



Bilagsoversigt til Godkendelse Energinets metode for reguleret pris for systemydelser

BILAGS NR.

1. Energinets notat af 9. december 2020
2. Høringssvar fra Ørsted af 19. februar 2021 på Forsyningstilsynets offentlige høring
3. Høringssvar fra Dansk Energi af 23. februar 2021 på Forsyningstilsynets offentlige høring
4. Energinet, "Evalueringsrapport – Pilotprojekt for handel med lokal fleksibilitet på Lolland"
5. Forsyningstilsynets skrivelse af 15. januar 2021 vedr. procesledende beslutning om at tage Energinets meddelelse af 9. december 2020 under behandling som en metodeanmeldelse efter elforsyningslovens § 73 a, stk. 1.
6. Energinet, "TSO-DSO proces for nedregulering eller begrænsning af produktion i distributionsnettet af hensyn til overbelastninger i transmissionsnettet"

ENERGINET

Energinet
Tonne Kjærsvej 65
DK-7000 Fredericia

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

Dato:
9. december 2020

Forfatter:
TRM/TRM

HANDEL MED LOKAL FLEKSIBILITET TIL HÅNDBLING AF LOKALE FLASEHÅL I TRANSMISSIONSNETTET

Indhold

1. Baggrund	3
2. Retsgrundlag	5
3. Inddragelse af aktører	14
4. Beskrivelse af Metoden	15
4.1 Indledning	15
4.2 Baggrund	15
4.3 Begrundelse for valget af metode	15
4.4 Test i pilotprojekt på Lolland	15
4.5 Kommunikation	16
5. Krav til lokale reguleringer	17
5.1 Inden deltagelse i markedet	17
5.2 Reguleringskrav	17
6. Proces for handel med lokal fleksibilitet	18
7. Markedsincitamerter	19
8. Tidsplan	20

1. Baggrund

Energinet fremsender hermed en metode for handel med lokal fleksibilitet til håndtering af lokale flaskehalse i transmissionsnettet. Der er tale om en tilføjelse til det eksisterende regulerkraftmarkedet der skal sikre mulighed for en markedsræssig afhjælpning af lokale flaskehalse i driftssituationen.

Metoden for handel med lokal fleksibilitet implementeres på baggrund af Energinets anvendelse af markedsbaserede metoder ved anskaffelse af energi eller andre ydelser til at opretholde det fastsatte niveau for elforsyningsikkerhed. Derudover henviser Energinet til det, af ACER, godkendte *All TSO Proposal* omkring prissætning af aktivering af balanceringsenergi.¹, hvori ACER henviser til at den godkendte "Proposal" ikke finder anvendelse på national handel med lokal fleksibilitet.

Metoden er en markedsbaseret løsning i overensstemmelse elforsyningslovens krav om med principperne i EUROPA-PARLAMENTETS OG RÅDETS FORORDNING (EU) 2019/943 af 5. juni 2019 om det indre marked for elektricitet og. Indkøb vil ske via udbud af ydelserne, og de anmeldte udbudsbetingelser m.v. skaber markedsbaserede indkøb. Indkøb er i overensstemmelse med krav om gennemsigtighed, idet det foreliggende materiale for det aktuelle udbud af lokal fleksibilitet gør det klart for de potentielle tilbudsgivere, hvilke betingelser tilbudsgivere skal efterleve for at byde på at levere lokal fleksibilitet. Udbudsbetingelserne m.v. favoriserer ikke eller diskriminerer mellem forskellige potentielle tilbudsgivere, så længe disse er i stand til at opfylde de tekniske krav m.v., der kræves for at kunne levere lokal fleksibilitet. Dette er sikret grundet Metodens anvendelse af det eksisterende regulerkraftmarked.

Energinet skal som systemansvarlig virksomhed sikre elforsyningsikkerheden og er som led heri forpligtet til at iværksætte de tiltag, der vurderes at have den største effekt til de laveste samlede samfundsøkonomiske omkostninger. Energinet har sagligt vurderet, at indkøb af lokal fleksibilitet udgør det mest omkostningseffektive tiltag i driften for at sikre at kapacitetsbegrænsninger i transmissionsnettet overholdes.

Metoden opfylder elforsyningslovens krav, der fastslår, at Energinet skal anvende metoder og vilkår, der er gennemsigtige, objektive, rimelige, ikke-diskriminerende og offentlig tilgængelige. Desuden opfylder metoden principperne for formålet i artikel 4 i kommissionens forordning (EU) 2017/1485 af 2. august 2017 om fastsættelse af retningslinjer for drift af elektricitets-transmissionssystemer (herefter SOGL), herunder sikre og forbedre gennemsigtigheden og pålideligheden af oplysninger om drift af transmissionssystemer, overholder proportionalitetsprincippet og princippet om ikke diskrimination. Dette er igen sikret grundet metodens anvendelse af det eksisterende regulerkraftmarked.

Metoden finder anvendelse overfor danske aktører, og metoden indskrives i Energinets dokumenter for hhv. "[Prækvalifikation af anlæg og aggregerede porteføljer](#)" til levering af systemydelser, og "[Udbudsbetingelser for systemydelser til levering i Danmark](#)".

Metoden er udarbejde som et led i Energinets ansvar for at sikre elforsyningsikkerheden i det danske el-system, jf. elforsyningslovens § 27 a. Metoden er udarbejde efter §§ 27 a, stk. 2 og 28, stk. 2. nr. 16, efter Klima-, Energi- og Forsyningsministerens bemyndigelse og under ministerens tilsyn, jf. hertil elforsyningslovens § 51.

¹ DECISION No 01/2020 OF THE EUROPEAN UNION AGENCY FOR THE COOPERATION OF ENERGY REGULATORS of 24 January 2020 on the methodology to determine prices for the balancing energy that results from the activation of balancing energy bids

Metoden skal ikke anmeldes og godkendes af Forsyningstilsynet efter elforsyningslovens § 73 a.

Med henvisning til Energinets høringssvar til udkast til afgørelse om afvisning af Energinets anmeldelse af metode om udveksling af kapacitet af den 27. november 2020 fremsender Energinet nærværende metode efter gældende praksis til Forsyningstilsynet. Energinet forbeholder sig retten til at agere i overensstemmelse med Energinets vurdering og høringssvar af den 27. november 2020, når retsstillingen er endelig afklaret.

Det skal særligt fremhæves, at metoden forventes anvendt primært ved revisioner i transmissionsnettet og allerede fra februar 2021.

2. Retsgrundlag

De overordnede regler for prissætning af balanceringsenergi og overførselskapacitet, der anvendes til udveksling af balanceringsenergi eller til forvaltning af processen til udligning af modsatrettede ubalancer findes i artikel 30 i forordning 2017/2195 (EBGL) og i metoden som er udarbejdet af TSO'erne til at prissætte balanceringsenergi hidrørende fra aktiveringen af bud på balanceringsenergi vedrørende frekvensgenoprettelsesprocessen, jf. artikel 30, stk. 1 i samme forordning.

Forordning 2017/2195 (EBGL) er udstedt i medfør af forordning 714/2009² som er ophævet og erstattet af forordning 943/2019³.

Det følger af artikel 1 i forordning 943/2019⁴, at forordningen har til formål at fastsætte:

”grundlæggende principper for et velfungerende, integrerede elektricitetsmarkeder, som giver alle udbydere af ressourcer og elkunder ikkediskriminerende markedsadgang, styrker forbrugeres stilling, sikrer konkurrencedygtigheden på det globale marked samt fleksibelt elforbrug, energilagring og energieffektivitet, og letter aggregering af distribueret efterspørgsel og udbud, og muliggør markeds- og sektoriel integration og markedsbaseret betaling for elektricitet produceret fra vedvarende energikilder”

”regler for grænseoverskridende handel med elektricitet, for dermed at øge konkurrencen på det indre marked for elektricitet under hensyntagen til de nationale og regionale markeders særlige kendetegn”

Og

”fremme udviklingen af et funktionsdygtigt og gennemsigtigt engrosmarked, som bidrager til et højt forsyningssikkerhedsniveau for elektricitet, og fastsætte mekanismer til harmonisering af reglerne for grænseoverskridende elektricitetsudveksling.”

Forordning 2017/2195 (EBGL) tager primært sigte på at regulere grænseoverskridende forhold ligesom artikel 30 i samme forordning og metoden med hjemmel heri, regulerer grænseoverskridende forhold.

EBGL-Forordningen er udstedt i medfør af Forordning 714/2009⁵. Det bemærkes, at Forordning 714/2009 er ophævet med Forordning 943/2019⁶ (”Elmarkedsforordningen”), der finder anvendelse fra 1. januar 2020.

Formålet med Forordning 714/2009 er bl.a. at fastsætte fair regler for ”den grænseoverskridende handel med elektricitet”. Retsgrundlaget for EBGL-Forordningen vedrører således regler for transmission af elektricitet på tværs af landegrænser.

² EUROPA-PARLAMENTETS OG RÅDETS FORORDNING (EF) Nr. 714/2009 af 13. juli 2009 om betingelserne for netadgang i forbindelse med grænseoverskridende elektricitetsudveksling og om ophævelse af forordning (EF) nr. 1228/2003

³ EUROPA-PARLAMENTETS OG RÅDETS FORORDNING (EU) 2019/943 af 5. juni 2019 om det indre marked for elektricitet

⁴ EUROPA-PARLAMENTETS OG RÅDETS FORORDNING (EU) 2019/943 af 5. juni 2019 om det indre marked for elektricitet

⁵ Europa-Parlamentets og Rådets forordning 714/2009 af 13. juli 2009 om betingelserne for netadgang i forbindelse med grænseoverskridende elektricitetsudveksling og om ophævelse af forordning (EF) nr. 1228/2003

⁶ EUROPA-PARLAMENTETS OG RÅDETS FORORDNING (EU) 2019/943 af 5. juni 2019 om det indre marked for elektricitet

Formålet med Forordning 943/2019⁷ er tilsvarende 714/2009⁸, bl.a. at ”indføre harmoniserede regler for grænseoverskridende elektricitetsudveksling”.

Det følger af artikel 13, stk. 1 i Forordning 943/2019⁹, at når der skal foretage belastningsomfordeling af produktion og belastningsomfordeling af fleksibelt elforbrug skal dette baseres på objektive, gennemsigtige og ikkediskriminerende kriterier. Belastningsomfordelingen skal være åben for alle produktionsteknologier, al energilagring og al fleksibelt elforbrug, herunder i andre medlemsstater, medmindre det ikke er teknisk muligt.

Det fremgår endvidere af stk. 2 i samme, at ressourcer, der belastningsomfordeles af Energinet, skal udvælges blandt produktionsanlæg, energilagring- eller fleksibelt elforbrug ved brug af markedsbaserede mekanismer, og Energinet skal yde økonomisk godtgørelse. Bud på balanceringsenergi, der anvendes til belastningsomfordeling, må ikke fastsætte balanceringsenergi-prisen.

Acer har ligeledes taget stilling til, hvorvidt EB GL og metoden udarbejdet med hjemmel i EB GL artikel 30, stk. 2 kan anvendes nationalt i forhold til handel med lokal fleksibilitet til håndtering af lokale flaskehalse i transmissionsnettet.

I appendikset til ACERs beslutning, *ACER Decision on the methodology for pricing balancing energy: Annex I*, beskrives det under *Whereas*:

“(5) Article 30(1)(b) of the EB Regulation requires that the pricing methodology defines how the price of balancing energy is affected by the balancing energy bids activated for purposes other than balancing, while also ensuring that at least balancing energy bids activated for internal congestion management shall not set the marginal price of balancing energy. Standard balancing energy product bids selected by the activation optimisation function (hereafter referred to as the “AOF”) are all remunerated at the cross-border marginal price for balancing energy, as long as they are activated by respecting the merit order. Activations for the purpose of internal congestion management are not possible in the European platforms, pursuant to Articles 19 to 21 of the EB Regulation, since, the only locational information they handle is the load-frequency control area or the bidding zone; no locational information with respect to the internal network position is provided with the bids.”

Tilsvarende uddybes i det godkendte *All TSO Proposal* under afsnit 6.2.3. *Assessment of the impact of activations for other than balancing purposes on the pricing of balancing energy*:

“(45) In contrast, if balancing energy bids were activated for internal congestion, this would require the activation of specific bids at a specific location. Consequently, the bids outside the merit order would need to be activated (i.e. the merit order activation would no longer be respected) and such bids should not define the marginal price because this would result in the paradoxical situation that some bids would not be activated even though their price are below the marginal price (i.e. in the money). For this reason, Article 30(1)(b) of the EB Regulation specifies that balancing energy bids activated for internal congestion management shall not set the marginal price of balancing energy. No such requirement is provided for the case when bids are activated for cross-zonal congestion management purpose. Therefore, Article 30(1)(b) of the EB Regulation is consistent with the Agency’s understanding that the only reason for deviating

⁷ EUROPA-PARLAMENTETS OG RÅDETS FORORDNING (EU) 2019/943 af 5. juni 2019 om det indre marked for elektricitet

⁸ Europa-Parlamentets og Rådets forordning 714/2009 af 13. juli 2009 om betingelserne for netadgang i forbindelse med grænseoverskridende elektricitetsudveksling og om ophævelse af forordning (EF) nr. 1228/2003

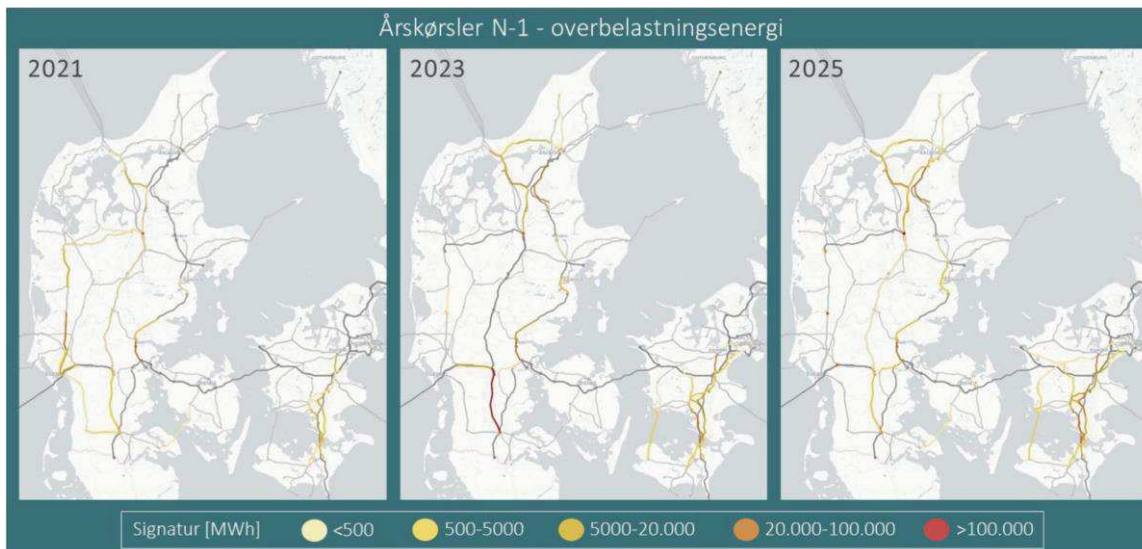
⁹ EUROPA-PARLAMENTETS OG RÅDETS FORORDNING (EU) 2019/943 af 5. juni 2019 om det indre marked for elektricitet

from the marginal pricing principle is when the activation of bids does not respect the merit order. However, in the context of EU balancing platforms, there will be no activation for the purpose of internal congestion management, since the only locational information the EU balancing platforms handle is the loadfrequency control area or the bidding zone; no locational information with respect to the exact location within the load-frequency control area or the bidding zone is provided with the bids.”

Det beskrives at balanceringsenergi/energibud til balancering gerne må aktiveres til håndtering af interne/lokale flaskehalse. Aktivering af balanceringsenergi (mFRR energiaktivering) til håndtering af lokale flaskehalse, ovenfor *internal congestion management*, skal ikke håndteres på den fælles Europæiske balanceplatform. Lokale flaskehalse kan derfor og bør håndteres nationalt. Prissætningen heraf må ikke påvirke marginalprisen på balanceenergi, hvorfor balanceringsenergi aktiveret til håndtering af lokale flaskehalse kan og bør afregnes efter pay-as-bid princippet da disse bud ikke følger meritlisten, som netop beskrevet i det ovenstående udklip. Det står ordret beskrevet at den eneste begrundelse for at afvige fra marginalprisprincippet er når aktivering af energibud ikke følger meritkurven, som netop gældende for aktivering af energibud til håndtering af interne flaskehalse.

Marginalprisen på balanceringsenergi vil desuden ikke påvirkes betydeligt. Behovet for balanceringsenergi til håndtering af lokale flaskehalse i transmissionsnettet meldes ud af Energinet dagen før driftsdøgnet på baggrund af prognoser og forventede lokale belastninger i nettet. Derudover estimeres behovet for anvendelse af balanceringsenergi til håndtering af lokale flaskehalse at begrænse sig til få produktionsdominerede geografiske områder i begrænsede perioder i løbet af et år, samt være ubetydeligt sammenlignet med behovet for anvendelse af balanceringsenergi til balancering. Derfor kan det negligeres at marginalprisen på balanceenergi påvirkes ved anvendelse af balanceringsenergi til håndtering af lokale flaskehalse i transmissionsnettet i et nationalt marked inden videresendelse af bud til den Europæiske platform, da det vil være en meget begrænset mængde af indmeldte bud for balanceringsenergi der vil påvirkes samt anvendes dertil. Det vil desuden kun være muligt for anlæg beliggende i det geografiske afgrænsede område at deltage i den lokale regulering, hvilket ligeså er en meget begrænset mængde af den samlede anlægsportefølje i Danmark.

Lolland er et godt eksempel på et geografisk afgrænset område, hvor man i løbet af 2021 og 2022 forventer at opleve lokale overbelastninger ved intakt net pga. en stor tilvækst af VE produktionskapacitet. Energinet kan ikke udbygge nettet i samme hastighed som VE udbygningen, hvorfor overbelastninger under alle omstændigheder skal håndteres i driften til trods for at en eventuel netudbygning er på vej, medmindre ny VE produktion ikke nettilsluttes.



På figuren ses overbelastningsenergi affødt af AF19 under hensyntagen til N-1 tegnet ind med det eksisterende net som baggrund. Det er få komponenter i transmissionsnettet der forventes overbelastet i de kommende år, og belastningsgraden forventes også at være lav.¹⁰

Overbelastningsenergien for de specifikke komponenter på Lolland og Sydsjælland ligger for 2021 mellem 500-20.000 MWh på et år. Behovet forventes at stige mod 2023 og 2025, men her vil nettet også være forstærket i en række af de ovenstående områder.

Den samlede mængde modtagne regulerkraftbud summeret for hele 2019 var 15.000.000 MWh for både op- og nedregulering for hele Danmark. Lokale problemer vil derfor kun udgøre en lille mængde af den samlede budmængde, forventeligt under 1 % for 2021 for hele Danmark. Derfor vil anvendelse af balanceringsenergi til lokale problematikker ikke påvirke marginalprisen på balanceringsenergi betydeligt.

I henhold til elforsyningslovens § 27, stk. 1, har klima-, energi-, forsyningsministeren det overordnede ansvar for elforsynings sikkerheden og ministeren fastsætter niveauet herfor¹¹.

Det følger af elforsyningslovens § 27 a, stk. 1, at Energinet har ansvaret for at opretholde det fastsatte niveau for elforsynings sikkerhed og for at overvåge udviklingen heraf. Formålet med bestemmelsen er at præcisere, at ansvaret for det fastsatte niveau for elforsynings sikkerhed og for at overvåge udviklingen heraf påhviler Energinet som systemansvarlig virksomhed.

Energinet har således ansvaret for at sikre elforsynings sikkerheden i det danske el-system, jf. elforsyningslovens § 27 a, og som led heri vil Energinet indkøbe lokal fleksibilitetsydelse, til at sikre en stabil og sikker drift af el-systemet. Dette sker efter Klima-, Energi- og Forsyningsministerens bemyndigelse og under ministerens tilsyn, jf. hertil elforsyningslovens § 51.

Det følger af elforsyningslovens § 73 a, stk. 1, at Forsyningstilsynet skal godkende kollektive elforsyningsvirksomheders, dvs. herunder Energinets¹², metoder for fastsættelse af priser og betingelser for anvendelse af transmissions- og distributionsnet. § 73 a, stk. 1, har følgende ordlyd:

¹⁰ BEHOVSANALYSE FOR ELTRANSMISSIONSNETTET 2020 - [Link til rapport](#)

¹¹ Ved "elforsynings sikkerhed" forstås "sandsynlighed for, at der er elektricitet til rådighed for forbrugerne, når den efterspørges", jf. elforsyningslovens § 5, nr. 6.

¹² Jf. Elforsyningslovens § 5, nr. 11.

”Priser og betingelser for anvendelse af transmissions- og distributionsnet fastsættes af de kollektive elforsyningsvirksomheder efter offentliggjorte metoder, som er godkendt af Forsynings-tilsynet.”

Efter bestemmelsens ordlyd er Forsyningstilsynet kun tillagt kompetence til at godkende Energinets metoder for fastsættelse af priser og betingelser for anvendelse af transmissionsnettet.

Det er Energinets opfattelse, at en Energinets indkøb af balanceringsenergi til håndtering af lokale flaskehalse i transmissionsnettet ikke vedrører ”priser og betingelser for anvendelse af transmissions- og distributionsnet”, og at Forsyningstilsynet derfor ikke er tillagt kompetence i elforsyningslovens § 73 a, til at godkende denne metode. Håndtering af lokale flaskehalse kan med andre ord foretages, uden Forsyningstilsynets godkendelse.

Det underbygges af bestemmelsens forarbejder¹³, hvor det bl.a. fremgår, at

”Det følger af eldirektivets artikel 20 om tredjeparts adgang til transmissions- og distributions-systemerne, at medlemsstaterne skal sikre, at tarifferne eller de metoder, de er baseret på, er godkendt forud for deres ikrafttræden af den relevante regulerende myndighed, jf. eldirektivets artikel 23. Det følger også af artikel 20, at metoderne skal offentliggøres, inden de træder i kraft. Med § 73 a udmøntes disse direktivkrav i elforsyningsloven.

Bestemmelsen i § 73 a indebærer, at den systemansvarlige virksomhed og transmissions- og netvirksomheder skal udarbejde en redegørelse for, hvilke metoder der påtænkes anvendt ved fastsættelsen af betingelser og vilkår, herunder tariffer, for anvendelse af transmissions- og distributionsnet. Formålet er at sikre, at metoderne er i overensstemmelse med elforsyningslovens bestemmelser. Der skal blandt andet redegøres for, hvilke overvejelser, der ligger bag forskelle i tariffer som følge af forbrugeres og netbrugeres forskellige karakteristika. For den systemansvarlige virksomhed skal der endvidere redegøres for, hvorledes det forventede provenu fra tariffer, gebyrer etc. relaterer sig til selskabernes omkostninger. [...]

Forpligtelsen til at anmelde de metoder, der anvendes til at beregne eller fastsætte betingelser og vilkår for adgang til transmissionsnet, omfatter også metoder til at beregne eller fastsætte betingelser og vilkår for tilvejebringelse af balanceringsydelse, jf. direktivets artikel 11. Når der, i modsætning til direktivet, ikke fastsættes en særskilt bestemmelse i loven herom, skyldes det, at balanceringsydelse er en integreret del af den systemansvarlige virksomheds opgaver og således kan betragtes som omfattet af stk. 1. På samme måde gælder, at Energitilsynets tilsyn med, at den systemansvarlige virksomheds og transmissionsvirksomhedernes priser og betingelser er rimelige, jf. elforsyningslovens § 77, også omfatter balanceringsydelse.¹⁴ (understregninger foretaget her)

Det fremgår således af forarbejderne til § 73 a, at bestemmelsen omfatter betingelser og vilkår, herunder tariffer, for *anvendelse af og adgang* til transmissions- og distributionsnettet, og at formålet med Forsyningstilsynets godkendelse er at sikre, at de kollektive elforsyningsvirksomheders metoder er i overensstemmelse med elforsyningslovens bestemmelser.

¹³ 2 § 73 a, blev indsat i elforsyningsloven ved lov nr. 494 af 9. juni 2004

¹⁴ Jf. LFF nr. 236 af 21. april 2004 om ændring af lov om elforsyning, lov om naturgasforsyning og lov om varmeforsyning, De specielle bemærkninger til nr. 77.

Heraf kan udledes, at godkendelseskravet kun vedrører Energinets metoder for fastsættelse af priser og betingelser for netbrugernes benyttelse af transmissionsnettet, hvor Forsyningstilsynet som følge af Energinets monopol skal påse, at Energinet stiller transmissionsnettet til rådighed for elforbrugerne på objektive, ikke-diskriminerende og offentligt tilgængelige vilkår, jf. elforsyningslovens § 31, stk. 2. Dertil kommer, at forarbejderne (herunder også til elforsyningslovens § 76) viser, at lovgiver med bestemmelserne har tilsigtet at sikre gennemsigtighed særligt med hensyn til de økonomiske betingelser for den enkelte brugers adgang til og brug af transmissionsnettet.

Det er således Energinets individuelle vilkår for netbrugernes anvendelse af transmissionsnettet, som skal anmeldes til og godkendes af Forsyningstilsynet, hvorimod Energinets indkøb af balanceringsenergi til håndtering af lokale flaskehalse i transmissionsnettet ikke er godkendelsespligtig, da der ikke er tale om "priser eller betingelser for anvendelse af transmissionsnettet". Energinets egen anvendelse af transmissionsnettet og indkøb af balanceringsenergi til håndtering af lokale flaskehalse i transmissionsnettet til eget brug er et nødvendigt led i opfyldelsen af Energinets forpligtelse til at opretholde det fastsatte niveau for elforsyningsikkerheden, jf. elforsyningslovens § 27 a.

I overensstemmelse med godkendelsesbestemmelsen i elforsyningslovens § 73 a følger det af elforsyningslovens § 76, stk. 1, nr. 1, at kollektive elforsyningsvirksomheder til Forsyningstilsynet skal anmelde:

"de metoder, der anvendes til at beregne eller fastsætte betingelser og vilkår for adgang til transmissions- og distributionsnet, herunder tariffer, jf. § 73 a, (understregning foretaget her)

Ifølge elforsyningslovens § 76, stk. 1, nr. 1, er det således alene de metoder, der anvendes til at beregne eller fastsætte betingelser og vilkår for adgang til transmissions- og distributionsnettet, herunder tariffer, som skal anmeldes med henblik på metodegodkendelse efter § 73 a.

Det fremgår af § 76, stk. 2, at Energinet tillige skal anmelde priser, tariffer og betingelser for systemansvars- og transmissionsydelser samt grundlaget for fastsættelsen af disse. Der er ikke i denne bestemmelse (i modsætning til § 76, stk. 1, nr. 1) en henvisning til godkendelsesbestemmelsen i § 73 a. Efter forarbejderne er bestemmelsen indsat for at fastsætte en anmeldelsespligt for Energinet af de oplysninger, der for bevillingspligtige virksomheder er omfattet af § 76, stk. 1, nr. 2, og som ligeledes kun indeholder en anmeldelsespligt.¹⁵

Det underbygges af, at der allerede forud for indsættelsen af § 76, stk. 1, nr. 1, var en omfattende anmeldelsespligt efter elforsyningsloven, herunder af "priser, tariffer og betingelser for ydelser, der omfattes af bevillingerne, samt grundlaget for fastsættelsen af disse, herunder leveringsaftaler efter Energitilsynets nærmere bestemmelse" (den nugældende nr. 2), men ikke et godkendelseskrav.

Det kan på den baggrund lægges til grund, at elforsyningslovens § 76, ikke giver Forsyningstilsynet kompetence til at foretage metodegodkendelse af Energinets indkøb af balanceringsenergi til håndtering af lokale flaskehalse i transmissionsnettet¹⁶.

¹⁵ Virksomhed, der varetages af Energinet drives uden bevilling, og § 76, stk. 1, nr. 2, finder derfor ikke anvendelse på Energinet.

¹⁶ Fortolkningen underbygges desuden af sammenhængen mellem § 2, stk. 1, nr. 1, § 2, stk. 2, og §§ 5-6 i bekendtgørelse nr. 823 af 27. juni 2014 om regler for anmeldelse af priser og betingelser m.v. for elforsyning (anmeldelsesbekendtgørelsen på elområdet).

Efter elforsyningslovens § 27 a, stk. 2, skal Energinet anvende "markedsbaserede metoder" ved anskaffelse af energi og andre ydelser til at opretholde det fastsatte niveau for elforsyningsikkerhed, og hvis der kun er én virksomhed, der tilbyder disse ydelser, skal Energinet anvende regulerede priser til betaling for ydelserne. Energinets forpligtelse til i videst muligt omfang at anvende markedsbaserede metoder ved indkøb af energi og andre ydelser skal ses i sammenhæng med elforsyningslovens § 28, stk. 2, nr. 16, der pålægger Energinet at anvende gennemsigtige, ikke-diskriminerende, markedsbaserede metoder ved anskaffelse af den energi, der er nødvendig for udførelsen af Energinets hverv.

Eldirektivet

Det fremgår tillige af forarbejderne til elforsyningslovens § 73 a, at bestemmelsen implementerer det dagældende eldirektiv¹⁷ artikel 20 og 23, og at godkendelseskravet også omfatter metoder til at beregne eller fastsætte betingelser og vilkår for tilvejebringelse af "balanceringsydelser", jf. direktivets artikel

Artikel 20 vedrører tredjepartsadgang til transmissions- og distributionssystemerne. Bestemmelsen forpligter medlemsstaterne til at sikre, at tarifferne eller de metoder, som de er baseret på, er godkendt af den relevante regulerende myndighed forud for deres ikrafttræden, og at metoderne skal offentliggøres, inden de træder i kraft.

Det fremgår af artikel 23(1), at medlemsstaterne skal udpege et eller flere kompetente organer, der fungerer som regulerende myndigheder. Af artikel 23(2) fremgår videre, at de regulerende myndigheder skal have ansvaret for fastsættelse eller godkendelse af i det mindste de metoder, der anvendes til at beregne eller fastsætte betingelser og vilkår, inden de træder i kraft, for:

"a) tilslutning og adgang til nationale net, herunder transmissions- og distributionstariffer. Tarifferne eller metoderne skal være udformet således, at de nødvendige investeringer i nettene kan gennemføres på en sådan måde, at investeringerne sikrer nettenes levedygtighed

b) tilvejebringelse af balanceringsydelser."

Efter bestemmelsen skal den regulerende myndighed således godkende de metoder, der anvendes til at beregne eller fastsætte betingelser og vilkår for blandt andet tilvejebringelse af balanceringsydelser.

Artikel 23(2)(b) er ændret i det gældende eldirektiv, og det, som de regulerende myndigheder skal godkende, er nu de metoder, der anvendes til at beregne eller fastsætte betingelser og vilkår for:

"tilvejebringelse af balanceringsydelser, som leveres på den mest økonomiske måde og giver passende incitamenter til netværksbrugere, så de kan balancere deres input og resultater. Balanceringsydelserne skal leveres på en rimelig og ikke-diskriminerende måde og være baseret på objektive kriterier".

Artikel 11, som der også henvises til i forarbejderne til elforsyningslovens § 73 a, jf. ovenfor, fastsætter regler om "lastfordeling og balancering". Det kan udledes af bestemmelsen, at "balanceringsydelser" er de ydelser, som er beskrevet i artikel 11(7), og som vedrører regler for

¹⁷ Europa-Parlamentets og Rådets direktiv 2003/54 af 26. juni 2003 om fælles regler for det indre marked for elektricitet og om ophævelse af direktiv 1996/92.

balancering (i form af bl.a. anmeldelse af produktionsplaner og krav om regulering af produktionen) og for betaling for brug af transmissionsnettet i forbindelse med energiubalancer. Fortolkningen underbygges af præambelbetragtning nr. 17.

Energinets indkøb af balanceringsenergi til håndtering af lokale flaskehalse i transmissionsnettet som led i opretholdelsen af elforsyningsikkerheden udgør derimod ikke en balanceringsydelse i eldirektivets forstand.

Eldirektivet kan ikke føre til en udvidende fortolkning af Forsyningstilsynets godkendelseskompetence efter elforsyningslovens § 73 a, til at omfatte andet og mere end metoder for fastsættelse af priser og betingelser for anvendelse af transmissionsnettet. Direktivets bestemmelser om adgang til transmissions- og distributionssystemerne vedrører netop alene tariffer eller de metoder, som ligger til grund for beregningen af tarifferne.

Metodebekendtgørelsen

De nærmere regler om indholdet af de metoder, der anvendes af de kollektive elforsyningsvirksomheder til at fastsætte betingelser og vilkår for anvendelse af nettet, og som dermed skal godkendes af Forsyningstilsynet, er fastsat i metodebekendtgørelsen¹⁸.

Det fremgår af bekendtgørelsens § 1, stk. 1, at netvirksomheder, regionale transmissionsvirksomheder og Energinet skal anmelde de metoder, der anvendes til at beregne eller fastsætte betingelser og vilkår for deres ydelser, herunder tariffer, til Energitilsynets godkendelse.

Bestemmelsen har en anden ordlyd end elforsyningslovens § 73 a, stk. 1, idet den fastslår, at Energinet skal anmelde de metoder, som anvendes til at beregne eller fastsætte betingelser og vilkår for Energinets "ydelser", herunder tariffer, til Forsyningstilsynets godkendelse.

Metodebekendtgørelsen skal imidlertid fortolkes i lyset af den bestemmelse i elforsyningsloven, som bekendtgørelsen er udstedt i medfør af. Ifølge bemyndigelsesbestemmelsen i elforsyningslovens § 73 a, stk. 3, kan der alene fastsættes regler om "indholdet af de metoder, der anvendes til at beregne eller fastsætte betingelser og vilkår, herunder tariffer".

Da bemyndigelsen ikke indeholder udtrykkelig hjemmel til at fravige loven, kan metodebekendtgørelsen ikke derogere elforsyningslovens § 73 a, stk. 1, hvoraf fremgår, at kun metoder for fastsættelse af priser og betingelser for "anvendelse" af transmissions- og distributionsnettet er omfattet af Forsyningstilsynets godkendelseskompetence.

"Energinets ydelser" skal derudover fortolkes i overensstemmelse med elforsyningsloven.

Det fremgår af elforsyningslovens § 31, stk. 2, at Energinet kan stille vilkår for brugernes adgang til at benytte virksomhedens ydelser.

En ordlydsfortolkning af "virksomhedens ydelser" viser, at der er tale om ydelser, som Energinet stiller til rådighed for brugerne af transmissionsnettet. En sådan fortolkning underbygges endvidere af forarbejderne¹⁹ til § 31, stk. 2, hvoraf fremgår, at formålet med bestemmelsen er at give Energinet mulighed for at fastsætte vilkår for brug af de ydelser, som virksomheden stiller til rådighed.

¹⁸ Bekendtgørelse nr. 1085 af 20. september 2010 om netvirksomheders, regionale transmissionsvirksomheders og Energinet.dk's metoder for fastsættelse af tariffer m.v.

Forsyningstilsynets godkendelseskompetence omfatter betingelser og vilkår for ydelser, som leveres af Energinet, i form af adgang til og benyttelse af transmissionsnettet. Godkendelseskravet omfatter derimod ikke metoder for reservation af kapacitet, da der ikke er tale om levering af en ydelse til tredjemand, men et led i opretholdelsen af elforsyningssikkerheden.

En sådan fortolkning underbygges også af metodebekendtgørelsens § 5, der fastsætter krav til indholdet af Energinets metoder¹⁹. Af bestemmelsen fremgår, at metoder indeholdt i forskrifter udstedt af Energinet i medfør af elforsyningslovens § 26, stk. 3²⁰, § 27 c, stk. 11²¹, § 28, stk. 2, nr. 11²² og § 31, stk. 2 og 3²³, skal godkendes og offentliggøres efter § 1, såfremt de vedrører 1) markedsadgang, 2) tilvejebringelse af balanceringsydelser eller 3) adgang til grænseoverskridende infrastruktur.

Disse forskrifter vedrører ligeledes kun vilkår for brugernes adgang til at benytte Energinets ydelser.

Dette gælder også i relation til metoder for "tilvejebringelse af balanceringsydelser", som i lyset af elforsyningslovens § 27 c, stk. 11, alene kan fortolkes som de regler, Energinet fastsætter for anmeldelse af planer for elproduktion, elforbrug og elhandel, for godkendelse af planerne, for Energinets krav om omlægninger af elproduktionen og for betaling i tilfælde af, at en aktør er i ubalance.

Det underbygges af § 27 c, i den gældende elforsyningslov, hvor det udtrykkeligt er fastsat, at alle markedsdeltagere er balanceansvarlige og derfor skal betale Energinet for de ubalancer, de påfører systemet, når den faktiske elproduktion, elforbrug eller elhandel i et driftsdøgn ikke svarer til det, som er meddelt.

Det fremgår af forarbejderne til ændringsloven²⁴, at Forsyningstilsynet godkender den metode, der ligger til grund for Energinets fastsættelse af de balancetariffer og -gebyrer, der opkræves hos markedsdeltagerne.

Godkendelseskravet i § 73 a, stk. 1, kan derfor ikke udstrækkes til at omfatte Energinets aktiviteter som led i opretholdelsen af elforsyningssikkerheden. Energinets varetagelse af disse opgaver skal ikke godkendes af Forsyningstilsynet, men er derimod underlagt tilsyn fra ministeren, jf. elforsyningslovens § 51.

Energinet skal anvende gennemsigtige, ikkediskriminerende, markedsbaserede metoder ved anskaffelse af den energi, Energinet anvender til at udføre Energinets hverv, jf. § 28, stk. 2, nr. 16.

¹⁹ En sådan fortolkning underbygges også af metodebekendtgørelsens § 5, der fastsætter krav til indholdet af Energinets metoder. Af bestemmelsen fremgår, at metoder indeholdt i forskrifter udstedt af Energinet i medfør af elforsyningslovens § 26, stk. 321, § 27 c, stk. 1122, § 28, stk. 2, nr. 1123 og § 31, stk. 2 og 324, skal

²⁰ Bestemmelsen vedrører tekniske krav og standarder for at kunne blive tilsluttet til og benytte det kollektive elforsyningsnet

²¹ Bestemmelsen vedrører regler for anmeldelse af produktion, forbrug og produktion for det følgende driftsdøgn samt kriterier for beregning af betalingen for reduktion eller afbrydelser af visse anlæg.

²² 3 Bestemmelsen vedrører Energinets årlige miljøberetning. Der er formentlig tale om en fejlhenvvisning, således at der rettelig skulle henvises til § 28, stk. 2, nr. 12, om forskrifter for måling.

²³ Bestemmelserne vedrører Energinets vilkår for brugernes adgang til at benytte virksomhedens ydelser. Disse vilkår skal være objektive, ikkediskriminerende og offentligt tilgængelige og kan vedrøre 1) økonomiske forhold, herunder krav om sikkerhedsstillelse for udgifter eller risiko for udgifter, som Energinet.dk påtager sig på brugerens vegne, eller som er forbundne med brugen af Energinets ydelser, 2) krav til indrapportering og formidling af data og andre informationer af relevans for Energinets arbejde og 3) forhold, som bidrager til at sikre bedst mulig konkurrence for produktion og handel med elektricitet.

²⁴ Lov nr. 1293 af 05/12/2019 om ændring af lov om elforsyning, lov om Energinet og lov om fremme af vedvarende energi.

3. Inddragelse af aktører

Energinet lægger stor vægt på at inddrage aktører i udarbejdelsen af nye metoder og vilkår. For denne metode er de danske aktører blevet oplyst om projektets forløb gennem forskellige publikationer ([notat om Handel med lokal fleksibilitet](#)), på de åbne møder for leverandører af systemydelser afholdt af Energinet ([mødereferater og præsentationer](#)) og ved et pilotprojekt med åben deltagelse ([udbud til pilotprojektet](#)).

Metoden er udviklet i en arbejdsgruppe drevet af Energinet og Dansk Energi. Arbejdsgruppen blev dannet på baggrund af en åben invitation til balanceansvarlige, netselskaber, anlægsejere og interesseorganisationer. I arbejdsgruppen deltog fire netselskaber, to balanceansvarlige, en anlægsejer samt Energinet og Dansk Energi. Den af arbejdsgruppen foreslåede metode blev testet i pilotprojektet hvilket førte til mindre ændringer. Der har generelt været bred enighed om den nu foreslåede metode.

4. Beskrivelse af Metoden

4.1 Indledning

Energinet har i samarbejde med markedsaktører og distributionselskaber udviklet en konkret metode til at løse flaskehalsproblemer i transmissionsnettet ved at implementere handel med lokal fleksibilitet i det eksisterende markedssetup.

Metoden er testet i et pilotprojekt på Lolland og Sydsjælland, hvor der kan opstå flaskehalsproblemer i transmissionsnettet. Det er vurderet at Metoden fungerer i praksis og er brugbart i hele Danmark, hvorfor det nu implementeres.

4.2 Baggrund

Energinet skal udbygge transmissionsnettet i samme hastighed som udbygningen af den vedvarende energiproduktion og forbrug. Lovgivningsmæssigt og teknisk er det ikke altid muligt at udbygge transmissionsnettet hurtigt nok til at dække behovet og det giver flaskehalsproblemer i transmissionsnettet, som ikke kan håndteres via de eksisterende elmarkeder. En løsning til håndtering af flaskehalsproblemerne er at regulere lokal produktion og forbrug.

4.3 Begrundelse for valget af metode

Energinet ønsker at anvende det eksisterende regulerkraftmarked til lokal nedregulering af produktion eller opregulering af forbrug. Ved at tilføje en specifik geografisk placering til bud i regulerkraftmarkedet opnås mulighed for lokal op- og nedregulering. De specifikke geografiske placeringer er nærmeste transformerstation i transmissionsnettet. Nedregulering forstås i elmarkedet som en reduktion af energien i nettet, dvs. enten en reduktion af produktion eller en forøgelse af forbrug. Opregulering er det modsatte.

Flaskehalsproblemer i transmissionsnettet løses i dag med beordring af nedregulering af produktionen, da der på nuværende tidspunkt ikke eksisterer andre alternativer. Energinet har nedskrevet reglerne og håndtering af beordring i notatet "Begrænsninger af produktion i distributionsnettet af hensyn til begrænsninger i transmissionsnettet - proces ml. TSO og DSO".

Mange forslag til handel med lokal fleksibilitet bruger markeds- og kommunikationsløsninger som ikke findes i dag og løsningerne har derfor en længere tidshorisont, for at de kan realiseres. Fokus har været at udarbejde et løsningsforslag, hvor handlen med lokal fleksibilitet, procedurerne og kommunikationen bag kan implementeres i det eksisterende markedssetup og med de tekniske løsninger, der er til rådighed i dag.

Løsningen skal på sigt koordineres med andre kommende værktøjer til håndtering af lokale flaskehalse. Ligeledes skal løsningen koordineres med implementeringen af fælles europæiske markeder for balanceringsenergi.

4.4 Test i pilotprojekt på Lolland

Løsningsforslaget er fremkommet efter en case på Lolland, hvor 50 kV-distributionsnettet er et maskenet. Maskenet giver udfordringer, da retningen på effektflowet skifter alt efter mængden af produktion og forbrug i nettet. Løsninger der kan bruges i et maskenet, forventes derfor også at kunne bruges i de teknisk mere simple radialnet. Rammerne for løsningsforslaget indebærer en lav minimumsbudstørrelse, geografisk information for bud og rampebetingelser ved aktiveringer.

Pilotprojektet har vist at den ønskede afhjælpende effekt på flaskehalse i transmissionsnettet opnås ved aktivering af lokale bud under transformerstationer i transmissionsnettet. Dertil at der i de produktionsdominerede områder hvor der er lokale behov for nedregulering opstår rigelig likviditet i regulerkraftmarkedet for lokale reguleringer.

4.5 Kommunikation

Energinet vil udmelde et forventet årligt behov for lokal fleksibilitet for specifikke geografiske områder i behovsvurderingen for systemydelser hvert år.

Tilsvarende vil Energinet dagen før driftsdøgnet på baggrund af prognoser og forventede lokale belastninger i nettet udmelde behov for lokal fleksibilitet for specifikke geografiske områder (per geografisk tag svarende til transformerstationer i transmissionsnettet).

Ved revision, flaskehalssituationer eller i fejlsituationer i distributionsnettet, kan distributions-selskabet meddele at Energinet ikke kan aktivere lokal fleksibilitet jf. denne markedsbaserede løsning. Her aktiveres proceduren for beordring af lokal nedregulering i distributionsnettet i samarbejde med Energinet og netselskabet.

Ved pludseligt opståede netudfordringer i distributionsnettet i driftsøjeblikket iværksætter distributionselskaberne deres nøddriftsprocedurer.

Ved store og hyppige aktiveringer af lokal fleksibilitet via metoden for handel med lokal fleksibilitet til håndtering af flaskehalse i transmissionsnettet, får distributionselskaberne brug for en anden fallback løsning hvis noget går galt, fx installering af overvågning om natten og automatiske processer i distributionsnettet (state-estimator) til spændingsreguleringer og automatiske koblinger. Større og hyppigere reguleringer via markedet for lokal fleksibilitet øger behovet for flere automatiske processer for distributionselskaberne, da det bliver svært at overskue driften manuelt. Det er igen vigtigt at notere at distributionselskaberne altid har mulighed for at meddele Energinet at den markedsbaserede aktivering af lokal fleksibilitet ikke er mulig.

Energinets behov for lokal fleksibilitet har for 2019 og 2020 næsten udelukkende været i forbindelse med revisioner forbundet til et produktionsdomineret område hvor der har været sammenfald med blæsende vejr og/eller solskin. Behovet er på nuværende tidspunkt meget begrænset. Behovet forventes naturligvis at stige med integrationen af yderligere decentral VE produktionskapacitet, men ikke i en grad hvor det bliver problematisk for distributionsnettene.

5. Krav til lokale reguleringer

5.1 Inden deltagelse i markedet

Kun regulerbare anlæg som kan leve op til kravene for reguleringen og informationsudveksling kan deltage. Det skal eftervises i en test at anlægget kan regulere efter kravene herunder og at reguleringen kan aktiveres via fjernstyring af den balanceansvarlige aktør. Dokumentation skal tilsendes Energinet som ved prækvalificering til levering af kapacitetsreserver.

5.2 Reguleringskrav

Al produktion og forbrug, som deltager i buddene for lokal fleksibilitet, skal have en rampehastighed fordelt lineært mellem 5 og 15 minutter af den nominelle anlægskapacitet ved ned- og opregulering. Det tillades at rampen for ned- og opregulering sker ved at on/off regulere flere mindre enheder enkeltvis med en passende forsinkelse imellem, så der tilnærmelsesvis fås en rampe fordelt mellem 5 og 15 minutter.

Kravet sættes dels af systemmæssige årsager, for at undgå store spændingsvariationer i distributionsnetten grundet hurtige lokale op- og nedreguleringer af store mængder produktion og forbrug (viklingskoblerne/spændingsreguleringen er manuel mange steder i distributionsnettet).

6. Proces for handel med lokal fleksibilitet

Dagen før driftsdøgnet melder Energinet Elsystemansvar de forventede flaskehalse ud under de definerede geotags (mail). Distributionselskabet kan meddele at Energinet ikke kan aktivere lokal fleksibilitet jf. denne markedsbaserede løsning. Her aktiveres proceduren for beordring af lokal nedregulering i distributionsnettet. Distributionselskabet har under hele processen mulighed for at meddele Energinet at nødproceduren skal anvendes ved udfald eller fejl.

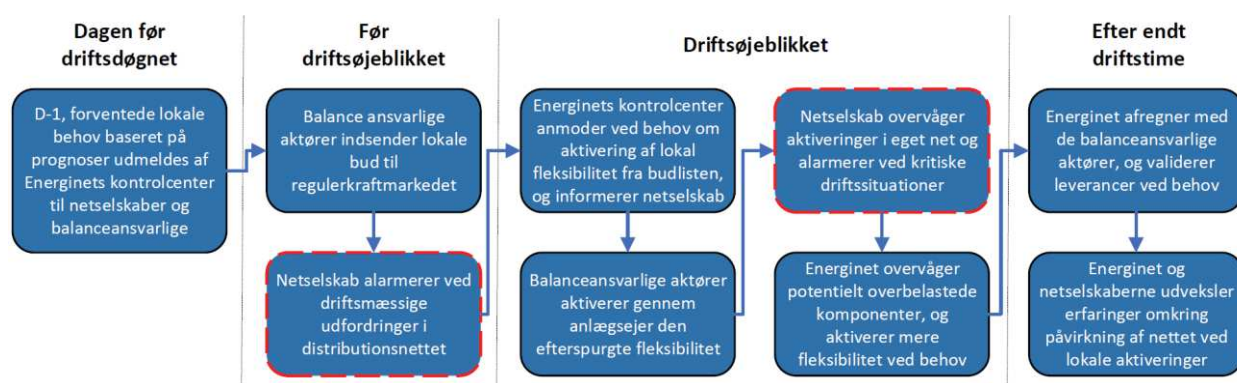
Leverandører af lokal fleksibilitet indsender bud i det eksisterende regulerkraftmarked med en tilføjelse af den geografiske kode for anlæg beliggende i den geografisk afgrænsede zone. De ved ud fra stamdataregisteret under hvilke geo-tag/transformerstation i transmissionsnettet deres anlæg hører til (i fejlsituationer kan der kobles om i nettet og netstrukturen kan ændre sig).

Kontrolcenteret i Energinet aktiverer fleksibiliteten og overvåger nettet. Hvis aktiveringen ikke har den ønskede effekt, aktiveres yderligere fleksibilitet. I sådan en situation vil Energinet kontrollere aktiveringer for om den ønskede mængde rent faktisk har været leveret.

Den eksisterende beordringsmetode²⁵ anvendes som nødprocedure, hvis aktiveringer af lokale bud ikke kan løse flaskehalsproblematikken alene eller i fejlsituationer. Derudover anvendes beordringsmetoden, hvis aktiveringerne ikke reagerer/kan reagere tidsnok.

De lokale bud aktiveres som specialregulering med pay-as-bid prissætning, dog med marginalprisen på regulerkraftmarkedet som minimum.

Den balanceansvarlige aktør skal logge effektmålinger for de aktiverede anlæg på minimum minuts opløsning. Hvis data for den planlagte/prognosticerede produktion/forbrug kun findes med højere opløsning, kan dette anvendes. Dog maksimalt på 15 minutters opløsning.



Figur 1 – Simple tidslinje for handlinger af de forskellige aktører fra dagen før driftsdøgnet til efter endt driftstid

²⁵ Begrænsninger af produktion i distributionsnettet af hensyn til begrænsninger i transmissionsnettet - proces ml. TSO og DSO

7. Markedsincitament

Metoden for handel med lokal fleksibilitet til håndtering af flaskehalse i transmissionsnettet vil først og fremmest give økonomisk incitament til regulerbare anlæg i områder med lokale flaskehalse til at stille deres fleksibilitet til rådighed i efterspurgte perioder, når Energinet Elsystemansvar årligt udmelder et forventet behov for lokal fleksibilitet. Ved håndtering af flaskehalsen i markedet vil de som minimum modtage den efterspurgte pris for budet for aktive-rede bud. Hvis der i området er regulerbare anlæg uden styringsmulighed eller mulighed for fjernstyring vil det også give et incitament til installation heraf og efterfølgende deltagelse med lokal fleksibilitet.

Opstilling af nye forbrugs- og produktionsanlæg vil også have nye incitament til at installere fjernstyring og mulighed for reguleringen af effekt output og/eller optag. Med hensyn til udvælgelse af placering for nye produktionsanlæg i områder med behov for lokal nedregulering vil det beskrevne metode reducere den negative påvirkning ift. egen kontrol over anlæggets drift. Der gives mulighed for frivilligt at tilbyde sin fleksibilitet som højest sandsynligt vil mindske anvendelsen af beordringer. For regulerbare forbrugsanlæg i områder med behov for lokal nedregulering vil der gives et økonomisk incitament til at vælge netop den placering, da anlægget kan tilbyde sin fleksibilitet til markedet. Sideløbende projekter i Energinet og distributions-selskaberne omkring tidstariffer, netprodukter og begrænset netadgang vil også påvirke incitament ift. udvælgelse af placeringer for nye anlæg. Kravene til funktionel adskillelse mellem aktørerne i marked og lige konkurrencevilkår mellem budgiverne opfyldes i markedet.

Metoden for handel med lokal fleksibilitet vil ikke påvirke prissætningen på regulerkraftmarkedet betydeligt. Anlæg der før blevet aggregeret udelukkende på baggrund af marginalpris som nu vil blive aggregeret med andre lokale anlæg med varierende omkostninger ift. levering af fleksibilitet, vil potentielt blive budt ind til en højere pris. Kutyme på regulerkraftmarkedet er at det dyreste anlæg sætter prisen for et aggregeret bud. Grundet den lave minimumsgrænse for regulerkraftbud på 5 MW og kommende på 1 MW ved implementering af de internationale platforme for balancering i det kontinentale Europa og i norden, vil denne forøgelse i budpriser være meget begrænset da behovet for at aggregere anlæg er relativt lille og vil reduceres i fremtiden når behovet for lokal fleksibilitet forøges. Derudover vil afregningsprincippet for specialregulering, pay-as-bid, gøre at regulerkraftbud indmeldt med henblik på en lokal aktivering vil inkludere faste udgifter ifm. leverancen for fleksibiliteten i budprisen. Da et lokalt bud lige så vel kan aktiveres som et almindeligt bud til balancering af prisområdet kan dette påvirke prisen på regulerkraftmarkedet ved massiv indmelding af lokale bud.

Det eneste aspekt hvor forsyningsikkerheden potentielt påvirkes er ift. den residualt tilgængelige mængde regulerkraftbud. I en tænkt situation med et stort lokalt behov for nedregulering i en situation med et massivt behov for opregulering i prisområdet vil den lokale nedregulering øge behovet for opregulering i den resterende del af prisområdet med et en til en forhold. Den nuværende dimensionering af opreguleringsreserve kan derfor teoretisk set blive udfordret i ekstreme situationer med samtidige flaskehalse på udlandsforbindelser og udfald. Tilstrækkeligheden for nedreguleringsbud anses ikke for at være udfordret, da metoden for handel med lokal fleksibilitet tværtimod vil øge incitamentet til deltagelse på regulerkraftmarkedet.

Behovet for lokale aktiveringer forventes dog ikke at få en størrelse der kan give denne påvirkning. Hverken i forhold til påvirkning på marginalprisen for balancering eller i forhold til påvirkning af forsyningsikkerheden.

8. Tidsplan

Energinet vil ved interne flaskehalse i transmissionsnettet fremadrettet så vidt muligt anvende Metoden for handel med lokal fleksibilitet til at håndtere disse.

Relevante distributionsselskaber vil informeres herom i god tid, hvor den eksakte proces for nødproceduren også aftales.

Metoden forventes anvendt primært ved revisioner i transmissionsnettet for 2021. For 2022 og frem forventes der potentielt at opstå flaskehalse i timer med stor VE produktion (særligt i timer med både solskin og kraftig blæst) i normaldriftssituationer også.

Forsyningstilsynet

210219 - Ørsted Hørings svar Lokal Fleksibilitet

19. februar 2021

Ørsted hilser muligheden for at kommentere på Forsyningstilsynets høring af Energinets *metode til handel med fleksibilitet til håndtering af lokale flaskehalse i transmissionsnettet* velkommen.

Vores ref. MARTS
Doc. ID Deca00001563-65906408-5321

Metoden skal give mulighed for at håndtere begrænsninger i transmissionsnettet på markedsbaseret vis via aktivering af lokationsspecifikke bud i det eksisterende regulerkraftmarked. Ørsted er generelt fortalende for, at Energinet afdækker sine behov, herunder lokale behov, med markedsbaserede metoder, jf. Elforsyningslovens §27a, stk. 2, og finder, at nærværende metode er et rigtigt skridt i denne retning. Ørsted anbefaler derfor, at metoden godkendes.

Ørsted vil dog gøre opmærksom på, at den overordnede konkurrence og omkostningseffektivitet i regulerkraftmarkedet er afhængig af aktørernes muligheder for at sammensætte portefølgebud. Portefølgebuddene sammensættes af assets på forskellige lokationer i et prisområde med samme omkostningsprofil, eller med komplementære tekniske egenskaber, for på den måde at stille med de største volumener og mest attraktive priser i regulerkraftmarkedet.

Derfor er det vigtigt, at Energinet afgrænser anvendelsen af lokationsinformation i form af 'geotags' til konkrete og afgrænsede situationer, hvor der opstår et lokalt behov, og ikke på sigt gør lokationsinformation til et generelt krav i regulerkraftmarkedet.

Ørsted noterer sig desuden, at Energinet som del af metodeanmeldelsen også fremsætter en juridisk vurdering af omfanget af kravet om metodegodkendelse i elforsyningsloven, metodebekendtgørelsen og det europæiske elmarkedsdirektiv i forhold til den konkrete anmeldelse vedrørende lokal fleksibilitet.

Ørsted er bekymret for rækkevidden af denne fortolkning fra Energinet, som Ørsted anser for at være i modstrid med hensigterne i elforsyningsloven og elmarkedsdirektivet. Fortolkningen er desuden et brud med mangeårig praksis på området.

Ørsted vil derfor opfordre til at afklare retsstillingen på området snarest muligt med henblik på at stadfæste godkendelseskravet og Forsyningstilsynets godkendelseskompetence.

Med venlig hilsen

Doc. ID Deca00001563-65906408-5321

Ørsted

Martin Schrøder

Lead Business Developer

Tlf. 99558987

[Kommentarer]

Dok. ansvarlig: MTH
Sekretær:
Sagsnr: s2021-126
Doknr: d2021-3669-1.0
23. februar 2021

Høring af Energinets metode for handel med lokal fleksibilitet til håndtering af lokale flaskehalse i transmissionsnettet

Vi takker for muligheden for at afgive høringssvar på Energinets metode for "Handel med lokal fleksibilitet til håndtering af lokale flaskehalse i transmissionsnettet"

Vi forstår, at Energinet vil anvende metoden til at håndtere lokale begrænsninger i transmissionsnettet via aktivering af lokal fleksibilitet. Dette foregår gennem det eksisterende markedssætup, hvor Energinet melder lokale begrænsninger ud, og aktørerne byder ind på markedet, med op eller nedregulering afhængigt af Energinets efterspørgsel. Aktørernes bud er tilknyttet et lokationssignal i form af geotags, hvilket dermed sikre at fleksibiliteten er lokaliseret det korrekte sted i transmissionsnettet.

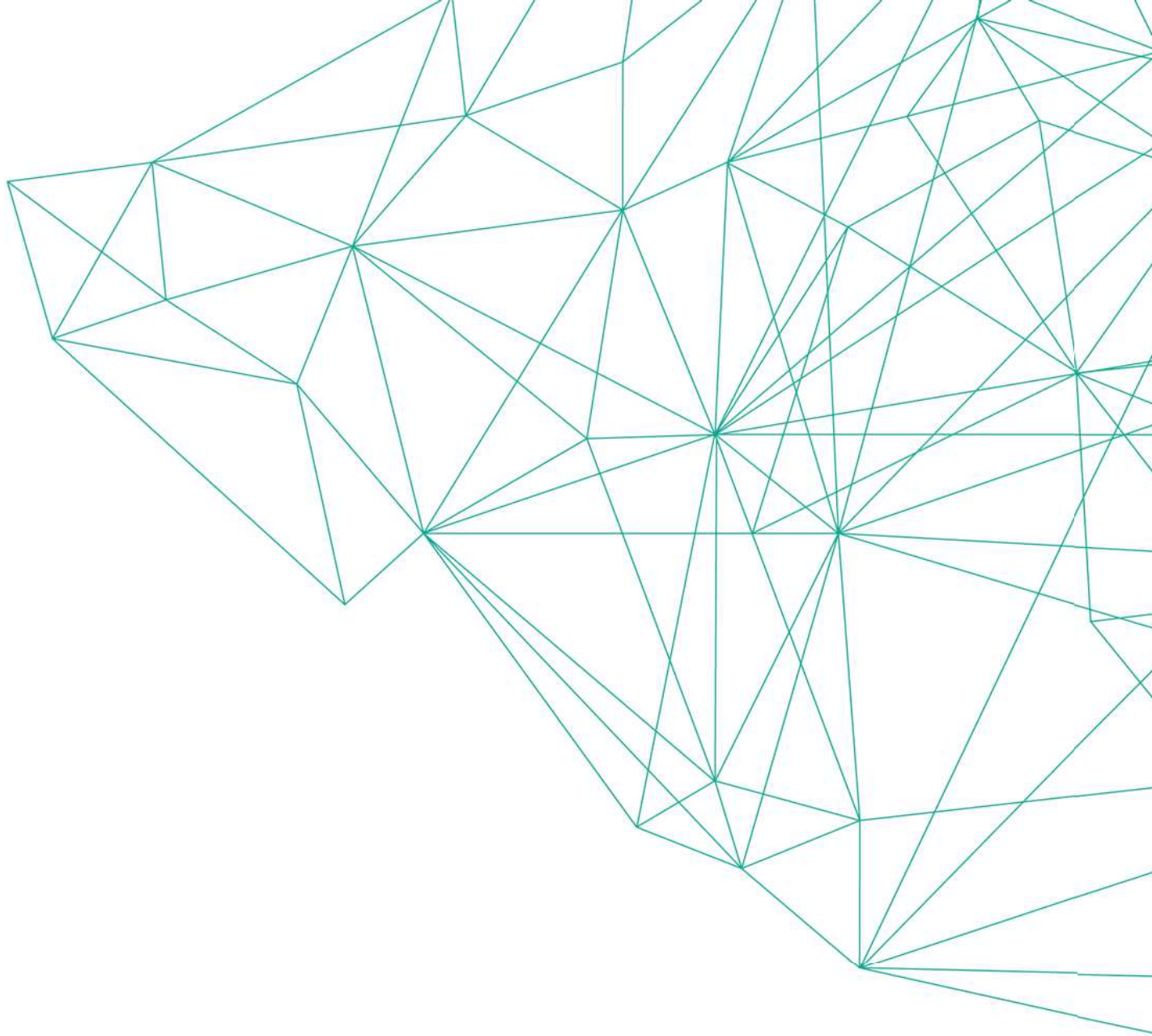
Dansk Energi er positive overfor, at metoden benytter et markedsbaseret setup til at håndtere begrænsninger i transmissionsnettet, samt til fremskaffelsen af fleksibilitet. Vi mener det er et vigtigt skridt i den rigtige retning og støtter derfor godkendelsen af metoden.

I forhold til Energinets juridisk vurdering af, hvorvidt metoden for handel med lokal fleksibilitet er omfattet af kravet til metodegodkendelse i metodebekendtgørelsen, elforsyningsloven, og det europæiske elmarkedsdirektiv har vi jf. Forsyningstilsynets vejledning ikke taget stilling til dette i høringssvaret.

Vi synes det er bekymrende, at Energinet lægger op til, at metoder som denne ikke er omfattet af metodegodkendelseskravet. Dette ser vi ikke som hensigten med lovgivningen på området, og desuden er det i strid med den årelange praksis på området.

Med venlig hilsen
Dansk Energi

Maiken Thomsen



EVALUERINGSRAPPORT - PILOTPROJEKT FOR HANDEL MED LOKAL FLEKSIBILITET PÅ LOLLAND

Indhold

1. Baggrund	3
2. Forløb	4
3. Procedure i pilotprojektet	4
3.1 Transmissionsnettet på Lolland	5
3.2 Use cases i pilotprojektet	6
4. Erfaringer med konceptet	7
4.1 Energinet	7
4.2 Cerius, netselskaber & Dansk Energi	13
4.3 Balanceansvarlige	14
4.3.1 HOFOR	14
5. Datagrundlag	16
6. Evalueringspunkter	16
7. Hvad har vi ikke testet	19
7.1 Hvor kan der opstå problemer, og hvornår kan det blive kritisk?	19
7.2 Ekstreme scenarier	19
7.3 Regulering af forbrug	19
8. Forudsætninger for fremtidig anvendelse	20
8.1 Fremtidigt behov	20
Hvad forventes at ændres / implementeres hos Energinet / netselskaberne / balanceansvarlige aktører?	20
9. En samfundsøkonomisk betragtning	22
10. Konklusion / Anbefaling på baggrund af pilotprojektet	24

1. Baggrund

Energinet har i samarbejde med markedsaktører og netselskaber udviklet et konkret koncept til at løse flaskehalsproblemer i transmissionsnettet ved at implementere *handel med lokal fleksibilitet* i det eksisterende markedssetup for regulerkraftmarkedet.

Pilotprojektet blev i Q3-Q4 2020 afviklet på Lolland, i tæt samarbejde mellem Energinet, Cerius, Dansk Energi og balancansvarlige aktører. Lolland og Sydsjælland er et produktionsdomineret geografisk område, hvor der allerede i dag kan opstå flaskehalsproblemer i transmissionsnettet ved intakt net i blæsende, solrige timer. Pilotprojektets formål har været at analysere og vurdere hvorvidt konceptet fungerer i praksis og kan implementeres nationalt. Nedregulering leveret af forbrug (en forøgelse af forbrug) har ikke været testet, da de deltagende aktører ikke har haft regulerbart forbrug i det geografiske område.

Energinet skal som systemansvarlig virksomhed sikre elforsyningssikkerheden og er som led heri forpligtet til at iværksætte de tiltag, der vurderes at have den største effekt til de laveste samlede samfundsøkonomiske omkostninger. Energinet har sagligt vurderet, at indkøb af lokal fleksibilitet udgør det mest omkostningseffektive tiltag i driften for at sikre at kapacitetsbegrænsninger i transmissionsnettet overholdes.

Energinet skal udbygge transmissionsnettet i samme hastighed som udbygningen af den vedvarende energiproduktion og forbrug. Lovgivningsmæssigt og teknisk er det ikke altid muligt at udbygge transmissionsnettet hurtigt nok til at dække behovet og det giver flaskehalsproblemer i transmissionsnettet, som ikke kan håndteres via de eksisterende elmarkeder. En løsning til håndtering af flaskehalsproblemerne i driftsøjeblikket er at regulere lokal produktion og forbrug i situationer med stor belastning af nettet.

På Lolland er konceptet testet ved et lokalt behov for nedregulering til at reducere flowet i transmissionsnettet grundet stor VE-produktion. Konceptet er ikke testet for et lokalt behov for opregulering til at reducere flowet i transmissionsnettet grundet et stort forbrug.

Konceptet kort forklaret er der er tale om en tilføjelse til det eksisterende regulerkraftmarkedet der skal sikre mulighed for en markeds-mæssig afhjælpning af lokale flaskehalse i transmissionsnettet i driftsøjeblikket. Tilføjes består af et geografisk tag (geo-tag) tilknyttet balanceringsenergibud. Ved at tilføje en specifik geografisk placering til bud i regulerkraftmarkedet opnås mulighed for lokal op- og nedregulering. De specifikke geografiske placeringer er nærmeste transformerstation i transmissionsnettet. Nedregulering forstås i elmarkedet som en reduktion af energien i nettet, dvs. enten en reduktion af produktion eller en forøgelse af forbrug. Opregulering er det modsatte.

Flaskehalsproblemer i transmissionsnettet løses i dag med beordring af nedregulering af produktionen, da der på nuværende tidspunkt ikke eksisterer andre alternativer. Reglerne og håndtering af beordring findes i notatet "*Begrænsninger af produktion i distributionsnettet af hensyn til begrænsninger i transmissionsnettet - proces ml. TSO og DSO*".¹

Mange forslag til handel med lokal fleksibilitet bruger markeds- og kommunikationsløsninger som ikke findes i dag og løsningerne har derfor en længere tidshorison, for at de kan realiseres. Fokus har været at udarbejde et løsningsforslag, hvor handlen med lokal fleksibilitet, procedurerne og kommunikationen bag kan implementeres i det eksisterende markedssetup og med de tekniske løsninger, der er til rådighed i dag.

¹ Det eksisterende beordringskoncept vil fremadrettet kun anvendes som nødprocedure/backup til markeds-løsningen, hvis aktivering af lokale bud ikke kan løse flaskehalsproblematikken alene eller hvis nødvendigt i fejlsituationer.

Løsningen skal på sigt koordineres med andre kommende værktøjer til håndtering af lokale flaskehalse. Ligeledes skal løsningen koordineres med implementeringen af fælles europæiske markeder for balanceringsenergi.

2. Forløb

Energinet startede et [udbud \(Link\)](#) for deltagelse i pilotprojektet i december 2019 på vegne af Energinet og Cerius. Halvdelen af de indsendte ansøgninger blev accepteret og de to balanceansvarlige aktører Centrica og Hofor, hvis ansøgninger blev accepteret, har aktivt deltaget i pilotprojektet med en samlet mængde på over 100 MW produktionskapacitet i form af vindmøller.

Rammerne for pilotprojekt var at markedsaktører, Cerius og Energinet afholdt egne omkostninger til implementering af funktioner der skulle bruges i forbindelse med testperioden, fx kommunikation, styringsudstyr osv.

Testperioden var oprindeligt planlagt til at være et halvt år, fra 1. april til 1. oktober 2020, men grundet Covid-19 blev starten udskudt til primo juni. Sidste test blev afholdt primo december, hvorfor piloten forløb over ca. et halvt år.

Det halve år skulle give mulighed for at opsamle tilstrækkelig driftserfaring til, at der kan ske en afsluttende evaluering af pilotprojektet. Dette mål er opfyldt og denne rapport er den afsluttende evaluering.

3. Procedure i pilotprojektet

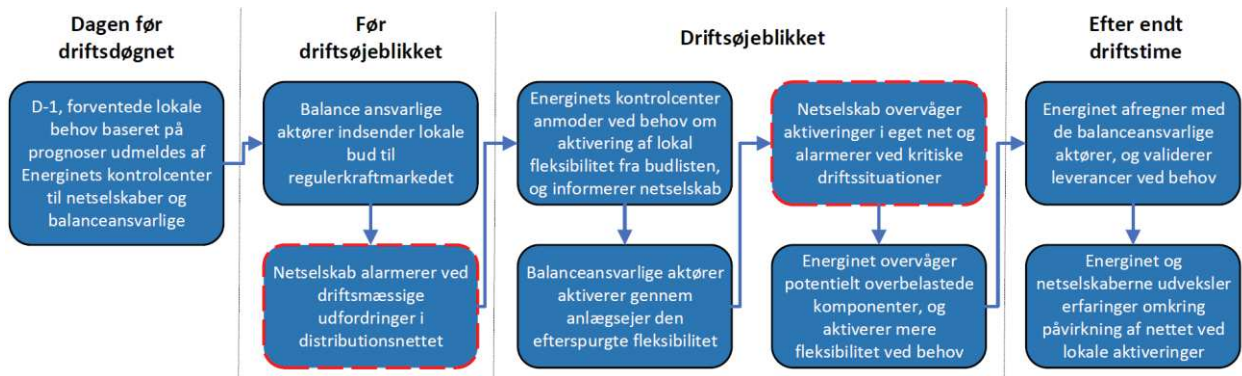
I pilotprojektet blev den foreslåede procedure for konceptet afprøvet. Proceduren starter ved at Energinet dagen før driftsdøgnet melder de forventede flaskehalse ud under de definerede geotags (mail). Netselskabet kan meddele at Energinet ikke kan aktivere lokal fleksibilitet jf. denne markedsbaserede løsning. Herefter aktiveres proceduren for beordring af lokal nedregulering i distributionsnettet. Netselskabet har under hele processen mulighed for at meddele Energinet at nødproceduren skal anvendes ved udfald eller fejl.

Leverandører af lokal fleksibilitet indsender bud i det eksisterende regulerkraftmarked med en tilføjelse af den geografiske kode for anlæg beliggende i den geografisk afgrænsede zone. De ved ud fra stamdataregisteret under hvilke geotag/transformerstation i transmissionsnettet deres anlæg hører til (i fejlsituationer eller ved revisioner og andet arbejde kan der kobles om i nettet og netstrukturen kan ændre sig).

Kontrolcenteret i Energinet aktiverer fleksibiliteten og overvåger nettet. Hvis aktiveringen ikke har den ønskede effekt, aktiveres yderligere fleksibilitet. I sådan en situation vil Energinet kontrollere aktiveringer for om den ønskede mængde rent faktisk har været leveret. De lokale bud aktiveres som specialregulering med pay-as-bid prissætning, dog med marginalprisen på regulerkraftmarkedet som minimum.

Den balanceansvarlige aktør skal logge effektmålinger for de aktiverede anlæg på minimum minuts opløsning. Hvis data for den planlagte/prognosticerede produktion/forbrug kun findes med højere opløsning, kan dette anvendes. Dog maksimalt på 15 minutters opløsning.

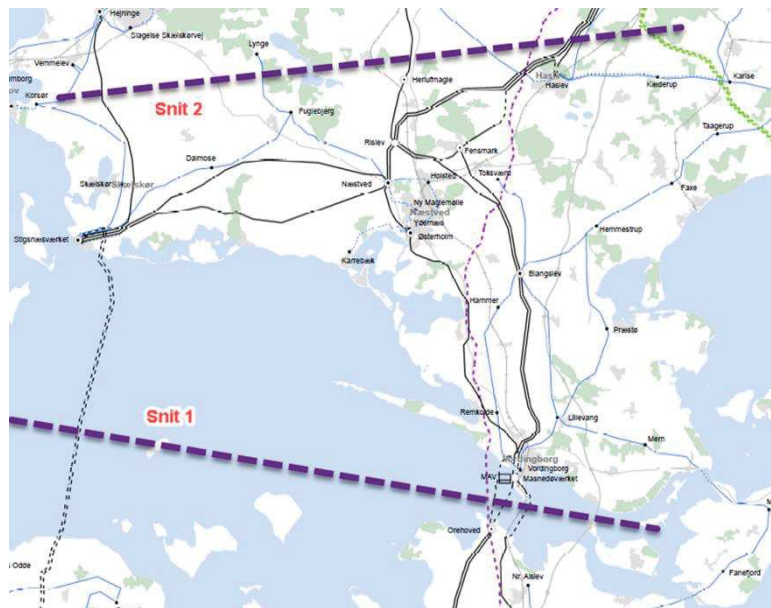
Herunder på **Figur 1** ses et simpelt blokdiagram for handlinger af de forskellige aktører under pilotprojektet. Netselskabet har mulighed for at alarmerer ved driftsmæssige udfordringer, både før og under lokale aktiveringer. Da muligheden kun anvendes ved udfordringer, er dette illustreret ved røde stiplede blokke.



Figur 1 – Blokdiagram for handlinger for forskellige aktører under pilotprojektet.

3.1 Transmissionsnettet på Lolland

Der kan opstå forskellige flaskehalsscenarier på Lolland. På **Figur 2** herunder er en illustration af de to snit som Energinet forventer overbelastes i situationer med samtidig høj vind og solproduktion. Det første snit er fra Lolland og Falster til Sydsjælland, hvor det andet snit er fra Sydsjælland til Midtsjælland. Potentielle overbelastninger af begge snit løses på samme måde i pilotprojektet, ved at efterspørge og aktivere lokal fleksibilitet på Lolland. Anlæg på Sydsjælland kan også afhjælpe en flaskehals i snit 2, men dette blev ikke testet i piloten.

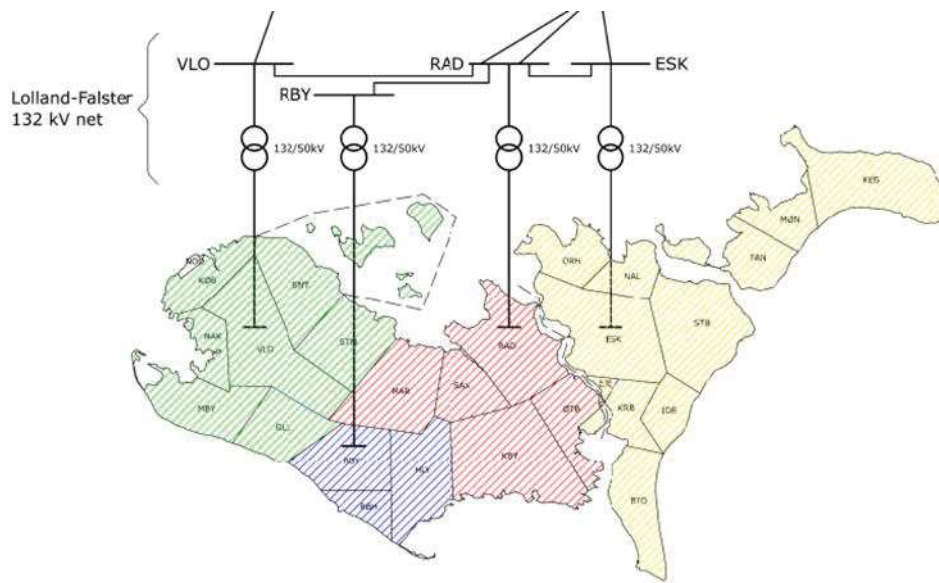


Figur 2 – To snit i transmissionsnettet ved Lolland og Sydsjælland der udsættes for stor belastning ved høj vind.

Snit 1: 3 x 200 MVA-forbindelser, 1 x 270 MVA-forbindelse. Kapacitet under hensyntagen til N-1 og ikke perfekt fordeling af overførsel på de 4 forbindelser: 600 – 650 MW.

Snit 2: 5 x 200 MVA-forbindelser. Kapacitet under hensyntagen til N-1 og ikke perfekt fordeling af overførsel på de 5 forbindelser: 650 – 700 MW.

Den maksimale nettoproduktion fra Lollands 50 kV net op i Energinets 132 kV net er ca. 260 MW. Her indgår 20–40 MW forbrug. De i pilotprojektet aktiverede mængder regulering på maksimalt 55 MW er ca. 1/6 af den rå produktion i 50 kV nettet. Derfor har Lollands 50 kV net været relativt lidt udfordret under pilotprojektet, da mængderne ikke var større.



Figur 3 - Sammenhængen mellem transmissions- og distributionstransformerstationerne på Lolland.

Målinger for medio 2018 og et år frem viser at nettet passer ret godt til det nuværende overføringsbehov. I 2019 var der et fåtal af timer med et behov for nedregulering lokalt på Lolland. Der har været enkelte perioder, hvor produktionen har været nedreguleret med 40 MW for ikke at overskride kapaciteten i nettet. Dette behov vil forøges ved tilslutning af nye anlæg bag flaskehalsen. Sammenhængen mellem transmissions- og distributionstransformerstationerne på Lolland kan ses på **Figur 3**.

3.2 Use cases i pilotprojektet

Forskellige variationer har været testet i en række Use Cases i pilotprojektet. Herunder en liste over de Use Cases der blev gennemført. Energienet efterspørgsel efter regulering forstås som varsling af et forventet behov.

1a: Energienet efterspørger lokal nedregulering med 24 timers varsel. Aktivering afhjælper overbelastning.

1b: Energienet efterspørger lokal nedregulering med 24 timers varsel. Aktivering afhjælper ikke overbelastning tilstrækkeligt. Her efter-aktiveres den resterende manglende mængde.

2a: Energienet efterspørger lokal nedregulering med 24 timers varsel. Prognose ændres drastisk. Et yderligere behov efterspørges 2 timer inden driftstimen. Aktivering afhjælper overbelastning.

2b: Energienet efterspørger lokal nedregulering med 24 timers varsel. Prognose ændres drastisk. Et yderligere behov efterspørges 30 minutter inden driftstimen. Aktivering afhjælper overbelastning.

2c: Energienet efterspørger ikke lokal nedregulering med 24 timers varsel. Prognose ændres drastisk. Et yderligere behov efterspørges 2 timer inden driftstimen. Aktivering afhjælper overbelastning.

2d: Energienet efterspørger ikke lokal nedregulering med 24 timers varsel. Prognose ændres drastisk. Et yderligere behov efterspørges 30 minutter inden driftstimen. Aktivering afhjælper overbelastning.

For ovenstående Use Cases blev gradienten på nedreguleringen også varieret mellem 15 og 5 minutter, for at teste påvirkningen i det lokale net. Oprindeligt var planen også at teste både med og uden for- eller efterregulering af viklingskablerne i distributionsnettet, men dette blev udeladt da det hurtigt kunne konstateres at den lokale spænding ikke blev påvirket betydeligt med de i pilotprojektet aktiverede mængder lokal nedregulering.

4. Erfaringer med konceptet

4.1 Energinet

Pilotprojektet har vist at den ønskede afhjælpende effekt på flaskehalse i transmissionsnettet opnås ved aktivering af lokale bud under transformerstationer i transmissionsnettet. Dertil at der i de produktionsdominerede områder hvor der er lokale behov for nedregulering opstår rigelig likviditet i regulerkraftmarkedet for lokale reguleringer. Behovet for lokale reguleringer opstår desuden primært i takt med at der i produktionsdominerede områder tilsluttes betydelige mængder ny VE produktionskapacitet. VE kapacitet der tilsluttes i dag forventes at deltage aktivt på regulerkraftmarkedet, samt at en stor del af den eksisterende VE kapacitet allerede deltager. Energinet forudser derfor ikke likviditetsproblematikker på lokale markeder når niveauet for de geografiske tags holdes på transformerstationsniveau i transmissionsnettet. Dertil skal det nævnes at Energinet ikke drager nogen konklusioner på et generelt niveau for prissætning af lokal fleksibilitet på baggrund af den opnåede erfaring i pilotprojektet, da dette har været for en begrænset periode med en begrænset mængde nedreguleringskapacitet. Se afsnit 9 for en uddybning.

På næste side på **Figur 4** ses et eksempel på aktivering af lokale nedreguleringsbud på Lolland til at afhjælpe flaskehalse i transmissionsnettet. Dette er for 132-50 kV transmissionsstationen Rødby (RBY) i en tretimers periode for test af en Use Case den 8. september 2020. Under station RBY foretages hhv. 23 og 22 MW lokal nedregulering fordelt på kl. 14 og kl. 15. Det ses tydeligt at flowet igennem stationen ændrer sig. I nedenstående periode ændrede vindhastigheden sig ikke betydeligt, hvorfor referenceproduktionen kan antages at være konstant. Det er dog ikke undersøgt om forbruget under denne station ændrede sig i løbet af perioden, men det er forventeligt at forbruget under stationen følger en klassisk døgnkurve og derfor stiger hen mod aftenen. Den balanceansvarlige aktør har leveret data per vindmøller bagved reguleringerne, som viser at vindmøllerne har leveret de ca. 45 MW summeret. På baggrund af ovenstående information kan det vurderes om nedreguleringen har haft den ønskede effekt.

Den samlede nedregulering under stationen er 45 MW, og flowet gennem stationen er reduceret med ca. 40-44 MW. Mindre variationer i vindhastighed og forbrug kan være skyld i de små afvigelser. Tilsvarende kan det skyldes at geotaget RBY dækker over et relativt stort geografisk område hvor de regulerede anlæg ikke nødvendigvis føder hele produktionen ind i det relevante knudepunkt, samt at distributionsnettet på Lolland er et maskenet og de lokale reguleringer kan føre til ændrede modstande og ændrede flows i nettet. På baggrund af samtlige udførte test vurderes opløsningen på geotags anvendt i pilotprojektet at have den ønskede effekt, ift. at finde en balance mellem markedslivilditet og præcision / virkningsgrad for relevante knudepunkter der ønskes aflastet.

På **Figur 5** ses flowet i transmissionsnettet fra Lolland mod Sydsjælland i et eksempel på en periode med massiv nedregulering i DK2 den 5. og 6. juli 2020. Nedreguleringsbehovet opstod grundet interne flaskehalse hos den nordtyske TSO TenneT, og jævnfør Energinets aftale med TenneT leverede danske aktører nedregulering til at håndtere flaskehalsen. I perioden blev både de deltagende vindmøller i pilotprojektet og andre anlæg på Lolland aktiveret til nedregulering, hvilket tydeligt kan ses på det ændrede flow. Det var en meget blæsende periode hvorfor den fulde transmissionskapacitet næsten var i brug da VE produktionen på Lolland oversteg det lokale forbrug og den overskydende lokale produktion i perioden blev sendt væk fra Lolland. Da nedreguleringen (uden geo-tags) begyndte i time 19 den 5. juli, reducerede flowet med mellem 150-200 MW for resten af natten, hvor der i en enkelt time var et yderligere reduceret flow.

Grundet den nuværende ikke-tilgængelige information for Energinet om anlæggene bag de aktiverede nedreguleringsbud er det ikke muligt præcist at placere geografisk hvor nedreguleringen foregår. Energinet har dog udviklet en metode til at estimere leveret nedregulering per vindmølle / vindmøllepark. Dette beregnes per balanceansvarlig og kan derfor ikke kodes sammen med enkelte bud. Der leveres næsten udelukkende nedregulering fra vindmøller på Lolland hvorfor Energinets metode kan anvendes til at sammenligne den estimerede nedregulering leveret fra vindmøller på

Lolland og ændringen i flowet. Tilsvarende som for beskrivelsen til **Figur 4** kan der være mange grunde til at den estimerede nedregulering afviger fra den målte ændring i flowet i transmissionsnettet, men der ses alligevel en tydelig sammenhæng som bekræfter at lokale reguleringer kan anvendes til at løse lokale flaskehalse i transmissionsnettet.

På **Figur 6** ses den estimerede leverede nedregulering fra landvindmøller på Lolland for samme periode for den samlede vindkapacitet og for den delmængde der deltog i pilotprojektet, hvor de specifikke vindmøller kendes og Energinets metode kan adskille deres bidrag fra totalen. For time 20, 21 og 22 den 6. juli blev der i pilotprojektet bestilt 55 MW nedregulering lokalt på Lolland. Der blev i disse timer ikke aktiveret andre nedreguleringsbud i hele DK2, hvorfor den estimerede nedregulering fra de i pilotprojektet deltagende møller kan sammenlignes med den bestilte mængde. Det ses tydeligt at de 55 MW nedregulering der er bestilt fra vindmøller deltagende i pilotprojektet, er estimeret til at have været leveret. Tilsvarende bekræfter data fra de deltagende balanceansvarlige aktører at de 55 MW nedregulering blev leveret.

På **Figur 7** ses den estimerede leverede nedregulering fra de i pilotprojektet deltagende møller kan sammenlignes med den bestilte mængde fra disse møller. Dette er for aktiveringer i pilotprojektet og ved andre aktiveringer i regulerkraftmarkedet i perioden Q3 og Q4 2020. Der ses en tydelig sammenhæng og en rimelig korrelation mellem aktiverede og estimeret leverede mængder (timer uden bestilt nedregulering er ikke medtaget).

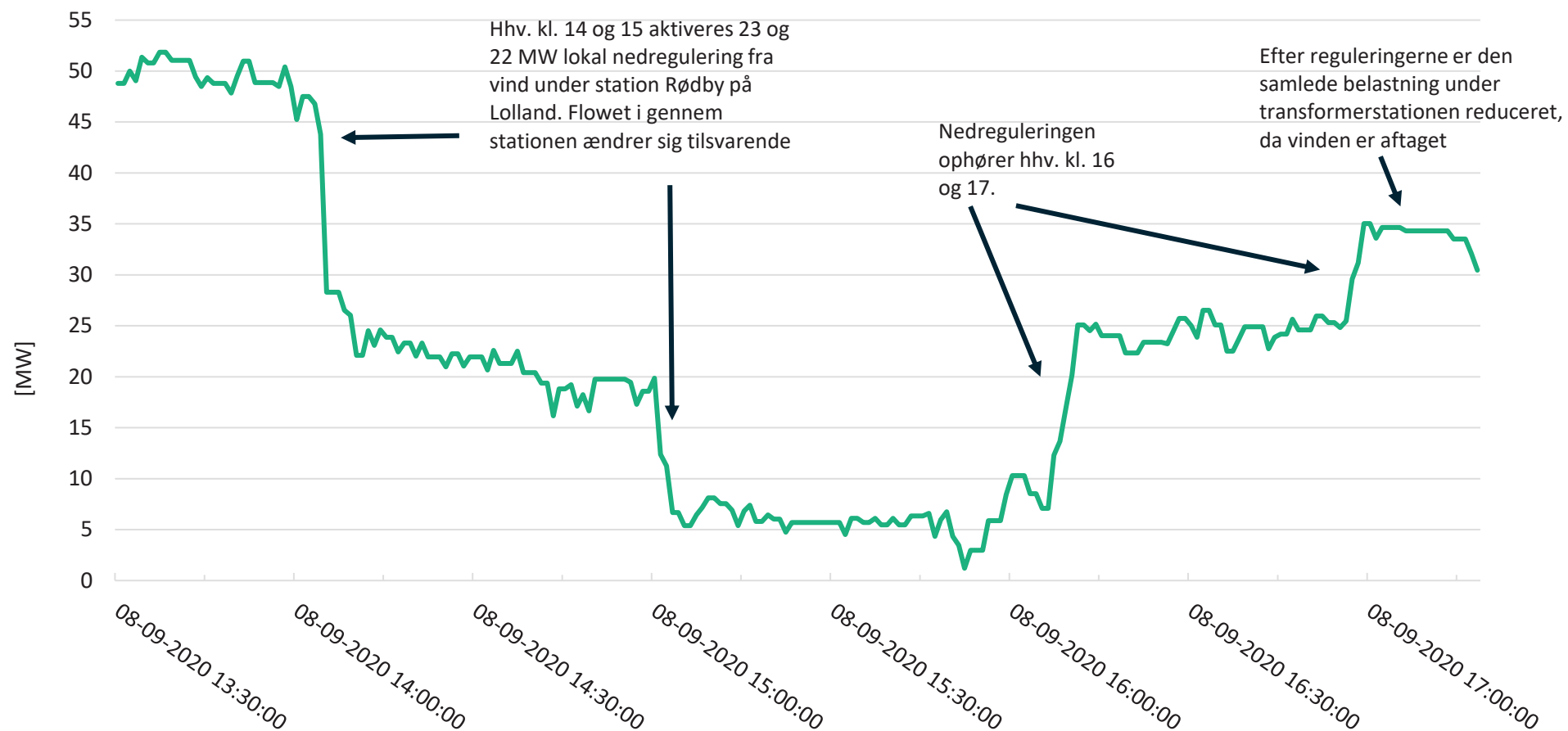
I timer uden bestilt nedregulering kan det ses på x-aksen at der i nogle timer estimeres at have været leveret over 50 MW nedregulering, dette kan skyldes negative spotpriser, vedligehold eller andet hvor de specifikke vindmøller har været nedreguleret af andre årsager end aktiveringer på regulerkraftmarkedet. Det kan også skyldes en skæv prognose da den estimerede nedregulering findes som forskellen mellem den prognosticerede og den faktiske produktion. Dette er ikke nærmere undersøgt, da det ikke har relevans i denne sammenhæng.

For de udførte use cases under pilotprojektet er der fundet data i minutopløsning for flowet gennem de relevante komponenter i transmissionsnettet, bl.a. for 132 kV linjerne fra Lolland mod Sydsjælland og Falster, hhv. Radsted-Eskilstrup, Radsted-Orehoved 1 og 2 samt Vest Lolland-Stignæs. Tilsvarende for 132 kV linjen på Lolland, Rødby-Radsted, da der ofte har været foretaget nedregulering under station Rødby. Derudover har de balanceansvarlige aktører leveret prognose- og produktionsdata per vindmølle for perioder med lokale aktiveringer. For samtlige test har det været muligt at se en rampe på nedreguleringen for vind samt en leveret mængde nedregulering svarende til stort set det bestilte. Energinet kan derfor i de konkrete tilfælde konkludere at leveringsgarantien ved handel med lokal fleksibilitet er tilstrækkelig.

Derudover har påvirkningen i flowet i nettet også kunne ses, og den samlede reduktion har været tæt på at være ens med den aktiverede mængde lokale nedregulering. Nedenstående figurer skal derfor ses som generiske eksempler. Enkelte tests har været utydelige ift. den opnåede aflastning, da en stor del af flowet er formodet at have ændret retning i distributionsnettet, hvorfor den forventede reduktion i transmissionsnettet til dels er blevet erstattet med et øget flow op fra lavere spændingsniveauer. Da der er usikkerhed om der i situationen er sket andet parallelt med den lokale nedregulering på Lolland, f.eks. et fald i forbrug, en forøgelse i produktion fra vind og sol eller andet, antages dette at være undtagelsen frem for reglen og undersøges derfor ikke nærmere.

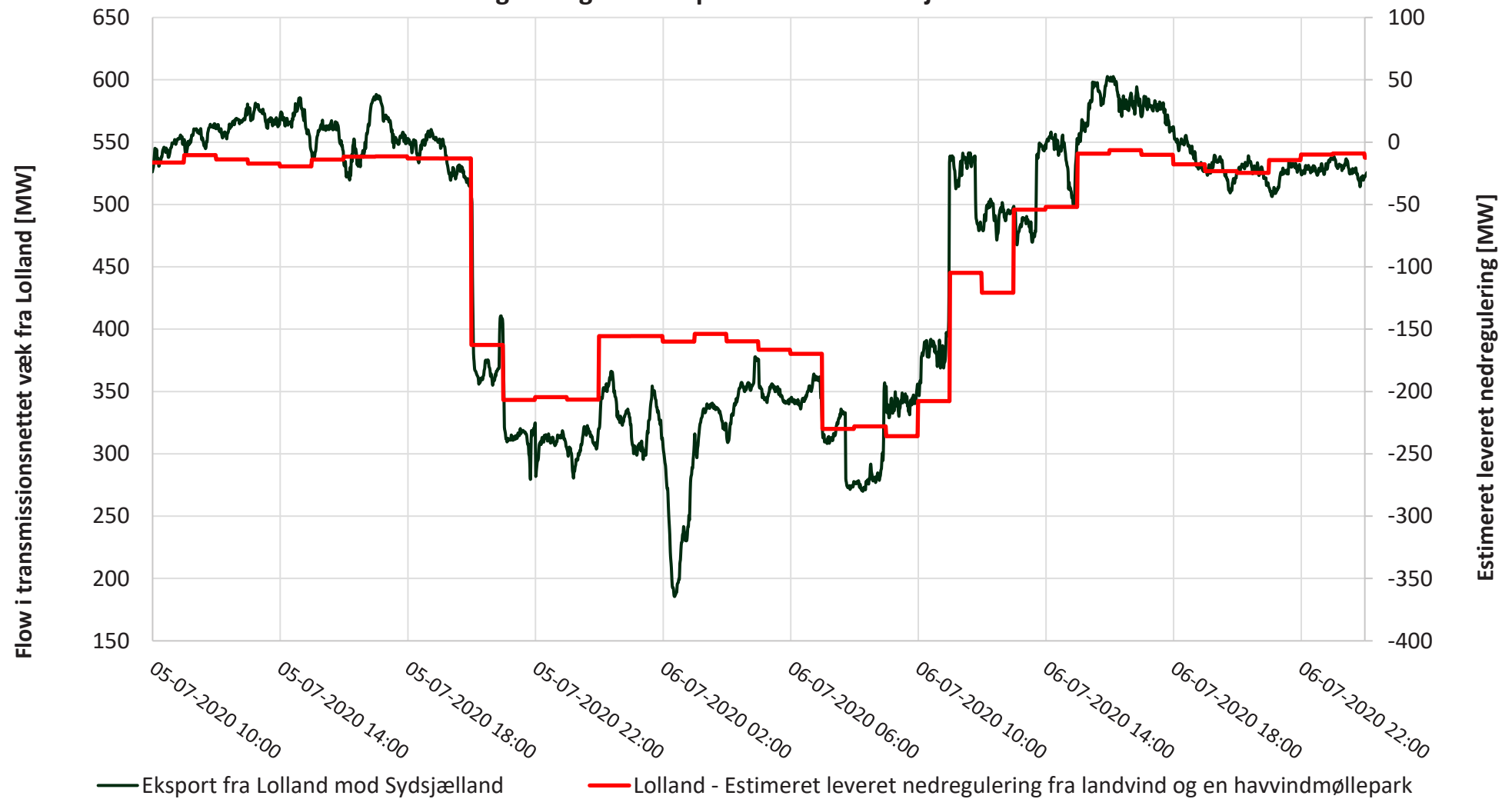
Da den relative aflastende effekt på de relevante komponenter for pilotprojektet for anlæg tilsluttet i et formasket distributionsnet på Lolland har været næsten 1:1 som hovedregel, antages konceptet for handel med lokal fleksibilitet at kunne anvendes med tilstrækkelig relativ aflastningseffekt alle steder i landet. Selvfølgelig med de nødvendige foranalyser af de specifikke fremtidige situationer.

Flow i gennem 132-50 kV station Rødby på Lolland [MW] - 8th of September 2020

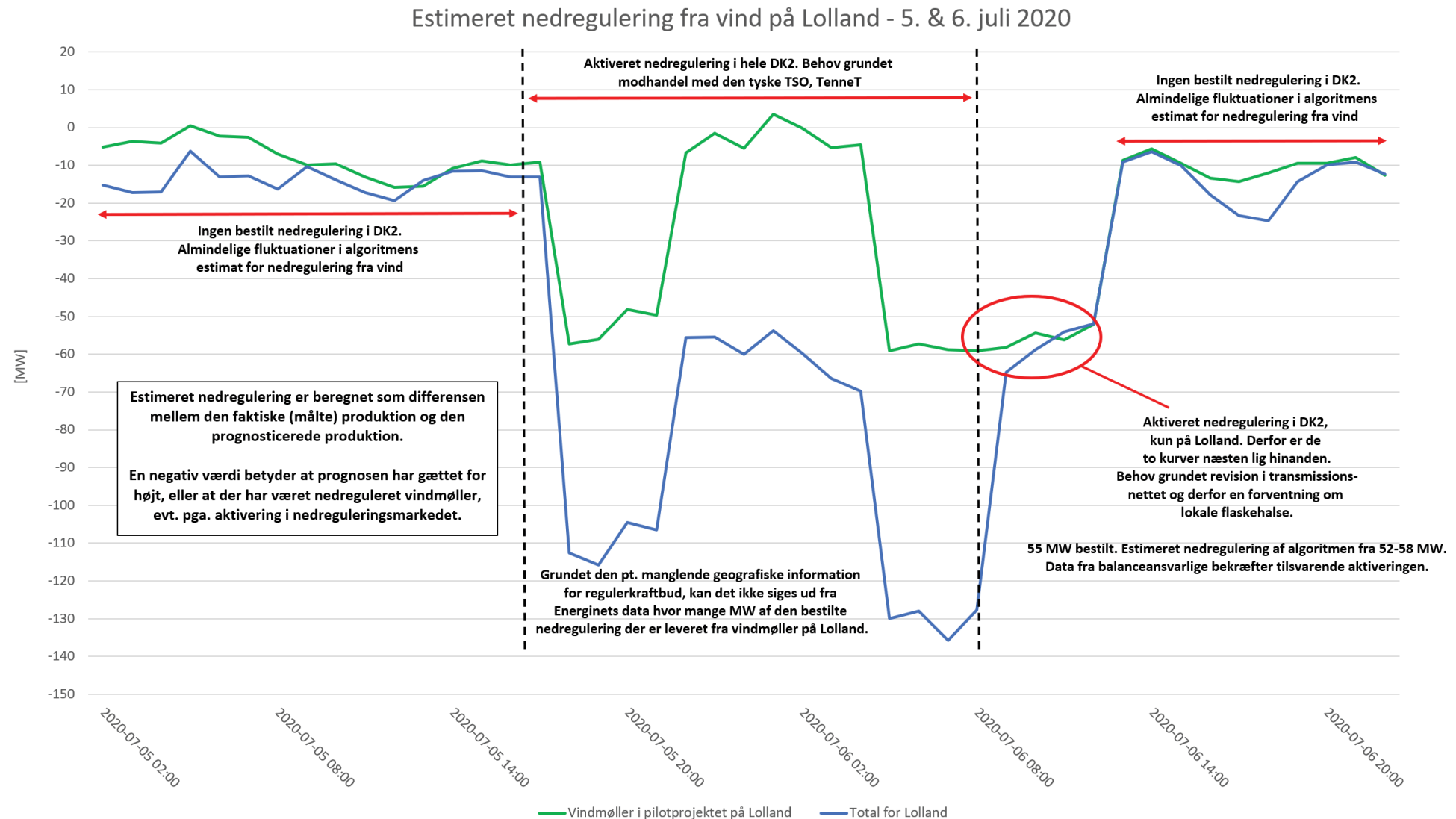


Figur 4 - Eksempel på aktivering af lokale nedreguleringsbud på Lolland til at afhjælpe flaskehalse i transmissionsnettet. Dette er for station Rødby (RBY) i en tretimers periode for test af en Use Case den 8. september 2020.

Flow i transmissionsnettet sammenlignet med estimeret nedregulering fra vind på Lolland - 5. & 6. juli 2020

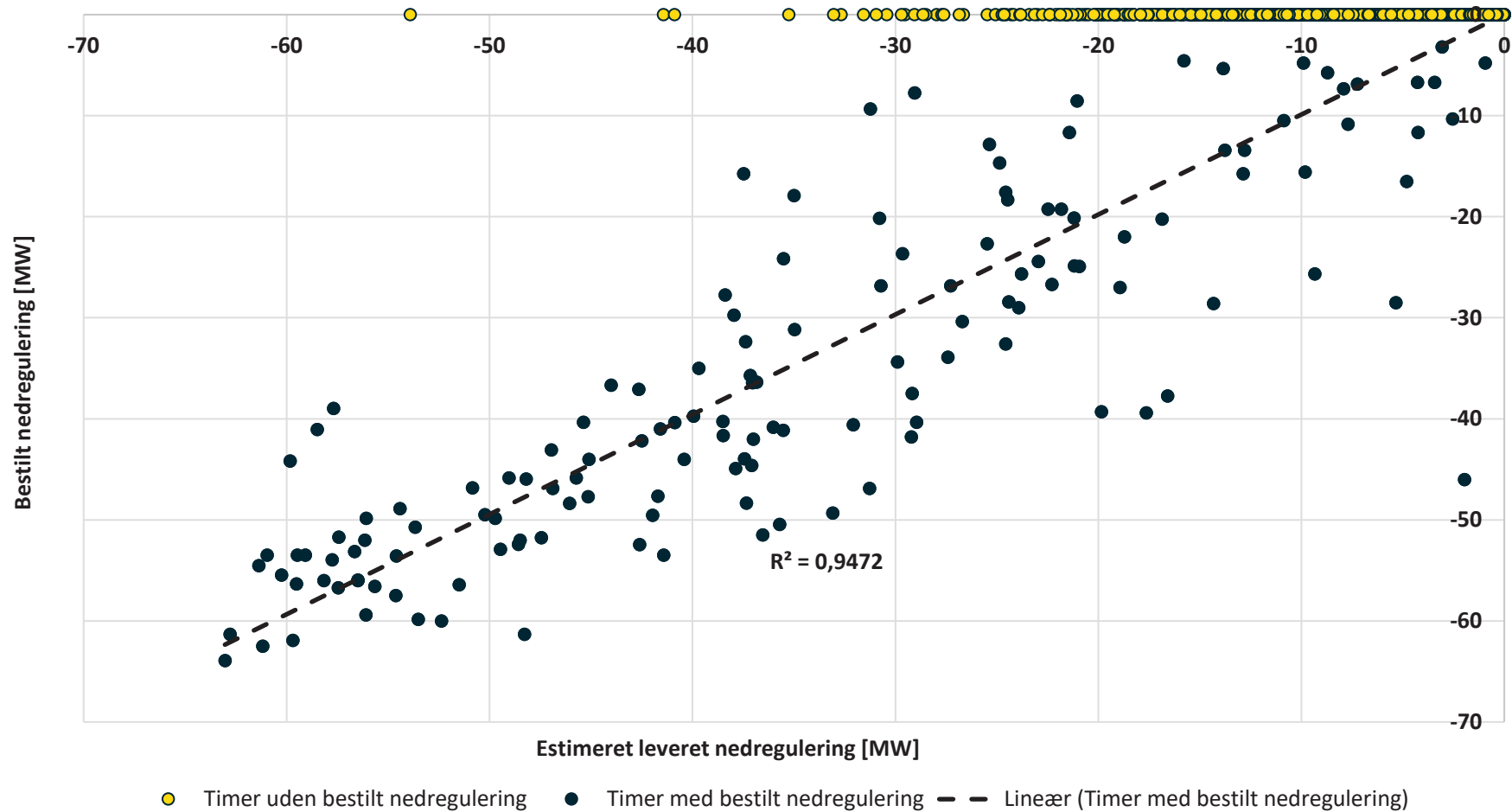


Figur 5 – Eksempel på flow i transmissionsnettet fra Lolland mod Sydsjælland i en periode med massiv nedregulering i DK2 den 5. og 6. juni 2020. Energinet har estimeret en mængde nedregulering der er leveret af vindmøller på Lolland. Denne mængde sidestilles med flowet for at vurdere virkningen af lokale reguleringer på Lolland.



Figur 6 – Estimeret nedregulering på Lolland fra vindmøller deltagende i pilotprojektet samt for alle vindmøller på Lolland. Eksemplet er for samme periode som **Figur 5**, hvor det tydeligt kan ses at de 55 MW nedregulering der er bestilt fra vindmøller deltagende i pilotprojektet, er estimeret til at have været leveret. Havvind indgår ikke i det totale estimat for Lolland, hvorfor at den totale nedregulering fra vind er lavere end på **Figur 5**.

Bestilt nedregulering sammenlignet med estimeret leveret nedregulering, begge for landvind i pilotprojektet på Lolland i Q3 & Q4 2020



Figur 7 - Bestilt nedregulering sammenlignet med estimeret leveret nedregulering fra vindmøller deltagende i pilotprojektet i perioden Q3 og Q4 2020. De medtagne aktiveringer er også ved anvendelse af lokale bud til almindelig balancering. Der ses en tydelig sammenhæng og en rimelig korrelation mellem aktiverede og estimeret leverede mængder (timer uden bestilt nedregulering er ikke medtaget).

4.2 Cerius, netselskaber & Dansk Energi

Cerius har helt generelt ikke oplevet forsyningstekniske problemer som overbelastninger eller store spændingsvariationer. Cerius har f.eks. ikke måttet efterregulere 132/50 kV viklingskoblerne én eneste gang ifm. pilotprojektet. Dette skyldes primært, at use cases forudsatte og kun blev gennemført ved intakt distributionsnet. Derudover var de faktiske nedreguleringer forholdsvis begrænsede effektmæssigt.

Det var ikke muligt i løbet af pilotprojektet at få omprogrammeret fjernkontrollsystemet til at opsamle 50 kV spændingsmålinger med forkortede intervaller. Arbejdsgruppen havde efterspurgt det, men det var ikke muligt for leverandøren af fjernkontrollsystemet at implementere det tids nok. Dvs. at alle 50 kV spændingsmålinger er med 15 minutters midelværdier og ikke egnede til at identificere evt. kortvarige spændingsvariationer.

Cerius observerede ingen uventede kritiske ændringer af flow i nettet.

Cerius observerede dog en forventet men uplanlagt overbelastning tidligt i pilotprojektet. Under en planlagt nedregulering var der tilfældigvis opstået et udfald af en 50 kV linje i samme område som nedreguleringen. Der var derfor ikke længere kapacitet i det lokale 50 kV net til den bortregulerede produktion. Men grundet et svigt i kommunikationsproceduren imellem Energinets og Cerius' kontrolcentre (som efterfølgende blev justeret) tillod Energinet, at nedreguleringen ophørte. Cerius 50 kV net blev derpå delvist overbelastet, indtil Cerius havde identificeret og bortkoblet den "overflødige" produktion.

I pilotprojektet er kommunikationen mellem Energinets og Cerius' kontrolcentre blevet fintunet, dels for at reducere de nødvendige varslings-tider og dels for at "indbygge" et ekstra varsel for ophør af reguleringen. Ved ophør af nedregulering regulerer produktion tilbage, hvilket kan være kritisk for netselskaber ved en kritisk lokal 50 kV fejl eller ved netselskabets behov for efterregulering af mere nedregulering.

På **Figur 8** ses et eksempel på en meddelelse fra Energinets til Cerius' kontrolcentre under pilotprojektet. Perioden for det forventede behov, behovets forventede størrelse, de anvendelige geografiske tags til at afhjælpe flaskehalsen i transmissionsnettet, de forventede tidspunkter hvor de faktiske reguleringer udføres på de fysiske anlæg samt årsagen til behovet kan findes i meddelelsen.

Energinet forventer at få et behov for nedregulering torsdag den 19.11.2020 på Lolland fordelt på timerne:

- 10.00 – 14.00, på ca. 50 MW under station/stationerne **VLO/RAD/RBY**

OBS: For denne test skal ramperne for aktiveringen af bud foretages på tilnærmedesvis 5 minutter, i stedet for de oprindelige 15

Nedregulering:

Rampe:	Nedregulering: 10:00-10:05
Ingen regulering:	Nedreguleret: 10:05-13:55
Rampe:	Opregulering: 13:55-14:00.

Årsag til nedregulering: For høj produktion fra VE på Lolland.
Balanceansvarlige bedes sende regulerkraftbud med et geografisk tag for en af stationerne på Lolland.
Cerius bedes informere hvis denne nedregulering **ikke** kan finde sted grundet nettekniske udfordringer.

Figur 8 – Eksempel på kommunikation mellem Energinets og Cerius' kontrolcentre i pilotprojektet ved behov for lokal nedregulering på Lolland.

4.3 Balanceansvarlige

4.3.1 HOFOR

Der har været en ret begrænset aktivitet i pilotprojektet, hvilket gør evalueringen vanskelig på grund af begrænsede erfaringerne. Aktuelt er HOFOR blevet aktiveret 13 gange, og dette tal indeholder også de gennemførte tests. Ved opstarten af pilotprojektet, var der forventning om et noget højere aktivitetsniveau.

Det har dog været værdifuldt at være med i pilotprojektet, da HOFOR har ønsket at bidrage til at håndtere flaskehalsproblemerne i nettet, og samtidig har det været med til at "skubbe på", så HOFOR er kommet med i regulerkraft / specialregulering med vindportefølje både i DK2 og DK1.

I nedenstående evalueres dels aktiviteterne i processen og dels kommunikation / dataflow.

Processen

Aktiviteten: Udmeldingen af forventede lokale behov fra Energinets Kontrolcenter.

Varslingen om nedreguleringsbehov er ind i mellem kommet noget senere end forventet. Så varslingen på de 24 timer (Dagen før) er ikke altid blevet overholdt. Denne kommunikation fra Energinets Kontrolcenter og Cerius til balanceansvarlige aktører kunne med fordel forbedres. Dette er naturligvis kun relevant hvis der ved endelig implementering og udbredelse af produktet forventes at kommunikere en varsling.²

Aktiviteten: Indsendelse af bud.

I pilotprojektet har der været krav om en minimum bud størrelsen på 5 MW. Det vil være en fordel for HOFOR hvis dette krav om minimum budstørrelse blev fjernet eller alternativt sat ned. HOFOR har enkelte vindparker med en ret lille produktionskapacitet, som kun kan bydes ind i sumbud med andre møller. Dette gør buddene mindre anvendelig for håndtering af lokal fleksibilitet.

Aktiviteten: Modtagelse af anmodninger af aktiveringer fra Energinets Kontrolcenter.

Denne aktivitet har fungeret udmærket. Ved en national implementering ville det være værdifuldt at kunne se om en aktivering er en aktivering af et lokal-fleksibilitets-bud eller et almindeligt bud i prisområdet.

Aktiviteten: Aktivering af den efterspurgte fleksibilitet.

HOFOR har haft lidt udfordringer med at levere den aftalte ramping hen over 15 minutter. Det vil derfor være relevant at evaluere på om der reelt er teknisk behov for denne ramping, eller om reguleringen kan foretages på en gang.³ HOFOR har i pilotprojekts foretaget implementering af forbedringer af bl.a. ramping funktionalitet i egne systemer, som avendes til at styre HOFORs vindmøller.

HOFOR har grundlæggende formået at stoppe og starte møllerne på de aftalte tidspunkter. Der har dog været en aktivering, som ikke blev foretaget som planlagt. Der har også været udfordringer, når der har været teknikere i møllerne samtidig med aktiveringer. Det har resulteret i at vindmøller få gange er blevet startet op, hvor de burde være stoppet. HOFOR vil med fordel kunne forbedre overvågningen af lokale aktiveringer, for at sikre en opmærksomhed på denne performance.

Aktiviteten: Datagrundlag og Afregning.

² Det var en del af pilotprojektet at forkorte varslingsperioden. Det revurderes efter implementering og anvendelse, hvorvidt der er behov for en varsling.

³ Det tillades at reguleringen foretages som et step hvis regulerkraftbuddet er lig med eller mindre end 3 MW.

Afregningen af lokal fleksibilitet har fungeret udmærket.

HOFOR har leveret datagrundlag for de gennemførte aktiveringer. Ved en udbredelse af produktet, forventer HOFOR ikke at skulle levere dette datagrundlag for alle aktiveringer, men vil kunne levere data for et mindre antal stikprøver.

Aktiviteten: Kommunikation / Dataflow

I den nuværende kommunikation sender HOFOR Geotag via feltet "Bid ID" for regulerkraftbuddet. Dette har fungeret udmærket men det forventes ikke at være den endelige løsning.

HOFOR har for alle regulerkraftbud i DK2 sendt geotag, dog ikke på subbud som dækker flere vindparker. Dette setup vil forholdsvis nemt kunne implementeres i DK1.

HOFOR har i perioden fået udviklet og forbedret en del funktionalitet i et internt system, som anvendes til at styre vindmøller. Der er dog stadig en række forbedringer af systemet som kunne gennemføres for at styrke kvaliteten af aktivering og øge brugervenlighed for kollegaer i den interne afdeling, Short-Term-Trading (STT).

Nogle af disse forbedringer er:

- Sikre en bedre integration mellem styringssystemet og Deal-capture-system for i højere grad at sikre at de bestilte aktiveringer gennemføres.
- Øge sikkerhed for at kun møller som STT er balanceansvarlige for kan aktiveres i styringssystemet.
- Give STT et bedre overblik over kommende start og stop jobs af vindmøllerne. I dag vises også allerede gennemførte jobs.

Konklusion

Hvis behovet for lokal fleksibilitet forventes at stige til et niveau, som er markant højere end det vi har set her i pilotprojektet, så virker det fornuftigt at håndtere dette kommercielt med budgivning som det er afprøvet her i pilotprojektet.

HOFOR er positiv for at skalere produktet op til nationalt niveau og gælde for både DK2 og DK1.

HOFOR vil skulle foretage et antal optimeringer af interne processer samt systemer. Det vil ligeledes være en fordel hvis de her anførte evalueringspunkter til produktets procedure implementeres.

5. Datagrundlag

For at give den bedste mulighed for efterfølgende at analysere aktivering af de lokale regulerkraftbud på Lolland i forbindelse med pilotprojektet, er følgende data blevet opsamlet.

Energinet

- Forventede udmeldte behov per time pr. transformerstation/-er
- Lokale regulerkraftbud på Lolland for perioder med et udmeldt lokalt behov for nedregulering – priser og mængder
- Aktiverede lokale regulerkraftbud på Lolland for perioder med et udmeldt lokalt behov for nedregulering – priser og mængder
- Vindprognose for Lolland
- Systemet i situationer med et lokalt behov for nedregulering: Områdebalance / frekvens / aktivering af regulerkraftbud til andre formål
- Aflastning af relevante komponenter i transmissionsnettet (data for effektmålinger på stationer og linjer).

Balanceansvarlige

- Prognose og faktisk produktion for anlæg bag aktiverede lokale nedreguleringsbud

Cerius

- Spænding før og efter tidspunktet for reguleringen for relevante transformerstationer (flere udvalgte steder)
 - o Dette viste sig desværre ikke muligt at få i høj nok opløsning ifm. pilotprojektet.
- Observationer omkring ikke forventede og/eller kritiske ændringer af flow i nettet

6. Evalueringspunkter

Energinets individuelle evalueringspunkter er besvaret i afsnit 4.1. Derfor er de ikke medtaget i følgende afsnit.

- Har der været uforudsete problemstillinger?

Hverken Energinet, Cerius eller andre parter er stødt på uforudsete problemstillinger i pilotprojektet.

- Har forsyningssikkerheden hos netselskaberne været påvirket?

Cerius krav til pilotprojektet var, at nedreguleringer udelukkende måtte foretages varslet, inden for normal arbejdstid og ved intakt distributionsnet. Dette skyldtes, at Cerius' fjernkontrollsystem ikke var tilstrækkeligt automatiseret til automatisk og hurtigt at håndtere især udfald af lokale 50 kV linjer under nedregulering. Dvs. at Cerius' driftsvagter skulle manuelt kunne nå at foretage de nødvendige modforanstaltninger. Inden for disse rammer agerede pilotprojektet uden negativ påvirkning af Cerius' forsyningssikkerhed.

- Hvad sker der i distributionsnettet, når transmission aktiverer produktion/forbrug tilsluttet i distributionsnettet - hvilken overvågning, styring og nødprocedure bliver der brug for i distributionsnettet, når Energinet aktiverer lokal fleksibilitet i form af nedregulering af produktion? Vurderes ud fra at de i pilotprojektet manuelle handlinger i DSO kontrolcenteret skal automatiseres, samt om det afprøvede koncept har fungeret under antagelsen at processerne fremadrettet bliver automatiske. Det vurderes også om kommunikationen under pilotprojektet har været tilstrækkelig

Som udgangspunkt kan Energinet aktivere større nedreguleringer i distributionsnettet med kort varsel eller uvarslet, uden at det medfører problemer i distributionsnettet. Dette gælder også, hvis der allerede er udfald af 50 kV linjer i distributionsnettet. I så fald vil de berørte decentrale producenter allerede være udkoblet og ikke kunne nedreguleres yderligere af Energinet. Evt. problemer vil typisk opstå, hvis der under Energinets nedregulering opstår udfald af lokale 50 kV linjer. To problemstillinger skal derpå kunne håndteres hurtigt og "korrekt":

- Netselskabets fjernkontrolsystem / driftvagt skal kunne forudse, at der vil kunne opstå overbelastninger ved ophør af Energinets nedregulering og i god tid kunne planlægge de korrekte modforanstaltninger.
- Netselskabets fjernkontrolsystem / driftvagt skal nedregulere tilstrækkelig og "korrekt" lokal decentral produktion, samtidigt med at Energinets nedregulering ophører. Udfordringen er her, at "korrekt" betyder, Netselskabet udelukkende må nedregulere den lige netop nødvendige lokale decentrale produktion for at nettet ikke overbelastes. Men det kan i praksis være de samme eller nogle helt andre produktionsanlæg end dem, som indgår i Energinets nedregulering. Et moderne fjernkontrolsystem kan uden problemer håndtere dette, hvis der er programmeret et fast regelsæt ind i fjernkontrolsystemet til dette. Der er dog en sidste udfordring. Fjernkontrolsystemet vil formodentligt i mange situationer vælge at nedregulere de samme få decentrale producenter, da de dels er egnede til nedregulering, dels er placeret tæt ved centrale knudepunkter i 50 kV nettet.

- Kan Energinet i nogle situationer aktivere fleksibilitet selvom distributionsnettet er fejlfremt?
 - Vurderes ud fra test af Use Cases og DSO-data for lokal spænding.

Ja, men det forudsætter automatisering af netselskabets fjernkontrolsystem, især til håndtering af ophør af Energinets nedreguleringen.

- Er krav til ramperegulering på 15 minutter nødvendig?
 - Vurderes ud fra test af Use Cases og DSO-data for lokal spænding.

Det er Cerius' umiddelbare vurdering, at ramperegulering på 5 minutter er uproblematisk, hvis netselskabets fjernkontrolsystem er tilstrækkeligt automatiseret. Der er dog også en sammenhæng imellem rampetid og størrelsen af nedreguleringen, som ikke kunne afklares som del af nærværende pilotprojekt.

- Samfundsøkonomi:
 - Omkostninger hos netselskaberne, balanceansvarlige og anlægsejere. Vurdering fra deltagende parter i pilotprojektet hvad automatisering af processerne ville have af omkostning.

Automatisering af driften hos netselskaberne vil udgøre en betydelig omkostning for netselskaberne. Behovet for automatisering af driften er dog ikke udelukkende pga. aktivering af lokale reguleringer, men grundet den voksende både implicitte og eksplicitte fleksibilitet og dynamik. Den samfundsøkonomiske gevinst ved at kunne implementere muligheden for aktivering af lokale reguleringer i stor skala anses sammen med andre medfølgende gevinster at være langt større end omkostningen for automatiseringen.

Automatisering af processen for håndtering af geografiske tags hos balanceansvarlige aktører anses ikke for en betydelig omkostning sammenlignet med den samfundsøkonomiske gevinst ved at kunne implementere muligheden for aktivering af lokale reguleringer i stor skala. Tilsvarende eksisterer reguleringsmulighederne og kommunikation allerede på størstedelen af de fleksible anlæg i dag, hvorfor dette forventeligt også vil være implementeret for nyttilkomne anlæg.

- Informationsniveau og kommunikationskrav mellem Energinet hhv. netselskabet og balanceansvarlige. Vurderes på baggrund af test af Use Cases.

Det i pilotprojektet anvendte niveau for informationsudveksling vurderes at være passende. Energinets Kontrolcenter kan overskue processen, og hhv. Cerius og de balanceansvarlige har givet udtryk for at de modtager nok information til at kunne agere hensigtsmæssigt i tide.

7. Hvad har vi ikke testet

7.1 Hvor kan der opstå problemer, og hvornår kan det blive kritisk?

I pilotprojektet blev der maksimalt efterspurgt 50 MW lokal nedregulering på Lolland. Der har derfor ikke været testet massiv samtidig nedregulering lokalt i distributionsnettet. Det forudses at det potentielt kan give problemer i distributionsnettet ved ophør af nedregulering ved massiv lokal efterspørgsel. Tilsvarende er det ikke testet hvis en betydelig fejl i distributionsnettet indtræffer under en lokal nedregulering efterspurgt af Energinet.

Hvordan kan disse situationer håndteres i konceptet i den nuværende situation?

Netselskabet skal i dag have et tilstrækkeligt varsel til at forhindre ophør af Energinets nedregulering. Det skyldes primært manglende automatisering af netselskabets fjernkontrollsystem. Men helt generelt må man efterhånden erkende, at tiden og forholdene er ved at være løbet fra, at netselskabets driftvagt altid kan gennemskue, hvad der aktuelt er den optimale modforanstaltning. Dvs. automatisering af netselskabets fjernkontrollsystem er generelt påtrængende.

7.2 Ekstreme scenarier

Der har under de udførte tests ikke været et modsatrettet reguleringsbehov ift. balancen i prisområdet eller synkronområdet. Teoretisk kunne det ske at der opstod et lokalt nedreguleringsbehov samtidig med et stort prisområde-opreguleringsbehov ved fuld import på alle udlandsforbindelser, hvor det derfor kun er opreguleringsbud internt i prisområdet fra anlæg i den resterende del af nettet som ikke har et lokalt behov for nedregulering. Energinet indkøber kapacitetsreserve for at sikre et minimum af energiaktiveringsbud til balancering. Dimensioneringskriteriet er størrelsen på det potentielle største enkeltstående udfald. Hvis dette skulle indtræffe samtidigt med et lokalt nedreguleringsbehov, ville Energinet ikke have sikret nok energiaktiveringsbud via kapacitetsindkøbet. Frivillige regulerkraftbud ville derfor være nødvendigt for at holde områdeubalancen til et acceptabelt niveau. Dette er dog et meget tænkt scenarie, som vurderes usandsynligt at ville indtræffe.

Lokale aktiveringer kan potentielt give et behov for at sikre en større mængde energiaktiveringsbud i modsatte retning. Dette vurderes at være af ubetydelig karakter de næste par år hvor behovet for lokale reguleringer forventes at holdes til en relativ lille mængde sammenlignet med udbuddet af energiaktiveringsbud på regulerkraftmarkedet.

7.3 Regulering af forbrug

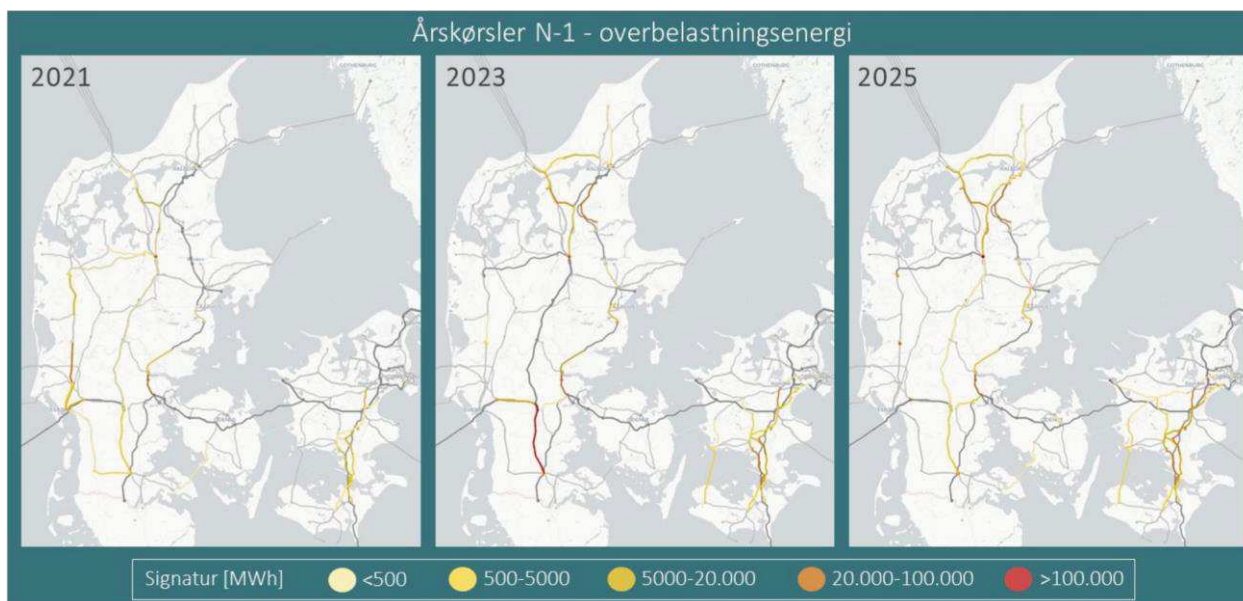
Det er vigtigt at præcisere, at projektet har været afgrænset til produktion da de deltagende aktører ikke havde fleksibelt forbrug i det specifikke geografiske område, Lolland. Der kan således ikke konkluderes på aktivering af forbrug på baggrund af projektet. En tilsvarende systemmæssig nedregulering foretaget af forbrug (forøgelse af forbrug) for at opnå samme effekt ift. aflastning af transmissionsnettet vil have en anden påvirkning på distributionsnettet, da dette med højere sandsynlighed ville kunne medføre overbelastninger. Ved anvendelse af konceptet i fremtiden er det derfor nødvendigt at Energinet i samarbejde med det lokale netselskab har en dialog om lokale regulering foretaget af forbrug. Hvis en generel konklusion skal drages for forbrug, er der behov for yderligere analyse.

Ved regulering af forbrug kan belastningen af det lokale net forøges samtidig med at transmissionsnettet aflastes, da en større andel af den lokale produktion aftages lokalt og derved ikke skal transporteres væk for det produktionsdominerede område. Tilsvarende sammenligning kan laves ved forbrugsdominerede områder ved behov for lokal opregulering. En forøgelse af produktion kan i dette tilfælde have samme effekt, hvorfor det for netselskabet vil være en sikrere løsning at reducere forbruget. Energinet vil i samarbejde med Dansk Energi og netselskaberne starte en dialog om anvendelse af konceptet i forbrugsdominerede områder med behov for lokal opregulering.

8. Forudsætninger for fremtidig anvendelse

8.1 Fremtidigt behov

Lolland er et godt eksempel på et geografisk afgrænset område, hvor man i løbet af 2021 og 2022 forventer at opleve lokale overbelastninger ved intakt net pga. stor tilvækst af VE produktionskapacitet. Energinet kan ikke udbygge nettet i samme hastighed som VE udbygningen, hvorfor overbelastninger under alle omstændigheder skal håndteres i driften til trods for at en eventuel netudbygning er på vej, medmindre ny VE produktion ikke nettilsluttes.



Figur 9 - Overbelastningsenergi affødt af AF19 under hensyntagen til N-1 med det eksisterende net som baggrund.

På **Figur 9** ses overbelastningsenergi affødt af AF19 under hensyntagen til N-1 tegnet ind med det eksisterende net som baggrund. Det er få komponenter i transmissionsnettet der forventes overbelastet i de kommende år, og belastningsgraden forventes også at være lav.⁴

Overbelastningsenergien for de specifikke komponenter på Lolland og Sydsjælland ligger for 2021 mellem 500-20.000 MWh på et år. Behovet forventes at stige mod 2023 og 2025, men her vil nettet forventeligt også være forstærket i en række af de ovenstående områder. Energinet vil i sin årlige behovsanalyse for transmissionsnettet vurdere og udmelde forventede behov for lokale reguleringer.

Hvad forventes at ændres / implementeres hos Energinet / netselskaberne / balanceansvarlige aktører?

Netselskaberne forventer at øge graden af automatiseret overvågning og styring af distributionsnettene. Dette vil muliggøre større lokale aktiveringer end med de nuværende manuelle processer. Hvordan det specifikt vil blive implementeret, og hvornår det forventes at ske hos de forskellige netselskaber, vil være en individuel betragtning. Den økonomiske regulering af netselskaber forventes at tilpasses til at understøtte investeringer i dette.

Energinet driver sammen med de andre nordiske TSO'er et fælles energiaktiveringsmarked til balancering af prisområderne og synkronområdet. På nuværende tidspunkt videresendes samtlige bud til den fælles nordiske platform. I fremtiden, forventeligt 2024, vil dette nordiske marked integreres med et lignende Europæisk marked. På dette fælles Europæiske marked vil TSO'er ikke have mulighed for at aktivere energibud til intern prisområdebalancering. Derfor skal

⁴ BEHOVSANALYSE FOR ELTRANSMISSIONSNETTET 2020 - [Link til rapport](#)

hver TSO implementere en national løsning hvor nationale energibud anvendes til håndtering af interne flaskehalse hvorefter de resterende bud videresendes til den fælles europæiske platform for balancering. Hvordan den nationale løsning vil se ud i Danmark, er ikke besluttet endnu, men det vil forventeligt være todelt i hhv. et nationalt og et fælles nordisk setup.

9. En samfundsøkonomisk betragtning

For at vurdere den samfundsøkonomiske konsekvens ved anvendelsen af konceptet for handel med lokal fleksibilitet er der herunder foretaget fire betragtninger. Hhv. påvirkningen på prisdannelsen på regulerkraftmarkedet, en teoretisk sammenligning med alternativet i form af beordringer, en sammenligning af den vægtede gennemsnitspris for specialnedregulering grunde flaskehalse i tilstødende prisområder, samt at håndtere flaskehalse ved at udbygge nettet.

Første betragtning. Aktivering af balanceringsenergi (mFRR energiaktivering) til håndtering af lokale flaskehalse ikke må påvirke marginalprisen på balanceenergi, hvorfor balanceringsenergi aktiveret til håndtering af lokale flaskehalse afregnes efter pay-as-bid princippet da disse bud potentielt ikke følger meritlisten. Ved anvendelse af balanceringsenergi aktiveret til håndtering af lokale flaskehalse vil marginalprisen på balanceringsenergi desuden ikke påvirkes betydeligt da behovet for balanceringsenergi til håndtering af lokale flaskehalse i transmissionsnettet meldes ud af Energinet dagen før driftsdøgnet på baggrund af prognoser og forventede lokale belastninger i nettet. Derudover estimeres behovet for anvendelse af balanceringsenergi til håndtering af lokale flaskehalse at begrænse sig til få produktionsdominerede geografiske områder i begrænsede perioder i løbet af et år, samt være ubetydeligt sammenlignet med behovet for anvendelse af balanceringsenergi til balancering.

Det vil være en meget begrænset mængde af indmeldte bud for balanceringsenergi der vil påvirkes samt anvendes til lokale behov. Det vil desuden kun være muligt for anlæg beliggende i det geografiske afgrænsede område at deltage i den lokale regulering, hvilket ligeså er en meget begrænset mængde af den samlede anlægsportefølje i Danmark. De forventede overbelastningsenergier jævnfør **Figur 9** kan sammenlignes med den samlede mængde modtagne regulerkraftbud summeret for hele 2019, som var 15.000.000 MWh for både op- og nedregulering for hele Danmark. Lokale problemer vil derfor kun udgøre en lille delmængde af den samlede budmængde, forventeligt under 1 % for 2021 for hele Danmark. Derfor vil anvendelse af balanceringsenergi bud til lokale problematikker ikke påvirke marginalprisen på balanceringsenergi betydeligt. Ved et voksende behov for lokal fleksibilitet og en bredere udrulning af konceptet vil den potentielle påvirkning af marginalprisen på balanceringsenergi selvfølgelig øges. Energinet vil derfor løbende observere og vurdere denne potentielle påvirkning.

Anden betragtning. Ved anvendelse af beordringer til aflastning af lokale flaskehalse i transmissionsnettet vil det markedsteoretisk ikke være lige så omkostningseffektivt som anvendelse af et lokalt marked. Det lokale marked skal sikre at de anlæg hvor omkostningen til at foretage den nødvendige regulering er mindst, også er de anlæg der aktiveres. Dette kan ikke sikres ved anvendelse af beordringer. Ved beordringer kan det sikres at anlæggene med størst aflastningsnyttelvirkning reguleres, men for omstændighederne for pilotprojektet er det blevet bevist vist at dette ikke har en synderlig påvirkning med den valgte størrelse på det geografiske marked da aflastningen af transmissionsflaskehalsen stort set har været 1:1 med den nedregulerede mængde. Derudover kan den anvendte kompensationsforpligtigelse for 2020 ved beordret nedregulering sammenlignes med en vægtet gennemsnitspris for indkøbt nedregulering i pilotprojektet på Lolland, som antages at være et relativt illikvidt marked ift. det forventede udbud ved fremtidig anvendelse efter godkendelse af metoden for handel med lokal fleksibilitet.

Den gennemsnitlige kompensation fra Energinet for beordret nedregulering for 2020 har været 151,4 DKK/MWh, hvor den vægtede gennemsnitspris for indkøbt nedregulering i pilotprojektet har været ca. en tredjedel deraf. Tilsvarende kan den vægtede gennemsnitspris for de lokale reguleringer på Lolland sammenlignes med den vægtede gennemsnitspris for specialregulering i 2020 til alle andre formål end lokale reguleringer. Sidstnævnte var 169,4 DKK/MWh. Prisen på specialregulering er også påvirket af væsentlig større behov og aktiveringer som fører priskrydset længere ud af meritkurven. Specifikt for pilotprojektet kan det trods konkluderes at prisdannelsen i det lokale marked derfor betragtes

konkurrencedygtigt og som det samfundsøkonomiske optimale håndtag til håndtering af lokale flaskehalse i transmissionsnettet. Energinet vil løbende følge prisudviklingen i lokale markeder, og Energinet vil også her udøve sin overvågende rolle som for systemydelsesmarkederne. Tilsvarende gælder principperne for anvendelse af Cost+ og Reguleret Pris ved udbud uden konkurrence også for lokale markeder.

Fjerde betragtning. Endelig er det væsentligt løbende at forholde sig til den samfundsøkonomiske værdi af en markedsudsættelse af lokale flaskehalse i transmissionsnettet sammenlignet med omkostningerne til forstærkning af transmissionsnettet. Herunder også om en markedsudsættelse udgør en midlertidig løsning frem til netforstærkninger er mulige, et redskab til udskydelse af netforstærkninger eller, om en markedsudsættelse kan forventes at udgøre en mere permanent løsning. Disse parametre vil Energinet løbende tage i betragtning ved en implementering af konceptet i konkrete flaskehalsituationer – både på Lolland og andre steder, hvor tilsvarende flaskehalse eksisterer eller imødeses.

10. Konklusion / Anbefaling på baggrund af pilotprojektet

I pilotprojektet har Energinet som hovedregel opereret med en varsling af behov for nedregulering af produktion dagen før driftsdøgnet. Denne varslingsdeadline er ikke altid blevet overholdt grundet uforudsete behov, eller udformningen af specifikke use cases der har testet en varsling tættere på driftstimen. Varsling to timer før driftstimen vurderes ikke at skabe problemer for hverken Cerius eller balanceansvarlige aktører. Energinets behovsvurdering vil alt andet lige være mere præcis jo tættere på driftstimen det beregnes, men netselskabet skal stadig have mulighed for at danne sig et overblik over driftssituationen og balanceansvarlige aktører skal have mulighed for at indsende regulerkraft bud med et geografisk tag for de relevante anlæg.

Energinet anbefaler at implementere en varslingsdeadline på to timer før driftstimen.

I pilotprojektet har de balanceansvarlige aktører leveret nedregulering som en gradient / rampe eller tilnærmelsesvis en rampe (trappe). Cerius har ikke oplevet spændingsvariationer med den mængde lokale reguleringer der har været foretaget i pilotprojektet, men tidligere erfaringer har vist at store lokale reguleringer kan give udslag i spændingen.

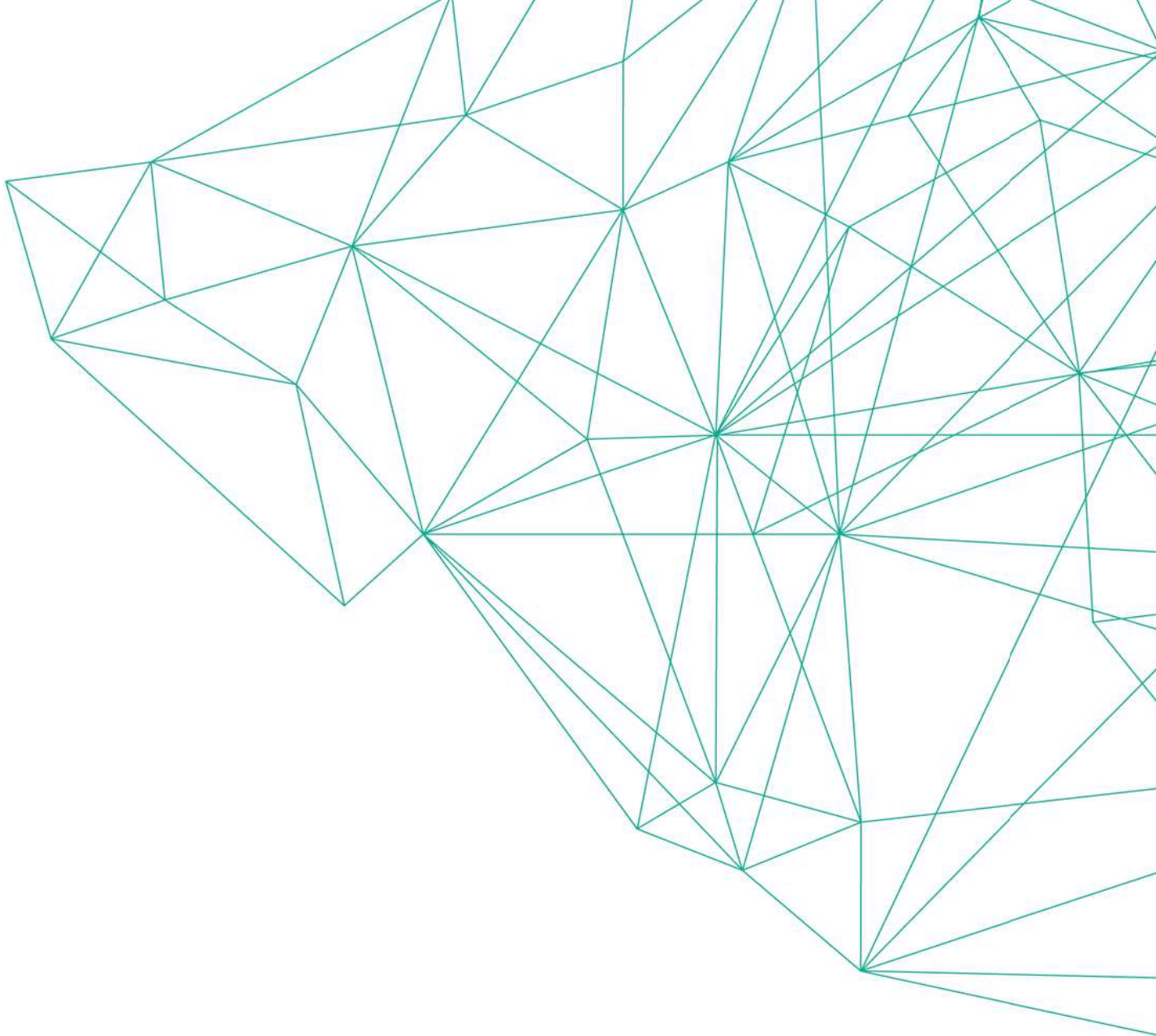
Energinet anbefaler at stille et krav til lokale reguleringer, at det skal ske med en rampe mellem 5 og 15 minutter. Dette er også i overensstemmelse med de opdaterede krav for mFRR kapacitetsreserve jævnfør den europæiske netregel, RfG.

Det vurderes at konceptet kan implementeres på nationalt plan for nedregulering af produktion. I ekstreme situationer eller ved fejl i distributionsnettet har netselskaberne mulighed for at meddele Energinet ved Energinets varsling om behov inden aktivering, at den markeds-mæssige håndtering ikke er en mulighed i driftssituationen. Nødproceduren hvor netselskabet aktiverer nedreguleringen vil anvendes i stedet. Dette gælder tilsvarende ved ophør af nedregulering. Netselskaberne vil sjældent have problemer med nedregulering, men kan have det ved ophør af nedregulering under ikke intakt net.

50 kV-distributionsnettet på Lolland er et maskenet. Maskenettet giver udfordringer, da retningen på effektflowet skifter alt efter mængden af produktion og forbrug i nettet. Løsninger der kan bruges i et maskenet, forventes derfor også at kunne bruges i de teknisk mere simple radialnet.

Energinet anbefaler at det testede koncept metodeanmeldes og implementeres. Løbende erfaringer er stadig nødvendige at opsamle, herunder ikke mindst omkring de økonomiske aspekter af markedsudsættelse ctr. beordring, og fortsat udvikling hos balanceansvarlige aktører samt netselskaber er nødvendig. Tilsvarende vil Energinet adressere de foreslåede ændringer jævnfør de opnåede erfaringer i pilotprojektet. F.eks. reduktion af minimumbudstørrelse på regulerkraftmarkedet som forventes at nedsættes fra 5 til 1 MW i 2022. Tilsvarende at man kan melde to priser ind per bud, en for specialaktivering og en for balanceringsaktivering, samt at man får besked om aktiveringstypen.

Med de eksisterende og kommende behov for lokale reguleringer de næste par år, forventes det ikke at man overskrider en kritisk grænse ift. netselskabet. Længere ude i fremtiden hvor behovet for lokale reguleringer vil stige kræver det en øget automatisering i drift af nettene, hvis ikke denne kritiske grænse skal nås. En løbende dialog med Energinet og de netselskaber hvor konceptet finder anvendelse skal definere en grænse for de specifikke situationer ift. hvor store mængder lokale reguleringer der må foretages. Endelig er der behov for specifikke tests af situationer med opregulering af forbrug og implikationerne heraf for netselskaberne, inden aktivering af lokal fleksibilitet i form af forbrugsregulering kan tages i anvendelse.



ENERGINET

Energinet
Tonne Kjærsvej 65
DK-7000 Fredericia

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

Forfatter: TRM/TRM
Dato: 18. november 2020

Henrik Gommesen (FSTS)

Fra: Carl Helman (FSTS)
Sendt: 15. januar 2021 08:00
Til: 'Myndighed'; 'ary@energinet.dk'
Cc: Henrik Gommesen (FSTS)
Emne: Forsyningstilsynet (FSTS) meddeler Energinet, at FSTS har besluttet procesledende at tage Energinets meddelelse af 9/12-2020 til FSTS om en metode for fleksibilitetsydelse under behandling som en metodeanmeldelse

Til Energinet, Myndighedsenheden

Att. Anja Rye

Forsyningstilsynet har besluttet procesledende at tage Energinets meddelelse af 9. december 2020 til Forsyningstilsynet om en metode for fleksibilitetsydelse under behandling som en metodeanmeldelse

Forsyningstilsynet har modtaget Energinets meddelelse af 9. december 2020 om en metode for handel med lokal fleksibilitet til håndtering af lokale flaskehalse i transmissionsnettet (vedhæftet).

Forsyningstilsynet er opmærksom på, at Energinet i meddelelsen af 9. december 2020 gør gældende, at Forsyningstilsynet ikke skal behandle og godkende den beskrevne metode efter elforsyningslovens § 73 a, stk. 1.

På baggrund af Energinets beskrivelse i meddelelsen af 9. december 2020 af de faktiske omstændigheder for metoden har Forsyningstilsynet fundet grundlag for at træffe en procesledende beslutning om at tage Energinets meddelelse af 9. december 2020 under behandling som en metodeanmeldelse efter elforsyningslovens § 73 a, stk. 1.

Forsyningstilsynet vil herefter snarest sende Energinets meddelelse af 9. december 2020 i offentlig høring på Forsyningstilsynets hjemmeside. Genstand for høringen vil dog ikke være meddelelsens punkt 2. Retsgrundlag, fra og med side 9, afsnittet, der starter med "Efter bestemmelsens ordlyd...", og til og med side 13, afsnittet, der slutter med "..., jf. elforsyningslovens § 51."

Forsyningstilsynet vil som led i en endelig materiel vurdering og afgørelse af sagen også vurdere og træffe en særskilt begrundet delafgørelse, om metoden er omfattet af elforsyningslovens § 73 a, stk. 1, eller ej.

Sagen har som en anmeldelsessag betragtet fået Forsyningstilsynets sagsnummer 21/00984, som Energinet bedes oplyse ved yderligere henvendelse til Forsyningstilsynet.

Sagen vil blive behandlet af Henrik Gommesen.

Inden for kort tid vil Energinet modtage nærmere information om sagens videre forløb og om forventet sagsbehandlingstid.

Forsyningstilsynet er opmærksom på, at Energinet i meddelelsen af 9. december 2020 oplyser, at Energinet forventer at kunne tage den omhandlede metode i brug i februar 2021.

Forsyningstilsynet skal derfor generelt vejlede Energinet om, at når Forsyningstilsynet har truffet en procesledende beslutning om at tage Energinets meddelelse af 9. december 2020 under behandling som en metodeanmeldelse efter elforsyningslovens § 73 a, stk. 1, anser Forsyningstilsynet også reglerne i bekendtgørelse nr. 1085 af 20. september 2010 om netvirksomheders, regionale transmissionsvirksomheders og Energinet.dk's metoder for fastsættelse af tariffer m.v. (metodebekendtgørelsen) for generelt gældende på området.

Forsyningstilsynet vil herunder navnlig fremhæve dels metodebekendtgørelsens § 1, stk. 2, hvorefter Forsyningstilsynets godkendelse af en given metode er en forudsætning for Energinets anvendelse af betingelser og vilkår for virksomhedens ydelser, herunder tariffer, og dels metodebekendtgørelsens § 6, hvorefter Energinets fastsættelse af betingelser uden en metode og Energinets undladelse af at anmelde metoder hver især vil kunne blive strafsanktioneret.

Med venlig hilsen / Kind regards

Carl Helman
Fuldmægtig / Head of Section
+45 4171 5396 / cahe@forsyningstilsynet.dk

FORSYNINGSTILSYNET
Torvegade 10 / DK-3300 Frederiksværk
+45 4171 5400 / post@forsyningstilsynet.dk

Forsyningstilsynet behandler dine personoplysninger med det formål at vejlede dig, besvare dine henvendelser eller som led i Forsyningstilsynets varetagelse af sine myndighedsopgaver. Læs vores persondatapolitik, <http://forsyningstilsynet.dk/om-os/forsyningstilsynet/datasikkerhed/>

Fra: Myndighed <Myndighed@energinet.dk>

Sendt: 9. december 2020 16:10

Til: 1 - FSTS Forsyningstilsynet <post@forsyningstilsynet.dk>

Cc: Myndighed <Myndighed@energinet.dk>; Thomas Dalgas Fechtenburg <trm@energinet.dk>

Emne: Sagsnr.: 18/02740: Metode for handel med lokal fleksibilitet til håndtering af lokale flaskehalse i transmissionsnettet.

Kære Forsyningstilsynet

Vedhæftet fremsendes Energinets metode for handel med lokal fleksibilitet til håndtering af lokale flaskehalse i transmissionsnettet.

Med henvisning til Energinets høringssvar til udkast til afgørelse om afvisning af Energinets anmeldelse af metode om udveksling af kapacitet af den 27. november 2020 fremsender Energinet nærværende metode efter gældende praksis til Forsyningstilsynet.

Det skal særligt fremhæves, at metoden forventes anvendt primært ved revisioner i transmissionsnettet og allerede fra februar 2021.

Såfremt Forsyningstilsynet har spørgsmål eller bemærkninger til vedhæftede metode, er I naturligvis velkommen til at kontakte os.

Energinet skal venligst anmode Forsyningstilsynet bekræfte modtagelsen af denne mail.

Venlig hilsen

Anja Rye
Gruppeleder
Myndighedsenheden
+4561244427
myndighed@energinet.dk

ENERGINET
Myndighedsenheden

Energinet
Tonne Kjærvej 65
Fredericia 7000
www.energinet.dk

Energinets Myndighedsenhed er Energinets nye kontaktpunkt for andre myndigheder.

Denne e-mail kan indeholde fortrolig information. Hvis du ikke er den rette modtager af denne e-mail, eller hvis du modtager den

ved en fejltagelse, beder vi dig venligst informere afsender om fejlen ved at bruge svarfunktionen. Samtidig bedes du slette e-mailen med det samme uden at videresende eller kopiere den.

ENERGINET

Energinet
 Tonne Kjærvej 65
 DK-7000 Fredericia

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

Dato:
 1. februar 2021

Forfatter:
 MDA/MRR

NOTAT

TSO-DSO PROCES FOR NEDREGULERING ELLER BEGRÆNSNING AF PRODUKTION I DISTRIBUTIONSNETTET AF HENSYN TIL OVERBELASTNINGER I TRANSMISSIONSNETTET

Indhold

1. Indledning.....	2
2. Etablering af rammer for nedregulering.....	2
2.1 Indledende analyser	2
2.2 Beskrivelse af prioriteringsrækkefølge	2
3. Iværksættelse af nedreguleringen.	3
4. Model for nedregulering, tekniske krav.....	3
4.1 Metoder til aktivering af nedregulering.....	3
4.2 Krav til reguleringen.....	3
4.3 Metoder til at definere mængder der bliver reguleret.....	4
4.4 Kontrol af regulering.	4
5. Bilag 1 - mailskabelon.....	5

1. Indledning

Dette dokument indeholder beskrivelse af den proces, som det er aftalt at følge, når Energinet har behov for nedregulering i distributionsnettet af hensyn til overbelastninger i transmissionsnettet.

Arbejdet er igangsat på baggrund af beslutning i Netsamarbejdsudvalget (NSU) den 12. januar 2018 om at igangsætte en aktivitet med henblik på at beskrive en model til midlertidig begrænsning af produktion i distributionsnettet i tilfælde af overbelastninger i transmissionsnettet. Processen er herefter opdateret i 2020/2021 som følge af regler i elmarkedsforordningen og Kommissionens forordning om fastsættelse af retningslinjer for drift af elektricitetstransmissionssystemer (herefter SO GL).

Dokumentet beskriver en fælles, praktisk håndterbar løsning til nedregulering af produktion i distributionsnettet. Energinet har internt en proces for de aktører, som er tilsluttet på transmissionsniveau.

Udfordringen er størst i situationer med maksimal produktion fra VE-anlæg og ved lavt forbrug, hvor Energinet kan have behov for hurtigt at skulle kunne reagere på overbelastninger i net og netkomponenter. Behovet vil være tidsbegrænset, indtil en revision/netudbygning er gennemført.

2. Etablering af rammer for nedregulering

2.1 Indledende analyser

På foranledning af Energinet aftaler Energinet og netselskabet, hvilke muligheder der kan bringes i anvendelse i en aktuell situation.

Hvis der er flere muligheder for nedregulering i området, aftales en prioriteringsrækkefølge for aktivering af nedreguleringen, se punkt 2.2.

Nedregulering effektueres, når behov opstår ved hjælp af Nettelegrafen¹ (Driftsinfo nyt ud) og separat e-mail, se afsnit 3. Alternativt kan telefon anvendes med efterfølgende mail.

Energinet's hjemmel til at foretage belastningsomfordeling findes i elmarkedsforordningens artikel 13, stk. 7, og Energinet's hjemmel til at foretage specialregulering som afhjælpende tiltag findes i Kommissionens forordning (EU) 2017/1485 af 2. august 2017 om fastsættelse af retningslinjer for drift af elektricitetstransmissionssystemer (SOGL) artikel 20, stk. 1, jf. artikel 22, stk. 1, litra e.

2.2 Beskrivelse af prioriteringsrækkefølge

Det er et generelt krav i lovgivningen, at nedreguleringen ikke diskriminerer producenter med hensyn til udvælgelse af anlæg og anlægstyper, der skal reguleres.

¹ Teknisk forskrift 5.3.4.1 Nettelegrafen beskriver procedurer og forholdsordrer ved anvendelse af forskriften som kommunikationsmiddel mellem systemansvarligt kontrolrum og netselskabers kontrolrum:
<https://energinet.dk/EI/Nettilslutning-og-drift/Regler-for-systemdrift#tekniskeforskrifter>.

Kravet vil i praksis ofte være i modstrid med behovet for lokal nedregulering, der kræver udvælgelse af specifikke anlæg, der har en effektiv påvirkning på overbelastninger og spændingsændringer i nettet. I formaskede net med flere indføddninger vil reguleringer på anlæggene have forskellig indflydelse på en specifik overbelastning i nettet.

Kravet til ikke-diskriminerende adfærd kan opfyldes i tilfælde af, at der i området er "ligeværdige", sammenlignelige anlæg, der kan levere den samme respons på en overbelastning. Hvis det er tilfældet, tilstræbes en ligelig fordeling af reguleringen på disse anlæg.

Prioriteringsrækkefølgen beskrives i forbindelse med de indledende analyser, afsnit 2.1.

3. Iværksættelse af nedreguleringen.

Energinet forudser en potentiel, nært forestående overbelastning og kontakter det relevante netselskab for effektivering af nedregulering af en vis mængde effekt i et tidsrum, som er passende for den aktuelle situation, f.eks. afstemt med lokalområdet's vejrudsigt/vindprognose.

Når/hvis behov for nedregulering opstår, iværksettes processen for aktuel nedregulering, hvilket betyder, at Energinets Kontrolcenter El informerer netvirksomheden om behovet for nedregulering ved hjælp af Nettelegrafan.

- Der udsendes beskeden "Driftsinfo nyt ud" til den pågældende netvirksomhed.
- Den nærmere information om nedreguleringen følger i separat e-mail (se bilag 1 for mailskabelon).

Dette svarer til processen beskrevet i Teknisk Forskrift 5.3.4.1 Nettelegrafan (pkt. 3.2 og 5.1 i forskriften).

Alternativt kan telefon anvendes med efterfølgende e-mail.

4. Model for nedregulering, tekniske krav

4.1 Metoder til aktivering af nedregulering.

Aktivering af nedreguleringen sker fra netselskabernes kontrolrum.

Netselskaberne kan have etableret forskellige lokale løsninger for regulering på produktion fra vindmølleparker og solcelleanlæg mv.

I de tilfælde hvor netselskaberne har integreret nedreguleringen af vindmølleparker i deres SCADA-system, styres nedreguleringen direkte derfra.

Alternativt udkobles produktion ved afbrydelse på stationsniveau, eller hvis implementeret via online services hos vindmølleproducenterne (f.eks. Vestas, Siemens Wind Power).

Mulighederne "screenes" for hvert specifikt område, hvor nedregulering planlægges gennemført.

4.2 Krav til reguleringen.

Som udgangspunkt kan både ramperegulering og direkte udkobling af bryder i transformestation, nævnt under punkt 4.1 anvendes til nedregulering.

Der stilles ingen specifikke krav til nedreguleringen/udkoblingen ud over dem der er aftalt i forbindelse med den oprindelige tilslutning af anlægget. Reguleringen/udkoblingen må ikke medføre uacceptable spændingsændringer og flow i nettet.

Nedreguleringer af anlæg bør ikke tage længere end 15 minutter (som specificeret for regulerkraft), og nedreguleringer bør ikke foretages hurtigere end 20 % pr. minut.

Ved regulering på vindmølleparker anvendes reguleringsfunktionen "absolut produktionsbegrænsning", der sikrer, at nedreguleringen er konstant begrænset til et maksimum fastsat niveau uanset ændringer i vejrforhold.

Indtil større solcelleanlæg er forsynet med en parkregulator med tilsvarende funktion ("absolut produktionsbegrænsning"), anvendes fuld eller hvis muligt delvis udkobling af solcelleanlæg.

4.3 Metoder til at definere mængder der bliver reguleret.

Beregning af "tabt produktion" er udfordret af variationen i aktuel produktion på grund af variationer i vind og sol under nedreguleringen og anlæggenes driftstilstand før nedreguleringen. Den anvendte metode skal kunne måle/beregne den reelt gennemførte nedregulering så præcist som muligt. Alternativt anvender Energinet en dertil udviklet algoritme til beregning af "tabt produktion".

4.4 Kontrol af regulering.

Nedreguleringen er fuldt ud kontrolleret og overvåget af netselskaberne og har derfor prioritet i forhold til anden regulering. Det bidrager til at sikre, at reguleringen bliver gennemført, og at nedreguleringen ikke modreguleres af bud i regulerkraftmarkedet, specialregulering eller anden-balanceregulering af den produktionsbalanceansvarlige aktør².

Reguleringen registreres i netselskabernes SCADA-system.

I tilfælde af manglende data i netselskabets SCADA-system, anvendes en konkret vurdering hvor data fra anlægsejer sammenholdes med Energinets beregning af reguleringen på baggrund af historiske data.

² Produktionsbalanceansvarlige aktører har balanceansvaret for produktionsanlæg samt hertil relaterede aftaler om fysisk elhandel.

5. Bilag 1 - mailskabelon

Mailskabelon til anvendelse i forbindelse med udmelding fra Energinets KontrolCenter EI om nedregulering.

Titelfelt:

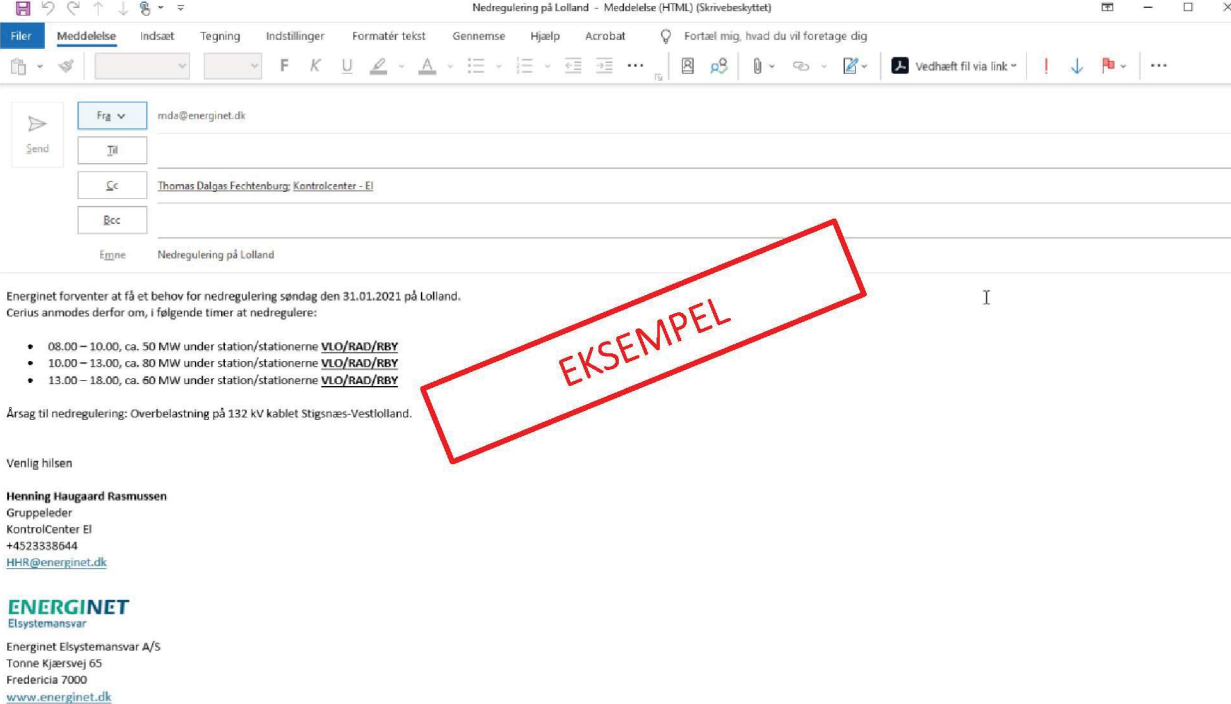
Nedregulering i [Netvirksomhed X] i station [X]

Brødtekst:

[Netvirksomhed X] skal i perioden [xx.xx.xxxx] kl. [yy.yy-zz.zz] nedregulere [UU] MW i området under station(erne) [XXX].

Årsag til nedregulering: [YYY]

Eksempel:



Nedregulering på Lolland - Meddelelse (HTML) (Skrivebeskyttet)

Send

Fra: mda@energinet.dk

Til:

CC: Thomas Dalgas Fechtenburg: Kontrolcenter - EI

Bcc:

Emne: Nedregulering på Lolland

Energinet forventer at få et behov for nedregulering søndag den 31.01.2021 på Lolland. Cerius anmodes derfor om, i følgende timer at nedregulere:

- 08.00 – 10.00, ca. 50 MW under station/stationerne VLO/RAD/RBY
- 10.00 – 13.00, ca. 80 MW under station/stationerne VLO/RAD/RBY
- 13.00 – 18.00, ca. 60 MW under station/stationerne VLO/RAD/RBY

Årsag til nedregulering: Overbelastning på 132 kV kablet Stignæs-Vestlolland.

Venlig hilsen

Henning Haugaard Rasmussen
 Gruppenleder
 KontrolCenter EI
 +4523338644
HR@energinet.dk

ENERGINET
 Elsystemansvar

Energinet Elsystemansvar A/S
 Tonne Kjærsvvej 65
 Fredericia 7000
www.energinet.dk

EKSEMPEL