



## Notat

# FORBRUGSAFLASTNING VED LAV FREKVENNS (LFDD)

Energinet har, som følge af implementeringen af kommissionens forordning (EU) 2017/2196 af 24. november 2017 om fastsættelse af en netregel for nødsituationer og systemgenoprettelse (NC ER<sup>1</sup>), fået til opgave at overvåge den korrekte gennemførelse af forbrugsafloadning (LFDD<sup>2</sup>), jf. artikel 50, stk. 2.

Dato:  
16. august 2019

Forfatter:  
CHD/TRM

Energinet Elsystemansvar vil med dette notat anskueliggøre det databehov, som er nødvendigt for at kunne varetage denne opgave.

### Article 50: Compliance testing and periodic review of the system defence plan

- Each DSO concerned by the implementation of the low frequency demand disconnection on its installations shall update once a year the communication to the notifying system operator provided for in point (b) of Article 12(6). This communication shall include the frequency settings at which netted demand disconnection is initiated and the percentage of netted demand disconnected at every such setting.*
- Each TSO shall monitor the proper implementation of the low frequency demand disconnection on the basis of the yearly written communication referred to in paragraph 1 and on the basis of implementation details of TSOs' installations where applicable.*

Først er det vigtigt at forstå kompleksiteten og vigtigheden af dette værktøj:

LFDD er den sidste linje i Danmarks forsvar inden et blackout. Det er en autonom respons, hvis eneste formål er at undgå større konsekvenser end højst nødvendigt i kritiske situationer ved at udkoble dele af forbruget og derved genoprette frekvensen og balancen mellem forbrug og produktion i elsystemet. Uden denne funktion kan kaskadeudkoblinger og blackouts forekomme i værste tilfælde. Gevinsten ved dette er reduktionen i den samfundsøkonomiske omkostning ved kun at aflaste dele af det danske forbrug i stedet for et fuldt blackout, særligt grundet den betydeligt længere genoprettelsesperiode efter et blackout.

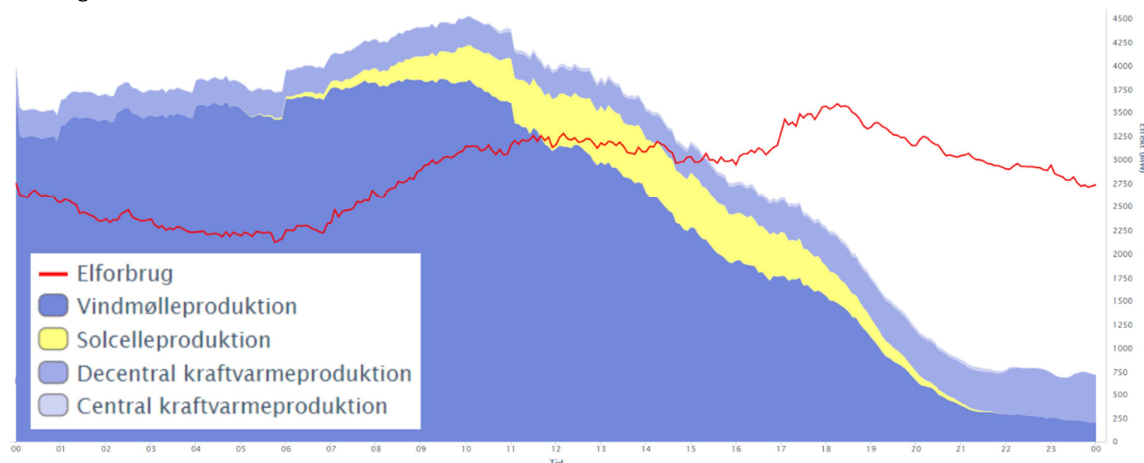
LFDD er både utroligt simpelt og samtidig utroligt komplekst: simpelt, fordi det er enkeltstående relæer, som åbner en bryder når frekvensen dykker under en prædefineret værdi, og komplekst på grund af de mange variable, som udgøres af ukontrollerbart forbrug og produktion, kombineret med den begrænsede mulighed for at ændre placeringen af relæerne over året.

<sup>1</sup> Network Code for Emergency and Restoration

<sup>2</sup> Low frequency demand disconnection

På figuren nedenfor ses en forbrugsprofil for 24 timer for en given dag i Danmark; forbruget varierer med ca. 1500 MW, mens produktionen varierer med næsten 4000 MW. Dette forårsager, at vi indenfor et døgn går fra at eksportere ca. 1800 MW til at importere ca. 2200 MW.

Kompleksiteten kommer til udtryk i, at kravet til aflastningsregioner på ethvert givet tidspunkt er 6 trin á 8%<sup>3</sup> i forhold til forbruget – altså skal den faktiske trinstørrelse variere i takt med forbruget.



Figur 1: Forbrugs og produktionsmix for Danmark d. 9. juni 2019 kilde: <http://emd.dk/el/>

Ændringerne som følge af NC ER sikrer, at LFDD-indstillingerne harmoniseres på tværs af landegrænserne, og derved giver en forstærket og effektiv respons fra elnettet i nødsituationer, hvilket styrker forsyningssikkerheden. Dette kræver dog, at de faktiske aflastningstrin ligger tæt på de aftalte værdier, hvilket afføder et valideringsbehov.

Der er – fra samtlige DSO'er – udtrykt bekymring for, at de faktiske værdier for aflastningstrinene har store variationer, og der hersker en generel usikkerhed om præcisionen heraf. De kommende ændringer (især for det nordiske synkronområde, hvor den totale aflastningsmængde reduceres til 20 %) udløser behov for et bedre kendskab til aflastningstrinernes størrelse og variationer.

Energinet Elsystemansvar har, ved de afholdte samråd med DSO'erne både i 2018 og 2019, været transparente omkring arbejdet med denne artikel, da dette vil indføre en ny opgave – for Energinet Elsystemansvar, men i særdeleshed også for DSO'erne – som det vil kræve ressourcer at implementere.

Energinet har præsenteret forskellige muligheder for at implementere dette; de to tilbageværende muligheder er:

1. Gennemsnitlige timeværdier for alle årets timer for aflastet forbrug, opgjort på hvert aflastningstrin i MW for aflastningsområdet.
2. Gennemsnitlige timeværdier for fire udvalgte timer – hhv. forbrugsdale og spidser for de fire årstider – for aflastet forbrug, opgjort på hvert aflastningstrin i MW for aflastningsområdet.

<sup>3</sup> Krav i Jylland og på Fyn, krav til på Sjælland 4 trin á 5%

Bevæggrunden for at efterspørge data for aflastningstrinene for alle årets timer, frem for kun for fire timer, er den statistiske usikkerhed. Et datagrundlag på fire timer ud af et helt år svarer til, på figuren ovenfor, kun at have et datagrundlag på 39 sekunder – svarende til 0,046% af tiden – og ud fra det at skulle kunne overvåge den korrekte gennemførelse.

Ved intelligent at udvælge, hvilke fire timer på et år der anvendes, vil det være muligt at eliminere noget af den statistiske usikkerhed. Udfordringen ved dette er imidlertid, at Energinet Elsystemansvar ikke har kendskab til DSO'ernes nettopologi eller historiske data, der vil kunne ligge til grund for denne intelligente udvælgelse. De kommende ændringer i forbrugs- og produktionsmønstret – decentral produktion, fleksibelt forbrug og energilagringsteknologier – vil ændre mønstret så radikalt fra de historiske data, at fire udvalgte timer vil give et utilstrækkeligt grundlag for overvågningen af den korrekte gennemførelse af LFDD, selv hvis timerne er udvalgt på baggrund af de historisk mest sigende timer.

Til sidst bør det nævnes, at en ukendt datakvalitet også øger behovet for en større datamængde.

DSO'erne har alle i dag adgang til strømmålinger fra deres stationer, installeret med det formål at beskytte systemet. Deres datakvalitet er dog begrænset, da de kun er designet med fokus på anlægsbeskyttelse. Det er dog muligt – med betydelige unøjagtigheder – at omregne strømmålinger til effektmålinger, hvilket er nødvendigt for at overvåge den korrekte gennemførelse.

For at opnå en højere nøjagtighed i måleværdierne, har DSO'erne gjort opmærksom på, at der vil skulle installeres nye målere på en lang række af deres stationer.

Det er Energinet Elsystemansvars vurdering, at det ikke er forsvarligt at benytte upræcise strømmålinger for kun fire timer, altså under en halv promille af datasættet, til at overvåge vores absolut sidste håndtag i en nødsituation. Et datasæt på timebasis for hele året vil mitigere behovet for data i denne høje kvalitet og eliminere DSO'ernes behov for investering i nyt udstyr. Digitale løsninger forventes desuden at minimere ekstraarbejdet ved at fremskaffe data på timeniveau for hele året, sammenlignet med de samme data for de fire udvalgte timer.

På baggrund af dette har Energinet Elsystemansvar truffet beslutning om at implementere mulighed 1, gennemsnitlige timeværdier for alle årets timer. Det er Energinet Elsystemansvars vurdering, at det er den eneste mulighed, der tilfredsstillende sikrer, at vi lever op til Danmarks forpligtelser jf. NC ER, artikel 50, stk. 2.

Energinet Elsystemansvar anerkender, at dette medfører en øget arbejdsbyrde for DSO'erne. Det vurderes dog som værende den samfundsmæssigt mest optimale løsning, i tråd med de overordnede retningslinjer i NC ER, artikel 4, stk. 1, om proportionalitet og optimering mellem effektivitet og laveste omkostninger for alle involverede parter.