



NOTAT

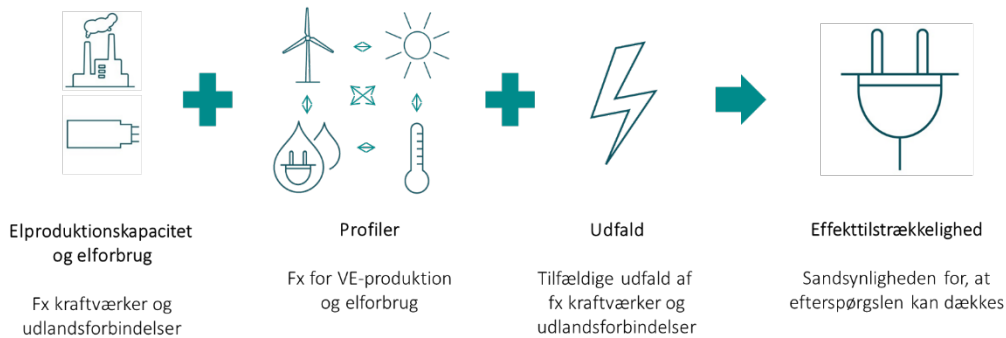
EFFEKTTILSTRÆKKEIGHEDSBEREGNINGER – METODER OG ANTAGELSER TIL REDEGØRELSE FOR ELFORSYNINGSSIKKERHED 2021

Indhold

1. Målsætning for modellering af effekttilstrækkelighed.....	3
2. Effekttilstrækkelighedsberegninger i BID3 generelt.....	3
3. Elproduktionskapaciteter og -forbrug.....	3
3.1 Produktionskapaciteter og årligt elforbrug	3
3.2 Balanceringsreserver	3
3.3 Aggregering af kraftværker.....	4
3.4 Bornholm	5
4. Klimaår og profiler for forbrug, vind- og solproduktion	5
4.1 Danske forbrugsprofiler	5
4.2 VE-profiler	7
4.3 Must run profiler	7
5. Udetidssandsynligheder.....	9
5.1 Danske udlandsforbindelser (herunder Storebælt forbindelsen).....	9
5.1.1 Øresundsmodellering	10
5.2 Danske kraftværker	11
5.3 Revisionsplan i Danmark.....	12
6. Forbrugsafkoblingsskalering	14

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.¹. Den overordnede analysetilgang og alle analyseresultater mv. er beskrevet i appendiks A i Redegørelse for elforsyningsikkerhed 2021.

Energinets metode for effektilstrækkelighedsberegninger er illustreret i Figur 1. 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.



Strukturen i dette notat følger den overordnede metode som vist i Figur 1.

¹ Bekendtgørelse nr. 1067 af 28/05/2021.

1. Målsætning for modellering af effektilstrækkelighed

Overordnet er det Energinets målsætning, at vurderinger af effektilstrækkelighed skal være så tæt på virkeligheden som muligt. Tanken er derfor at inkludere så meget af den faktiske drift af elsystemet som muligt for at vise, hvornår elforbrugere reelt vil blive afkoblet grundet manglende effektilstrækkelighed.

2. Effektilstrækkelighedsberegninger i BID3 generelt

Til effektilstrækkelighedsberegninger til Redegørelse for elforsyningssikkerhed 2021 benyttes modellen Better Investment Decisions (BID3). BID3 benyttes til modellering af elmarkedet, herunder til effektilstrækkelighedsvurderinger.

BID3 benytter således en markedstilgang, som blandt andet modellerer spotpriser i elmarkedet i modsætning til fx Energinets tidligere model FSI og Energistyrelsens model Sisyfos, 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 Midterm Adequacy Forecast (MAF) og nu i ENTSO-E's European Resource Adequacy Assessment (ERAA). Dermed får Energinet bedre mulighed for at kunne bruge resultaterne, både nationalt og internationalt.

Modellen simulerer elmarkedet på tværs af Europa (i årets redegørelse 37 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.

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 temperaturprofiler for perioden 1982-2016, som Energinet benytter i sine vurderinger til at give et billede af indflydelse af forskellige klimaår. Anvendelsen af flere klimaår forventes at føre til en bedre vurdering af effektilstrækkeligheden, fordi år med forskellige kombinationer af elproduktion fra fx vindmøller og højt og lavt elforbrug er repræsenteret.

3. Elproduktionskapaciteter og -forbrug

3.1 Produktionskapaciteter og årligt elforbrug

For Danmark er Energistyrelsens Analyseforudsætninger til Energinet 2020 (AF20)² benyttet, mens udlandsdata består af ENTSO's MAF20 datasæt³. Som det også er beskrevet i årets redegørelse, er MAF20 datasættet baseret på indmeldinger fra TSO'erne i de enkelte lande på tværs af Europa. Energinet vurderer det udenlandske data som det bedste bud på udviklingen af det europæiske elsystem på indmeldingstidspunktet.

3.2 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 opretholdelse af effektilstrækkelighed. De hurtige reserver vil så vidt muligt altid skulle være til rådighed for at kunne imødekomme pludselige driftsforstyrrelser, således at risikoen for blackout minimeres.

² <https://ens.dk/service/fremskrivninger-analyser-modeller/analyseforudsætninger-til-energinet>

³ <https://www.entsoe.eu/outlooks/midterm/>

Energinets stokastiske beregninger af effektilstrækkelighed ønskes at repræsentere situationer, hvor forbrugere i praksis bliver afkoblet grundet 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 overlasterne på kabler, som kan variere over året.

Jævnfør europæisk lovgivning skal TSO'erne overholde N-1 kriteriet og således kunne håndtere, at elnettets største enhed i ethvert budområde falder ud. Energinet indkøber bl.a. manuelle reserver (mFRR) til at håndtere udfald af den største enhed i de danske budområder. Her ved sikrer reserverne, at der ved en fejl ikke sker for store ubalancer til naboområder. I dag har Energinet også formel mulighed for at aflaste elforbrug inden for 15 minutter i eldistributionsnetten, 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 effektmangelsituationer i Energinets effektilstrækkelighedsberegninger 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 pga. manglende effektilstrækkelighed. Det vurderes ikke at have afgørende betydning for resultaterne.

I forbindelse med reservehåndteringen i udlandet benyttes tilgangen i ENTSO-E's MAF20. Det betyder, at de manuelle reserver ikke inddrages for udlandet til at opretholde effektilstrækkelighed.

Reservehåndteringen i Danmark i Energinets effektilstrækkelighedsvurderinger er således en væsentlig forskel til reservehåndteringen i den europæiske effektilstrækkelighedsvurdering i ENTSO-E's MAF. Tilgangen i MAF er at vurdere effektilstrækkeligheden i elsystemet uden inddragelse af nogen balanceringsreserver (FCR, aFRR, mFRR), mens Danmarks tilgang i Energinets effektilstrækkelighedsvurderinger er tættere på real-time. For 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 2020.

De automatiske reserverne (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 DK1 og 86 MW i DK2. Reservestørrelserne er baseret på Energinets prognose for systemydelse.⁴ For udlandet er reserveimplementering og -mængde baseret på MAF20.

3.3 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.

⁴ Behovsvurdering for systemydelse 2021: <https://energinet.dk/El/Systemydelse/Markedsgoerelse-og-behovsvurdering>

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

3.4 Bornholm

Bornholm indgår som en del af DK2 i Analyseforudsætninger til Energinet. 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 effekttilstrækkeligheds-vurderinger 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.

Et studie baseret på udtræk af elforbrug fordelt på kommuneniveau fra energidataservice.dk viste, at elforbruget i Bornholms kommune i 2014-2017 i gennemsnit var ca. 0,22 TWh. I samme periode var gennemsnittet i de resterende kommuner i DK2 ca. 12 TWh. Elforbruget i Bornholms kommune udgør således ca. 1,8 pct. af elforbruget i alle DK2's kommuner (dvs. kommuner på Bornholm, Sjælland, Lolland og Falster med øer).

Derfor fratrækkes ca. 0,24 TWh/år af elforbruget i DK2, hvilket svarer til omkring 1,8 pct. af det klassiske elforbrug (brutto) i DK2 baseret på Analyseforudsætninger til Energinet 2020 (AF20) for årene 2021 til 2031.

I forhold til produktionskapacitet er det alene kapaciteten på Østkraft, som ikke medregnes i effekttilstrækkelighedsvurderingerne. Det svarer til ca. 100 MW ifølge AF20.

4. Klimaår og profiler for forbrug, vind- og solproduktion

Der benyttes profiler for 35 forskellige historiske klimaår (1982-2016).

Vind- og solprofilerne er fra *the Pan European Climate Database* (PECD) og er tilsvarende profilerne, som også benyttes i MAF20.

Forbrugsprofilerne kommer fra ENTSO-E's værktøj TRAPUNTA⁵, 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 anvendes i MAF20. For Danmark konstruerer Energinet selv forbrugsprofilerne vha. TRAPUNTA. Disse danske forbrugsprofiler er mere udførlige/detaljerede end dem, som anvendes i MAF20.

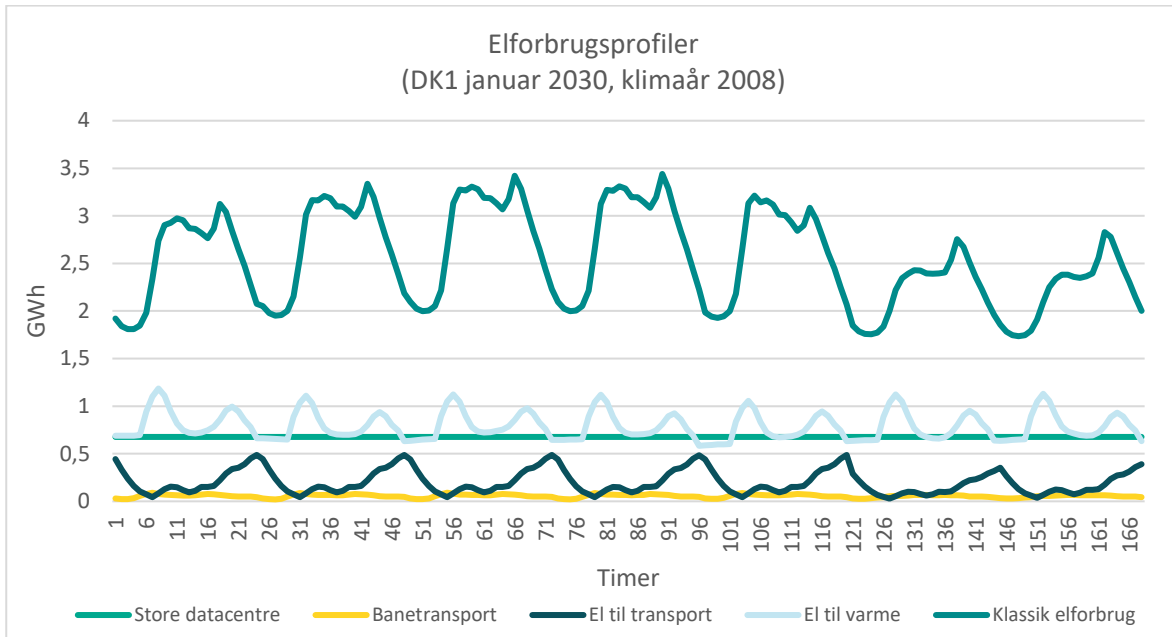
4.1 Danske forbrugsprofiler

Som det anføres i redegørelsens afsnit 6.2.1 er det alene elforbrug til PtX, som antages prisfleksibelt i effekttilstrækkelighedsberegningerne til årets redegørelse. Alle andre typer elforbrug følger faste profiler.

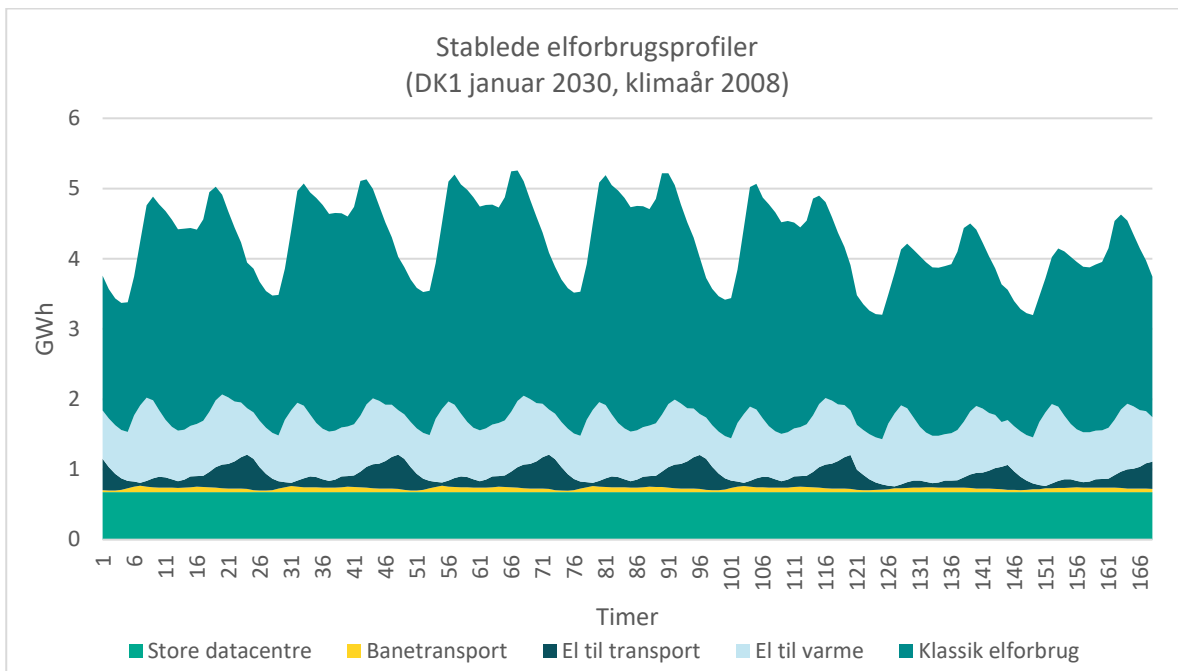
Forbrugsprofilerne bliver dannet ved hjælp af TRAPUNTA-værktøjet, der genererer 35 forskellige forbrugsprofiler for hver forbrugskategori. I år er der forbrugsprofiler for klassisk elforbrug, el til varme (store varmepumper, elkedler og individuelle varmepumper), el til transport (personbiler, busser og søtransport), banetransport og store datacentre. Et eksempel på disse separate forbrugsprofiler for en uge i januar i 2030 i DK1 for klimaåret 2008 fremgår af Figur 2. I

⁵ TRAPUNTA er et machine learning værktøj med fokus på at modellere og klimakorrigere klimaafhængige profiler.

Figur 3 er de tilsvarende forbrugsprofiler stablet, så variationen i det samlede elforbrug fremgår.



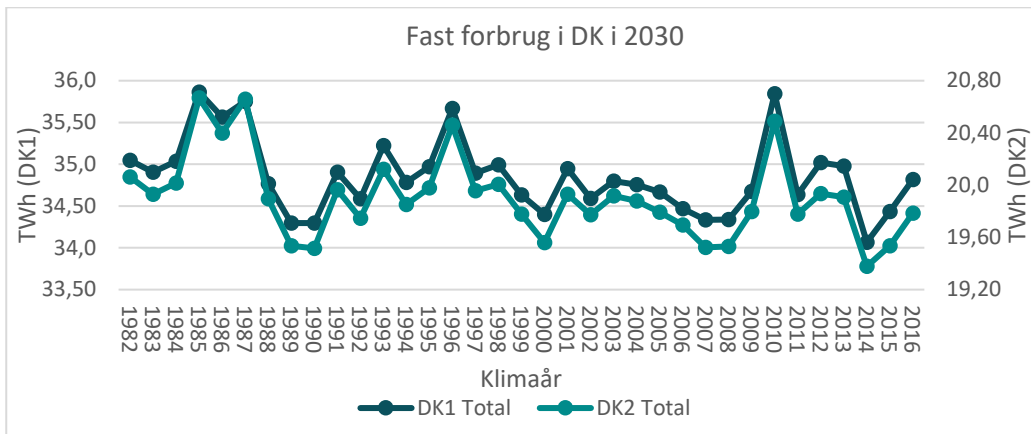
Figur 2 Elforbrugsprofiler for en gennemsnitsuge (mandag til søndag) i januar (baseret på de første fire uger i januar) 2030 i DK1 for klimaåret 2008.



Figur 3 Forbrugsprofiler, som illustreret i Figur 2, stablet. Elforbrugsprofiler for en gennemsnitsuge (mandag til søndag) i januar (baseret på de første fire uger i januar) 2030 i DK1 for klimaåret 2008.

Forbruget på budområdeniveau er skaleret således, at gennemsnittet på tværs af de 35 klimaår giver årsforbruget angivet i AF anvendt til beregningerne⁶. Figur 4 viser, hvordan årsforbruget varierer på tværs af klimaår i DK1 og DK2 for 2021.

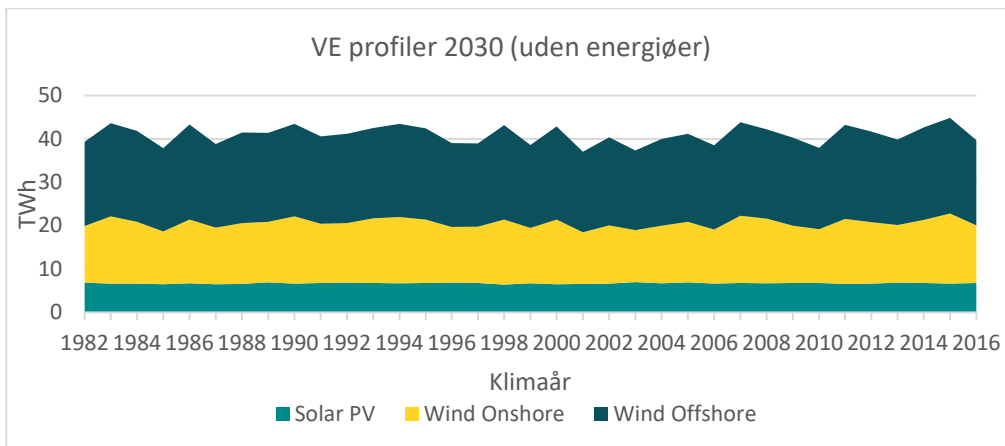
⁶ For store elkedler og varmepumper anvendes elforbruget fra Sifre modelleringen til BID3, da disse antages delvis prisfleksible grundet deres bindinger til fjernvarmeproduktionen.



Figur 4 Forbrugsvariationen på tværs af de 35 klimaår benyttet i effektilstrækkelighedsberegningerne for 2030. Forbruget for DK1 er den mørkeste af kurverne og kan aflæses på venstre akse, mens den lyseste kurve er forbruget for DK2 og kan aflæses på højre akse.

4.2 VE-profiler

Profilerne for vind og sol er baseret på PECD, som er udarbejdet af DTU og benyttes af ENTSO-E i TYNDP- og MAF-regi. Figur 5 nedenfor viser variationen i den danske elproduktion fra VE på tværs af de 35 klimaår for 2030.



Figur 5 Summen af elproduktion fra vedvarende energikilder i Danmark uden energioerne på tværs af de 35 klimaår for 2030.

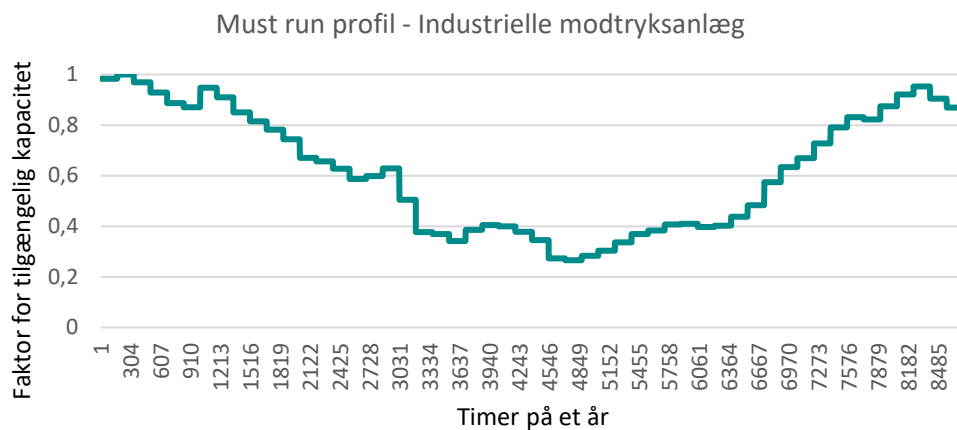
4.3 Must run profiler

For at simulere danske modtryksværkers begrænsninger for elproduktion på grund af varmebindinger benyttes "must run" profiler i BID3⁷. Der er benyttet to forskellige profiler, én til industrielle modtryksanlæg og én til klassiske modtryksanlæg. Must-run profilerne for modtryksanlæg er vist i Figur 6 og Figur 7.

Profilen for industrielle modtryksanlæg bliver genereret alene ud fra elproduktionsresultater på timeniveau for disse enheder i Energinets model SIFRE⁸. Den samme profil antages på tværs af alle modellerede klimaår.

⁷ Da varmesiden i det danske energisystem ikke modelleres endogent i BID-modellen repræsenteres bindinger ift. varmelevering for kraftvarmeværker ved såkaldte must run-/varmebindingsprofiler.

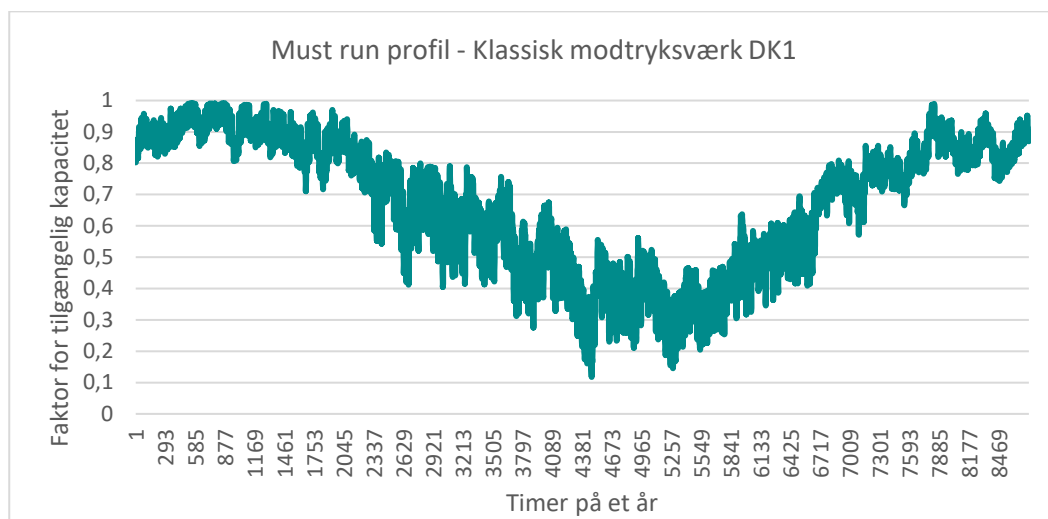
⁸ SIFRE simulerer det danske el- og varmesystem: <https://energinet.dk/Analyse-og-Forskning/Beregningsmodeller>



Figur 6 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-steps proces:

- 1) En fjernvarmebehovsprofil for hvert af de 35 klimaår for henholdsvis DK1 og DK2 er blevet modelleret ved hjælp af TRAPUNTA, der anvender machine learning på historisk 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 modtryksværkers 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 effektmangelsituation. 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 effektilstrækkelighedsmodel.



Figur 7 Eksempel på must run profil benyttet til klassiske danske modtryksanlæg i BID3-modelleringen. Det viste eksempel er for DK1 i 2030 med klimaår 2015.

Udtræksværker bliver ikke modelleret med varmebinding. Udtræksværker antages at kunne/ville producere maksimal elproduktion i timer med maksimale elpriser.

5. Udetidssandsynligheder

Udetidssandsynligheder angives i BID3 på termiske kraftværker og udlandsforbindelser i alle modellerede budområder. For alle udenlandske værker og udlandsforbindelser anvendes udetidsantagelserne fra MAF20. Det betyder, at alle havarisandsynligheder og revisioner⁹ i udlandet er baseret på data anvendt i MAF20. For de danske værker og udlandsforbindelser er udetidsantagelserne beskrevet i de følgende afsnit.

5.1 Danske udlandsforbindelser (herunder Storebælt forbindelsen)

Alle danske HVDC-udlandsforbindelser¹⁰ antages at have samme udetid i Energinets effekttilstrækkelighedsberegninger. For de to danske AC-udlandsforbindelser¹¹ er der separate udetidsantagelser for hver forbindelse. Tabel 1 viser de overordnede antagelser for HVDC-forbindelserne og AC-forbindelsen mellem DK1 og Tyskland (AC Tyskland). Antagelser om AC-forbindelsen mellem DK2 og Sverige (AC Øresund) er nærmere beskrevet i afsnit 5.1.1.

	Samlet udetid [%]	Revision [%]	Havari [%]
HVDC	11	5,8 (21dage)	5,3
AC Tyskland	10	5,8 (21dage)	4,3

Tabel 1 Udetider for danske udlandsforbindelser. Primærkilden for udetiderne er markedsdata fra 2012-2017¹².

Fælles for de danske HVDC og AC-udlandsforbindelser antages og anvendes en havarilængde på 7 dage hver gang et havari indtræffer i modellen. Denne antagelse er baseret på MAF20¹³.

Generelt er antagelserne om den samlede udetid baseret på den historiske tilgængelighed på de danske udlandsforbindelser. Energinets markedsdata¹⁴ er benyttet som primær kilde, hvor den tilgængelige importkapacitet er set i forhold til den maksimalt tilgængelige kapacitet pr. grænse. For HVDC-forbindelserne benyttes et kapacitetsvægtet gennemsnit på tværs af alle de danske HVDC-forbindelser.

Markedsdata er valgt som kilde, da det er den eneste kilde, som kan give den tilgængelige importkapacitet, og desuden er den tjekket mod Nord Pools markedsdata. Data kan således repliceres og er offentligt tilgængelige. En anden offentlig kilde til udetider for udlandsforbindelser er afbrudsstatistikken for de nordiske og baltiske HVDC-forbindelser (DISTAC)¹⁵. Udfordringen er dog, at DISTAC udelukkende ser på HVDC-forbindelser – og i begge retninger. Ved at se på fx begrænsninger i begge retninger vil man formentlig over- eller undervurdere mængden af begrænsninger. DISTAC kan derimod give en opdeling af udetiden i planlagt (revision) og ikke-planlagt (havari) udetid. Markedsdata og DISTAC vurderes at give samme billede på den samlede udetid for HVDC-forbindelserne.

⁹ Revision dækker i dette notat over alt planlagt vedligehold.

¹⁰ 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 energigrupper, i Nordsøen og ved Bornholm, i denne kategori.

¹¹ Forbindelserne: DK1-DE ("AC Tyskland"), DK2-SE ("AC Øresund").

¹² For AC Tyskland er det reelt kun data for årene 2016 og 2017, som ligger til grund for de 10 pct. samlet udetid. Årene 2012-2015 var kendetegnet ved store begrænsninger på grænsen som ikke vurderes repræsentative for vurderinger effekttilstrækkeligheden fremadrettet.

¹³ Samme antagelse er gjort for alle udenlandske interconnectorer.

¹⁴ Tidligere fandtes markedsdataportalen, i dag henvises til energidataservice.dk.

¹⁵ Nordic and Baltic HVDC Utilisation and Unavailability Statistics: <https://www.entsoe.eu/publications/system-operations-reports/>

Fordelingen af udetid mellem havari og revision er baseret på DISTAC og Energinet vurderinger. DISTAC data for periode 2012-2019 viser, at de danske HVDC-forbindelser i gennemsnit var udetid til planlagt vedligehold i ca. 6 pct. af tiden over årene. Dette understøtter antagelsen om tre ugers udetid pr. år i gennemsnit på grund af planlagt vedligehold.

5.1.1 Øresundsmodellering

Øresundforbindelsen består af fire separate forbindelser (to på 400 kV og to på 132 kV). Kapaciteten på Øresundforbindelsen nedjusteres, hvis en eller flere af de fire forbindelser er ude. Importkapaciteten sættes i praksis, jf. Energinets nuværende driftsinstruks (koordineret med Svenska kraftnät), til næsten alle kapaciteter mellem 0 og 1.300 MW, men er centreret omkring 0, 400, 900 og 1.300 MW. Herudfra har Energinet indført en opbygning i BID3, som forsøger at afspejle disse niveauer og den vægtede havarisandsynlighed.

Først er der set på, hvilke udfald (og kombinationer heraf) af de fire kabelsystemer i Øresundforbindelsen, som leder til hvilke niveauer af overførselskapacitet. Dette er sammenholdt med den samlede sandsynlighed for et havari på Øresundforbindelsen. Heraf fås sandsynligheden for at have en given overførselskapacitet til rådighed, hvilket kan ses i Tabel 2

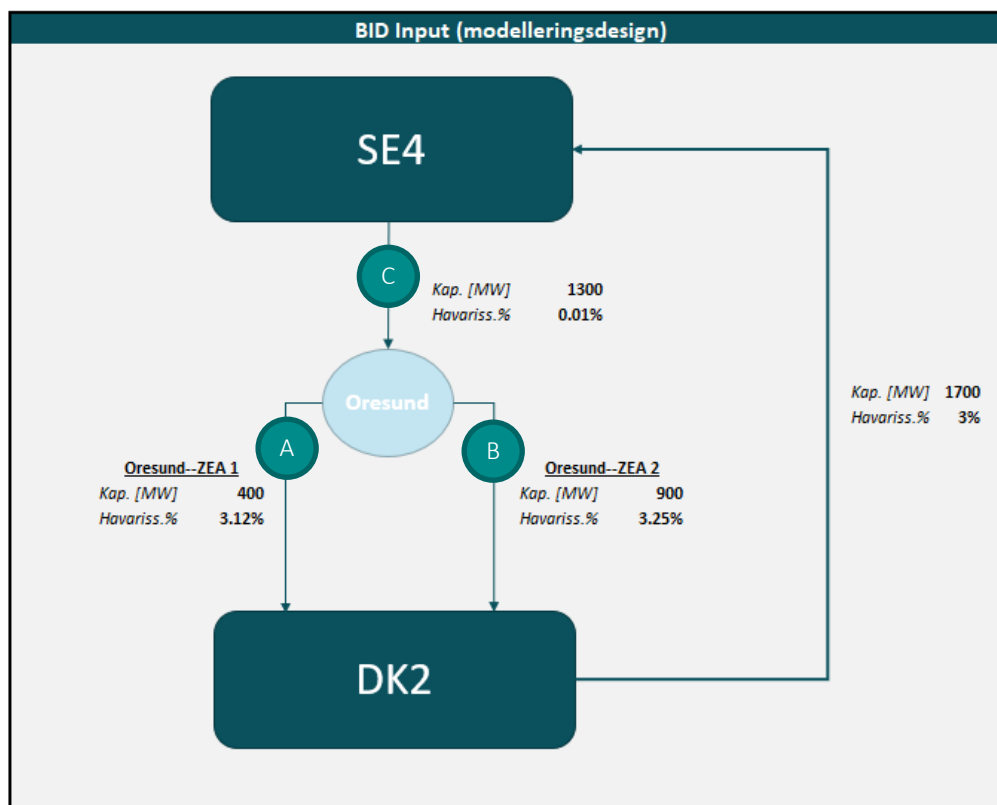
Linjestykker	Kapacitet til rådighed [MW]	Samlet udetid [%]	Revision [%]	Havarisandsynlighed [%]
A	400*	7,1	3,8 (14dage)	3,3
B	900	10,6	7,5 (28dage)	3,1
C	1300	0,1	n/a	0,1

Tabel 2 Kapacitet på Øresundforbindelsen fordelt i henhold til gældende driftsinstruks.

** I beregningerne er kapaciteten på 400 MW opskrevet til maksimalt 700 MW fra 2025 baseret på en forventet reinvestering af internt net på dansk side. Grundet forventede sæsonvariationer som resultat 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 8. Figuren illustrerer overførselskapacitet og sandsynlighed for havari på den givne linje. Grunden til, at havarisandsynligheden på linjen mellem "SE4" og "Øresund" er lavere end i Tabel 2, skyldes, at udfald på de to andre kabler også medfører, at overførselskapaciteten er 0 MW.

Revisioner placeres både på forbindelsen med 1.300 MW og 1.700 MW for at have revisioner i begge retninger.



Figur 8 Modelling af Øresundsforbindelsen i BID3.

5.2 Danske kraftværker

Energinet anvender udetiderne for kraftværker som foreskrevet i Analyseforudsætningerne til Energinet 2021¹⁶, hvor det fremgår, at Energinet skal anvende forudsætningerne fra ENTSO-E's ERAA, som er de samme som er anvendt til MAF. De overordnede udetidsantagelser fra MAF20 fremgår af Tabel 3 og er inddelt i forhold til værkstyperne.

De årlige niveauer i tabellen for havari er den havarisandsynlighed, som Energinets effekttilstrækkelighedsmodel anvender. Det betyder, at i nogle gennemregninger af en givet år¹⁷ 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, dvs. havarilængden for danske kraftværker antages generelt til én dag jf. Tabel 3. 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 gennemregningerne for en simulering af et år har havarilængden ingen betydning for resultaterne.

¹⁶ <https://ens.dk/service/fremskrivninger-analyser-modeller/analyseforudsætninger-til-energinet>

¹⁷ Bemærk at en simulering af et givet år består af 315 gennemregninger af året.

Kategori #	Teknologi type		DK 2031 Kapacitet [MW]	Unavailability			
				Havari		Revision	
				Årligt niveau	Havarilængde	Årligt niveau	Længde
				%	Dage	%	Dage
1	Nuclear	-	0	5%	7	15%	54
2	Hard coal	old 1	909	10%	1	7%	27
3	Hard coal	old 2	250	10%	1	7%	27
4	Hard coal	new	470	8%	1	7%	27
5	Hard coal	CCS	0	8%	1	7%	27
6	Lignite	old 1	0	10%	1	7%	27
7	Lignite	old 2	0	10%	1	7%	27
8	Lignite	new	0	8%	1	7%	27
9	Lignite	CCS	0	8%	1	7%	27
10	Gas	conventional old 1	0	8%	1	7%	27
11	Gas	conventional old 2	0	8%	1	7%	27
12	Gas	CCGT old 1	182	8%	1	7%	27
13	Gas	CCGT old 2	209	8%	1	7%	27
14	Gas	CCGT present 1	0	5%	1	7%	27
15	Gas	CCGT present 2	0	5%	1	7%	27
16	Gas	CCGT new	0	5%	1	7%	27
17	Gas	CCGT CCS	0	5%	1	7%	27
18	Gas	OCGT old	95	8%	1	4%	13
19	Gas	OCGT new	169	5%	1	4%	13
20	Light oil		738	8%	1	4%	13
21	Heavy oil	old 1	85	10%	1	7%	27
22	Heavy oil	old 2	0	10%	1	7%	27
23	Oil shale	old	0	10%	1	7%	27
24	Oil shale	new	0	8%	1	7%	27
25	Fuel cell	Hydrogen	0	3%	1	2%	7

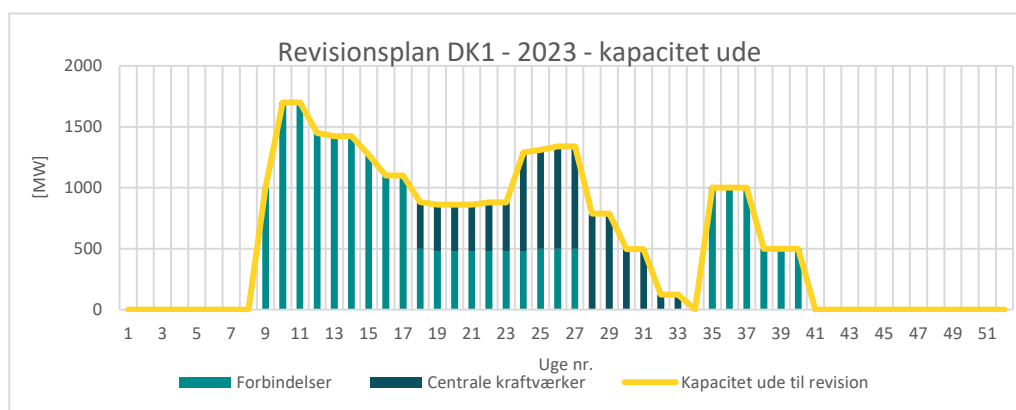
Tabel 3 Udetider til vurderinger af effektilstrækkelighed jf. MAF20 fra ENTSO-E. Enheder, der forbrænder henholdsvis biomasse eller biogas, er allokeret til henholdsvis Hard coal eller Gas teknologierne. Dette er de mest lignende teknologityper af ENTSO-Es kategoriseringsmuligheder.

5.3 Revisionsplan i Danmark

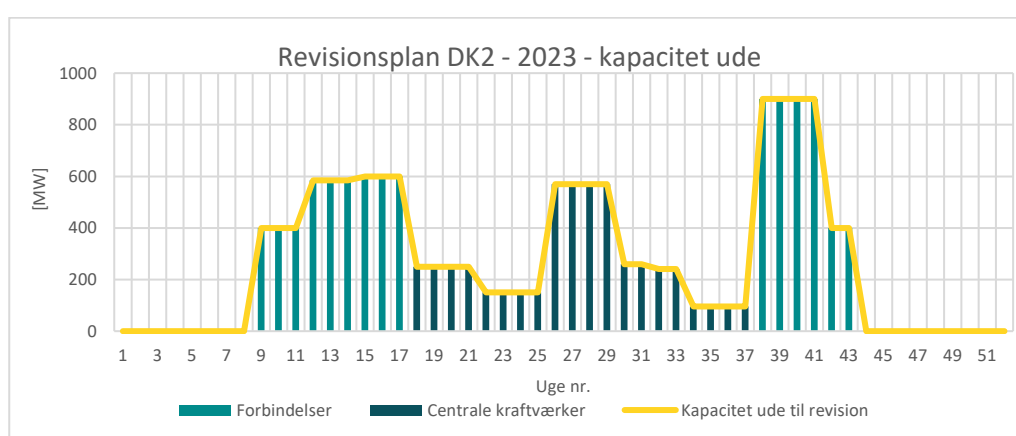
Udetid til revision er ikke stokastisk i Energinets effektilstrækkelighedsvurderinger, men revisioner indgår i stedet deterministisk.

Revisionsplanen for danske centrale kraftværker og udlandsforbindelser (herunder Storebæltforbindelsen) er opbygget ud fra revisionsudetiderne beskrevet i afsnit 5.1 og 5.2. 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 i foråret og efteråret, hvilket er i tråd med Energinet Systemansvars 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 2023 er visualiseret i Figur 9 og Figur 10.



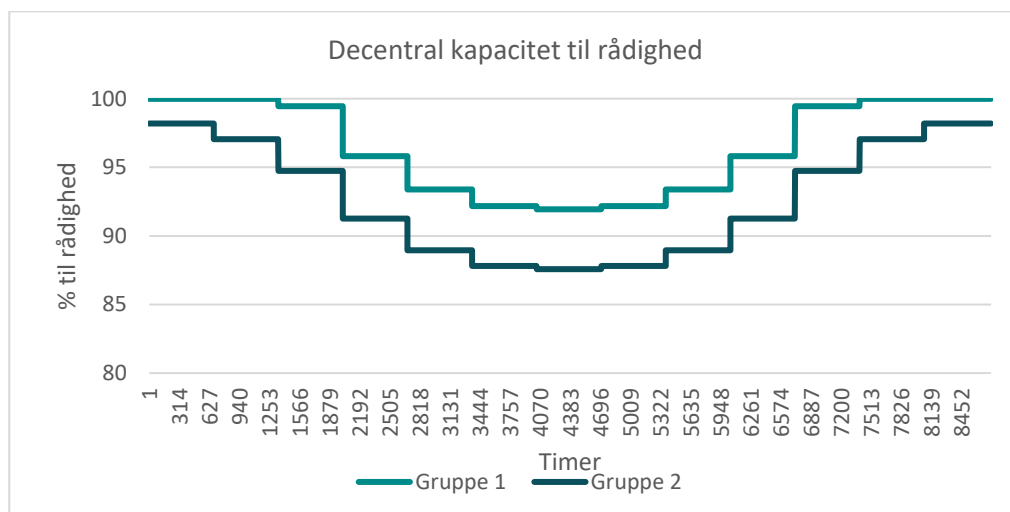
Figur 9 Revisionsplanen for DK1 i 2023. Revisionsplanen dækker centrale kraftværker og udlandsforbindelser.



Figur 10 Revisionsplanen for DK2 i 2023. Revisionsplanen dækker centrale kraftværker og udlandsforbindelser.

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 3¹⁸. Inddelingen i de to grupper skyldes, at der er forskel i revisionsvarighed for forskellige værkstyper. Tilgængelighedsprofilerne for de to grupperinger af decentrale kraftværker er vist i Figur 11.

¹⁸ 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 11 Tilgængelighedsprofilerne for decentral kapacitet. Gruppering på baggrund af værks-type i Tabel 3. 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.

6. Forbrugsafkoblingsskalering

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. Systemforsvarplan 22.1.

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 svær at kvantificere. 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 4 fremgår de af Energinet estimerede faste aflastningstrin.

	DK1	DK2
Aflastningstrin	25 MW	35 MW

Tabel 4 Forbrugsafkoblingsskalering for danske områder.

I effektilstrækkelighedsvurderingerne betyder det, at for hver time med effektmangel justeres mængden af ikke-leveret 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 6.3 i Redegørelse for elforsyningsikkerhed 2021. Hvis eksempelvis EENS i DK1 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.