.....	15
3.3 aFRR – Automatic Frequency Restoration Reserve i DK1	16
3.4 aFRR – Automatic Frequency Restoration Reserve i DK2	17
3.5 FCR – Frequency Containment Reserves	17
4. Frekvensstabilitet	18
4.1 Inerti	20
5. Spændingsstabilitet og sikring af spændingen	21

5.1	Spændingsregulering og reaktiv kompensering under normaldrift.....	21	
5.1.1	Passiv reaktiv kompensering	22	
5.1.2	Krav.....	23	
5.1.3	Dynamiske spændingsregulerende egenskaber til normaldrift	24	
5.2	Kortslutningsniveau	25	
5.2.1	Behov – Minimum	25	
5.2.2	Behov – Maksimum	27	
5.2.3	Kortslutningsbidrag	27	
5.2.4	Opgørelse af kortslutningsbehovet	28	
5.3	Dynamisk spændingsregulering.....	28	
5.4	Produktdefinition - Spændingsregulering.....	29	
6.	Behov under revisioner	30	
6.1	Beskrivelse af metode for identificering af behov i situationer med ikkeintakt net		31
7.	Start fra dødt net (blackstart)	31	
8.	Nettilstrækkelighed	32	
8.1	Aftag af lokal produktion	32	
9.	Bilag 2	34	
9.1	Nødvendigt kortslutningsniveau.....	34	

1. Indledning

Elsystemansvar har som systemoperatør brug for en række ydelser til at opretholde frekvensen, balancen og spændingen i elsystemet og dermed elforsyningsikkerheden – disse ydelser kaldes samlet set for *systemydelser*. Ydelserne er nødvendige for at sikre en stabil og sikker drift af elsystemet.

En lang række systemydelser skaffes i dag gennem velfungerende markeder eller igennem løbende markedsudbud. Elsystemansvar arbejder for, at flere behov for systemydelser skal markedsføres via markeder eller udbud, i takt med at eksisterende eller nye behov for systemydelser kan beskrives og omsættes til produkter, der kan købes på markedsbaserede vilkår.

Formålet med denne behovsvurdering for systemydelser er at beskrive eksisterende behov for systemydelser i elsystemet, specificere og dokumentere nye konkrete behov og beskrive, hvorledes Elsystemansvar arbejder med at markedsføre disse, som systemydelser.

Elsystemansvar anvender typisk pilotprojekter, når nye typer af systemydelser skal markedsføres. Det er eksempelvis tilfældet med spændingsregulering, som Elsystemansvar hidtil ikke har købt som et systemydelingsprodukt. Tilgangen med pilotprojekter er valgt, da de giver erfaring med de tekniske og markedsmæssige konsekvenser af et markedsbaseret indkøb af en systemydelse, inden en fuldskalaløsning udrulles. Pilotprojekter giver ligeledes mulighed for på struktureret vis at indhente aktørsyn på nye markeds løsninger.

Denne behovsvurdering for systemydelser giver også en status på, hvor langt Elsystemansvar er med markedsførelsen af forskellige typer af systemydelser, da der er en direkte kobling mellem behovsvurdering for systemydelser og indkøb af systemydelser til at dække behovene. Ved at sammentænke behovsvurdering for systemydelser og status for markedsførelsen af de forskellige ydelser ønsker Elsystemansvar at skabe størst mulig forudsigelighed og transparens omkring udviklingen i de danske systemydelingsmarkeder.

1.1 Struktur

Dette notat beskriver Elsystemansvars behov for systemydelser og giver derudover en status for markedsførelsen af disse ydelser.

Behovsidentifikation og den efterfølgende markedsførelse af systemydelserne er baseret på en række principper, som beskrives i afsnit 2.

Afsnit 3 beskriver Energinets tilgang med anvendelsen af pilotprojekter som værktøj til at sikre robuste markeds løsninger.

Afsnit 4 beskriver de konkrete behov for systemydelser, som ønskes markedsført. Derudover gives en kort beskrivelse af behov for systemydelser, der ikke markedsføres på nuværende tidspunkt.

Herefter i afsnit 5 følger en status på to igangværende pilotprojekter til test og udvikling af løsning for markedsbaseret indkøb af systemydelser inden for spændingsregulering og nettilstrækkelighed.

Slutteligt gives i afsnit 6 et overblik og en status over markedsførelsen af systemydelser afledt af de identificerede behov, hvorefter den fremtidige proces for arbejdet med behovsvurdering for systemydelser og markedsførelse beskrives.

Den uddybende behovsvurdering for systemydelser fremgår i notatets bilag 1, der indeholder baggrundsdokumentation og uddybende forklaringer af de enkelte emner vedrørende elsystemets behov for systemydelser.

2. Principper

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 elsystemets behov for systemydelser. Principperne er:

- Udgangspunktet er behov til grundlag for efterfølgende markedsføring i form af systemydelser, som elsystemet ikke selv tilvejebringer på et givet tidspunkt, og som vurderes nødvendige for at opretholde den ønskede forsyningsikkerhed. Se uddybning i bilag 1, afsnit 1.
- Behovet defineres, så det kan dækkes gennem en teknologineutral produktdefinition og efterfølgende ydelse, som sikrer den ønskede kvalitet. Produktdefinitionen er grundlaget for fremskaffelsen af systemydelserne, markedsføring og konkurrenceudsættelse.
- Europa-Kommissionens statsstøtteregler skal overholdes ved fremskaffelse af systemydelser. Det gælder ved såvel behov for systemydelser, der er dækket igennem tilslutningsbetingelser eller andre aftaler og markedsbaserede udbud.

Elsystemansvar prioriterer indsatsen, således at der er primært fokus på at analysere og modne de behov for systemydelser, hvor der er størst potentiale for at fremskaffe dem gennem nye markeder.

3. Pilotprojekter skal sikre robuste markedsbaserede løsninger

For at opnå hurtig læringsfeedback og en agil udvikling mellem Energinet og interessenter fokuseres der på at bruge pilotprojekter som grundlag for at udvikle produktbeskrivelser og fremskaffelsesmetoder for størstedelen af de behov for systemydelser, som vil være relevante på kort og mellemlangt sigt.

Pilotprojekter anvendes dermed som arbejdsmetode for at skabe holdbare produkt- og markedsdesigns. Igennem pilotprojekter er der mulighed for at teste nye løsninger, inden behovet endeligt markedsføres.

I pilotprojekterne vil der være en stærk kobling imellem behovs- og markedsudviklingen for at sikre sammenhæng mellem den tekniske kvalitet og potentialet for konkurrence. Det vil ikke være hensigtsmæssigt at udbyde en række behov for systemydelser, hvor der er risiko for, at markedsmodellen ikke fører til konkurrence, ikke kan accepteres af Forsyningstilsynet, eller hvor kvaliteten af det tekniske produkt ikke kan accepteres.

4. Behov for systemydelser

Energinet skal hvert år udgive en vurdering af elsystemets behov for systemydelser. I dette afsnit oplystes behov for systemydelser. Den uddybende vurdering af behovet for systemydelser og ratioerne bag findes i bilag 1.

Ydelse	Behov
Regulerkraft (mFRR-aktivering) (Bilag 1, afsnit 3)	Behovet for regulerkraft afhænger af balancen mellem forbrug og produktion.
Manuelle reserver (mFRR-kapacitet) (Bilag 1, afsnit 3)	Behov på 582 MW i DK1 i 2019. Behov på 623 MW i DK2 i 2019.
Leveringsevnekontrakter for automatiske reserver (Bilag 1, afsnit 3)	Behov på 90 MW i DK1 i 2019.
Automatiske reserver (aFRR-kapacitet) (Bilag 1, afsnit 3)	Behov på 90 MW i DK1 i 2019. Behov på 12 MW i DK2 i 2020 stigende til 20 MW i 2020.
Frekvensstyrede reserver (FCR, FCR-D og FCR-N) (Bilag 1, afsnit 3)	Behov på 20 MW FCR i DK1 i 2019. Behov på 176 MW FCR-D i DK2 i 2019. Med en ny metode til fordelingsnøgle vil behovet for FCR-D i DK2 fra 2020 være +/- 50 MW. Behov på 22 MW FCR-N i DK2 i 2019.
Start fra dødt net (Bilag 1, afsnit 7)	Energinet ønsker at have to teknisk uafhængige dødstartsydelser i hver landsdel, som ikke er vekselstrømsforbindelser (AC) til udlandet. Skagerrak 4-forbindelsen leverer én dødstartsydelse i DK1, og der indkøbes én dødstartsydelse i DK1 efter udbud. I DK2 indkøbes to uafhængige dødstartsydelser efter udbud.
Behov for ekstra systembærende kapacitet i forbindelse med revisioner (Bilag 1, afsnit 6)	Behov opgøres løbende og markedsføres ved løbende udbud.
Spændingsstabilitet og sikring af spændingen (Bilag 1, afsnit 5)	Behov for øget spændingsregulering på Lolland. Pilotprojekt for spændingsregulering i normaldrift igangsættes med fokus på at skabe grundlag for at udbyde teknologineutrale behov. Spændingsgenopretning i forbindelse med fejl ligger i pipeline, hvor erfaringer fra pilotprojekt vedrørende spændingsregulering i normaldrift skal anvendes i kombination med ny teknologineutral analysemetode.
Nettilstrækkelighed (Bilag 1, afsnit 8)	Lokale behov på Lolland og i Nordvestjylland. Pilotprojekt for handel med lokal fleksibilitet vil teste anvendelse af geografiske regulerkraftbud til håndtering af flaskehalse i transmissionsnettet.
Frekvensstabilitet, herunder inert (Bilag 1, afsnit 4)	Dækker over inert i eller alternativ hertil. Ikke behov for yderligere inert i i DK1. I DK2 er der et behov, som søges løst i Inertia 2020-projektet, der er igangsat for at udvikle metoder til at skabe et marked for Fast Frequency Reserve, FFR. Det præcise behov for FFR samt en markedsmodel forventes tidligst at være klar 2021.
Kortslutningseffekt (Bilag 1, afsnit 5)	Tilvejebringes af elsystemet på nuværende tidspunkt, og udgør derfor ikke et behov til markedsføring.

Tabel 1 Oversigt over identificerede behov.

Ud over de allerede eksisterende systemydelsesmarkeder er der identificeret følgende behov for systemydelser, som aktuelt ønskes markedsgjort:

- Behov for spændingsregulering på Lolland (Bilag 1, afsnit 5.1.1).
- Behov for lokal fleksibilitet på Lolland vedrørende nedregulering af vedvarende energi (Bilag 1, afsnit 8.1).
- Behov for ekstra systembærende kapacitet i forbindelse med revisioner (Bilag 1, afsnit 6).

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

- At systemydelsen fremskaffes via internationale aftaler, hvilket er tilfældet med inertie eller alternativ hertil.
- At der ikke er et behov for systemydelser ud over dem, der allerede er til stede i elsystemet. Dette er en af årsagerne til, at kortslutningseffekt ikke markedsføres.
- At behovet for en given ydelse indirekte er opfyldt via alternative ydelser som eksempelvis spændingsregulering, der delvist kan opfylde behovet for kortslutningseffekt.

5. Aktuelle pilotprojekter for markedsføring af systemydelser

I forlængelse af ovenstående beskrivelse af Energinets behov for systemydelser har Elsystemansvar 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 i normaldrift, mens det andet pilotprojekt har til formål at markedsføre håndtering af flaskehalse i transmissionsnettet.

5.1 Pilotprojekt – Spændingsregulering på Lolland

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

Pilotprojektet er målrettet alle relevante enheder og anlæg, herunder også Eltransmissions egne anlæg.

For yderligere beskrivelse af pilotprojektet henvises til Energinets hjemmeside¹.

¹ Se Energinets hjemmeside www.energinet.dk → El → Systemydelser → Projekter og samarbejde → Markedsføring og behovsvurdering.



Figur 1 Tidsplan for pilotprojekt vedrørende spændingsregulering på Lolland.

5.2 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 transmissionsnettet. Formålet med projektet er at opnå en forbedret samfundsøkonomisk drift og udvikling af transmissions- og distributionsnettene 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.

Jf. tidsplanen skal pilotprojektet begynde i 2. halvår af 2019. Energinet vil, inden piloten kommer i offentligt udbud, undersøge antallet af forventede regulerbare anlæg og styringsmuligheder heraf, samt indgå en dialog med det underliggende netselskab. Herefter vil alle aktive balanceansvarlige aktører i området tilbydes at deltage i pilotprojektet, hvor man vil fastsætte en testperiode for konceptet. Denne proces vil blive kommunikeret ud i relevante fora ved nærmere fastsættelse af tid og sted for pilotprojektet.

Udbuddet vil blive afgrænset til at dække et område, højst sandsynligt under station *Vestlolland* og *Radsted* på Lolland i DK2, og potentielt et område ramt af samme udfordringer i Nordvestjylland i DK1. Udbuddet vil være afgrænset til at forløbe i en periode, som endnu ikke er fast besluttet på ca. seks måneder fra begyndelsen af 3. kvartal i Q3 2019. Proces og tidsplan er ikke endeligt udarbejdet.

6. Status for markedsføring af behov for systemydelser

Markedet for systemydelser skal være med til at levere den nødvendige forsyningsikkerhed, hvilket blandt andet sker igennem markedsføring af en række ydelser i elsystemet baseret på det definerede behov.

Med ønsket om markedsføring af systemydelser følger også et ønske om at undgå brugen af beordringer. Der kan dog opstå tilfælde, hvor Elsystemansvar vil være nødsaget til at foretage en beordring; eksempelvis i tilfælde af uforudsete hændelser, hvor der ikke er tid til at iværksætte udbud, eller hvor der ikke umiddelbart er en frivillig udbyder af en nødvendig ydelse til stede.

Historisk set har Elsystemansvar været nødsaget til at beordre et anlæg, hvis der ikke var konkurrence på markedet for den pågældende ydelse². Med den nye Elforsyningslov har Elsystemansvar mulighed for at gennemføre udbud og afregne efter reguleret pris i de tilfælde, hvor der ikke er konkurrence i udbuddet af en systemydelse. Det giver en øget mulighed for, at Elsystemansvar kan markedsføre nye typer af systemydelser.

² Elsystemansvar udarbejdede i 2018 en rapport om beordringer og statistik for brugen af beordringer i 2016 og 2017. Læs rapporten [her](#).

6.1 Aktuel oversigt over markedsføring af systemydelser

I det følgende afsnit gives en status på behov for en række systemydelser, der er markedsført, og som er i proces mod at blive markedsført, eller som på nuværende tidspunkt ikke er mulige eller vurderes relevante at markedsføre.

Ydelse ³	Status
Regulerkraft (mFRR-aktivering)	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	Markedsført
Behov for ekstra systembærende kapacitet i forbindelse med revisioner og ikke intakt net	Markedsført
Spændingsstabilitet og sikring af spændingen	Pilotprojekt med henblik på markedsføring
Nettilstrækkelighed	Pilotprojekt med henblik på markedsføring
Frekvensstabilitet	Håndteres internationalt
Kortslutningseffekt	Potentiale ukendt

Tabel 2 Oversigt over status på markedsføring af behov for systemydelser.

6.2 Vurdering af status på markedsføring

Alle behov vedrørende balanceringsreserver er markedsført og indkøbes allerede i kontinuerlige markeder, nationale og internationale. Energinet havde i 2018 omkostninger på ca. 600 mio. kr. i disse markeder. Herudover bliver behov for systembærende kapacitet i forbindelse med revisioner og ikke intakt net løbende analyseret og udbudt.

Siden systemansvarsbekendtgørelsen trådte i kraft den 1. januar 2019, er følgende udbud forberedt og gennemført i forbindelse med arbejde på Energinets anlæg:

- Systembærende egenskaber DK1, februar 2019 på grund af omlægning af ledning til midlertidige master. Udbuddet blev ikke gennemført, da behovet udeblev, som følge af lavere vindproduktion end forventet.
- Effekttilstrækkelighed Lillebælt, marts 2019, tre timer til erstatning af lynafleder.
- Systembærende egenskaber DK1, april 2019, 22 timer som følge af arbejde på 400 kV station Kassø.

Behov for dødstartsydelser er markedsført og indkøbes på baggrund af udbud.

Der er planlagt to pilotprojekter med fokus på at markedsføre Energinets behov for spændingsstabilitet og sikring af spændingen samt nettilstrækkelighedsudfordringer, som beskrevet i afsnit 6. Det er Energinets forventning, at de to pilotprojekter vil kunne afdække de generelle metoder for mar-

³ Behov for de enkelte ydelser er specificeret i bilag 1.

kedsgørelse og produktdefinitioner for netop disse typer af systemydelse. Dermed forventes piloterne at dække størstedelen af de forventede, fremtidige nye behov for systemydelser.

Det er på nuværende tidspunkt ikke et problem at håndtere et udfald i det europæiske kontinentale system. Dette skyldes den store mængde inertie, der er til rådighed i det synkronområde. Det betyder dermed, at der ikke er behov for øget inertie i det kontinentale synkronområde og derved heller ikke i DK1 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 at der i stedet arbejdes for at løse problemet på alternative måder. Der arbejdes blandt andet på at etablere et marked for anvendelse af hurtigere frekvensprodukter til at sikre den nødvendige stabilitet (syntetisk inertie).

Behovet for kortslutningseffekt opgøres ikke og dækkes naturligt af de enheder, der er til stede i systemet. Der forventes ikke at være store ændringer i behovet for kortslutningseffekt i den nærmeste fremtid.

Udvikling af metoder og kortlægning af behov for systemydelser er en kontinuert proces internt i Elsystemansvar, hvor der fokuseres på, hvorledes nye behov for systemydelser kan belyses og eventuelt markedsføres.

Behovsidentifikation, kvalificering og kvantificeringen vil løbende pågå og inkluderes i nye versioner af Behovsvurderingen for systemydelser. Næste version udkommer den 1. november 2019, som det er fastlagt i bekendtgørelsen.

Bilag 1 – Detaljering af behovsvurdering for systemydelser

Dette bilag beskriver Energinets behov for energi og andre ydelser til at opretholde det nuværende niveau for elforsyningsikkerhed. Bilaget er udarbejdet på baggrund af en tidligere version af behovsanalysen for systemydelser, som Elsystemansvar udgav i efteråret 2018.

Behovsvurderingen for systemydelser dækker det kommende kalenderår.

Følgende emner behandles:

- Balanceringsreserver
- Frekvensstabilitet, herunder inert
- Sikring af spændingen, herunder kortslutningseffekt
- Spændingsstabilitet
- Behov under revisioner
- Start fra dødt net
- Nettilstrækkelighed.

Behovsvurderingen 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. Det er vigtigt, at der er en rød tråd til det basale behov, på trods af den høje kompleksitet, og ikke kun en simplificeret formulering af behovet. En simplificeret formulering af behov for systemydelser *kan* være nødvendig for en efterfølgende markedsgørelse af systemydelser.

Behovsvurderingen for systemydelsers store detaljegråd skal bidrage til, at aktører løbende kan vurdere konsekvenser af ændrede forudsætninger og derved også øge forudsigeligheden. Ydermere sikrer det også muligheden for de mest samfundsøkonomiske optimale løsninger, som også kan tænkes ind i en større sammenhæng.

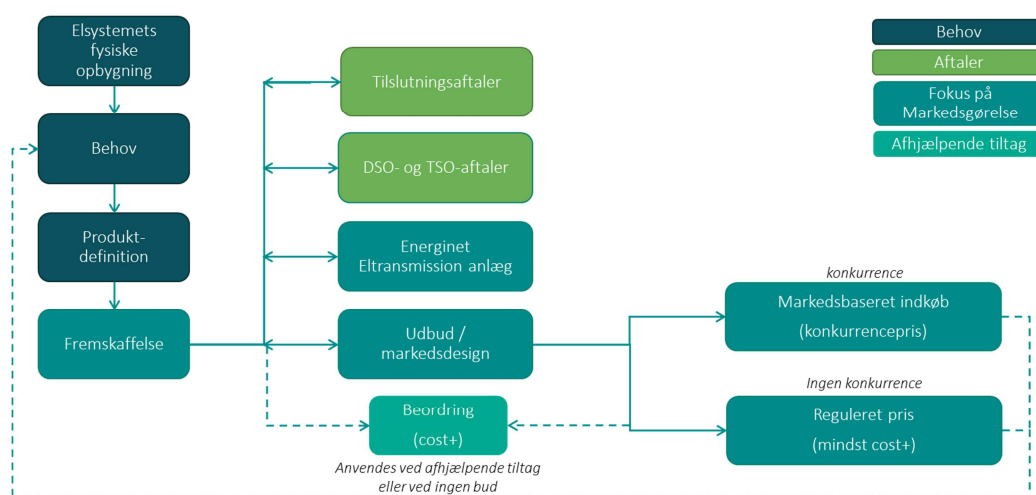
1. Forudsætninger, rammer og definitioner

Behovsvurderingen for systemydelser vil i fremtiden blive udarbejdet på baggrund af energi-, forsynings- og klimaministerens udmeldte niveau for forsyningsikkerhed, samt på baggrund af internationale aftaler som fx beskrevet i System Operation Guideline (SO GL)⁴. Niveaue for forsyningsikkerhed er endnu ikke udmeldt, og denne Behovsvurdering for systemydelser skal derfor ses som behov for at opretholde det nuværende niveau.⁵

Figur 3 nedenfor illustrerer processen fra behov for til fremskaffelsen af systemydelser. Elsystemansvars behov for ydelser til opretholdelse af forsyningsikkerheden 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.

⁴ System Operation Guideline: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DA/TXT/HTML/?uri=CELEX:32017R1485&from=EN>

⁵ Se processen for udarbejdelse af behovsvurdering og markedsgørelse på www.energinet.dk → El → Systemydelser → Projekter → Implementering af ny elforsyningslov – markedsgørelse og behovsvurdering.



Figur 2 Proces fra behovsafklaring til markedsgørelse.

For at komme fra behov for systemydelser til fremskaffelse udarbejdes teknologineutral produktdefinition. Produktdefinitionen fastsætter enhed for levering, fx MW, Mvar. Herudover fastsætter produktdefinitionen, hvor i nettet anlæg skal være tilsluttet, og hvilken kvalitet og responstid m.v. der er.

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

Fremskaffelsen sker gennem følgende muligheder:

- Tilslutningsaftaler og vilkår; fx gennem lovkrav til egenskaber eller princip om nulforurening 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.
- Eltransmissions anlæg; fx reaktorer og synkronkompensatorer, som er en integreret del af elnettet, og som kan indgå som en del af fremskaffelsen, hvis de leverer et produkt.
- Udbud/markedsdesign; indkøb via konkurrenceudsatte markeder eller gennem løbende udbud.

Et behov for systemydelser beskrevet i Behovsvurderingen for systemydelser kan altså dækkes helt eller delvist via Energinets egne komponenter, tilslutningsbetingelser, DSO-aftaler eller internationale aftaler. Det er derfor ikke alle behov for systemydelser i denne Behovsvurdering for systemydelser, som nødvendigvis vil blive markedsgjort.

Behovsvurderingen for systemydelser tager så vidt muligt udgangspunkt i eksisterende analyser. Hvis der udarbejdes analyser, vil de blive udført på de tidligere års analyseforudsætninger. For Behovsvurderingen for systemydelser for 2019 vil det være analyseforudsætningerne for 2017 (AF2017), der anvendes, da AF2018 endnu ikke var frigivet af Energistyrelsen, da analyserne blev udarbejdet. Der vil ligeledes blive brugt resultater fra den netkonfiguration, der bygger på AF2017, som blandt andet er anvendt i Energinets Reinvesterings, udbygnings og saneringsplan (RUS-planen).

De fleste behov for systemydelser i rapporten er opdelt i et vstdansk 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. Derudover vil Bornholm optræde selvstændigt. Nogle af behovene for systemydelser vil have yderlige geografiske bindinger, som gør, at de skal specificeres lokalt. Det gælder fx reaktiv kompensering.

Energinet har hidtil opgjort systembærende egenskaber som ét samlet behov og kvantificeret i hele enheder/komponenter. I det følgende er de systembærende egenskaber opdelt i kortslutningsbidrag, inerti og dynamisk spændingsregulering⁶

1.1 Læsevejledning

Bilaget i behovsvurderingen for systemydelser lægger i afsnit 2 ud med en beskrivelse af, hvad forsyningssikkerhed er. Niveaulet for forsyningssikkerhed vil fremadrettet blive fastlagt af energi-, forsynings- og klimaministeren, og behovene for systemydelser i Behovsvurderingen for systemydelser vil være et direkte produkt af dette niveau samt af øvrige regler fastsat i System Operation Guideline (SO GL).

Afsnit 3 omhandler balancerende. Afsnittet vil samle op på eksisterende behov for systemydelser og metoder, som er dokumenteret i anden sammenhæng. Det gælder reserver (FCR, aFRR og mFRR). Disse behov for systemydelser vil ikke blive yderligere behandlet i Behovsvurderingen for systemydelser.

Afsnit 4 omhandler behovet for frekvensstabilitet. Inerti vil ydermere være beskrevet, men ikke forsøgt omsat til behov, da det ikke reguleres i Danmark lokalt, men regionalt. Emnet skal diskuteres i fællesskab med øvrige TSO'er i synkronområdet for at sikre en forståelse af, hvordan et eventuelt behov skal identificeres.

Afsnit 5 omhandler spændingsstabilitet. For at sikre driften af elsystemet, specielt i forhold til spændingsregulering og stabilitet, er der behov for den rigtige spænding i forskellige situationer. Behovet er, lidt forsimplet, opdelt i tre elementer; spændingsregulering, kortslutningsniveau og dynamisk spændingsregulering.

Afsnit 6 beskriver behov under revisioner samt kravene for revisionsplanlægning, som er fastsat i SO GL. I afsnit 7 beskrives behovet for start fra dødt net (blackstart).

Afsnit 8 omhandler behovene for afgang af lokal produktion samt forsyning af lokalt forbrug.

2. Forsyningssikkerhed

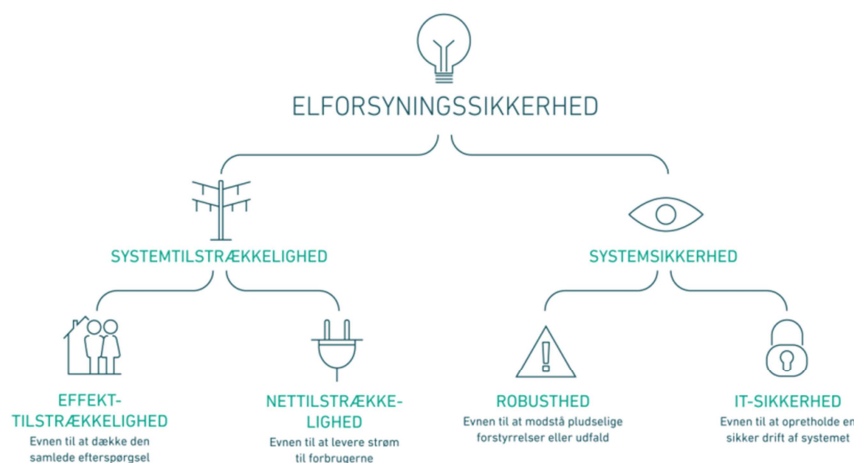
Sikring af en høj elforsyningssikkerhed er et komplekst samspil i hele værdikæden mellem det fysiske elnet, elmarkedet, elproducenter og -forbrugere. I et integreret europæisk elsystem og markeds-samarbejde gælder dette ikke kun i Danmark, men på tværs af hele Europa. Det kræver hensyntagen til forskelle, harmonisering og samarbejde på tværs af landegrænser, og det bliver reguleret af internationale aftaler og europæiske netregler.

2.1 Hvad er elforsyningssikkerhed?

Niveaulet af elforsyningssikkerhed afhænger af, i hvor høj grad elforbrug og -produktion kan balanceres, og at elnettet kan overføre den elektriske energi og håndtere fejl. Risikovurderinger for elsy-

⁶ Se Energinets hjemmeside www.energinet.dk → Publikationer → Behov for systembærende egenskaber i Danmark.

stemet opdeles derfor i to kategorier; systemtilstrækkelighed og systemsikkerhed, som i praksis er to delvist overlappende begreber.



Figur 3 Illustration af elforsyningssikkerhed, som består af systemsikkerhed og systemtilstrækkelighed.

Vurdering af systemtilstrækkelighed er en vurdering af elsystemets evne til at dække elforbrugernes samlede efterspørgsel og kan underopdeles i effekttilstrækkelighed og nettilstrækkelighed.

Effekttilstrækkelighed er elsystemets evne til at dække elforbrugernes samlede efterspørgsel. Effekttilstrækkelighed er tæt koblet til elmarkedet, hvor situationer med manglende effekttilstrækkelighed afspejles i høje elpriser.

Nettilstrækkelighed er eltransmissions- og eldistributionssystemets evne til at transportere tilstrækkelig elektricitet fra elproduktionssted til elforbrugssted.

Konsekvensen af manglende systemtilstrækkelighed vil typisk være varslede rationeringer af elforbrug i begrænsede områder. Dette kaldes en kontrolleret afkobling eller brownout. Brownout er et værn mod blackout i et større område. Brownout er en alvorlig hændelse, dog mindre alvorlig end et blackout.

Vurdering af systemsikkerhed er en vurdering af elsystemets robusthed over for fejl og IT-hændelser. Dette underopdeles i robusthed og IT-sikkerhed.

Robusthed er elsystemets evne til at håndtere pludselige driftsforstyrrelser, forårsaget af fx elektriske kortslutninger eller udfald af et kraftværk eller en eltransmissionsforbindelse, uden at disse påvirker elforsyningen eller medfører strømafbud.

IT-sikkerhed er elsystemets evne til at opretholde høj opetid på kritiske IT-systemer og at modstå cyberangreb, uden elsystemet og dets aktører påvirkes.

Konsekvensen af manglende systemsikkerhed er i værste fald et blackout i Vest- og/eller Østdanmark. Blackout er et fuldstændigt og ikkevarslet nedbrud af elsystemet. Dette kan i yderste konsekvens medføre lange reetableringstider for elforsyningen og stort samfundsøkonomisk tab. Systemsikkerhed udgør derfor den største udfordring for det danske elsystem.

3. 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 vindprognoser eller ændringer i forbrug.

De ubalancer, de balanceansvarlige aktører ikke udligner i intraday, håndteres Energinet med regulerkraft. Frekvensafvigelser ved udfald og sikring af frekvenskvaliteten håndteres med FCR og aFRR. Nedenfor beskrives behovene for regulerkraft og automatiske reserver, se Tabel 3.

Behovene er også beskrevet i dokumentet Prognose for Systemydelse⁷. Prognose for Systemydelse og Behovsvurderingen for systemydelse skal på sigt sammentænkes.

Funktion	Terminologi	
	Vestdanmark (DK1)	Østdanmark (DK2)
Frekvensstabilisering (Primær reserve)	Frequency Containment Reserves (FCR)	Frekvensstyret normaldriftsreserve (FCR-N) Frekvensstyret driftsforstyrrelsesreserve (FCR-D)
Frekvensgenopretning (Sekundær reserve)	Frequency Restoration Reserves (aFRR)	
Balanceudligning (Tertiær reserve)	Frequency Restoration Reserves (mFRR)	

Tabel 3 Oversigt over reservetyper i Danmark.

3.1 Regulerkraftmarkedet

Energinet, både DK1 og 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 elsystemet, når markedets aktører forudses at skabe ubalancer, eller der i driftøjeblikket opstår uforudsete ubalancer, fx på grund af upræcise vindkraftprognoser. Regulerkraft anvendes ydermere til håndtering af flaskehalse under normaldrift og under driftsforstyrrelser. Behovet for regulerkraft er derfor ikke et behov for Energinet, men benyttes til at udligne ubalancer i elsystemet.

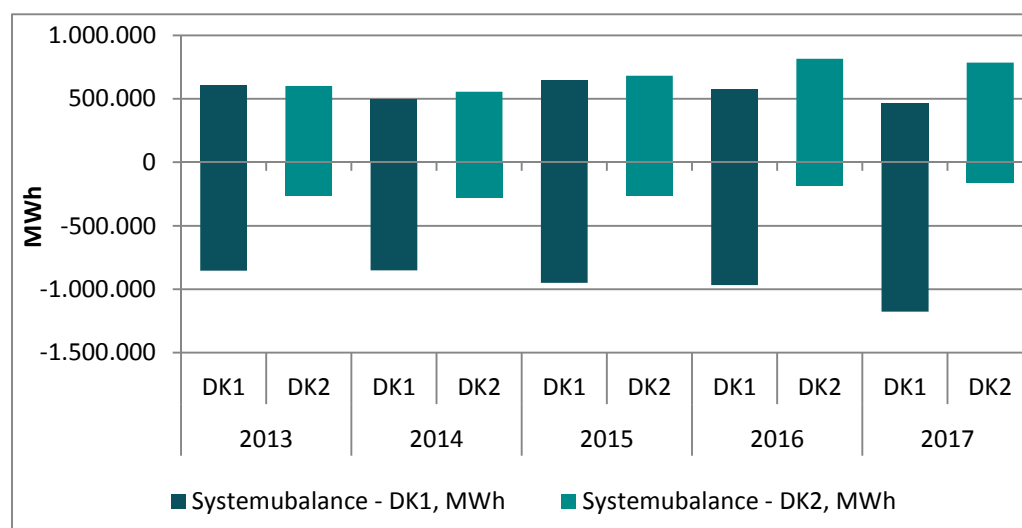
Regulerkraft dækkes via indkøb på det fælles nordiske regulerkraftmarked. Der er to muligheder for at deltage på markedet. Enten har aktøren fået betaling for at stå til rådighed med manuelle reserver, se afsnit 3.2. Dermed er aktøren forpligtet til at indsende bud i en fastdefineret tidsperiode med 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 i DK1 og DK2 ses i Tabel 4 og Figur 4.

⁷ Se Energinets hjemmeside www.energinet.dk → El → Systemydelse → Prognoser for Systemydelse.

Fraktil	2017 DK1	2013-2017 DK1	2017 DK2	2013-2017 DK2
1 %	-653	-621	-194	-254
50 %	-79	-43	67	46
99 %	502	505	360	379

Tabel 4 Fraktiler for positive og negative systemubalancer i DK1 og i DK2 i 2017 og i 2013-2017, eksklusiv specialregulering, MWh/h. 50-procentfraktilen er et udtryk for medianen. 1 procent- og 99-procentfraktilen indgår i dimensioneringen af reservebehovet for mFRR⁸.



Figur 4 Summerede værdier pr. år for systemubalancer for 2013-2017 i DK1 og DK2, eksklusiv specialregulering, MW.

Netreglen Electricity Balancing Guideline (EBGL) forudsætter implementering af et fælles europæisk marked for aktivering af mFRR. Platformen hertil skal være implementeret ved udgangen af 2021.

3.2 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 DK1, i dag Skagerrak 4 på 682 MW. Med 100 MW reservation af aFRR over Skagerrak 4 er behovet for indkøb af mFRR 582 MW. Op til 300 MW heraf dækkes gennem en deling af reserver fra DK2.

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

Behovet for mFRR i DK2 er fastsat som et fast forhold mellem den største enhed i henholdsvis DK2 og Sydsverige. Ud fra de eksisterende enheder er dette behov fastsat til 623 MW. DK2 deler 300 MW mFRR med Sydsverige, således at ved et behov større end 323 MW i DK2 kan vi modtage op til 300 MW fra Sverige. Denne deling af reserver skyldes, hvad angår den danske del, at de sidste 300 MW i DK2 er langsommere end de 15 minutter, der som udgangspunkt er krav til mFRR.

⁸ Systemubalancerne er beregnet ud fra aktørernes samlede ubalancer.

For DK2 er der, baseret på et udbud, foretaget et indkøb for perioden 2016-2020. I forbindelse med udetid for anlæg solgt på lange kontrakter gennemføres erstatningsindkøb som timebaserede dags-auktioner, der afregnes til marginal pris.

Der arbejdes for nuværende på at designe et nyt marked for indkøb af mFRR kapacitet i DK2 efter 2020. Det bliver et kontinuert marked, hvor der indkøbes mFRR-opreguleringskapacitet på både dags- og månedskontrakter.

I nordisk regi arbejdes der på at etablere et fællesnordisk marked for indkøb af mFRR-kapacitet.

Nedenfor ses det forventede behov samt indkøb af mFRR frem mod 2022⁹.

	FRR, behov (aFRR + mFRR) DK1	mFRR, indkøb DK1	FRR, behov (aFRR + mFRR) DK2	mFRR, indkøb DK2
2019	682 MW	282 MW	623 MW	Op til 638 MW
2020	682 MW	282 MW	623 MW	Op til 638 MW
2022	682 MW	282 MW	623 MW	623 MW

Tabel 5 Prognose for Energinets behov for FRR og indkøb af mFRR i DK1 og DK2.

DK1 er en del af den tyske LFC-blok, hvor fremtidige dimensioneringsregler i henhold til SO GL er under udarbejdelse. DK2 er en del af det nordiske system, hvor nye dimensioneringsregler i henhold til SO GL ligeledes er under udarbejdelse.

3.3 aFRR – Automatic Frequency Restoration Reserve i DK1

For at reducere frekvensafvigelser ved udfald og sikre frekvenskvaliteten indkøbes den sekundære reserve, aFRR, samt den primære reserve, FCR. Reserverne bidrager, sammen med lignende reserver¹⁰ i andre dele af synkronområdet, til at sikre den fastsatte frekvenskvalitet.

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 aktivret FCR og at udligne ubalancer samt opretholde aftalte udvekslinger på udlandsforbindelserne.

Behovet for aFRR i DK1 er fastsat på baggrund af anbefalingen i ENTSO-E Operation Handbook Policy 1¹¹ til +/- 90 MW. Denne værdi forventes ikke at ændre sig markant inden for den næste årrække. I dag indkøbes aFRR via en 100 MW¹² reservation over Skagerrak 4 for perioden 2015-2019.

Herudover indkøbes leveringsevnekontrakter for aFRR i DK1 i et kontinuert marked for at sikre opretholdelsen af markedet for aFRR i DK1 i tilfælde af udetid på Skagerrak 4.

Tabel 6 viser henholdsvis Energinets forventede behov for og forventede indkøb af aFRR i DK1 inden for en femårig periode.

⁹ Se Energinets hjemmeside www.energinet.dk → EI → Systemydelse → Prognoser for Systemydelse.

¹⁰ Sharing & Exchange of FCR, Static Frequency Coupling, SFC, Emergency Power Control, EPC, Fast Frequency Reserves, FFR, Under Frequency Load Shedding, UFLS, osv.

¹¹ [ENTSO-E Operation Handbook Policy 1](#).

¹² Da aftalen over Skagerrak 4 blev indgået, var der en forventning om, at behovet ville stige. Aftalen er indgået efter et udbud i Norge.

	aFRR, DK1, behov	aFRR, DK1, indkøb
2019	90 MW	100 MW
2020	90 MW	90 MW
2022	90 MW	90 MW

Tabel 6 Prognose for Energinets forventede behov for og indkøb af aFRR i DK1.

I perioder med begrænsninger på Skagerrakforbindelserne, eller hvor Skagerrak 3 og 4 er ude af drift, kan der opstå behov for indkøb af aFRR i DK1. Den udbudte mængde i de situationer afhænger af tidsperioden og den aktuelle driftssituation.

Når aftalen over Skagerrak 4 udløber med udgangen af 2019 vil hele behovet for aFRR blive indkøbt i et kontinuert marked i DK1. Metoden herfor er godkendt af Forsyningstilsynet.

3.4 aFRR – Automatic Frequency Restoration Reserve i DK2

Der eksisterer i dag intet marked for aFRR i DK2. For at imødegå den frekvensforringelse, der er observeret igennem de sidste 15 år, planlægges et nyt nordisk aFRR-marked etableret i løbet af 2019. Der forventes en samlet efterspørgsel på aFRR på nordisk plan 300 MW i 2019 stigende til 600 MW i 2020, hvoraf Energinets specifikke behov bliver 12-20 MW.

I forlængelse af et fællesnordisk aFRR-kapacitetsmarked etableres et fællesnordisk marked for aktivering af aFRR i 2021 og et fælleseuropæisk aFRR-aktiveringsmarked fra 2022.

Tabel 7 viser henholdsvis Energinets forventede behov for og forventede indkøb af aFRR i DK2 inden for en femårig periode.

	aFRR, DK2, behov	aFRR, DK2, indkøb
2019	10 MW-	-
2020	12 MW ¹³	12 MW
2022	20 MW	20 MW

Tabel 7 Prognose for Energinets forventede behov for og indkøb af aFRR i DK2.

3.5 FCR – Frequency Containment Reserves

FCR i DK1 samt FCR-D og FCR-N i DK2 leveres af produktions- og forbrugsenheder, der automatisk reagerer på frekvensændringer i nettet. FCR-reserven i DK1 og FCR-D-reserven i DK2 aktiveres inden for 30 sekunder, FCR-N i DK2 aktiveres inden for 150 sekunder.

Behovet for FCR i Vestdanmark (DK1) er i dag fastsat af ENTSO-E i Operation Handbook Policy 1 som DK1's andel af det samlede FCR-behov i det kontinentaleuropæiske synkronområde. Af den samlede mængde på +/- 3.000 MW leverer Energinet i dag +/-20 MW, hvilket svarer til Vestdanmarks forholdsmæssige andel af elproduktion i området. Ud af disse 20 MW leveres 10 MW over Skagerrak 4 i perioden 2015-2019. Leveringen kræver ingen reservation på forbindelsen. Når aftalen over Skagerrak udløber, skal hele behovet for FCR indkøbes i det kontinuerte marked, der allerede nu eksisterer i DK1.

¹³ Gældende fra etableringen af aFRR-markedet ultimo 2018.

For DK2 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 +/- 22 MW svarende til den østdanske andel af det samlede elforbrug i det nordiske synkronområde.

Behovet for FCR-D i Østdanmark (DK2) fastsættes på baggrund af den totale mængde FCR-D i det nordiske system, som udregnes som den dimensionerende fejl i hele Norden fratrukket 200 MW. Der indkøbes i 2019 i alt ca. +1.450 MW. Den østdanske 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 for fordelingsnøgle vil FCR-D for Østdanmark blive ca. +/-50 MW, hvor Konti-Skan og Kontek ikke medregnes

Nedenfor ses det forventede behov for FCR, FCR-N og FCR-D frem mod 2022¹⁴.

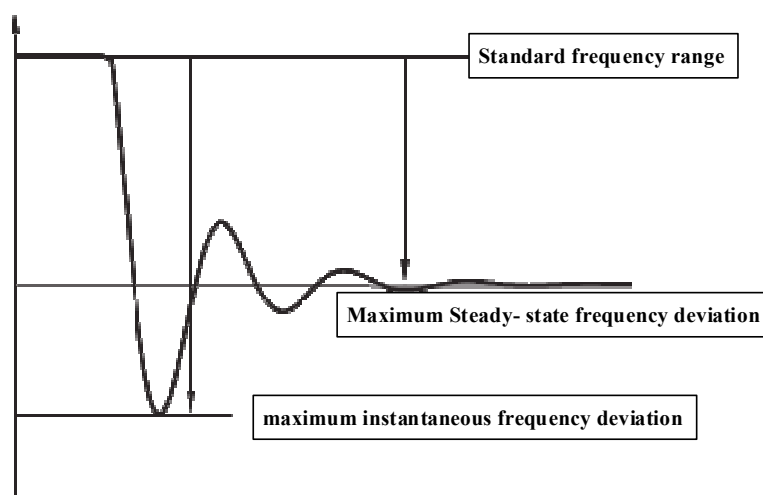
	FCR DK1, behov	FCR DK1, indkøb	FCR-N DK2, behov	FCR-N DK2, indkøb	FCR-D DK2, behov	FCR-D DK2, indkøb
2019	20 MW	10 MW	22 MW	22 MW	+176 MW	+33 MW
2020	20 MW	20 MW	22 MW	22 MW	+/-50 MW	+/-50 MW
2022	20 MW	20 MW	22 MW	22 MW	+/-50 MW	+/-50 MW

Tabel 8 Behov for FCR, FCR-N og FCR-D i DK1 og DK2.

4. Frekvensstabilitet

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

En fejl i elsystemet 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.



Tabel 9 Frekvensforløb under en fejl.

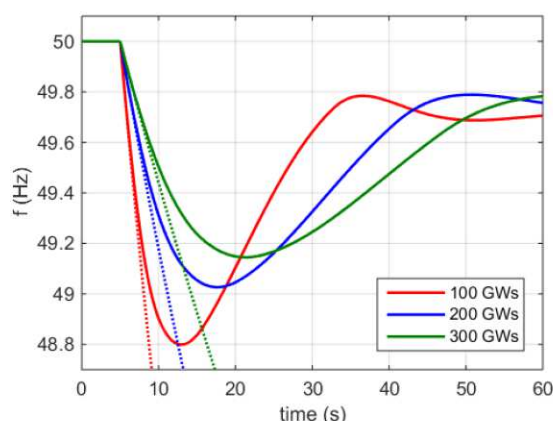
¹⁴ Se Energinets hjemmeside www.energinet.dk → El → Systemydelse → Prognoser for Systemydelse.

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

	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 10 Grænseværdier for tilladte frekvensafvigelser givet i SO GL.

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 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 5. Den stiplede linje viser fejlforløbet uden FCR.



Figur 5 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 tilbage til steady state, er FCR. 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 i Norge og 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 systemsammenbrug. 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 SO GL.

4.1 Inerti

Inerti er et fysisk objekts evne til modstå en ændring af hastighed og retning. Det vil sige, at et stort godstog, containerskib 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 med turbine og generator, der har en stor roterende masse, som er direkte koblet til det elektriske system via generatoren, giver en høj naturlig 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 det elektriske system. Det betyder, at bevægelsesenergien fra vingerne ikke direkte kan anvendes til at støtte frekvensen i fejlsituationer og andet.

Ny teknologi gør det muligt at omsætte bevægelsesenergien i vindmøllevingerne til syntetisk inertie, som via regulering i konverterne kan producere et produkt, som modsvarer naturlig inertie (direkte kobling).

Håndteringen af lav inertie kan også løses ved at reducere største udfald, så afhængigheden af inertie falder. Det er blandt andet sket i Norden i løbet af sommeren 2018 ved reduktion af Oskarshamn 3's produktion.

Det skal sikres, at kombinationen af inertien og FCR-reserven er tilstrækkelig til at undgå, at et udfald af største enhed i synkronområdet medfører en frekvensafvigelse ("maximum instantaneous frequency") på henholdsvis 1.0 Hz i DK2 og 0,8 Hz i DK1. Et udfald, der kommer over denne grænse, vil betyde risiko for begyndende afkobling af forbrug.

Det er på nuværende tidspunkt ikke et problem at håndtere et udfald 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 og derved heller ikke i DK1 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 arbejdes for at løse problemet på alternative måder. Der arbejdes blandt andet på at anvende hurtige frekvensprodukter til at sikre den nødvendige stabilitet (syntetisk inertie).

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, som er væsentligt mere effektiv end FCR. FFR vil fungere som en erstatning for den manglende mekaniske inertie. Det præcise behov for FFR samt en markedsmodel forventes tidligst at være klar 2021.

Det er vigtigt at understrege, hvis inertien falder under et vist niveau, skal kravene/mængderne til frekvensreserverne øges. Det betyder, at synkronområderne grundlæggende har et behov, som gør, at en fejl ikke får frekvensen til at falde mere end henholdsvis 1,0 og 0,8 Hz. Hvordan dette sikres via

den mest samfundsøkonomiske optimale fordeling imellem inert i og reserver bør afklares. Afklaring vil ske i regi af det internationale samarbejde i synkronområderne.

5. Spændingsstabilitet og sikring af spændingen

For at få aktiv effekt frem til forbrugerne skal der være en spænding og gå en strøm. Det er strømmen, der bestemmer, hvor meget tab der er i elsystemet og derved også bestemmer, hvor kraftige kabler og ledninger skal være. Når strømmen fordobles, kvadreres tabet. For at begrænse tabet og øge overføringsevnen skal spændingen være så høj som muligt. Det betyder, at samme ledertværsnit kan overføre en større aktiv effekt ved en højere spænding. Når spændingen stiger, vil der være øget krav til isolering og sikkerhedsafstande, hvilket medfører væsentligt forøgede omkostninger. Forholdet imellem strøm og spænding vil derfor altid bero på en økonomisk optimering.

For at sikre stabil og optimal drift af elsystemet med lave tab og høj robusthed ved fejl er der behov for den rigtige spænding i alle situationer. Det gælder både den statiske spænding og den dynamiske spænding, det vil sige, spænding der varierer over tid (spændingskvalitet¹⁵ behandles ikke i Behovsvurderingen for systemydelse).

Det er svært at opstille et direkte behov på baggrund af spændingen, og derfor opdeles behovet, lidt forsimplet, i følgende tre elementer:

1. Spændingsregulering og reaktiv kompensering under normaldrift.
2. Kortslutningseffekt.
3. Dynamisk spændingsregulering i fejlsituationer.

De tre elementer er indbyrdes relaterede, hvilket betyder, at det ikke er muligt entydigt at isolere behovene fra hinanden. Det vil sige, at den fremtidige dimensionering vil søge at opnå den mest samfundsøkonomiske optimale og teknisk effektive kombination. Det kan eksempelvis være, at det er meget dyrt at holde et højt kortslutningsniveau, og derfor vælges der at anvende mere reaktiv kompensering eller øge de dynamiske reguleringsevner.

I det følgende er behovet for de forskellige elementer, på kort sigt, beskrevet og forsøgt kvantificeret. Fællesnævneren for behovet er sikring af den rigtige spænding under normaldrift, under fejl og under genetablering efter fejl. Optimalt set bør behovet beskrives på den baggrund. Det vil sige, at når behovet opdeles i alternative behov, som er nemmere at italesætte og afgrænse, vil behovet ikke altid være retvisende og entydigt opgjort.

5.1 Spændingsregulering og reaktiv kompensering under normaldrift

Transmissionssystemet skal balanceres med tilstrækkelig dynamisk spændingsregulering og passiv reaktiv kompensering for at sikre en fornuftig spænding i stationerne, som holder sig inden for de fastsatte grænser. Kompenseringen skal bestå af de rigtige størrelser, geografisk placering og type, således spændingsspring minimeres, og lokale spændinger kan styres.

Hvis der er en ubalance i den reaktive kompensering, vil spændingsreguleringen under normaldrift ikke kunne justeres tilstrækkeligt. Dette vil resultere i en uacceptabel høj/lav spænding i visse områder.

¹⁵ Transiente spændinger som opstår ved koblinger og lyn, harmonisk forvrængning, flikker og andet.

Spændingsregulering under normaldrift sikres ved anvendelse af passive reaktive komponenter, transformeres viklingskobler samt bidrag fra dynamiske spændingsregulerende enheder¹⁶. Bidraget fra de dynamiske spændingsregulerende enheder skal, så vidt muligt, reserveres til sikring af den dynamiske stabilitet i fejlsituationer. Det betyder, at dimensioneringen af de passive reaktive komponenter skal optimeres i forhold til dette. Hvis der er overskud af dynamiske reguleringssevner i forhold til at kunne sikre den dynamiske stabilitet, vil overskuddet kunne anvendes til passiv reaktiv kompensering.

Der vil altid være et minimumsbehov for dynamiske spændingsregulerende enheder til sikring af spændingsreguleringen under normaldrift. Det skyldes, at variationer i spændingerne og den reaktive balance løbende ændrer sig, grundet variationer i forbrug og produktion, og specielt i forbindelse med en ændring af den aktive effekt, som flyttes over HVDC-LCC-forbindelser.

Et optimalt samspil imellem de passive reaktive komponenter og dynamiske spændingsregulerende enheder sikrer en samfundsøkonomisk effektiv normaldrift, som minimerer tab, undgår komponent-skader grundet overspændinger samt forbereder elsystemet til at sikre dynamisk stabilitet ved fejl.

Der er udgivet en opdateret version af den tekniske forskrift 2.1.3, som skal sikre en fornuftig balance ved udveksling af reaktiv effekt imellem transmissionsnettet og distributionsnettet. Det betyder blandt andet, at behovet for passive reaktive komponenter reduceres i transmissionsnettet, og at enheder i distributionsnettet kan anvendes mere aktivt.

5.1.1 Passiv reaktiv kompensering

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

Behovet kan opgøres på flere forskellige måder, og det vil ofte være nødvendigt at anvende flere af dem for at sikre, at alle forhold er dækket:

1. Ved dimensioneringen af kabler og lange luftledninger kompenseres de, så de dækker behovet samt sikrer redundans. Dette er specielt i forbindelse med projekter vedrørende kapacitetsudbygninger.
2. Der udarbejdes 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 transmissionsnettet. Disse analyser bliver løbende opdateret på grund af ændrede forudsætninger, udbygninger, samt ændrede forhold hos eksterne parter, som er tilsluttet transmissionsnettet (distributionssystemer, store forbrugere, nabolande, HVDC-filtre).

Analyser har identificeret manglende passiv kompensering for 2019 på op til 340 Mvar i det vestdanske transmissionssystem; 40 Mvar i det østdanske transmissionssystem samt en mindre justering på Bornholm, se Figur 6.

¹⁶ Synkronkompensatorer, moderne vindmøller, kraftværker, STATCOM, SVC- og VSC-konvertere.



Figur 6 Behov for Mvar i 2019.

Den manglende passive kompensering skyldes primært et efterslæb i forbindelse med kabellægning. Derudover er der en række igangværende projekter, som har behov for kompensering, som er under etablering. Dette gælder blandt andet Kriegers Flak.

Behovet for reaktiv kompensering i de følgende områder er:

- 400 kV i Nordjylland – 70-140 Mvar.
- 150 kV Bredkær – 40-100 Mvar.
- 150 kV Mesballe – 40-100 Mvar.
- 132 kV Rødby – 40 Mvar.

5.1.2 Krav

Da behovet for passiv reaktiv kompensering er størst, når der er lavlast i transmissionsnettet, er det specielt vigtigt, at kompenseringen er til rådighed, når forbrug, vindproduktion og transit er lav. Kompenseringen skal kunne indgå i den automatiske ud- og indkobling, som blandt andet kan anvendes til reaktive systemværn¹⁷. Derudover skal grænserne for spændingsspring ved kobling, jf. netdimensioneringskriterierne, overholdes.

Kompenseringen af det reaktive behov skal have en høj tilgængelighed, da behovet er gældende det meste af året. For detaljeret beskrivelse af krav kan de tekniske specifikationer rekvireres. I nærmeste fremtid vil specifikationen blive udformet til en teknisk standard og lagt på Energinets hjemmeside¹⁸. De tekniske specifikationer er p.t. målrettet komponentindkøb, men Energinet vil arbejde for at specificere funktionskrav til et teknologineutralt behov.

¹⁷ Et reaktivt systemværn er et automatisk system, som ud-/indkobler passive reaktive komponenter, når spændingen bliver for lav eller for høj. Det sker meget hurtigt, hvilket betyder, at behovet for dynamiske spændingsregulerende enheder kan minimeres.

¹⁸ <https://en.energinet.dk/Procurement/About-procurement/Substation>

5.1.3 Dynamiske spændingsregulerende egenskaber til normaldrift

Behovet for dynamiske spændingsregulerende egenskaber til normaldrift har historisk set ikke været analyseret og specificeret, da denne egenskab naturligt har været til stede via de dynamisk spændingsregulerende enheder. I forbindelse med de seneste beregninger er der kommet mere fokus på at kunne beregne behovet. Det betyder, at kortslutningsniveauet får mindre betydning.

Der arbejdes p.t. på muligheden for at kunne kvantificere behovet for dynamiske spændingsregulerende egenskaber til normaldrift. Det er på nuværende tidspunkt ikke muligt grundet den store interaktion imellem anlæg- og transmissionssystemet, som giver forskellige muligheder for at opfylde behovet.

5.1.3.1 Eksempel på behov for dynamisk spændingsregulering under normaldrift

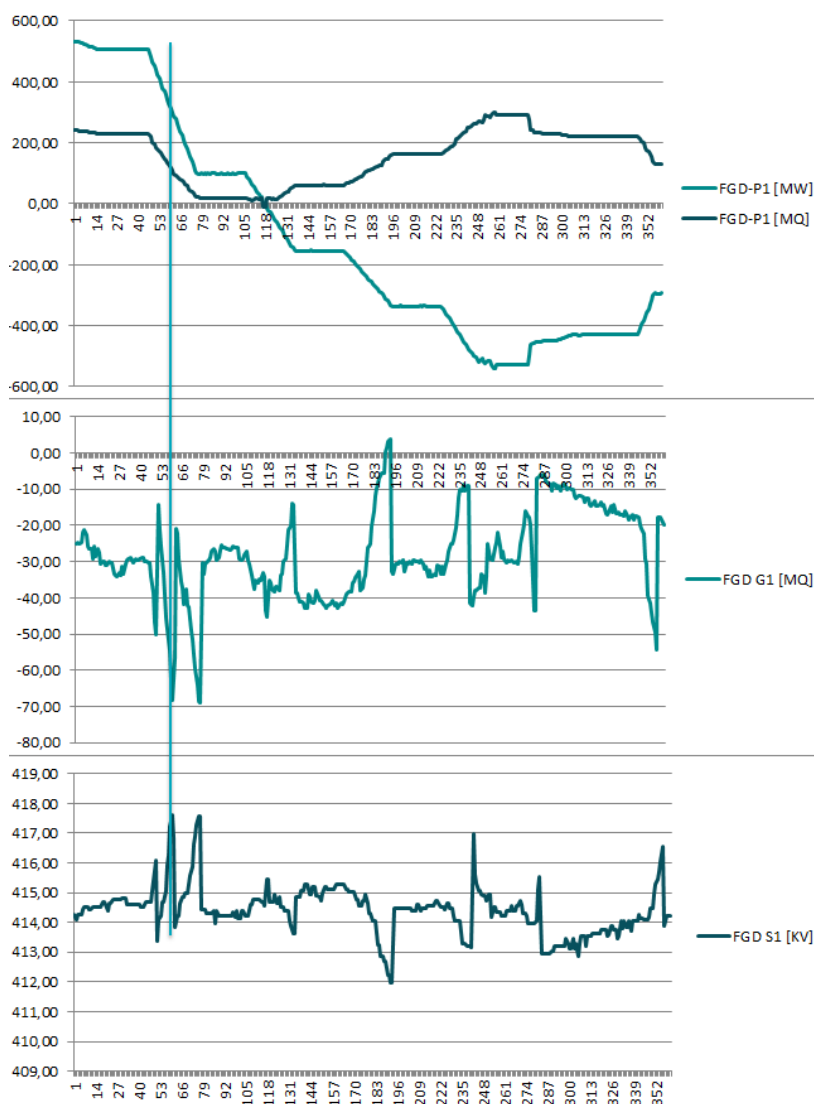
Figur 7 illustrerer den nødvendige dynamiske spændingsreguleringsevne (Mvar) for Fraugdes synkronkompensator (FGD G1 [MQ]), der er nødvendig for at styre spændingen (FGD P1 [kV]) i en klassisk LCC HVDC-forbindelse under normaldrift.

Den dynamiske regulering og spændingen er sammenholdt med et rampeforløb på Storebælt (FGD-P1). Rampeforløbet viser, hvordan det reaktive flow (FGD-P1 [MQ]) ændrer sig i forhold til det aktive effekt flow (FGD-P1 [MW]). Den store ændring i aktiv og reaktiv effekt betyder, at spændingen varierer meget, hvis der ikke forsynes store mængder reaktiv effekt fra en dynamisk kilde. Selv med synkronkompensatoren i Fraugde (FGD G1 [MQ]) i drift er det svært at holde spændingen inden for den tilladte grænse på mellem 407-417 kV.

Det vil være muligt at sænke normaldriftsspændingen og derved acceptere større udsving i spændingen, men det vil betyde et forøget tab ($\text{tab} = (P/U)^2 \cdot R$).

Når den illustrerede regulering skal omsættes til et behov, vil det derfor være nødvendigt at inkludere tabet i behovet. Behovet vil kunne opgøres som et direkte reaktivt behov, eller indirekte som et behov i forhold til at holde spændingen inden for de tilladte grænser samt med et minimum af tab.

Behovet vil være bundet op på den geografiske placering. Det vil sige, at hvis behovet skal dækkes fra en anden kilde, skal geografiske begrænsninger inkluderes.



Figur 7 Rampeforløb for HVDC-forbindelsen på Storebælt. Den lodrette viser den tidsmæssige sammenhæng mellem MW, Mvar og kV.

5.2 Kortslutningsniveau

I det følgende beskrives behovet for kortslutningseffekt samt metoder til håndtering.

5.2.1 Behov – Minimum

De primære årsager til, at kortslutningsniveauet skal være over et vist niveau, er følgende:

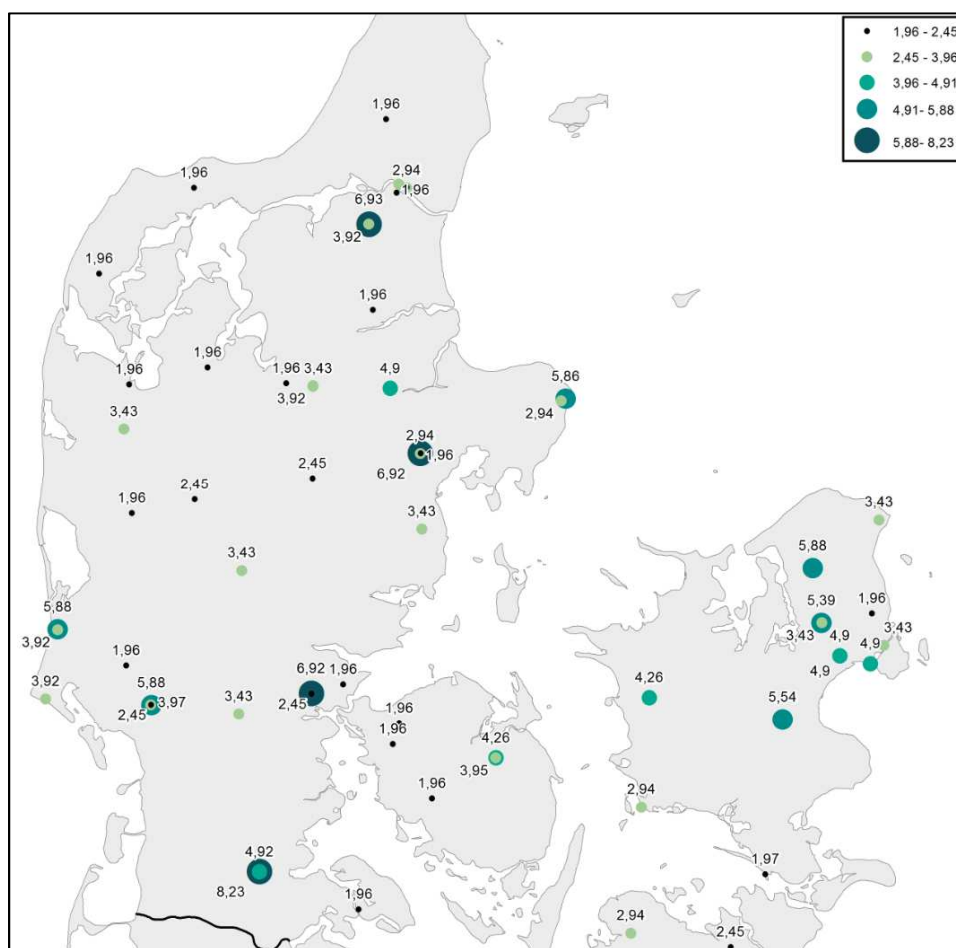
1. Begrænsning af spændingsspring ved kobling med komponenter.
2. Begrænsning af antal kommuteringsfejl på klassiske LCC HVDC-anlæg ved at sikre, at spændingen efter en fejl hurtigt kommer på plads igen. Kortslutningsniveauet er en måde at sikre dette på, men det kan også gøres med effektelektronik med VSC-anlæg og lignende, som hurtigt kan få spændingen på plads igen.
3. Undgå "weak grid" drift på VSC HVDC-anlæg som kan reducere kapaciteten.
4. Sikre korrekt funktion af beskyttelse (specielt af ældre type).

Jf. netdimensioneringskriterierne¹⁹ skal spændingsspring ved kobling med reaktive komponenter være mindre end 2 %²⁰, for at sikre at der ikke opstår over- og underspændinger, som er udenfor de dimensionerende grænser. Dette sikres blandt andet ved, at kortslutningsniveauet skal være over et vist niveau. Det minimale kortslutningsniveau kan udregnes som følgende:

$$\text{Minimalt kortslutningsniveau} > \text{Størrelse på den reaktive komponent} \cdot \left(\frac{1}{0,02} - 1 \right)$$

Hvis klassiske LCC HVDC-anlæg skal kunne operere efter specifikationerne, skal der minimum være 2-2,6 gange²¹ den nominelle effekt til rådighed i kortslutningseffekt i tilslutningspunktet.

I Figur 7 og Bilag 2 kan de konkrete stationsbehov for kortslutningseffekt ses. Behovene stammer fra størrelsen på reaktive komponenter og klassiske LCC HVDC-anlæg. Niveauet ligger imellem 1.960 og 8.232 MVA. Det er som udgangspunkt de reaktive netkomponenter, reaktorspoler og filterbatterier og kabler, som er dimensionerende. For stationer uden konkrete bindinger bør kortslutningsniveauet som udgangspunkt ligge på et passende niveau, så relæbeskyttelsen virker korrekt, og ind- og udkobling af kabler kan foretages uden for store spændingsspring.



Figur 8 Nødvendigt kortslutningsniveau i 2019 [GVA].

Det antages, at hvis kortslutningsniveauet overholder de specificerede grænser i Bilag 9.1, vil kortslutningsniveauet i de resterende stationer være tilstrækkeligt. Der udestår et arbejde i at afdække

¹⁹ Se www.energinet.dk → anlægsprojekter → planlægning af transmissionsnettet → forudsætninger for netplanlægning.

²⁰ For mere uddybende beskrivelse og seneste opdateret version henvises til netdimensioneringskriterierne.

²¹ Cigré Working Group B4.41, *Systems With Multiple DC Infeed – afhænger blandt andet af filterdesign og dynamiske forhold.*

de præcise behov for alle stationer. Det skal vurderes, om det er relevant for Behovsvurderingen for systemydelse.

I nærmeste fremtid forventes der ikke at være store ændringer i behovet for kortslutningseffekt, men hvis grænserne for spændingsspring øges i de nye netdimensioneringskriterier, vil behovet generelt falde.

Det vil i mange tilfælde være muligt at dimensionere elsystemet til et lavere kortslutningsniveau ved, blandt andet at anvende mindre reaktive komponenter og vælge alternative principper for beskyttelse. Den fremtidige dimensioneringspraksis vil prioritere at vælge mindre eller trinbare reaktive komponenter, så afhængigheder af et højt kortslutningsniveau begrænses, og arbejds punktet for dynamiske spændingsregulerende enheder optimeres.

På nuværende tidspunkt er kortslutningsniveauet stigende grundet den øgede netudbygning.

5.2.2 Behov – Maksimum

Kortslutningsstrømmen må ikke være større, end hvad nettet er dimensioneret til. Den maksimale kortslutningsstrøm er generelt 40 kA, men det kan variere, afhængigt af installeret udstyr. Der er p.t. ikke behov for reduktion af det maksimale kortslutningsniveau. Den øvre grænse for kortslutningsniveauet er dog visse steder som fx københavnsområdet ved at være nået, hvilket også giver udfordringer for underliggende net.

Kortslutningsstrømmen kan på kort sigt begrænses ved at reducere antallet af kortslutningsbidragende enheder, udkoble forbindelser eller indføre ekstra impedanser, såsom seriereaktorer eller højimpedans transformatorer. På længere sigt skal udstyret formentlig opgraderes, så det kan håndtere en højere strøm.

5.2.3 Kortslutningsbidrag

Kortslutningsniveauet i et givet knudepunkt udgøres af flere bidrag, herunder naboelsystemer (Tyskland og Sverige), produktionsenheder i alle størrelser og på alle spændingsniveauer, herunder også vindmøller samt synkronkompensatorer og FACTS-anlæg, STATCOM-anlæg, SVC- og VSC-anlæg (herunder også VSC-konvertere som er en del af udlandsforbindelserne).

Forskellige produktionsenheder, centrale kraftværker, decentrale kraftværker, nye og gamle vindmøller giver alle et kortslutningsbidrag. Ud over den givne produktionsenheds egenskaber betyder den elektriske afstand fra produktionsenheden til et givet knudepunkt, hvor stort kortslutningsbidraget fra enheden er i det specifikke knudepunkt.

En synkronkompensator og en synkrongenerator på et centralt kraftværk er begge designet, så de typisk kan levere ca. 4-5 gange nominel effekt kortvarigt (~0,1 sek.) i kortslutningsbidrag (på klemmerne). Dette er værdifuldt i forbindelse med sikring af spændingsstabilitet og spændingsgenopbygning under og efter en netfejl (kortslutning).

Vindmøller har også et kortslutningsbidrag, og for moderne inverterkoblede møller er bidraget omtrent defineret af inverteres kapacitet. Lidt forsimplet skal der således ca. fire gange så mange MW installerede vindmøller til, i forhold til direkte koblede synkrongeneratorer, herunder også vindmøller, for at levere det samme kortslutningsbidrag i et givet knudepunkt, givet ækvivalentet for den elektriske afstand er den samme.

Kortslutningsbidraget fra naboelsystemer ændrer sig over tid, men her gælder samme forhold som for produktionssammensætningen i det danske elsystem – det ændrer sig, hvor de store centrale kraftværker lukker, men der etableres samtidig mere vindkraft, og der etableres flere VSC-konvertere, og transmissionssystemerne forstærkes. Dette gør ikke nødvendigvis, at kortslutningsbidraget bliver mindre – tværtimod, så stiger det i Nordtyskland og Sydsverige.

Lige så meget betyder den elektriske afstand til bidraget fra naboelsystemerne noget for, hvordan effekten mærkes i de danske elsystemer. Den elektriske afstand afkortes som følge af forstærkning af transmissionssystemerne over grænserne og ind i de respektive elsystemer.

5.2.4 Opgørelse af kortslutningsbehovet

Det er p.t. ikke muligt generelt at måle kortslutningsniveauet, identificere hvor kortslutningsbidraget kommer fra, og hvilke enheder der bidrager med hvor meget²².

Det vil være muligt at analysere bidraget på transmissionsniveau via netsimuleringer for den specifikke driftssituation. For mindre enheder vil det kun være muligt at beregne bidraget på aggregeret niveau på baggrund af generiske modeller.

Ved omfattende udbygninger af måleudstyret (PMU'er) vil det i princippet være muligt at måle mængden af kortslutningseffekt i de forskellige knudepunkter, og sandsynligvis også hvem der bidrager til kortslutningseffekten. Kortslutningsniveauet beregnes på baggrund af målinger af elsystemets steprespons ved kendte ændringer, hvilket betyder, at det sandsynligvis er svært at foretage kontinuerte målinger (metoden undersøges).

5.3 Dynamisk spændingsregulering

Dynamisk spændingsregulering er i denne sammenhæng defineret som evnen til at sikre dynamisk stabilitet i forbindelse med fejl. Dynamisk spændingsregulering i forbindelse med normaldrift er beskrevet under afsnit 5.1.

Den dynamiske spændingsregulering er et produkt af de reaktive egenskaber samt styrken til at levere dem, det vil sige en kombination af forskellige egenskaber, hvor blandt andet kortslutnings-egenskaberne også spiller en stor rolle.

Det er på nuværende tidspunkt ikke muligt at skille behovet ad. Udfaldet af en fejl afgøres af det specifikke fejlforløb, stedet i nettet, samt bidraget fra forskellige typer dynamiske enheder samt udgangspunktet, inden fejlen indtræffer.

Hvis beregninger viser, at det ikke er muligt at sikre dynamisk stabilitet, vil det primære håndtag beregningsmæssigt være at aktivere et ekstra kraftværk eller reducere udvalgt vindkraftproduktion²³ og efterfølgende udføre endnu en beregning. Det er ikke muligt på forhånd at sige, hvad der mangler grundet anlægssammensætningen og nettopologien.

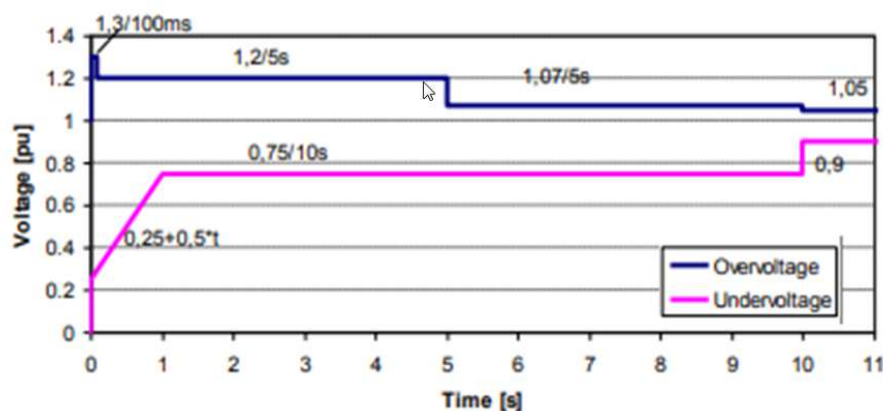
Der skal være tilstrækkelig dynamisk spændingsregulering til at holde spændingen inden for indhyldningskurven (spændingsstabilitetsgrænsen) i alle stationer efter en fejl er blevet frakoblet²⁴.

²² Blandt andet vindmøller og kraftværker, centrale kraftværker, synkronkompensatorer samt VSC-konvertere og STATCOM-anlæg.

²³ Gamle vindmøller med asynkrongeneratorer har stor negativ betydning for spændingsopbygningen efter fejl, fordi de optager store mængder reaktiv effekt efter et spændingsdyk. Det er på trods af de bidrager med kortslutningseffekt

²⁴ Se Energinets hjemmeside www.energinet.dk → Anlæg og projekter → Planlægning af elnettet → Forudsætninger for netplanlægning → [Energinet – Netdimensioneringskriterier maj 2013](#).

Dette sikrer, at spændingen ikke kollapse eller stiger utilsigtet, da mange systemunderstøttende komponenter ikke må koble ud inden for kurven, jf. tilslutningsbetingelser og RFG'en²⁵. Hvis spændingen kommer udenfor kurven vil der kunne ske kaskadeudkoblinger med risiko for systemkollaps i værste konsekvens, jf. Figur 9.



Figur 9 Indhyldningskurve til sikring af spændingsstabilitet efter fejl.

Der henvises til "Behov for systembærende egenskaber i Danmark (ved netfejl)" for yderligere beskrivelser²⁶.

5.4 Produktdefinition - Spændingsregulering

For at tilpasse fremskaffelsen af spændingsregulering til fremtidens teknologier, er der i samarbejde med aktører, udarbejdet en teknologineutral produktdefinition til anvendelse ved fremskaffelse af spændingsregulering både under normaldrift og i forbindelse med spændingsgenopretning efter fejl (dynamisk spændingsregulering).

Grundet de store kompleksiteter i forbindelse med specificeringen af krav skal produktdefinitionen (Tabel 11) løbende opdateres med input fra blandt andet et pilotprojekt²⁷, der er igangsat på Lolland, som har til formål at sikre spændingsreguleringen under normaldrift. Nogle af de erfaringer, som forventes fra projektet, er blandt andet sikring af kvaliteten samt håndtering af den geografiske leveringsevne. Det forventes, at produktdefinitionen for spændingsregulering kan dække over en stor del af de behov, som bliver aktuelle i forhold til fremtidens sikring af spænding og stabilitet og vil derfor være et væsentligt element i det videre arbejde.

²⁵ Se Energinets hjemmeside www.energinet.dk Rammer og regler → Netregler → anmeldt til Forsyningstilsynet (tidligere Energitilsynet).

²⁶ Se Energinets hjemmeside www.energinet.dk → Publikationer → Behov for systembærende egenskaber i Danmark.

²⁷ Se Energinets hjemmeside www.energinet.dk → El → Systemydelse → Projekter og samarbejde → Markedsgørelse og behovsvurdering.

Emne	Beskrivelse
Produkt	Kontinuert spændingsregulering i Radsted eller elektrisk i nærheden. Setpunktet skal som udgangspunkt være 132 kV, men ændres efter anmodning fra kontrolcenteret.
Regulering, kontinuert	Skal have reaktiv effekt reguleringssegenskaber 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 transmissionslinjerne 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 11 Teknologineutral produktdefinition til pilotprojekt for spændingsregulering (værdierne i tabellen er projektspecifikke).

6. Behov under revisioner

Behovene beskrevet i denne vurdering tager som udgangspunkt ikke revisionsplanlægning i betragtning, da rapporten afleveres før, at revisionsplanen er udarbejdet. Hvis der kommer yderligere behov på grund af revisionsplanen, vil Energinet kommunikere om dette hurtigst muligt.

Ifølge SO GL'en skal der fra 2019 udkomme et udkast af revisionsplanen inden oktober. På baggrund af udkastet vil det være muligt at give 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 omfattende og tidskrævende opgave, blandt andet på grund af regnetid og manuel håndtering. Det vurderes ikke at være realistisk at udarbejde præcise revisionsberegninger på under fire uger med de nuværende metoder. For at begrænse omfanget af simuleringerne sker der en screening vedrørende de mest væsentlige driftssituationer.

Til version 1 af Behovsvurderingen for systemydelse skal det drøftes med aktørerne, hvad der skal fokuseres på, og hvordan der skal følges op.

EU-netværskoden Capacity Allocation & Congestion Management og System Operation Guideline (SO GL) kræver, at der udarbejdes en dynamisk stabilitetsvurdering blandt andet i forbindelse med revisionsberegninger. Det betyder, at metoderne skal dokumenteres, og hvis muligt, afstemmes mellem de nordiske lande. Efterfølgende skal der udarbejdes fælles modeller, hvor det er muligt at lave fælles og transparente beregninger. Projektet er ikke påbegyndt endnu, men følgende tidsplan er under godkendelse:

- Fra 3. kvartal 2019 til 2. kvartal 2021 skal beregningsmetoder udredes og afstemmes.
- Fra 1. kvartal 2019 til 2. kvartal 2021 skal fælles beregningsmodeller udarbejdes.

6.1 Beskrivelse af metode for identificering af behov i situationer med ikkeintakt net

På baggrund af analyser, udført af Energinet, er der i intakt net ikke behov for yderligere systembærende egenskaber, end det Energinets egne komponenter kan levere. Revisioner og mangler analyseres løbende med dynamiske analyser, som skal komme med en samlet anbefaling for, hvordan systemstabiliteten sikres mest omkostningseffektivt for den givende årstid og netmangel. Analyserne vurderer blandt andet den maksimale mængde vind, herunder specielt vind fra gamle vindmøller og den maksimale mængde transit, som er muligt ved det aktuelle forbrug og nettopologi. Derudover vurderes om der er behov for ekstra systembærende kapacitet.

Det er Energinets ambition at identificere og kommunikere behov for ekstra systembærende kapacitet hurtigst muligt og sikre, at de skaffes på markedsmæssige vilkår; hvis muligt. Revisioner planlægges, så mindst muligt behov for ekstra systembærende kapacitet sikres.

7. Start fra dødt net (blackstart)

Start fra dødt net (blackstart) foregår, hvis dele af eller hele elnettet er uden spænding, det vil sige, nettet er "dødt", og strøm ikke kan flyttes igennem elnettet, typisk som følge af et blackout. Et blackout sker som følge af flere ukontrollerede fejl i elnettet, hvor elnettet sikrer sig mod varige skader ved at koble sig ud. Ydelsen, som indkøbes til at starte fra dødt net, kaldes dødstartsydelsen. I disse meget usandsynlige hændelser er dødstartsydelsen ekstremt vigtig til at få strømmen tilbage til forbrugerne.

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 elsystemet. Energinet ser ikke et stigende behov for dødstartsydelser; og forventer derfor at fastholde sin nuværende strategi.

I Vestdanmark har Energinet en aftale med den norske TSO Statnett om levering af én dødstartsydelse via Skagerrak 4-forbindelsen. Skagerrak 4-forbindelsen er en jævnstrømsforbindelse (DC), som med sin VSC²⁸ kan starte elnettet, hvis det norske elnet kan levere effekt. For tiden indkøbes derfor yderligere én dødstartsydelse mere i Vestdanmark. Den nuværende aftale udløber i ultimo 2020.

I Østdanmark indkøbes to uafhængige dødstartsydelser. De nuværende aftaler udløber ultimo 2019.

²⁸ Voltage source converter.

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.

Blackstart-enheder kræves aktuelt som minimum have følgende egenskaber i nettilslutningspunktet:

Spænding:	Minimum tilsluttet 150 kV i DK1 og 132 kV i DK2 ²⁹
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

8. Nettilstrækkelighed

Nettilstrækkelighed beskrives i redegørelse for elforsyningsikkerhed. Det fremtidige behov for transmissionsnet, som skal sikre nettilstrækkeligheden er dokumenteret i RUS-planen³⁰. I bilagsrapporten for RUS-planen beskrives, hvilke behov der ligger til grund for projekterne.

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 systemydelse (1-3 år). I denne periode kan der være en større ændring i forbrug eller produktion, 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.

8.1 Aftag af lokal produktion

Det er ikke altid muligt eller optimalt at udbygge transmissionsnettet 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.

For at kunne håndtere denne lokale overskridelse af transmissionsnettets kapacitet udvikles et design til handel med lokal fleksibilitet, da overskridelsen ikke kan håndteres via de eksisterende elmarkeder.

Energikommissionens rapport og i Elforsyningsloven er målsætningen at reducere anvendelse af beordringer og nedregulering af produktion fra VE og i stedet øge anvendelse af markeder og konkurrence.

²⁹ Kan også tilsluttes direkte i en 150/60 kV eller 132/50/30/10 kV station.

³⁰ Se Energinets hjemmeside www.energinet.dk → Anlæg og projekter → Planlægning af elnettet → RUS-plan 2017.

Energinet er i samarbejde med DSO'er i gang med et projekt, som skal muliggøre lokal fleksibilitet på markedsvilkår. Projektet kigger primært mod situationer med stor VE-produktion i områder, hvor nettet ikke har kapacitet til at transportere denne produktion væk, jf. dimensioneringskriterierne. Lignende problemstillinger kan opstå i et område med stort forbrug og lille produktion, hvor kapaciteten dertil udfordres. I forbindelse med projektet etableres et pilotprojekt for handel med lokal fleksibilitet, som skal godkendes i markedssamarbejdsudvalget (MSU) og forventes offentliggjort i anden halvdel af 2019 via hjemmesiden³¹.

For at vurdere behovet er der ved at blive udarbejdet en metode til at kunne vurdere både revisioner og normale situationer på baggrund af Energinets markedsmode; og på den måde få en langsigtet prognose i mange situationer.

Der er udført beregninger for behov for nedregulering af produktion på Lolland med det nuværende transmissionssystem. Tabel 12 viser, at behovet er stigende, og at netforstærkninger kan være nødvendige.

Forventet udbygninger af produktion på Lolland (Analyseforudsætninger 2018)	GWh nedreguleret produktion
2020	2,5-5,6 GWh
2022	39-43 GWh

Tabel 12 Forventet nedregulering af produktion på Lolland.

³¹ Se Energinets hjemmeside www.energinet.dk → El → Systemydelse → Projekter og samarbejde → Markedsgørelse og behovsvurdering.

9. Bilag 2

9.1 Nødvendigt kortslutningsniveau

Station	Nødvendigt minimum kortslutningsniveau [MVA]	Station	Nødvendigt minimum kortslutningsniveau [MVA]	Station	Nødvendigt minimum kortslutningsniveau [MVA]
ABS_150	1.960	HOD_150		NVI_132	
ADL_150		HRA_150		NVS_132	
AHA_220		HRB_150		NVV_150	3.920
ALL_132		HRC_220		NVV_400	
AMK_132		HSKV150		NYM_132	
AMV_132		HSKØ132	4.900	NYR_132	
AND_150		HSTØ132		ORH_132	
ARC_132		HVE_132	3.430	OST_132	
ASR_150		HVE_400	5.390	OSØ_150	
ASR_400	3.430	HVO_150		PÅR_400	
ASV_132		HVV_150		RAD_132	2.450
ASV_400		HØN_150		RAM_150	
AVV_132		IDE_132		RBY_132	
AVV_400	4.900	IDU_150		RDB_132	
BAG_132		IDU_400	3.430	RDS_132	
BAL_132		ISH_132	4.900	REF_400	
BBG_150	3.920	ISH_400	4.900	REV_400	3.430
BBG_220	5.880	JER_132		RIB_150	
BBR_150		JLV_150		RIL_132	
BDK_150		JLV_400		RIN_132	
BDR_150		KAE_150	1.960	ROV_400	
BED_150	1.960	KAG_150		RSL_150	
BEL_132		KAG_400		RYT_150	1.960
BIL_150	1.960	KAK_132		SBA_150	
BIX_150		KAM_132		SFE_150	
BJH_150	2.450	KAS_150	8.232	SHE_150	
BJS_132		KAS_220		SHE_220	
BJS_400	5.537	KAS_400	4.915	SIB_132	
BLA_132		KAU_400		SKA_150	
BLV_150	3.920	KBBV150		SKBØ400	
BMS_400		KBG_132		SKH_400	
BOR_132		KIN_150	1.960	SMK_132	
BRY_132		KIN_400		SOS_132	
DDS_132		KKN_150		SPA_132	
DYB_150		KKR_400		SPR_132	
DYR_132		KKS_150		SST_132	
EBY_132		KLF_150		STA_132	
EDR_150	3.968	KLT_150		STR_150	1.960
EDR_220	5.880	KLY_150		STSV150	
EDR_400	2.450	KNA_150		STSV400	
ESK_132		KNUØ050a		STSØ132	
EST_150		KRL_132		STV_132	2.940
FER_150	3.920	KSH_150		SVB_150	
FER_400	6.929	KSS_400		SVS_150	
FGD_150	3.953	KSV_132		SVS_400	
FGD_400	4.263	KSØ_150		SØN_150	1.960
FLA_132		KTA_150		TAN_150	
FNM_132		KTR_150		TEB_400	
FOU_150		KVK_150		TEG_132	3.430
FRD_150		KYV_132		THY_150	
FRT_150	1.960	LAG_150	2.450	THØ_150	1.960
FRX_150		LAG_400	6.915	TJE_150	3.920
FVO_150		LIN_132		TJE_400	3.430
FVO_400		LKR_150		TOR_132	
GAT_400		LOL_150	1.960	TRI_150	1.960
GLN_132	1.960	LUP_132		TRI_220	2.940
GLN_400		LYK_150		TRI_400	6.915
GNK_220	5.860	MAG_150		TUP_150	
GRN_132		MAL_150		VAL_132	
GRP_150	1.960	MAL_400	3.430	VEJ_132	
GST_150		MASK132		VER_400	
GST_400		MAVK_132		VFAK132	
GULØ132		MAV_132	1.966	VHA_150	1.960
GULØ132B		MES_150		VHA_400	2.940
GØR_132		MKS_150		VID_150	1.960
GØR_400	5.880	MKS_400		VIK_132	
HASV150		MLP_150		VIL_150	
HASØ132		MLU_150		VIN_132	
HAT_150		MOSV150		VIU_400	
HCV_132	3.430	MOSØ132		VKE_150	
HCV_400		MÅK_400		VLO_132	2.940
HDE_132		MÅLØ132		VSA_132	
HEJ_132		NAM_132		ÅBØ_150	1.960
HER_150	2.450	NFAK132		ÅSP_150	2.940
HKS_400	4.263	NFBK132		ØLS_132	
HLA_400		NLOK132		ØSG_150	
HMA_132		NOR_150		ØSG_400	
HNB_150		NSP_150	1.960	ØSH_132	
HNB_400	4.900	NSV_132			

Tabel 13 Nødvendigt kortslutningsniveau.