

ENERGINET

REDEGØRELSE FOR
ELFORSYNINGSSIKKERHED

2018

INDHOLDSFORTEGNELSE

Resumé	4
1. Elforsyningsikkerhed	8
1.1 Hvad er elforsyningsikkerhed?	8
1.2 Rammerne for elforsyningsikkerheden bliver mere internationale	8
1.3 Niveau af elforsyningsikkerhed	10
2. Historisk elforsyningsikkerhed	12
2.1 Afbrudsstatistik	12
2.2 Hændelser i elsystemet 2017	14
2.3 Systemydelse	18
3. Fremadrettet risikovurdering	20
3.1 Forventninger til fremtidens elsystem	20
3.2 Effekttilstrækkelighed	21
3.3 Nettetilstrækkelighed	23
3.4 Robusthed	27
3.5 IT-sikkerhed	31
3.6 Drifts- og markedsudvikling	32

Forsidebillede: Vedligeholdelsesarbejde af elforbindelsen mellem Kassø, ved den dansk-tyske grænse, og Tjele ved Viborg.

RESUME

Danmarks elforsyningssikkerhed er blandt de bedste i Europa, og 2017 var ingen undtagelse. Danskerne var sikret strøm i stikkontakten i 99,995 pct. af tiden. Det svarer til knap 25 minutters afbrud for en gennemsnitsforbruger. Det er lidt højere end 2016, men stadig meget lavt. Årsagen til den høje elforsyningssikkerhed i Danmark er primært kabel-lægninger i distributions-nettene.

Det viser Energinets Redegørelse for elforsyningssikkerhed 2018. Redegørelsen giver med udvalgte nøgletal og analyser en status for elforsyningssikkerheden i 2017 og indeholder en fremadrettet risikovurdering for elforsyningssikkerheden.

Energinets målsætning er, at danskerne ikke må opleve at være afbrudt i mere end 60 sekunder i et normalt år grundet fejl i Energinets elnet.

Af de 25 minutters afbrud i 2017 var de 92 sekunders afbrud grundet hændelser i eltransmissionsnettet. Fejlen på eltransmissionsnettet, der påvirkede flest forbrugere, skete på station Svanemøllen i København i oktober. Fejlen var en procedurefejl under et planlagt vedligehold på stationen.

At minimere fejl er afgørende for Energinet, da en enkelt fejl på eltransmissionsnettet kan eskalere og føre til omfattende afbrud danske elforbrugere. Energinet forsøger at undgå fejlene ved løbende optimering af arbejds-gang og vedligehold af komponenter.

Væsentlige udfordringer for høj dansk elforsyningssikkerhed

De danske og europæiske elsystemer er under stor forandring. Store mængder vind- og solenergi bliver indpasset i elsystemet, mens mange traditionelle termiske kraftværker bliver udfaset. Flere elforbindelser over landegrænser kobler landenes elnet sammen, og elforsyningssikkerhed bliver i stigende grad et regionalt og ikke bare nationalt anliggende. Samtidig harmoniseres elmarkederne og driftssamarbejdet

på tværs af Europa via ny europæisk regulering, fx netregler. Disse forhold har stor indflydelse på, hvordan Energinet fremover sikrer danskernes elforsyningssikkerhed.

I Redegørelse for elforsyningssikkerhed 2018 beskriver Energinet de væsentligste udfordringer for elforsyningssikkerheden. Eksempler på disse udfordringer fremgår i de fire følgende punkter.

Risiko for manglende el øst for Storebælt

Det danske elnet er delt op mellem det vestlige og det østlige Danmark med Storebælt som skillelinje. I den østlige del af Danmark stiger risikoen for, at udbuddet af el ikke kan møde efterspørgslen i de kommende år. Men selvom Energinets analyser viser, at der er en forhøjet sandsynlighed for enkelte situationer med brownouts – altså kontrollerede afkoblinger af elforbrugere i begrænsede områder – over de næste 10 år, forventes sådanne situationer at være meget sjældne hændelser.

Energinet udarbejder konkrete tiltag til at imødegå den østdanske udfordring. Blandt andet arbejder Energinet på at udnytte den eksisterende infrastruktur bedre, fx vil en opgradering af det interne elnet op til Øresundsforbindelse øge kapaciteten her. Derudover undersøger Energinet muligheden for at opnå en godkendelse af en tidsbegrænset indførelse af en strategisk reserve. Samtidig arbejder Energinet målrettet på at realisere de igangværende elmarkedsreformer, der

sammen med andre nye initiativer skal sikre øget fleksibilitet af både elproduktion og -forbrug og dermed nye markeds-løsninger til at sikre elforsyningsikkerhed.

Fornyelse af elnettet i København

I disse år forandres driften af elnettet som følge af stigende mængder vedvarende elproduktion, stigende elforbrug, særligt fra datacentre og et aldrende elnet. Dette kræver udbygninger og reinvesteringer i det interne elnet. Dette gælder blandt andet i København.

I København og i området omkring København er elforsyningsikkerheden udfordret af et aldrende elnet, som har stigende udetider som følge af løbende vedligehold. Dertil kommer dels et stigende elforbrug, dels en fortsat afvikling af elproduktion fra termiske kraftværker i København.

Energinet er derfor i gang med at etablere nye kabler ind til København, som forventes at blive sat i drift i begyndelsen af 2019. Energinet vurderer, at risikoen for forbrugsafkobling i anlægsfasen er uacceptabelt høj. Inden kablet er sat i drift, har Energinet derfor beordret et termisk kraftværk i drift for at fastholde den høje elforsyningsikkerhed i København.

Ændringer af behovet for systembærende egenskaber

Systembærende egenskaber er vigtige for at sikre elsystemets robusthed, da disse egenskaber er med til at sikre stabilitet i elnettet ved fejl eller udfald.

Energinet's nyeste og meget omfattende analyser af behovet for systembærende egenskaber, viser, at elsystemet er mere robust end tidligere antaget. Det skyldes blandt andet, at nye moderne vindmøller er med til at sikre stabiliteten, og at Energinet ved hjælp af automation kan drive elnettet tættere på kanten.

Det betyder, at Energinet i højere grad kan drive elnettet stabilt, selv om kraftværker ikke er i drift. Den bedre udnyttelse af elsystemets enheder er med til at sikre indpasning

af vedvarende energikilder og samtidig fastholde den høje elforsyningsikkerhed.

Et stigende fokus på IT-sikkerhed

En stigende afhængighed af IT i elsystemet kræver høj opetid på kritiske IT-systemer. Dette medfører også et fokus på eksterne trusler samt national og international beredskabssamarbejde. Der bliver blandt andet lavet en beredskabsøvelse i nordisk regi.

AFBRUDSMINUTTER I ALT

2017, min.: **25**

2016, min.: **19**

Antallet af afbrudsminutter for en gennemsnitsforbruger i det samlede danske elsystem.

AFBRUDSMINUTTER PGA. TRANSMISSIONSNETTET

2017, sek.: **92**

2016, sek.: **48**

Mål, sek.: **60**

Afbrud i gennemsnit grundet driftsforstyrrelser i transmissionsnettet (over 100 kV).

SKÆRPET DRIFT

2017, antal gange: **1**

2016, antal gange: **1**

Årsagen hertil i 2017 var en fejl på et kabel ind mod København.

IT-SIKKERHED

2017, antal hændelser: **0**

2016, antal hændelser: **3**

Nul hændelser med tab af kritiske IT-værktøjer i 2017.

BEREDSKAB

2017, antal hændelser: **1**

2016, antal hændelser: **0**

Hændelsen i 2017 skyldes brand i en station.

SYSTEMYDELSER

2017, mio. kr.: **620**

2016 mio. kr.: **757**

Omkostninger til indkøb af systemydelser.

EFFEKTILSTRÆKKE- LIGHED 2025

Flere datacentre.
Færre kraftværker.
Flere udlandsforbindelser.
Mere vedvarende energi.

Påvirker elforsyningssikkerhed
i Danmark.

EFFEKTILSTRÆKKE- LIGHED 2025

Østdanmark, min.: 11

Vestdanmark, min.: <1

Udfordret effektilstrækkelighed i
Østdanmark. Meget sjældne hændelser.

NETTILSTRÆKKE- LIGHED

Aldrende elnet og flere
reinvesteringsopgaver,
fx i København.

Kan udfordre elforsyningssikkerheden.

ROBUSTHED

Elnettets systembærende
enheder og stigende grad af
automation

Bidrager til robustheden i elsystemet.

IT-SIKKERHED

En stigende afhængighed af IT
i elsystemet

Kræver høj opetid på kritiske
IT-systemer.

DRIFT- OG MARKEDSUDVIKLING

Projekter på tværs af Europa

Har til formål at sikre elforsyningssik-
kerheden på effektiv vis.

1. ELFORSYNINGSSIKKERHED

Sikring af en høj elforsyningsikkerhed er et komplekst samspil i hele værdikæden mellem det fysiske elnet, elmarkeder, -producenter og -forbrugere. Det gælder ikke kun i Danmark, men hele Europa. Det kræver harmonisering og samarbejde på tværs af landegrænser.

1.1 Hvad er elforsyningsikkerhed?

Niveauet af elforsyningsikkerhed afhænger af, i hvor høj grad elforbrug og -produktion kan balanceres, og at elnettet kan overføre den elektriske energi og håndtere fejl. Risikovurderinger for elsystemet opdeles derfor i to kategorier: systemtilstrækkelighed og systemsikkerhed, som i praksis er to delvist overlappende begreber.

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

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

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

Konsekvensen af manglende systemtilstrækkelighed vil typisk være varslede afkoblinger af elforbrugere 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, men dog mindre alvorlig end et blackout.

Vurdering af systemsikkerhed er en vurdering af elsystemets robusthed

overfor fejl og IT-hændelser, og 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.

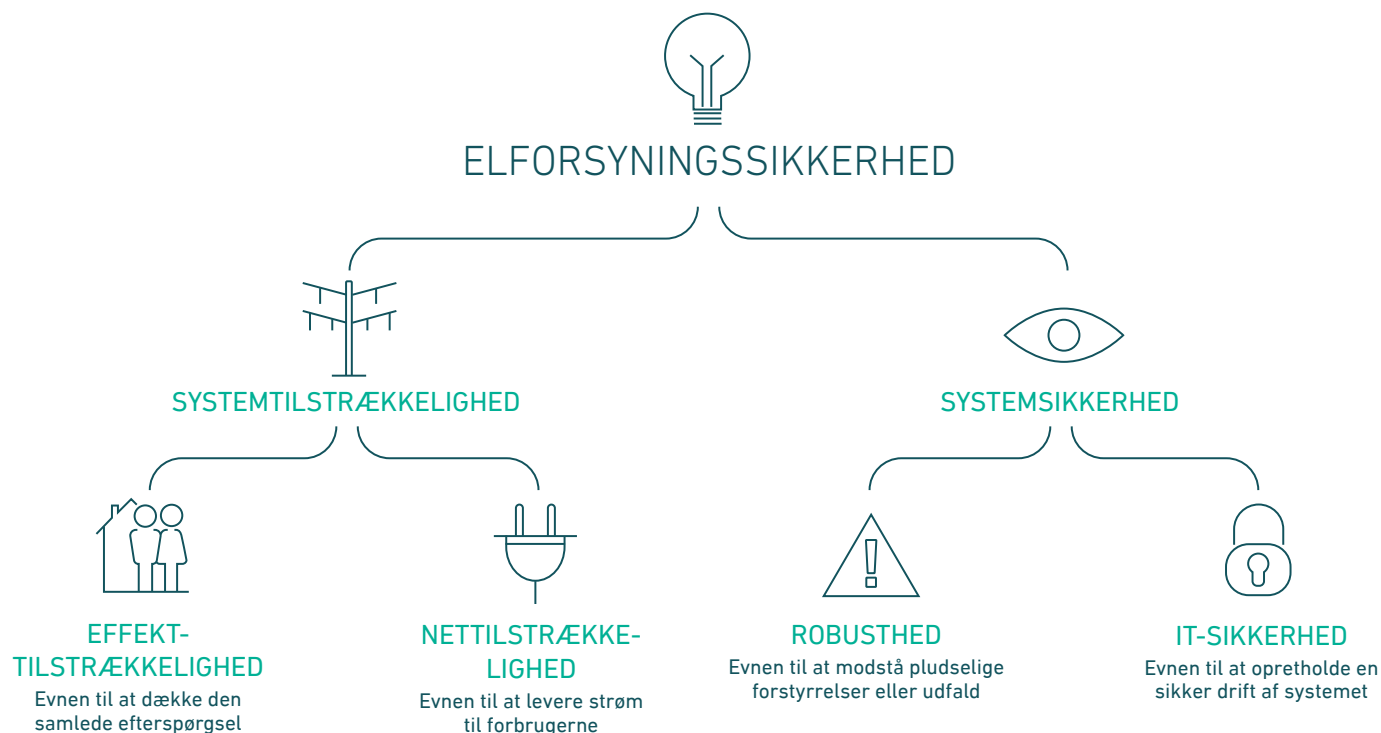
IT-sikkerhed er elsystemets evne til at opretholde høj opetid på kritiske IT-systemer, og at modstå cyberangreb, uden elsystemet og dets aktører påvirkes.

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

1.2 Rammerne for elforsyningsikkerheden bliver mere internationale

I takt med udbygningen af vedvarende energi og ændringen af elproduktions sammensætningen på tværs af landegrænser bliver effektilstrækkeligheden mere og mere et regionalt og internationalt anliggende.

For at løse fremtidens udfordringer med elforsyningsikkerheden er der på tværs af Europa igangsat en lang række initiativer. Energinet oplever også flere lokale udfordringer med nettilstrækkelighed og systemsikkerhed



Figur 1: Illustration af elforsyningsikkerhed, som består af systemtilstrækkelighed og systemsikkerhed.

som følge af den stigende elproduktion fra vedvarende energi og reduktion i driften af termiske kraftværker.

Initiativerne gælder både implementering af ny EU-regulering i form af europæisk lovgivning og netregler, som har til formål at fremme europæisk og regionalt samarbejde om elforsyningsikkerheden for at sikre optimal udnyttelse af kapaciteten på tværs af landegrænser.

Særligt væsentlig er implementeringen af netreglen System Operation. Netreglen fastsætter rammerne for Energinets muligheder for at opretholde elforsyningsikkerheden. Dette gælder blandt andet:

- Krav til indhold af revisionsplanen samt til øget regional koordinering
- Krav til kommunikation mellem Energinet, balanceansvarlige, eldistributionsselskaber og anlæg
- Principper for aktivering af handlemuligheder til sikring af elforsyningsikkerheden

Vedtagelsen af netreglen System Operation medfører, at Lov om elforsyning opdateres, således at der ikke foregår dobbeltregulering. Derudover implementerer loven Elreguleringsudvalgets anbefalinger vedrørende elforsyningsikkerhed og Forsyning for fremtidens målsætninger om

øget markedsgørelse af de ydelser, som Energinet efterspørger til varetagelse af elforsyningsikkerheden.

Lovforslaget lægger også op til, at Energi-, forsynings- og klimaministeren fremadrettet har det overordnede ansvar for elforsyningsikkerheden

CLEAN ENERGY FOR ALL EUROPEANS

EU Kommissionen lancerede den 30. november 2016 et udkast til en større lovgivningspakke kaldet "Clean Energy for all Europeans". Denne forventes implementeret i løbet af 2018. Pakken har til formål at fremme europæisk og regionalt samarbejde om elforsyningsikkerheden for at sikre optimal udnyttelse af kapaciteten på tværs af landegrænser. Det forventes ydermere, at pakken stiller krav til, at niveauet af elforsyningsikkerhed skal vurderes på baggrund af Value of Lost Load.

Value of lost load, forkortet VoLL, er en økonomisk indikator, der udtrykker omkostningerne ved afbrudt forsyning. VoLL opgøres oftest i DKK/kWh.

samt niveauet herfor. Energinet vil forsat have ansvaret for at opretholde og overvåge det fastsatte niveau for elforsyningsikkerheden.

Ydermere forventes Energinets årlige Redegørelse for elforsyningsikkerhed at blive lovpligtig.

1.3 Niveau af elforsyningsikkerhed

Energinets strategi 2018-2020 angiver ikke et eksplicit mål

MULIG OPHÆVELSE AF KRAFTVARMEKRAVET

Det har politisk været diskuteret, om kraftvarmekravet til termiske kraftværker skal bortfalde.

Kraftvarmekravets bortfald kan have forskellig indflydelse på elforsyningsikkerheden, alt efter om der ses på kort eller langt sigt. Energinet forventer dog, at niveauet for elforsyningsikkerhed ikke forringes markant.

På kort sigt er elsystemet afhængig af centrale termiske kraftværker til at levere flere forskellige ydelser. Særligt i situationer, hvor fx en central netkomponent er ude af drift grundet revision eller havari.

Der kan ydermere opstå et behov for lokal netudbygning som følge af lukning af bestemte kraftværker, da de historisk set har været indregnet i planlægning af elnettet. Dette vil føre til øgede omkostninger til investeringer i elnettet.

En ophævelse af kraftvarmebindingen kan samtidig være den samfundsøkonomisk billigste løsning, hvis de samfundsøkonomiske besparelser for anlæggene er større end de øgede samfundsøkonomiske omkostninger for elsystemet.

På sigt vil behovet for tekniske egenskaber ændre sig i takt med elsystemets udvikling. De egenskaber, de centrale kraftværker leverer i dag, kan på sigt erstattes af anden teknologi.

for elforsyningsikkerheden. Men Energinet arbejder for at fastholde det danske elforsyningsikkerhedsniveau i den europæiske top. Med opdateringen af Lov om elforsyning kan målsætningen for elforsyningsikkerheden ændres af Energi-, forsynings- og klimaministeren.

Den danske elforsyningsikkerhed har historisk været meget høj, og den forventes også at være meget høj i de kommende år, omend ikke nødvendigvis på helt samme niveau.

Udviklingen i elforsyningsikkerheden påvirkes af en lang række elementer. Stigende afhængighed af udlandet, flere vindmøller og mindre termisk produktionskapacitet udfordrer i visse situationer effekttilstrækkeligheden.

Energinet følger udviklingen og overvejer løbende, om der skal iværksættes tiltag for at opretholde niveauet for elforsyningsikkerhed.

Energinet arbejder løbende med imple-

LOV OM ELFORSYNING



I Lov om elforsyning er der forskellige bestemmelser, der adresserer rammerne for en høj elforsyningsikkerhed, og forskellige myndigheder er tillagt opgaver og kompetencer i relation hertil. Energinet har det overordnede ansvar for elforsyningsikkerheden i Danmark. Denne forpligtelse danner fundamentet for Energinets kerneopgaver i forbindelse med understøttelse af en høj elforsyningsikkerhed. Det forventes, at Lov om elforsyning revideres i 2018.

mentering af nye markedsreformer, herunder incitamentter til elforbrugsfleksibilitet sammen med øget transparens og markedsføring af ydelser til at opretholde elforsyningsikkerheden.

Samtidig gør nye komponenter i elnettet det muligt at sikre robustheden i systemet - også på dage, hvor der ingen central elproduktionskapacitet er.

En omkostningseffektiv elforsyningsikkerhed handler om at sikre, at elsystemet fungerer, så aktørerne i hele værdikæden kan levere til kunderne, når der er brug for energien.

En høj elforsyningsikkerhed har stor samfundsmæssig værdi, og det danske elsystem er indrettet herefter. Hvorvidt der skal investeres mere i at højne elforsyningsikkerheden, afhænger af, om der findes omkostningseffektive værktøjer til at minimere risici for afbrud. Det er derfor en vurdering af, hvorvidt der skal iværksættes ekstra tiltag mod potentielt manglende elforsyning. Dermed bliver omkostninger et spørgsmål om at vurdere forskellige tiltag op imod hinanden set i forhold til den reduktion i risiko, de kan levere.

Analyser af effekttilstrækkeligheden i Danmark frem mod 2025 viser fortsat, at det er Østdanmark, som har størst risiko for effektmangel. Selvom resultaterne er forbundet med usikkerheder, viser de, at der er en forhøjet sandsynlighed for enkelte situationer med brownouts over de næste 10 år. Brownouts vil særligt kunne forekomme i situationer med flere samtidige revisioner i elnettet, udfald på udlandsforbindelser og/eller termiske kraftværker samt lav vind. Effektmangelsituationer vil således være meget sjældne hændelser.

Et højere niveau af effekttilstrækkelighed vil kræve igangsættelse af initiativer til at understøtte energy only-markedet ved hjælp af fx incitamentsfremmende elmarkedsreformer, nye udlandsforbindelser eller en kapacitetsmekanisme i form af en strategisk reserve.

Energinet ønsker derfor at indlede en dialog med EU Kommissionen og danske myndigheder angående mulighederne for at opnå en godkendelse af en tidsbegrænset indførelse af en strategisk reserve for at fastholde effekttilstrækkeligheden i Østdanmark. Energinet vil i dialogen tage udgangspunkt i perioden 2025-2029 og muligheden for evt. at forlænge i yderligere fem år.

Energinet arbejder samtidig målrettet på at realisere de igangværende elmarkedsreformer, ligesom nye initiativer for at sikre øget fleksibilitet både fra elproduktions- og

elforbrugssiden samt fra nye lagrings-teknologier vil blive igangsat over de kommende år.



STRATEGISK RESERVE

I perioden 2014-2017 godkendte EU-Kommissionen med udgangspunkt i nye regler en række kapacitetsmekanismer i blandt andet England, Frankrig og Tyskland, og i februar 2018 blev strategiske reserver for første gang godkendt i Tyskland og Belgien.

I begge lande er der tale om midlertidige strategiske reserver. Formålet med de strategiske reserver er at sikre national effekttilstrækkelighed i det tilfælde, at der forekommer en række uventede ændringer i elsystemet med potentielt store konsekvenser for elforsyningsikkerheden. Med andre ord skal reserverne i de to tilfælde betragtes som tiltag til sikring af elforsyningsikkerheden under de to landes igangværende omstilling af elsystemet.

2. HISTORISK ELFORSYNINGSSIKKERHED

De danske elforbrugere har i mange år haft en meget høj sikkerhed for levering af el. Det er også gældende for 2017, hvor der har været et meget lavt antal afbrudsminutter pr. elforbruger samt et lavt antal hændelser med betydning for forsyningsikkerheden i elsystemet.

2.1 Afbrudsstatistik

Fejl og afbrud i det danske elnet opgøres for eltransmissions- og eldistributionsnetterne i Elskabernes Fejl- og Afbrudsstatistik (ELFAS).

Afbrudsstatistikken viser, hvor ofte den gennemsnitlige elforbruger har oplevet afbrud. Det betyder, at nogle elforbru-

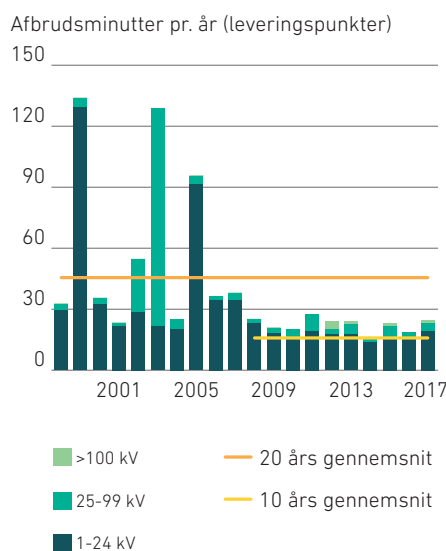
gere har oplevet flere afbrud, mens andre ingen afbrud har oplevet.

I 2017 var antallet af afbrudsminutter stadig meget lavt. Der var knap 25 afbrudsminutter, hvilket dog er højere end 2016. Danskerne havde således i gennemsnit strøm i 99,995 pct. af tiden. 2017 var derfor endnu et år, hvor danske elforbrugere har haft en af Europas højeste sikkerheder for levering af el.

FIGUR 2: AFBRUDSSTATISTIK FOR DANMARK, 1998-2017.

Kilde: Elskabernes Fejl- og Afbrudsstatistik, Dansk Energi.

Figuren illustrerer den gennemsnitlige varighed af afbrydelser i elforsyningen i minutter pr. elforbruger pr. år (opgjort på leveringspunkter) i Danmark. Effektmangel har historisk ikke været årsag til afbrud af elforbrugere i Danmark og indgår derfor ikke i figuren.



Frem til 2011 er afbrudsstatikken opdelt på spændingsniveauerne 1-24 kV og 25-99 kV, hvor afbrud på eltransmissionsnettet indgår i statistikken for 25-99 kV. Efter 2011 fremgår afbrud på eltransmissionsnettet selvstændigt i kategorien >100 kV.

Bortset fra enkeltstående hændelser, som en fejl i det vstdanske eltrans-

TABEL 1: GENNEMSNITLIGT ANTAL AFBRUDSMINUTTER OVER DE SENESTE 5, 10, 15 OG 20 ÅR.

Kilde: Elskabernes Fejl- og Afbrudsstatistik, Dansk Energi.

(Min./år)	5 år	10 år	15 år	20 år
1-24 kV	16	18	25	31
25-99 kV	4	5	11	10
>100 kV	1	-	-	-
Total	21	23	36	41

missionsnet i 2002 og en fejl i det svenske elnet i 2003, er det generelle billede, at langt størstedelen af afbrudsminutterne skyldes fejl i eldistributionsnettet.

Der er omkring 20-30 afbrudsminutter pr. gennemsnitselforbruger pr. år på afbrud på eldistributionsniveauet. Grundet kabellægning af eldistributionsnettet har antallet af afbrudsminutter ved fejl i eldistributionsnettet været faldende.

De bagvedliggende årsager til høje antal afbrudsminutter i 1999 og 2005 var henholdsvis orkan og storm.

Det gennemsnitlige afbrudsniveau bør derfor ses over en længere årrække.

Afbrud grundet eltransmissionsnettet

Ud af de 25 minutters samlet afbrud i 2017, oplevede

TABEL 2: DRIFTSFORSTYRRELSER I ELTRANSMISSIONSNETTET MED AFBRUD AF ELFORBRUGERE I DET DANSKE ELSYSTEM I 2017.

Dato	Fejltype	Ikke-leveret energi (MWh)	Afbrudsminutter (sek.)
6/2	Procedurefejl i Energinets Kontrolcenter	14	15
4/10	Procedurefejl på station	35	34
11/10	Procedurefejl på station	8	8
29/10	Komponentfejl	36	35
Total		93	1 min. 32 sek.

FEJL PÅ STATION SVANEMØLLEN



Fejlen, der påvirkede flest elforbrugere, skete på station Svane-møllen den 4. oktober 2017. Fejlen var en procedurefejl i forbindelse med en kobling under et planlagt vedligehold på stationen.

En manuel fejkobling af en samleskinne, som var i drift, medførte udkobling af hele stationen. Dette medførte ydermere en automatisk utilsigtet udkobling af linjen mellem Amagerværket og station Bellahøj.

Knap 92.000 elforbrugere blev afbrudt, og der gik ca. 25 minutter, inden elforsyningen igen var sikret gennem omlægning af det underliggende eldistributionsnet.

DRIFTSFORSTYRRELSER, AFBRUD, HÆNDELSER OG FEJL



Typiske hændelser dækker blandt andet over driftsforstyrrelser, nærvæd-hændelser, IT-hændelser, og N-1 overskridelser.

Udtrykket driftsforstyrrelse dækker over, at fejl i elnettet får mindst én komponent til at falde ud og derved påvirker driften af elsystemet. Driftsforstyrrelser fører ikke nødvendigvis til afbrud af elforbrugere.

Afbrud dækker derfor over situationer, hvor elforbrugere ikke får den strøm, de efterspørger.

elforbrugerne i gennemsnit samlet 92 sekunders (1 minut og 32 sek.) afbrud grundet fire driftsforstyrrelser i eltransmissionsnettet.

Fejlene skyldes overvejende procedurefejl, som Energinet forsøger at undgå ved blandt andet at implementere nye arbejdsgange i kontrolcenteret og etablere bedre samarbejde med entreprenører.

Af afbrudssekunderne i eltransmissionsnettet skyldes 15 sekunder procedurefejl i kontrolcenteret, 42 sekunder skyldes procedurefejl på stationer, og 35 sekunder skyldes komponentfejl.

2.2 Hændelser i elsystemet 2017

Hændelser med betydning for elforsyningsikkerheden sker på både elmarkeds-, system-, IT- og komponentniveau.

Effekttilstrækkelighed

I 2017 var der ingen hændelser relateret til manglende effekttilstrækkelighed i det danske elsystem. Som det har været tendensen historisk set, var der således ingen elmarkedsrelaterede mangelsituationer i 2017, som førte til manglende priskryds.

KØBENHAVN



I Københavnsområdet er elforsyningsikkerheden udfordret. Dette skyldes et aldrende elnet, som præges af stigende udetider, et stigende elforbrug og en fortsat afvikling af termisk elproduktionskapacitet i området. Derved kan udfald af de to 400 kV-forbindelser mellem elnettet i København og resten af Sjælland medføre utilladelige overbelastninger i elnettet. Der er dermed risiko for, at elforbrugere i København må afkobles mere eller mindre permanent, indtil skader fra eventuelle overbelastninger er udbedret.

Energinets business case *Forsyning af København* fra 2017 viste, at den samfundsøkonomisk bedste løsning er at investere i nyt elnet ind til København. Energi-, forsynings- og klimaministeren har godkendt etableringen af et nyt 132 kV-kabel til området, som løser den nuværende udfordring i København. Kablet forventes idriftsat primo 2019.

Indtil kablet er på plads, er ekstraordinære tiltag dog nødvendige, eftersom risikoen for elforbrugsafkobling vurderes uacceptabelt høj. Som ekstraordinært tiltag har Energinet valgt at beordre Amagerværket Blok 3 i kontinuert drift, indtil kablet idriftsættes. Beslutningen er baseret på en vurdering af, hvordan udfordringen kan løses med de lavest mulige samfundsøkonomiske omkostninger.

Alternativt kan Energinet præventivt aflaste elforbrug i området for at undgå overbelastninger i situationer med udfald af én af de to 400 kV-forbindelser.

I slutningen af 2017 og starten af 2018 har der været to større fejl i Københavnsområdet, som førte til nærved-hændelser:

- En fejl i en måler førte til udkobling af den ene 400 kV-forbindelse. Hvis ikke Amagerværket Blok 3 havde været i drift, ville konsekvensen have været afkobling af elforbrug
- En olielækage førte til udkobling af en af 132 kV-forbindelserne i København. Her var Amagerværket Blok 3 ude af drift. Havde de resterende kraftværker ikke kunnet skrue op for elproduktionen, ville konsekvensen have været afkobling af elforbrug.

Brug af brownout

Der har ikke været behov for kontrolleret afkobling af elforbrugere (såkaldt brownout) i 2017, for at håndtere pressede driftssituationer.

Der har dog været enkelte driftssituationer, hvor tab af den største enhed (N-1) i systemet kunne have medført mangel på effekt grundet revisioner og havarier i elsystemet. Hvis en sådan hændelse var indtruffet, kunne det have været nødvendigt at udskle elforbrugere.

Driftsstatus

Energinets kontrolcenter opererer med tre forskellige driftsstatus: normal drift, skærpet drift og nøddrift.

Langt det meste af tiden opereres elsystemet i normaldrift. I 2017 er der registreret skærpet drift én gang i november. Årsagen hertil var fejlen på 400 kV-kablet, som udfordrede elforsyningssikkerheden i København. Problemet blev løst på kort tid, og blandt andet opregulering af Amagerværket Blok 3 samt en hurtigt fejlfinding sikrede, at der ikke skete afbrud af elforbrugere i den mellemliggende periode.

TABEL 3: OVERSIGT OVER INDBERETTEDE DANSKE HÆNDELSESR TIL ICS-STATISTIKKEN FOR 2016 OG 2017. TAB AF IT-VÆRKTØJER REGISTRERES UDELUKKENDE FOR SKALA 1 OG SKALA 2 I ICS-STATISTIKKEN.

Hændelserne klassificeres i indberetningen på en skala fra 0-3, hvor 3 er de mest alvorlige hændelser:

- Skala 0 Lokale afvigelser med lav påvirkning af driftssikkerheden
- Skala 1 Mere alvorlige hændelser og hændelser, der påvirker mere end én TSO
- Skala 2 Omfattende hændelser i et større område (fx nabo-TSO'er)
- Skala 3 Større hændelser, der ender i blackout.

KRITERIER	Skala 0	Skala 1	Skala 2	Skala 3
Hændelser på elementer i eltransmissionsnet	2016: 1 2017: 1	2016: 13 2017: 10		
Overtrædelse af spændingsstandarder	2016: 0 2017: 0	2016: 0 2017: 0		
Tab af IT-værktøjer	2016: 0 2017: 0	2016: 3 2017: 0		



DRIFTS-STATUS-TYPER

I *normaldrift* er driften af elsystemet karakteriseret ved at følge de almindelige driftsbetingelser, herunder at elsystemet kan klare et udfald af den største enhed (N-1 princippet).

Hvis hændelser i elsystemet betyder, at normaldriften trues, og der er risiko for usikker drift, overgår driftssituationen til *skærpet drift*. I skærpet drift kan elmarkedet suspenderes, og Energinet kan tage alle handlemuligheder i brug for at sikre elforsyningen.

Ved ustabil drift og samtidige lokale/regionale afbrydelser ændres driftssituationen til *nøddrift*. I nøddrift tilkalder Energinet ekstra mandskab for bemanning af krisestab, og der skal gøres klar til at håndtere længerevarende driftsforstyrrelser.

Nøddrift meldes yderst sjældent, og der har ikke været meldt nøddrift i 2017.

Europæisk hændelsesindberetning

De europæiske elsystemer er tæt forbundet, og driftsforstyrrelser i ét land kan påvirke nabolande eller i værste fald hele Europa. Derfor samarbejder de europæiske TSO'er for at fastholde sikker drift af det fælles elsystem.

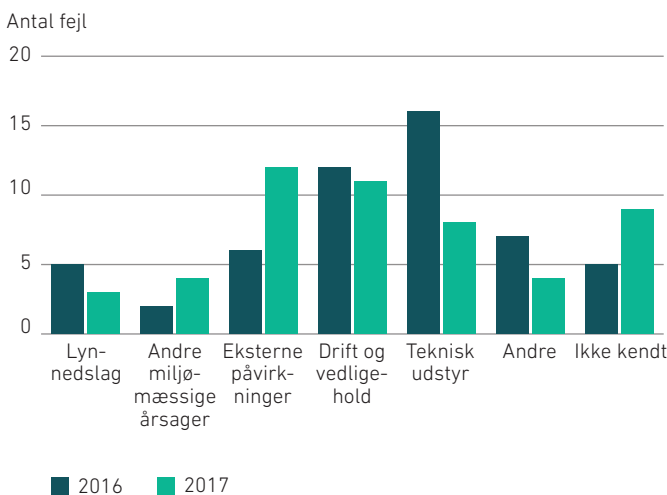
ENTSO-E har udviklet Incidents Classification Scale (ICS). ICS sigter mod at give overblik over hændelser i det europæiske elsystem gennem én fælles indberetningsmetode. ICS-statistikken omfatter alene hændelser på 220 kV-niveau eller derover.

Antallet af hændelser i eltransmissionsnettet endte i 2017 på 10 mod 13 året forinden. Hændelserne i 2017 fordelte sig med fire på Konti-Skan, fire på Skagerrak og to på Øresundsforbindelsen.

I 2017 blev der registreret nul hændelser med tab af kritiske IT-værktøjer mod tre i 2016.

FIGUR 3: ILLUSTRATION AF ANTAL FEJL I VEKSELSTRØMSNETTET (HVAC).

Kilde: DISTAC, Nordic and Baltic Grid Disturbance Statistics 2015.



Disturbance Statistics and Classification (DISTAC)

I ENTSO-E-regi udarbejder de nordiske og baltiske lande en årlig rapport kaldet DISTAC. Rapporten indeholder beskrivelser af de driftsforstyrrelser og fejl, der har været i HVAC-nettet over 100 kV samt en beskrivelse af udnyttelsen af HVDC-forbindelser i forhold til udetid og begrænsninger.

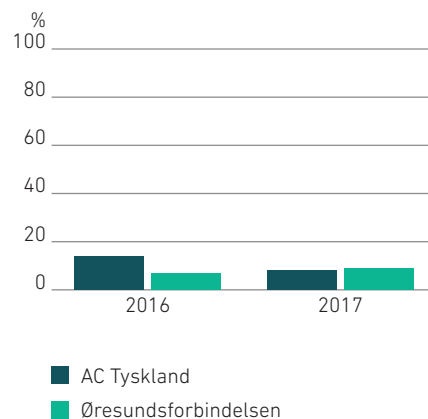
Rapportering for vekselstrømsnettet (HVAC)

For HVAC-nettet udarbejdes en teknisk hændelsesrapportering, der giver indblik i fejlfrekvenser, årsager, leveringssikkerhed og komponenter med mange fejl.

I 2017 var der 53 driftsforstyrrelser i det danske elnet på spændingsniveauet

FIGUR 4: BEGRÆNSINGER I IMPORTRETNINGEN PÅ DANSKE HVAC-FORBINDELSER.

Kilde: Energi Data Service, www.energidataservice.dk



over 100 kV, og til sammenligning var der 51 driftsforstyrrelser i 2016. 10 års-gennemsnittet fra 2008 til 2017 var på 55 fejl. Antallet af driftsforstyrrelser, der forårsagede afbrud af elforbrugere, var på fire i 2017. Til sammenligning var der 13 i 2016.

Begrænsninger på AC-forbindelserne

Energinet overvåger udvekslingskapaciteten på AC-forbindelserne i Øst- og Vestdanmark. Importkapacitet er relevant at se på i forhold til elforsyningsikkerhed.

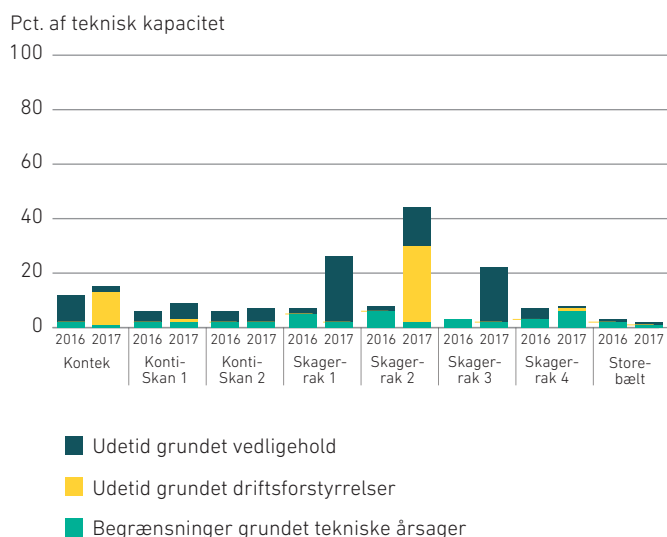
I 2017 var AC-forbindelsen fra Tyskland (importkapacitet) begrænset med 8 pct. i gennemsnit, hvilket var lavere end i 2016. Øresundsforbindelsen (importkapacitet) var begrænset med 9 pct. i gennemsnit.

Rapportering for jævnstrømsforbindelserne (HVDC)

For de nordiske HVDC-forbindelser udarbejdes statistik omkring, hvordan de påvirkes af begrænsninger i elnettet som følge af tekniske årsager eller af fejl og vedligehold. De

FIGUR 5: NUVÆRENDE RESULTATER FOR ÅRSAGER TIL UDETID OG BEGRÆNSNINGER PÅ IMPORTKAPACITETEN FOR DANSKE HVDC-FORBINDELSER.

Kilde: DISTAC, Nordic and Baltic HVDC Utilisation and Unavailability Statistics 2016.



"Elsystemets robusthed sikrer, at Energinets kontrolcenter kan håndtere de fleste driftsforstyrrelser, uden at disse eskalere til beredskabshændelser"

danske HVDC-udlandsforbindelser og Storebælt er indeholdt i denne statistik.

I 2016 var der 24 fejl på forbindelser til/fra Danmark, og i 2017 var der 18. Der var én langvarig fejl i 2017, en 102-dage lang kabelfejl på Skagerrak 2.

Rådighed på centrale kraftværker

Den gennemsnitlige rådighed på den centrale elproduktionskapacitet i Danmark læner sig op ad tidligere års niveauer. Rådigheden var i 2017 på gennemsnitlig 82 pct. Til sammenligning var den på 73 pct. i 2016 og 79 pct. i 2015. Når rådigheden ikke er på 100 pct., skyldes det hovedsageligt revisioner og havarier.

Beredskabshændelser

Beredskabshændelser i det danske elsystem er sjældne. Elsystemets robusthed sikrer, at Energinets kontrolcenter kan håndtere de fleste driftsforstyrrelser, uden at disse eskalere til beredskabshændelser. I 2017 var én hændelse af en sådan størrelse, at det var nødvendigt at udarbejde én hændelsesrapport til Energistyrelsen.

Hændelsen var en fejl i et 10 kV-anlæg, der forårsagede en brand i en stationsbygning. Bygningen var delt mellem et eldistributionsselskab og Energinet, hvilket bevirkede, at branden hurtigt spredte sig til Energinets 132 kV-anlæg. Skaderne fra branden var så omfattende, at stationen var ude af drift i ca. to måneder herefter.



Energinets Kontrolcenter El i Erritsø.

For at sikre stabiliteten i nettet etablerede Energinet allerede samme dag en forbindelse uden om den beskadigede station, således at nettet stadig var intakt. Dette gav entreprenørerne arbejdsro til at reetablere stationen. Stationen blev idriftsat i trin efter kritikalitet; første del allerede en måned efter hændelsen og sidste del godt to måneder efter.

For at sikre sig mod lignende hændelser har Energinet igangsat en undersøgelse med det formål at klarlægge, om der er andre stationer, hvor lignende situationer kan opstå.

2.3 Systemydelser

Systemydelser er et samlet begreb for de elproduktions- og elforbrugsressourcer, som anvendes til at opretholde balancen og stabiliteten i elsystemet. Energinet indkøber systemydelser, som kan aktiveres automatisk eller manuelt i driftstimen. Systemydelserne består af reserver, regulerkraft,

systembærende egenskaber og øvrige systemydelser som fx nødstart.

Energinet har i årene 2013 til 2017 årligt købt systemydelser for mellem 600 og 800 mio. kr. Samlet set er der sket et fald i omkostningerne på ca. 130 mio. kr. fra 2016 til 2017.

Den største ændring fra 2016 til 2017 er, at omkostningerne til manuelle reserver er faldet betragteligt. Omkostningerne i 2016 var usædvanligt høje, fordi der i efteråret 2016 opstod en speciel situation på markedet for manuelle reserver. Dette skyldtes en revision af Kyndbyværket, der normalt er hovedleverandør af manuelle reserver på Sjælland.

I 2017 er omkostningerne til øvrige systemydelser steget fra 30 til 112 mio. kr. Dette skyldes hovedsageligt den enkeltstående og længerevarende situation omkring København, hvor Energinet betaler Amagerværket Blok 3

for at være i kontinuert drift. Med værket i drift reduceres risikoen for overbelastninger og afkobling af elforbrugere. Øvrige systemydelser dækker desuden over sikring af nødstart og effekttilstrækkelighed.

Omkostningerne til indkøb af systembærende egenskaber er faldet fra 48 mio. kr. i 2016 til 10 mio. kr. i 2017. Det skal ses i forlængelse af et fald fra 2015 til 2016 på ca. 130 mio. kr. Over to år er omkostningerne til systembærende egenskaber altså faldet med mere end 160 mio. kr. Faldet skyldes primært, at det generiske behov for systembærende egenskaber er blevet mindre de seneste år, samtidig med at Energinet har udbygget nettet med synkronkompensatorer og implementeret automatik i eksisterende komponenter i elnettet.

Det lokale behov for systembærende egenskaber ved udfald og revisioner anses for uændret, fordi der lokalt

ofte kun er én mulig leverandør. Derfor udgør beordringer en større andel af de samlede udgifter til systembærende egenskaber, men af et langt mindre totalbeløb. Ikke-planlagte beordringer, hvor Energinet med meget kort varsel må gøre brug af Elforsyningslovens mulighed for beordring, har ikke været foretaget i 2017. For yderligere information, læs Energinets publikation "Energinets anvendelse af beordringer til sikring af elforsyningsikkerheden 2016-2017".

Ønsker om afvikling af værker og aflyste revisionsansøgninger

Energinet koordinerer og udarbejder årligt en revisionsplan. Revisionsplanen sikrer, at udetid koordineres på tværs af aktører. Revisionsplanen bliver lagt for centrale kraftværker, udlandsforbindelser og Energinets interne projekter på baggrund af deres indmeldinger. Når revisionsplanen er godkendt, kan Energinet ikke afvige herfra uden at kompensere de berørte aktører. I 2017 har Energinet ikke aflyst revisioner planlagt i revisionsplanen.

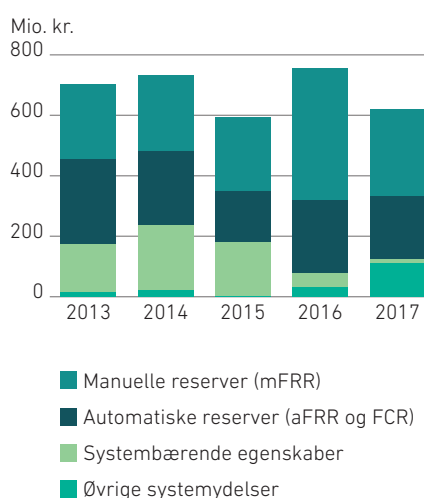
TABEL 4: OMKOSTNINGER TIL SYSTEMBÆRENDE EGENSKABER.

Note: 1: Beløbet til synkronkompensatorer omfatter drift og vedligehold, elforbrug, afskrivning og finansiering.

OMKOSTNINGER TIL SYSTEMBÆRENDE EGENSKABER				
Mio. kr.	2014	2015	2016	2017
Planlagt				
• Markedskontrakter	164	171	18	2
• Beordret efter Elforsyningsloven	0	0	30	8
Ikke-planlagt				
• Beordret efter Elforsyningsloven	54	6	0	0
Omkostninger til egne synkronkompensatorer¹:	38	54	54	57
Samlede omkostninger til systembærende egenskaber	255	231	102	67

FIGUR 6: OMKOSTNINGER TIL SYSTEMYDELSER.

Note: Før 2015 opgøres dødstart som en del af de manuelle reserver.



Energinet vurderer alle ønskede revisionsperioder fra aktørerne i henhold til den gældende tekniske forskrift, effektbalancen i Vest- og Østdanmark og områderne samlet. Hvis det vurderes nødvendigt, må aktørernes revisionsplaner justeres. Flere af aktørernes ønskede revisionsperioder har Energinet ikke kunnet imødekomme.

Der har i 2017 været flere ansøgninger om ændringer af driftstilstanden for de centrale kraftværker. Disse omfatter blandt andet lukninger og forlængede startvarsler. I hver enkelt situation har Energinet vurderet de elforsyningsikkerhedsmæssige konsekvenser.

I få tilfælde har Energinet vurderet, at ændringen ville betyde en uacceptabel forringelse af elforsyningsikkerheden og har derfor ikke kunne givet tilladelse til ændringen.

3. FREMADRETTET RISIKOVURDERING

Den fremadrettede risikovurdering bygger på den forventede udvikling og udfordringer i elsystemet. Overordnet set baseres den fremadrettede risikovurdering på udviklingen i systemtilstrækkelighed, som kan opdeles i effekt- og nettilstrækkelighed, og systemsikkerhed, som kan opdeles i robusthed og IT-sikkerhed.

- Analyser af effekttilstrækkeligheden i Danmark frem mod 2025 viser fortsat, at Østdanmark har størst risiko for effektmangel.
- Nettilstrækkeligheden kan blive udfordret af den voksende mængde reinvestering- og tilslutningsopgaver i eltransmissionsnettet.
- På den anden side bidrager elnettets systembærende enheder og stigende grad af automation til, at elsystemet bliver mere robust.
- En stigende afhængighed af IT i elsystemet kræver høj opetid på kritiske IT-systemer.

3.1 Forventninger til fremtidens elsystem

Vurderingen af fremtidens elforsyningsikkerhed er foretaget på baggrund af Energinets Analyseforudsætninger 2017. Analyseforudsætningerne indeholder Energinets bedste bud på udviklingen i centrale parametre inden for el- og gassektoren frem mod 2040.

I Energinets vurdering af effekt- og nettilstrækkeligheden er udviklingen i elforbruget, elproduktions- og udvekslingskapaciteten de vigtigste parametre. Denne udvikling er i sigens natur forbundet med usikkerheder på både kort og langt sigt. Det handler særligt om, i hvor høj grad andre sektorer elektrificeres, og elforbruget stiger, samt hvor hurtigt den grønne omstilling kommer.

Elforbrug

Det samlede danske elforbrug har ligget på nogenlunde samme niveau i en årrække, og er faktisk faldet over de sidste 10 år. I fremtiden forventes

elforbruget at stige. Dette skyldes, at både varme- og transportsektoren forventes elektrificeret i højere grad, end tilfældet er i dag.

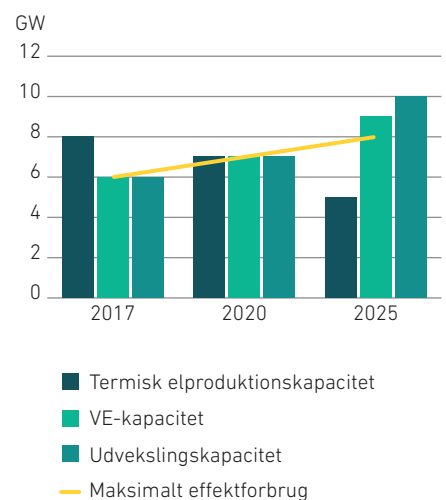
Derudover kan etableringen af flere store datacentre føre til en betydelig forøgelse af elforbruget. Stigningen i elforbruget forventes at føre til en stigning i spidsbelastningen, også kaldet effektforbruget.

Elproduktions- og udvekslingskapacitet

Den grønne omstilling har medført en stigning i vind- og solbaseret elproduktions-

FIGUR 7: MAKSIMALT EFFEKTFORBRUG SAMT ELPRODUKTIONS- OG UDVEKSLINGSKAPACITET.

KILDE: ENERGINETS ANALYSEFORUDSÆTNINGER 2017



tionskapacitet. Samtidig er den termiske elproduktionskapacitet faldet over de seneste år. Denne udvikling forventes at fortsætte.

Derudover har Danmark i dag en betydelig udvekslingskapacitet, som udbygges over de kommende år.

FSI-MODELLEN

Modellen Forsyningssikkerhedsindeks (FSI) er Energinets værktøj til at belyse effektilstrækkeligheden i Danmark. Modellen er stokastisk, og simulerer på timebasis hændelser i elsystemet, som kan føre til mangel på effekt.

Hvert år analyseres elforsyningsikkerheden ved et stort antal simuleringer for at repræsentere mulige kombinationer af hændelser. Modellens resultater beskriver dermed et gennemsnit på tværs af alle beregningerne for et enkelt år.

FSI-modellen bygger på historiske tidsserier for elforbrug og fluktuerende elproduktion (vind og sol). Elproduktion fra termiske anlæg og import via udlandsforbindelser er stokastisk. Det stokastiske element repræsenteres med sandsynligheder for havari. Derfor vil termiske elproduktionsanlæg og udlandsforbindelser ikke kunne levere energi til at dække elforbruget et antal timer i hver simulering. Revisioner på Danmarks centrale kraftværker og samhandelsforbindelser er placeret deterministisk i modellerne ud fra en planlagt optimering af disses placering i forhold til hinanden.

Modellen estimerer risikoen for afbrydelser i det danske system grundet effektmangel. FSI-modellen er bedst til at regne på forudsætninger, der minder om i dag, fordi modellen er baseret på historiske tidsserier og uden afledte effekter af mangelsituationer som fx fleksibelt elforbrug.

FSI-modellen vil have tendens til at overvurdere risikoen for effektmangel i et fremtidigt elsystem, der er væsentligt anderledes fra i dag i forhold til både fysik, marked og internationalt driftssamarbejde (fx år 2025).

3.2 Effektilstrækkelighed

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

De fremtidige risikovurderinger af effektilstrækkeligheden vurderes i dette års redegørelse med modellen Forsyningssikkerhedsindeks (FSI).

Måden, hvorpå Energinet foretager effektilstrækkelighedsanalyser, er blevet opdateret væsentligt sammenlignet med tidligere års redegørelser for elforsyningsikkerhed.

Metoden som Energinets kontrolcenter benytter til at fastsætte kapaciteten på Øresundsforbindelsen i tilfælde af havari eller revision, er delvist indarbejdet i modellen. Modellens begrænsninger gør det ikke muligt at indarbejde metoden i sin helhed i modellen. Metoden har stor indflydelse på den tilgængelige kapacitet i modellen, da udfald af en af de fire linjer på Øresundsforbindelsen påvirker udvekslingskapaciteten på resten.

Metoden opdateres hvert år ud fra ændringer i nettet. Derfor vil der være mere udvekslingskapacitet til rådighed ved revision eller havari på Øresundsforbindelsen i simuleringsåret 2025. Dette gør, at der vil være mere tilgængelig kapacitet på forbindelsen i 2025 end i tidligere analyser af effektilstrækkelighed.

Den øgede tilgængelighed i simuleringsåret 2025 skyldes en forventet opgradering af en intern forbindelse mellem Øresundsforbindelsen og det resterende sjællandske elnet. Opgraderingen forventes foretaget efter 2020 og inden 2025.

Derudover er revisioner på centrale kraftværker og udlandsforbindelser modelleret deterministisk mod tidligere at have været stokastiske.

Vurdering af effekttilstrækkeligheden

Analysen af effekttilstrækkeligheden i Danmark frem mod 2025 viser fortsat, at Østdanmark har størst risiko for effektmangel. Det hænger blandt andet sammen med mindre indenlandsk elproduktionskapacitet samt mindre udvekslingskapacitet i Østdanmark end i Vestdanmark. Alle analyseresultaterne for Vestdanmark viser en risiko på mindre end ét effektminut pr. år. Derfor præsenteres i det følgende udelukkende resultater for Østdanmark.

Risikoen for effektmangel i Østdanmark vurderes generelt at være stigende over tid. Dette hænger primært sammen med den forventede reducerede termiske elproduktionskapacitet samt højere el- og effektforbrug.

Derfor indleder Energinet en dialog med EU Kommissionen og danske myndigheder angående mulighederne for at opnå en godkendelse af en tidsbegrænset indførelse af en strategisk reserve for at fastholde effekttilstrækkeligheden i Østdanmark. Energinet vil i dialogen tage udgangspunkt i perioden 2025-2029 og muligheden for evt. at forlænge i yderligere fem år.

Energinet arbejder målrettet på at realisere de igangværende elmarkedsreformer ligesom nye initiativer for at sikre øget fleksibilitet både fra elproduktions- og elforbrugssiden samt fra nye lagringsteknologier vil blive igangsat over de kommende år.

Østdanmark er tæt forbundet med Sydsverige, og effekttilstrækkeligheden i Østdanmark påvirkes i høj grad af Øre-

TABEL 5 – FSI-RESULTATER 2019-2025.

NOTE: FORVENTNINGEN TIL 2025 UDEN OPGRADERINGER I DET INTERNE ELNET ER 22 EFFEKTMINUTTER OG LEVERINGSSIKKERHED 99,9957 PCT.

	Effektminutter (min./år)	EUE (MWh/år)	LOLE (berørte timer/år)	Leverings-sikkerhed (pct.)
2019	2	53	0,1	99,9996
2025	11	340	0,6	99,9979

INDIKATORER FOR EFFEKT-TILSTRÆKKE-LIGHED



Effektminutter er forbrugs-vægtede afbrudsminutter, som er bestemt ved ikke-leveret energi (EUE) divideret med det gennemsnitlige timeforbrug for hhv. Øst- og Vestdanmark i det simulerede år.

EUE (Expected Unserved Energy) angiver ikke-leveret energi i simuleringerne. Det vil sige det samlede elforbrug, som forventeligt ikke kan dækkes af elproduktion og import.

LOLE (Loss Of Load Expectation) angiver antallet af timer med effektunderskud uanset underskuddets størrelse.

sundsforbindelsen. I 2020 forventes en udskiftning af Øresundsforbindelsens 400 kV-kabler at reducere kapaciteten markant i en til to måneder. Når den præcise periode for udskiftningen kendes, vil Energinet vurdere, om der er behov for ekstraordinære tiltag i perioden, fx langtidsrevisionsplanlægning eller et udbud for midlertidig ekstra elforbrug eller –produktionskapacitet.

Ved udetid på en del af Øresundsforbindelsen afhænger kapaciteten på forbindelsen af det interne elnet i Østdanmark. Energinet forventer mellem 2020 og 2025 at kunne lave opgraderinger i det interne elnet, således kapaciteten ved udetid vil være højere i 2025 end i dag. I FSI-modellen halveres antallet af effektminutter i 2025 med opgraderingerne.

De 11 effektminutter i 2025 i FSI svarer til, at en gennemsnitlig elforbruger



Her ilandtrækkes søkablet til det EU-støttede Kriegers Flak-projekt, der skal forbinde tyske havvindmølleparker med en kommende dansk havvindmøllepark i Østersøen.

forventes at få leveret 99,9979 pct. af den ønskede energi.

Bemærk, at det forventede antal timer med effektunderskud (LOLE) i modelsimuleringerne er lavt. Effektmangelsituationer er altså sjældne hændelser i simuleringerne.

Metodeskift til beregning af effektilstrækkelighed

Energinet har hidtil benyttet FSI-modellen, men forventer fremadrettet at benytte modellen Better Investment Decisions (BID). BID-modellens resultater vises ikke i årets Redegørelse for elforsyningsikkerhed, da modellens modul til at regne effektilstrækkelighed endnu ikke er fuldt implementeret i en dansk kontekst.

BID benyttes i de øvrige Nordiske TSO'er samt i ENTSO-E's Midterm Adequacy Forecast, hvilket giver Energinet bedre mulighed for at kunne bruge resultaterne både nationalt og internationalt.

To af hovedforskellene mellem FSI og BID er, at BID medtager modellering af effektsituationen i hele Europa og kraftværkernes varmebinding. FSI modellerer kun udvalgte naboer. Bedre modellering af udlandet kan betyde både mere og mindre tilgængelig effekt sammenlignet med FSI. Derimod

må inkluderingen af kraftværkernes varmebinding forventes at forværre effektsituationen.

Begge modeller benytter derudover grundlæggende den samme metode til at vurdere risikoen for effektmangel i elsystemet.

BID-modellen

Modellen Better Investment Decisions (BID) er en elmarkedsmodel, der blandt andet kan anvendes til at vurdere effektilstrækkeligheden. Modellen foretager simulering af elmarkedet på tværs af Europa og afspejler således den danske tilknytning til omverdenen.

Havarier på kraftværker og udlandsforbindelser er stokastiske

elementer. Modellen vurderer effektilstrækkeligheden i alle de modellerede prisområder og tager dermed højde for, hvordan udlandets effektilstrækkelighed påvirker den danske. Modellen kan i modsætning til FSI håndtere fleksibelt elforbrug direkte.

Trods de overordnede metodeligheder mellem FSI og BID er der også modelspecifikke forhold, som gør, at modellerne ikke vil give præcis samme vurdering af effekttilstrækkelighedsniveauet i Danmark. De modeltekniske forskelligheder og opdateringer i forudsætningerne vil betyde, at næste års redegørelse ikke kan forventes at vise nøjagtigt samme resultat.

Følsomheder for fremtidigt effekttilstrækkelighedsniveau

Risikovurderingerne af effekttilstrækkeligheden i fremtiden påvirkes i høj grad af inputdata. Dette illustreres i de følgende følsomhedsanalyser, som er udført i FSI-modellen i simuleringsåret 2025. De forskellige parametervariationer er illustrative eksempler og er ikke udtryk for Energinets vurdering af inputparametrenes usikkerheder.

Følsomhederne viser en risiko for effektmangel i Vestdanmark på højst et effektminut per år grundet idriftsættelse af COBRA-cable til Holland og Viking Link til England. Derfor præsenteres i det følgende udelukkende resultater for Østdanmark.

Øget elforbrugsfleksibilitet

Der arbejdes i disse år på at give elforbrugerne bedre muligheder for at deltage i elmarkedet. Det kan føre til en stigning i elforbrugernes incitament til at flytte elforbruget til timer med lavere elpriser.

I analysen antages 100 MW i både Vest- og Østdanmark at kunne flyttes. Dette vil ske for en elpris over 100 €/MWh.

”Da datacentre er store energiforbrugere, vil deres elforbrug i høj grad kunne påvirke den generelle effekttilstrækkelighed i det danske elsystem”

Resultatet viser, som forventet, at øget elforbrugsfleksibilitet vil forbedre effekttilstrækkeligheden.

Hurtigere udfasning af termisk elproduktionskapacitet

Termisk elproduktionskapacitet er væsentlig for risikovurderinger af effektsituationen. Derfor undersøges, i hvor høj grad en hurtigere udfasning af elproduktionskapaciteten påvirker effektsituationen.

TABEL 6: RESULTATER FOR FØLSOMHEDSANALYSERNE I ØSTDANMARK I 2025.

FØLSOMHEDSANALYSER FOR 2025 I ØSTDANMARK				
	Effektminutter (min./år)	EUE (MWh/år)	LOLE (berørte timer/år)	Leverings-sikkerhed (pct.)
”Base case”	11	340	0,6	99,9979
Elforbrugsfleksibilitet	6	195	0,4	99,9988
Termisk elproduktionskapacitet	64	1.943	3,6	99,9878
Øget datacenterudbygning	19	610	1,1	99,9964
Øget datacenterudbygning og udfasning af termisk elproduktionskapacitet	84	2.720	5	99,9841

TABEL 7: MAF 2017-RESULTATER ("BASE SCENARIO") FOR ØSTDANMARK.

MID-TERM ADEQUACY FORECAST ØSTDANMARK				
	Effekt-minutter (min./år)	EUE (MWh/år)	LOLE (berørte timer/år)	Leverings-sikkerhed (pct.)
2020	1	40	0,4	99,9997
2025	10	300	0,9	99,9981

I følsomheden antages en total reduktion i elproduktionskapacitet i det danske elsystem på 1,5 GW sammenlignet med Analyseforudsætninger 2017. Reduktionen fordeles med 1 GW i Vestdanmark og 500 MW i Østdanmark, fordelt nogenlunde lige mellem central og decentral elproduktionskapacitet.

Reduktionen har en negativ påvirkning på effekttilstrækkeligheden. Resultaterne viser en markant højere risiko for effektmangel i Østdanmark, end elforbrugerne har i dag.

Øget datacenterudbygning

Interessen for placering af datacentre i Danmark har været høj de seneste år. Da datacentre er store energiforbrugere, vil deres elforbrug i høj grad kunne påvirke den generelle effekttilstrækkelighed i det danske elsystem.

Der antages et kontinuert effekttræk på samlet 667 MW. Dette svarer til forløbet "Eksponentiel vækst" i COWI's rapport *Temaanalyse om store datacentre*, udgivet af Energistyrelsen 13. april 2018. Dette er en stigning på 257 MW ligeligt fordelt mellem Vest- og Østdanmark i forhold til Analyseforudsætninger 2017.

Stigningen i effekttræk fra datacentre fører til en stigning i risikoen for effektmangel i Østdanmark.

Øget datacenterudbygning og udfasning af termisk elproduktionskapacitet

En samtidig stigning i udbygningen af datacentre og hurtigere udfasning af termisk elproduktionskapacitet kan forekomme. Derfor vurderes, i hvilken grad begge parametre påvirker effekttilstrækkeligheden.

Datacentrenes effekttræk antages også kontinuert på 667 MW i denne følsomhed. Elproduktionskapaciteten antages reduceret med 600 og 400 MW for henholdsvis Vest- og Østdanmark.

Kombinationen af en større udfasning af termisk elproduktionskapacitet og øget effekttræk fra datacentre vil medføre en meget høj risiko for effektmangel i Østdanmark. Det ses, at kombinationen giver en samlet højere risiko for effektmangel, end følsomhederne for de enkelte parametre viste.

ENTSO-E's Mid-term Adequacy Forecast 2017

I ENTSO-E-regi udføres en omfattende risikovurdering af effekttilstrækkeligheden på europæisk plan. Resultaterne rapporteres årligt i udgivelsen Mid-term Adequacy Forecast (MAF).

Metoden er grundlæggende den samme, som benyttes i Energinet. Analyserne foretages i fire forskellige

simuleringsværktøjer (herunder BID) i 2020 og 2025. Modellerne i studiet medtager ikke en række landespecifikke forhold, fx metoden for kapacitetsfastsættelse på Øresundsforbindelsen ved havari. Derfor kan de europæiske vurderinger af effekttilstrækkeligheden adskille sig fra de enkelte landes egne vurderinger.

MAF viser, lige som Energinets egne vurderinger, at risikoen for effektmangel er stigende frem mod 2025 i Østdanmark, mens der ikke ses nogen udfordringer i Vestdanmark. Derfor er resultaterne kun vist for Østdanmark.

Nordiske perspektiver på Mid-Term Adequacy Forecast 2017

Som et supplement til MAF 2017 har de fire nordiske TSO'er Fingrid, Svenska kraftnät, Statnett og Energinet udarbejdet en rapport kaldet "Nordic perspectives on Mid-Term Adequacy Forecast 2017". Rapporten indeholder en række følsomheder med særlig nordisk relevans.

Følsomhederne er udvalgt på baggrund af en vurdering af, hvilke ændringer i elsystemet der vil have størst indflydelse på effekttilstrækkeligheden i det nordiske område. Analyserne dækker over:

- Hurtigere udfasning af termisk elproduktionskapacitet i de nordiske lande
- Ingen udvekslingskapacitet mellem Finland og Rusland
- Ekstreme klimaforhold
- Placering af vind i de norske og svenske prisområder
- Begrænsninger på udvekslingskapaciteten mellem Danmark og Tyskland.

Resultaterne fra de nordiske perspektiver er i tråd med konklusionerne fra MAF 2017 for de nordiske områder. Største-

Samarbejde med eldistributionsselskaberne

Energinet og eldistributionsselskaberne samarbejder i en række fora for at sikre optimal anvendelse af eldistributions- og eltransmissionsnettet. Dette samarbejde gælder både for drift og marked. Samarbejdet er formaliseret i et Netsamarbejdsudvalg og et Markedssamarbejdsudvalg.

"Der foretages reinvesteringer i eltransmissionsnettet, og det udbygges og saneres til at understøtte opretholdelsen af det nuværende niveau af nettilstrækkelighed"

delen af følsomhederne påvirker den danske effekttilstrækkelighed negativt.

3.3 Nettilstrækkelighed

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

Udviklingen af eltransmissionsnettet er bestemt af de forventninger, der er til fremtidigt effektforbrug, vedvarende elproduktionskapacitet og udlandsforbindelser samt den tilstand, som det eksisterende eltransmissionsnet er i. Eltransmissionsnettet påvirkes ydermere af udbygningen af vedvarende elproduktionskapacitet i eldistributionsnettet, og dette giver lokale udfordringer.

Der foretages reinvesteringer i eltransmissionsnettet, og det udbygges og saneres til at understøtte opretholdelsen af det nuværende niveau af nettilstrækkelighed.

Udbygninger i eltransmissionsnettet koordineres med reinvesteringsopgaver samt saneringer som følge af forskønnelser og andre nødvendige omlægninger. Dette planlægningsarbejde er beskrevet i Energinets årlige Reinvesterings-, Udbygnings- og Saneringsplan, der beskriver planerne 10 år frem.

Reinvesteringsopgaverne i eltransmissionsnettet er voksende. Størstedelen af det eksisterende 132 kV- og 150 kV-net blev etableret i perioden fra 1960 til 1980. Da flere anlæg har en levetid på ca. 40-50 år, står store dele over for at skulle reinvesteres inden for de kommende år. Reinvesteringsarbejder kræver ofte længerevarende udetider, og der kan være begrænsede muligheder for hurtig reetablering af anlæggene.

Udbygninger i eltransmissionsnettet fortsætter som følge af den grønne omstilling, faldende termisk elproduktionskapacitet, voksende udvekslingskapacitet og udviklingen i elforbruget. RUS-planen beskriver, at der forventes behov for yderligere ca. 750 km nye kabler og luftledninger over de næste 10 år, foruden de projekter Energinet i øjeblikket har under etablering og detailplanlægning.

Saneringer i eltransmissionsnettet gennemføres blandt andet ved kabellægning af udvalgte luftledninger gennem naturområder og bymæssig bebyggelse. Ved etablering af nye 400 kV-luftledninger kan eksisterende luftledninger på lavere spændingsniveauer blive kabellagt. De konkrete rammer for, hvor der kan kabellægges, er ved at blive klarlagt af myndighederne.

I de kommende år skal der gennemføres adskillige opgaver i eltransmissionsnettet, der omfatter både reinvesteringer, udbygninger og saneringer. Energinet arbejder med optimering og koordinering af alle projekterne for at opretholde det nuværende niveau af nettilstrækkelighed.

Revisionsplanlægning

Revisionsplanlægningen har en vigtig rolle i forhold til sikring af elforsyningssikkerheden. Som følge af mængden af reinvesteringer forventer Energinet en stigende mængde udetider i elnettet. Revisioner i elnettet og på kraftværker skal sammentænkes for at undgå perioder med manglende robusthed, net- eller effektilstrækkelighed.

3.4 Robusthed

Robusthed er elsystemets evne til at håndtere pludselige driftsforstyrrelser. Elsystemet skal være robust overfor udfald af komponenter, elproduktionskapacitet og udlandsforbindelser, således at hændelser ikke påvirker stabiliteten af systemet. Robusthed handler om dynamikken i systemet, lige når fejlen sker og i minutterne derefter.

Risikovurdering af hændelser, som kan påvirke robustheden

Risikovurderingen er baseret på tværgående analyser og tager udgangspunkt i udvalgte kritiske situationer. Der findes uendeligt mange kritiske situationer, som kan lede til

Lokale udfordringer på Vestlolland

Den stigende udbygning af elproduktion fra vedvarende energi på eldistributionsnettet fører flere steder i Danmark til lokale udfordringer med overbelastning af eltransmissionsnettet. Dette gælder blandt andet transformeren på station Vestlolland.

Den langsigtede løsning er en udbygning af transformerstationen, men indtil udbygningen er gennemført, anvendes alternative løsninger.

Der er etableret et samarbejde mellem Energinet, Dansk Energi og eldistributionsselskaberne om at finde løsninger på udfordringerne. Eldistributionsselskaberne har adgang til at nedregulere vindmøllerne på eldistributionsnettet. Vindmøllerne har været nedreguleret flere gange siden september 2017. Samtidig udarbejdes der en kompensationsmodel for Energinet til tabt elproduktion for vindmølleejerne.

Der samarbejdes ydermere om en langsigtet løsning med markedsbaseret afregning for lokal fleksibilitet for Energinet, eldistributionsselskaberne og de balanceansvarlige.



Etablering af COBRACable på station Endrup i Vestjylland.

strømafbud. Derfor er det i praksis ikke muligt at sandsynliggøre alle risici for afbrud. Vurdering og sikring af robusthed baseres på tekniske krav til systemet og opfølgende analyser.

For at sikre robustheden på langt sigt er det vigtigt at definere tekniske krav

til komponenterne i nettet. Energinet udarbejder nettilslutningskrav til elproduktions- og elforbrugsanlæg, således at nettilslutning af nye anlæg ikke udfordrer elforsyningsikkerheden i det danske elsystem. Energinet har i flere år arbejdet på en gradvis harmonisering af nettil-

slutningskrav på tværs af teknologier og spændingsniveauer. Energinet vil fortsætte denne udvikling, således at fx vedvarende energiteknologier som vind og sol i stigende grad bidrager til eller i hvert fald ikke forværrer elsystemets robusthed. Et eksempel er krav til Fault-Ride-Through, hvor

nyere vindmøller skal blive på nettet i tilfælde af fejl, mens vindmøller tidligere havde lov til at koble sig selv af i tilfælde af fejl for at beskytte sig selv.

Negativ påvirkning af robustheden fra elproduktionsenheder påvirker ikke kun det danske system, men også de omkringliggende lande. Derfor er der behov for fælles tekniske krav for nettilslutning på tværs af Europa, og dette sikres blandt andet ved gennemførelsen af netreglen Requirements for Generators (RfG).

Da systemet hele tiden ændrer sig, er det vigtigt at lave opfølgende analyser. Analyserne skal vise graden af robusthed i systemet i kritiske situationer og sikre løbende forbedring af de eksisterende rammer for driften. Særligt relevant er analyser af behovet for systembærende egenskaber.

I takt med nye krav til elproducerende enheder og Energinets egne komponenter er der behov for en øget audit. Hvis ikke enhederne lever op til kravene ved fejlsituationer, vil det ikke være muligt for Energinet at drive elsystemet "tættere på grænsen".

Behov for systembærende egenskaber

Energinet har i perioden 2015-2017 analyseret behovet for systembærende egenskaber i forhold til at kunne drive elsystemet sikkert i tilfælde af fejl. Analyserne har afdækket

en lang række scenarier og viser, at elsystemet er mere robust end tidligere analyseret. For yderligere information, læs Energinets publikation "Behov for systembærende egenskaber i Danmark".

Behovet for systembærende egenskaber opgøres samlet, da analyserne er udarbejdet med henblik på at vise elsystemets samlede behov. Behovet vurderes nationalt og lokalt.

De nationale analyser viser, at elsystemets enheder selv dækker behovet for systembærende egenskaber ved intakt net, dvs. rådighed på alle komponenter med væsentlig betydning for systembærende egenskaber.

Der udarbejdes analyser, der fokuserer på de lokale udfordringer, som revisioner i elnettet medfører. Grundet revisioner kan der opstå et behov for bestemte systembærende enheder i nettet. Behovet kan fx opstå ved revision af en linje i et område med få

Systembærende egenskaber



Ved systembærende egenskaber forstås de ydelser, der er nødvendige for at opretholde en sikker og stabil drift af elsystemet:

- **Frekvensstabilitet:** Opretholdelse af stabil frekvens, udover hvad balanceringen i de aktive effektmarkeder formår. Inerti er den relevante egenskab.
- **Spændingsstabilitet:** Opretholdelse af stabil spænding med mindst mulig transport af reaktiv effekt og maksimering af den aktive effekttransport. Dynamisk

spændingsregulering er den relevante egenskab.

- **Kortslutningseffekt:** Opretholdelse af et passende kortslutningseffektniveau, som muliggør drift af klassiske jævnstrømsforbindelser og sikrer, at relæbeskyttelse fungerer korrekt.

Systembærende egenskaber leveres blandt andet af termiske anlæg i drift og synkronkompensatorer, og effekten reduceres over længere afstande.

centrale værker, hvorved robustheden kun kan sikres af en specifik systembærende enhed. Energinet har løbende fokus på at optimere driften og udbygningen af elnettet, således at lokale afhængigheder til bestemte systembærende enheder reduceres.

Det er ikke muligt helt at undvære systembærende enheder grundet behov for spændingsregulering under fejl. Behovet drives blandt andet af mængden af ældre vindmøller, som påvirker stabiliteten af elsystemet negativt ved fejlsituationer. Men med nye komponenter i elnettet som fx COBRA-cable og ved at udnytte andre komponenter bedre, fx nye vindmøllers egenskaber og automation, vil behovet for de nuværende systembærende enheder kunne reduceres.

Styring og automation

Energinet arbejder i disse år meget med automation i elsystemet, dvs. automatisk anvendelse af komponenter i elsystemet. Automation øger robustheden ved at bidrage til, at elsystemet drives optimalt og sikkert i normale situationer, og at hændelser ikke eskaleres.

Automation sænker risikoen for menneskelige fejl, da automationen kan reagere hurtigere på ændringer i elsystemet og håndtere elsystemet "tættere på grænsen", end det ellers ville være praktisk muligt.

Automation er også med til at mindske mængden af investeringer i elnettet, da nettet udnyttes bedre.

Automation er nødvendig i disse år af tre grunde:

- Komplexiteten af elsystemet stiger blandt andet som følge af flere HVDC-forbindelser og komplekse AC-kabelanlæg fx til ilandføring af elproduktion fra havvindmølleparker.
- Elproduktionen bliver mere fluktuerende. Dette betyder hyppigere og hurtigere ændringer i flow på både interne og udlandsforbindelser.
- Energinet ønsker at drive elnettet "tættere på grænsen".

"Automation øger robustheden ved at bidrage til, at elsystemet drives optimalt og sikkert i normale situationer, og at hændelser ikke eskaleres"

Et af de tiltag, som Energinet arbejder med, er såkaldte reactive power controllers (RPC). RPC'er hjælper til, at elsystemet kan fungere korrekt ved at ind- og udkoble reaktive komponenter. Dette hjælper til at opretholde en optimal reaktiv balance og sikrer mod overspændinger i elnettet. Yderligere øges anvendelsen af spændingsregulering fra nye vindmølleparker, hvorved de bidrager til at opretholde en stabil spænding.

Et andet tiltag er de såkaldte systemværn, som hurtigt kan tilpasse flows, hvis der opstår fejl i nettet. Det gør det også muligt at drive elnettet ved "tættere på grænsen" i normale situationer.

Automationen udfører ind- og udkoblinger af komponenter og ændringer af setpunkter, som ellers skulle være sket i Energinets kontrolcenter. Uden automation ville der kræves en væsentligt

tættere overvågning af mange lokale områder.

Implementeringen af automation er for nuværende kun sket lokalt for at løse lokale udfordringer.

Energinet ambition er på sigt at implementere automatisk optimering af flows og spændingsregulering ved hjælp af centrale beregninger på det samlede elnet. Dette vil ikke være en erstatning for de decentrale reguleringer, men fungere som et supplement. Dette forventes at føre til mindre tab af energi i nettet samt øget stabilitet og sikkerhed.

3.5 IT-sikkerhed

IT-systemer anvendes i stigende grad til at overvåge og styre komponenter i elsystemet. Øget digitalisering og nye teknologiske løsninger giver ikke blot elskaberne og elforbrugerne nye muligheder. Den større afhængighed af IT betyder også, at elsystemet bliver mere sårbart, hvis IT-systemer i perioder ikke er tilgængelige, eller der er fejl i disse. Der er derfor fokus på både høj opetid af intern IT og eksterne trusler mod IT-sikkerheden. Den større afhængighed af IT gælder ikke kun Energinets systemer, men også eldistributionsselskabernes, elproduktionselskabernes og de balanceansvarliges.

Få nedbrud og enkelte datafejl har typisk ingen effekt på elforsyningsikkerheden, da der er sikret redundans i systemerne. Omfattende og samtidige nedbrud kan derimod påvirke elforsyningsikkerheden.

Trusselvurdering

I den seneste trusselvurdering fra Center For Cybersikkerhed (CFCS) vurderes en stigende sandsynlighed for organiserede destruktive cyberangreb mod danske virksomheder eller myndigheder. CFCS vurderer det mindre sandsynligt, at organiserede destruktive cyberangreb målrettet vil ramme kritisk infrastruktur i Danmark.

Derimod er sandsynligheden for, at en aktør i elsystemet bliver ramt af "ikke-målrettede" angreb stigende. Afhængig af aktørens ansvarsområde vil et udfald hos en enkelt aktør ikke have stor påvirkning. Såfremt en række aktører er udsat for et cyberangreb på samme tid, kan det have stor betydning for elforsyningsikkerheden.

På trods af, at målrettede angreb vurderes som mindre sandsynlige, så betyder den brede anvendelse af samme type IT-systemer i elsystemet, at "ikke-målrettede" angreb kan ramme flere aktører i sektoren samtidig.

Internationalt samarbejde



IT-hændelser

Historisk set har brister i informationssikkerheden eller nedbrud af IT-systemer ikke haft alvorlige konsekvenser for den danske elforsyningsikkerhed. Men over de senere år har fejl i IT-systemer ført til situationer med skærpet drift. Fx skyldes den eneste registrerede situation med skærpet drift i 2016 en IT-hændelse, der midlertidigt påvirkede kontrolcenterets overvågning af elsystemet og suspenderede elmarkedet i en kort periode.

Indflydelsen af IT-systemer på et lands elforsyningsikkerhed blev yderligere understreget i december 2016, hvor Ukraine oplevede et cyberangreb, som efterlod dele af landet uden elektricitet i flere timer.

Truslerne mod IT-sikkerheden spredes momentant igennem netværk. Dette medfører, at en trussel eller opdagelsen af en ny sårbarhed i et program er global i det øjeblik, at systemerne forbindes med internettet. For at beskytte sine systemer mod truslerne skal Energinet kunne finde sårbarhederne før de udnyttes. Energinet skal have adgang til viden fra andre og kunne

dele den for effektivt at kunne beskytte IT-systemer. Der er derfor behov for samarbejde internationalt og nationalt.

Internationalt arbejder såvel EU som NATO for, at medlemsstater kan dele informationer om cyberangreb og –trusler hurtigt.

Beredskabet i elsektoren har til formål at sikre, at elforsyning kan fortsættes eller genoprettes med minimale konsekvenser for elforsyningen. I bekendtgørelsen om IT-beredskab i el- og naturgassektorerne er Energinet pålagt at bevare et overblik over IT-systemer og IT-informationer, der deles mellem flere aktører i elsystemet.

I det nordiske beredskab samarbejder Energinet og Energistyrelsen med nordiske kollegaer for at dele viden om trusler, risici og sårbarheder. De nordiske TSO'er har også etableret et samarbejde omkring håndtering af større cyberangreb og –trusler. Blandt andet planlægges en større nordisk øvelse i 2018.

3.6 Drifts- og markedsudvikling

Elsystemerne integreres i højere og højere grad på tværs af landegrænser, og behovet for overblik over regionale udfordringer og løsningsmuligheder øges. Derfor arbejdes der på tværs af Europa med en lang række projekter inden for drifts- og markedsudvikling, som i sidste ende har til formål at sikre elforsyningsikkerheden på effektiv vis.


Nye markedsplatforme for systemydelse

I netreglen Balancing Guideline stilles krav om oprettelse af fælles elmarkedsplatforme for aktivering af automatiske reserver, aFRR, og manuelle reserver, mFRR. Senest i 2021 skal alle TSO'er aktivere reserver til håndtering af ubalancer fra disse platforme. Der skal på europæisk niveau udarbejdes fælles betingelser for reserverne, så disse kan handles på de respektive elmarkedsplatforme i form af standardprodukter.

Elmarkedsplatformene vil betyde, at de danske aktører får mulighed for at konkurrere med andre aktører på tværs af landegrænser - i princippet ligesom på day-ahead-markedet. Stigende konkurrence forventes at give øget likviditet og generelt lavere balanceringspriser. Dog kan enkelte områder opleve højere priser grundet øget eksport.

Elmarkedsplatformene har til formål at opnå en samfundsøkonomisk optimal udnyttelse af reserverne på tværs af Europa. Det vil også kunne give Energinet en øget tilgang til balanceringsressourcer i fx situationer med presset dansk effekttilstrækkelighed.

OVERVÅGNING AF IT-SIKKERHED

 Energinet har afsat dedikerede ressourcer til kontinuerlig overvågning af IT-sikkerheden, således at Energinet proaktivt kan reagere på hændelser, trusler og abnorme mønstre i datastrømme. Med den viden, der opbygges her, kan Energinet ikke kun forbedre egen IT-sikkerhed, men også bidrage til det samarbejde, som Energinet har med sektorens virksomheder, myndigheder og nabo TSO'er.

Udvikling af nordisk balanceringskoncept

Som et led i udviklingen af det nye nordiske balanceringskoncept har de fem nordiske TSO'er indgået en ny samarbejdsaftale. Aftalen redefinerer TSO'ernes roller og ansvar i det nordiske område.

Samtidig fastsættes rammerne for udvikling af nye elmarkedsplatforme som grundlag for de fælles balancemarkeder i det nye balanceringskoncept. Norden vil i tillæg til de europæiske platforme udvikle fælles nordiske platforme for indkøb af reservekapacitet. Det nye balanceringskoncept er en moderniseret udgave af ACE-princippet (Area Control Error), som kendes fra det øvrige Europa og Vestdanmark. Konceptet giver mulighed for, at det nordiske system bedre kan tilsluttes de europæiske elmarkedsplatforme for aktivering af reserver.

Ifølge netreglen System Operation er



Jens Møller birkebæk i Nordic RSC kontoret i københavn

første skridt i samarbejdet at oprette et fælles nordisk balanceringsområde (en LFC-blok) inddelt i mindre områder svarende til prisområderne (LFC-områder). Denne inddeling giver TSO'erne et bedre overblik og mulighed for balancing, hvor i elsystemet ubalan-

cerne opstår.

Oprettelse af en nordisk LFC-blok er et vigtigt element i forhold til gennemførelse af System Operation. Denne netregel specificerer de overordnede krav til reservedimensionering. De

endelige krav skal fastsættes inden for LFC-blokken.

Regionalt samarbejde – etablering af

Nordic Regional Security Coordinator (Nordic RSC)

De europæiske TSO'er har besluttet at etablere regionale enheder for at samarbejde om regionale udfordringer. Dette er efterfølgende også blevet lovpligtigt ved vedtagelsen af netreglerne System Operation and Capacity Allocation and Congestion Management.

Etableringen af det fælles, nordiske kontor, Nordic RSC, vil medføre en væsentlig styrkelse af den nordiske koordinering og bidrage til et ensartet regionalt billede af elsystemet. På samme måde er RSC'er etableret eller på vej i de øvrige regioner i EU. Det forventes, at den regionale koordinering vil bidrage til at sikre elforsyningsikkerheden.

Nordic RSC blev etableret i København i 2016 og har i løbet af 2017 arbejdet på at kunne levere blandt andet koordinerede kapacitetsberegninger og udetidsplanlægning.

RSC'ens produkter er blevet udviklet og testet i løbet af 2017. De forventes endeligt implementeret i løbet af 2018. En udfordring i 2017 har været at dele data som konsekvens af de enkelte landes lovgivning på informationssikkerhedsområdet.

Nye metoder for udvekslingskapacitet

De europæiske regulatorer forventes i løbet af 2018 at godkende nye metoder for fastsættelse af udvekslingskapaciteten. Disse metoder forventes at blive implementeret i daglig drift i midten af 2020, men ikke før de opfylder fastsatte kvalitetskrav. Metoderne er et led i gennemførelsen af netreglen Capacity Allocation and Congestion Management. De nye metoder har til formål bedst muligt at udnytte udvekslingskapaciteten mellem prisområder.

I den nordiske region forventes metoden Flow-Based at blive implementeret. Flow-Based beskriver AC-forbindelserne og tager derfor mere eksplicit hensyn til de fysiske love, der gælder i elsystemet ved fastsættelse af udvekslingskapaciteten. Elmarkedet vurderer gennem prisalgoritmen, hvilke flows der har størst samfundsøkonomisk værdi givet de fysiske begrænsninger i elnettet.

På HVDC-forbindelser ud af Norden forventes metoden Coordinated Net Transmission Capacity (CNTC) at blive implementeret. Der vil være en tæt kobling til Flow-Based-metoden.

Fælles beregningsmetoder på tværs af lande forventes samlet set at give en bedre samfundsøkonomi via mere optimal udnyttelse af de eksisterende udlandsforbindelser på tværs af Europa.

NETREGLER EMERGENCY AND RESTORATION



Netreglen stiller krav til, at Energinet skal udarbejde en beskrivelse af genopretning af systemet og en systemforsvarsplan. Rammerne er i vid udstrækning enslydende med dem, som er gældende i dag.

Ny metode til optimering og vedligehold af kabler

Energinet er i høj grad afhængig af sine komponenter i eltransmissionsnettet til at kunne overføre den elektriske energi fra elproduktionssted til elforbrugssted. Med et aldrende elnet består en stor del af arbejdet med at opretholde en høj nettillstrækkelighed derfor i at optimere og vedligeholde eksisterende komponenter som kabler og transformere.

En del af optimeringen af anlæggenes brug går på at analysere fejl og nedbringe perioder med udetid. I et tværgående projekt har Energinet fx nedbragt tiden for fejlsøgning på olie-kabler ved hjælp af machine learning.

Historisk set har processen med at identificere lækager ved fejlsøgning taget lang tid. Tidligere har det taget et halvt til et helt år, inden en eventuel fejl blev udbedret, med en tilhørende udetid på omkring 3 måneder. Med den nye metode forventes udetiden at være omkring 14 dage, fra kablet afbrydes, til fejlen er udbedret.

At nedbringe tiden til identificering

af olielækager har flere fordele. Elforsyningsikkerheden styrkes, da kablernes udetid reduceres markant. Omkostningerne forventes at blive halveret. Desuden forventes miljøbelastningen at være væsentligt mindre, da lækagen hurtigere bliver identificeret og oliespildet derfor mindre.

Energinet arbejder med at fremme elforbrugsfleksibilitet på markedssiden på flere fronter

Udviklingen inden for digitalisering og nye teknologier betyder, at det er blevet muligt at udnytte potentialet for fleksibilitet fra elforbrugerne. Energinet har også sammen med eksterne aktører testet, hvorvidt blandt andet batterier i elbiler kan levere systemydelser. Erfaringerne forventes at resultere i tilpasning af krav og andre rammebetingelser for at fremme anvendelsen af elforbrugsfleksibilitet.

Frem mod 2021 udrulles timeaflyste elmålere, hvilket giver alle danske elforbrugere mulighed for timeafregning og dermed større incitament til at reagere på udsving i elprisen. I forlængelse heraf arbejder Energinet sammen med branchen for at implementere rollen som aggregator. Derved kan nye forretningsmodeller opstå. Implementering af aggregatorrollen forventes at være gennemført samtidig med implementering af de timeaflyste elmålere og timeafregning.

En øget tilgængelighed af fleksibelt elforbrug kan være med til at afhjælpe fremtidige lokale og nationale udfordringer med effekt- og nettillstrækkeligheden. Fx forventes det på sigt, at eldistributionsselskaberne også får incitament til at aktivere fleksible enheder til løsning af udfordringer i deres lokale net.

De lokale udfordringer er ikke altid de samme som på eltransmissionsnettet. Derfor kan der godt opstå situationer, hvor Energinet har et behov for opregulering i nettet, samtidig med at et eldistributionsselskab er overbelastet og har behov for nedregulering. Der skal derfor findes mar-

Asset Management

I rollen som anlægsejer for eltransmissionsnettet foretager Energinet løbende risikovurderinger af nettets komponenter med henblik på at drive anlæggene med den højest mulige oppetid og de mindst mulige omkostninger. I vurderingen af anlæggene indgår blandt andet:

- Tilstand
- Kritikalitet
- Oppetid
- Økonomi

kedsløsninger, som skaber incitament til at stille fleksibilitet til rådighed, og løsninger, hvor det sikres, at de samme ressourcer ikke aktiveres med modsættende effekt.

ENERGINET

Tonne Kjærvej 65
7000 Fredericia
Tlf. 70 10 22 44

info@energinet.dk
www.energinet.dk

