



HANDEL MED LOKAL FLEKSIBILITET - NOTAT

Koncept for handel med lokal fleksibilitet ved flaskehalsproblemer i transmissionsnettet samt proces for pilotprojekt, der afprøver konceptet i praksis.

Indhold

1. Formål.....	3
1.1 Baggrund.....	3
2. Konceptet for handel med lokal fleksibilitet.....	3
2.1 Handel med lokal fleksibilitet i transmissionsnettet – Pilotprojekt.....	4
2.2 Evaluering af pilotprojekt og metodegodkendelse.....	7
2.3 Forudsætninger for pilotprojektet - Investeringer og software	8
3. Markedsincitamenten.....	9
4. Perspektivering.....	10
4.1 Handel med lokal fleksibilitet i distributionsnettet	10
4.2 Forslag til videreudvikling	10
4.3 Andre løsningsforslag og metoder.....	11

1. Formål

Arbejdsgruppens opgave er at udvikle et konkret koncept til at løse flaskehalsproblemer i transmissionsnettet ved at implementere handel med lokal fleksibilitet i det eksisterende markedssætup. Konceptet skal udarbejdes ud fra Elmarkedsforordningens bestemmelser i artikel 13, om objektive, transparente og ikke-diskriminerende markedsmekanismer. I et pilotprojekt med en virkelig case på Lolland og Sydsjælland, hvor der er flaskehalsproblemer i transmissionsnettet, skal konceptet testes for at undersøge, om det fungerer i praksis og er brugbart i hele Danmark. Ved en succesfuld test i pilotprojektet for alle aktører (Energinet, distributionselskaberne, balanceansvarlige og anlægsejere) vil Energinet metodeanmelde løsningen og implementere den i det nuværende markedssætup.

1.1 Baggrund

Energinet skal udbygge transmissionsnettet i samme hastighed som udbygningen af den vedvarende energiproduktion og forbrug. Lovgivningsmæssigt 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. Andre løsninger undersøges nærmere i Energinet Elsystemansvar og Dansk Energi, bl.a. i et fælles TSO-DSO-samarbejde om dynamisk tarifdesign og differentierede netprodukter. Det vil formentlig være et mix af flere løsninger, der skal til for at løse udfordringerne. I nærværende projekt fokuseres der på et koncept til hvordan handel med lokal fleksibilitet kan foregå i det eksisterende markedssætup.

Distributionselskaberne vil med et øget forbrug og en hurtigt stigende mængde decentral vedvarende energiproduktion ligeledes kunne få udfordringer med flaskehalsproblemer på specifikke radialer. Dette kan ligeledes løses på flere måder fx med tidstariffer og aftaler om begrænset nettilslutning, men også markedsløsninger for handel med lokal fleksibilitet, som er fokus i dette projekt.

2. Konceptet for handel med lokal fleksibilitet

Energinet har flaskehalsproblemer i transmissionsnettet på Lolland og Sydsjælland og ønsker at anvende det eksisterende marked til lokal nedregulering af produktion eller opregulering af forbrug. Ved at tilføje en specifik geografisk placering til bud i det eksisterende regulerkraftmarked opnås mulighed for lokal op- og nedregulering. De specifikke geografiske placeringer er nærmeste transformestation 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 tidshorison, for at de kan realiseres. Arbejdsgruppens fokus har været at udarbejde et løsningsforslag, hvor handlen med lokal fleksibilitet, procedurerne og kommunikationen bag kan implementeres i det eksisterende markedssætup og med de tekniske løsninger, der er til rådighed i dag. Målet har været at gøre løsningsforslaget så simpelt som muligt og påføre mindst mulige omkostninger samt reducere tiden til udvikling af nye værktøjer og procedurer for alle involverede aktører (Energinet, distributionselskaber, balanceansvarlige og anlægsejere). Vores

Løsningsforslag er derfor en løsning, der sandsynligvis kun vil gælde i en overgangsperiode eller vil kræve yderligere udvikling. Der er behov for at følge udbredelsen af fleksibilitet og løbende undersøge, om der er nye tekniske og markedsmæssige muligheder, der gør andre løsninger mere optimale for aktørerne. Løsningen skal på sigt koordineres med kommende værktøjer til håndtering af lokale flaskehalse.

2.1 Handel med lokal fleksibilitet i transmissionsnettet – Pilotprojekt

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 for handel med lokal fleksibilitet foregår kun:

- Med nedregulering af produktion og opregulering af forbrug, med en minimumsgrænse på 1 MW ved normal drift i transmissionsnettet. Ved fejlsituationer bruges procedurerne for nøddrift (beordring af nedregulering for Energinet og afbrydelse af produktion for distributionselskaberne).
- Ved intakt net i distributionsnettet og når der er fuld bemanning i distributionselskabets kontrolcentret.

Ved normal drift kan distributionsnettet håndtere alt forbrug og produktion tilsluttet i distributionsnettet. Når Energinet aktiverer lokal fleksibilitet, kan det ændre driftssituationen i distributionsnettet, så den ikke længere kan betegnes som normal. Distributionsnettene er ikke dimensioneret efter, at store mængder forbrug øges samtidigt (samtidighedsfaktoren i dimensioneringen er mindre end 1) eller at megen produktion slukkes og startes op samtidig ifm. en aktivering. Når Energinet ind- og udkobler store mængder af forbrug, kan det overbelaste distributionsnettet og skabe spændingsproblemer. Aktivering af fleksibel produktion kan give udfordringer, når produktionen startes op igen. Udfordringerne bliver ikke mindre af at forbruget i distributionsnettet forventes at stige med elektrificeringen, så distributionsnettet i fremtiden bliver drevet endnu tættere på belastningsgrænserne end det drives i dag. Derfor er det nødvendigt, at distributionselskaberne sætter nogle tekniske krav til Energinets aktivering af fleksibilitet og i situationer med fejl i distributionsnettet kan stoppe Energinets aktivering af fleksibilitet, så løsninger af flaskehalse i transmissionsnettet ikke giver flaskehalse i distributionsnettet. Flaskehalse som ikke ville have været der, hvis ikke Energinet havde aktiveret fleksibilitet.

Ved flaskehalsituationer i distributionsnettet eller i fejlsituationer, skal distributionselskabet beslutte om Energinet må aktivere fleksibilitet. Efter pilotprojektet skal det evalueres, om Energinet i nogle situationer kan aktivere fleksibilitet selvom distributionsnettet er fejlramt, da en fejlsituation ikke nødvendigvis reducerer kapaciteten i nettet, og hvordan kommunikationen mellem Energinet og distributionselskabet kan foregå. Ved netudfordringer i distributionsnettet i driftsøjeblikket iværksætter distributionselskaberne deres nøddriftsprocedurer.

I Pilotprojektet må fleksibilitet kun aktiveres ved intakt net og med fuld bemanning i distributionselskabernes kontrolcentre. Efter pilotprojektet evalueres det, hvor meget information distributionselskabet har behov for. Hvis handel med lokal fleksibilitet skal implementeres, 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, jo mere komplekst markedet for lokal fleksibilitet bliver, jo flere automatiske processer bliver nødvendige, da det bliver svært at overskue driften manuelt.

De nødvendige kommunikationsveje mellem Energinet og distributionselskabet skal defineres i pilotprojektet

Proces for handel med lokal fleksibilitet

Pilotprojektet afprøves på Lolland i de mest overbelastede stationer i transmissionsnettet, hhv. Vestlolland (VLO), Rødby (RBY) og Radsted (RAD) fra foråret 2020.

Energinet undersøger inden piloten kommer i offentligt udbud antallet af regulerbare anlæg og styringsmuligheder i samarbejde med de balanceansvarlige og indgår en dialog med distributionselskabet om potentielle problematikker. Herefter vil alle aktive balanceansvarlige aktører i området gennem udbuddet tilbydes at deltage i pilotprojektet. Denne proces vil blive kommunikeret ud i relevante fora.

Kun regulerbare anlæg som kan leve op til kravene for reguleringen og informationsudveksling kan deltage. Pilotprojektet vil være for en afgrænset mængde (1 MW som minimums budstørrelse) og periode som fastsættes nærmere ved igangsættelsen af udbuddet.

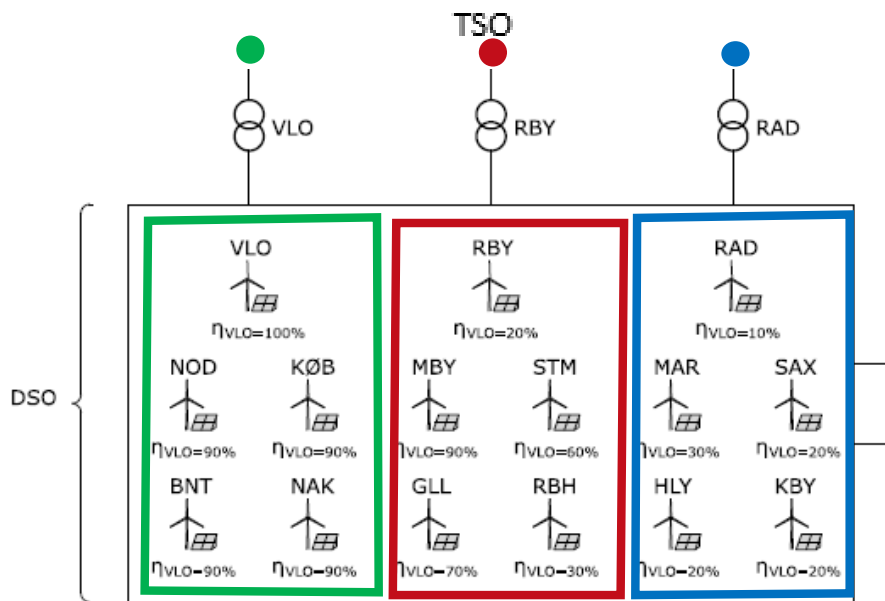
AI produktion og forbrug, som deltager i buddene for lokal fleksibilitet, skal have en rampehastighed fordelt lineært over 15 minutter af den nominelle anlægskapacitet ved op- og nedregulering.

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

I pilotprojektet tillades det 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 over 15 minutter. I pilotprojektet undersøges effekten af en grænseværdi, indledningsvis sættes den øvre grænse for on/off regulering til 3 MW. Kravet om rampefunktion evalueres efter pilotprojektet.

Dagen før driftsdøgnet melder Energinet Elsystemansvar de forventede flaskehalse ud under de definerede geotags (mail). Energinet vil benytte sig af eksisterende kommunikationsveje, som fx benyttes ved ekstra behov for mFRR reserve.

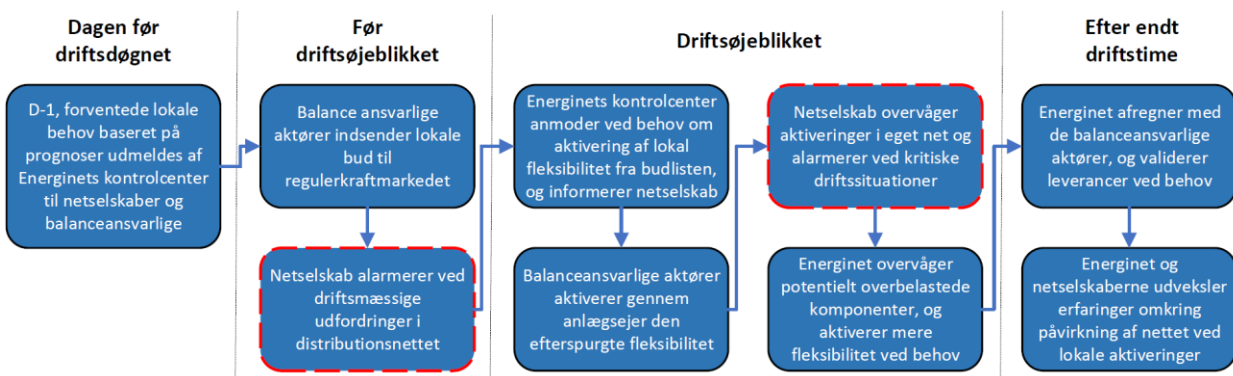
Leverandører af lokal fleksibilitet indsender bud i det eksisterende regulerkraftmarked med en tilføjelse af den geografiske kode for anlæg beliggende i den geografisk afgrænsede zone. De ved ud fra stamdataregisteret under hvilke geotag/transformerstation i transmissionsnettet deres anlæg hører til (gælder kun når distributionsnettet er i normaldrift, i fejlsituationer kobles der om i nettet og netstrukturen ændrer sig).



Figur 1 – Eksempel på geografiske zoner på Lolland

Kontrolcenteret i Energinet aktiverer fleksibiliteten og overvåger nettet. Hvis aktiveringen ikke virker, aktiveres næste bud. I sådan en situation vil Energinet kontrollere aktiveringer for om den ønskede mængde rent faktisk har været leveret (se afsnit om verificering).

Det eksisterende beordringskoncept¹ anvendes som nødprocedure, hvis aktiveringer af lokale bud ikke kan løse flaskehalsproblematikken alene. Derudover anvendes beordringskonceptet, hvis aktiveringerne ikke reagerer/kan reagere tidssnok.



Figur 2 – Simple tidslinje for handlinger af de forskellige aktører fra dagen før driftsdøgnet til efter endt driftstid

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

¹ Begrænsninger af produktion i distributionsnettet af hensyn til begrænsninger i transmissionsnettet - proces ml. TSO og DSO

Den balanceansvarlige aktør skal logge effektmålinger for de aktiverede anlæg på minuts opløsning eller derunder hvis muligt. Hvis data for den planlagte/prognosticerede produktion/forbrug kun findes med fem minutters opløsning, kan dette anvendes.

Energinet efterspørger ved mistanke om mangler i den samlede aktiverede mængde af nedregulering data til eftervisning af om den efterspurgte respons blev leveret. Den leverede mængde findes som forskellen mellem den planlagte/prognosticerede og den faktiske produktion/forbrug. Ved mangler tilbagebetales til Energinet den manglende mængde til en pris lig med forskellen mellem buddets aktiveringspris og ubalanceprisen i den givne time. Ved gentagende mangler fra samme leverandør kan der gives karantæne til deltagelse i markedet for lokal fleksibilitet.

Krav til bud i pilotprojektet:

- **Type:** Produktion og forbrug
- **Geotag:** Fra stamdataregisteret
- **Minimumsbudstørrelse:** 1 MW
- **Rampehastighed gældende for ned- og opregulering:** Lineær over 15 minutter af den nominelle anlægskapacitet (evt. on/off regulering af flere mindre enheder enkeltvis, så der tilnærmelsesvis opstår en rampe)
- **Kommunikation:** Energinet sender ved aktivering et signal til den balanceansvarlige aktør som ved normal regulerkraft. De balanceansvarlige sender signalet videre til de aktiverede enheder. Kommunikation mellem Energinet og distributionsselskaber er ikke fastlagt endnu
- **Verificering:** Logning af effektmålinger samt planlagt/prognosticeret produktion for de aktiverede enheder med fem minuts-opløsning eller derunder, som gemmes i minimum hele pilotens forløb.

2.2 Evaluering af pilotprojekt og metodegodkendelse

Følgende skal evalueres efter pilotprojektet:

- Uforudsete problemstillinger
- Forsyningssikkerheden hos Energinet:
 - Er geotags på transformerniveau i transmissionsnettet tilstrækkeligt?
 - Hvordan er leveringsgaranti ved handel med lokal fleksibilitet?
- Forsyningssikkerheden hos distributionsselskaberne:
 - Hvad sker der i distributionsnettet, når transmission aktiverer produktion/forbrug tilsluttet i distributionsnettet - hvilken overvågning, styring og nødprocedurer bliver der brug for i distributionsnettet, når Energinet aktiverer lokal fleksibilitet?
 - Kan Energinet i nogle situationer aktivere fleksibilitet selvom distributionsnettet er fejlramt?
 - Er krav til ramperegulering på 15 minutter nødvendig?
- Samfundsøkonomi:
 - Forskellen på massiv nedregulering gennem markedsløsningen kontra beordringskonceptet, hvor mindst mulig VE nedreguleres
 - Omkostninger hos distributionsselskaberne, balanceansvarlige og anlægsejere
 - Markedslikviditet (anlæg og konkurrence) samt prissætningen
- Informationsniveau og kommunikationskrav mellem Energinet hhv. Distributionsselskabet og balanceansvarlige.

Evalueringerne efter pilotprojektet vil afgøre, om konceptet er brugbart for alle aktører til en egentlig metodegodkendelse for handel med lokal fleksibilitet til Forsyningstilsynet. Specielt de udfordringer Energinets aktiveringer af fleksibilitet tilsluttet i distributionsnettet medfører skal evalueres. Distributionsnettet drives i dag manuelt og handel med lokal fleksibilitet kan nødvendiggøre mere automatisk drift af distributionsnettet, da driften bliver mere

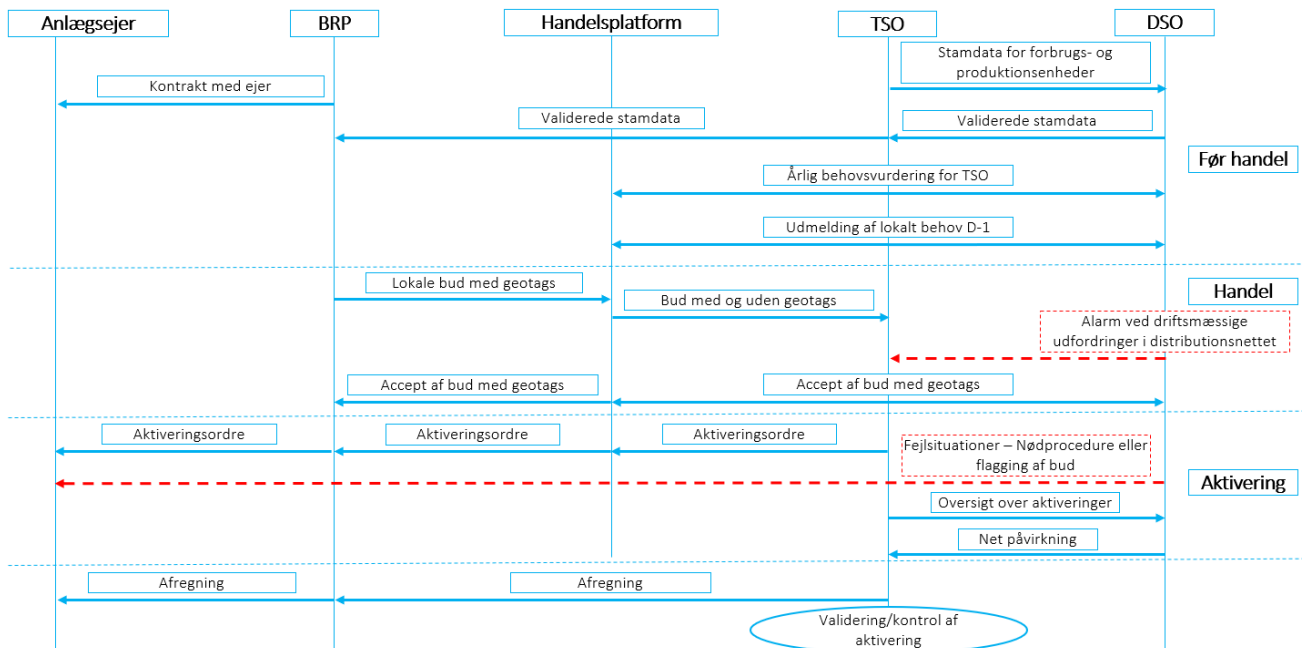
kompleks. Efter evalueringen af pilotprojektet drøftes det, om de deltagende anlæg og aktører i pilotprojektet fortsat og uden problemer for distributionsnettet kan stille deres lokale fleksibilitet til rådighed indtil ansøgningen er behandlet af forsyningsstilsynet.

2.3 Forudsætninger for pilotprojektet - Investeringer og software

For at konceptet for handel med lokal fleksibilitet på transmissionsniveau kan fungere, kræver det at flere involverede parter udvikler metoder og software:

- Energinet skal udvikle en metode til behovsvurderingen på års- og dagsniveau samt integrere interne systemer til håndtering af den geografiske kode tilhæftet regulerkraftbud
- De balanceansvarlige aktører skal udvikle puljealgoritme med et første sorteringskriterie for geografisk placering og en automatisk håndtering af data til en valideringsfunktion for leverancen.
- Anlægsjerne skal investere i regulerbare anlæg med rampefunktioner i de overbelastede netområder, hvis ikke de findes allerede. Dette kan medføre mindre interesse for at deltage i et marked for handel med lokal fleksibilitet. Hvis der er begrænset konkurrence, vil metoden for cost plus og reguleret pris tages i anvendelse. Disse metoder er stadig under udvikling. Derudover er det generelt et usikkert investeringsklima, da en netudbygning eller placering af et stort forbrugs-/produktionsanlæg kan fjerne behovet for lokal fleksibilitet.
- Distributionsselskaberne skal i deres driftscentral kunne håndtere at Energinet aktiverer fleksibilitet i distributionsnettet. Distributionsselskaberne vil få udgifter til øget overvågning og processor (state-etsimation) som skal implementeres inden handlen igangsættes.

Desuden skal der aftales procedurer for kommunikationen mellem Energinet og distributionsselskaberne og efterspørgsel og aktivering af fleksibelt forbrug samt procedurer for hvordan det håndteres, når distributionsnettet, fx i fejlsituationer, ikke kan håndtere at Energinet aktiverer fleksibilitet.



Figur 1 – Kommunikationsdiagram for det foreslåede koncept til pilotprojektet for handel med lokal fleksibilitet

Hvis konceptet for handel med lokal fleksibilitet skal udvides til at kunne håndtere flaskehalse i distributionsnettene, er der regulatoriske barrierer som skal ændres.

3. Markedsincitament

Det beskrevne koncept i nærværende notat 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 budde bud for aktiverede 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 koncept reducere den negative påvirkning ift. egen kontrol over anlæggets drift. Der gives mulighed for frivilligt at tilbyde sin fleksibilitet som højst 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 distributionsselskaberne 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.

Konceptet for handel med lokal fleksibilitet vil påvirke prissætningen på regulerkraftmarkedet til en vis udstrækning. 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. Kutymer 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 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 ligeså 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 forsyningssikkerheden 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 flaskehalse på udlandsforbindelser og/eller udfald. Tilstrækkeligheden for nedreguleringsbud anses ikke for at være udfordret, da konceptet for handel med lokal fleksibilitet tværtimod vil øge incitamentet til deltagelse på regulerkraftmarkedet.

I situationer med begrænset eller ingen konkurrence ved lokale bud for fleksibilitet, fx ved at der kun indleveres bud af en enkelt aktør i det specifikke område, skal bestemmelserne i Elforsyningsloven pr. 1. juli 2018 og Systemansvarsbekendtgørelsen pr. 1. januar 2019 følges.

Ved manglende bud anvendes beordringer hvor den leverede ydelse afregnes efter cost plus metoden, jf. Elforsyningsloven §27 c, stk. 2 og Systemansvarsbekendtgørelsen §23, stk. 2, jf. *Metode for cost plus* af Energinet. Ved afregning til cost plus omfattes som minimum udførelsesposterne jf. Systemansvarsbekendtgørelsen §24.

Ved begrænset konkurrence, jf. definitionen herfor i *Metode for reguleret pris* af Energinet, anvendes reguleret pris. Den regulerede pris defineres som en historisk pris, dog minimum svarende til cost plus. Hvis ikke denne kan fastsættes anvendes cost plus i stedet. Dette vil som minimum være gældende for lokale bud i et par år.

Konkurrencesituationen for handel med lokal fleksibilitet vurderes ud fra anvendelige lokale bud under den geografiske placering med et udmeldt behov. Lokale bud indmeldes på regulerkraftmarkedet med en geografisk information, hvor de almindelige bud og lokale bud fra andre geografiske områder ikke tages i betragtning.

4. Perspektivering

4.1 Handel med lokal fleksibilitet i distributionsnettet

I dag er distributionsnettene ikke udfordret af flaskehalse ved normale driftssituationer. Men med elektrificeringen af varme- og transportsektoren med bl.a. varmepumper og elbiler bliver distributionsnettets kapacitet udfordret og handel med lokal fleksibilitet kan være en af løsningerne. Aktivering og styring af fleksibilitet bliver dog mere komplekst, jo lavere spændingsniveau man kommer ned på. Effekten for op- eller nedregulering af forbrug eller produktion er afhængig af, hvor anlægget er tilsluttet på radialen/udføringen. Til at identificere det område, hvor distributionsselskabet efterspørger fleksibilitet kan anlæggenes installationsnumre bruges som geotags evt. med en værdisættelse af hvilke effekter en op- eller nedregulering giver.

Der findes ikke et marked, hvor distributionselskaberne kan efterspørge fleksibilitet i dag. Hvis distributionselskaberne skal efterspørge fleksibilitet, skal der derfor implementeres en ny markedsplatform eller ske ændringer i de eksisterende platforme for også at kunne håndtere bud fra distributionselskaberne. Omkostningerne til dette sammen med usikkerheden for den handelsmæssige likviditet, samtidig med at de tekniske løsninger til at styre fleksibilitet i distributionsnettet er mere kompliceret end i transmissionsnettet, gør at distributionselskaberne også vil kigge på andre tiltag, som kan fremme fleksibilitet i distributionsnettet og flytte forbrug væk fra flaskehalsituationer. Sådanne værktøjer kan være:

- Nettilslutning med begrænsede netadgang for produktion- og forbrugsanlæg (kunderne får rabat, hvis distributionselskabet må afbryde deres forbrug/produktion).
- Tidstariffer der flytter fleksibelt forbrug væk fra spidsbelastninger.
- Netforstærkninger hvis nettets kapacitet udfordres dagligt.

4.2 Forslag til videreudvikling

Potentielle videreudviklinger af konceptet for handel med lokal fleksibilitet som arbejdsgruppen kan arbejde videre med og vurdere:

- Udvidelse af konceptet til også at kunne anvendes i distributionsnettene
- Kobling af virkningsgrader for bud og lokale flaskehalse samt kobling for bud til flere transformerstationer hvor budet har en vurderet virkning.
Krav om tilføjelse af geografisk information via geotags for alle regulerkraftbud til fremtidig håndtering af en større mængde interne flaskehalse, hvor placering i nettet kommer til at have en større betydning end i det nuværende net og for at Energinet fremover kan estimere påvirkningen af nettet ved regulerkraftaktiveringer
- Rådighedsbetaling til lokale reserver
- Udvidet validering og kontrol af aktiveringer
- Kobling til kommende kontinentale europæiske og nordiske platforme for regulerkraft

- Nettilslutninger og tekniske forskrifter, kommende erfaring ift. krav til ramperegulering

Forventet og potentiel udvikling i andre sammenhænge med påvirkning på konceptet for handel med lokal fleksibilitet:

- Mulighed for tilknytning af to priser til regulerkraftbud, et til aktiveringer ved marginalpris afregningsprincippet og et til aktiveringer ved pay-as-bid afregningsprincippet, ved hhv. almindelige og specialaktiveringer

4.3 Andre løsningsforslag og metoder

Nedregulering af mere VE-produktion end nødvendigt

Ved at bruge geotags på transformerstationsniveau i transmissionsnettet er det muligt, at der bliver op- og nedreguleret mere produktion og belastning end der reelt er behov for i driftssituationen. Energinet kender ikke distributionsnettets nettopologi og driftsstatus. Hvis Energinet beordrer nedregulering i en nøddriftssituation igennem distributionselskabet, vurderer de i driftssituationen, hvilke produktionsanlæg det giver bedst mening at nedregulere, for at nedregulere en minimal mængde VE produktion. Hvis denne proces skal overføres til handel med lokal fleksibilitet, bliver det mere kompliceret. Geotags på transmissionsniveau giver den simpleste løsning med et minimum af udvikling og etablering af ny software hos aktørerne. Desuden forventes det ikke at behovet for yderligere reguleringer pga. aktivering af bud med en lav effektivitet på flaskehalsen bliver nævneværdigt, men det undersøges i pilotprojektet, hvor stor forskel der bliver på nedreguleringen af produktion om det foregår via handel eller ved beordringsproceduren, hvor distributionselskabet vurderer den optimale tekniske nedregulering.

Et alternativ til handel med lokal fleksibilitet er at løse flaskehalse i transmissionsnettet ved geografisk afgrænsede beordringer, hvor der gives kompensation til anlægsejerne og balanceansvarlige. Dette alternativ tages i anvendelse i situationer hvor handel med lokal fleksibilitet ikke alene kan løse flaskehalsproblematikken.

Rådighedsbetaling

Ved manglende likviditet i geografiske zoner til handel med lokal fleksibilitet, kan rådighedsbetaling potentielt forøge likviditeten. Ved en rådighedsbetaling skal levering af ydelsen kunne garanteres.

Løsninger til udfordringerne i distributionsnettet

I fremtiden kan problemstillingen om, at Energinets aktivering af fleksibelt forbrug/produktion til at løse flaskehalsproblemer i transmissionsnettet kan give problemer i distributionsnettet måske løses på andre måder:

- Teknisk med krav og regler til levering af fleksibilitetsydelse
- Markedsregler om at distributionselskaberne må forhindre aktiveringer af bud (DREM-projektet har arbejdet med dette)
- Dialog mellem Energinet og distributionselskaber før bud og aktiveringer
- Aftaler om afbrydelighed mellem distributionselskabet og kunderne
- Aktivering af fleksibilitet af distributionselskabet via modbud fra DSO eller andre produkter til kunderne
- Netforstærkninger i distributionsnettet

Vi anbefaler, at Energinet og Dansk Energi arbejder videre med problemstillingen og finder den mest samfundsøkonomiske og tekniske optimale løsning.