



ENERGINET

BILAGSRAPPORT
REDEGØRELSE FOR
ELFORSYNINGS-
SIKKERHED
2022

Indledning

Denne bilagsrapport er udarbejdet i sammenhæng med Redegørelsen for elforsyningssikkerhed 2022 og består af følgende bilag:

Bilag I er Afbrudsstatistikken for 2021, hvorfra de vigtigste hovedresultater er gengivet i selve redegørelsen.

Bilag II uddyber de beregninger og forudsætninger, der er anvendt i redegørelsens fremskrivninger af effektilstrækkelighed og indeholder desuden en detaljeret gennemgang af en række tilhørende følsomhedsanalyser.

Bilag III indeholder et Methodenotat med nærmere beskrivelse af de beregningsmæssige metoder, der ligger bag fremskrivningerne af effektilstrækkelighed.

Bilag IV består af en ordliste med korte forklaringer af centrale begreber anvendt i redegørelsen og bilagsrapporten.

Indhold

1. Bilag I – Afbrudsstatistik.....	5
1.1 Opsummering	5
1.2 Historisk elforsyningssikkerhed	5
1.3 Ny metode til opgørelse af elforsyningssikkerheden i eltransmissionsnettet.....	7
1.3.1 Særlige hændelser	8
1.3.2 Sammenligning med andre europæiske lande	8
1.4 Elforsyningssikkerheden i eltransmissionsnettet i 2021.....	9
1.4.1 Hændelser i eltransmissionsnettet.....	11
Væsentlige hændelser i eltransmissionsnettet (ingen afbrud).....	13
Beredskabshændelser.....	16
1.5 Energinets omkostninger til sikring af elforsyningssikkerhed	16
1.5.1 Omkostninger til systemydelse	16
1.5.2 Afhjælpende tiltag	18
1.5.3 Håndtering af revisionsansøgninger og afvikling af værker	18
2. Bilag II – Effekttilstrækkelighed, beregning og følsomheder.....	19
2.1 Baggrund for vurdering af effekttilstrækkelighed	19
2.2 Forudsætninger for prognose for effekttilstrækkelighed	20
2.2.1 Elforbrug og produktionskapacitet i Danmark	21
2.2.2 Elforbrug og produktionskapacitet i udlandet.....	24
2.3 Effekttilstrækkeligheds prognose resultater	26
2.4 Prognosens robusthed og følsomheder.....	36
2.4.1 Forværende følsomheder for udvikling i dansk effekttilstrækkelighed	38
2.4.2 Afhjælpende følsomheder for udvikling i dansk effekttilstrækkelighed	43
2.5 Perspektivering til europæiske vurderinger og sidste års redegørelse	48
3. Bilag III – Metodenotat om effekttilstrækkelighed.....	51
3.1 Metoder og antagelser, BID3.....	51
3.2 Elproduktionskapaciteter og -forbrug	52
3.2.1 Produktionskapaciteter og årligt elforbrug	52
3.2.2 Balanceringsreserver	52
3.2.3 Aggregering af kraftværker	53
3.2.4 Bornholm.....	53
3.3 Klimaår	53
3.3.1 Danske forbrugsprofiler og antagelser om fleksibilitet	54
3.3.2 VE-profiler	55
3.3.3 Must run-profiler	56
3.4 Udetider	57
3.4.1 Danske udlandsforbindelser (herunder Storebæltsforbindelsen).....	57
3.4.2 Øresundsmodellering	58
3.4.3 Danske kraftværker	59
3.4.4 Revisionsplan i Danmark	60
3.5 Opsætning af modelårene 2027 og 2032 for udlandet	62
3.5.1 Elforbindelser	62

3.5.2	PtX og batterier	62
3.5.3	Profilen	62
3.6	Forbrugsafkobling	63
4.	Bilag IV – Ordliste	64

1. Bilag I – Afbrudsstatistik

Dette bilag beskriver dels den historiske elforsyningssikkerhed frem til og med 2021, dels specifikt hændelser i eltransmissionsnettet i 2021. Endelig belyses Energinets omkostninger til sikring af elforsyningssikkerheden. Dette bilag til Energinets Redegørelse for elforsyningssikkerhed 2022 opfylder de hertil stillede krav, jf. *Bekendtgørelsen om systemansvarlig virksomhed og anvendelse af eltransmissionsnettet m.v.*¹ (herefter *Systemansvarsbekendtgørelsen*).

1.1 Opsummering

De danske elforbrugere har i mange år – særligt de seneste godt 10 år – haft en meget høj sikkerhed for levering af el. Det var også gældende for 2021. I gennemsnit oplevede elforbrugerne knap 22 minutters afbrud af elforsyningen, svarende til en elforsyningssikkerhed på 99,996 pct. Dette fordeler sig med godt 20 minutter fra eldistributionsnettene og lidt over ét minut fra eltransmissionsnettet.

Ovennævnte afbrudsminutter/-sekunder er opgjort pr. elforbruger (indikatoren SAIDI²). Energinet opgør også afbrudsminutter relateret til eltransmissionsnettet på basis af, hvor meget energi, der ikke kunne leveres på grund af afbruddene. Den samlede mængde ikkeleverede energi sættes i forhold til årets elforbrug, hvormed et mål for forbrugsvægtede afbrudsminutter i eltransmissionsnettet kan beregnes. De forbrugsvægtede afbrudssekunder opgøres for 2021 til ca. 39 sekunder på grund af afbrud i eltransmissionsnettet. Afbruddene i eltransmissionsnettet i 2021 var forårsaget af seks driftshændelser.

Der har i 2021 været væsentlige hændelser i eltransmissionsnettet, som dog ikke har ledt til afbrud af elforbrugere. En af de væsentligste hændelser var i forbindelse med planlagt arbejde, hvor et automatisk anlæg til spændingsregulering koblede utilsigtet. Dette medførte, at en 400 kV-samleskinne i station Bjæverskov på Sjælland blev udkoblet. Udkoblingen medførte også, at to 400 kV-linjer blev udkoblet. Samtidig var eltransmissionsnettet svækket, da en systembærende enhed var ude af drift. Normalt ville situationen have medført handelsbegrænsninger i elmarkedet. Men på grund af et gunstig effektflow i elsystemet blev elmarkedet ikke påvirket.

Elforsyningssikkerheden, særligt i form af systemsikkerheden, sikres blandt andet ved indkøb af systemydelser. Energinet havde i 2021 omkostninger på ca. mio. DKK 1.191 til indkøb af systemydelser. Det er en stigning på mio. DKK 256 i forhold til 2020.

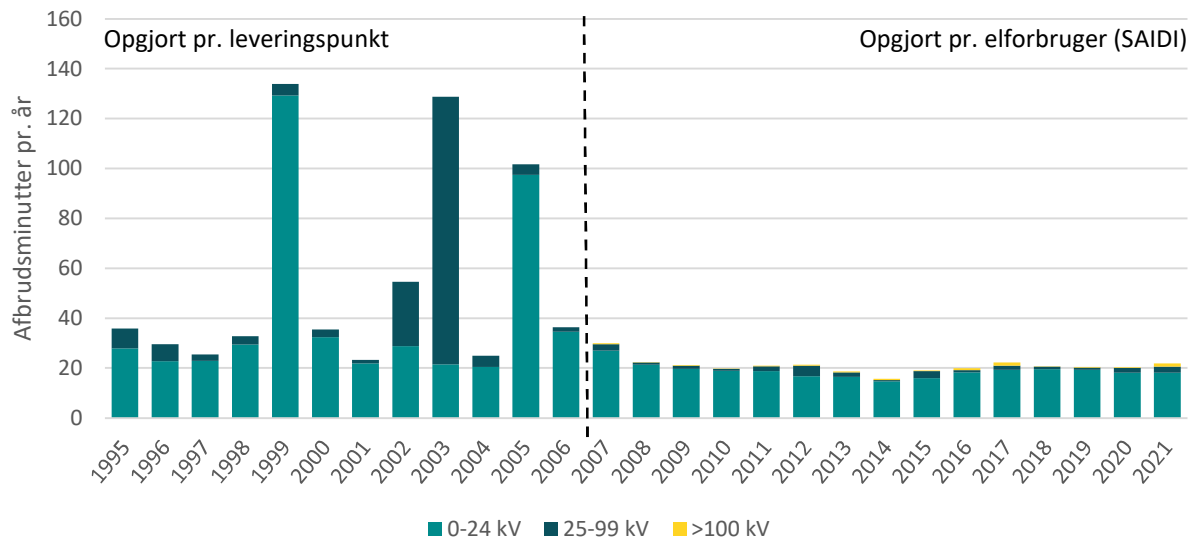
1.2 Historisk elforsyningssikkerhed

I 2021 var der knap 22 minutters afbrud pr. elforbruger, hvilket er lige over gennemsnittet over de seneste 10 år. Danskerne havde således i gennemsnit el i 99,996 pct. af tiden. 2021 var derfor endnu et år, hvor danske elforbrugere har haft en af Europas højeste sikkerheder for levering af el. Afbrud i det danske elsystem registreres i Elselskabernes Fejl- og Afbrudsstatistik (ELFAS), som håndteres af Green Power Denmark³. I henhold til *Systemansvarsbekendtgørelsen* skal Energinet i forbindelse med Redegørelse for elforsyningssikkerhed give en statistisk opgørelse af elforsyningssikkerheden baseret ELFAS, eller anden anerkendt fejl- og afbrudsstatistik.

¹ Bekendtgørelse om systemansvarlig virksomhed og anvendelse af eltransmissionsnettet m.v. BEK nr. 1067 af 28/05/2021.

² SAIDI = System Average Interruption Duration Index.

³ Den seneste rapport fra august 2021 "Leveringssikkerhed i Danmark – Afbrudsstatistik for det danske elnet 2011-2020" findes her: <https://www.danskenergi.dk/udgivelser/afbrudsstatistik-danske-elnet-2011-2020>.



Figur 1 Afbudsstatistik for Danmark, 1995-2021. Perioden 1995-2006 er opgjort pr. leveringspunkt (fiktivt punkt i 10 kV-nettet, og perioden 2007-2021 er opgjort pr. elforbruger (SAIDI – System Average Interruption Duration Index). I gennemsnit er afbudsminutter opgjort pr. leveringspunkt ca. 2 minutter højere end afbudsminutterne opgjort pr. elforbruger. Frem til 2007 er afbudsstatikken alene opdelt på spændingsniveauerne 0-24 kV og 25-99 kV, hvor afbuds på eltransmissionsnettet indgår i statistikken for 25-99 kV. Fra og med 2007 fremgår afbuds i eltransmissionsnettet selvstændigt i kategorien >100 kV.

Kilde: Elselskabernes Fejl- og Afbudsstatistik, Green Power Denmark.

Figur 1 illustrerer for de seneste 27 år det gennemsnitlige antal minutter pr. elforbruger pr. år i Danmark, hvor der ikke kunne leveres el. Manglende effekttilstrækkelighed og IT-sikkerhed har historisk set ikke været årsag til afbuds af elforbrugere i Danmark. Historisk skyldes fejl i eldistributionsnettene primært manglende nettilstrækkelighed, mens det for eltransmissionsnettet skyldes manglende robusthed. Det generelle billede er, at langt størstedelen af afbudsminutterne skyldes hændelser i eldistributionsnettene. I Danmark betegnes elnet på et spændingsniveau over 100 kV som eltransmissionsnet og elnet under 100 kV-niveau som eldistributionsnet.

Afbudsstatistikken viser, hvor længe og hvor ofte den gennemsnitlige elforbruger har oplevet afbuds. Det betyder, at nogle elforbrugere har oplevet flere afbuds, mens andre ikke har oplevet afbuds.

Der har de seneste år været ca. 20 afbudsminutter pr. år. i eldistributionsnettene. Det lavere antal afbudsminutter, som i dag opleves i forhold til tidligere, skyldes blandt andet kabellægningen af eldistributionsnettene, som har gjort disse mere robuste over for vejrrelaterede hændelser. Dette fremgår af nedenstående tabel, som angiver antallet af afbudsminutter som gennemsnit over en årrække. Kabellægning af eldistributionsnettene er primært sket efter 2000.

	Gennemsnitligt antal afbrudsminutter over:				
	5 år	10 år	15 år	20 år	25 år
0-24 kV	19	18	19	24	29
25-99 kV	2	2	2	8	7
>100 kV	0,7	0,6	0,4	-	-
Total	21	20	22	33	37

Tabel 1 Gennemsnitligt antal afbrudsminutter over de seneste 5, 10, 15, 20 og 25 år. Frem til 2007 indgår afbrud el-transmissionsnettet i statistikken for 25-99 kV, hvorfor tal for spændingsniveauet >100 kV ikke indgår med 20 og 25 års gennemsnit. Kilde: Elselskabernes Fejl- og Afbrudsstatistik, Green Power Denmark.

1.3 Ny metode til opgørelse af elforsyningssikkerheden i eltransmissionsnettet

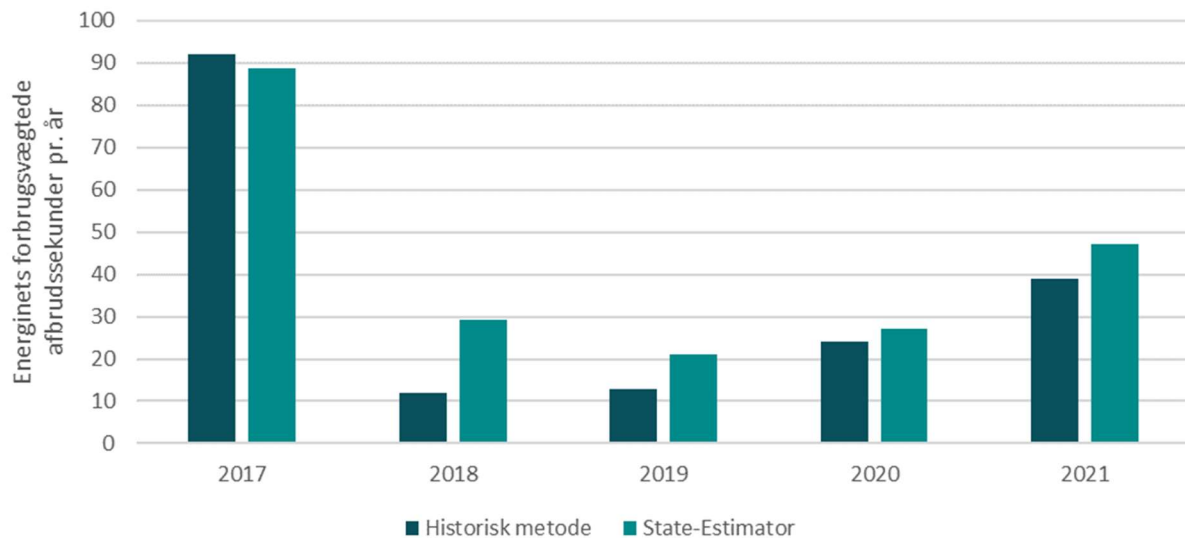
Energinet opgør elforsyningssikkerheden på baggrund af den ikkeleverede energimængde i tilfælde af en afbrydelse af elforbrugere. Metoden, som historisk har været anvendt til opgørelse af elforsyningssikkerheden i eltransmissionsnettet, vurderes dog ikke længere at være repræsentativ. Dette skyldes, at metoden ikke tager højde for elproduktion tilsluttet i eldistributionsnettene. Historisk har metoden givet et rimeligt estimat for den ikkeleverede energimængde. Metoden giver også i dag i mange tilfælde et rimeligt estimat for den ikkeleverede energimængde.

Elforsyningssikkerheden opgøres på baggrund af den ikkeleverede energimængde som ville være efterspurgt i forbindelse med afbrydelse af elforbrugere. Den ikkeleverede energimængde omregnes til forbrugsvægtede afbrudssekunder. Dette sker ved at sammenholde den ikkeleverede energimængden med den samlede årsenergi leveret fra eltransmissionsnettet. Herefter deles med antallet af sekunder på et år.

$$\text{Afbrudssekunder} = \frac{\text{Ikkeleveret energi [MWh]}}{\text{Samlet årsenergi [MWh]}} \times 365 \times 24 \times 60 \times 60$$

Målingen, som ligger til grund for den ikkeleverede energimængde, er summen af elforbruget og elproduktionen i det underliggende eldistributionsnet. Hvis der er elproducerende enheder tilsluttet i det underliggende eldistributionsnet, vil elproduktion fra disse modregne det afbrudte elforbrug. Dette vil resultere i mindre afbrudt effekt, og dermed mindre ikkeleveret energi som opgøres til for få afbrudssekunder.

I særlige tilfælde med store mængder elproduktion i det underliggende eldistributionsnet kan det i praksis medføre negativ afbrudt effekt og dermed "negative afbrudssekunder". Transit i eldistributionsnettet kan også have medført for mange eller for få opgjorte afbrudssekunder.



Figur 2 Antal afbrudssekunder i perioden fra 2017 til 2021 ved benyttelse af henholdsvis den historiske metode og metoden med State-Estimator.

Energinet vil fremadrettet anvende en State-Estimator til at estimere elforbruget under stationerne i eldistributionsnetene. Dette sker ud fra forskellige målinger i stationerne, således at decentral elproduktion kan adskilles fra elforbruget. Benyttelse af State-Estimator kan medføre både flere og færre afbrudssekunder sammenlignet med den historiske metode. Metoden vil dog højst sandsynligt medføre flere afbrudssekunder. I Figur 2 er forskellen i afbrudssekunder de seneste fem år vist ved benyttelse af de to metoder.

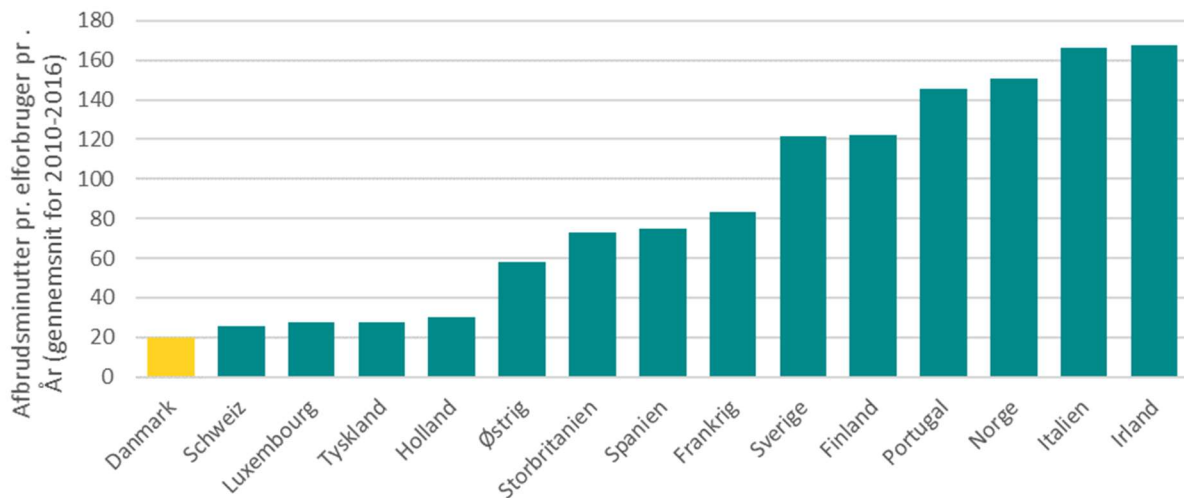
Metodeændringen påvirker ikke elforsyningssikkerheden for elforbrugeren. Den gør kun, at den faktiske elforsyningssikkerhed bliver opgjort mere korrekt. Metodeændringen giver ikke anledning til at ændre på anbefalingen i *Redegørelse for elforsyningssikkerhed 2022*. Tværtimod vil en mere korrekt metode til opgørelse af afbrudssekunder styrke anbefalingen. Dette vurderes ud fra, at anbefalingen i højere grad vil være datadrevet.

1.3.1 Særlige hændelser

Særlige hændelser defineres som hændelser, som ligger ud over det, som elnettet er dimensioneret til. Ved særlige hændelser kan der være risiko for relativt store afbrud i form af brownout eller blackout. Blandt særlige hændelser kan nævnes en procedurefejl i det vstdanske eltransmissionsnet i 2002 og en fejl i det svenske eltransmissionsnet i 2003. Disse hændelser førte til blackout i henholdsvis Nordjylland og hele Østdanmark. Energinet arbejder målrettet for at undgå fejl denne type hændelser. Blandt andet ved at implementere nye arbejdsgange i Kontrolcenteret og samarbejde med nabo-TSO'er. På grund af det store antal mulige kombinationer af fejl er det dog ikke muligt at udelukke, at lignende afbrud kan ske igen. De bagvedliggende årsager til det høje antal afbrudsminutter i 1999 og 2005 var henholdsvis orkan og storm.

1.3.2 Sammenligning med andre europæiske lande

I europæisk kontekst er den danske elforsyningssikkerhed i dag meget høj. Baseret på den seneste europæiske opgørelse på tværs af lande fra CEER (Council of European Energy Regulators) har Danmark over perioden 2010-2016 det laveste antal afbrudsminutter pr. elforbruger pr. år (SAIDI). Der forventes at komme en ny europæisk opgørelse fra CEER i 2023.



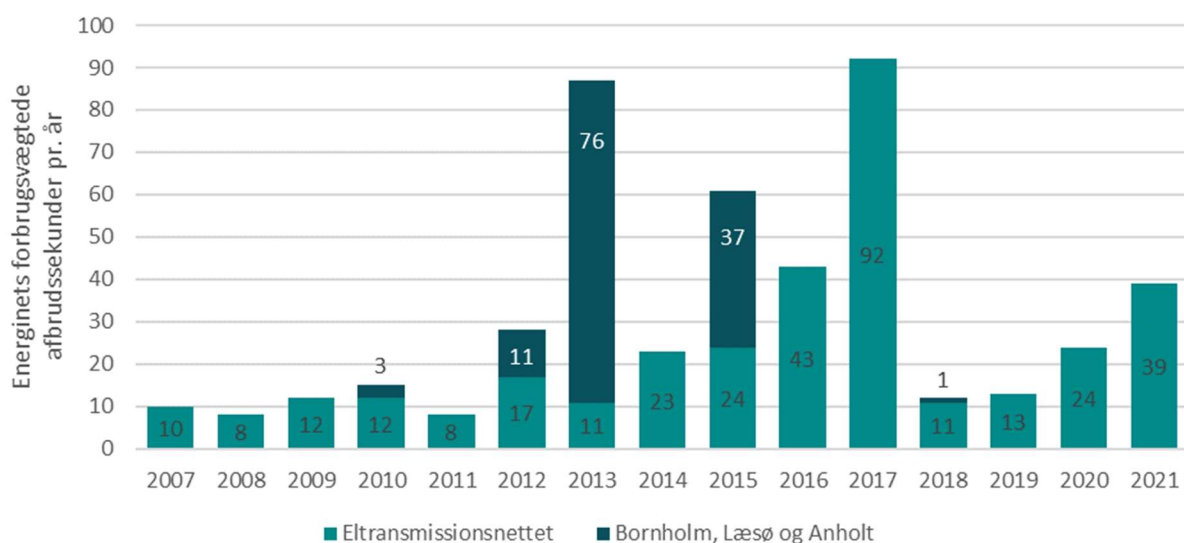
Figur 3 Gennemsnitlige afbrudsminutter pr. elforbruger pr. år (SAIDI) over perioden 2010-2016 i udvalgte europæiske lande med færrest afbrudsminutter i perioden.

Kilde: CEER Benchmarking Report 6.1 on the Continuity of Electricity and Gas Supply, July 2018.

Et særligt kendetegn ved Danmark og de fire andre lande med det laveste antal afbrudsminutter i Figur 3 er, at en stor andel af eldistributionsnettet på lav- og mellemspændingsniveau (typisk ≤ 36 kV, men ikke entydigt) er kabellagt. Baseret på CEER-rapportens tal for 2016 er kabellægningsandelen på lav- og mellemspændingsniveau i de fem lande minimum 86 pct. (Danmark 99 pct.), mens lande som fx Norge (51 pct.) og særligt Irland (14 pct.) har væsentligt lavere andele. Kabellægningen vurderes at være en vigtig årsag til det lave antal afbrudsminutter i Danmark.

1.4 Elforsyningssikkerheden i eltransmissionsnettet i 2021

Ud af de knap 22 minutters samlede afbrud i elforsyningen i 2021 var Energinet ansvarlig for ca. 39 forbrugsvægtede afbrudssekunder grundet seks driftshændelser i eltransmissionsnettet. I Figur 4 ses antallet af afbrudssekunder på grund af driftshændelser i eltransmissionsnettet siden 2007.



Figur 4 Energinets forbrugsvægtede afbrudssekunder siden 2007. Afbrud på Bornholm, Læsø og Anholt indgår, da Energinet har reserveforsyningspligt til øerne (kun ved afbrud, som ikke skyldes lokalt eldistributionsnet).

Til sammenligning var der i 2020 ca. 24 forbrugsvægtede afbrudssekunder grundet tre driftshændelser i eltransmissionsnettet. Der har således været flere afbrud i 2021 end i 2020. Samtidig har afbruddene generelt påvirket flere elforbrugere og haft længere varighed end afbruddene i 2020.

Dato	Antal forbrugere [stk.]	Afbrudt tid [minutter]	Fejltype	Forbrugsvægtet afbrudstid [sekunder]
12. feb.	~ 22.000 (Struer)	8	Komponentfejl	2,0
20. jun.	~ 19.800 (Hørning)	12	Komponentfejl	2,6
5. aug.	~ 34.200 (Starbakke)	60	Procedurefejl	15,4
6. aug.	~ 7.600 (Kirkeskovgård)	110	Fejlindstilling	7,9
18. sep.	~ 40.800 (Malling)	25	Komponentfejl	6,7
20. sep.	~ 7.600 (Kirkeskovgård)	51	Procedurefejl	4,4
Total				39,0

Tabel 2 Opgørelse over afbrud i 2021, som Energinet er ansvarlige for, angivet med fejltype og forbrugsvægtet påvirkning.

12. februar: Afbrydelse i Vestjylland

Strømafbrydelsen var en konsekvens af en signalfejl i beskyttelsesudstyret til en transformer. Der var samtidig en defekt i et relæ, som skulle sikre automatisk omkobling til den redundante transformer. Elforbrugere under stationen blev derfor afbrudt.

20. juni: Afbrydelse i Østjylland

En knækket ledning på en del af beskyttelsesudstyret til en transformer medførte, at der skete en utilsigtet afbrydelse af elforsyningen.

5. august: Afbrydelse i Nordjylland

En samleskinne var udkoblet på grund af arbejde i stationen og var derfor arbejdsjordnet. Der skete en kortslutning af den udkoblede samleskinne. Kortslutningen indtraf som følge af en procedurefejl i forbindelse hermed.

6. august: Afbrydelse på Sjælland

Der indtraf en fejl i det underliggende eldistributionsnet. På grund af fejl i opsætningen af Energinets beskyttelsesudstyr blev hele stationen afbrudt.

18. september: Afbrydelse i Østjylland

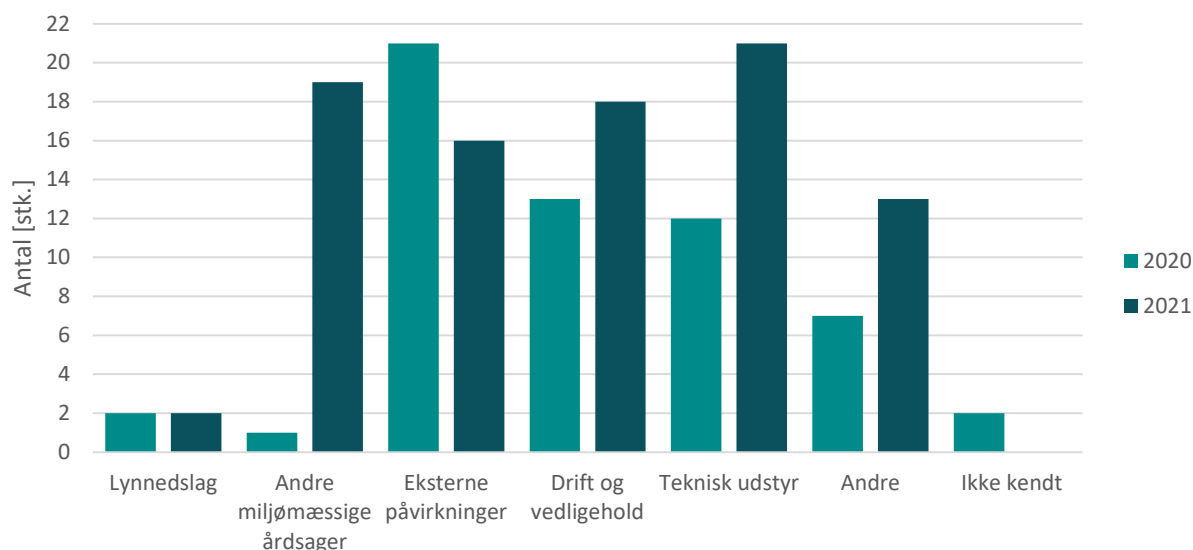
Der skete et havari på en strømtransformer. Det medførte udkobling af transformeren mellem 400 kV- og 150 kV-niveau samt halvdelen af stationen. De tilsluttede elforbrugere blev dermed afbrudt.

20. september: Afbrydelse på Sjælland

En samleskinne var udkoblet og arbejdsjordnet på grund af arbejde i stationen. Der skete en kortslutning af den udkoblede samleskinne. Kortslutningen indtraf som følge af en procedurefejl. Hele stationen blev udkoblet, og alle tilsluttede elforbrugere blev afbrudt.

1.4.1 Hændelser i eltransmissionsnettet

Hændelser med betydning for elforsyningssikkerheden kan ske på både elmarkeds-, system-, IT- og komponentniveau. I 2021 var der 89 driftsforstyrrelser i det danske net på spændingsniveauet over 100 kV, og til sammenligning var der 58 driftsforstyrrelser i 2020. Fordelingen af årsagerne til driftsforstyrrelser fra 2020 og 2021 kan ses i Figur 5 med forklaring i Tabel 3. 10-årsgennemsnittet fra 2012 til 2021 var på 60 driftsforstyrrelser. I 2021 var der seks driftsforstyrrelser i eltransmissionsnettet, der forårsagede afbød af elforbrugere. Til sammenligning var der tre i 2020.



Figur 5 Illustration af antal driftsforstyrrelser i vekselstrømsnettet (HVAC), hvor søjlen 'Drift og vedligehold' omfatter procedurefejl.

Kilde: DISTAC, Nordic and Baltic Grid Disturbance Statistics 2022.

Driftsforstyrrelsesårsag	Eksempler
Lynnedslag	Lynnedslag
Andre miljømæssige årsager	Fugt, is, lav temperatur, jordskælv, forurening, regn, salt, sne, vegetation, vind, varme og skovbrande
Eksterne påvirkninger	Brand, dyr, fugle, fly, udgravning, kollision, eksplosion, træfældning og hærværk
Drift og vedligehold	Mangel på overvågning, fejlindstillinger, fejl i plan for tilslutninger, fejl i relæplan, forkert betjening, fejl i dokumentation og procedurefejl
Teknisk udstyr	Dimensionering, fejl i teknisk dokumentation, design, korrosion, materialer, installation, produktion, vibration og ældning
Andre	Driftsproblemer, fejl hos forbrugeren, fejl i andres net, problemer i forbindelse med fejl i andre komponenter, systemårsager og andet

Tabel 3 Forklaring til driftsforstyrrelsesårsager i Figur 5.

Driftsforstyrrelser, nærvæd-hændelser og afbrud

Udtrykket *hændelser* dækker over driftsforstyrrelser, nærvæd-hændelser og afbrud.

En 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.

Nærvæd-hændelser er situationer, der var tæt på at have væsentlige konsekvenser for enten elsystemet, personsikkerhed eller elforbrugernes levering af el.

Afbrud dækker over situationer, hvor elforbrugere ikke får den el, som de efterspørger.

Driftsstatus

Energinets kontrolcenter opererer med tre forskellige former for driftsstatus: *normaldrift*, *skærpet drift* og *nøddrift*.

I langt størstedelen af tiden drives elsystemet i normaldrift. Der har i 2021 ikke været registreret skærpet drift eller nøddrift.

Driftsstatustyper

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

Hvis hændelser i elsystemet betyder, at normaldriften trues, og at 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.

Under ustabil drift og samtidige lokale/regionale afbrydelser ændres driftssituationen til *nøddrift*. I nøddrift tilkalder Energinet ekstra mandskab til bemanning af krisestab og gør klar til at håndtere længerevarende driftsforstyrrelser.

Effekttilstrækkelighed

I 2021 var der ingen afbrydelser af elforbrugere relateret til manglende effekttilstrækkelighed i det danske elsystem.

Brug af brownout

Der har ikke været behov for kontrolleret afkobling af elforbrugere i 2021 – for at håndtere pressede driftssituationer.

Hvad er et brownout?

Et brownout er en kontrolleret afbrydelse af dele af elsystemet. Brownouts anvendes typisk som følge af manglende systemtilstrækkelighed. Et brownout anvendes som tiltag for at undgå et blackout. Et blackout vil have større konsekvenser for elsystemet end et brownout. Brownouts kan aktiveres for et helt prisområde, DK1 eller DK2, eller regionalt i mindre områder. Der er to typer af procedurer for brownout, som Energinet kan iværksætte.

1. Automatisk frekvensaflastning

Dette vil automatisk afkoble elforbrugere, hvis frekvensen i elsystemet bliver for lav (mindre end 49,0 Hz i DK1 og mindre end 48,8 Hz i DK2).

2. Manuel aflastning

Energinets kontrolcenter har muligheden for manuelt at afkoble elforbrugere. Dette gøres ved at sende signal til netvirksomhederne samt transmissionstilsluttede elforbrugere om afkobling af elforbrug.

Begge typer af procedure sker trinvis. Frekvensaflastningen i DK1 udføres i trin af 8 pct. af elforbruget. Der er i alt 10 aflastningstrin i DK1. I DK2 udføres aflastningen i trin af 5 pct. af elforbruget. Der forventes at være 16 aflastningstrin i DK2⁴.

Manuel aflastning bliver brugt, hvis elsystemet eller eltransmissionsnettet er truet. Aflastning anvendes først, når der ikke er flere alternative muligheder. Dette kan eksempelvis være at købe de nødvendige ydelser i balancemarkedet eller mulighed for at få hjælp fra TSO'erne i nabolandene.

Energinets kontrolcenter sender signal til netvirksomhederne om aktivering af brownout. Det er netvirksomhedernes ansvar at fordele udkoblingsmulighederne i eldistributionsnettene. Da der også kan risikeres udkobling af elproduktion kan det være svært at forudsige, hvor stort et elforbrug, der reelt afkobles. I dag bygger forudsigelserne på historiske data.

Det nuværende og historisk høje niveau af effektilstrækkelighed i Danmark gør, at erfaringen med at benytte disse procedurer er stort set ikkeeksisterende. Det gør det svært at vide, hvordan strømafbrydelserne i praksis fordeler sig, og hvad det medfører af konsekvenser.

Væsentlige hændelser i eltransmissionsnettet (ingen afbrud)

Til trods for de lave afbrudssekunder i eltransmissionsnettet i 2021 oplevede Energinet flere væsentlige driftsforstyrrelser og nærværd-hændelser, som kunne have ført til store afbrud af elforbrugere.

Dato	Hændelse	Type
8. januar	Frekvensfald og systemsplit i Centraleuropa	Komponentfejl
16. januar	Udkobling af 400 kV-linje mod København	Komponentfejl
1. marts	Udkobling af 400 kV-samleskinne på Sjælland	Signalfejl
3. maj	Udkobling af 400 kV-transformer i Sydjylland	Komponentfejl
30. juni	Alvorlig arbejdsulykke på Fyn	Procedurefejl
25. august	Fejlkobling i Nordjylland	Procedurefejl
13. oktober	Udkobling af Horns Rev C	Komponentfejl
1. december	Voldsomt snefald i Nordjylland	Meteorologiske forhold
25. og 26. december	Udkobling af 400 kV-linje i Sønderjylland	Komponentfejl

Tabel 4 Væsentlige hændelser for elforsyningsikkerheden i eltransmissionsnettet i 2021.

⁴ Disse trinstørrelser vil gælde fra 2023, hvis den senest anmeldte Systemforsvarsplan godkendes. I dag er de på henholdsvis 8 pct. og 10 pct.

8. januar: Frekvensfald og systemsplit i Centraleuropa

Der skete en udkobling i 400 kV-eltransmissionsnettet i Kroatien. Dette medførte en kaskadeudkobling af flere 400 kV-linjer på grund af transit i Centraleuropa fra Nordvest til Sydøst. Som resultatet blev synkronområdet Centraleuropa opdelt i to områder. Det medførte et frekvensfald, og der blev aktiveret nødeffektindgreb fra Norden. Dette skete på Konti-Skan, Skagerrak og Kontek. Efter ca. 10 minutter blev der givet tilladelse til at standse nødeffektindgrebet.

16. januar: Udkobling af 400 kV-linje mod København

Linjen mellem de to 400 kV-stationer Hovegård og Glentegård ved København udkoblede på grund af et havari af en endemuffe i station Hovegård. En endemuffe er "afslutningen" af en linje i fx en station. Den konkrete 400 kV-linje udgør en central del i elforsyningen af København. Hændelsen medførte et spændingsdyk på hele Sjælland. Samtidig udkoblede ca. 230 MW elproduktion.

1. marts: Udkobling af 400 kV-samleskinne på Sjælland

Der skete en udkobling af den ene 400 kV-samleskinneskinne på station Bjæverskov på Sjælland. Hændelsen indtraf som følge af en signalfejl. Der foregik arbejde i stationen, komponenter skulle udkobles og adskilles fra eltransmissionsnettet. Der er i stationen installeret en automatik, som regulerer spændingen. Denne automatik sendte et indkoblings-signal samtidig med at en adskilleren i stationen blev betjent. Dette medførte, at afbryderen blev sluttet mens adskilleren åbnede. Resultatet af dette var en lysbue, som beskadigede adskiller og samleskinne overfladisk.

3. maj: Udkobling af 400 kV-transformer i Sydjylland

En 400 kV-transformer i station Endrup i Sydjylland udkoblede. Udkoblingen skete på grund af en havareret strømtransformer. Havariet af strømtransformeren medførte, at den eksploderede. Eksplosionen sendte fragmenter fra strømtransformeren rundt på stationsområdet. Disse fragmenter, samt brændende olie fra strømtransformeren, medførte anlægsskade på øvrige komponenter. Der opstod brand på stationsområdet som følge af eksplosionen. Branden blev slukket af brandvæsnet uden yderligere konsekvenser.

30. juni: Alvorlig arbejdsulykke på Fyn

I forbindelse med planlagt arbejde i station Abildskov på Vestfyn skete der en alvorlig arbejdsulykke. Der blev igangsat arbejde på en spændingssat komponent. Én person kom alvorligt til skade ved ulykken.

25. august: Fejlkobling i Nordjylland

Der skete en utilsigtet udkobling i 150 kV-nettet mellem 150 kV-stationerne Mosbæk, Fredensdal og Klim Fjordholme i Nordjylland. Hændelsen indtraf i forbindelse med planlagt arbejde med omlægning af linjerne i en koblingsstation. Under denne omlægning var der etableret en midlertidig 150 kV-linje. Årsagen til hændelsen var en fejlagtig visning af koblingstilstanden i Energinets SCADA-system. På grund af den forkert angivne koblingstilstand blev en jordslutter indkoblet på en spændingssat linje.

13. oktober: Udkobling af Horns Rev C

Hele 220 kV-stationen i Endrup i Sydjylland udkoblede – og dermed også havvindmølleparken Horns Rev C. Dette medførte et produktionsudfald på ca. 390 MW. Efter ca. 2 timer kunne vindmøllerne på Horns Rev C igen indkobles. Udkoblingen skete af samleskinnebeskyttelsen, hvorfor hele 220 kV-stationen blev udkoblet. Årsagen til udkoblingen var gentænding i den ene fase på afbryderen til en reaktor.

1. december: Voldsomt snefald i Nordjylland

Den 1. december i tidsrummet fra ca. kl. 15.00 og godt fire timer frem ramte et voldsomt snefald Nordjylland. Dette medførte, at der skete en række udkoblinger i både 150 kV- og 400 kV-nettet. Udkoblingerne skete som følge af piskninger på luftledningslinjerne. Piskninger sker, når luftledningerne tynges, og de bliver sat i svingninger, så de rammer hinanden. Piskningerne opstod på grund af kombinationen af snefaldet og kraftig blæst. Belastningen fra sne og is gjorde, at jordtrådene på masterne blev tynget ned og fik et nedhæng svarende til den øverste faseleder. Det samme skete ikke for faselederne på grund af varmeudviklingen i disse. Nedenstående tabel og figur angiver antallet af udkoblinger, og hvor de berørte linjer geografisk er placeret.

Spænding	Linje mellem	Hændelseressource
150 kV	Station Klim Fjordholme og station Vilsted	En enfaset jordslutning og udkobling, samt vellykket automatisk genindkobling.
400 kV	Station Ferslev og station Thrige	Otte enfasede jordslutninger og udkoblinger samt vellykkede automatisk genindkoblinger. Herefter en tofaset kortslutning og definitiv udkobling.
150 kV	Station Mosbæk og station Vilsted	Tofaset kortslutning og definitiv udkobling.
150 kV	Station Fredensdal og station Mosbæk	En tofaset kortslutning og udkobling, samt vellykket automatisk genindkobling.
150 kV	Station Starbakke og station Vendsysselværket	En tofaset kortslutning og udkobling samt vellykket automatisk genindkobling.
150 kV	Station Bredkær og station Vendsysselværket	En tofaset kortslutning og udkobling samt vellykket automatisk genindkobling. Herefter en tofaset kortslutning og definitiv udkobling.

Ikkekronologisk oversigt over udkoblinger i eltransmissionsnettet grundet voldsomt snefald og piskninger.



Illustration af den geografisk placering af de linjer, som udkoblede under hændelsen.

De mange udkoblinger gav anledning til blink i lyset, men der skete ikke afbrydelse af elforbrugere som følge af hændelsen. Der var ligeledes ikke risiko for person- og anlægsskade. På trods af de mange udkoblinger var system-sikkerheden heller ikke udfordret under hændelsen.

Piskninger er et kendt fænomen, og eltransmissionsnettet er bygget til at kunne modstå disse i et vist omfang. Der var ikke sendt varsel til Kontrolcenteret fra DMI om snefaldet. Dette skyldtes, at Kontrolcenteret ikke var tilmeldt informationer om snevejr. Dette er efterfølgende blevet tilmeldt.

25. og 26. december: Udkobling af 400 kV-linje i Sønderjylland

Julenat havarerede en endemuffe på en partiel kabelstrækning på den ene 400 kV-linje mellem station Kassø og station Revsing i kabelstation Roved i Sønderjylland. Der er to 400 kV-linjer mellem station Kassø og station Revsing. I kabelovergangen mellem kabelstation Gamst og kabelstation Roved, hvor 400 kV-linjerne er kabellagt, er hver linje udgjort af to delsystemer. Havariet påvirkede delsystem 1. Det fejlramte delsystem blev adskilt, og det tilbageværende "raske" delsystem sat i drift igen den 26. december. Ca. 5 minutter efter indkobling havarerede endnu en 400 kV-endemuffe i kabelstation Roved, denne gang på det modsatte delsystem 2 på samme 400 kV-linje.

Beredskabshændelser

Beredskabshændelser i det danske elsystem er sjældne. Elsystemets robusthed sikrer, at Energinets kontrolcenter kan håndtere de fleste driftsforstyrrelser, uden at disse eskalerer til beredskabshændelser. I 2021 har der været to hændelser, den 30. juni 2021 og hændelsen den 18. september 2021, hvor det i begge tilfælde var nødvendigt at aktivere væsentlige dele af Energinets beredskab samt det øvrige beredskab.

1.5 Energinets omkostninger til sikring af elforsyningssikkerhed

Energinet har en række omkostninger for at opretholde sine forpligtelser i Lov om elforsyning. Energinets omkostninger kan deles op i driftsomkostninger, afskrivninger og finansiering. Det er svært at definere de præcise omkostninger til sikring af elforsyningssikkerheden, da det principielt er alle aktører i elsystemet fra elproducenter til elforbrugere, som bidrager til denne.

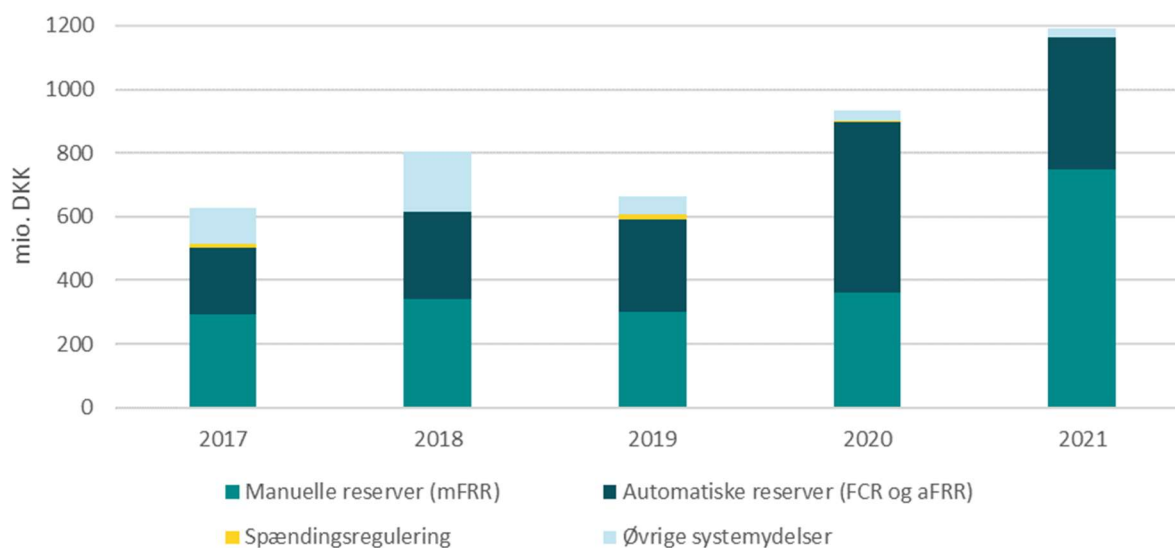
Det skal pointeres, at ikke kun Energinet har omkostninger forbundet med opretholdelse af elforsyningssikkerheden. En række andre aktører, blandt andet netvirksomhederne, elforbrugere og -producenter, har ligeledes omkostninger, som i større eller mindre grad er relateret til understøttelse af elforsyningssikkerheden.

1.5.1 Omkostninger til systemydelser

Energinet har i 2021 indkøbt systemydelser for mio. DKK 1.191, hvilket er en stigning på mio. DKK 256 sammenlignet med 2020. De seneste fem år fra 2017 til 2021 har omkostningerne til systemydelser årligt ligget i størrelsesordenen ca. mio. DKK 600-1.200 i løbende priser.

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, spændingsregulering og øvrige systemydelser som fx nødstart (start fra dødt net).

Historisk over de seneste fem år har manuelle reserver stået for den største andel af omkostninger til systemydelser. De 5-årige aftaler om levering af manuelle reserver i Østdanmark udløb med udgangen af 2020. I Vestdanmark er manuelle reserver indkøbt på daglig basis.



Figur 6 Energinets omkostninger til indkøb af systemydelser. Energinets omkostninger til synkronkompensatorer er ikke med i denne opgørelse.

Der var i 2021 ikke omkostninger til indkøb af spændingsregulering. Det store fald i omkostninger til spændingsregulering siden 2015 skyldes primært, at det generiske behov for ad hoc-spændingsregulering er blevet mindre de seneste år, samtidig med at Energinet har udbygget nettet med synkronkompensatorer, implementeret automatik i eksisterende komponenter i elnettet samt udarbejdet en aftale med netvirksomhederne om at reducere udveksling af reaktiv effekt mellem transmissionsnettet og distributionsnettet for at sikre optimal styring af transmissionsnettet.

Omkostninger til spændingsregulering (mio. DKK)	2017	2018	2019	2020	2021
PLANLAGT:					
Markedskontrakter	2	0	15	3	0
Beordret efter Elforsyningsloven	8	0	0	0	0
IKKEPLANLAGT:					
Beordret efter Elforsyningsloven	0	0	0	0	0
Indkøb af spændingsregulering i alt					
	10	0	15	3	0
Omkostninger til synkronkompensatorer	57	57	54	54	54
Samlede omkostninger til spændingsregulering	67	57	69	57	54

Tabel 5 Energinets omkostninger til spændingsregulering.

Note: Beløbet til synkronkompensatorer omfatter drift og vedligehold, elforbrug, afskrivning og finansiering. Synkronkompensatorerne leverer mere end spændingsregulering, men det er den samlede udgift, der er gengivet.

Det lokale behov for spændingsregulering ved udfald og revisioner anses for uændret, fordi der lokalt ofte kun er én mulig leverandør. Med den i 2018 reviderede elforsyningslov kan Energinet undgå afhjælpende tiltag i situationer, hvor der kun er én potentiel leverandør. Se også nedenstående afsnit 1.5.2.

Hvad er afhjælpende tiltag?

Afhjælpende tiltag består i, at et elproduktionsanlæg indkøbes af Energinet til at være i drift eller blot til at være driftsklar. Afhjælpende tiltag foretages kun i kortere perioder, hvorefter Energinet vil foretage et udbud, hvis der kan konstateres et længerevarende behov. Afhjælpende tiltag foretages, når Energinet oplever et uforudset behov.

1.5.2 Afhjælpende tiltag

Med Elforsyningsloven fra 2018 har Energinet mulighed for at foretage udbud, hvor der kun er én byder. I dette tilfælde afregnes den pågældende ydelse til reguleret pris. Energinet foretager dermed kun afhjælpende tiltag i kortere perioder, når der opstår en uforudset hændelse. Konstateres et vedvarende behov, vil Energinet hurtigst muligt foretage et udbud af den pågældende ydelse. Ikkeplanlagte afhjælpende tiltag, hvor Energinet med meget kort varsel må gøre brug af Elforsyningslovens mulighed for afhjælpende tiltag, har ikke været foretaget i 2021.

1.5.3 Håndtering af revisionsansøgninger og afvikling af værker

Energinet Elsystemansvar koordinerer og udarbejder årligt en revisionsplan på vegne af Energinet. Revisionsplanen sikrer, at udetid koordineres på tværs af aktører. Revisionsplanen bliver lagt for centrale kraftværker, handelsforbindelser, Energinet Eltransmissions projekter samt vedligeholdsarbejder på baggrund af deres indmeldinger. Når revisionsplanen er godkendt, kan Energinet ikke afvige herfra uden at kompensere de berørte aktører. I 2021 har Energinet ikke aflyst revisioner planlagt i revisionsplanen.

Energinet vurderer alle ønsker til revisionsperioder fra aktørerne i forhold til effektbalancen og netsituationen i Vest- og Østdanmark og områderne samlet. Hvis det vurderes nødvendigt, må aktørernes revisionsplaner justeres. Alle aktører har fået deres ønsker til revisioner opfyldt i revisionsplanen for 2021.

Der har i 2021 været 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 elforsyningssikkerhedsmæssige konsekvenser.

I det seneste år har Energinet ikke modtaget forespørgsler på ændringer, som ville betyde en uacceptabel forringelse af elforsyningssikkerheden. Hvis Energinet ikke kan give tilladelse til en ændring, vil det fremgå af Energinets brug af afhjælpende tiltag.

2. Bilag II – Effekttilstrækkelighed, beregning og følsomheder

Risikoen for effektminutter i Danmark på grund af manglende effekttilstrækkelighed vurderes at stige over de kommende 10 år. Men selv om Energinets analyser viser, at der er en stigende risiko for enkelte situationer med brownouts (kontrollerede forbrugsafkoblinger) på grund af manglende effekttilstrækkelighed, forventes sådanne situationer at være sjældne hændelser. Som nævnt i 1.2 har manglende effekttilstrækkelighed ikke været årsag til afbrudsminutter i det danske elsystem i hele den opgjorte periode, der går tilbage til 1995.

Den stigende risiko for manglende effekttilstrækkelighed er et resultat af en forventning om fortsat udfasning af termisk kapacitet og stigende elforbrug blandt andet til øget elektrificering af varme- og transportsektorerne. Udviklingen gør Danmark mere afhængig af at kunne importere el fra vores nabolande i visse situationer for at kunne opretholde effekttilstrækkeligheden. En række af vores nabolande oplever samme tendenser som i Danmark. Derfor vurderes risikoen for ikke at kunne importere tilstrækkeligt el fra udlandet at stige over de kommende 10 år og frem.

Beregninger af effekttilstrækkelighed er forbundet med betydelig usikkerhed, specielt på længere sigt. En lang række forudsætninger og antagelser for både Danmark og udlandet ligger til grund for effekttilstrækkelighedsberegningerne, og for alle parametre stiger usikkerheden, jo længere tidshorisonten er. Derfor vil resultaterne i de sidste år af analyseperioden også have en tendens til at svinge mere fra år til år, da forudsætninger for fjerne år i fremtiden er mere usikre end nære år. Dette er særligt relevant i dette års redegørelse som følge af den ændrede geopolitiske situation efter udbruddet af krigen i Ukraine, hvilket hverken de anvendte udlandsdata eller nationale data tager højde for.

Særlige usikkerheder som disse forsøges derfor mitigeret gennem diverse følsomheder, som beskrives nærmere i afsnit 2.4. Desuden vil forskellige modeller og de stokastiske elementer i beregningerne genererer forskellige resultater, selvom de grundlæggende forudsætninger er ens. Dette viste sig fx med overgangen i 2018/2019 fra FSI-modellen til BID3-modellen hos Energinet og har vist sig årligt i forbindelse med de paneuropæiske effekttilstrækkelighedsvurderinger i ENTSO-E's ERAA (European Resource Adequacy Assessment). De absolutte effekttilstrækkelighedsresultater skal derfor altid tolkes med varsomhed.

2.1 Baggrund for vurdering af effekttilstrækkelighed

Ifølge *Bekendtgørelse om systemansvarlig virksomhed og anvendelse af eltransmissionsnettet mv.* skal Energinet udarbejde en prognose for effekttilstrækkeligheden. Prognosen er lig med et basisscenarie og dermed referencen for effekttilstrækkelighedsvurderingerne baseret på den forventede udvikling i elsystemet. Bekendtgørelsen stiller derudover en række specifikke krav til effekttilstrækkelighedsvurderingerne, herunder blandt andet til følsomhedsanalyser og udarbejdelse af alternative prognoser.

Forordningen om nyt elmarkedsdesign (EU regulation 2019/943) fra *Clean Energy Package* fastsætter en række specifikke krav, som europæiske effekttilstrækkelighedsvurderinger fremadrettet skal opfylde.⁵ Metoden skal efterleves af nationale effekttilstrækkelighedsvurderinger ved ønske om indførelse af kapacitetsmekanismer på baggrund heraf.

Grundlæggende er der god overensstemmelse mellem de danske krav i *Bekendtgørelse om systemansvarlig virksomhed og anvendelse af eltransmissionsnettet mv.* og de europæiske krav fra *Clean Energy Package*. Der er dog en række yderligere og mere specifikke krav til de europæiske effekttilstrækkelighedsvurderinger end til de danske vurderinger.⁵

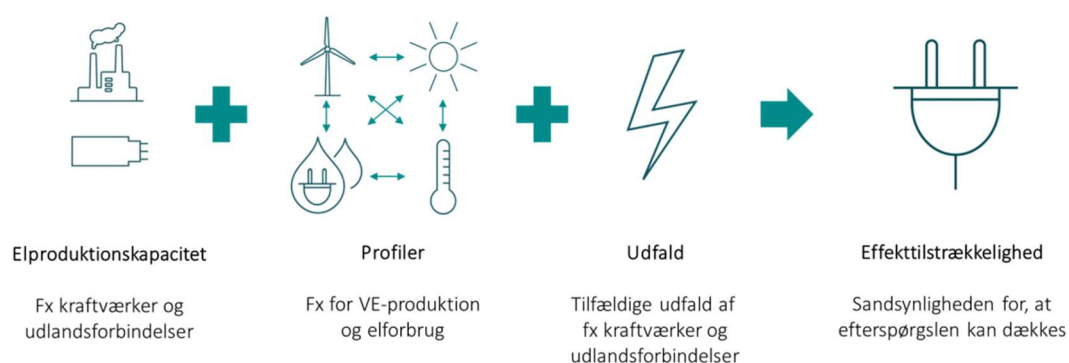
⁵ Se nærmere herom i tekstboksen i 2.2.2.

Modellen BID3 er i dag Energinets foretrukne og anvendte værktøj til at foretage langsigtede vurderinger af effekttilstrækkeligheden. BID3-modellen er hidtil blevet anvendt i forbindelse med de paneuropæiske effekttilstrækkeligheds-vurderinger i ENTSO-E's ERAA og forventes også anvendt i fremtiden. Energinet deltager aktivt i arbejdet med de paneuropæiske effekttilstrækkelighedsvurderinger i regi af ENTSO-E og står således godt rustet til at efterleve kravene fra *Clean Energy Package* til effekttilstrækkelighedsvurderinger. I dag er der en betydelig metodemæssig forskel mellem de paneuropæiske vurderinger fra ENTSO-E og Energinets analyse i fx forhold til håndteringen af manuel reservekapacitet (mFRR). Denne forskel belyses nærmere via en følsomhed i 2.4.1.3.

BID3-modellen

BID3 er en elmarkedsmodel, der blandt andet kan anvendes til at vurdere effekttilstrækkelighed. Modellen simulerer elmarkedet på tværs af Europa (i årets redegørelse 36 lande) og afspejler den danske tilknytning til omverdenen. Havarier på kraftværker og udlandsforbindelser er stokastiske elementer. Sammen med data for 35 historiske klimaår⁶ giver det mulighed for at vurdere effekttilstrækkeligheden ved en række forskellige kombinationer af vilkårlige vejr-situationer og havarier. Modellen vurderer effekttilstrækkeligheden i alle de modellerede elprisområder og tager dermed højde for, hvordan udlandets effekttilstrækkelighed påvirker den danske.⁷

BID3 benyttes hos flere andre europæiske TSO'er, herunder de øvrige nordiske, samt i ENTSO-E's paneuropæiske effekttilstrækkelighedsvurderinger, tidligere MAF (Midterm Adequacy Forecast) og nu ERAA⁸. Dermed får Energinet bedre mulighed for at kunne bruge resultaterne, både nationalt og internationalt.



2.2 Forudsætninger for prognose for effekttilstrækkelighed

Analyseforudsætninger til Energinet 2021 (AF21)⁹ ligger til grund for antagelserne for det danske elsystem i Energinets vurdering af den forventede udvikling i elforsynings-sikkerheden. Opnåelse af Folketingets målsætning om 70 pct. reduktion i Danmarks drivhusgasudledninger i 2030 og Klimaaftalen fra 2020 er inkluderet i AF21. Derimod er Finansloven 2021 offentliggjort efter AF21 og senere planer, herunder EU's plan for grøn omstilling, *Fit-for-55* og regeringsudspillet, *Danmark kan mere II*, fra 2022 er ikke med i AF21. Forudsætningerne ligner derfor til dels AF20. Termisk kapacitet er stort set uændret fra AF20 og falder i hele perioden, mens især en højere solcelle- og vindmøllekapacitet på langt sigt kendetegner AF21. Energiøen i Nordsøen er rykket til 2033 i AF21 modsat 2030 i AF20, hvorfor vind- og importkapaciteten fra denne først kommer uden for den analyserede periode i dette års redegørelse. Bruttoelforbruget ligger højere i

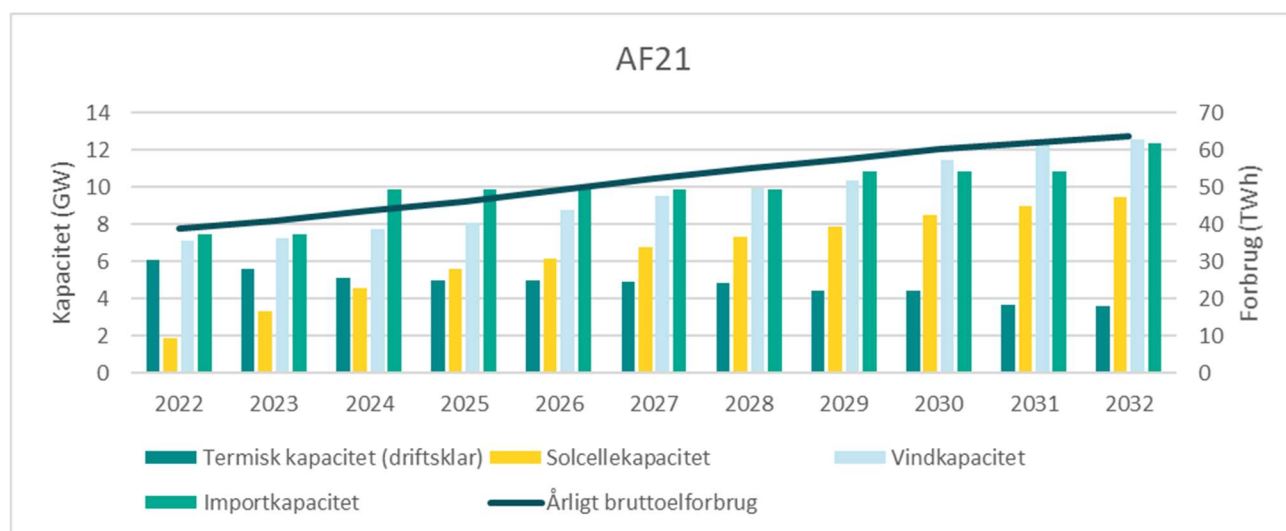
⁶ Historiske klimaår: 1982-2016. Et klimaår angiver en kombination af vind, sol, nedbør og temperatur i løbet af et år på tværs af de modellerede lande.

⁷ Se nærmere beskrivelse af BID her: [BID3: AFRY's Power Market Modelling Suite | AFRY](#)

⁸ ERAA erstattede ENTSO-E's MAF fra 2021. For nærmere information, læs her: <https://www.entsoe.eu/outlooks/eraa/>

⁹ Analyseforudsætningerne udarbejdes til brug for Energinets opgave med at planlægge udviklingen i el- og gastransmissionsnettet og koncentrerer sig om udviklingen i el- og gasforbrug samt i el- og fjernvarmeproduktionskapaciteter. Analyseforudsætningerne angiver et sandsynligt udviklingsforløb for det danske el- og gassystem frem mod 2040. [Analyseforudsætninger til Energinet | Energistyrelsen \(ens.dk\)](#)

hele perioden i AF21 og er fortsat støt stigende. Figur 7 viser udviklingen i den danske termiske kapacitet, vind- og solkapaciteten samt importkapaciteten på de danske udlandsforbindelser¹⁰. Derudover vises udviklingen i det samlede danske elforbrug.



Figur 7 Udvikling i elproduktions- og importkapacitet samt det årlige elforbrug baseret på AF21.

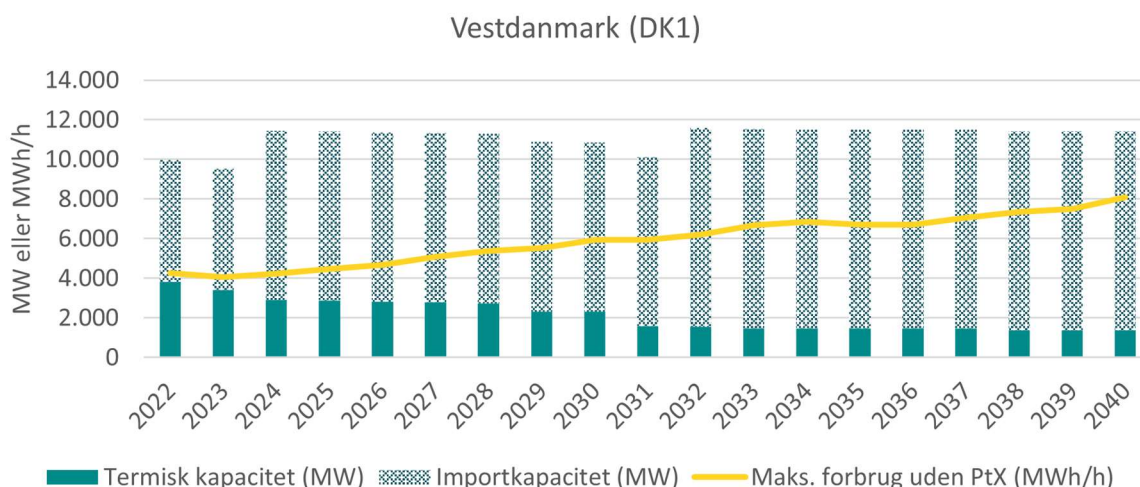
Der er usikkerhed forbundet med fremskrivningerne, og AF21 er et bud på én sandsynlig udviklingsvej for det danske elsystem. Særligt ændringer i termisk produktionskapacitet, importkapacitet og elforbrug har betydning for elforsynings sikkerheden og specielt effektilstrækkelighed og nettilstrækkelighed, men også for robustheden.

Elforbrugsstigningen forventes primært at ske ved elektrificering af andre sektorer som fjernvarme, transport og PtX, som samtidig forventes at have større fleksibilitet end klassisk elforbrug, men hvordan fleksibiliteten faktisk vil udmøntes i systemet, er fortsat usikkert.

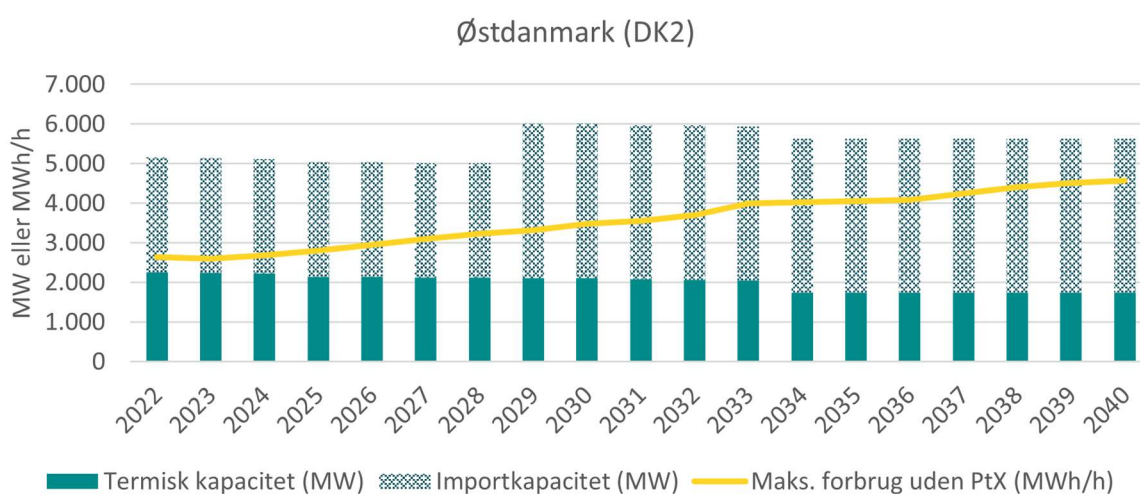
2.2.1 Elforbrug og produktionskapacitet i Danmark

Vestdanmark (DK1) og Østdanmark (DK2) er kun forbundet med Storebæltsforbindelsen på 600 MW. Det er derfor relevant at undersøge udviklingen i de to forskellige prisområder separat. I Figur 8 og Figur 9 er årsudviklingen for henholdsvis DK1 og DK2 illustreret. Figurerne illustrerer, hvordan begge landsdele bliver mere og mere afhængige af at kunne importere strøm i situationer uden VE-produktion, da den termiske kapacitet falder, og maksimumforbruget stiger.

¹⁰ Bemærk, at importkapacitet særligt i effektilstrækkelighedsøjemed ikke altid kan udnyttes fuldt ud.



Figur 8 Udvikling for Vestdanmark i AF21. Maks. forbrug er baseret på Energinet-modelresultat baseret på AF21¹¹ og vises uden PtX, da det antages 100 pct. fleksibelt. I effekttilstrækkelighedsberegningerne til Redegørelsen for elforsyning 2022 er forbindelsen til Nordsø Energiøen først antaget idriftsat fra 2033 sammen med vinden på energiøen efter aftale med Energistyrelsen, hvor AF21 modsat har den idriftsat fra 2032.



Figur 9 Udvikling for Østdanmark i Af21. Maks. forbrug er baseret på Energinet-modelresultat baseret på AF21¹² og vises uden PtX, da dette antages 100 pct. fleksibelt.

Et mere detaljeret billede af udviklingen i det danske importbehov er illustreret i Figur 10 og Figur 11. Figurerne viser, hvordan effektbalancerne for henholdsvis Vestdanmark og Østdanmark isoleret set udvikler sig, hvis dansk elforbrug kun kan dækkes af dansk elproduktion. Figurerne er baseret på timedata for de 35 klimaår, som anvendes i Energinets effekttilstrækkelighedsvurderinger. Elproduktionen fra kraftværkerne i alle timer i de enkelte år antages dog at være konstant og udgøre 60-75 pct. af den installerede kraftværkskapacitet, svarende til den antagne årlige tilgængelighed

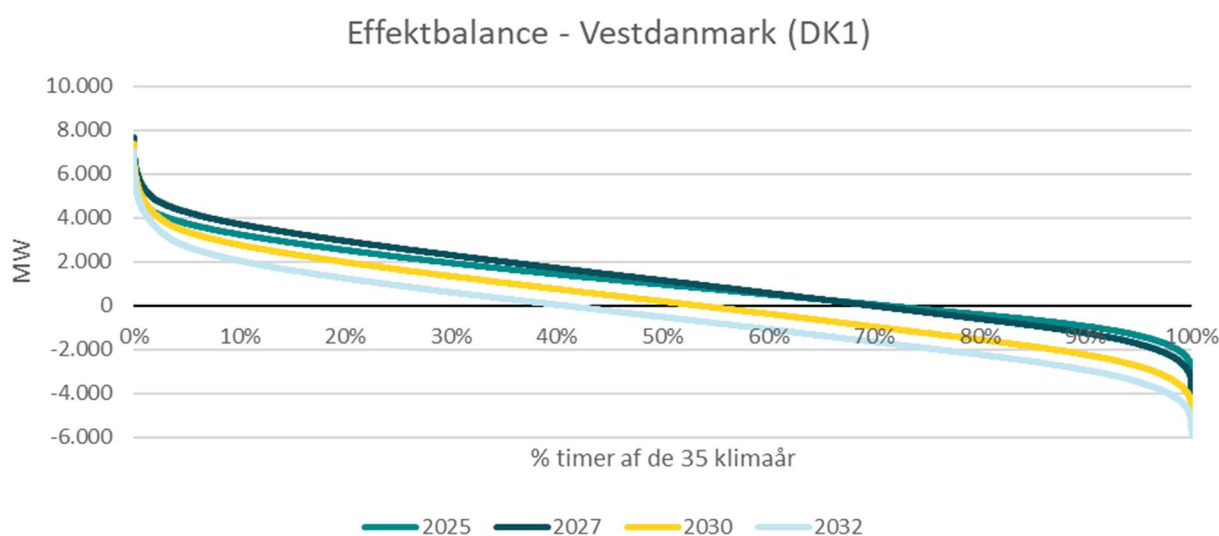
¹¹ Notat: Metode for opgørelse af maksimalt effektforbrug relateret til analyseforudsætningerne (<https://energinet.dk/-/media/68BB1C0F8BC74E7B8E732520B785527D.pdf>).

¹² Notat: Metode for opgørelse af maksimalt effektforbrug relateret til analyseforudsætningerne (<https://energinet.dk/-/media/68BB1C0F8BC74E7B8E732520B785527D.pdf>).

for kraftværker i Energinets effekttilstrækkelighedsvurderinger.¹³ I forbindelse med positive værdier er der tilstrækkelig dansk elproduktion til at dække elforbruget, mens negative værdier angiver timer, hvor dansk elproduktion ikke vil være tilstrækkelig til at dække elforbruget, og der således er importbehov.

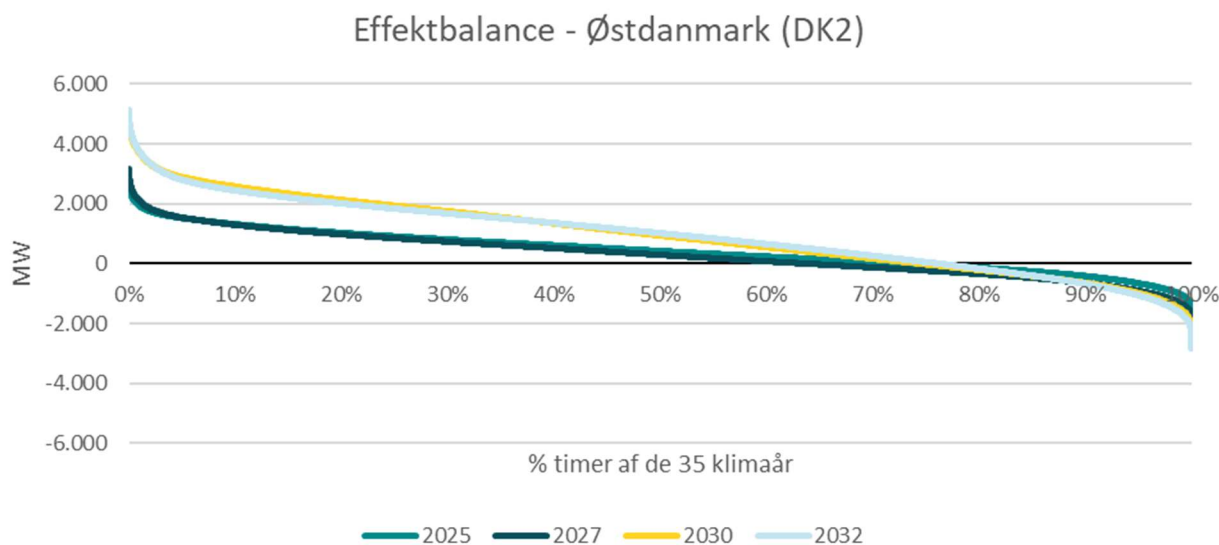
Det fremgår af Figur 10 og Figur 11, at Vestdanmark i større grad bliver afhængig af import fra udlandet end Østdanmark. Vestdanmark har dog også væsentligt større importkapacitet end Østdanmark, fx forventes importkapaciteten (inklusive Storebæltsforbindelsen) i 2025 for Vestdanmark at være ca. 8,5 GW og for Østdanmark ca. 2,9 GW.

Figur 10 viser blandt andet, at Vestdanmarks elproduktion i 2025 og 2027 går fra at kunne dække elforbruget i ca. 70 pct. af timerne til ca. 55 pct. af timerne i 2030 og ca. 40 pct. af timerne i 2032. Udvikling fra 2025 til 2032 skyldes primært en nedgang af termisk kapacitet samt en forøgelse af elforbruget. I mellem 2025 og 2032 er nedgangen af termisk kraftværkskapacitet i Vestdanmark på ca. 1,3 GW, jf. AF21. Figur 11 viser at effektbalancen i Østdanmark er positiv i ca. 75 pct. af timerne i alle analyseår. Det skyldes primært tilgangen af VE og særligt energiøen ved Bornholm, der opvejer både tilgangen i elforbruget og nedgangen i den termiske kapacitet. Dette er i modsætning til i Vestdanmark, hvor tilgangen i VE kun opvejer, hvad der knap svarer til elforbrugsforøgelsen frem til 2032. Både figur 10 og 11 viser, at størrelsen (i MW) af importbehovet i timerne med størst behov for import er stigende over tid for både Vest- og Østdanmark.



Figur 10 Udvikling i effektbalancerne på timeniveau for Vestdanmark på tværs af 35 klimaår. Værdierne er sorteret fra størst til mindst. Effektbalancen er her givet ved elproduktion fra VE (vind og sol) plus 60-65 pct. af den installerede kraftværkskapacitet afhængigt af analyseår fratrullet elforbruget. Tilgængeligheden af kraftværkskapacitet er beregnet ud fra antagelser om udetider og varmebindinger for de enkelte kraftværker.

¹³ Tidedata for elforbrug og elproduktion fra vind- og solkraft er baseret på modeloutput fra BID3 for 35 klimaår, det vil sige 35 år x 8.760 timer/år = 306.600 timeværdier. Tilgængeligheden af elproduktion fra vestdanske kraftværker estimeres til 65 pct. af den installerede kraftværkskapacitet for 2025 og 2027 og 60 pct. for 2030 og 2032. Tilgængeligheden af elproduktion fra østdanske kraftværker estimeres til 75 pct. af den installerede kraftværkskapacitet for både 2025, 2027, 2030 og 2032. Tilgængeligheden af kraftværkskapaciteten i prisområderne er beregnet ud fra de antagelser om udetider og varmebindinger for de enkelte kraftværker, som indgår i Energinets effekttilstrækkelighedsvurderinger. Det betyder, at det er den kapacitetsvægtede årlige tilgængelighed for kraftværker, som antages for de forskellige år i Figur 10 og Figur 11. For timeværdier for vindproduktion inkluderes vindproduktionen fra Kriegers Flak-havvindmølleparken i Østdanmark, mens vindproduktion fra energiøen ved Bornholm tildeles Østdanmark, men er begrænset af kapaciteten på ilandføringsforbindelserne fra energiøen til det danske fastland, det vil sige 1 GW til Østdanmark.



Figur 11 Udvikling i effektbalancerne på timeniveau for Østdanmark på tværs af 35 klimaår. Værdierne er sorteret fra størst til mindst. Effektbalancen er her givet ved elproduktion fra VE (vind og sol) plus 75 pct. af den installerede kraftværkskapacitet fratrasket elforbruget. Tilgængeligheden af kraftværkskapacitet er beregnet ud fra antagelser om udetider og varmebindinger for de enkelte kraftværker.

For yderligere information, om hvordan forbrug, VE og termisk elproduktionen afhænger af forskellige klimaår, henvises til selvstændige underafsnit i afsnit 3.3.

2.2.2 Elforbrug og produktionskapacitet i udlandet

De anvendte udlandsdata i årets redegørelse er baseret på data anvendt til ENTSO-E's nye effekttilstrækkelighedsvurderinger ERAA 2021¹⁴ (European Resource Adequacy Assessment). ERAA er afløseren for de tidligere vurderinger med navn MAF (Midterm Adequacy Forecast). Data til ERAA indberettes af de nationale TSO'er og kontrolleres og sammenskrives af ENTSO-E.

ERAA udarbejdes på et centralt scenariegrundlag (Central Reference Scenarios) og vil også i næste version, ERAA 2022, blive udbygget med såkaldte EVA-scenarios (Economic Viability Assessment). EVA bygger på den tidligere scenarietype, National Trends, men er en videreudvikling, hvor man justerer den installerede kapacitet efter kriterier om fremtidig økonomisk levedygtighed for elproduktionsenheder. Data danner efterfølgende grundlaget for en effekttilstrækkelighedsberegning for alle medlemsområder.

Energinet vurderer, at der med ERAA-scenarier foreligger et mere gennemarbejdet sæt af udlandsdata end tidligere, dog med den tilføjelse at ERAA 2021 blev offentliggjort i november 2021 og således ikke inkluderer de seneste energipolitiske ændringer på europæisk plan. Variationer og eventuelle usikkerheder i udlandsdata forsøges belyst via følsomhedsberegningerne i *Redegørelsen for elforsyningssikkerhed 2022*.

¹⁴ Læs mere om ERAA fra ENTSO-Es på <https://www.entsoe.eu/outlooks/eraa/>

Fremskrivningerne i ERAA 2021 går kun til og med 2030 med beregninger for effekttilstrækkelighed i nedslagsårene 2025 og 2030. Det samme vil gælde for den kommende ERAA 2022, som dog beregner effekttilstrækkelighed i nedslagsårene 2024, 2025, 2027 og 2030. Disse beregninger forventes at blive grundlaget for næste års effekttilstrækkeligheds-vurderinger. Tidshorisonten for fremskrivningerne i ERAA 2023 kendes endnu ikke.

Paneuropæisk effekttilstrækkelighedsmetode

Forordningen om nyt elmarkedsdesign (EU regulation 2019/943) fastsætter en række specifikke krav, som ENTSO-E's europæiske effekttilstrækkelighedsvurderinger, fremadrettet kaldet ERAA (European Resource Adequacy Assessment), skal opfylde. De væsentligste elementer og forskelle til de hidtidige europæiske vurderinger i ENTSO-E's MAF (Midterm Adequacy Forecast) er som følger. Det bemærkes, at det beskrevne er den endelige form, man arbejder frem mod og forventer at nå i løbet af få år.

- Tidshorisont på ca. 10 år med specifik årlig vurdering for hvert år.
- Integration af økonomisk bæredygtighedstjek for produktionsenheder.
- Inkludering af yderligere scenarier, herunder varianter både med og uden eksisterende og planlagte kapacitetsmekanismer.
- Inkludering af alle ressourcer, som kan bidrage til effekttilstrækkeligheden, herunder blandt andet fleksibelt elforbrug, energilagring og sektorintegration.
- Overensstemmelse med flow-based kapacitetsberegningsskemaet.

De paneuropæiske effekttilstrækkelighedsanalyser udvikles de kommende år for at efterleve de skærpede krav. Energinet deltager aktivt i dette arbejde i regi af ENTSO-E.

Den paneuropæiske metode skal efterleves af nationale effekttilstrækkelighedsvurderinger ved ønsker om indførelse af kapacitetsmekanismer. I dag er der en betydelig metodemæssig forskel mellem de europæiske effekttilstrækkelighedsvurderinger og Energinets danske analyser. I Energinets analyser inkluderes fx de danske manuelle reserver (mFRR) til understøttelse af effekttilstrækkeligheden, mens de ikke er inkluderet i de europæiske analyser. Dermed er den europæiske metode mere konservativ i sin tilgang til effekttilstrækkelighedsvurderinger. I dag udgør de manuelle reserver ca. 300 MW i Vestdanmark og 600 MW i Østdanmark.

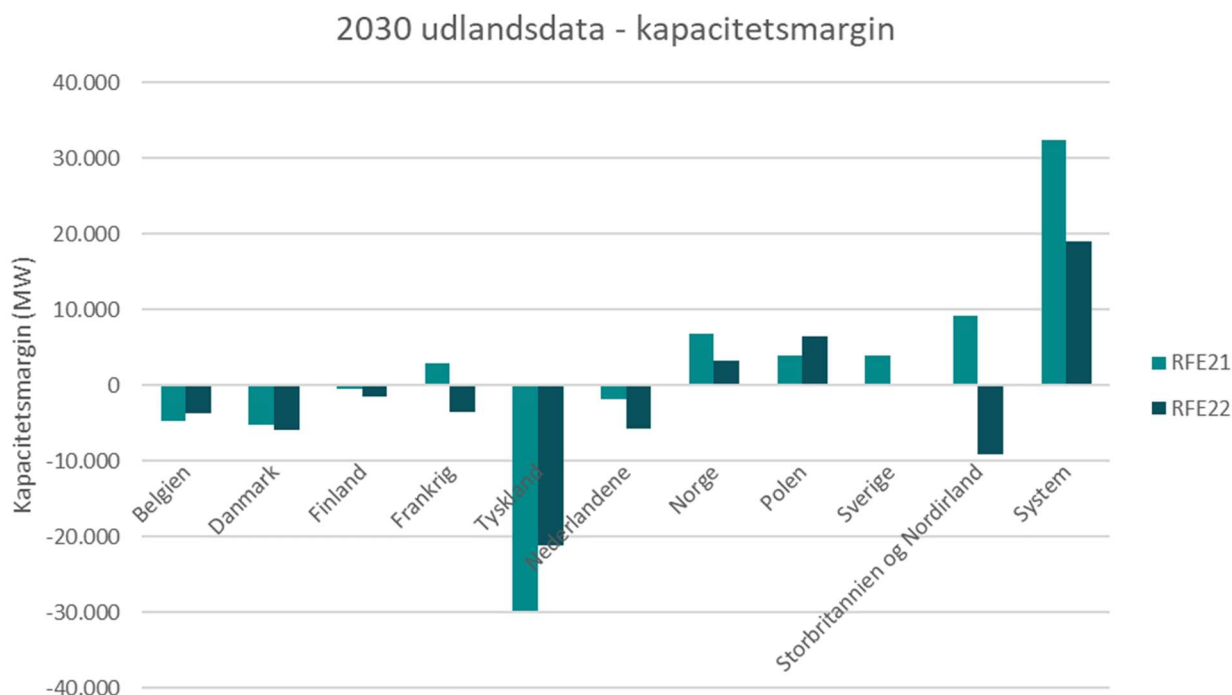
2.2.2.1 Udlandsdata i RFE22

En væsentlig ændring til dette års effekttilstrækkelighedsberegninger sammenlignet med sidste års redegørelse er, at alle udlandsforudsætninger er blevet opdateret. Til årets redegørelse er udlandsforudsætninger som nævnt baseret på ENTSO-E's ERAA 2021 National Estimates (National Trends) fremfor ENTSO-E's MAF 2020, som var grundlaget for udlandsforudsætninger i sidste års redegørelse.

De anvendte udlandsforudsætninger stammer fra TSO'erne i de enkelte lande med et stadigt stigende detaljeringsniveau. Ligesom sidste års udlandsdata har ENTSO-E brugt og gennemtestet data gennem de paneuropæiske effekttilstrækkelighedsvurderinger frem til analyseåret 2030. De anvendte data er indmeldt til ENTSO-E i det sene efterår 2020, hvilket betyder, at der vil være politiske beslutninger og generelle udviklinger i udlandet, der ikke afspejles i udlandsdata.

Forskelle mellem udlandsforudsætninger i dette års redegørelse sammenlignet med sidste års redegørelse er illustreret i nedenstående Figur 12. Figuren viser forskellen mellem den regulerbare produktionskapacitet (termiske og hydrokraftværker) og det maksimale residualforbrug (elforbrug fratrukket VE-produktion fra sol- og vindkraft) for Danmark og udvalgte omkringliggende lande. Det er værd at bemærke kategorien "System", som viser de 10 lande betragtet som et system uden netbegrænsninger mellem landene. Systemets betydelige overskud af regulerbar produktionskapacitet fra

sidste års redegørelse er blevet betydeligt mindre. Det betyder, at det samlede europæiske elsystem er blevet væsentligt mindre robust over for effekttilstrækkelighedsproblemer. Det ses både i årets redegørelse og i ENTSO-E's ERAA 2021-resultater. Særligt er det her værd at bemærke, at både Frankrig og Storbritannien går fra at have overskud af regulerbar termisk kapacitet til at have et underskud, hvor Frankrig går fra at have ca. 3 GW i overskud til at have ca. 3,5 i underskud, mens Storbritannien går fra ca. 9 GW i overskud til at have ca. 9 GW i underskud. Samlet set er dette med til at forklare, at der overordnet set bliver mindre effekt at hente i udlandet, når der er problemer i Danmark i forhold til i sidste års redegørelse.



Figur 12 Sammenligning af udlandsdata for 2030 anvendt til RFE21 (MAF 2020) og RFE22 (ERAA 2021). Kapacitetsmarginen angiver her forskellen mellem den regulerbare produktionskapacitet (termiske og hydrokraftværker) og det maksimale residualforbrug (elforbrug fratrukket VE-produktion fra sol- og vindkraft). "System" er resultatet for de viste lande betragtet som et samlet "land" uden hensyntagen til faktiske begrænsninger på forbindelser mellem landene. En positiv kapacitetsmargin betyder, at der er "overskud" af kapacitet i det pågældende land.

For en beskrivelse af de yderligere forudsætninger, der vedrører metoden, som ligger til grund for Energinets effekttilstrækkelighedsberegninger, henvises til afsnit 3.

2.3 Effekttilstrækkeligheds prognose resultater

Analyserne af effekttilstrækkeligheden i Danmark frem mod 2032 viser, at risikoen for effektmangel er stigende over tid. Resultaterne for de forskellige indikatorer fremgår af nedenstående Tabel 6 og Tabel 7. Risikoen for afbrudsminutter på grund af manglende effekttilstrækkelighed vurderes, som i tidligere redegørelser, at være større i Østdanmark end i Vestdanmark. Det betyder konkret, at andelen af elforbruget, som ikke kan dækkes på grund af manglende effekttilstrækkelighed, er størst i Østdanmark. I modsætning til sidste år ses også at den absolutte effektmangel er størst i Østdanmark, når indikatorerne EENS og EUE tages i betragtning for mål-året 2032.

Effekttilstrækkelighedsindikatorer

Det overordnede output fra effekttilstrækkelighedsberegninger er nogle primære effekttilstrækkelighedsindikatorer, som beskriver effekttilstrækkeligheden for hvert elprisområde på gennemsnitlig basis over ét år.

Indikator	Typisk enhed	Beskrivelse
LOLE (Loss of Load Expected)	Timer/år	Forventet antal timer, hvor produktion og import ikke kan dække forbrug. Måler hyppigheden af effektmangelsituationer.
EENS (Expected Energy Not Served) /EUE* (Expected Unserved Energy)	MWh/år	Forventet energiforbrug pr. år, som ikke kan dækkes af produktion og import. Måler størrelsen af effektmangelsituationer.
Effektminutter	Minutter/år	Forventet antal afbrudsminutter pr. år på grund af manglende effekttilstrækkelighed. Omregning af EUE baseret på det gennemsnitlige elforbrug pr. minut for året.
Leveringssikkerhed	Pct.	Andel af et års elforbrug, som forventet kan leveres på grund af tilstrækkelig effekt. Omregning af effektminutter/EUE.

**Den specifikke forskel mellem EENS og EUE er, at forbrug ikke præventivt vil afkobles (aflastes) ned til præcise MWh-størrelser. I stedet angiver netvirksomhederne forskellige aflastningstrin, som elforbrug i praksis vil afkobles i. I beregningerne af EUE inkluderes disse aflastningstrin, hvorfor forbrug kun kan afkobles i disse størrelser. For Vestdanmark er aflastningsstørrelsen sat til 25 MW, mens den i Østdanmark er 35 MW.*

Resultaterne er, ud over datausikkerheden, behæftet med en vis mængde stokastisk støj. Det skyldes de stokastiske havarier af produktionskapacitet og udlandsforbindelser i modellen. Den relative størrelse af den stokastiske støj er større i elsystemer med sjældne afbrud. Derfor bør man være varsom med at overfortolke de præcise effektminutter.

År	Effektminutter (min./år)	EENS (MWh/år)	EUE (MWh/år)	LOLE (timer/år)	Leveringssikkerhed (%)
2025	0	0	0	0,0	~100 %
2027	1	44	44	0,1	99,9999 %
2030	1	112	114	0,2	99,9997 %
2032	12	1.031	1.048	1,4	99,9976 %

Tabel 6 Resultater for Vestdanmark i udvalgte år i perioden 2025-2032.

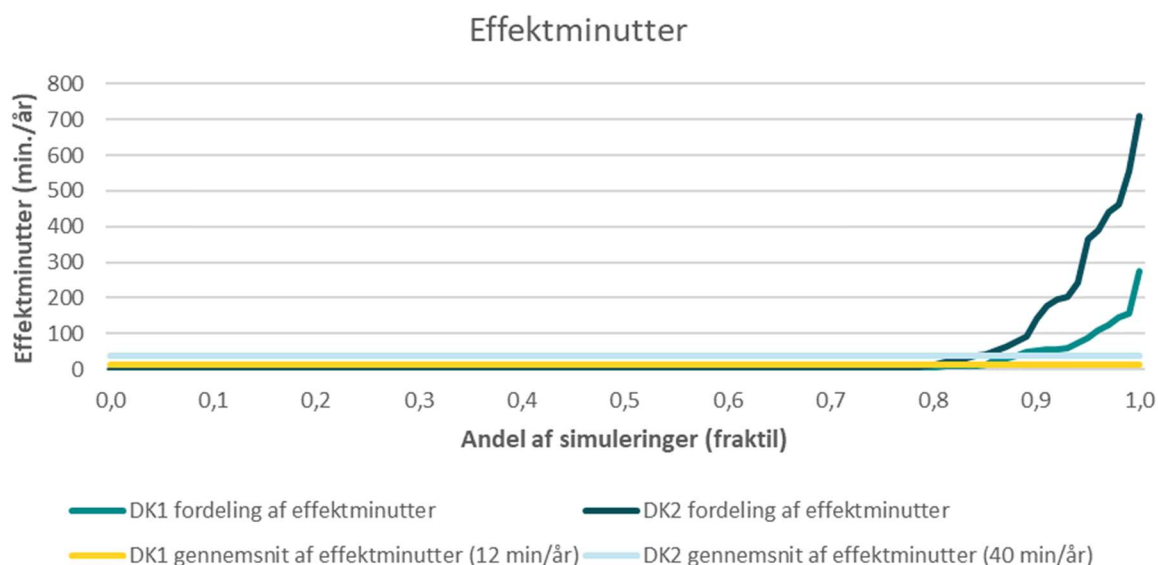
År	Effektminutter (min./år)	EENS (MWh/år)	EUE (MWh/år)	LOLE (timer/år)	Leveringssikkerhed (%)
2025	1	30	32	0,1	99,9998 %
2027	4	236	244	0,4	99,9988 %
2030	12	529	537	0,4	99,9977 %
2032	40	1.890	1.920	1,7	99,9924 %

Tabel 7 Resultater for Østdanmark i udvalgte år i perioden 2025-2032.

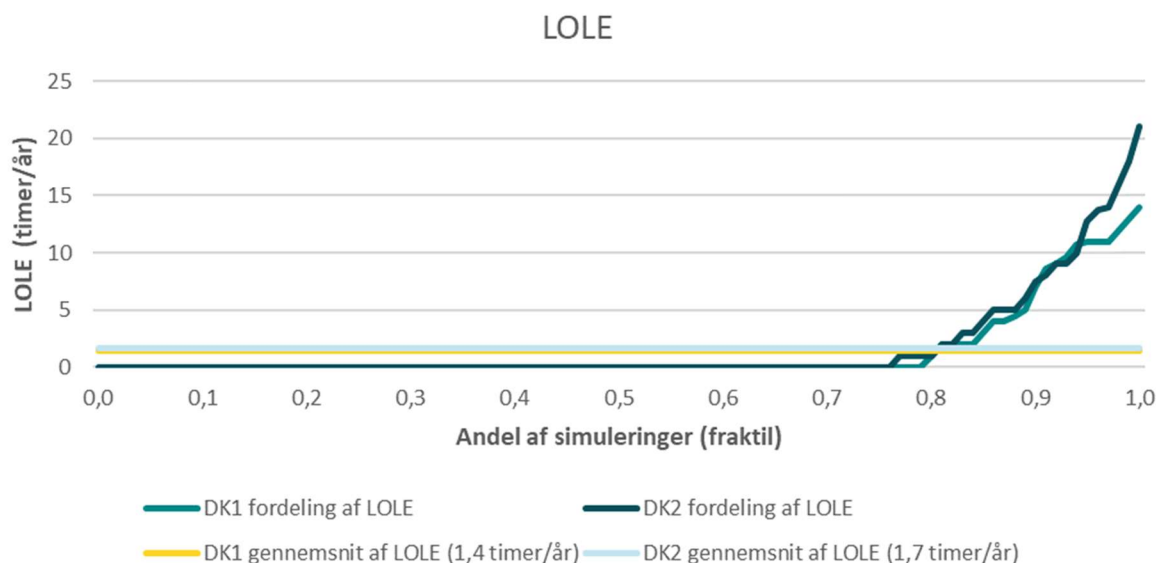
Resultaterne for hvert år i Tabel 6 og Tabel 7 angiver et gennemsnit på tværs af 315 gennemregninger, som hver effekttilstrækkelighedssimulering består af. Ifølge *Bekendtgørelse om systemansvarlig virksomhed* skal Energinet udarbejde en prognose for effekttilstrækkeligheden for hvert af de kommende 10 år, medmindre det kan begrundes, at effekttilstrækkeligheden ikke ændrer sig væsentligt fra et år til det næste. Da ændringerne i effektminutter i 2025 i Tabel 6 og Tabel 7 viser stort set nul, vurderes der samlet set ikke at være væsentlige ændringer på kort sigt.

For de valgte nedslagsårs i perioden 2025-2032 vurderes resultaterne i tilstrækkelig grad at illustrere trenden for effekttilstrækkelighedsvurderingerne. De specifikke ændringer, der måtte være fra år til år frem mod 2032, ville blot vise samme trend uden at give mærkbar ekstra værdi og samtidig give en falsk indikation af præcisionen af resultaterne og ændringer fra år til år. Det vurderes derfor tilstrækkeligt for vurderingen af den fremtidige effekttilstrækkelighed at vurdere nedslagsårene 2025, 2027, 2030 og 2032.

Figur 13 og Figur 14 nedenfor viser, hvordan fordelingen af henholdsvis effektminutter og LOLE over simuleringen for 2032 ser ud. Figurene viser blandt andet, at ca. 80 pct. af gennemregningerne for 2032 giver ingen timer med effekt-mangel. Udfordringerne med effekttilstrækkelighed i 2032 er altså for prognosen centreret om ca. 20 pct. af gennemregningerne. Dette er en væsentlig forskel fra sidste års redegørelse, hvor det var 5-10 pct. af gennemregninger, hvori der var udfordringer.



Figur 13 Fordeling af effektminutter i simuleringen af 2032 i Vestdanmark (DK1) og Østdanmark (DK2). Bemærk, at én simulering består af 315 gennemregninger.



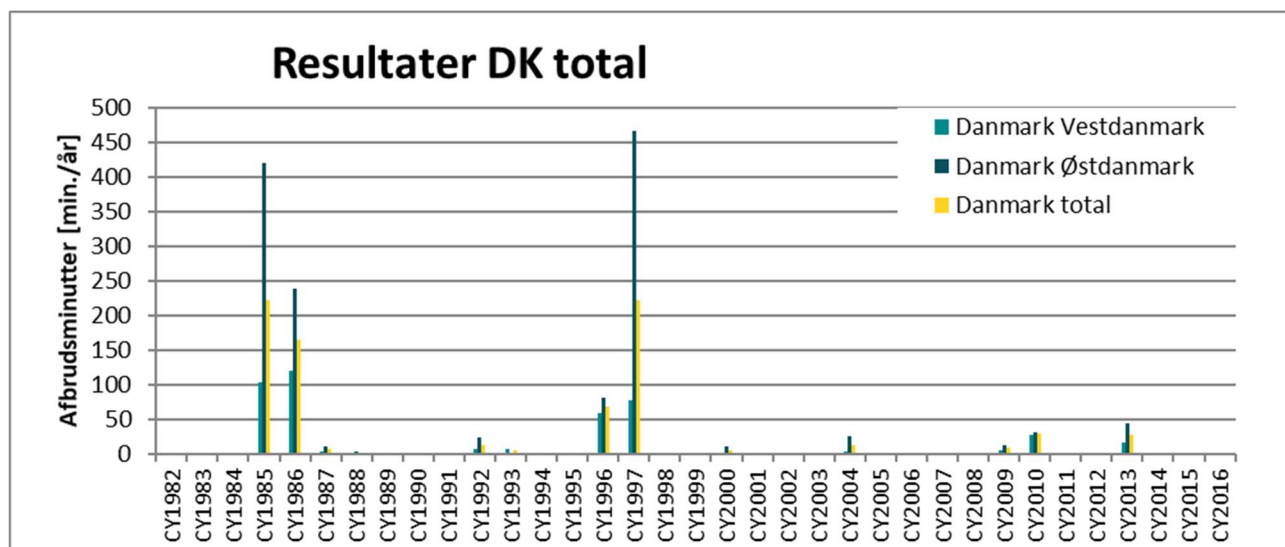
Figur 14 Fordeling af LOLE i simuleringen af 2032 i Vestdanmark (DK1) og Østdanmark (DK2). Bemærk, at én simulering består af 315 gennemregninger.

De 35 benyttede klimaår giver i kombination med de stokastiske havarier på kraftværker og udlandsforbindelser variationen i indikatorerne på tværs af en simulering. Der er således visse klimaår, særligt kendetegnet ved relativt kolde perioder og begrænset sol og vind ressourcer i løbet af vinteren, som viser flere effektminutter. Tabel 8 viser, hvordan effekttilstrækkelighedsvurderingerne påvirkes ved betragtning af forskellige grupper af klimaår. Fx forværres effektminutterne og LOLE med ca. 5-7 gange, hvis kun de fem værste af klimaårene analyseres.

2032 – prognose Klimaår	Effektminutter (min./år)		LOLE (timer/år)	
	Vestdanmark (DK1)	Østdanmark (DK2)	Vestdanmark (DK1)	Østdanmark (DK2)
Alle 35 (1982-2016)	12	40	1,4	1,7
Seneste 18 (1999-2016)	3	7	0,3	0,4
Seneste 10 (2007-2016)	5	9	0,4	0,5
5 værste (1985, 1997, 1986, 1996, 2010)	78	252	8,3	9,9
Uden 5 værste	2	5	0,2	0,3

Tabel 8 2032-resultater for forskellige grupper af klimaår. Bemærk, at den stokastiske støj er større, jo færre klimaår, der betragtes i tabellen, hvilket vil sige, at usikkerheden på indikatorerne er større for færre klimaår. De fem værste klimaår er valgt på baggrund af effektminutter på landsniveau.

Ved et tættere syn på simuleringsårene med effektmangel kan det ses i de bagvedliggende data, at effektminutterne forårsages af få af de klimaår som anvendes til beregningerne, jf. nedenstående Figur 15.



Figur 15 2032 prognosens gennemsnitlige effektminutter for hvert simuleret klimaår (CY) 1982-2016.

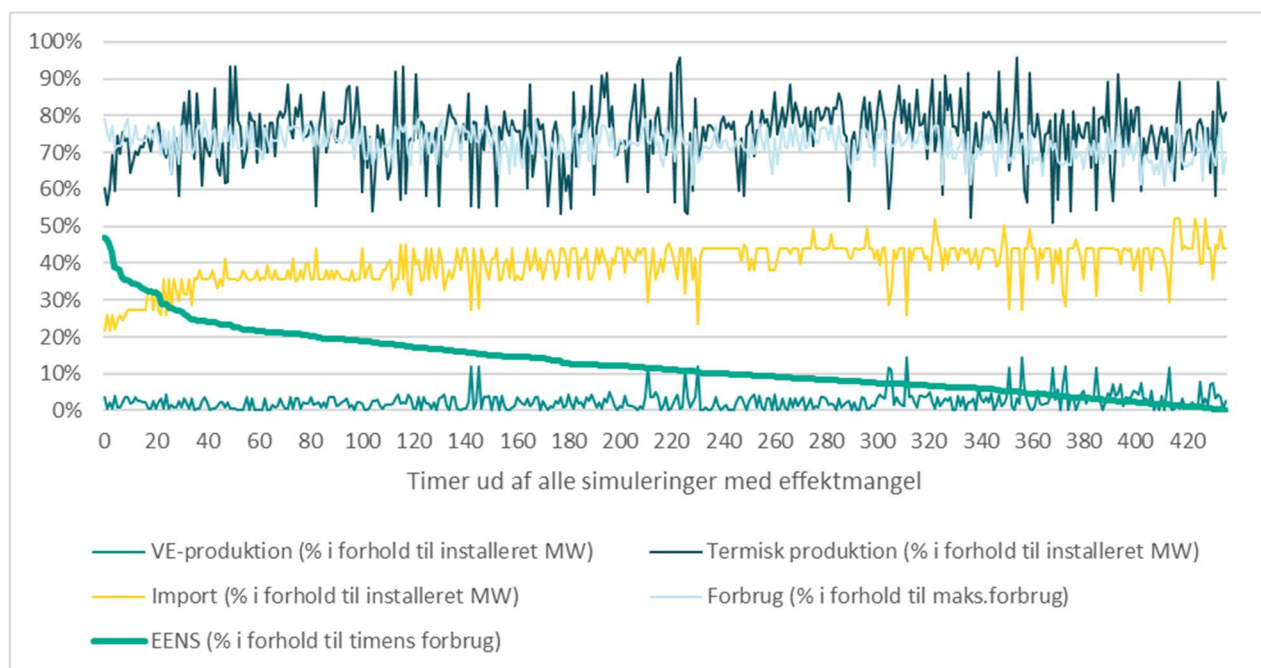
Selvom der for visse år angives 0 effektminutter, vil risikoen for, at der forekommer effektmangel, fortsat eksistere, da der kan forekomme ekstraordinære hændelser. Ekstraordinære hændelser kan fx være meget lidt sandsynlige sammenfald af udetider for elproduktionsanlæg og udlandsforbindelser. Ligeledes er effektminutterne udtryk for den samlede risiko set hen over hele året og på tværs af klimaårene. Der kan således være perioder i løbet af året, hvor risikoen er større end årsgennemsnittet.

2.3.1.1 Uddybende forklaring af prognoseresultaterne for Vestdanmark

Som beskrevet i afsnit 4.1.1 i *Redegørelse for elforsynings sikkerhed 2022* opstår situationerne med effektmangel typisk i perioder med "dunkelflaute", hvor VE-produktionen fra både vind og sol er lav – samtidig med et relativt højt elforbrug.

Nedenstående Figur 16 viser et detaljeret billede for Vestdanmark af alle de timer, der i de 315 gennemregninger af 2032 har problemer med effekttilstrækkelighed sammen med de respektive timers elforbrug, elproduktion fra VE og termiske anlæg samt import.

Alle enheder er vist i forhold til den maksimale værdi eller installerede kapacitet. Effektmanglen for hver time er vist som andelen af timens forbrug, der mangler. Grafen er sorteret, så den time, hvor effektmanglen er størst i forhold til timens elforbrug, er længst til venstre i grafen og derfra faldende mod højre. Det er kun de timer, hvor der har været observeret effekt mangler, der er vist, hvilket vil sige, at nærværd-situationer ikke er en del af analysen.



Figur 16 Effektmangelsituationer i Vestdanmark i 2032 sorteret efter den største procentvis effektmangel i forhold til timens elforbrug vist sammen med andelen af henholdsvis VE og termisk produktion samt import og forbrug i forhold til deres maksimale værdier. Figuren viser kun de 436 timer med effekttilstrækkelighedsproblemer ud af alle simulerede timer (315 x 8760). I Vestdanmark regnes med 13.316 MW installeret VE, 1.704 MW termisk effekt, 8.547 MW importkapacitet og et maksimalforbrug på 7.933 MWh/h på tværs af alle klimaaår.

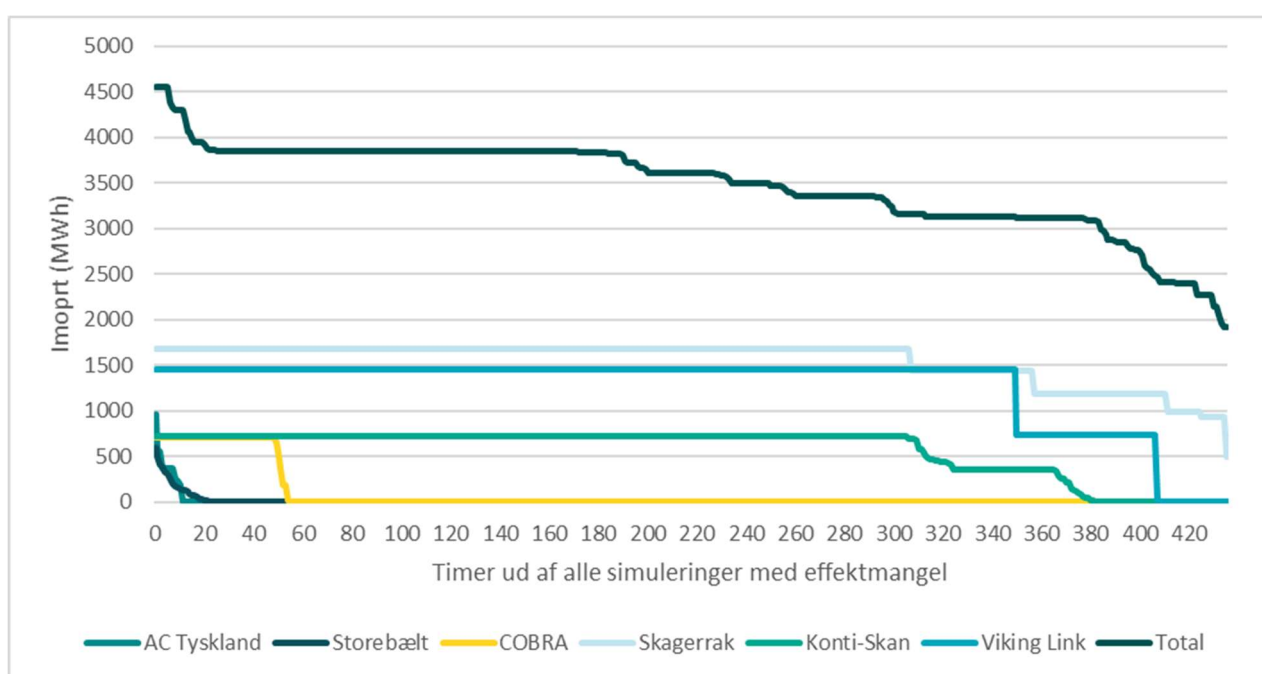
Timerne med de største effektmangler i Figur 16 er tydeligt karakteriseret ved, at der nærmest ikke er sol- eller vindbaseret elproduktion tilgængelig i det vstdanske system, og at den tilgængelige termiske kapacitet samtidig er ca. 60-90 pct. af den installerede kapacitet. Desuden er også importen på de vstdanske forbindelser lavere i timerne med de største effektmangler, end hvad der typisk er tilgængeligt i effektmangelssituationer. Derudover er forbruget højt og ca. 75-80 pct. af maksimalforbruget, hvor 80 pct. er ca. 95 pct.-percentilen, mens 85 pct. er 99 pct.-percentilen for elforbruget i Vestdanmark i 2032. Disse karakteristika er gældende for de første ca. 20 timer, illustreret i Figur 16, altså timerne med de største effektmangler og giver effektmangler i Vestdanmark på mellem 30 og 50 pct. af timeforbruget i de pågældende timer.

Mere generelt for effektmanglerne i modelkørslerne i Vestdanmark gælder, at der opstår problemer, når der er meget lav produktion fra vind eller sol, hvor produktionen kun er ca. 5 pct. af den installerede VE-kapacitet. Der ses dog også enkelte situationer med effektmangel, hvor VE-produktioner er over 10 pct. af den installerede kapacitet. Disse situationer er typisk kendetegnet ved, at der samtidig ses et markant fald i enten import eller den termiske produktion eller begge dele samtidigt, hvilket fx sker omkring time 140 i Figur 16. Dette er dog et fåtal af de observerede timer med effektmangler. Effektmangel indtræffer primært ved meget lav VE-produktion og ikke specifikt på grund af udfald på grund af havarier. Udfald og havarier har dog en forstærkende effekt på, hvor store problemer der opstår og kan også være en katalysator for effekttilstrækkelighedsudfordringer i de situationer, hvor systemet er presset i forvejen.

Nedenstående Figur 17 viser, hvordan importen til Vestdanmark ser ud i de timer, hvor der er udfordringer med effekttilstrækkeligheden i det vstdanske system. Udlandsforbindelserne har forskellige kapaciteter, og alle forbindelserne i figuren er sorteret individuelt, hvilket vil sige, at der ikke er sammenhæng mellem timerne på x-aksen mellem de forskellige forbindelser. Time '100' kan derfor godt henhøre til to forskellige timer, alt efter om det er Skagerrak eller Konti-

Skan, der ses på. Figuren illustrerer, hvilke af vores nabolande der har overskud til at hjælpe det vstdanske system, når der opstår situationer med effektknaphed. Her fremgår det, at der i langt størstedelen af tiden er energi at hente fra vores nordiske naboer via både Skagerrak mod Norge (NO2) og Konti-Skan mod Sverige (SE3), men også fra Storbritannien via Viking Link. De markante skift i plateauer på forbindelserne fx på Viking Link fra time 350 til time 410 skyldes havarier på forbindelserne, hvilket igen understreger, at havarier kan være en medvirkende og forværrende faktor i effektudfordringerne, men det er ikke hovedforklaringen.

I modsætning til de tre ovennævnte forbindelser viser figuren, at forbindelserne til Tyskland og Østdanmark anvendes i begrænset omfang, mens COBRACable til Nederlandene kun aflaster det vstdanske system i mindre end 60 ud af de 436 timer med effektknaphed. I den sammenhæng skal det bemærkes, at figuren her kun beskriver de situationer, hvor der faktisk *er* problemer, og der kan således sagtens være situationer, hvor det netop er fordi, der fx importeres fra Tyskland, at der undgås effektmangel.

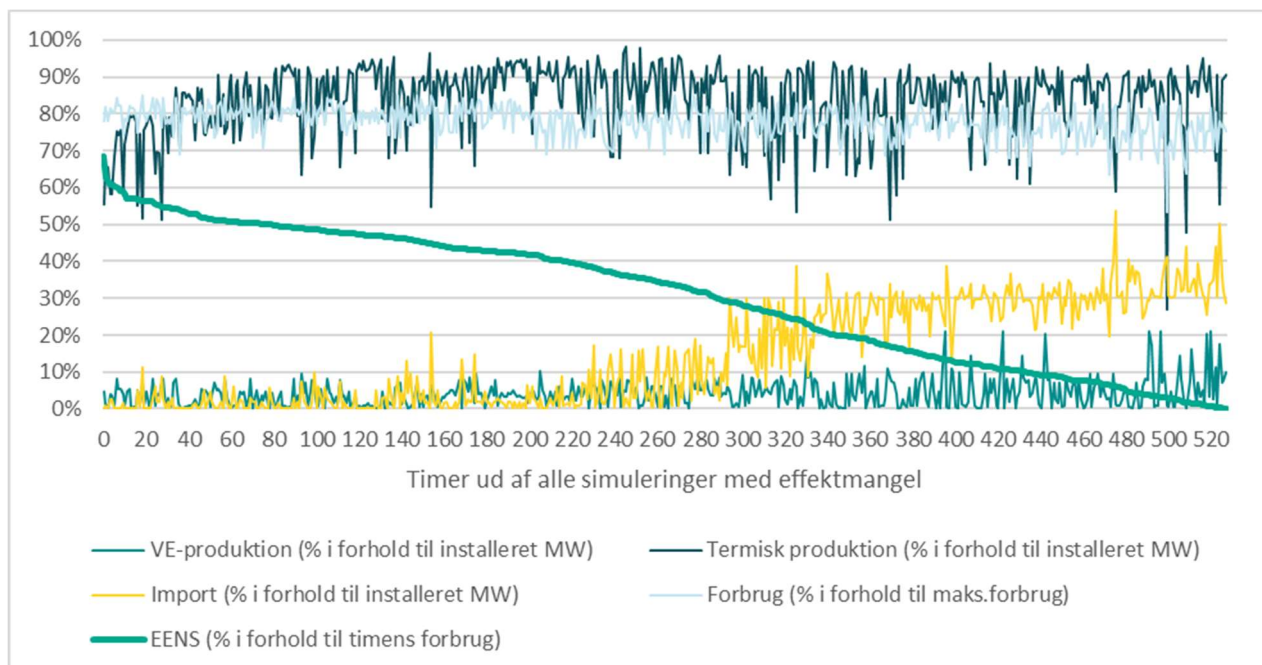


Figur 17 Import til Vestdanmark i 2032 på forbindelser til andre prisområder i effektmangelssituationer. Forbindelserne er sorteret individuelt. Figuren viser kun de 436 timer med effekttilstrækkelighedsproblemer ud af alle simulerede timer (315 x 8.760).

2.3.1.2 Uddybende forklaring af prognoseresultaterne for Østdanmark

Figur 18 nedenfor viser det detaljerede billede af effekttilstrækkelighedsudfordringerne i Østdanmark og viser de samme grundlæggende udfordringer som for Vestdanmark. I Østdanmark er der dog knap hundrede timer mere med udfordringer end i Vestdanmark. Som i Vestdanmark opstår udfordringerne, når VE-produktionen er lav. I de timer, hvor effektmanglerne er størst, mangler der op mod 70 pct. af timens forbrug. I disse situationer er der nærmest ingen VE eller import fra naboer, elforbruget er ca. 80 pct. af maksimalforbruget (hvilket udgør 0,97-percentilen af forbruget), og den termiske elkapacitet er lavere end normalt med kun ca. 60 pct. af elkapaciteten tilgængelig. I modsætning til Vestdanmark er der dog markant mindre import i timerne med effektmangel, hvor der i ca. 300 ud af de 528 timer ud af alle de 315 gennemkørsler er mindre end 20 pct. import til det østdanske system i forhold til den samlede

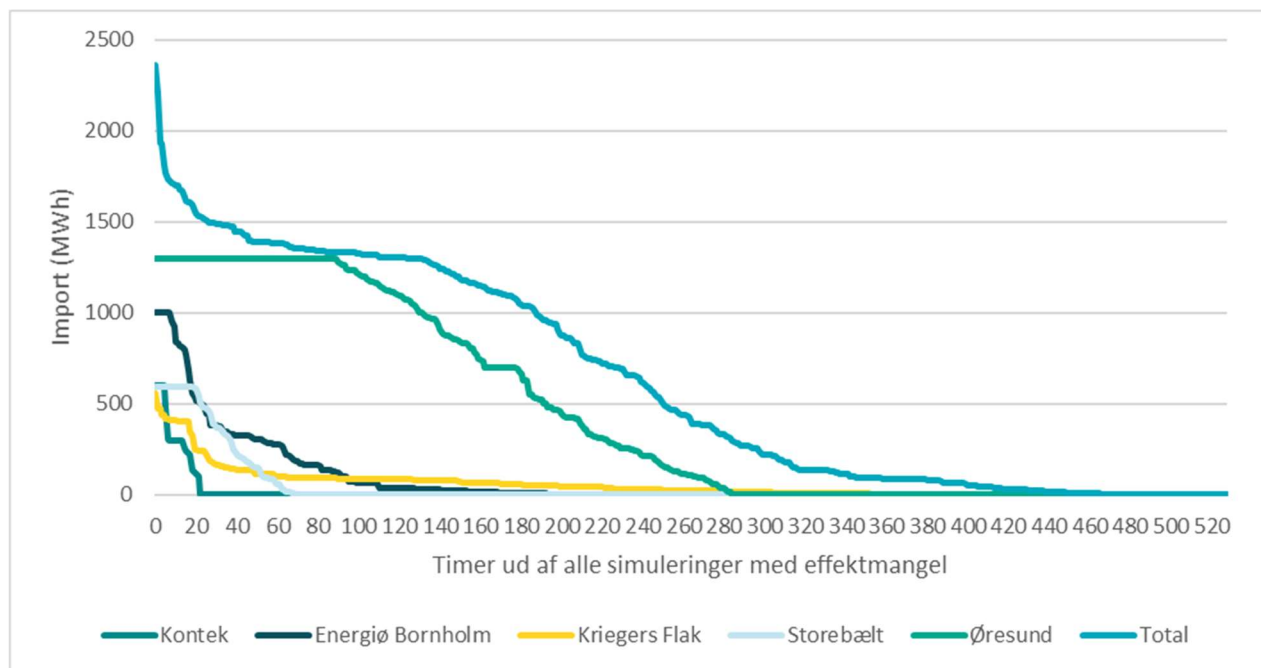
importkapacitet. Dette indikerer, at det østdanske system ikke har samme mulighed for at trække på sine naboømråder, som det vstdanske system har, da naboømråderne i højere grad også er pressede på de samme tidspunkter.



Figur 18 Effektmangelsituationer i Østdanmark i 2032 sorteret efter den største procentvise effektmangel i forhold til timens elforbrug vist sammen med andelen af henholdsvis VE og termisk produktion samt import og forbrug i forhold til deres maksimale værdier. Figuren viser kun de 528 timer med effekttilstrækkelighedsproblemer ud af alle simulerede timer (315 x 8.760). I Østdanmark regnes der med 7.675 MW installeret VE, 2.059 MW termisk effekt, 4.390 MW importkapacitet og et maksimalforbrug på 4.650 MWh/h på tværs af alle klimaaår.

Nedenstående Figur 19 viser, at forbindelserne mod det vstdanske og tyske system kun overfører den fulde kapacitet imellem 5 og 20 timer ud af de i alt 528 timer, hvori der observeres effektmangler. Både fra energiøen ved Bornholm og Kriegers Flak er der en lang hale med lav import til det østdanske system.

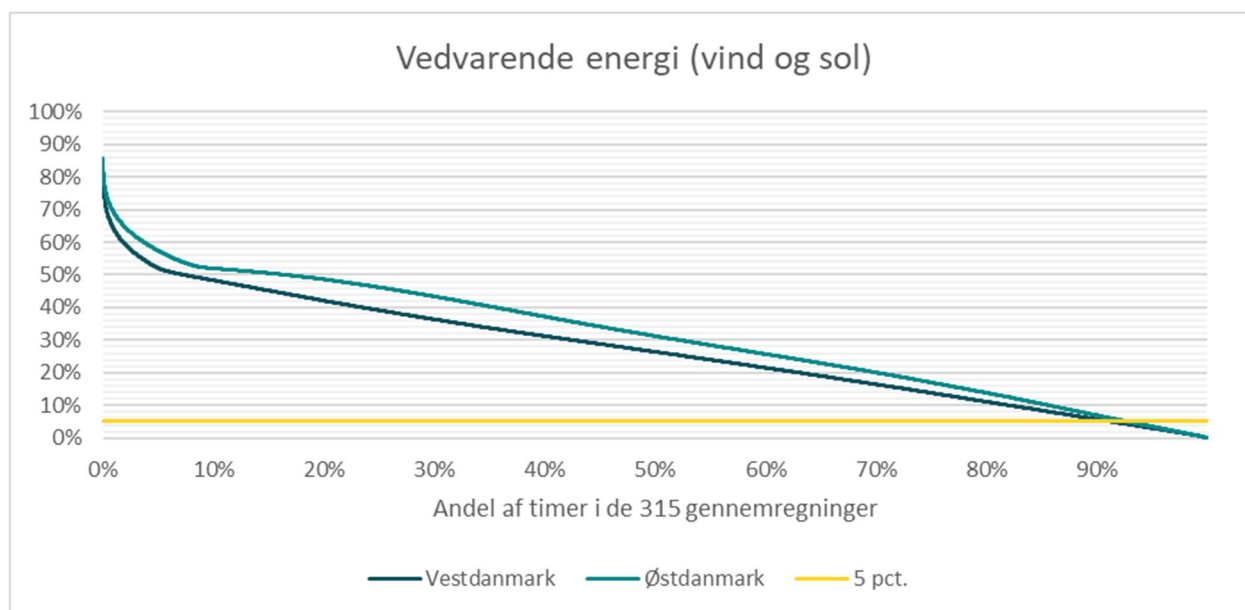
Det skyldes den meget lave elproduktion fra vindmøllerne fra de to parker, eftersom udfordringerne med effekttilstrækkelig især opstår, når der er lav vindproduktion. I situationerne med effektmangler er der import via Øresundsforbindelsen i omegnen af halvdelen af de timer, hvori der er effektmangel til trods for, at det kun er i under en femtedel af disse timer, at der er fuldt flow fra Sverige (SE4) til Østdanmark. Dette viser således også, at det sydsvenske system er presset i mange af disse timer. Denne generelt meget lave import og de meget pressede naboømråder til Østdanmark er en af forklaringer på, at problemerne i Østdanmark i dette års redegørelse både er flere og værre, end de er i Vestdanmark.



Figur 19 Import til Østdanmark i 2032 på forbindelser til andre prisområder i effektmangelssituationer. Forbindelserne er sorteret individuelt. Figuren viser kun de 528 timer med effekttilstrækkelighedsproblemer ud af alle simulerede timer (315 x 8.760).

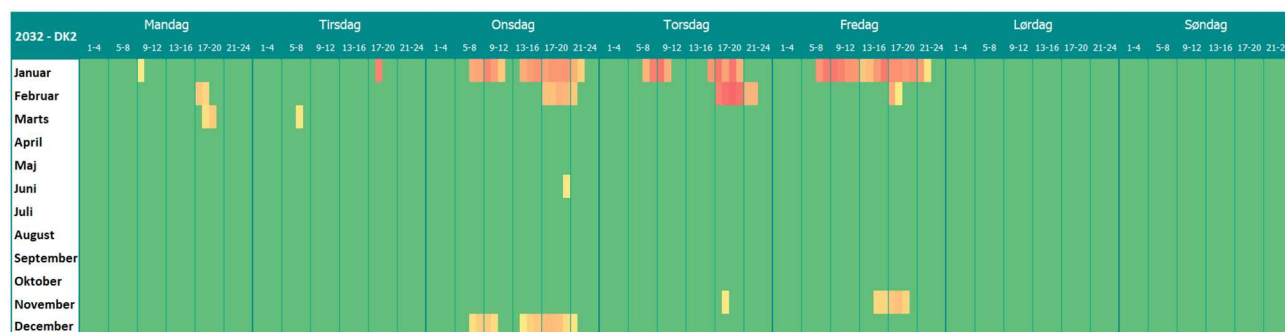
2.3.1.3 Uddybende forklaring af årsagerne til prognoseresultaterne for Vest- og Østdanmark

I ovenstående beskrivelse af situationerne med effektmangler fremgår det, hvordan særligt manglende VE-produktion er årsag til effekttilstrækkelighedsudfordringerne. Nedenfor viser Figur 20 den samlede VE-produktion i forhold til den installerede kapacitet sorteret fra højest til lavest for Vest- og Østdanmark. Der er indsat en horisontal streg ved 5 pct. for at vise de timer, hvor VE-produktionen er lavere end 5 pct. af den installerede kapacitet. I Vestdanmark er det i knap 9 pct. af tiden, at VE-produktionen er lavere end 5 pct., mens det i Østdanmark er godt 7 pct. af tiden. Til sammenligning er det blot i 0,016 pct. og 0,019 pct. af tiden, at der er timer med effektmangel i forhold til de 315 gennemregninger for henholdsvis Vest- og Østdanmark. Som tidligere vist svarer dette henholdsvis til en LOLE på 1,4 og 1,7 timer/år i de to prisområder. Det vil sige, at der relativt er en del timer, hvor VE-produktionen er lavere end 5 pct., men hvor der faktisk ikke er effektmangel, jf. den overordnede indikator. Det er derfor ikke lav VE-produktion i Danmark, som i sig selv er den enkeltstående årsagsforklaring på effekttilstrækkelighedsproblemerne.



Figur 20 Produktion fra vind og sol sorteret fra højest til lavest i de 315 gennemregninger af 2032 i forhold til den installerede kapacitet.

Det mest afgørende og karakteristiske ved effektmanglerne på tværs af landet er situationer med paneuropæisk "dunkelflaute"¹⁵, der resulterer i lidt til ingen elproduktion fra vind og sol kombineret med et højt elforbrug såvel i Danmark som i vores nærmeste nabolande. Som beskrevet i hovedrapporten og gengivet i Figur 21 er disse situationer særligt fremherskende i vintermånederne, december, januar og februar, særligt i løbet af dagtimerne og koncentreret omkring morgen og aftenkogespidserne.

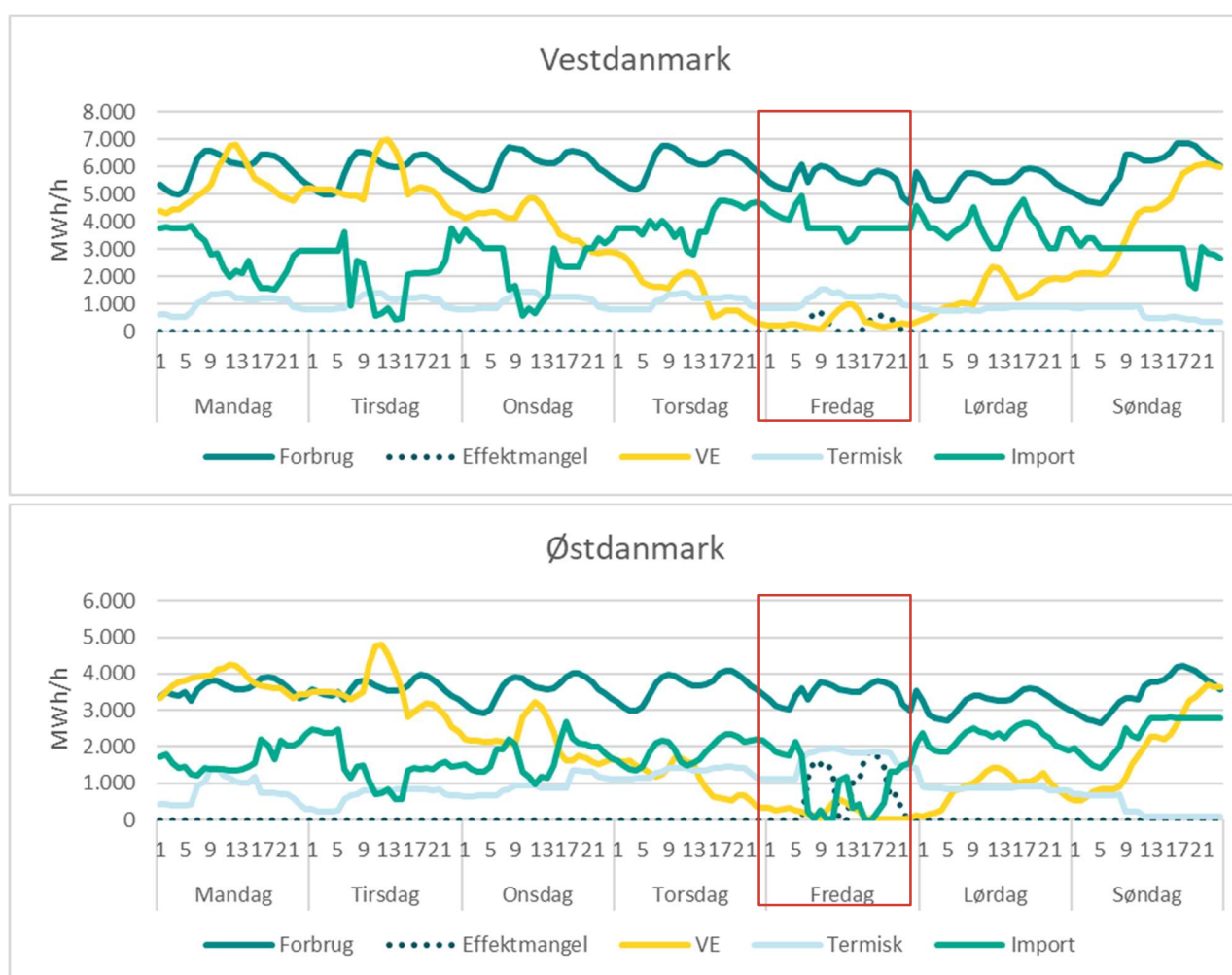


Figur 21 Fordeling af effektm minutter på måned, ugedag og time i døgn (1-24) i 2032 DK2 for prognosen. Jo rødere nuancer, jo større manglende effekttillstrækkelighed. Gengivelse af figur fra hovedrapporten.

Et udpluk af en udvalgt uge i januar, hvori vi ser en sådan "dunkelflaute"-situation, er gengivet i Figur 22. Her ses, hvordan forbruget, VE- og den termiske produktion samt importen udvikler sig i løbet af ugen. Dertil er der tilføjet en stiplede linje for effektmanglen, så denne kan ses i relation til de andre parametre. For både Vest- og Østdanmark er VE-produktion (gul streg) relativt høj i starten af ugen, men aftager i løbet af fredagen (fremhævet med en rød boks) til næsten ikke at være til stede. I takt med at VE-produktionen falder, sker en stigning i importen (grøn streg). Det kan dog ses, at frem mod fredagen, hvor effektmanglen indtræffer, så falder importen både i Vest- og i Østdanmark, hvor den går helt i nul i Østdanmark, mens den kun går lidt ned i Vestdanmark. Som respons på dette stiger elproduktionen fra

¹⁵ Se tekstboks i afsnit 4.1.1 i hovedrapporten.

de termiske kraftværker, men det er ikke tilstrækkeligt til at dække de store effektmangler, der er i systemet. Efterhånden som forbruget (mørkegrøn streg) falder i løbet af fredag nat – samtidig med at VE-produktionen stiger, så forsvinder effekttilstrækkelighedsproblemerne. Effekttilstrækkelighedsproblemerne i dette års redegørelse centrerer sig særligt omkring disse situationer, og den samme dag i klimaåret 1985 – som vist nedenfor – optræder gentagne gange, når situationerne med effektmangel analyseres nærmere.



Figur 22 Udvalgt uge i klimaåret 1985 hvor der i en "dunkelflaute" opstår effekttilstrækkelighedsproblemer i både Vest- og Østdanmark i 2032. Med rød er markeret den dag, hvor der er problemer med effekttilstrækkeligheden.

2.4 Prognosens robusthed og følsomheder

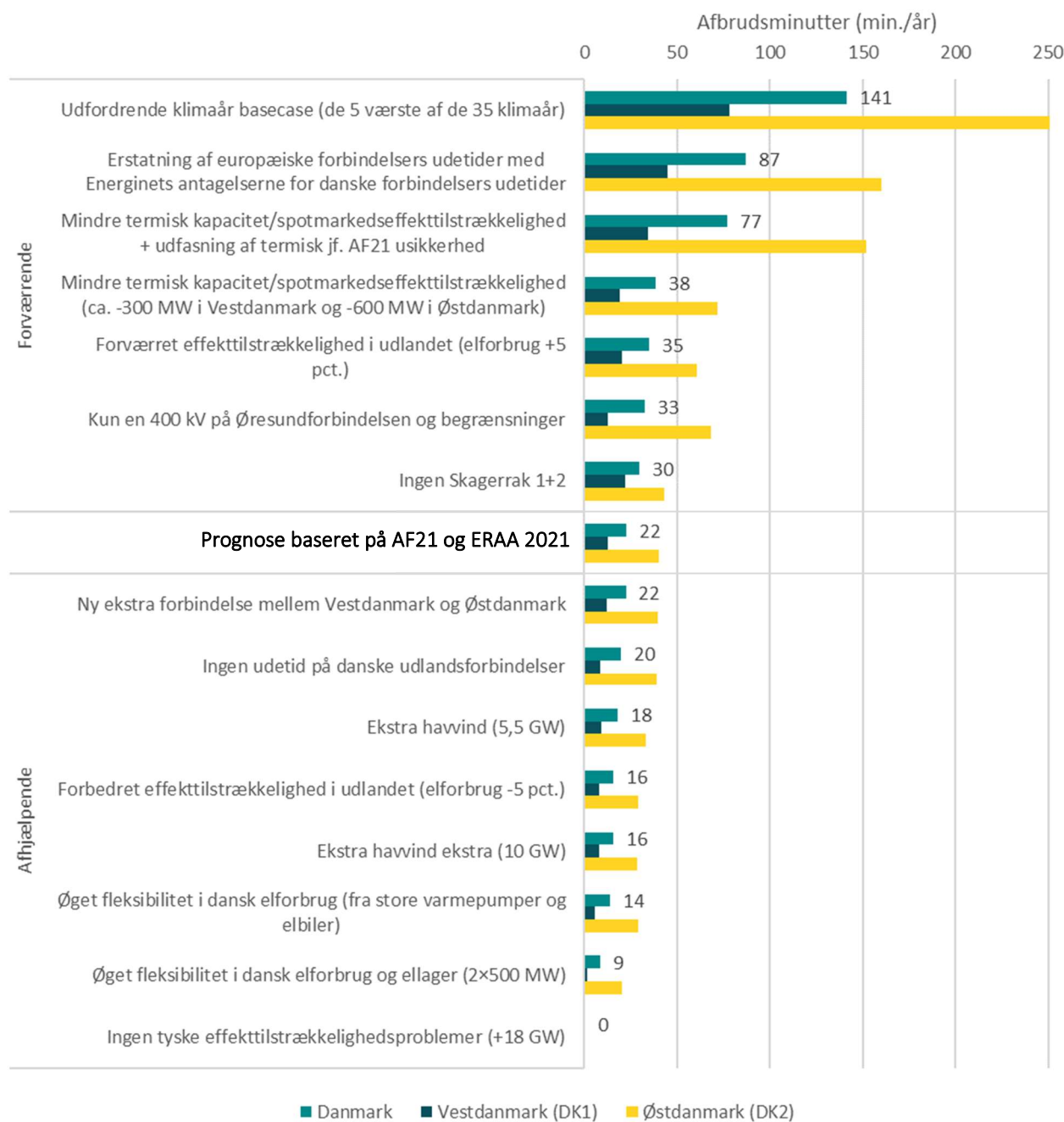
Det er væsentligt at inddrage følsomhedsanalyser i effekttilstrækkelighedsvurderingerne, da der ligger en række usikre forudsætninger til grund for den forventede prognose. På grund af usikkerheden er det relevant at undersøge robustheden af effekttilstrækkelighedsvurderingerne over for ændringer i centrale forhold.

Bekendtgørelse om systemansvarlig virksomhed stiller krav om, at Energinet skal udarbejde et antal følsomhedsanalyser for vurderingen af effekttilstrækkelighed, som vil medføre et ændret niveau af elforsyningssikkerhed.

Som det fremgår af de efterfølgende afsnit, er den absolutte effekt på de forskellige effekttilstrækkelighedsindikatorer af de belyste følsomheder større end i sidste års redegørelse. Det skyldes, at udgangspunktet, det vil sige, resultaterne

af prognosen er på et højere niveau i årets redegørelse sammenlignet med sidste år. Den absolutte effekt af en given følsomhed er større, jo højere risikoen for manglende effekttilstrækkelighed er i udgangspunktet.

Energinet har undersøgt 15 følsomheder, som enten resulterer i afhjælpende eller forværende effekttilstrækkeligheds-situationer i Danmark i 2032. Disse følsomheders påvirkning på effekttilstrækkeligheden er sorteret fra mest forværende og til mest afhjælpende i Figur 23.



Figur 23 Estimerede afbrudsminutter på grund af manglende effekttilstrækkelighed i 2032 i prognose (basisscenarie) og følsomheder.

2.4.1 Forværende følsomheder for udvikling i dansk effekttilstrækkelighed

I følgende underafsnit beskrives resultaterne fra de følsomhedsberegninger, som viser et forværret billede af den danske effekttilstrækkelighed. Overordnet kan de forværende følsomheder kategoriseres i fire grupper relateret til udlandsforbindelser, udfordrende klimaår, mindre termisk kapacitet/spotmarkedseffekttilstrækkelighed og udlandets betydning for Danmark.

2.4.1.1 Udlandsforbindelser

Det danske elsystem forventes i større og større grad at være baseret på elproduktion fra vedvarende fluktuerende energikilder i takt med udbygningen heraf og stigende skrotning af termisk elproduktion, jf. AF21. Denne udvikling øger alt andet lige vigtigheden af udlandskapacitet i forhold til at kunne opretholde den danske effekttilstrækkelighed i vind- og solskinsfattige perioder. Man skal være opmærksom på, at ændringer af udlandskapacitet mellem forskellige lande sker i et samarbejde mellem TSO'erne i de pågældende lande. Energinet kan således ikke selvstændigt beslutte at ændre/etablere kapacitet til Danmarks nabolande.

Energinet har analyseret effekten af at ændre på udlandskapacitet fra Sverige til Østdanmark og fra Norge til Vestdanmark på henholdsvis Øresundsforbindelsen og Skagerrakforbindelserne. Dette er blandt andet relevant at se nærmere på, jf. Figur 17 og Figur 19, hvor det fremgår, at forbindelserne i høj grad anvendes til import i timerne med effektmangel i 2032-prognoseberegningerne. Følsomhedsberegningerne undersøger dels en reduktion af Øresundsforbindelsen fra 1.300 MW til mellem 530 MW og 700 MW afhængigt af sæson¹⁶ sammen med de afledte reduktioner på andre forbindelser og produktionsenheder som følge af et udfald på Øresundsforbindelsen, jf. den gældende kontrolcenterdriftsinstruks. Desuden undersøger følsomhedsberegningerne en situation, hvor Skagerrakforbindelserne 1 og 2 ikke længere er i drift.

Energinet har også undersøgt, hvorledes tilgængeligheden på udlandsforbindelserne påvirker situationer med manglende dansk effekttilstrækkelighed. Dette er undersøgt ved at erstatte udetiden for de europæiske elektriske forbindelser med de danske udetidsantagelser¹⁷. Resultaterne af disse følsomheder fremgår af Tabel 9.

2032 – Forbindelser	Landsdel	Effektminutter (min/år)	EENS (MWh/år)	EUE (MWh/år)	LOLE (timer/år)	Leveringssikkerhed (%)
Prognose	Vestdanmark	12	1.031	1.048	1,4	99,9976
	Østdanmark	40	1.890	1.920	1,7	99,9924
Kun en 400 kV på Øresundsforbindelsen og begrænsninger	Vestdanmark	13	1.041	1.059	1,4	99,9976
	Østdanmark	68	3.173	3.263	4,9	99,9871
Ingen Skagerrak 1 og 2-forbindelser	Vestdanmark	22	1.805	1.829	1,8	99,9959
	Østdanmark	43	2.042	2.074	1,9	99,9918
Erstatning af europæiske forbindelsers udetider med Energinets antagelser for danske forbindelsers udetider	Vestdanmark	45	3.709	3.770	4,6	99,9914
	Østdanmark	160	7.550	7.668	6,7	99,9696

Tabel 9 Alternative prognoser for effekttilstrækkelighed i 2032 ved ændring på udlandsforbindelser for Øresundsforbindelsen mellem Østdanmark og Sverige, Skagerrak 1 og 2 til Norge fra Vestdanmark og udetidsantagelserne for alle de europæiske HVDC- og AC-forbindelser.

¹⁶ For yderligere information om modelleringen af Øresundsforbindelsen henvises til afsnit 3.4.2.

¹⁷ For yderligere information om de opdaterede udetidsantagelser for de danske elektriske forbindelser henvises til afsnit 3.4.

Følsomheden for "*Kun en 400 kV Øresundsforbindelse og begrænsninger*" dækker over, at Energinet i beregningerne herfor har antaget, at en af de to 400 kV AC-forbindelser mellem Østdanmark og Sverige er fjernet/ude af drift og at de driftsbegrænsninger som træder i kraft i en sådan situation, er konstant til stede. Resultaterne af følsomheden viser en forværring af effekttilstrækkeligheden for primært Østdanmark, hvor det er værd at bemærke, at LOLE stiger væsentligt mere end EENS, hvilket indikerer, at der opstår flere timer med effektmangel, men at gennemsnittet for alle disse timer med manglende effekt er mindre end for prognosen. Den maksimale effektmangel i den værste time i beregningerne for DK2 stiger dog fra ca. 2,5 GW til 2,6 GW i følsomheden i forhold til prognosen.

Udlandsforbindelserne Skagerrak 1 og 2 er ved at have nået deres levetid. Undladelse af reinvestering i disse forbindelser vil mindske den danske udlandskapacitet med ca. 500 MW til Norge fra Vestdanmark. Uden forbindelserne vil risikoen for manglende effekttilstrækkelighed i Danmark stige, jf. Figur 17, der viser, at Skagerrak-forbindelserne i stor grad anvendes til import i timerne med effektmangel for Vestdanmark i prognoseberegningen. Fra resultaterne er det værd at bemærke, at EENS stiger relativt mere end LOLE, jf. Tabel 9, hvilket er modsat for følsomheden vedrørende Øresundsforbindelsen.

I følsomheden "*Erstatning af europæiske forbindelsers udetider med Energinets antagelser for danske forbindelsers udetider*" har Energinet overskrevet udetidsantagelser for udlandets HVDC- og AC-forbindelser, som der anvendes i ENTSO-E's ERAA 2021-beregningerne med antagelserne for de danske forbindelser. I ERAA 2021 anvendte ENTSO-E de indmeldte revisionsperioder og havarisandsynligheder fra TSO'erne, og såfremt der ikke var indmeldt data, blev standardantagelser anvendt. Disse standardantagelser på 6 pct. og 0 pct. havarisandsynlighed for henholdsvis HVDC- og AC-forbindelser og ingen revision er væsentligt lavere end de danske samlede udetidsantagelser vedrørende havari og revision på ca. 16 pct. for HVDC og 11-17 pct. for AC¹⁸. Effekttilstrækkelighedsresultaterne for denne følsomhed er væsentligt forværret sammenlignet med prognosen, hvilket understreger det tidligere fremførte argument om, at udlandets påvirkning på effekttilstrækkeligheden i Danmark er stor, som her når udetider i udlandet forøges.

Det skal påpeges, at det i udlandsdata om udetidsantagelser ikke er muligt præcist at aflæse om nogle af TSO'erne i stedet for at indmelde havarisandsynligheder og revisionsperioder, så indmelder lavere MW kapaciteter for forbindelser for derigennem at tage højde for udetid. Det kan således ikke udelukkes, at en overskrivelse af havarisandsynligheder med danske antagelser kan resultere i en ekstra, men skjult, yderligere udetid. Energinet arbejder aktivt for at forbedre indmeldingsprocessen til ERAA og standardantagelserne for HVDC og AC i ERAA gennem Energinets bidrag til arbejdet med ERAA i ENTSO-E.

Nye udlandsforbindelser eller reinvestering i eksisterende ved udløbet levetid kan, ud over forbedret effekttilstrækkelighed, også have andre væsentlige samfundsøkonomiske effekter (fx handelsgevinster og integration af VE), som ikke er vurderet i analyserne her i redegørelsen. Samfundsøkonomisk kan der fortsat være høj værdi i en udlandsforbindelse, selvom værdien for effekttilstrækkeligheden vurderes at være begrænset.

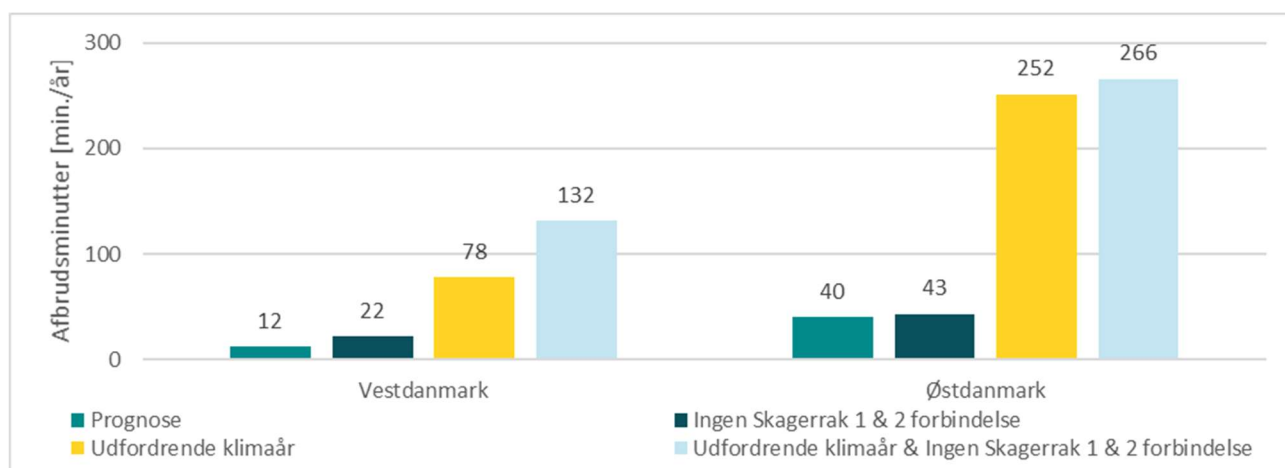
2.4.1.2 Udfordrende klimaår

Ud over usikkerheden i udviklingen i elsystemet, i relation til fx elforbrug og elproduktionskapaciteter, er klimaet og de medfølgende svingende potentialer i vedvarende energiproduktion ligeledes i større og større grad en vigtig faktor i det danske og europæiske energisystem til opretholdelsen af effekttilstrækkeligheden. I relation hertil har Energinet set nærmere på, hvad resultatet er af en kombination af de værste fem klimaår og følsomheden for mindre overførselskapacitet på Skagerrak svarende til, at forbindelse 1 og 2 fjernes (ca. -500 MW).

¹⁸ For yderligere information om de opdaterede udetidsantagelser for de danske elektriske forbindelser henvises til afsnit 3.4.

2032 – Udfordrende klimaår	Landsdel	Effektminutter (min/år)	EENS (MWh/år)	EUE (MWh/år)	LOLE (timer/år)	Leverings-sikkerhed (%)
Prognose	Vestdanmark	12	1.031	1.048	1,4	99,9976
	Østdanmark	40	1.890	1.920	1,7	99,9924
Ingen Skagerrak 1 og 2 forbindelse	Vestdanmark	22	1.805	1.829	1,8	99,9959
	Østdanmark	43	2.042	2.074	1,9	99,9918
Udfordrende klimaår	Vestdanmark	78	6.463	6.569	8,3	99,9984
	Østdanmark	252	11.931	12.105	9,9	99,9983
Udfordrende klimaår og ingen Skagerrak 1 og 2-forbindelse	Vestdanmark	132	10.958	11.095	10,1	99,9749
	Østdanmark	266	12.619	12.800	10,5	99,9494

Tabel 10 Effekttilstrækkelighedsindikatorer ved udfordrende klimaår og med kombination af følsomhed i 2032.



Figur 24 Udviklingen i afbudsminutter ved udfordrende klimaår og med kombination af følsomhed i 2032.

De beregnede afbudsminutter for 2032 stiger, hvis de mest udfordrende klimaår indtræffer, jf. Tabel 10 og Figur 24. Bemærk, at tallene i Tabel 10 ikke viser, hvordan risikoen for manglende effekttilstrækkelighed fordeler sig hen over året. Resultaterne viser, at effekttilstrækkelighedsudfordringerne i prognosen for 2032 er centreret om få klimaår. Desuden er det således, at man ikke simpelt kan lægge resultaterne lineært sammen for to individuelle følsomheder for at få resultatet af en kombination af de to. Resultaterne viser, at den danske effekttilstrækkelighed i 2032 i høj grad påvirkes af klimaet (temperatur, vindhastigheder, solindstråling og regn/snefald) også i højere grad, end det tidligere er observeret.

2.4.1.3 Mindre termisk kapacitet/spotmarkedseffekttilstrækkelighed

Risikoen for manglende effekttilstrækkelighed er specielt følsom over for ændringer i den termiske kapacitet i Danmark. Den termiske kapacitet har været faldende gennem en årrække og forventes at falde yderligere i de kommende 10 år, jf. AF21. Hastigheden af udfasningen er dog behæftet med betydelig usikkerhed.

I Energinets prognose indgår de manuelle reserver (mFRR) i Danmark i modelleringen. Denne kapacitet, som i dag er ca. 300 MW i Vestdanmark og 600 MW i Østdanmark, antages således i Energinets beregninger at understøtte den danske

effekttilstrækkelighed¹⁹. I de paneuropæiske effekttilstrækkelighedsvurderinger fra ENTSO-E medtages manuelle reserver ikke til at understøtte effekttilstrækkeligheden hverken i Danmark eller udlandet med argumentet om, at deres primære formål ikke er at understøtte effekttilstrækkeligheden²⁰. Uden inkludering af de manuelle reserver er det effekttilstrækkeligheden i spotmarkedet, som belyses. Reelt giver det en mere konservativ tilgang til effekttilstrækkelighedsvurderinger.

For på samme tid at belyse virkningen af hurtigere udfasning af termisk kapacitet i Danmark eller konsekvensen af at udelade de manuelle reserver i effekttilstrækkelighedsvurderingerne; er der foretaget beregninger for 2025, 2030 og 2032 med ca. 300 MW mindre kapacitet i Vestdanmark og 600 MW mindre kapacitet i Østdanmark. Desuden er der for 2032 en følsomhed med yderligere udfasning af termisk elproduktionskapacitet – for at belyse en eventuel påvirkning af udfasningen af yderligere central og decentral kraftvarmekapacitet, herunder affaldsforbrændingsanlæg, end hvad AF21 foreskriver. Dette kan være relevant, blandt andet fordi varmeaftalen udløber på den største kraftværksblok i Østdanmark, Avedøreværket blok 2, i 2027, men i AF21 antages det at fortsætte sin levetid til 2040. I følsomheden er der yderligere udtaget 500 MW for både Vest- og Østdanmark – for at belyse denne usikkerhed.

Mindre termisk kapacitet/spotmarkedseffekttilstrækkelighed	Landsdel	Effektminutter (min/år)	EENS (MWh/år)	EUE (MWh/år)	LOLE (timer/år)	Leverings-sikkerhed (%)
2025 – Prognose	Vestdanmark	0	0	0	0,0	100,0000
	Østdanmark	1	30	32	0,1	99,9998
2025 – Mindre termisk kapacitet/spotmarkedseffekttilstrækkelighed	Vestdanmark	0	2	2	0,0	100,0000
	Østdanmark	18	555	600	2,8	99,9965
2030 – Prognose	Vestdanmark	1	112	114	0,2	99,9997
	Østdanmark	12	529	537	0,4	99,9977
2030 – Mindre termisk kapacitet/spotmarkedseffekttilstrækkelighed	Vestdanmark	3	201	206	0,3	99,9995
	Østdanmark	22	952	968	0,9	99,9959
2032 - Prognose	Vestdanmark	12	1.031	1.048	1,4	99,9976
	Østdanmark	40	1.890	1.920	1,7	99,9924
2032 – Mindre termisk kapacitet/spotmarkedseffekttilstrækkelighed	Vestdanmark	19	1.595	1.619	1,8	99,9963
	Østdanmark	72	3.399	3.449	2,9	99,9863
2032 – Yderligere mindre termisk kapacitet/spotmarkedseffekttilstrækkelighed	Vestdanmark	34	2.862	2.893	2,5	99,9934
	Østdanmark	152	7.083	7.270	11,1	99,9711

Tabel 11 Effekttilstrækkelighedsindikatorer ved udeladelse af manuel reservekapacitet/mindre termisk kapacitet i vurderingerne. Ca. 300 MW mindre kapacitet i Vestdanmark og ca. 600 MW mindre kapacitet i Østdanmark samt yderligere 500 MW i begge områder.

¹⁹ I praksis forventes det ikke, at danske elforbrugere vil blive afkoblet, før de manuelle reserver (i hvert fald en stor portion heraf) er brugt til at dække elforbrug. Det vil dog være afhængigt af den konkrete situation. Da Energinets kontrolcenter samtidig har formel mulighed for kontrolleret at aflaste elforbrug inden for 15 minutter i eldistributionstnetene, det vil sige samme responstid som manuelle reserver, antages alle manuelle reserver inkluderet i modelleringen og dermed bidrage til opretholdelse af effekttilstrækkeligheden.

²⁰ I Energinets effekttilstrækkelighedsvurderinger medtages ligeledes ikke manuel reservekapacitet i udlandet til at understøtte af effekttilstrækkeligheden. Tilsvarende er håndteringen af andre balanceringsreserver (FCR og aFRR) identisk i de danske og europæiske vurderinger, hvorfor kapacitet til FCR og aFRR antages ikke at understøtte effekttilstrækkeligheden hverken i Danmark eller i udlandet.

Resultaterne i Tabel 11 for 2025, 2030 og 2032 sammenlignet med prognosen i Tabel 6 *Resultater for Vestdanmark i udvalgte år i perioden 2025-2032* – viser, at det er afgørende for resultaterne, om den manuelle reservekapacitet antages at kunne understøtte effekttilstrækkeligheden. Resultaterne viser også, at yderligere udfasning af termisk kapacitet vil forøge risikoen for manglende effekttilstrækkelighed, specielt for Østdanmark, hvis der udfases yderligere termisk kapacitet sammenlignet med forudsætningerne i AF21.

2.4.1.4 Udlandets betydning for Danmark

Danmarks effekttilstrækkelighed er i høj grad afhængig af udviklingen i vores nabolande. Når udlandet bliver hårdere presset, vil det, alt andet lige, også resultere i et mere presset dansk system, og omvendt. Det er vigtigt at kortlægge udlandets betydning for Danmarks effekttilstrækkelighed, fordi antallet af situationer, hvor Danmark er afhængig af import for at opretholde effekttilstrækkeligheden, forventes at stige frem mod 2032 med de nuværende forudsætninger.

Som præsenteret i afsnit 2.2.2 – har Energinet opdateret udlandsforudsætninger til dette års redegørelse sammenlignet med sidste års redegørelse. Det er dog fortsat usikkert, hvordan effekttilstrækkeligheden udvikler sig i Danmarks omkringliggende lande på længere sigt.

For at illustrere udlandets betydning for danske effekttilstrækkelighedsvurderinger er tre følsomhedsberegninger for 2032 udført. Dels to beregninger, hvor elforbruget henholdsvis op- og nedjusteres med 5 pct. i alle andre lande end Danmark i Europa; dels en beregning, hvor tysk elkapacitet tilføjes 18 GW mere, hvilket svarer til, at Tyskland kan dække egne effekttilstrækkelighedsproblemer – selv i timer med de største udfordringer.

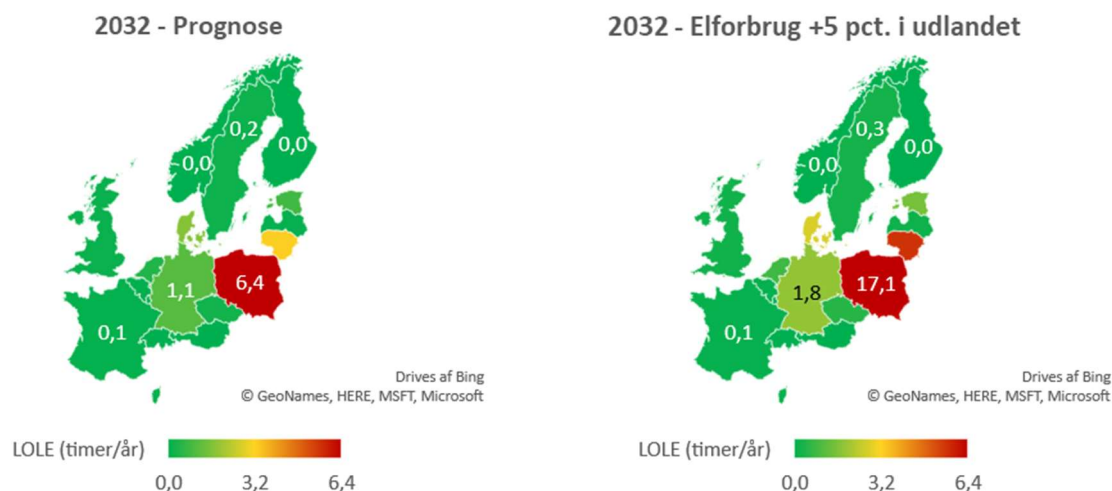
Følsomhedsberegningerne, som ændrer på elforbruget i udlandet, illustrerer usikkerheden om, hvordan effekttilstrækkeligheden udvikler sig i Europa på langt sigt. Resultaterne af en forværrelse af effekttilstrækkelighed, undersøgt ved en 5 pct. opjustering i elforbruget, vil blive præsenteret her.

De andre følsomheder, som vurderer udlandets betydning på Danmark, præsenteres under afsnit 2.4.2 *Afhjælpende følsomheder for udvikling i dansk effekttilstrækkelighed*, idet de til en vis grad kan forventes at afhjælpe danske effekttilstrækkelighedsproblemer.

2032 – Afhængighed af udlandet	Landsdel	Effektminutter (min/år)	EENS (MWh/år)	EUE (MWh/år)	LOLE (timer/år)	Leverings-sikkerhed (%)
Prognose	Vestdanmark	12	1.031	1.048	1,4	99,9976
	Østdanmark	40	1.890	1.920	1,7	99,9924
Forværret effekttilstrækkelighed i udlandet (elforbrug +5 pct.)	Vestdanmark	20	1.689	1.714	2,2	99,9961
	Østdanmark	61	2.869	2.921	2,7	99,9884

Tabel 12 Effekttlstrækkelighedsindikatorer ved ændringer i udlandet for 2032.

Figur 25 nedenfor viser, hvordan udlandets effekttilstrækkelighedssituation påvirkes, når elforbruget i de andre europæiske lande opskales med 5 pct. Figuren er vist ved effekttilstrækkelighedsindikatoren LOLE.



Figur 25 Sammenligning af effektilstrækkelighedsindikatoren LOLE på tværs af lande i prognosen og i følsomheden med forøget elforbrug i udlandet. I beregningerne indgår, i lighed med sidste år, 36 lande, men i figuren er kun vist de nærmeste lande til Danmark.

Resultaterne af følsomhedsberegningen viser, ligesom det er blevet konkluderet i de seneste års redegørelser, at forudsætningsændringer i udlandet har stor betydning for de danske effektilstrækkelighedsvurderinger. Det gælder både for Vest- og Østdanmark. Derfor er det væsentligt at følge udviklingen i effektilstrækkeligheden i landene omkring Danmark, fx gennem deltagelse i ENTSO-E's ERAA, for at kunne vurdere den danske effektilstrækkelighed blandt andet ud fra opdaterede og relevante udlandsforudsætninger.

2.4.2 Afhjælpende følsomheder for udvikling i dansk effektilstrækkelighed

I følgende underafsnit beskrives resultaterne fra de følsomhedsberegninger, som har en afhjælpende påvirkning på dansk effektilstrækkelighed i forhold til prognosen. Overordnet kan de afhjælpende følsomheder kategoriseres i fire grupper relateret til udlandets betydning for Danmark, fleksibelt elforbrug, ekstra vedvarende energikapacitet og udenlandske og indenlandske forbindelser.

2.4.2.1 Udlandets betydning for Danmark

Som beskrevet i afsnit 2.4.1.4 så er der foretaget to følsomhedsberegninger for udviklingen i Europa og Danmarks nabolande, der forventes at afhjælpe situationer med manglende dansk effektilstrækkelighed i 2032. I den første beregning nedjusteres elforbruget med 5 pct. i alle andre lande end Danmark i Europa. I den anden beregning tilføjes Tyskland 18 GW yderligere elkapacitet, hvilket svarer til, at Tyskland kan dække egne effektilstrækkelighedsproblemer; selv i timer med størst residualforbrug.

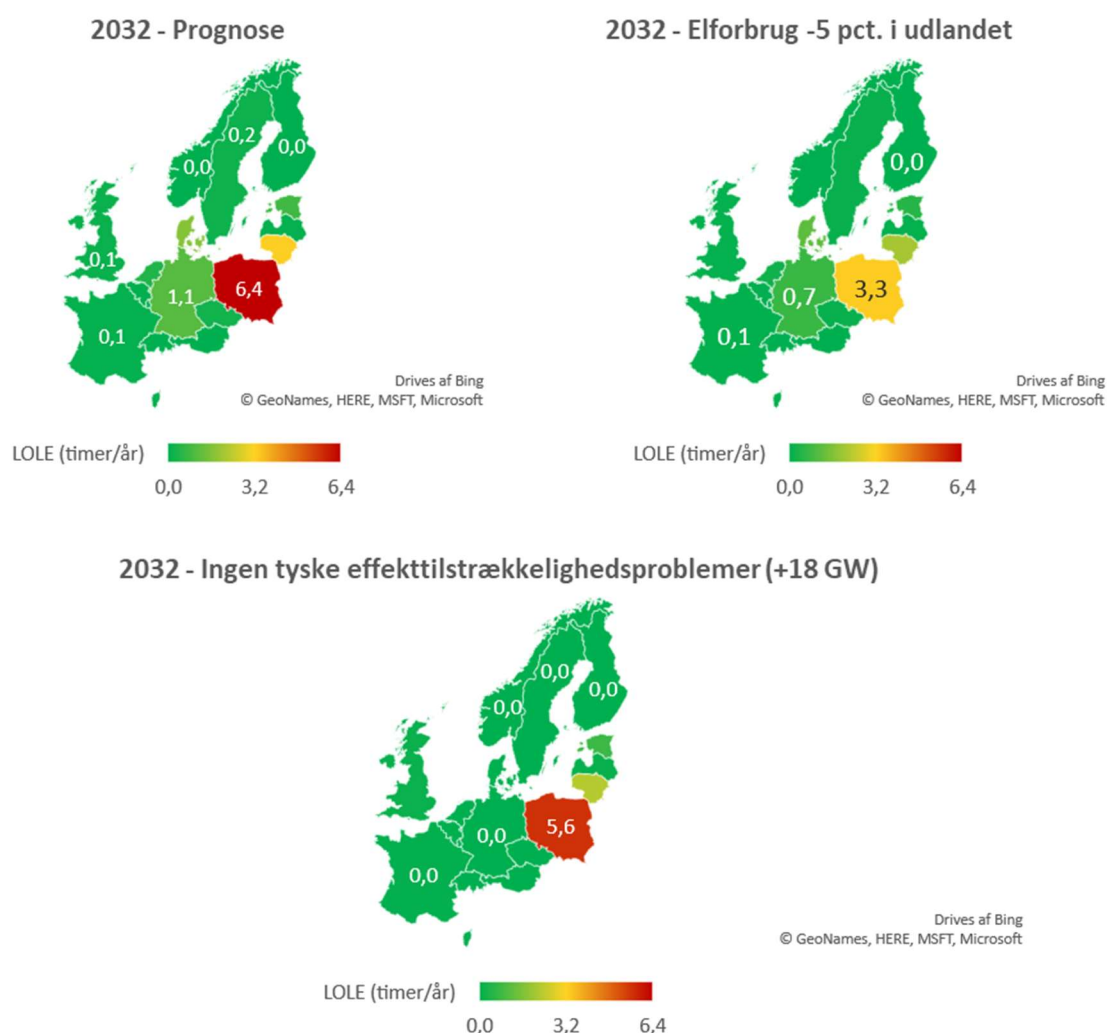
2032 – Afhængighed af udlandet	Landsdel	Effektminutter (min/år)	EENS (MWh/år)	EUE (MWh/år)	LOLE (timer/år)	Leveringssikkerhed (%)
Prognose	Vestdanmark	12	1.031	1.048	1,4	99,9976
	Østdanmark	40	1.890	1.920	1,7	99,9924
Forbedret effektilstrækkelighed i udlandet (elforbrug -5 pct.)	Vestdanmark	8	635	645	0,9	99,9985
	Østdanmark	29	1.387	1.405	1,2	99,9944

Ingen tyske effekttilstrækkelighedsproblemer (+18 GW)	Vestdanmark	0	0	0	0,0	100,0000
	Østdanmark	0	0	1	0,0	~100

Tabel 13 Effekttilstrækkelighedsindikatorer ved ændringer i udlandet for 2032.

Resultaterne illustrerer, ligesom i de seneste års redegørelser, at forudsætningsændringer i udlandet har stor betydning for de danske effekttilstrækkelighedsvurderinger, både for Vest- og Østdanmark. Situationer med manglende dansk effekttilstrækkelighed reduceres, når elforbruget i udlandet reduceres med 5 pct., og fjernes fuldstændigt, når Tyskland ingen effekttilstrækkelighedsproblemer har.

Figur 26 viser, hvordan udlandets effekttilstrækkelighed påvirkes i sammenligning med resultaterne fra prognosen i de to følsomheder, hvor ændringer i udlandet afhjælper effektknapheden i Danmark. Figuren er vist ved effekttilstrækkelighedsindikatoren LOLE.



Figur 26 Sammenligning af effekttilstrækkelighedsindikatoren LOLE på tværs af lande i prognosen og i følsomhederne med nedjusteret elforbrug i udlandet og hvor der ingen effekttilstrækkelighedsproblemer er i Tyskland. I beregningerne indgår, i lighed med sidste år, 36 lande, men i figuren er kun vist de nærmeste lande til Danmark.

2.4.2.2 Fleksibelt elforbrug

I Energinets prognose for effekttilstrækkeligheden er det i modsætning til sidste års effekttilstrækkelighedsberegninger antaget, at ikke alene elforbrugskategorien for PtX vil reagere på elprisen, men at også elkedler, der producerer varme til fjernvarme, kan reagere på elprisen, og at store varmepumper kan reagere på prisen – ved at flytte deres forbrug i op til to timer, jf. afsnit 3.3.1. Alt andet elforbrug følger givne eksogene forbrugsprofiler uafhængigt af elprisen i simuleringerne i BID. Høje elpriser vil være en indikation på effektknaphed og vil give incitament til at mindske elforbruget i disse situationer. Hvor meget elforbrug, der fremadrettet vil og kan reagere på høje elpriser, er forbundet med stor usikkerhed.

For at illustrere usikkerheden omkring fleksibelt elforbrug i fremtiden er der udført to følsomhedsberegninger for 2032. I den første følsomhedsberegning øges fleksibiliteten i det danske elforbrug ved at gøre store varmepumper fuldt fleksible overfor elprisen i op til 8 timer i stedet for to timer, ligesom det også gøres mulig for elbiler at reagere på elprisen. Elbilernes fleksibilitet er dog begrænset, således at den del af elforbruget der ligger mellem kl. 17-7 kun er fleksibelt inden for dette tidsrum, og tilsvarende gælder for den del af forbruget der ligger mellem kl. 7-17, som antages fleksibelt mellem kl. 7-17. Det svarer til, at der for begge grupper skal sikres et bestemt opladningsniveau inden henholdsvis. kl. 7 og kl. 17 for at illustrere et kørselsbehov for henholdsvis nat og dag.

Det betyder, at der i timer med effekttilstrækkelighedsudfordringer (og deraf maksimalpriser i elmarkederne) vil være et lavere forbrug fra store varmepumper og elbiler, da de i højere grad, men ikke nødvendigvis fuldstændigt, har mulighed for at flytte forbruget til mindre pressede timer.

I den anden følsomhedsberegning øges fleksibiliteten i det danske elforbrug yderligere ved, at der i tillæg til at have fleksibelt forbrug fra PtX, elkedler, store varmepumper og elbiler også indføres lager i form af korttidslagere for både Vest- og Østdanmark og et langtidslager for Vestdanmark. Korttidslagernes er batterier, som potentielt eksempelvis kunne sættes op i forbindelse med nye vedvarende energianlæg, imens at langtidslagret er et CAES²¹ lager. Der er indsat en samlet ellagerkapacitet på 500 MW i både Vest- og Østdanmark, som i Vestdanmark samlet kan indeholde 4,72 GWh, mens det i Østdanmark er 2 GWh.

Den faktiske fleksibilitet fra store varmepumper og elkedler vil afhænge af backup-varmeproduktionskapacitet og varmelagrere til at dække varmebehovet i fjernvarmeområderne i de pågældende timer. En underliggende antagelse i følsomhedsberegningerne er således, at der er tilstrækkelig fleksibilitet i fjernvarmesystemer til at sikre dette behov.

²¹ Compressed-air energy storage (CAES).

2032 – Flexibilitet og el lager	Landsdel	Effektmi- nutter (min/år)	EENS (MWh/år)	EUE (MWh/år)	LOLE (timer/år)	Leverings- sikkerhed (%)
Prognose	Vestdanmark	12	1.031	1.048	1,4	99,9976
	Østdanmark	40	1.890	1.920	1,7	99,9924
Øget fleksibilitet i dansk elforbrug (fra store varmepumper og elbiler)	Vestdanmark	5	445	456	0,8	99,9990
	Østdanmark	29	1.371	1.396	1,3	99,9945
Øget fleksibilitet i dansk elforbrug og ellager (2 × 500 MW)	Vestdanmark	2	141	145	0,3	99,9997
	Østdanmark	20	966	986	1,1	99,9961

Tabel 14 Effekttilstrækkelighedsindikatorer ved antagelse om fleksibelt elforbrug i Danmark. Elforbruget fra store varmepumper, der producerer varme til fjernvarme og elbiler, er antaget som 100 pct. fleksibelt over for effekttilstrækkelighedsudfordringer, hvor det kun er varmepumper, der er antaget fleksible i nogen grad i prognosen.

Resultaterne viser, at den antagne fleksibilitet i elforbruget mærkbart reducerer situationer med manglende effekttilstrækkelighed i 2032. Tilføjelsen af ellagre forbedrer effekttilstrækkeligheden yderligere, men resultaterne viser samtidig, at der er behov for yderligere lagerkapacitet fx i forbindelse opstilling af ny VE, og at det ikke alene kan afhjælpe alle effekttilstrækkelighedsproblemerne, særligt i tilfælde hvor der mangler store energimængder i flere sammenhængende timer, som det blandt andet er beskrevet i afsnit 2.3.1.3.

Flexibilitet af elforbrug til varmeproducerende enheder vil kun blive mere og mere relevant i takt med udviklingen, hvor store varmepumper og elkedler erstatter de centrale og decentrale kraftværker i Danmark, jf. Energistyrelsens AF21. Udviklingen er, set ud fra et elmæssigt effekttilstrækkelighedsperspektiv, dobbelt negativ, da elproducerende enheder udskiftes med elforbrugende enheder, som vil have deres primære forbrug i vinterhalvåret, hvor effekttilstrækkeligheden er mest udfordret i forvejen.

2.4.2.3 Ekstra vedvarende energikapacitet

AF21, der ligger til grund for Energinets prognose for effekttilstrækkeligheden, indeholder ikke *Finansloven 2021*, *EU's Fit-for-55* eller andre senere energipolitiske udspil, da de er udkommet efter offentliggørelse af AF21. For at vise påvirkningen af ekstra vedvarende energikapacitet er der udført to følsomhedsberegninger med mere havvind i 2032.

Den første følsomhedsberegning opjusterer den fremtidige havvindkapacitet med 5,5 GW i forhold til prognosen, fordelt med 2 GW ekstra i Østdanmark og 3,5 GW ekstra i Vestdanmark. Hele den ekstra havvind er antaget at være direkte forbundet med Danmark.

I den anden følsomhedsberegning opjusteres den fremtidige havvind endnu mere, så der samlet tilføjes i alt 10 GW ekstra havvind i forhold til prognosen. Her er fordelingen imellem Vest- og Østdanmark 50/50, og også i denne følsomhedsberegning er hele kapaciteten forbundet direkte til Danmark.

2032 – Ekstra vedvarende energi	Landsdel	Effektmi- nutter (min/år)	EENS (MWh/ år)	EUE (MWh/år)	LOLE (timer/år)	Leverings- sikkerhed (%)
Prognose	Vestdanmark	12	1.031	1.048	1,4	99,9976
	Østdanmark	40	1.890	1.920	1,7	99,9924
Ekstra havvind (5,5 GW)	Vestdanmark	9	774	789	1,1	99,9982
	Østdanmark	33	1.571	1.597	1,4	99,9937
Ekstra havvind ekstra (10 GW)	Vestdanmark	8	671	683	1,0	99,9985
	Østdanmark	29	1.361	1.381	1,3	99,9945

Tabel 15 Effekttilstrækkelighedsindikatorer ved antagelse om ekstra vedvarende energikapacitet.

Det ses af resultaterne, at ekstra vedvarende energikapacitet i nogen grad kan reducere effekttilstrækkelighedsudfordringerne. Relativt til hvor store mængder ekstra vedvarende energikapacitet der tilføres det danske system, reduceres situationerne med manglende effekttilstrækkelighed til gengæld ikke ret meget. Det skyldes, at situationerne med manglede effekttilstrækkelig i høj grad opstår i kolde, vind- og solfattige perioder, hvor effekten af den ekstra havvindkapacitet er lille og derfor kun i mindre grad afhjælper.

2.4.2.4 Udlandsforbindelser og indenlandske forbindelser

Ligesom udlandet har afgørende betydning for den danske effekttilstrækkelighed, vil både tilgængeligheden og kapaciteten på danske udlandsforbindelser og indenlandske forbindelser også have indflydelse på effekttilstrækkeligheden, når Danmarks afhængighed af import i visse situationer er stigende. Derfor er der, jf. nedenstående, udført to følsomhedsberegninger, som undersøger dette forhold, ud over ændrede antagelser om udetider på elforbindelser, ifølge afsnit 3.4.1

I den første følsomhedsberegning er det undersøgt, hvorvidt en ekstra forbindelse imellem Vest- og Østdanmark afhjælper den danske effekttilstrækkelighed. I den anden følsomhedsberegning undersøges det, hvorvidt det i situationer med manglende effekttilstrækkelighed i 2032 er muligt at hente effekt fra udlandet, hvis tilgængeligheden på de danske udlandsforbindelser, herunder Storebæltsforbindelsen, altid er 100 pct. Konkret betyder det, at havariprocenten for udlandsforbindelser og Storebæltsforbindelsen justeres til nul.

2032 – Forbindelser	Landsdel	Effektmi- nutter (min/år)	EENS (MWh/år)	EUE (MWh/år)	LOLE (timer/år)	Leveringssik- kerhed (%)
Prognose	Vestdanmark	12	1.031	1.048	1,4	99,9976
	Østdanmark	40	1.890	1.920	1,7	99,9924
Ny ekstra forbindelse mellem Vest- og Østdanmark	Vestdanmark	12	1.016	1.034	1,4	99,9977
	Østdanmark	40	1.879	1.905	1,7	99,9925
Ingen udetid på danske forbindelser	Vestdanmark	9	712	727	1,2	99,9984
	Østdanmark	39	1.849	1.875	1,6	99,9926

Tabel 16 Effekttilstrækkelighedsindikatorer ved en ekstra forbindelse imellem Vest- og Østdanmark og ændring af udetiden på danske udlandsforbindelser, herunder Storebæltsforbindelsen.

Resultaterne viser, at en ekstra forbindelse imellem Vest- og Østdanmark ikke har betydning for de danske effekttilstrækkelighedsvurderinger i 2032. Reduktion af udetiden på udlandsforbindelserne reducerer antallet af situationer med effekttilstrækkelighedsudfordringer, men kun i meget lille grad og ikke i samme omfang, som de andre af de belyste følsomheder.

Som det også er beskrevet tidligere, så kan nye udlandsforbindelser have andre væsentlige samfundsøkonomiske effekter, som ikke er medtaget i redegørelsen.

2.5 Perspektivering til europæiske vurderinger og sidste års redegørelse

I følgende afsnit perspektiveres ovenstående resultater fra prognosen og følsomhedsberegningerne til udvalgte sammenlignelige resultater fra ERAA 2021 samt til sidste års redegørelse.

Som tidligere beskrevet i afsnit 2.2.2 udarbejder ENTSO-E årligt en omfattende risikovurdering af effekttilstrækkeligheden på europæisk plan i den årlige udgivelse ERAA. Metoden bag ERAA er grundlæggende den samme, som benyttes i Energinet, mens datainput naturligt vil variere på grund af forskellig opdateringscyklus. Håndteringen af manuelle reserver i Danmark vurderes for nuværende som den mest afgørende metodemæssige forskel, se beskrivelse i afsnit 2.4.1.3.

Desuden medtager ERAA heller ikke en række landespecifikke forhold, fx metoden for kapacitetsfastsættelse på Øresundsforbindelsen under udetid. For Danmark er forudsætninger omkring elforbrug og elproduktionskapacitet i ERAA 2021 baseret på AF20, og det er i lyset af det, at resultaterne i dette afsnit skal ses. De overordnede resultater for Danmark fra ERAA 2021 fremgår af Tabel 17. Resultaterne viser samme overordnede tendenser som Energinets analyser, da risikoen for manglende effekttilstrækkelighed frem mod 2030 er stigende, særligt i Østdanmark.

ERAA 2021	Landsdel	Effektminutter (min./år)	EENS (MWh/år)	LOLE (timer/år)
2025	Vestdanmark	~0	10	0,01
	Østdanmark	2	70	0,3
2030	Vestdanmark	2	130	0,2
	Østdanmark	38	1.860	6,4

Tabel 17 Effekttlstrækkelighedsindikatorer i ENTSO-E's ERAA 2021, PLEXOS-resultater. Angivet er det gennemsnitlige resultat fra ERAA 2021's National Estimates scenarie (National Trends). Effektminutterne er beregnet ud fra "EENS/Annual Demand" i ERAA 2021 resultaterne af Energinet.²²

2.5.1.1 RFE22 sammenligning med ERAA 2021

Afbrudsminutter er ikke en effekttilstrækkelighedsindikator, der anvendes på tværs af Europa. Derimod er indikatoren LOLE (Loss of Load Expectation), altså det forventede antal af timer pr. år, berørt af manglende effekttilstrækkelighed, en ofte anvendt effekttilstrækkelighedsindikator. En række europæiske lande har i dag fastsatte målniveauer for LOLE på fx tre timer/år (Belgien, Storbritannien og Frankrig)²³. Desuden vil et beregnet målniveau for effekttilstrækkelighed, den såkaldte pålidelighedsstandard, baseret på tværeuropæiske metoder, også skulle være baseret på denne indikator, se tekstboks i afsnit 2.2.2. For Østdanmark er LOLE beregnet til mellem ca. 0-10 timer i 2032 ud fra de belyste følsomheder, og for Vestdanmark vurderes LOLE til mellem 0-8 timer. Det er værd at notere, at LOLE intet fortæller om størrelsen på effektudfordringerne, men kun om antallet af timer med beregnet effektudfordringshændelser.

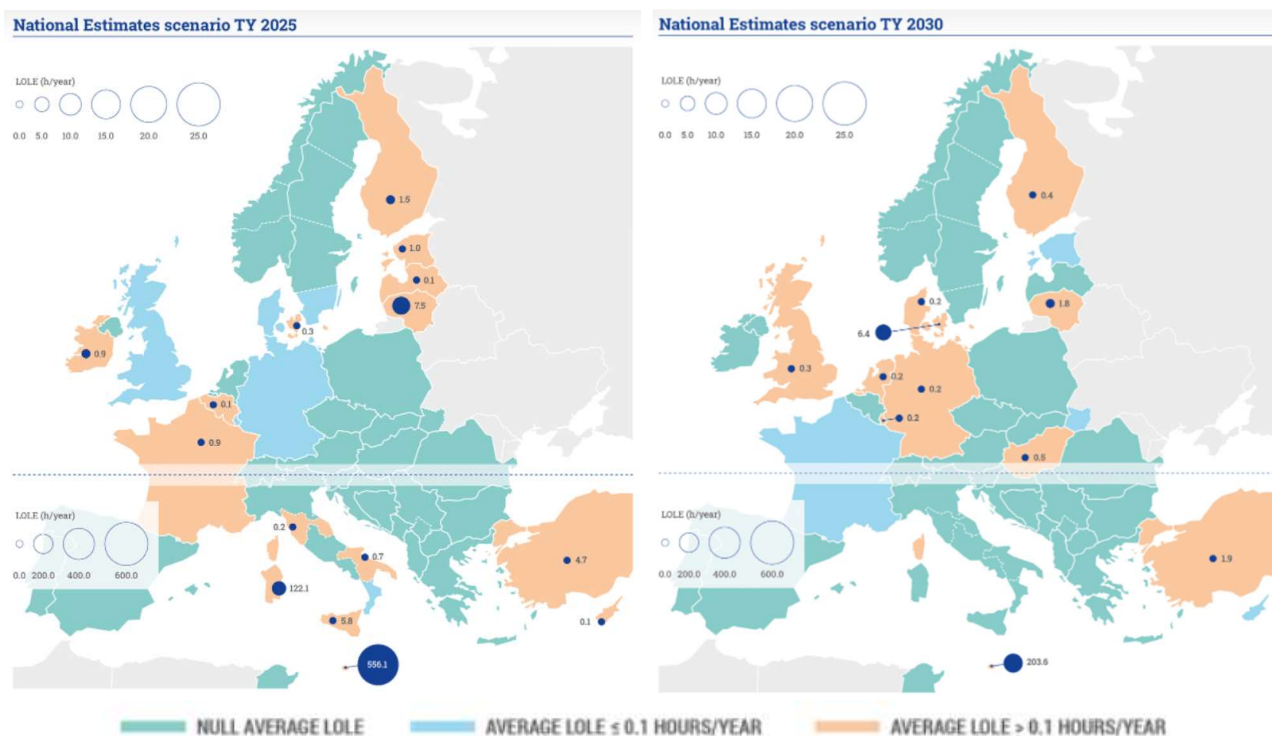
De europæiske effekttilstrækkelighedsvurderinger fra ENTSO-E's ERAA 2021²⁴ viser for Danmark et sammenligneligt billede som Energinets beregninger, det vil sige en stigende risiko for manglende effekttilstrækkelighed frem mod og

²² Detaljerede resultater fra ERAA 2021 hvor tallene i tabellen stammer fra, kan findes her: European Resource Adequacy Assessment 2021 – Detailed results (https://eepublicdownloads.azureedge.net/clean-documents/sdc-documents/ERAA/ERAA_2021_Annex_2_Detailed_Results.pdf)

²³ European Resource Adequacy Assessment 2021 – Executive report (https://eepublicdownloads.azureedge.net/clean-documents/sdc-documents/ERAA/ERAA_2021_Executive%20Report.pdf)

²⁴ European Resource Adequacy Assessment 2021 (ERAA 2021) (<https://www.entsoe.eu/outlooks/eraa/2021>)

efter 2030 med generelt højere risiko for effektknaphed i Øst- end i Vestdanmark, men at der også for Vestdanmark er stigende risiko, jf. Figur 27.



Figur 27 ERAA 2021 LOLE resultater for scenarierne "National estimates 2025 & 2030"²⁵

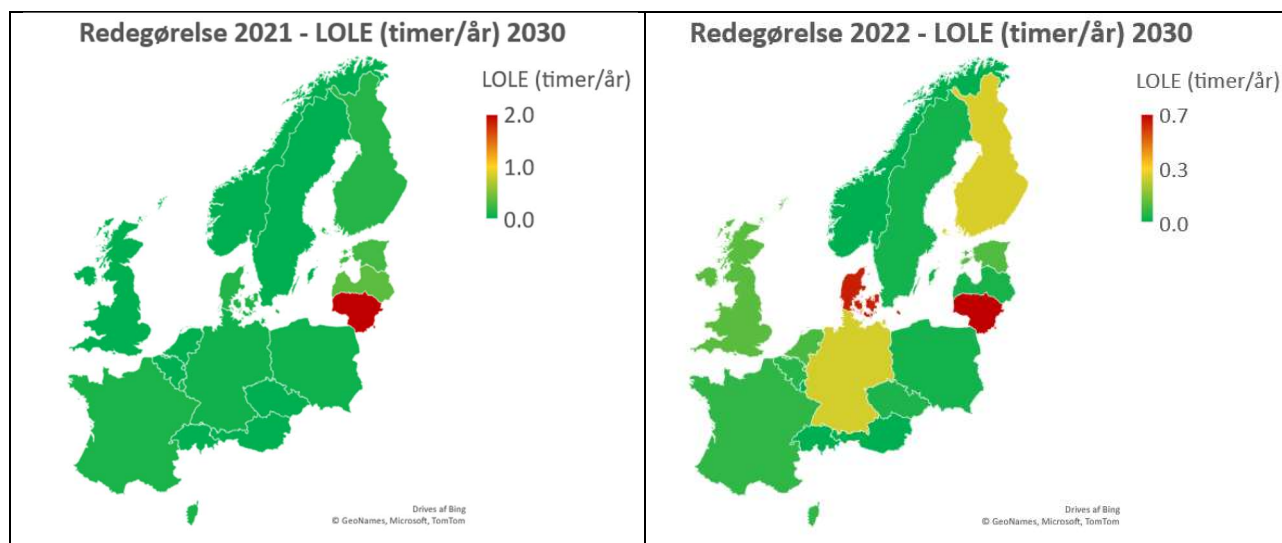
2.5.1.2 RFE22 sammenligning med RFE21

Risikoen for manglende effekttilstrækkelighed de næste 10 år vurderes højere end niveauet i sidste års redegørelse.

Den ændrede vurdering skyldes opdatering af en række af de forudsætninger, som ligger til grund for Energinets effekttilstrækkelighedsanalyser. Den væsentligste opdatering er relateret til data for udlandet, som i dette års redegørelse er baseret på de nyeste data anvendt i ENTSO-E's ERAA 2021. Opdateringen af de udenlandske forudsætninger betyder, at effekttilstrækkeligheden på tværs af Europa generelt vurderes mere knap i dette års redegørelse sammenlignet med sidste år, illustreret i Figur 28.

Da Danmark bliver mere og mere afhængig af at kunne importere elektricitet i situationer med lav elproduktion fra vedvarende energikilder, vil risikoen for manglende effekttilstrækkelighed i vores nabolande have en direkte og større effekt end tidligere på den danske risikovurdering for effekttilstrækkeligheden. Forskellen mellem effekttilstrækkelighedsresultaterne i dette års og sidste års redegørelse afspejler således også Danmarks følsomhed over for effekttilstrækkeligheden i vores nabolande.

²⁵ European Resource Adequacy Assessment 2021 – Executive report (https://eepublicdownloads.azureedge.net/clean-documents/sdc-documents/ERAA/ERAA_2021_Executive%20Report.pdf)



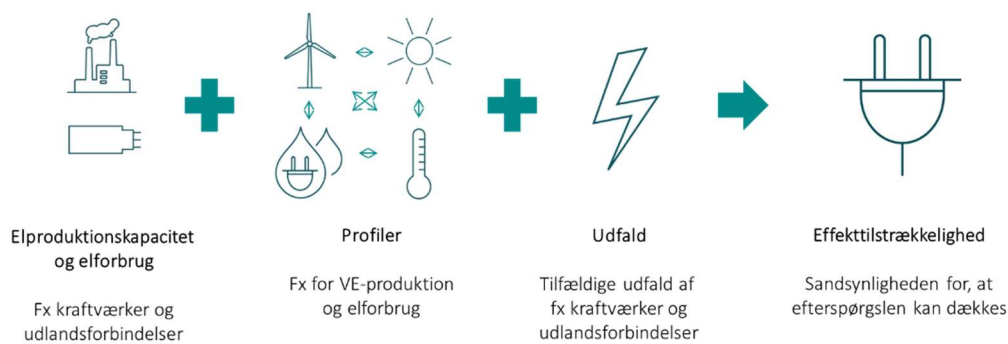
Figur 28 Effektilstrækkelighedsvurdering for Danmark og omkringliggende lande i 2030 i sidste års redegørelse sammenlignet med dette års redegørelse, illustreret ved indikatoren LOLE, det vil sige forventet antal timer berørt af manglende effektilstrækkelighed. I beregningerne indgår, i lighed med sidste år, 36 lande, men i figuren er kun vist de nærmeste lande til Danmark.

3. Bilag III – Metodenotat om effektilstrækkelighed

Energinet ønsker med dette notat at give interessenter indblik i Energinets metode og forudsætninger til beregninger af effektilstrækkelighed. Samtidig benyttes notatet til opfyldelse af § 47, stk. 3, i bekendtgørelse om systemansvarlig virksomhed og anvendelse af eltransmissionsnettet mv.²⁶. Den overordnede analysetilgang og alle analyseresultater mv. er beskrevet i Bilag 2 i denne bilagsrapport.

Energinets metode for effektilstrækkelighedsberegninger er illustreret i Figur 29. Strukturen i dette notat følger den overordnede metode som vist i figuren.

Elproduktion og elforbrug bliver simuleret med klimaprofiler for forskellige historiske klimaår og kombinerer dette med stokastiske udfald på kraftværker og udlandsforbindelser. Alt sammen for hele det europæiske elsystem.



Figur 29 Visualisering af Energinets metode vedrørende effektilstrækkelighedsberegninger.

3.1 Metoder og antagelser, BID3

Til effektilstrækkelighedsberegninger til Redegørelse for elforsyningssikkerhed 2022 benyttes modellen Better Investment Decisions 3 (BID3). BID3 benyttes til modellering af det europæiske day-a-head-elmarked, herunder til effektilstrækkelighedsvurderinger i Energinet.

BID3 benytter således en markedstilgang, som blandt andet modellerer spotpriser i elmarkedet i modsætning til fx Energinets tidligere model FSI og Energistyrelsens model Sisufos, der også benyttes til modellering af effektilstrækkelighed. BID3 benyttes hos flere andre europæiske TSO'er, herunder de øvrige nordiske samt tidligere i ENTSO-E's Mid-term Adequacy Forecast (MAF) og nu i forbindelse med ENTSO-E's European Resource Adequacy Assessment (ERAA).

Modellen simulerer elmarkedet på tværs af Europa (i årets redegørelse 36 lande) og afspejler den danske tilknytning til omverdenen. Modellen vurderer effektilstrækkeligheden i alle de modellerede budområder og tager dermed højde for, hvordan udlandets effektilstrækkelighed påvirker den danske.

²⁶ Bekendtgørelse nr. 1067 af 28/05/2021.

3.2 Elproduktionskapaciteter og -forbrug

3.2.1 Produktionskapaciteter og årligt elforbrug

For Danmark er AF21²⁷ benyttet, mens udlandsdata består af ENTSO-E's ERAA 2021 datasæt²⁸. Som det også er beskrevet i årets redegørelse, er ERAA 2021 datasættet baseret på indmeldinger fra TSO'erne i de enkelte lande på tværs af Europa. Energinet vurderer de udenlandske data som det bedste bud på udviklingen af det europæiske elsystem på indmeldingstidspunktet.

3.2.2 Balanceringsreserver

I det følgende beskrives udelukkende manuelle reserver (mFRR), da de hurtige og automatiske reserver (FCR og aFRR) i både Danmark og i udlandet ikke generelt antages at kunne benyttes til at opretholde effekttilstrækkelighed. De hurtige reserver vil, så vidt muligt, altid skulle være til rådighed for at kunne imødekomme pludselige driftsforstyrrelser, så risikoen for blackout minimeres.

Energinets stokastiske beregninger af effekttilstrækkelighed ønskes at repræsentere situationer, hvor forbrugere i praksis bliver afkoblet på grund af manglende effekt. Det vil sige situationer, hvor Energinet og markedet har benyttet flest mulige "håndtag" til at sikre effekt til forbrugerne. Derfor afspejler beregningerne, hvordan Energinet i praksis vil håndtere situationer med effektmangel. Modellerne begrænses dog naturligt til "håndtag", som kan køre i en time, da modellerne er timebaserede. Derfor inkluderes visse "håndtag" ikke, fx overlastevne på kabler, som kan variere over året.

Jf. europæisk lovgivning skal TSO'erne overholde N-1 kriteriet og således kunne håndtere, at elnettets største enhed i ethvert budområde falder ud. Energinet indkøber blandt andet manuelle reserver (mFRR) til at håndtere udfald af den største enhed i de danske budområder. Herved sikrer reserveerne, at der ved en fejl ikke sker for store ubalancer til nabo-områder. I dag har Energinet også formel mulighed for at aflaste elforbrug inden for 15 minutter i eldistributionsnettene, hvilket giver Energinet et "håndtag", som kan reagere lige så hurtigt som manuelle reserver.

I teorien vil N-1 kriteriet derfor kunne overholdes af enten aktivering af manuelle reserver eller afkobling af elforbrugere. I praksis forventes det ikke realistisk, at elforbrugere vil blive afkoblet på grund af effektknaphed, før en stor portion af de manuelle reserver er brugt til at dække forbrug. Det vil være afhængigt af den konkrete driftssituation. En sådan situationsspecifik inddragelse af de manuelle reserver i effekt mangelsituationer i Energinets effekttilstrækkelighedsberegninger vurderes ikke operationaliserbar på nuværende tidspunkt. Derfor gøres en generisk og forsimplende antagelse om, at hele den manuelle reservekapacitet i Danmark til enhver situation benyttes, før elforbrug afkobles på grund af manglende effekttilstrækkelighed. Det vurderes ikke at have afgørende betydning for resultaterne.

I forbindelse med reservehåndteringen i udlandet benyttes tilgangen i ENTSO-E's ERAA 2021. Det betyder, at de manuelle reserver ikke inddrages for udlandet til at opretholde effekttilstrækkelighed. Reservehåndteringen i Danmark i Energinets effekttilstrækkelighedsvurderinger er således en væsentlig forskel til reservehåndteringen i den europæiske effekttilstrækkelighedsvurdering i ERAA 2021. Tilgangen i ERAA 2021 er at vurdere effekttilstrækkeligheden i elsystemet uden inddragelse af nogen balanceringsreserver (FCR, aFRR, mFRR), mens Danmarks tilgang i Energinets effekttilstrækkelighedsvurderinger er tættere på realtid. Med hensyn til DK2 er det i dag af væsentlig betydning, da de manuelle reserver udgør ca. 600 MW i DK2 eller ca. 25 pct. af DK2's maksimumforbrug i 2021.

²⁷ Analyseforudsætninger til Energinet: <https://ens.dk/service/fremskrivninger-analyser-modeller/analyseforudsætninger-til-energinet>

²⁸ ENTSO-E's ERAA 2021 resultater og metode: [ERAA | European Resource Adequacy Assessment \(ERAA\) \(entsoe.eu\)](https://www.entsoe.eu/raa/)

De automatiske reserver (FCR og aFRR) i Danmark modelleres som et ekstra fast forbrug svarende til den forventede kapacitet for reserveindkøbene. I praksis betyder det et ekstra fast forbrug i hver eneste time på henholdsvis 110 MW i Vestdanmark og 142 MW i Østdanmark. Reservestørrelserne er baseret på Energinets prognose for systemydelse.²⁹

For udlandet er reserveimplementering og -mængde, som skrevet ovenfor, baseret på ERAA 2021.

3.2.3 Aggregering af kraftværker

Kraftværker, som er placeret på centrale kraftværkspladser i Danmark, er modelleret individuelt pr. blok med undtagelse af affaldsværker mindre end 10 MW, som aggregeres med de andre affaldsenheder i samme budområde.

For decentrale kraftværker aggregeres værker på under 10 MW inden for samme brændselskategori, mens enheder større end 10 MW modelleres individuelt.

3.2.4 Bornholm

Bornholm indgår som en del af den østdanske budzone, DK2, i AF21. Da Bornholm ikke er fysisk sammenkoblet med det resterende af DK2, vil elforbrug og -produktion på Bornholm derfor ikke direkte påvirke effektsituationen i det resterende DK2. Til effektilstrækkelighedsvurderinger af DK2 er det derfor hensigtsmæssigt at trække elforbruget på Bornholm fra det resterende elforbrug i DK2. Herudover skal kapaciteten for elproducerende enheder på Bornholm også trækkes fra. Det er stadig uklart, hvordan energiø Bornholm vil blive koblet elektrisk og markedsfølsomt med Bornholm og budzonen DK2, fx om energiøen sammen med det bornholmske forbrug, og den resterende produktion vil få sin egen budzone, eller om Bornholm fortsat vil tilhøre DK2-budzonen. I forbindelse med dette års redegørelse er der derfor ikke ændret ved metoden med hensyn til Bornholm i forhold til sidste år, på trods af at energiøen regnes med fra 2030.

Energinets dekomponering af AF resulterer blandt andet i Netplanlægningsforudsætningerne³⁰ (NPF), som indeholder forudsætningsantagelser for forbrug og produktion på Bornholm. Det klassiske forbrug, forbrug til individuelle varmepumper og til transport angives i NPF som effekttrækket. Effekttrækket bruges til at fordele elforbruget forholdsvis mellem Bornholm og den resterende del af den østdanske budzone DK2. Det resulterende bornholmske elforbrug på mellem 0,21-0,26 TWh/år trækkes dernæst fra det samlede forbrug fra AF21 i DK2, hvilket svarer til mellem 1,4-1,1 pct. af det klassiske elforbrug (brutto) i DK2 baseret på AF21 for årene 2022 til 2032.

I forhold til produktionskapacitet, jf. NPF, er det kapaciteten på Østkraft (ca. 80 MW), ca. 5 MW decentral biogasfyret kraftvarme-elkapacitet, ca. 40 MW landvind og ca. 30 MW solcellekapacitet, som ikke medregnes i effektilstrækkelighedsvurderingerne for årene 2022 til 2032.

3.3 Klimaår

I forbindelse med benyttelse af BID3 har Energinet mulighed for at benytte klimadata fra ENTSO-E's Pan European Climate Database (PECD). Databasen indeholder vind-, sol-, forbrugs- og hydroprofiler fra 35 forskellige historiske klimaår for perioden 1982-2016, som Energinet benytter i sine vurderinger til at give et billede af indflydelsen af forskellige klimaår. Anvendelsen af flere klimaår forventes at føre til en bedre vurdering af effektilstrækkeligheden, fordi historiske år med forskellige kombinationer af elproduktion fra fx vindmøller og højt og lavt elforbrug er repræsenteret.

²⁹ Behovsvurdering for systemydelse 2022: <https://energinet.dk/El/Systemydelser/Markedsførelse-og-behovsvurdering>

³⁰ Forudsætninger for elnetplanlægning: <https://energinet.dk/El/Eltransmissionsnettet/Forudsætninger>

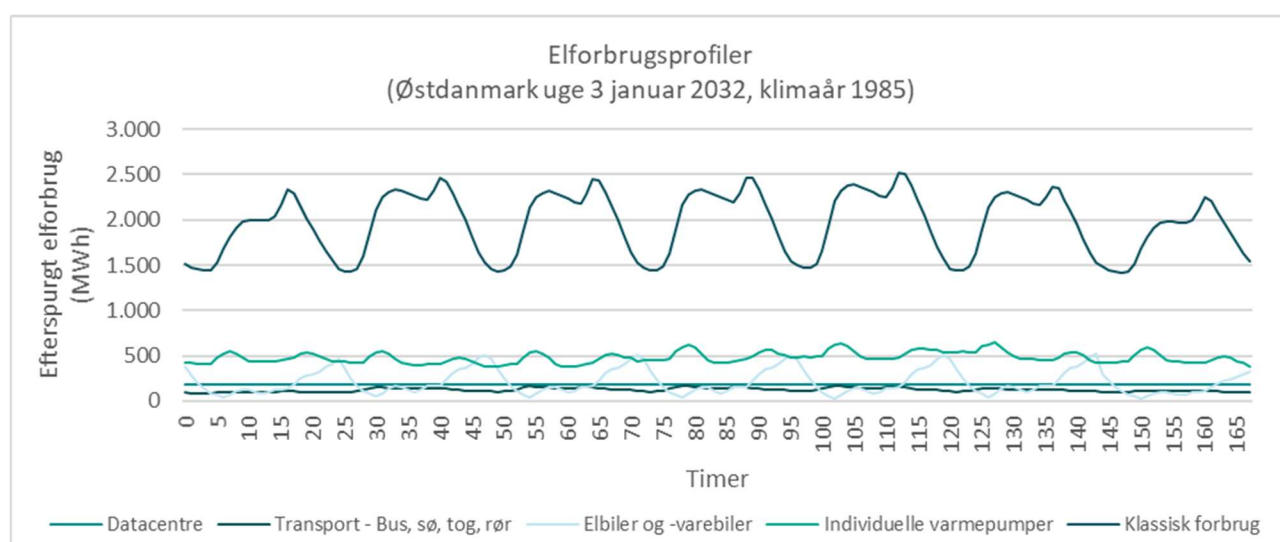
Forbrugsprofilerne kommer fra ENTSO-E's værktøj TRAPUNTA³¹, som danner profilerne blandt andet baseret på historiske temperaturer samt TSO-input (fx fordeling af elforbrug mellem klassisk elforbrug, elbiler og varmepumper). For udlandet bruges de af ENTSO-E konstruerede forbrugsprofiler, som også blev anvendt i ERAA 2021. For Danmark konstruerer Energinet selv forbrugsprofilerne vha. TRAPUNTA. Disse danske forbrugsprofiler er mere udførlige og detaljerede, da de er opsplittet på de forskellige forbrugskategorier i modsætning til dem, som anvendes i ERAA 2021, hvor forbrugskategorierne er lagt sammen og bruger én aggregeret forbrugsprofil.

3.3.1 Danske forbrugsprofiler og antagelser om fleksibilitet

I Energinets effektilstrækkelighedsberegninger antages elforbrug til PtX og elkedler i fjernvarmesystemer helt prisfleksibelt med cut-out-priser under elprisloftet som effektueres i effektilstrækkelighedssituationer, og dermed antages PtX og elkedler i fjernvarmesystemer ikke at give anledning til effektudfordringer. Ydermere antages elforbruget til varmepumper i fjernvarmesystemer at have mulighed for at skubbe deres forbrug +/- to timer i forhold til den ellers angivne klimaårsafhængige elforbrugsprofil. Antagelsen om de to timer er resultatet af en intern analyse foretaget i Energinet, hvor det maksimale fjernvarmebehov i hvert af de større danske fjernvarmesystemer med varmepumpekapacitet er holdt op mod størrelsen på de varmeakkumuleringsstanke, der er i disse systemer. Herfra vurderes det, teoretisk set, hvor længe varmepumpekapaciteten i gennemsnit på tværs af disse systemer kan undværes. Alle andre typer elforbrug følger faste klimaårsafhængige profiler i prognosen for effektilstrækkelighed.

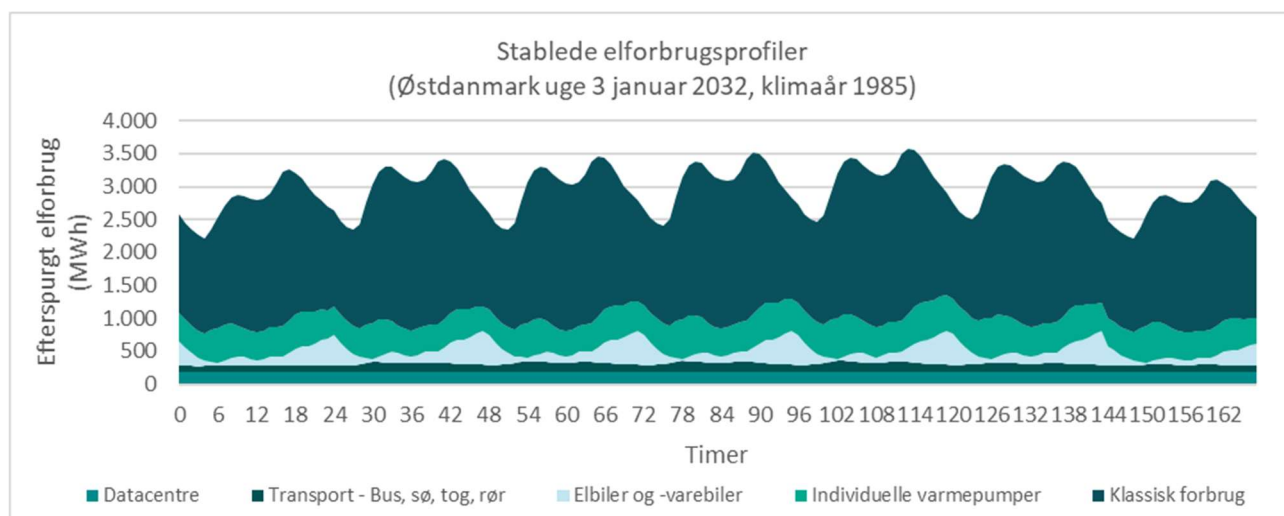
De faste forbrugsprofiler dannes ved hjælp af TRAPUNTA-værktøjet, der genererer en forbrugsprofil for hver af de 35 forskellige klimaår for hver forbrugskategori. I år er der forbrugsprofiler for klassisk elforbrug, individuelle varmepumper, el til transport ("Busser, sø, tog og rør" og "Elbiler og -varebiler") og store datacentre. Et eksempel på disse separate forbrugsprofiler – for en effektilstrækkelighedsmæssig udfordret uge i januar 1985 klimaåret i modelåret 2032 i Østdanmark – fremgår af Figur 30.

I Figur 31 er de tilsvarende forbrugsprofiler stablet, så variationen i det samlede elforbrug fremgår.



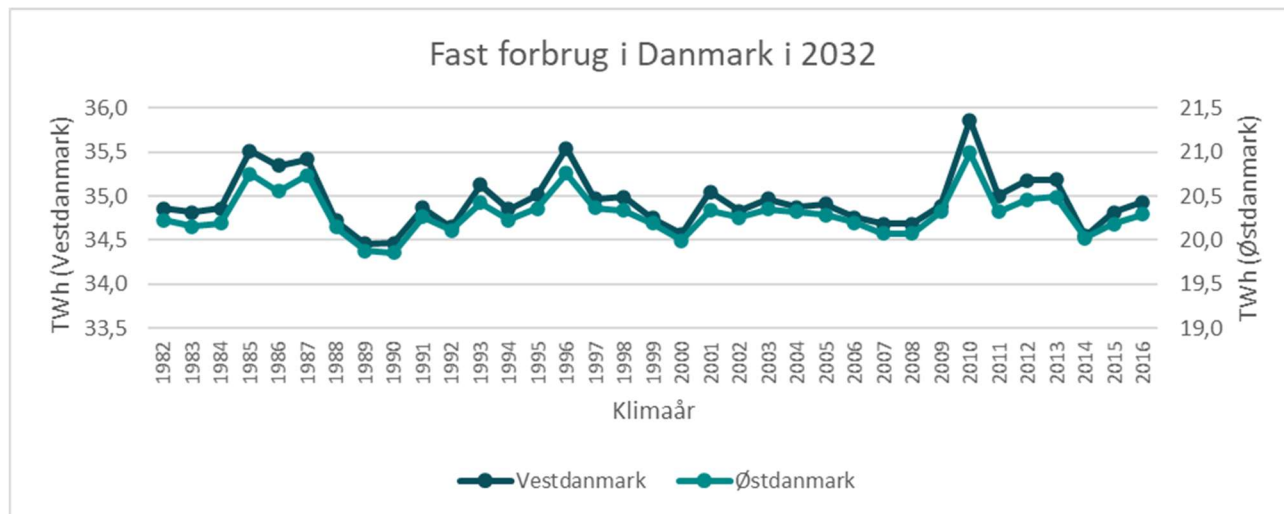
Figur 30 Elforbrugsprofiler for en effektilstrækkelighedsmæssig udfordret uge (mandag til søndag) i januar klimaåret 1985 for året 2032 i Østdanmark (DK2).

³¹ TRAPUNTA er et machine learning værktøj med fokus på at modellere og klimakorrigere klimaafhængige profiler.



Figur 31 Forbrugsprofiler, som illustreret i Figur 30, stablet. Elforbrugsprofiler for en effekttilstrækkelighedsmæssig udfordret uge (mandag til søndag) i januar klimaåret 1985 for året 2032 i Østdanmark (DK2).

Forbruget på budområdeniveau anvendt til beregningerne er skaleret således, at årsforbruget, angivet i AF21, er lig med årsforbruget i klimaåret 2011. Dette er den samme metode, som for Energinets beregninger til business cases beregnet i BID3. Figur 32 viser, hvordan årsforbruget for de faste forbrugskategorier varierer på tværs af klimaår i Vest- og Østdanmark for 2032.

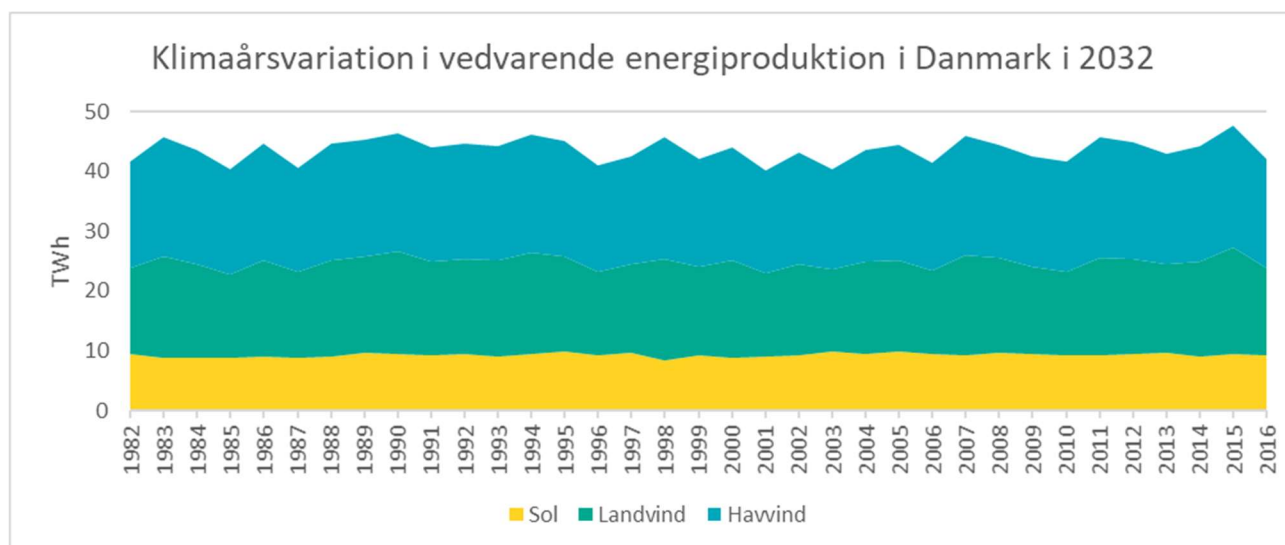


Figur 32 Forbrugsvariationen for de faste forbrugskategorier på tværs af de 35 klimaår benyttet i effekttilstrækkelighedsberegningerne for 2032. Forbruget for Vestdanmark er den mørkeste af kurverne og kan aflæses på venstre akse, mens den lyseste kurve er forbruget for Østdanmark og kan aflæses på højre akse.

3.3.2 VE-profiler

Profilerne for vind og sol er baseret på PECD, som er udarbejdet af DTU og benyttes af ENTSO-E i TYNDP- og ERAA-regi.

Figur 33 nedenfor viser variationen i den danske elproduktion fra VE på tværs af de 35 klimaår for 2032.

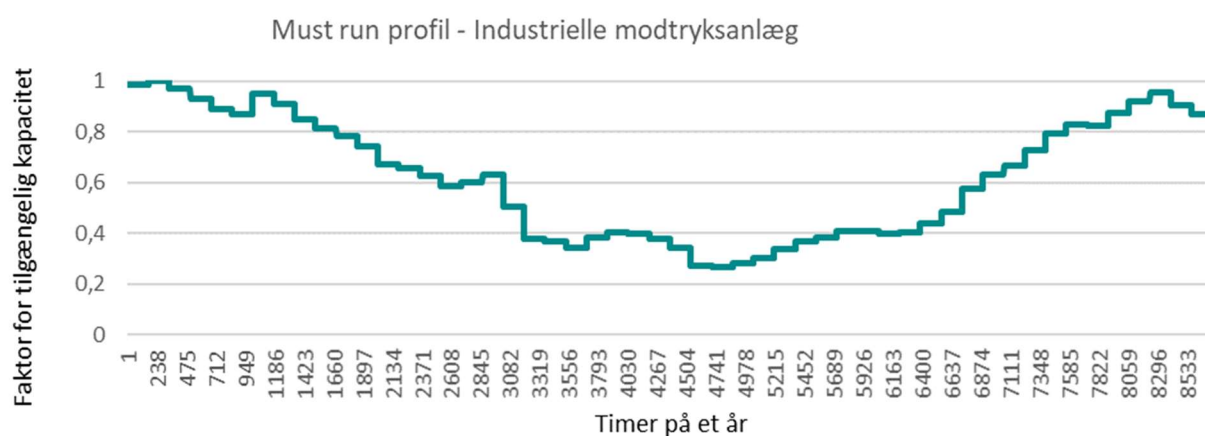


Figur 33 Summen af elproduktion fra vedvarende energikilder i Danmark uden energierne på tværs af de 35 klimaår for 2032.

3.3.3 Must run-profiler

For at simulere danske modtryksværkers begrænsninger for elproduktion på grund af varmebindinger benyttes "must run"-profiler i BID3³². Der er benyttet to forskellige profiler, én til industrielle modtryksanlæg og én til klassiske modtryksanlæg til elproduktion for nettet og varmeforsyning til fjernvarme. Must-run-profilerne for modtryksanlæg er vist i Figur 34 og Figur 35.

Profilen for industrielle modtryksanlæg bliver genereret alene ud fra elproduktionsresultater på timeniveau for disse enheder i Energinets model SIFRE³³. Den samme profil antages på tværs af alle modellerede klimaår.



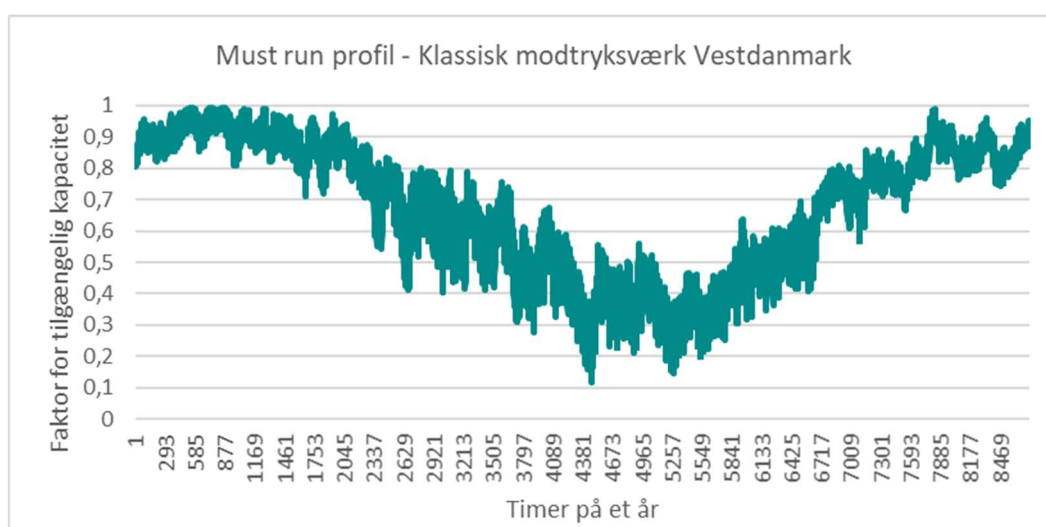
Figur 34 Must run-profilen benyttet til danske industrielle modtryksanlæg. Profilen er et output fra en SIFRE-simulering og er udglattet for at undgå pre-optimering i BID3-simuleringer.

Profilerne for klassiske modtryksanlæg er et resultat af en to-trins-proces:

³² Da varmesiden i det danske energisystem ikke modelleres endogent i BID3-modellen, repræsenteres bindinger i forhold til varmelevering for kraftvarmeværker ved såkaldte must run-/varmebindingsprofiler.

³³ SIFRE simulerer det danske el- og varmesystem: <https://energinet.dk/Analyse-og-Forskning/Beregningsmodeller>

- 1) En fjernvarmebehovsprofil for hvert af de 35 klimaår for henholdsvis Vest- og Østdanmark er blevet modelleret ved hjælp af TRAPUNTA, der anvender machine learning på historiske data til at estimere det fremtidige behov baseret på klima- og kalenderparametre (fx temperatur, vindstyrke og helligdage).
- 2) Disse fjernvarmebehovsprofiler er blevet sammenstillet med data fra AF20. Herudfra bestemmes, hvad de modellerede modtrykssværkers varmebindingsbegrænsning er i forhold til forventet fjernvarmebehov og solvarmeproduktion i den enkelte time for de 35 klimaår i det enkelte fjernvarmeområde. Resultatet herfra giver, hvad de enkelte modtryksanlæg potentielt kan bidrage med i en effekt mangelsituation. Endelig er der konstrueret aggregerede kapacitetsvægtede must run-profiler for hvert prisområde, for hvert analyseår og for hvert klimaår. Aggregeringen skyldes modeltekniske begrænsninger i Energinets effekttilstrækkelighedsmodel. Profilerne er ikke opdateret i forhold til sidste års redegørelse.



Figur 35 Eksempel på must run-profil benyttet til klassiske danske modtryksanlæg i BID3-modelleringen. Det viste eksempel er for Vestdanmark i 2030 med klimaår 2015.

Udtagsværker bliver ikke modelleret med varmebinding. Udtagsværker antages at kunne producere maksimal elproduktion i timer med maksimale elpriser for at maksimere deres indtjening.

3.4 Udetider

Udetidssandsynligheder angives i BID3 på termiske kraftværker og udlandsforbindelser i alle modellerede budområder. For alle udenlandske værker og udlandsforbindelser anvendes udetidsantagelserne fra ERAA 2021. Det betyder, at alle havarisandsynligheder³⁴ og revisioner³⁵ i udlandet er baseret på data anvendt i ERAA 2021. For de danske værker og udlandsforbindelser, der forbinder Danmark med udenlandske zoner, er de anvendte udetidsantagelser beskrevet i de følgende afsnit.

3.4.1 Danske udlandsforbindelser (herunder Storebæltsforbindelsen)

I dette års redegørelse for elforsyningsikkerhed er forbindelsernes udetider opdateret i forhold til sidste år. Opdateringen er på baggrund af samme metode, som tidligere antagelser beroede på historisk data fra 2012-2017, hvor datagrundlaget nu er opdateret til at inkludere data fra 2012-2021. Denne opdatering har medført generelt højere udetidsantagelser for de danske forbindelser, sammenlignet med sidste års antagelser, men vurderes af Energinet til at være et bedre bud end tidligere.

³⁴ Havarier samt relaterede begrænsninger på forbindelsen og fra underliggende net som skyldes havarier.

³⁵ Planlagt vedligehold samt relaterede begrænsninger på forbindelsen og fra underliggende net som skyldes planlagt vedligehold.

Alle danske HVDC-udlandsforbindelser³⁶ antages at have samme udetid, hvorimod der for de to danske AC-udlandsforbindelser³⁷ er separate udetidsantagelser for hver forbindelse. Tabel 17 viser de overordnede antagelser for HVDC-forbindelserne og AC-forbindelsen mellem DK1 og Tyskland (AC Tyskland). Antagelser om AC-forbindelsen mellem Østdanmark og Sverige (AC Øresund) er nærmere beskrevet i efterfølgende underafsnit.

	Samlet udetid [%]	Revision [%]	Havari [%]
HVDC	15,5	10,2	5,3
AC Tyskland	10,8	3,9	6,9

Tabel 17 Udetider for danske udlandsforbindelser. Primærkilden for udetiderne er markedsdata fra 2012-2021. For HVDC-forbindelserne benyttes et kapacitetsvægtet gennemsnit på tværs af alle de danske HVDC-forbindelser.

Fælles for de danske HVDC og AC-udlandsforbindelser antages en havarilængde på syv dage, hver gang et havari indtræffer i modellen. Den antagelse er baseret på ERAA 2021 metodik.

Generelt er antagelserne om den samlede udetid baseret på den historiske tilgængelighed på de danske udlandsforbindelser. Data for HVDC-forbindelserne stammer fra ELFAS-datasættet³⁸, og datasættet for HVAC-udlandsforbindelserne Øresund og Tyskland er udtrukket fra Nord Pool UMM³⁹. Alle udetidsvarigheder er skaleret i forhold til den maksimalt tilgængelige kapacitet pr. grænse⁴⁰ og omregnet til fuldlastækvivalente udetider. For alle udlandsforbindelserne er der anvendt data for udetid, der har påvirket importretningen (samt hvis udetiden har påvirket begge retninger), da det er den danske elforsyningssikkerhed, som er i fokus.

3.4.2 Øresundsmodellering

Øresundsforbindelsen består af fire separate forbindelser (to på 400 kV-niveau og to på 132 kV-niveau). Kapaciteten på Øresundsforbindelsen nedjusteres, hvis en eller flere af de fire forbindelser er ude. Energinet har indført en opbygning i BID3, som forsøger at afspejle denne nedjustering. Nedjusteringen er blevet opdateret til dette års beregninger for i større grad at afspejle de opdelte trin, der repræsenterer kontrolcenter-driftsinstrukspåvirkningen ved udfald på en eller begge 400 kV forbindelser, hvilket kan ses i Tabel 18. De historiske data anvendt, hvor der er 0 MW til rådighed, afspejles i havarisandsynligheden for linje c. De resterende data for havari og revisionshændelser på forbindelsen, hvor tilgængeligheden er over 0 MW, men under fuld kapacitet, er afspejlet i havarisandsynlighed og revision for linje B, hvor datapunkter er skaleret i forhold til 900 MW fremfor 1.300 MW.

Linje-stykker	Kapacitet til rådighed [MW]	Samlet udetid [%]	Revision [%]	Havarisandsynlighed [%]	Forklaring
A	700*	0	0	0	Kapacitet til rådighed ved udfald af en 400 kV-linje. (Denne risiko er påført linje B).

³⁶ Forbindelserne: DK1-NO, DK1-SE, DK1-NL, DK1-GB, DK2-DE, DK1-DK2. DK1 og DK2 angiver de to danske budområder. Yderligere falder alle forbindelser til de to energigør, i Nordsøen og ved Bornholm, i denne kategori. DK2-forbindelsen til Tyskland via Kriegers Flak har ligeledes HVDC-antagelserne.

³⁷ Forbindelserne: DK1-DE ("AC Tyskland"), DK2-SE ("AC Øresund").

³⁸ ELFAS – Elskabernes fejl- og afbrudsstatistik, der ligger til grund for DISTAC-rapporten (Nordic and Baltic HVDC Utilisation and Unavailable Statistics; <https://www.entsoe.eu/publications/system-operations-reports/>)

³⁹ Nord Pool Remit UMM: <https://umm.nordpoolgroup.com/#/messages?publicationDate=all&eventDate=nextweek>

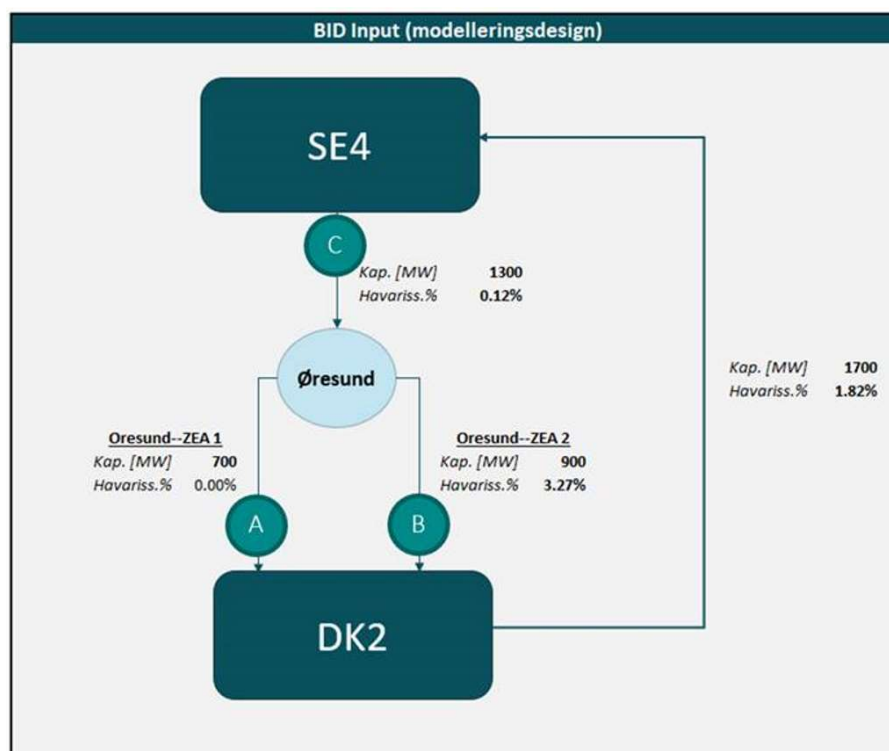
⁴⁰ Den maksimale antagede historiske kapacitet på Tyskland AC er 1.500 MW frem til september 2020 og herefter 2.500 MW i importretningen. Den maksimale kapacitet på Øresund er 1.300 MW i importretningen.

B	900	34,5	31,2	3,3	Havarisandsynlighed og revision repræsenterende risikoen og vedligeholdet for begge 400 kV-linjer, men hvor udfald sker forskudt i tid for linjerne.
C	1300	0,1	0	0,1	Havarisandsynlighed og revision repræsenterende risikoen og vedligeholdet for begge 400 kV-linjer, men hvor udfald sker samtidigt for linjerne. Hele importkapaciteten forsvinder her ved havari af begge 400 kV-linjer.

Tabel 18 Kapacitet på Øresundsforbindelsen fordelt i henhold til gældende driftsinstruks.

* I beregningerne er kapaciteten på maksimalt 700 MW som er en opjustering baseret på en forventet reinvestering af internt net på svensk side. På grund af forventede sæsonvariationer som resultatet af begrænsninger på svensk side antages følgende specifikke kapacitet fra 2025 og frem: Sommer 530 MW, Efterår/forår 630 MW og Vinter 700 MW.

Modelleringen af driftsinstruksen ses i Figur 36. Figuren illustrerer overførselskapacitet og sandsynlighed for havari på den givne linje med retningsbestemte forbindelser.



Figur 36 Modellering af Øresundsforbindelsen i BID3 til effekttilstrækkelighedsberegningerne.

3.4.3 Danske kraftværker

Energinet anvender udetiderne for kraftværker som foreskrevet i AF21⁴¹, hvor det fremgår, at Energinet skal anvende forudsætningerne fra ENTSO-E's ERAA. De overordnede udetidsantagelser fra ERAA 2021 fremgår af Tabel 19 og er indtelt i forhold til værkstyperne.

⁴¹ <https://ens.dk/service/fremskrivninger-analyser-modeller/analyseforudsætninger-til-energinet>

De årlige niveauer i tabellen vedrørende havari er den havarisandsynlighed, som Energinets effekttilstrækkelighedsmodel anvender. Det betyder, at i nogle gennemregninger af et givet år⁴² er der færre og i andre flere havarier end det angivne gennemsnit. Men gennemsnitligt for alle gennemregningerne af det givne år konvergerer resultaterne imod de angivne havarisandsynligheder. Havarilængderne angiver, hvor længe et anlæg forventes ude af drift, når der opstår et havari, det vil sige, de danske kraftværkers havarilængde antages generelt til én dag. Havarilængden har betydning for, hvor stort et antal gennemregninger for en simulering af et givet år, der er nødvendigt for at sikre tilstrækkelig konvergens i resultaterne. Ved et uendeligt antal gennemregninger for en simulering af et år har havarilængden ingen betydning for resultaterne.

Kategori #	Brændsel	Type	Utilgængelighed			
			Havari		Revision	
			Årlig rate	Havarilængde	Årlig rate	Længde
			%	Dage	%	Dage
1	Nuclear	-	5%	7	15%	54
2	Hard coal	old 1	10%	1	7%	27
3	Hard coal	old 2	10%	1	7%	27
4	Hard coal	new	8%	1	7%	27
5	Hard coal	CCS	8%	1	7%	27
6	Lignite	old 1	10%	1	7%	27
7	Lignite	old 2	10%	1	7%	27
8	Lignite	new	8%	1	7%	27
9	Lignite	CCS	8%	1	7%	27
10	Gas	conventional old 1	8%	1	7%	27
11	Gas	conventional old 2	8%	1	7%	27
12	Gas	CCGT old 1	8%	1	7%	27
13	Gas	CCGT old 2	8%	1	7%	27
14	Gas	CCGT present 1	5%	1	7%	27
15	Gas	CCGT present 2	5%	1	7%	27
16	Gas	CCGT new	5%	1	7%	27
17	Gas	CCGT CCS	5%	1	7%	27
18	Gas	OCGT old	8%	1	4%	13
19	Gas	OCGT new	5%	1	4%	13
20	Light oil		8%	1	4%	13
21	Heavy oil	old 1	10%	1	7%	27
22	Heavy oil	old 2	10%	1	7%	27
23	Oil shale	old	10%	1	7%	27
24	Oil shale	new	8%	1	7%	27
25	Fuel cell	Hydrogen	3%	1	2%	7

Tabel 19 Udetider til vurderinger af effekttilstrækkelighed, jf. ERAA 2021 fra ENTSO-E. Enheder, der forbrænder henholdsvis biomasse eller biogas, er allokert til henholdsvis Hard coal eller Gas teknologierne. Dette er de mest lignende teknologityper af ENTSO-E's kategoriseringsmuligheder.

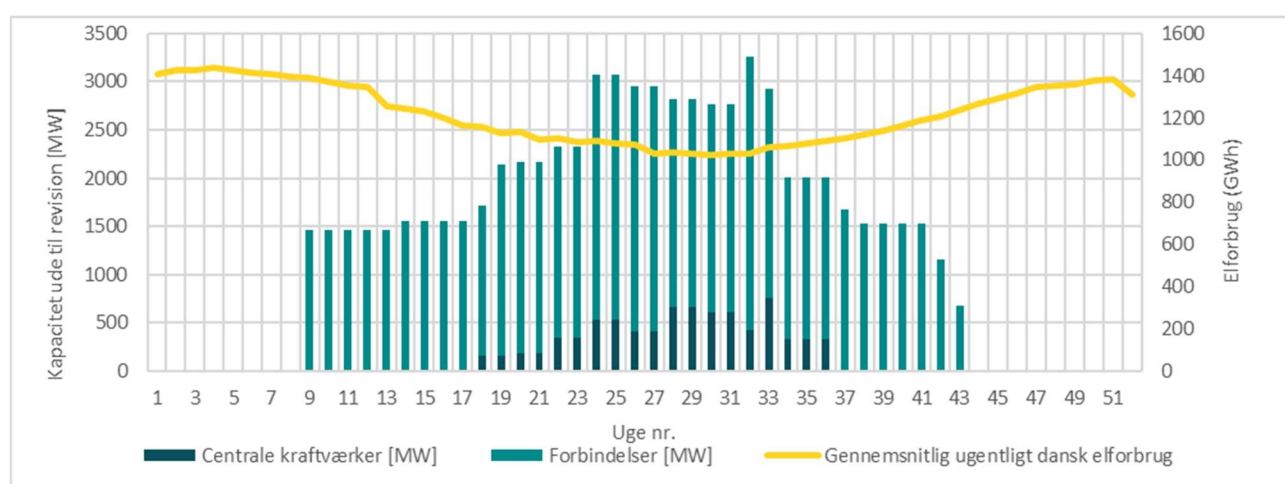
3.4.4 Revisionsplan i Danmark

Udetid til revision er ikke stokastisk i Energinets effekttilstrækkelighedsvurderinger, men revisioner indgår i stedet deterministisk.

⁴² Bemærk, at en simulering af et givet år består af 315 gennemregninger af året.

Revisionsplanen for danske centrale kraftværker og udlandsforbindelser (herunder Storebæltsforbindelsen) er opbygget ud fra revisionsudetiderne beskrevet i foregående afsnit. For de resterende termiske kraftværker (decentrale kraftværker) benyttes en revisionsprofil, hvor rådigheden af den samlede elkapacitet af disse aggregerede værker er lav i sommerperioden og høj i vinterperioden.

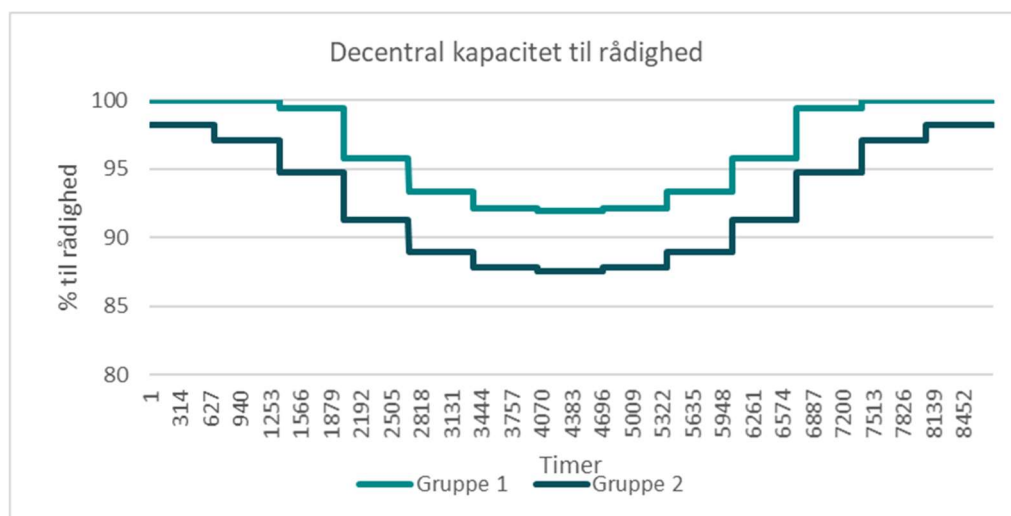
Hovedtanken bag revisionsplanen er at skabe en plan, som er ens for alle år med undtagelse af, hvis værker eller udlandsforbindelser tilsluttes eller udgår af elsystemet. Planen er opbygget således, at revisioner af de centrale termiske kraftværker er placeret i sommerperioden grundet varmebindinger, mens revisioner på udlandsforbindelser er fordelt "omkring" disse. Således er revisioner på udlandsforbindelser placeret primært i foråret og efteråret, hvilket er i tråd med Energinet faktiske metode til revisionsplanlægning. Revisioner af værker og udlandsforbindelser er jævnt fordelt fra forår til efterår således, at mange enheder ikke er ude til revision på samme tid. Revisionsplanen for 2032 er visualiseret i Figur 37.



Figur 37 Anvendt teoretisk revisionsplan for Danmark i 2032. Revisionsplanen dækker centrale kraftværker og udlandsforbindelser, hvor deres kapacitet ude til revision aflæses på venstre akse. Den gule kurve er det gennemsnitlige danske elforbrug (uden PtX) på tværs af de 35 klimaår, som aflæses på den højre akse i GWh.

Decentrale kraftværker, der ikke er omfattet af den værksspecifikke revisionsplan, er tildelt en tilgængelighedsprofil, der tager højde for revisioner i den decentrale kapacitet. Decentrale kraftværker er inddelt i to grupper med separate tilgængelighedsprofiler afhængigt af kraftværkstype i Tabel 19⁴³. Inddelingen i de to grupper skyldes, at der er forskel i revisionsvarigheden for forskellige værkstyper. Tilgængelighedsprofilerne for de to grupperinger af decentrale kraftværker er vist i Figur 38.

⁴³ Gruppe 1 består af værkstyperne: Light oil, Gas OCGT old, Gas OCGT new. Gruppe 2 består af værkstyperne: Gas CCGT old 1, Gas CCGT old 2, Hard coal old 1, Heavy oil old 1.



Figur 38 Tilgængelighedsprofilerne for decentral kapacitet. Gruppering på baggrund af værkstype i Tabel 19. Gruppe 1: Light oil, Gas OCGT old, Gas OCGT new. Gruppe 2: Gas CCGT old 1, Gas CCGT old 2, Hard coal old 1, Heavy oil old 1.

3.5 Opsætning af modelårene 2027 og 2032 for udlandet

Som nævnt i afsnit 2.2.2 regnes ERAA 2021 kun i nedslagsårene 2025 og 2030. Det betyder at der er lagt særlig vægt på de europæiske TSO'ers dataindmelding for disse to nedslagsår, mens det derimod ikke er påkrævet at der indmeldes data i de mellemliggende og efterfølgende år for al data. Det næste nedslagsår i ENTSO-E sammenhæng er 2040, som bruges i ENTSO-Es Ten Year Network Development Plan (TYNDP) som ikke har fokus på effekttilstrækkelighed, som ERAA har. Ligeledes ligger der heller ikke profiler for hverken VE, forbrug og tilgængelighed på elforbindelser og kraftværker. Det er derfor nødvendigt at gennemgå data i nedslagsårene 2027 og 2032 for "huller" og udfylde disse. Dette har været nødvendigt for forskellige kategorier i elsystemet herunder: PtX, elforbindelser, batterier og diverse profiler. Hullerne er udfyldt forskelligt afhængigt af kategori.

3.5.1 Elforbindelser

For elforbindelser mangler kun data for 2032. Der bruges samme værdi og tilgængelighed som i 2030, medmindre andet er angivet i 2031 eller 2032.

3.5.2 PtX og batterier

For både PtX og batterier er der for flere lande ikke angivet data mellem 2025 og 2030 eller mellem 2030 og 2040. Der er derfor brugt lineær interpolation mellem nedslagsårene for at bestemme niveauet i 2027 og 2032. I de tilfælde hvor der ikke er angivet noget i 2025, men først i 2030, antages der heller ikke at være noget i 2027. I tilfælde hvor TSO'er har indmeldt en udvikling i de tekniske egenskaber på batterier med hensyn til forholdet mellem energikapacitet og op- og afladningskapacitet estimeres udviklingen af disse egenskaber på tilsvarende vis.

3.5.3 Profiler

For diverse profiler, herunder for sol- og vindproduktion samt forbrug, bruges 2025-profiler i 2027 og 2030-profiler i 2032. Der tages således ikke højde for den indvirkning der er på VE-profiler når produktionsflåden fornyes og formodentlig bliver mere effektiv i løbet af de to år, der henholdsvis er mellem 2025 og 2027 og 2030 og 2032. Ligeledes påvirkes forbrugsprofiler i udlandet ikke af, at en eventuel forbrugsforøgelse ikke sker jævnt fordelt mellem forskellige forbrugs-kategorier, da udlandet ikke har opdelt forbrug på kategorier, som det er tilfældet med det danske. Tilgængelighed på

kraftværker og elforbindelser, eksempelvis af hensyn til revision, tages på samme måde fra det senest tilgængelige nedslagsår. Det vurderes dog, at dette kun er af mindre betydning når årene ligger så forholdsvis tæt på hinanden.

3.6 Forbrugsafkobling

I praksis er det ikke muligt præventivt at afkoble/aflaste elforbrug ned til præcise MWh-størrelser. Det er kun muligt for Energinet manuelt at forbrugsaflaste i nogle givne MWh-størrelser baseret på forskellige aflastningstrin, som angives af netvirksomhederne i de to danske budområder, jf. Systemforsvarsplan pkt. 22.1⁴⁴.

Hvert budområde er inddelt i et antal aflastningsregioner og 10-12 manuelle aflastningstrin, som hver ikke må være større end 60 MW. Det er disse trin, Energinet i praksis vil aflaste i tilfælde af manglende effekt eller fx overbelastning i elnettet.

Den præcise mængde af aflastet energi i en situation med effektmangel er ikke mulig at kvantificere på forhånd. Forbruget vil variere mellem aflastningsregionerne, derfor vil man i praksis fx aflaste 50 MW i en region og 10 MW i en anden, selv om det er samme aflastningstrin. Aflastningsstørrelser i hvert dansk budområde er antaget statiske i Energinets effektilstrækkelighedsvurderinger i redegørelsen. I Tabel 20 fremgår de af Energinet estimerede faste aflastningstrin.

	Vestdanmark (DK1)	Østdanmark (DK2)
Aflastningstrin	25 MW	35 MW

Tabel 20 Forbrugsafkoblingsskalering for danske områder.

I effektilstrækkelighedsvurderingerne betyder det, at for hver time med effektmangel justeres mængden af ikkeleveret energi for at afspejle aflastningstrinene. Dette giver forskellen på effektilstrækkelighedsindikatorerne EENS (Expected Energy Not Served) og EUE (Expected Unserved Energy), som det også er beskrevet i afsnit 2.3. Hvis eksempelvis EENS i Vestdanmark er 2 MW, rundes der op til 25 MW for EUE, og hvis EENS er 49 MW, rundes der op til 50 MW for EUE. Der rundes således altid op og aldrig ned.

⁴⁴ Energinets systemforsvarsplan: <https://energinet.dk/El/Nettilslutning-og-drift/Netregler/Godkendte-krav-vilkaar-metoder-og-betingelser#RfG>

4. Bilag IV – Ordliste

Tekniske fagudtryk, forkortelser og lignende er beskrevet i ordforklaringen herunder. Når forkortelser anvendes, skrives de ud, første gang de optræder i redegørelsen, og forkortelsen angives herefter i parentes. Herefter anvendes kun forkortelsen.

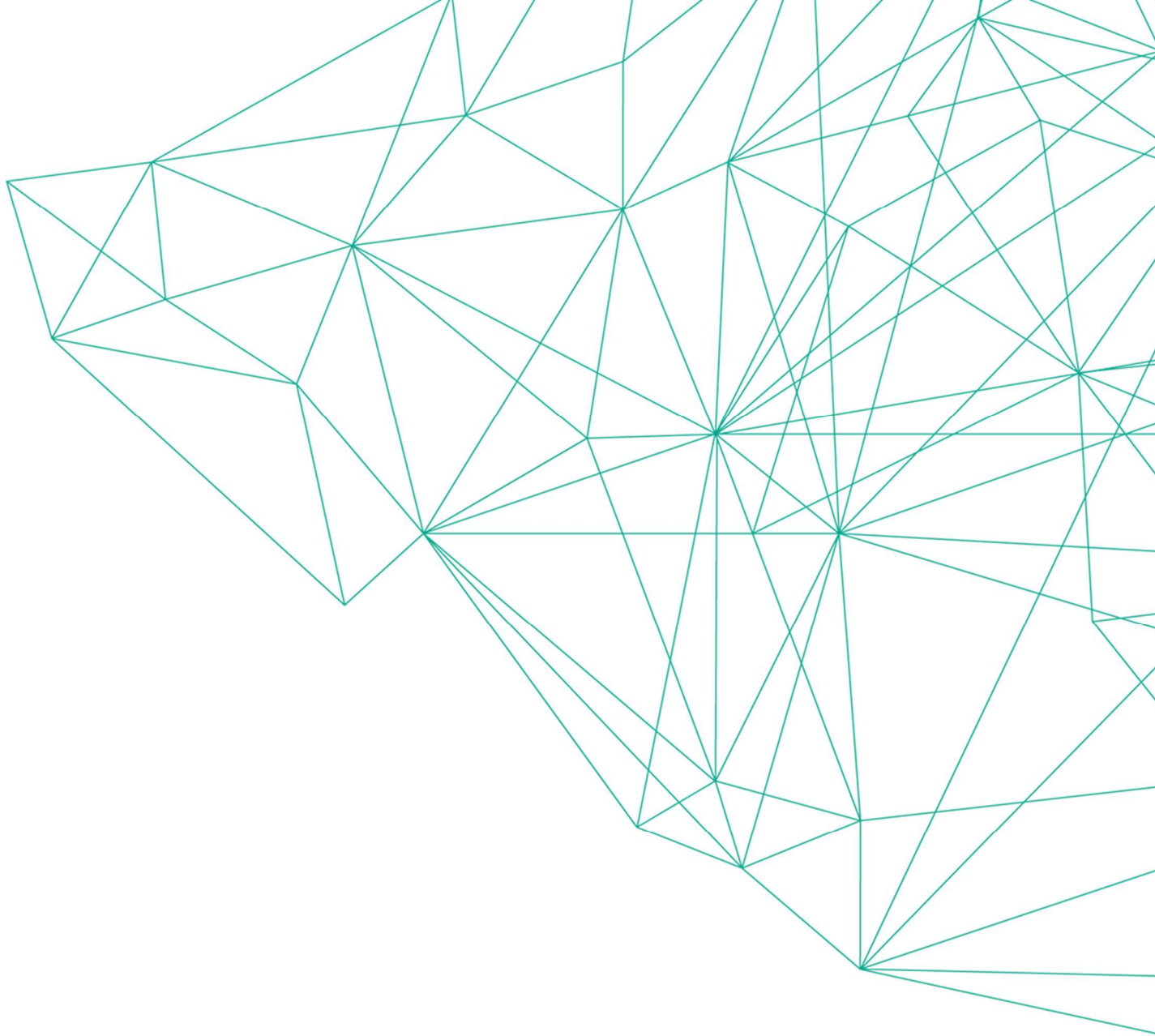
Igennem redegørelsen er officielle dokumenter og love angivet med *kursiv* i teksten.

Fodnoter anvendes primært til kildehenvisninger, fx henvisninger til hjemmesider, love og bekendtgørelser samt til uddybende forklaringer. Hvis en henvisning optræder mere end én gang, anvendes kun fodnotehenvisning første gang, den optræder.

Begreb	Beskrivelse
Afbrudsminutter	Antal minutter pr. år en forbruger eller en gruppe af forbrugere i gennemsnit ikke har adgang til eller forventes ikke at have adgang til elektricitet. For eltransmissionsniveau opgøres fremadrettet (og bagudrettet) afbrudsminutter på baggrund af ikkeleveret energi relativt til den samlede energimængde for året. I eldistributionsnettene registreres for hver afbrudshændelse antallet af afbrudte elkunder og udetiden pr. afbrudt elkunde. På baggrund heraf opgøres afbrudsminutterne som SAIDI (gennemsnitligt antal afbrudsminutter pr. kunde) i eldistributionsnettene. Den forventede udvikling i antallet af afbrudsminutter i eldistributionsnettene, som indgår i redegørelsen, er SAIDI. I eldistributionsnettene registreres der ikke den ikkeleverede energimængde i forbindelse med en afbrudshændelse. Det er dermed ikke muligt at anvende samme metode, som for eltransmissionsnettet. Denne metodiske forskel skal man have in mente, når fremadrettede afbrudsminutter fra eltransmissionsniveau og eldistributionsniveau behandles under ét eller sammenlignes. I den historiske opgørelse af afbrudsminutter i Danmark indgår både eltransmissionsnettets og eldistributionsnettenes bidrag som SAIDI. Tallene er derfor her en-til-en-sammenlignelige. Afbrudsminutter dækker kun over ufrivillig mangel på el.
aFRR	Automatic Frequency Restoration Reserves, også kendt som sekundær reserve. Benyttes til frekvensgenopretning.
BID3	Better Investment Decisions 3. En elmarkedsmodel, der blandt andet kan anvendes til at vurdere effekttilstrækkelighed. Modellen simulerer elmarkedet på tværs af Europa og afspejler således den danske tilknytning til omverdenen.
Blackout	Ukontrolleret afbrydelse af hele – eller dele af – elnettet i et elprisområde.
Brownout	Kontrolleret afkobling af elforbrugere, som følge af mangel på tilstrækkelig el.
CEP	Clean Energy Package. Lovgivningspakke fra Europa-Kommissionen.
CONE	Cost of New Entry (indgangsomkostning). Beskriver den årlige omkostning baseret på investeringsomkostninger og faste omkostninger for ny elproduktionskapacitet eller fleksibelt elforbrug.
Day-ahead-markedet	Elleverandører og producenter handler i day-ahead-markedet for at dække produktion og forbrug for det følgende døgn.
EENS	Expected Energy Not Served. Beregnet forventet mængde af elektricitet, der ikke kan leveres, fordi produktionskapaciteten til rådighed i et område inklusive muligheden for import er mindre end elforbruget i området. EENS beregnes på timebasis og summeres på årsbasis. EENS inddrager prisfleksibelt elforbrug i den udstrækning, det er til rådighed.

Effektminutter	Ikkeleveret elektricitet (beregnet fremadrettet som EUE) divideret med områdets elforbrug ganget med antal minutter i et år for den del, der vedrører produktionsnettet og eksterne forbindelser mellem elprisområder.
Effektilstrækkelighed	Sandsynlighed for, at der er effekt nok til rådighed i et elprisområde, under hensyntagen til elproduktion, eksterne elforbindelser og fleksibelt elforbrug.
Eldistributionsnet-tene	Elnet på et spændingsniveau under 100 kV. Bruges typisk til at flytte el kortere distancer og har typisk tilsluttet mindre kraftværker, mindre vindmølleparker og mindre elforbrugere (fx almindelige husholdninger).
Elforsyningssikkerhed	Sandsynlighed for, at der er elektricitet til rådighed for forbrugerne, når den efterspørges, jf. <i>Lov om elforsyning</i> § 5, stk. 1, nr. 6.
Elnettet	Fælles betegnelse for eltransmissionsnettet og eldistributionsnettene.
Elprisområde/budzone	Geografisk område, hvor det antages, at der ikke er flaskehalse i elsystemet, hvorved elprisen er ens for alle elforbrugere i området.
Elsystemet	Fælles betegnelse for eltransmissionsnettet, eldistributionsnettene, handelsforbindelser, elproducerende enheder og andet, der bidrager til opretholdelse af elforsyningen.
Eltransmissionsnet-tet	Elnet på et spændingsniveau over 100 kV. Bruges typisk til at flytte el over lange distancer og har typisk tilsluttet store kraftværker, store vindmølleparker og store elforbrugere (fx datacentre).
Energinet	Energinet er en selvstændig offentlig virksomhed under Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet. Energinet ejer og udvikler eltransmissionsnet og gasnet i Danmark for at indpasse mere vedvarende energi, opretholde forsyningssikkerhed og sikre lige markedsadgang til nettene.
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity. Sammenlutning af europæiske TSO'er.
ERAA	European Resource Adequacy Assessment. Vurdering af den fremadrettede effektilstrækkelighed på tværs Europa udarbejdet af ENTSO-E. Erstatte MAF fra 2021 og frem.
EUE	Expected Unserved Energy. EENS korrigeret for kontrollerede, præventive elafbrydelser (brownouts) samt ukontrollerede elafbrydelser (blackouts).
FCR	Frequency Containment Reserves, også kendt som primær reserve. Benyttes til frekvensstabilisering.
Flow-based markedskobling	Mekanisme til markedskobling af forskellige elprisområder i elmarkeder, hvor flow-based tilgangen til bestemmelse af den tilgængelige transmissionskapacitet mellem elprisområder anvendes. Flow-based tilgangen er én metode til at fastlægge transmissionskapacitet mellem elprisområder, mens net transfer capacity (NTC) tilgangen er en anden.
FSI	Forsyningssikkerhedsindex. Model til modellering af effektilstrækkelighed, som Energinet tidligere har benyttet.
Intraday-markedet	Markedet mellem day-ahead-markedet og én time før selve driftstimen.
LOLE	Loss of load expectation. Den forventede hyppighed af situationer, hvor produktionskapaciteten til rådighed i et område, inklusive muligheden for import, er mindre end elforbruget i området.

MAF	Midterm Adequacy Forecast. Tidligere vurdering af den fremadrettede effekttilstrækkelighed på tværs Europa udarbejdet af ENTSO-E frem til 2020.
mFRR	Manual Frequency Restoration Reserves, også kendt som tertiær reserve. Benyttes til balanceudligning.
N-1 princippet	Princippet bruges til planlægning og drift af elsystemet og siger, at eltransmissionsnettets overordnede funktioner skal forblive intakte ved udfald af en vilkårlig komponent i elsystemet.
Netregler	Netregler er den populære betegnelse for otte af Europa-Kommissionens forordninger, hvoriblandt kan nævnes CACM (Capacity Allocation & Congestion Management), EB (Electricity Balancing), RfG (Requirement for Generators) og SO GL (System Operation Guideline).
Nettilstrækkelighed	Nettilstrækkelighed er eltransmissions- og eldistributionssystemets evne til at transportere tilstrækkelig elektricitet fra elproduktionssted til elforbrugssted.
PtX	Power-to-X. Samlet betegnelse for forædlingsprocesser, hvor elektricitet omdannes til anden energibærer, fx brint, syntetiske flydende brændstoffer eller ammoniak.
Regulerkraft	Regulerkraft anvendes til manuelt at opretholde balancen (og dermed frekvensen) i det samlede elsystem. På regulerkraftmarkedet kan aktører indgive bud på op- og nedregulering i driftstimen. mFRR skal indmeldes i dette marked, og regulerkraft er derfor aktivering af indmeldte bud for mFRR.
Reserver	Generel betegnelse for de systemydelser, i form af energiaktivering og kapacitet, som Energinet indkøber til at opretholde en stabil og sikker drift af elsystemet.
SAIDI	System Average Interruption Duration Index. Den gennemsnitlige varighed af afbrud pr. kunde.
Systembærende egenskaber	De ydelser, der er nødvendige for at opretholde en sikker og stabil drift af elsystemet: Frekvensstabilitet og spændingsstabilitet.
VoLL	Value of lost load. En økonomisk indikator, som udtrykker omkostningerne ved afbrudt elforsyning.



ENERGINET

Energinet
Tonne Kjærsvej 65
DK-7000 Fredericia

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

KOLOFON

Forfatter: HKT/DGR
Dato: 3. november 2022