

2025

Muligheter for utnyttelse av fleksibilitet på tvers av DSO/TSO



Arbeidsnotat fra

Arbeidsgruppe DSO / TSO

Samarbeidsforum

Statnett, Elvia, Glitre Nett, Linja og Tensio

15.05.2025

Oppdragsgiver: Samarbeidsforum DSO/TSO

Tilgjengelighet: Offentlig

Type dokument: Arbeidsnotat

Dato: 15.05.2025

Forfattere:

- Ingeborg Løkka (Statnett)
- Mari Hellum Bjørnstad (Statnett)
- Kristoffer Sletten (Glitre Nett)
- Johannes Fagermyr (Glitre Nett)
- Rune Paulsen (Tensio)
- Sven Arild Kjerpeset (Linja)
- Harald Husom (Elvia)
- Stein Orrem (Elvia)

Innhold

1. Innledning	3
2. Dagens situasjon og utfordringer	4
2.1 Hvorfor trenger vi å utnytte fleksibilitet på tvers av nettnivåer?	4
2.2 DSO-enes rolle i dagens flaskehalshåndtering	4
2.3 Utfordring med likviditet i markeder for fleksibilitet	6
2.3.1 Kunnskap	7
2.3.2 Minstevolum og krav til standardisert mFRR	7
2.3.3 Begrensing i bruk av nasjonale spesifikke produkter	7
2.3.4 Finansiering av markedene	8
2.3.5 Utfordringer med å etablere lokale markeder	9
3. Dagens markedsmodeller for fleksibilitet	10
3.1 TSO sitt reservemarked for mFRR etter overgangen til MARI	10
3.1.1 Fra reaktiv til proaktiv balansering og flaskehalshåndtering	10
3.1.2 Tidslinjen for mFRR-markedene	11
3.2 Beskrivelse av lokale fleksibilitetsmarkeder	13
4. Alternative markedsmodeller for fleksibilitet	15
4.1 Basisscenario	15
4.2 Samspill mellom separate markeder	16
4.2.1 Tilrettelegging for value stacking – deltakelse i flere markeder	16
4.2.2 Videresending av bud mellom DSO- og TSO-markeder	18
4.3 Felles markeder	18
4.3.1 Oppdeling i felles marked for flaskehalshåndtering og eget marked for balansering ..	18
4.3.2 Felles kapasitetsmarked og separate aktiveringsmarkeder	19
4.4 DSO får tilgang til TSO sine bud og har en aktiv rolle i bud utvelgelsen	20
4.4.1 DSO får innsyn i bud kjøpt i mFRR CM før lukketid i mFRR EAM	20
4.4.2. DSO sender behovsmelding til TSO	21
4.5 Utfordringer og fordeler ved de ulike modellene	21
4.6 Foreløpig oppsummering av noen mulige markedsmodeller	26
5. Anbefaling til videre arbeid på temaet	27
Referanser	28
Vedlegg	29
Relevante piloteringer og prosjekter om felles bruk av fleksibilitet	29
Eksempel på bestilling av temperaturutløsende fleksibilitetsavtale	29
Forkortelser	30

1. Innledning

For å balansere kraftsystemet og løse flaskehalser effektivt, samt øke utnyttelsen av tilgjengelig nettkapasitet må tilgjengelig fleksibilitet utnyttes på tvers av nettnivåer. Målet er at alle nettselskaper skal ha tilgang til relevant fleksibilitet i systemet, og at den brukes der behovet er størst til enhver tid. Etter anbefalingene fra "Flaskehalshåndtering i regionalnett" (Haugen, et al., 2024) besluttet samarbeidsforum DSO/TSO å kartlegge muligheter for felles bruk av fleksibilitet. For å gjøre dette ble en arbeidsgruppe opprettet. Dette arbeidsnotatet oppsummerer diskusjonene fra arbeidsgruppen gjennom fire workshoper gjennomført høsten 2024.

Mandatet til arbeidsgruppen har vært å utforme ulike målbilder for et markedsdesign som sikrer felles bruk av fleksibilitet på tvers av nettnivå. Så langt har arbeidet primært omfattet kartlegging av pågående prosjekter og dagens utfordringer, samt etablering av en felles forståelse av eksisterende markeder og FoU-prosjekter. Særlig viktig har det vært å avklare spillereglene for koordineringen mellom lokale fleksibilitetsmarkeder og Statnett sine reservemarkeder, før alternative markedsløsninger har blitt diskutert. Dette arbeidet har lagt et viktig grunnlag for videre diskusjoner, men en fullstendig utforming av målbilder og videre utvikling av markedsdesignet vil være gjenstand for en neste fase av arbeidet.

Arbeidsnotatet begynner med å presentere dagens situasjon og understreker behovet for å utnytte fleksibilitet på tvers av nettnivåer. Videre blir utfordringene med å oppnå felles bruk av fleksibilitet presentert. Kapittel 3 gir en innføring i dagens markeder for fleksibilitet for å etablere en felles forståelse av aktuelle rammebetingelser. I kapittel 4 presenteres de ulike markedsmodellene som arbeidsgruppen har diskutert, sammen med deres fordeler og ulemper. Arbeidsnotatet avslutter med en oppsummering, som danner grunnlag for videre diskusjoner om felles bruk av fleksibilitet. Blant vedleggene presenteres en oversikt over pågående prosjekter og piloter i Norden som er knyttet til markedsmodeller for deling av fleksibilitet på tvers av nettnivåer og bruk av "lokasjonsavhengig" fleksibilitet.

2. Dagens situasjon og utfordringer

2.1 Hvorfor trenger vi å utnytte fleksibilitet på tvers av nettnivåer?

Fra et samfunnsøkonomisk perspektiv er det viktig at nettselskap (DSO-er) og systemansvarlig transmisjonsnetteier (TSO¹) kan dele på fleksibiliteten i nettet slik at den kan gi gjensidig nytte. Overordnet er det bred enighet om at alle er tjent med at systemets fleksibilitet brukes til ulike formål og på tvers av nettnivå. I dette dokumentet blir kraftsystemets totale fleksibilitet sett under ett for å utforske løsninger for bedre utnyttelse av fleksibiliteten.

TSO har i dag flere reservemarkeder med markedsbaserte løsninger for balansering og flaskehalshåndtering. DSOer har flere pågående forskning- og utviklingsprosjekter (FoU-prosjekter) hvor markedsbaserte løsninger for fleksibilitet brukes til flaskehalshåndtering (lokale fleksibilitetsmarkeder).

TSO-en utnytter fleksible ressurser fra ulike nettnivåer som *manual Frequency Restoration Reserves*, heretter omtalt som mFRR². mFRR er et av TSO-ens reserveprodukter. I dag blir mFRR benyttet til både flaskehalshåndtering og balansering av TSO-en. At en reserve blir benyttet til balansering vil si at reserven blir brukt for å opprettholde balansen i kraftsystemet frem til det er ny balanse i energimarkedene³. Flaskehalshåndtering innebærer tiltak for å sørge for at ingen komponenter overbelastes i driftskvarteret, eller risikerer å bli overbelastet etter et enkeltutfall. Statnett har ansvaret for balansering og flaskehalshåndtering i regional- og transmisjonsnettet.

Dagens lokale fleksibilitetsmarkeder er fremdeles under utvikling i FoU-prosjekt, og det gjenstår et betydelig arbeid for å nå nettselskapenes krav til likviditet. Samtidig som DSO sine lokale fleksibilitetsmarkeder trenger likviditet, trenger også TSO økt likviditet gjennom nye deltakere i reservemarkedene for å nå dimensjoneringskrav og sikre god konkurranse i markedene. Det finnes trolig mange fleksible ressurser i DSO-enes nettområder som kunne deltatt i reservemarkedene. For å utnytte de fleksible ressursene best mulig, er det viktig å skape markedsløsninger som sikrer likviditet for alle parter. Et overordnet mål er markeder hvor det er konkurranse mellom leverandørene av fleksibilitet, ikke konkurranse mellom de ulike markedene.

2.2 DSO-enes rolle i dagens flaskehalshåndtering

Figur 1 er en forenklet visning av fleksibilitet i det norske kraftsystemet. I blått vises aggregeringsområdet som benyttes av DSOer i FoU-prosjekt for fleksibilitet. Når hensikten er å avlaste en krafttransformator, er det kun fleksible ressurser som er tilknyttet bak transformatoren som kan bidra. Skillet mellom aggregeringsområdene til DSO går derfor ved åpne brytere i lokalt distribusjonsnett (normaldelepunkter).

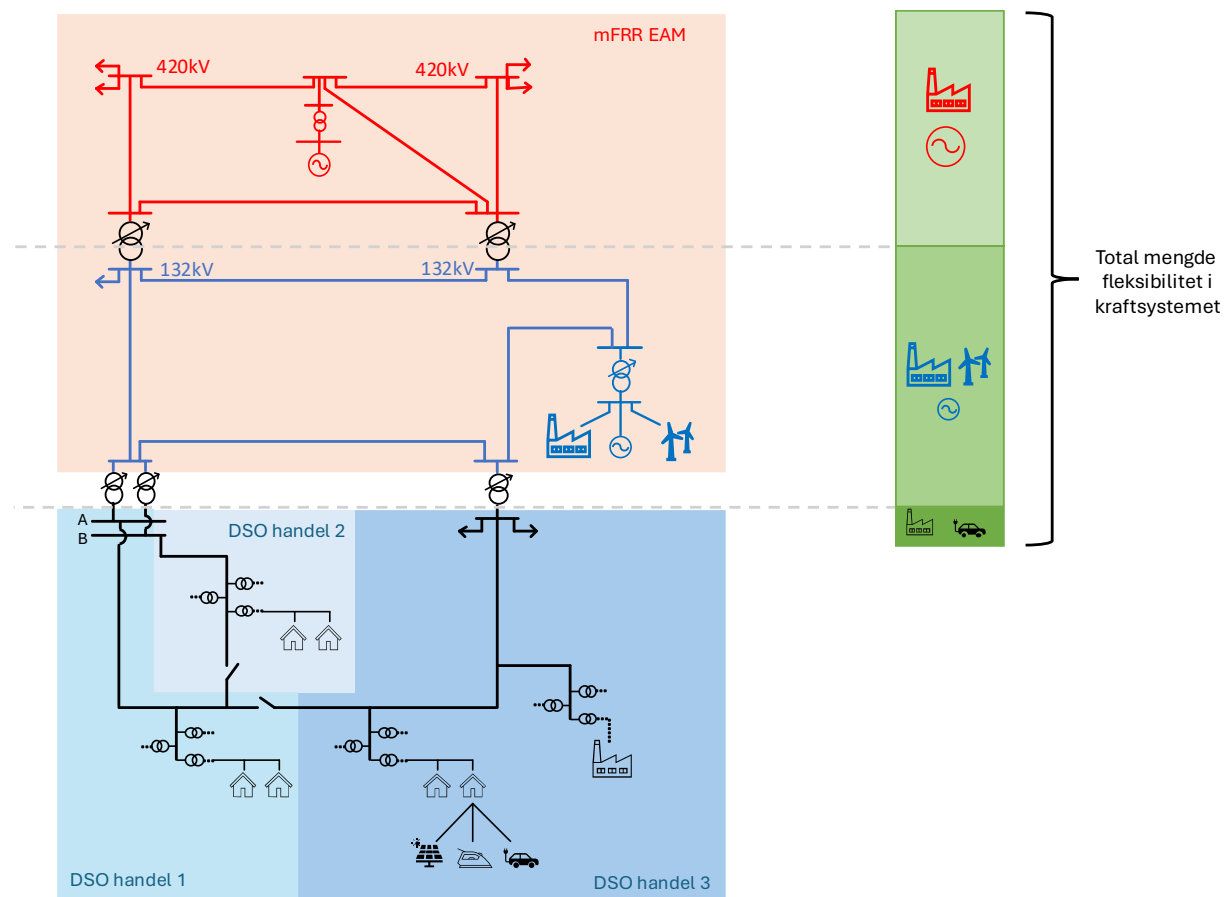
¹ Norge har en rekke ulike nettselskaper og en systemansvarlig, Statnett.

² Begrepet "Tertiærreserver" blir også i noen sammenhenger brukt for mFRR reserver.

³ Reservemarkedene er de korte markedene som aktiveres for å skape balanse i driftstimen, som FFR, FCR, aFRR og mFRR, mens energimarkedene er markedene som klareres før driftstimen slik som Day-Ahead og Intradag markedene.

I det ideelle tilfellet vil en fleksibel ressurs tilknyttet *DSO handel 1* i Figur 1 kunne brukes til å avlaste:

- Den lokale nettstasjonen
- Avgangen på transformatorstasjonen den er tilknyttet
- Krafttransformator eksempelvis 132/22kV
- Flaskehalser i regionalnett
- Flaskehalser i transmisjonsnettet og/eller balansering, forutsatt at ressursen(e) oppfyller nødvendige krav



Figur 1: Forenklet enlinjeskjema over det norske kraftsystemet. Rødt og blått område: Aggregeringsområdet for fleksibilitet til mFRR EAM, Blått område: Aggregeringsområde for fleksibilitet til DSO i dag, her kalt DSO handel 1-3.

På grunn av økt behov for nettilknytning og samfunnets ønske om høyere nettutnyttelse, er det sannsynlig at omfanget av flaskehalser vil øke i tiden fremover. I dag er det Statnett som systemansvarlig som har ansvaret for flaskehalshåndtering i transmisjons- og regionalnett etter forskrift om systemansvaret i kraftnettet (fos⁴) §5. DSO-ene håndterer flaskehalser i distribusjonsnettet. I motsetning til TSO, har DSO-ene svært begrenset erfaring med snittovervåking, mangler gode prognoseverktøy og har ikke tilgang til de samme virkemidlene som systemansvarlig, herunder spesialregulering, systemvern og reservemarkeder.

⁴ Forskrift om systemansvaret i kraftsystemet (fos): [Forskrift om systemansvaret i kraftsystemet - Lovdata](#)

En detaljert beskrivelse av DSO sine tilgjengelige virkemidler blir presentert i rapporten “Flaskehalshåndtering i regionalnett” (Haugen, et al., 2024). Kort oppsummert inkluderer disse:

- Endring av koblingsbilde (som må godkjennes av TSO og kan medføre høyere KILE-risiko ved radiell drift)
- Utkoblbar tariff (UKT)
- Tilknytning på vilkår (TPV)
- Direkte produksjonstilpasning ved begrensninger i lokalt distribusjonsnett
- Dialog med lokale produksjonsanlegg og lokalt oppgjør
- Lokale fleksibilitetsmarkeder (under utvikling i FoU-prosjekt)

Nettselskap kan inngå en avtale om tilknytning på vilkår (TPV) med nye kunder når spesifikke nettbegrensninger medfører at tilknytningsforespørsler ikke er driftsmessig forsvarlige, i henhold til NEM § 3-2 tredje ledd. Vilkårene i avtalen er knyttet til spesifikke begrensninger i nettet. Vilkårene kan gjelde frem til de nødvendige forsterknings-tiltakene er på plass eller være permanente. Når begrensningene i vilkårene inntreffer, har nettselskapet rett til å koble ut TPV-kunden uten å belastes for KILE. Avtalene kan være vanskelige å bruke operativt da de foreløpig er lite standardiserte og det mangler systemer. Dersom andre aktører i samme område er fleksible, har nettselskapet ingen insentiver til å velge disse før TPV-kunder. Derfor er det ikke gitt at dagens virkemidler alltid gir den beste løsningen i et samfunnsøkonomisk perspektiv.

Verktøykassen DSO-ene har tilgjengelig i dag, begrenser planlegging og drift med markedsbaserte løsninger. Det er utfordrende å agere reaktivt på flaskehalser. Det er også store utfordringer knyttet til proaktiv håndtering av kapasitetsknappheter på grunn av manglende transparens mellom tilgrensende og overliggende nett. Det er enkelte ganger for lav grad av datautveksling mellom DSO/kunde, DSO/DSO og DSO/TSO. Kommunikasjonen foregår stort sett via telefon eller e-post og er ikke standardisert eller digitalisert.

En mer grundig gjennomgang av dagens flaskehalshåndtering og utfordringer er beskrevet i kapittel 2 og 3 i rapporten “Flaskehalshåndtering i regionalnett” (Haugen, et al., 2024).

2.3 Utfordring med likviditet i markeder for fleksibilitet

I arbeidet med å se på muligheter for felles bruk av fleksibilitet, ble likviditet identifisert som den klart største utfordringen, og flere av barrierene beskrevet videre kan knyttes til likviditetsutfordringer. Det er per i dag ikke tilstrekkelig likviditet av fleksibilitetsreserver til å sette opp en fungerende markedsløsning bare for lokal fleksibilitet i nettområdene hvor DSO-ene håndterer flaskehalser. TSO har fungerende reservemarkeder, men også her er det behov for økt likviditet for å nå nye dimensjoneringskrav utarbeidet i henhold til forordning om retningslinje for systemdrift (SOGL), altså hvor mange MW som minimum må være tilgjengelig for aktivering til enhver tid. Bakgrunnen for mangel på likviditet er sammensatt. Under er noen sentrale årsaker beskrevet.

2.3.1 Kunnskap

Mange eiere av ressurser egnet for å levere fleksibilitet, mangler kunnskap om fleksibilitetspotensialet i egne ressurser. Dette gjelder særlig de som ikke har energi som sin kjernevirksomhet. Det arbeides allerede på flere flater for å øke kunnskapen, men mye av informasjonen rettes mot aktører som har tatt kontakt eller vist interesse for fleksibilitet. I noen nettselskaper er det som FoU-prosjekt blitt opprettet en koordinatorrolle, energikoordinator, som i utgangspunktet varer ut 2026. En av energikoordinatorens oppgaver er å gi informasjon om muligheter til å utnytte fleksibilitet.

2.3.2 Minstevolum og krav til standardisert mFRR

Kravet til minstevolum i aktiveringsmarkedet for mFRR-reserver er i dag såpass høyt at mange aktører ikke vil kunne klare kravet ved bruk av kun sin egen ressurs. Minstekravet til budvolum er i dag 5-10 MW avhengig av prisområde, men skal ned til 1 MW senest ved tilknytningen til den felleseuropeiske plattformen for utveksling av mFRR, MARI (Manually Activated Reserves Initiative). Dette vil gjøre at flere typer aktører vil kunne levere mFRR-reserver, som for eksempel solkraft og mellomstor industri. Endringen av minste budstørrelse vil trolig også gjøre bud aggregert av flere mindre reserver mer aktuelt. Dette må på plass for å kunne benytte flere fleksibilitetskilder lengre ned i nettet. (Haugen, et al., 2024)

Når reserver skal utveksles på tvers av europeiske land forutsetter dette at reserveproduktene standardiseres. TSO er derfor i gang med å endre kravene for å kvalifisere for mFRR-reserve. Fordi TSO i dag benytter de samme fleksibilitetsreservene til balansering og flaskehalshåndtering, vil kravene til standardisert mFRR også gjelde for fleksibilitetsreserver som TSO benytter til flaskehalshåndtering. De viktigste kravene til standardisert mFRR i denne sammenhengen er krav til minstestørrelse, rampingprofil og responstid på aktivering.

2.3.3 Begrensing i bruk av nasjonale spesifikke produkter

Et nasjonalt spesifikt produkt er et reserveprodukt som kun benyttes nasjonalt og ikke er bundet av å følge alle kravene til de europeisk standardiserte reserveproduktene. Fordelen med bruk av nasjonale spesifikke produkter som alternativ til mFRR, er derfor friere krav til for eksempel aktiveringstid, ramping og volum. Forordning om balansering av kraftsystemet (EBGL) sier at TSO i utgangspunktet kun skal benytte seg av standardiserte mFRR-produkter til balansering så langt det er mulig, men kan benytte seg av nasjonale spesifikke produkter som et tillegg dersom dette er nødvendig for sikker drift (Electricity Balancing Guideline, 2022, artikkel 25 og 26)⁵. Det er ikke lov å ta i bruk spesifikke produkter med mindre det er helt nødvendig, og EBGL artikkel 26 sier at behovet for det spesifikke produktet minimum må redegjøres for hvert andre år. Av den grunn er det komplisert for TSO å lage et nytt eller tilpasset permanent spesifikt produkt som egner seg bedre for deling av reserver enn mFRR, gitt at produktet også skal benyttes til balansering.

⁵ Statnett kan i anstrengte driftsituasjoner også tillate bruk av reserver som ikke oppfyller kravene til standardisert mFRR eller mFRR-D i tråd med Forskrift om systemansvaret i kraftsystemet §12.

I arbeidet mot overgangen til automatisert balansering, ble det klart at TSO har behov for et produkt ved siden av standardisert mFRR produkt. Dette er utgangspunktet for lanseringen av driftforstyrrelsesreserven mFRR-D som et nasjonalt spesifikt produkt. mFRR-D er utformet for leverandører som ønsker å levere mFRR, men som ikke oppfyller kravene til standardisert mFRR. Statnett er avhengige av at disse leverandørene fortsetter å levere bud etter overgangen til automatisert balansering for å klare dimensjoneringskravene. mFRR-D er ikke bundet av kravene i EBGL, artikkel 26, før ved tilknytningen til MARI, men er laget tett opptil kravene for at overgangen og endringene i markedet skal være mindre i 2026/2027.

2.3.4 Finansiering av markedene

Oppkjøpene i dagens reservemarkeder (TSO), dekkes i dag gjennom ubalanseprisen og systemdriftsmidler. For aktivering av fleksibilitetsreserver er det ubalanseoppkjøret som dekker utgiftene,⁶ og for kapasitetsoppkjøp er det systemdriftsmidler som igjen består av nettleie og flaskehalsinntekter som dekker oppkjøp. I lokale fleksibilitetsmarkeder har oppkjøp av fleksibilitet blitt dekket av FoU-midler fordi markedene kun eksisterer som del av FoU-prosjekter. Fordi lokale fleksibilitetsmarkeder per i dag er FoU-prosjekter, er det usikkert hva som skjer med markedene etter endt prosjekt. Det er i dag ingen løsning på plass for finansiering av lokale fleksibilitetsmarkeder for DSO utover FoU. Dette gjør at aktører vegrer seg for å ta investeringsbeslutninger som kreves for å levere fleksibilitet i lokale markeder, fordi de ikke er garantert noen inntekt etter endt FoU. Samtidig er en avhengig av at disse beslutningene tas og at markedene får tilstrekkelig med deltakere for at markedene skal videreføres.

Flere av TSO sine reservemarkeder går nå gjennom endringer, og flere leverandører av fleksibilitet gjør investeringer for å fortsette å delta i reservemarkedene. Disse investeringene kan prises inn i bud, hvilket kan gi økte systemdriftskostnader. For å sikre at aktører gjør de nødvendige investeringene og byr inn kapasitet i reservemarkedene til en samfunnsøkonomisk effektiv pris, har TSO benyttet finansielle ordninger for å støtte aktører som stiller kapasitet i henhold til nye eller oppdaterte krav. Et eksempel der dette er gjort, er utbetalingen i forbindelse med overgangen fra Regulerkraftmarkedet (RK) til mFRR EAM, nytt aktiveringsmarked for mFRR⁷ hvor BSPer (Balancing service provider) kan få opptil en million NOK ved å legge om til nye krav i markedet innen gitte tidsfrister. Erfaringene er så langt positive, og en endring i retningslinjene til forskrift for systemansvar åpner nå for at systemansvarlig kan lage flere slike ordninger frem til 2028 for å øke likviditeten i reservemarkedene.⁸ Utfordringen med slik støtte er at den kan virke markedsvridende, og det er derfor viktig at den utformes i tråd med loven for offentlige anskaffelser.

⁶ Det finnes unntak for dette, f.eks. når systemansvarlig aktiverer mFRR mot hovedretning. Da faller kostnaden på systemansvarlig.

⁷ I forbindelse med overgangen til mFRR EAM ble det lyst ut en ordning for investeringsstøtte på opptil en million kroner for leverandører av mFRR reserver som var villige til å ta nødvendige investeringer før markedet var på plass. og er klare til å levere mFRR ved oppstart av mFRR EAM. Utbetalingen er koblet til flere milepæler som leverandørene må gjennomføre innen ulike tidsfrister for å få utbetalt investeringsstøtten.

⁸ Se retningslinjene til forskrift om systemansvar §9 annet ledd: [Retningslinjer for fos § 9](#).

2.3.5 utfordringer med å etablere lokale markeder

En fordel med lokale fleksibilitetsmarkeder er at der TSO har strenge krav i sine reservemarkeder til standardiserte produkter, har lokale markeder har færre tekniske krav og et større spillerom på mangfold av reserver⁹. Det vil være en stor fordel for det totale kraftsystemet å klare å utnytte disse reservene som ikke når kravene til mFRR på en god måte til å løse lokale utfordringer og flaskehalser i nettet. utfordringen i dag for DSO-ene er at lokale fleksibilitetsmarkeder er et nytt område, som oppleves umodent både internt i nettselskapet og blant mulige selgere av fleksibilitet (nettkunder eller aggregatorer). I tillegg er det en grad av «høna og egget»-problematikk da en skal etablere et marked som skal løse nettutnyttelsesbehov som først vil bli markante i fremtiden. Det er også en utfordring å finne tilstrekkelig med lokal fleksibilitet til å skape god konkurranse lokalt. I tillegg kommer finansieringsutfordringen, som nevnt ovenfor.

I oppstarten av FoU-prosjektet Euroflex, opplevdes det at potensielle aggregatorer var avventende og tvilende til et lokalt fleksibilitetsmarked. Det opplevdes som om flere søkte etter interessante forretningsmodeller både for seg selv og for sine kunder. Dette er forståelig da omfanget av et framtidig lokalt fleksibilitetsmarked er usikkert. Det var derfor behov for et utstrakt informasjonsarbeid mot slutt kunder, samtidig som det ble jobbet med aggregatorer. Gjennom målrettet informasjonsarbeid oppleves det en økende interesse blant virksomheter og eiendomsbesittere som har et ønske om å delta i arbeidet for bedre utnyttelse av kraftnettet og vil teste ut et fleksibilitetsmarked, selv om lønnsomheten foreløpig er begrenset. Dette medfører at potensielle aggregatorer blir motivert av slutt kunder.

Det er i dag fortsatt lav likviditet i de lokale markedene og et fåtall av tilbydere. I FoU-prosjektet Euroflex er det gjennomført testaktiveringer for å fremskaffe erfaringstall. Det er også gjennomført enkelte aktiveringer av et batteri som fleksibilitetsressurs i FoU-prosjektet NextGrid (The Norwegian Smartgrid Centre, u.d.).

Markedsaktørene i Euroflex etterspurte tidlig en langsiktighet i kapasitetsavtaler. For en fleksibilitetstjenestetilbyder (flexibility service provider, FSP) gir kapasitetsavtaler en forutsigbarhet inntjening. Slik blir det enklere å vurdere investeringskostnadene forbundet med å koble en ressurs opp mot markedet. Flere av nettselskapene i Euroflex har fått tilbakemelding fra aktive FSPer at de ikke vil inngå kapasitetsavtale i nåværende form, da det er mer lønnsomt å tilby fleksibilitet i TSO sine markeder i periodene hvor reservasjonen gjelder.

For å unngå at markedene konkurrerer mot hverandre, blir det testet mekanismer for at fleksible ressurser kan gjøres tilgjengelig i flere markeder, i piloter som Norflex og Euroflex. Et eksempel på en slik mekanisme er temperaturavhengig Longflex-avtale (NODES sitt kapasitetsprodukt) som Elvia (DSO Østlandet) tester i Euroflex. En slik avtale innebærer at det tegnes en kapasitetsavtale for en gitt periode, men at de aktuelle ressursene først armeres ved temperatur lavere enn en avtalt grense. Ved armering plikter tilbyder å være tilgjengelig for det lokale markedet, alle andre perioder kan ressursen tilbys i andre relevante markeder der den er kvalifisert til å delta. Om dette fungerer, kan en utforske flere momenter som kan «armere» en ressurs.

⁹ Lokale fleksibilitetsmarkeder er per i dag ikke regulert, hvilket gir større spillerom i markedene relativt til reservemarkedene. Dette kan endre seg i fremtiden.

Presis lokasjon er viktig for å kunne håndtere lokale flaskehalser. Dette gir utfordringer knyttet til gaming fordi det må dannes markeder under små geografiske områder. Dette gir aktører i "problemområder" stor markedsrett da de har stor prisinnflytelse og kan endre forbruksmønstret sitt slik at det blir større behov for deres fleksibilitet.

3. Dagens markedsmodeller for fleksibilitet

I dette kapittelet vil markedene for mFRR og lokal fleksibilitet bli beskrevet. Beskrivelsen av mFRR-markedene er basert på nyeste tilgjengelige informasjon om fremtidig struktur i 2026/2027¹⁰. For lokale fleksibilitetsmarkeder er det laget et eksempel på hvordan et lokalt marked kan se ut, basert på FoU-prosjekter.

3.1 TSO sitt reservemarked for mFRR etter overgangen til MARI

Vi er inne i en periode med omstilling i hvordan TSO balanserer og håndterer flaskehalser i nettet. Tidligere var Norge og Norden balansert på en felles nordisk frekvens med timesoppløsning. Første kvartal 2025 gikk de nordiske TSOene over til å balansere basert på ubalanseprognose i hvert enkelt prisområde med 15 minutters tidsoppløsning. For å få til dette måtte balanseringen automatiseres. Dette påvirker også flaskehalshåndtering, som også måtte automatiseres for å tilpasses den nye tidslinjen og samtidig tilfredsstille produktkravene knyttet til balansering.

Statnett vil koble seg på den felleseuropeiske plattformen for balansering, MARI, i overgangen 2026/2027 (MARI/Entso-E, 2024; Statnett, 2025). Et steg på veien dit er den nordiske balanseringsmodellen, NBM. Videre i dette avsnittet er det tatt utgangspunkt i endringer som kommer som følge av MARI. Flere av disse vil inngå i Nordic Balancing Model (NBM) og være aktuelle også fra første kvartal 2025. Flaskehalshåndtering vil foregå nasjonalt, også etter tilkoblingen til MARI.

3.1.1 Fra reaktiv til proaktiv balansering og flaskehalshåndtering

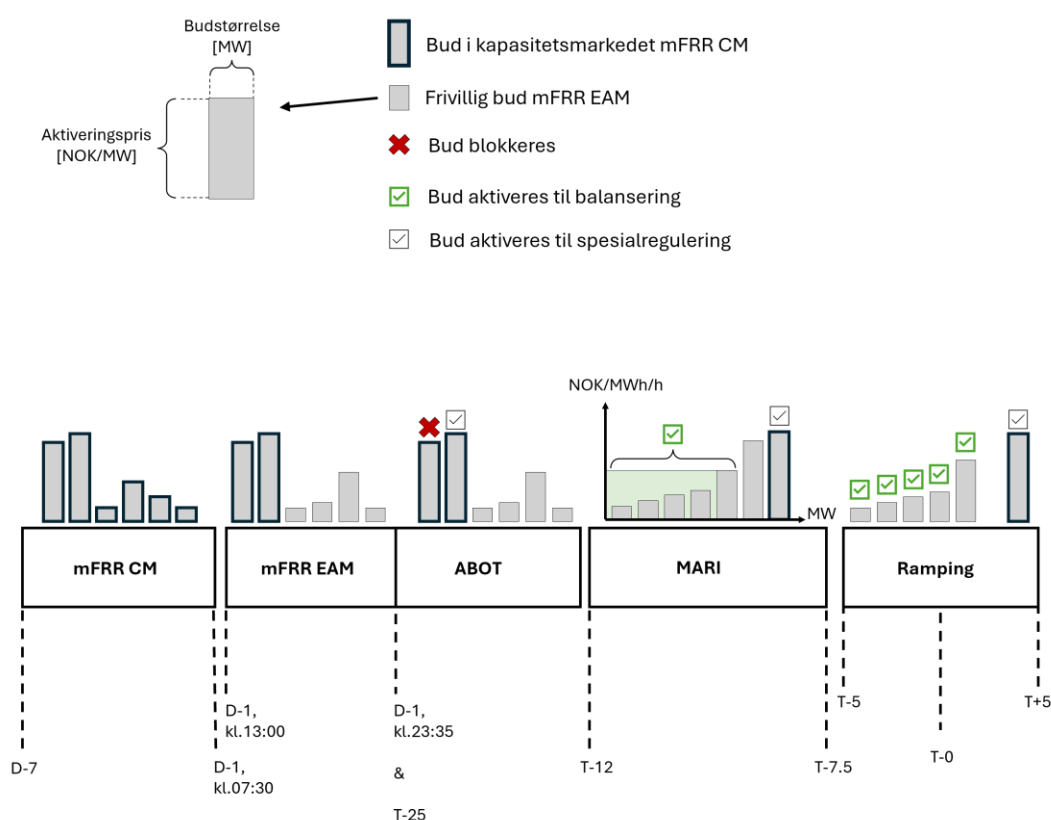
Frem til første kvartal 2025 har markedene for mFRR i stor grad vært manuelle og reaktive. Med reaktiv menes det at reserven har blitt aktivert og balansen gjenopprettet når behovet først har oppstått. Aktiveringen har blitt utført ved at operatøren på landssentralen hos Statnett enten har sendt ut et elektronisk aktiveringssignal (eBestill) eller har tatt kontakt med leverandøren av reserven via telefon. Dette systemet er i endring, og første kvartal 2025 gikk aktiveringene av mFRR over til å bli proaktive og automatiserte som en del av NBM. NBM vil videreutvikles og på sikt vil de nordiske TSOene gå over til den felleseuropeiske plattformen MARI (Statnett, 2024). NBM og MARI har samme algoritme til grunn. For enkelthetsskyld og fordi arbeidsgruppen ser fremover i tid tar øvrige delkapitler utgangspunkt i mFRR tidslinjen etter tilknytningen til MARI. Med proaktiv menes at behovet for mFRR estimeres før behovet oppstår. Ved tilknytning til MARI vil dette skje i en automatisert prosess hvor Statnett estimerer forventede ubalanser og flaskehalser før behovet for reserver og innkommende bud i mFRR-markedet sendes videre til MARI. I MARI vil en algoritme ta hensyn til alle tilknyttede lands behov og tilgjengelige mFRR-

¹⁰ Med utgangspunkt i vilkår for mFRR EAM, beskrivelse av MARI optimaliseringsalgoritme (MARI AOF) og EBGL.

ressurser, og optimalisere balanseringen på tvers av land. Prinsippet er at det rimeligste budet som også er tilgjengelig med tanke på kapasitet, skal benyttes først på tvers av landegrenser, slik at den totale kostnaden for balansering av nettet skal gå ned. Når MARI har matchet tilbud og etterspørsel vil det bli sendt et aktiveringssignal til leverandørene av mFRR reserver (MARI, 2022).

3.1.2 Tidslinjen for mFRR-markedene

Tidslinjen for mFRR-markedene er beskrevet med utgangspunktet i normal drift og planlagt aktivering i Figur 2.



Figur 2: Forenklet skisse av tidslinjen til mFRR-markedene.

Kapasitetsmarkedet mFRR CM

Kapasitetsmarkedet for mFRR åpner 7 dager før de aktuelle driftskvarterene. De viktigste parameterne aktørene oppgir er budstørrelse og opsjonspris. Opsjonsprisen er den prisen aktøren ønsker å få betalt for å forplikte seg til å levere bud i aktiveringsmarkedet. Utvelgelsen av bud skjer ved at budene med lavest tilgjengelighetspris blir valgt inntil behovet til systemansvarlig er dekket, etter pay-as-cleared-prinsippet som betyr at alle får betalt prisen til

høyest priset valgte bud. Auksjonen for mFRR CM avsluttes klokken 07:30 og resultatet blir offentliggjort klokken 09:00.

Søylehøyden på bud i Figur 2 illustrerer marginalprisen for hver aktør knyttet aktivering. Aktiveringsprisen er ikke kjent for TSO i mFRR CM og påvirker ikke utvelgelsen av bud som får tilslag i mFRR CM. Likevel er høyden illustrert for å synliggjøre at bud som får tilslag i kapasitetsmarkedet blir senere meldt inn i aktiveringsmarkedet mFRR EAM¹¹.

Aktiveringsmarkedet mFRR EAM

Aktiveringsmarkedet for mFRR åpner dagen før de aktuelle driftskvarterene. Bud som meldes inn i aktiveringsmarkedet inneholder informasjon om volum og aktiveringspris. Aktørene i markedet kan endre og trekke bud frem til lukketiden 25 minutter før driftskvarteret. Den første lukketiden for et aktiveringsmarked vil være kl.23:35 dagen før de tilhørende driftskvarterene.

Merk at enkelte bud i mFRR EAM har sort omriss for å illustrere at disse budene stammer fra mFRR CM. Bud uten sort omriss er fra aktører som enten ikke fikk tilslag i kapasitetsmarkedet, men likevel byr inn til aktiveringsmarkedet, eller fra aktører som kun ønsker å by inn i aktiveringsmarkedet. Disse budene omtales ofte som frivillige bud.

ABOT (Automatisert flaskehalshåndtering)

Før TSO sender hvilke bud som er tilgjengelige for aktivering sammen med sitt behov for mFRR til MARI, må TSO ta hensyn til eventuelle flaskehalser. Dette skjer ved hjelp av en automatisert algoritme Avoid Bottlenecks (ABOT)¹² som, basert på informasjon fra nettprognoser, produksjon og forbruksplaner, beregner hvilke innkommende mFRR bud som:

- må aktiveres for å løse en prognosert flaskehals (markert med et avhuk i Figur 2).
- må blokkeres fra å bli sendt videre til MARI fordi en aktivering vil kunne skape/forverre en flaskehals (markert med rødt kryss i Figur 2).

MARI (Europeisk markedsklarering)

Etter at ABOT har flagget bud som påvirker flaskehalser og snitt, sendes resterende bud til europeisk markedsklarering. Her blir bud planlagt aktivert basert på gjeldene ubalanseprognose for kommende kvarter.

I MARI sorteres budene etter aktiveringspris fra laveste til høyeste pris. Utvelgelsen skjer deretter etter pay-as-cleared-prinsippet. Det budet med høyest aktiveringspris blant budene som blir planlagt aktivert, definerer prisen alle utvalgte aktører får betalt, som vist i Figur 2¹³. Unntaket er bud som ble flagget av ABOT. Disse får betalt sin egen marginalpris eller klareringsprisen dersom den er høyere enn aktørens egen marginalpris. En slik aktivering omtales ofte som en spesialregulering eller en systemregulering.

Opp- og nedrampingsperiode

Etter MARI sendes det elektronisk bestilling av bud 7.5 minutter før det aktuelle driftskvarteret. Oppramping skal starte hos aktørene 5 minutter før driftskvarteret og være fullstendig aktivert senest 5 minutter etter starten på det aktuelle driftskvarteret. Reserven skal da være fullt

¹¹ Vilkår for mFRR CM, mFRR EAM og mFRR-D gyldig fra 12.nov 2024: [Vilkår-godkjent-12.11.2024](#)

¹² ABOT er beskrevet nærmere i kapittel 4 av "Flaskehalshåndtering i regionalnett" (Haugen, et al., 2024).

¹³ Les mer om funksjonalitetene i MARI sin optimaliseringsalgoritme her: [MARI AOF](#)

aktivert i minst 5 minutter, før en nedrampingsperiode på 10 minutter begynner. Dersom budet derimot blir aktivert flere perioder på rad, utsettes nedrampingen.

Direkteaktivering av bud

Ved større uforutsette driftsforstyrrelser eller uprognoserte ubalanser har TSO i tillegg mulighet til å direkteaktivere bud fra mFRR EAM-budlisten. Dette kan være bud både fra inneværende kvarters og kommende kvarters budliste avhengig av tidspunkt for aktiveringen. Dersom det aktiveres bud som er sendt til europeisk markedsklarering (MARI), risikerer man å dobbeltbooke et bud da budet også kan bli planlagt aktivert der. Dette løses fortløpende.

Direkteaktivering av bud:

- Vil påvirke markedsprisen.
- Brukes relativt sjeldent, stort sett har man mulighet til å justere prognosen for neste kvarter ved mindre avvik, eller ta i bruk andre reserveprodukter.
- Blir manuelt aktivert av operatør, men selve aktiveringene skjer automatisk etter bestilling.

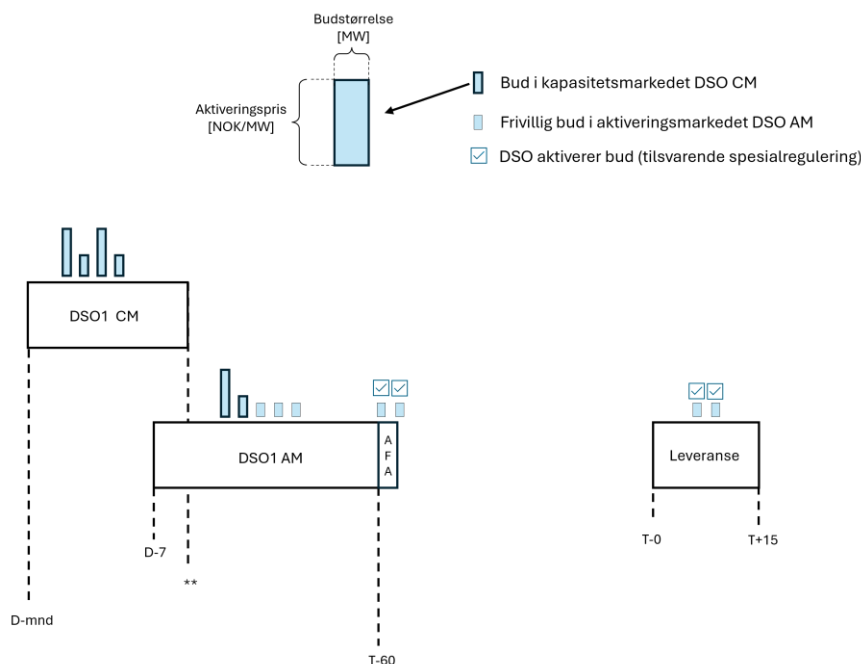
Ved store uforutsette hendelser som ikke lar seg løse med bud i mFRR EAM kan også TSO ta i bruk nasjonalt spesifikt produkt. TSO lanserte et slikt produkt, mFRR driftforstyrrelsesreserve (mFRR-D) samtidig som mFRR EAM. (Beskrevet i kap. 2.3.3)

3.2 Beskrivelse av lokale fleksibilitetsmarkeder

Fordi dagens lokale fleksibilitetsmarkeder er forsknings- og utviklingsprosjekter, er markedet beskrevet under kun et eksempel på hvordan et lokalt fleksibilitetsmarked kan se ut, basert på hvordan NODES har designet sin løsning (NODES, u.d.). Eksemplet er bygget på erfaring fra deltakerne i arbeidsgruppen.

En DSO kan sette opp flere handelsområder basert på flaskehalsutfordringer. Handelsområdene gjenspeiler som regel forsyningsområdet til en enkelt transformatorstasjon forutsatt normalkoblet nett. I Figur 3 nedenfor er det tatt utgangspunkt i en vilkårlig DSO, her kalt DSO1.

Hvert lokale marked har ett kapasitetsmarked DSO1 CM, og ett aktiveringsmarked DSO1 AM. Åpne- og lukketiden til disse markedene er vist i Figur 3.



Figur 3: Visning av åpne- og lukketider for et lokalt fleksibilitetsmarked. AFA = Automatisk Flaskehalshåndterings Algoritme. ** Lukketiden for DSO CM er under evaluering av DSO-ene i Euroflex og er ikke låst til et bestemt tidspunkt.

DSO1 CM (Lokalt kapasitetsmarked)

Kapasitetsmarkedet for DSO åpner gjerne månedsvis før de aktuelle driftskvarterene og har i så måte likhetstrekk med tidligere RKOM-sesong¹⁴. Kapasitetsmarkedet er per i dag pay-as-bid. I tillegg til en reservasjonspris avtales også makspris for en eventuell aktivering. I praksis inngås en avtale mellom DSO og fleksibilitetstjenestetilbyder (flexibility service provider, FSP) i forkant av tunglastperioden. I avtalen spesifiseres det hvilke ukedager, timer og med hvilket volum FSP-en kan tilby fleksibilitet. Markedet holdes åpent svært tett opp om driftstimen i dag, men for alle praktiske formål vil lukketiden for DSO CM ligge tidligere enn D-1. På samme måte som i kapasitetsmarkedet mFRR CM, vil FSP-ene forplikte seg til å levere bud i aktiveringsmarkedet ved tilslag i DSO CM.

Søylene knyttet til DSO1 CM representerer bud i kapasitetsmarkedet for DSO1. Høyden på søylene representerer FSP-ens maksimale aktiveringspris. Til forskjell fra kapasitetsmarkedet mFRR CM, er denne aktiveringsprisen kjent for DSO.

Aktørene som har fått tilslag i kapasitetsmarkedet, vil få betalt et avtalt beløp per MW reduksjon i forbruk de stiller tilgjengelig for aktivering i en gitt periode fremover i tid, typisk for en vintersesong (oktober-mars). Aktørene får dermed betalt for å forplikte seg til å delta i DSO AM.

¹⁴ RKOM-sesong byttet navn til mFRR-sesong, og er et marked hvor opsjoner på mFRR sikres for en hel sesong. Ved oppstart av mFRR EAM ble mFRR-sesong igjen erstattet med marked for driftsforstyrrelsesreserver (mFRR-D).

For DSO-en fungerer kapasitetsavtaler som en forsikring i form av tilgjengelig volum. For FSP-ene fungerer kapasitetsavtaler som en forsikring om forutsigbar inntekt for deres fleksibilitet.

DSO1 AM (Lokalt aktiveringsmarked)

I aktiveringsmarkedet blir bud aktivert i prisrekkefølge inntil DSO-ens behov er dekket. Kjøp kan gjøres fra 7 dager før aktuelt driftskvarter og inntil 1 time før leveranse. Minimum leveringsperiode er i dag 1 time, men det planlegges for kvartersoppløsning på produktene. Minste volum er 0,001 MW. I piloten Norflex derimot stengte markedet to timer før driftstimen (T-120) for å gi FSP-ene mulighet til å handle seg i balanse før intradag-markedet stengte.

I Figur 3 er det to blå søyler med sort omriss i aktiveringsmarkedet DSO AM. Disse representerer bud som stammer fra en kapasitetsavtale i DSO CM. Aktører som ikke fikk tilslag i kapasitetsmarkedet, står fritt til å delta i aktiveringsmarkedet.

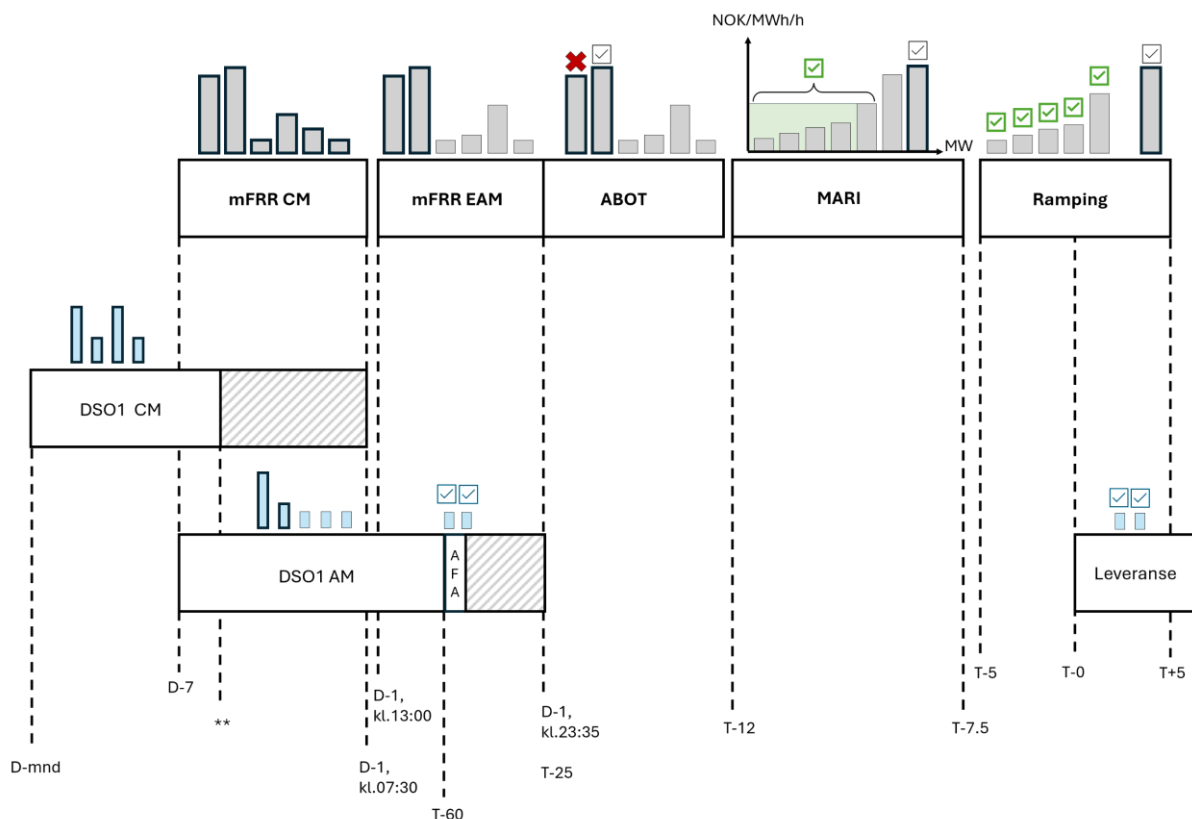
4. Alternative markedsmodeller for fleksibilitet

I dette kapittelet beskrives noen alternative markedsmodeller som på sikt kan bidra til bedre utnyttelse av fleksibiliteten i kraftsystemet. Modellene som er beskrevet er ment som et bidrag til diskusjon og er ikke en fullstendig oversikt over mulige løsninger. Som følge av begrenset tid ble også diskusjonen av modellene begrenset i arbeidsgruppen. Det er ønskelig å ta diskusjonene videre i en eventuell videreføring av gruppen.

Først presenteres en sammenstilling av mFRR og lokale markeder som et basisscenario. Deretter blir noen nye markedsmodeller presentert. De nye markedsmodellene er rent hypotetiske og representerer ikke modeller som DSO/TSO allerede arbeider med. Arbeidsgruppen har kun sett på eksempler med lokale fleksibilitetsmarkeder hos DSO og TSO sine markeder for mFRR-standardprodukt, men samme prinsippet kan trolig også utvides til å gjelde andre reservemarkeder eller energimarkeder. Videre legger vi til grunn at det er tilstrekkelig med likviditet for at markedene fungerer slik som beskrevet i de ulike modellene. Vi forutsetter også at det er en hensiktsmessig stasjonsgruppeinndeling.

4.1 Basisscenario

Basisscenarioet, illustrert i Figur 4 er en sammenstilling av markedene beskrevet i kapittel 3. Det er ingen utveksling av fleksible ressurser mellom reservemarkedene for mFRR og de lokale fleksibilitetsmarkedene i basisscenarioet, markedene lever i parallell.



Figur 4: Basisscenarioet for fleksibilitetsmarkeder. Her er markeder for mFRR og DSO sine lokale markeder plassert sammen, men det er ingen koordinering eller budutveksling mellom markedene. Skraverte områder representerer tidsrommet mellom lukketiden til henholdsvis kapasitets- og aktiveringsmarkedene til TSO og DSO.

4.2 Samspill mellom separate markeder

I dette delkapitlet presenteres flere modeller som tilrettelegger for samspill mellom markeder. De to første tar utgangspunkt i at de separate markedene fra basisscenarioet består. Modellene forsøker å utnytte fleksible ressurser bedre gjennom å tilrettelegge for deltakelse i flere markeder.

4.2.1 Tilrettelegging for value stacking – deltakelse i flere markeder

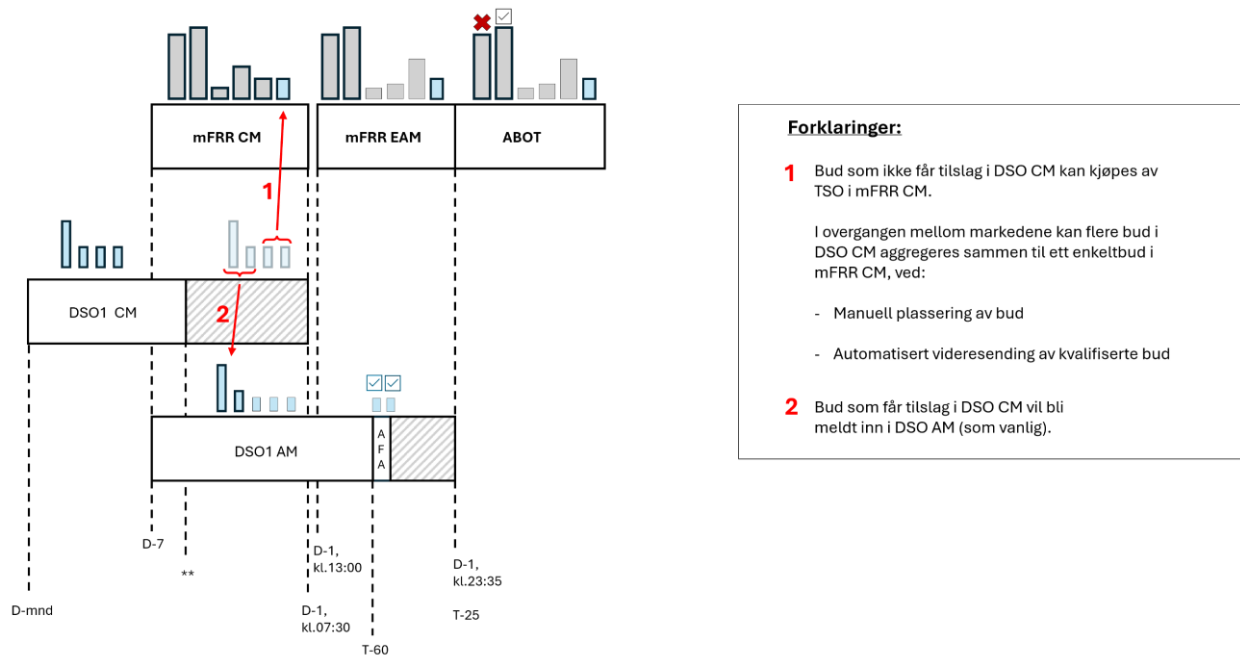
En måte å oppnå deling av fleksibilitet på, er å tilrettelegge for at leverandører av fleksibilitet kan delta i flere markeder med samme ressurs. Ved å sette lukketider, altså når markedene stenger, på en hensiktsmessig måte, kan en tilrettelegge for at en ressurs som ikke blir valgt i ett marked kan bys inn i et neste marked. Dette er en modell hvor lokale fleksibilitetsmarkeder lever i parallell med TSO sine reservemarkeder. Ansvarlig FSP/BSP byr selv inn ressurser i de markedene ressursene kvalifiserer for, og optimaliserer egen inntjening gjennom deltakelse i flere markeder.

Ved å sette sekvensielle lukketider i de ulike markedene, kan en gjennom rekkefølgen på lukketidene sette føring for rekkefølgen et bud burde ta mellom markedene, uten at en pålegger deltakelse i flere markeder. Fordi lukketidene for mFRR i stor grad er satt gjennom føringer i EBGL, vil det være i utformingen av lokale fleksibilitetsmarkeder at lukketidene settes strategisk

opp mot lukketidene i mFRR. Hvor det vil oppstå flaskehalser, er i stor grad kjent en stund før driftstimen, hvilket kan utnyttes ved at lukketid for markeder for lokal fleksibilitet kan legges før lukketiden for reservemarkeder som også benyttes til balansering.

Når det kommer til rekkefølge kan en se for seg løsninger der bud først går inn i lokale fleksibilitetsmarkeder før de budene som ikke blir kjøpt kan bys videre inn i markedene for mFRR, og omvendt, at bud som ikke reserveres i mFRR CM går videre til lokale fleksibilitetsmarkeder. Den første rekkefølgen er trolig mest hensiktsmessig av flere grunner. Den første er at DSO vil være avhengig av lokasjon for å løse en flaskehals, mens TSO i mindre grad er avhengig av dette i balansering. Det er derfor viktig at DSO får muligheten først til å sikre seg bud som ligger riktig plassert i deres nett. Om budet først går inn i mFRR CM, kan en risikere at TSO reserverer bud og DSO går glipp av bud med lokasjon som dekker behov. For DSO vil det også være positivt å kunne plukke bud før de blir aggregert for å nå volumkravene i mFRR markedene. Bud under volumkravet i mFRR kan være tilstrekkelig for å løse en flaskehals, og ved å plukke bud i denne rekkefølgen slipper DSO å kjøpe et stort aggregert bud for å løse en mindre lokal utfordring. Under vises Figur et eksempel på hvordan bud som ikke blir kjøpt i lokale fleksibilitetsmarkeder kan bys inn i mFRR CM. Løsningen forutsetter at rammeverk for aggregering kommer på plass.

Tilrettelegging for value stacking testes som pilot i Euroflex.



Figur 5: Denne figuren er et eksempel på hvordan bud som ikke blir valgt i lokale fleksibilitetsmarkeder kan sendes videre til kapasitetsmarkedet for mFRR, mFRR CM. Lukketiden i det lokale kapasitetsmarkedet er lagt før lukketiden i mFRR CM slik at bud som ikke blir valgt i det lokale fleksibilitetsmarkedet kan bys inn i mFRR CM. Budene som kjøpes i det lokale kapasitetsmarkedet av DSO går videre til det lokale aktiveringsmarkedet og kan ikke bys inn i mFRR CM.

4.2.2 Videresending av bud mellom DSO- og TSO-markeder

Videresending av bud mellom DSO- og TSO-markeder er en videreføring av modellen vist over i kapittel 4.2.1. Det er separate markeder for TSO og DSO, henholdsvis markedene for mFRR og lokale fleksibilitetsmarkeder. Markedene har lukketider slik at de går sekvensielt, altså at lukketidene ikke er lagt samtidig. Den tekniske løsningen ble testet ut og verifisert i Norflex-piloten. Forskjellen fra den første modellen ligger i at budene automatisk blir videresendt mellom markedene. Dermed fjernes elementet av at leverandør av fleksibilitet selv må melde inn ressursen i de ulike markedene. En automatisk merking av budegenskaper og hvilke markeder leverandør og eier av ressursen samtykker til å delta i, avgjør hvilke markeder et bud kan sendes videre til.

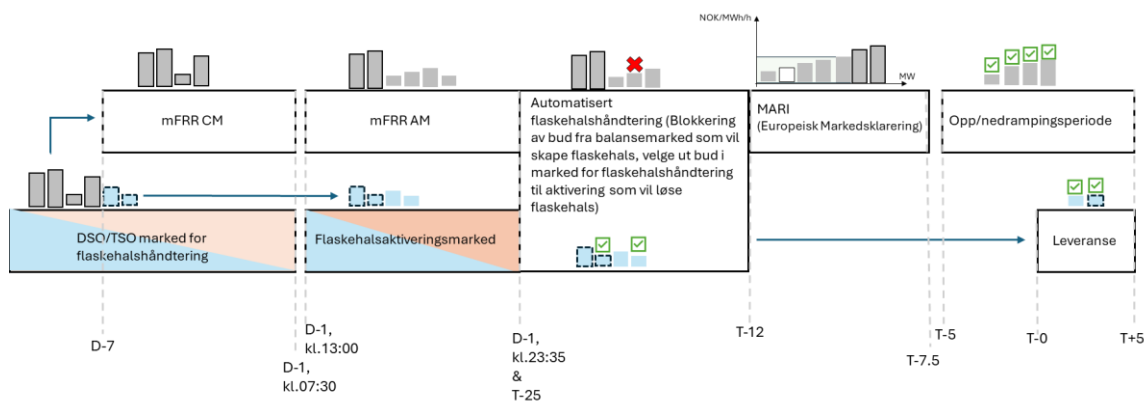
Videresending av bud er testet i Norflex (Abusdal, Hagen, Pedersen, & Kazemi, 2022). Da ble de tekniske sidene testet og piloten krevde dispensasjoner fra RME knyttet til forhold som markedsroller (BRP, FSP), avregning, minimum budvolum og prekvalifisering.

4.3 Felles markeder

Arbeidsgruppen har også utforsket muligheten til å innføre felles markeder. I dette kapittelet ser vi på hvordan man kan utforme en markedsmodell med felles flaskehalshåndtering og en markedsmodell med felles kapasitetsmarked.

4.3.1 Oppdeling i felles marked for flaskehalshåndtering og eget marked for balansering

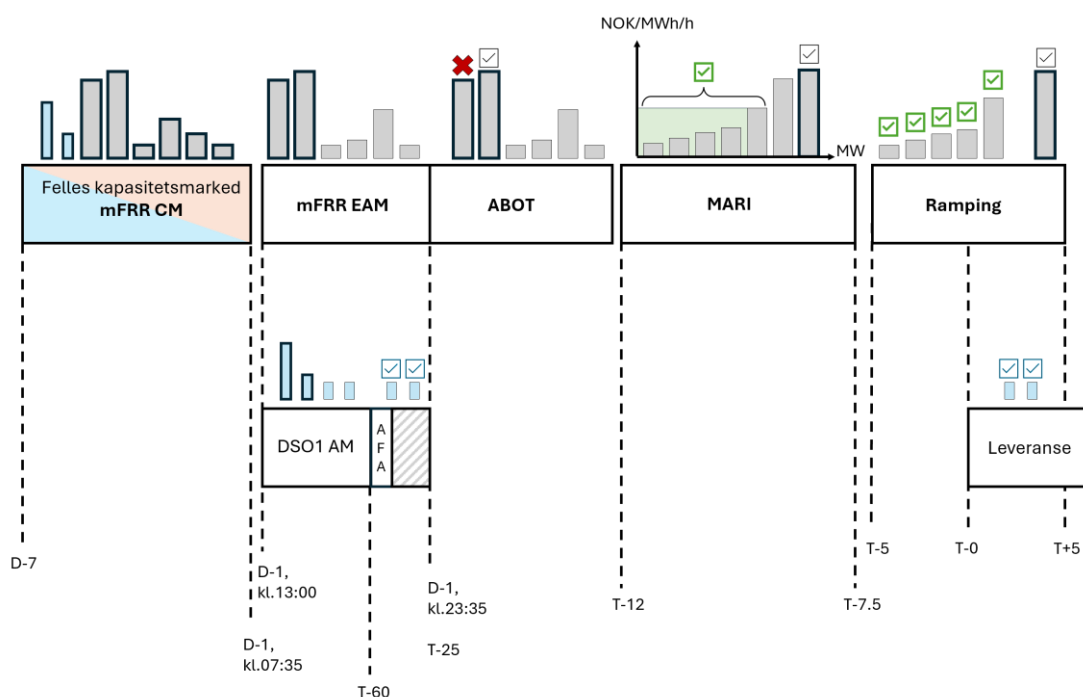
Figur 6 viser et felles marked for flaskehalshåndtering (TSO/DSO), og et marked for balansering (TSO). I markedet for balansering vil det være krav til standardisert mFRR som sendes videre til MARI. Dette markedet vil også være et marked kun for TSO. Markedet for flaskehalshåndtering vil deles mellom TSO og DSO, og budene som kommer inn her vil kunne avvike fra mFRR standardprodukt fordi de ikke skal benyttes til balansering. Bud som kommer inn i markedet for flaskehalshåndtering kan plukkes av TSO eller av DSO og gå videre til en form for aktiveringsmarked for flaskehalshåndtering der bud plukkes ut ved hjelp av en utvidet ABOT. Den utvidede ABOT modellen må både velge ut bud som skal aktiveres fra flaskehalsaktiveringsmarkedet for å løse flaskehalser og blokkere bud i balanseringsmarkedet som kan gi en ny flaskehals. Informasjon angående flaskehalser i transmisjonsnettet er i dag input til ABOT. Med et delt marked for flaskehalser vil man i tillegg få informasjon om behov utenfor det som i dag er nettmodellen til ABOT, hvilket vil kreve en utvidelse til en felles ABOT.



Figur 6: Markedsmodell for felles marked for flaskehalshåndtering og eget balanseringsmarked for TSO.

4.3.2 Felles kapasitetsmarked og separate aktiveringsmarkeder

I denne modellen tar arbeidsgruppen utgangspunkt i at de to TSO-markedene for mFRR består som de er planlagt i dag. Videre viser modellen at DSO og TSO deler kapasitetsmarkedet mFRR CM ved at DSO kan "hente ut" de budene som er gunstige med tanke på flaskehalshåndtering i sine nett. For at budene også skal kunne benyttes til balansering av TSO må de oppfylle krav til standardisert mFRR. Budene som DSO trekker ut går videre inn i et tenkt aktiveringsmarked for DSO. Modellen er skissert under i Figur 7.



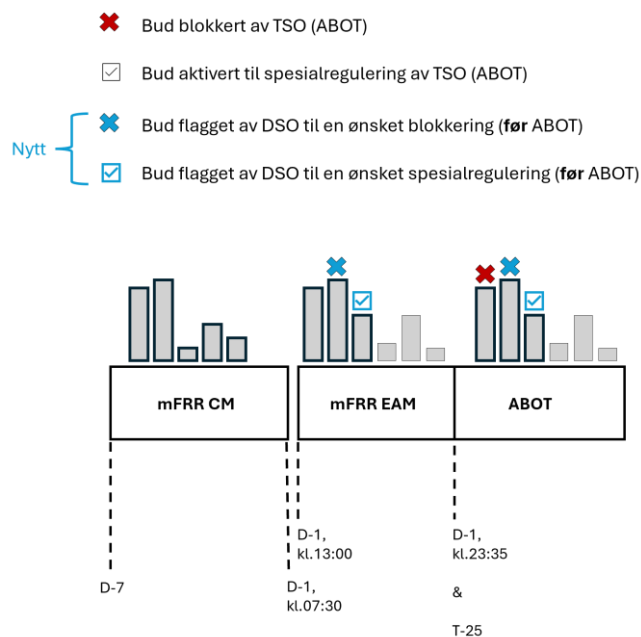
Figur 7: Markedsløsning med felles kapasitetsmarked for TSO og DSO.

4.4 DSO får tilgang til TSO sine bud og har en aktiv rolle i bud utvelgelsen

I de foregående markedsmodellene diskuteres ulike metoder for hvordan lokale fleksibilitetsmarkeder kan implementeres i samspill med dagens reservemarkeder. En siste løsning vi vil diskutere i dette dokumentet er hvordan DSO kan ha en aktiv rolle i å velge bud i TSO sine reservemarkeder for å løse flaskehalsutfordringer. Ved å minimere antallet markeder aktører må forholde seg til, kan man redusere barrierene knyttet til markedsdeltagelse. I dette kapittelet skal vi se på en form for deling av fleksibilitet hvor DSO får tilgang på bud fra mFRR-markedet gjennom å enten få innsyn og markere bud som er viktige for DSO, eller gjennom å sende en behovsmelding til TSO.

4.4.1 DSO får innsyn i bud kjøpt i mFRR CM før lukketid i mFRR EAM

TSO kan dele reserver fra mFRR-markedene med DSO ved å gi DSO innsyn i bud. Deretter markerer DSO bud som må aktiveres for å forhindre en flaskehals, og bud som ikke må aktiveres for å unngå å skape en flaskehals i DSO sitt nett. Mer konkret kan en se for seg en løsning hvor DSO får innsyn i en budliste bestående av budene TSO har kjøpt i mFRR CM som har en geografisk beliggenhet innenfor DSO sitt område. Resultatet fra mFRR CM offentliggjøres kl. 09:00 og mFRR EAM åpner kl. 13.00 og lukker 25 minutter før aktiveringstidspunkt. Utvelgelsen av bud bør skje i tidsrommet til mFRR EAM, før ABOT, slik at flaggede bud blir hensyntatt i flaskehalshåndteringen i transmisjons- og deler av regionalnettet. Dette er illustrert i Figur 8. Fordi bud ikke er endelige i mFRR EAM er det kun aktuelt at DSO får tilgang til budene som er kjøpt i mFRR CM. Budene forpliktet i mFRR CM viser volum, men ikke aktiveringspris.



Figur 8: Illustrasjon av mulig prosess for å tillate DSO blokkering og spesialregulering av eksisterende bud i mFRR EAM.

I Figur 8 får DSO tilgang til bud som er kjøpt i mFRR CM og har mulighet til å markere bud som ønskes aktivert eller blokkert som følge av en flaskehals i DSO sitt nett. Markering av bud må skje før lukketiden til mFRR EAM slik at DSOens ønsker er kjent før ABOT starter 25 minutter før hvert driftskvarter.

Budene i mFRR CM kjøpes inn basert på marginalpris på kapasitet. Volumet varierer og avhenger av dimensjoneringskrav for den enkelte prissone. På bakgrunn av dette er det ingen garanti for at budet DSO trenger for å løse en flaskehals, ligger inne i listen over bud kjøpt i mFRR CM, selv om ressursen er kvalifisert for deltakelse i mFRR. En slik markedsløsning må derfor kombineres med andre virkemidler for å håndtere flaskehalser, eksempel tilknytning på vilkår. En kan se for seg en modell hvor DSO først forsøker å løse flaskehalser med fleksibilitet gjennom tilgang til bud kjøpt i kapasitetsmarkedet, og har nettavtaler som TPV i bakhånd i de tilfellene flaskehalsen ikke lar seg løse med fleksible reserver.

En variasjon av denne modellen er å kombinere den med lokale fleksibilitetsmarkeder slik de står beskrevet i basisscenarioet. Altså at DSO kan benytte bud i mFRR CM som et alternativ i de tilfellene det ikke finnes fleksibilitet tilgjengelig for å løse flaskehalsen i det lokale fleksibilitetsmarked.

4.4.2. DSO sender behovsmelding til TSO

I kontrast til forslaget over, kan man forsøke å utvide automatiseringsprosessene som allerede er i gang til å også inkludere DSO sine behov. Dette kan for eksempel gjøres ved at DSO sender inn sine fleksibilitetsbehov og flaskehalsutfordringer som input til ABOT. For å få til dette kreves en utvidelse av ABOT og tilhørende nettmodell. Slik som ABOT løser flaskehalser i transmisjons- og regionalnettet, kan ABOT også løse flaskehalser i underliggende nett.

Siden antallet ressurser som kan løse lokale flaskehalser er begrenset, er det usikkerhet rundt om tilpasset bud er tilgjengelig når det er behov. Dersom det ikke finnes noe passende bud i budlisten, er det hensiktsmessig at DSO får beskjed så tidlig som mulig slik at man kan ta i bruk andre hjelpemidler. Ved å muliggjøre innsending av budattributter fra DSO på hvilke bud som passer deres behov, kunne man ved klareringen av markedet fått beskjed om det er finnes et bud som matcher. Dette kan også skje istedenfor en utvidelse av nettmodellen i ABOT, slik at matchende bud heller kommer inn som input i algoritmen som allerede flaggede bud.

Samtidig gjør kravet om minstevolum i mFRR-markedet det slik at ikke nødvendigvis hele aggregerte bud er attraktive, men spesifikke deler av det må lukes ut for å ha verdi eller at kun deler av et bud er problematiske. Sann sett har det verdi for DSO sitt behov at bud ikke aggregeres før det sendes til MARI.

En variant av en behovsmeldings-modell er testet i en pilot med Statnett, Tensio og N-side.

4.5 Utfordringer og fordeler ved de ulike modellene

De ulike modellene vil ha ulike egenskaper. Tabell 1 viser hvordan de ulike modellene stiller seg relativt til basisscenarioet beskrevet i kapittel 3 og 4.1. Modellene vil ha forskjellige egenskaper som løser ulike utfordringer, samtidig som de kan skape nye problemstillinger. Listen er laget som grunnlag for videre diskusjon, og viser ikke alle aspekter med modellene. Listen vektlegger ikke viktigheten av de ulike egenskapene.

Tabell 1: Oversikt over markedsmodellenes egenskaper relativt til basisscenarioet.

.... relativt til basisscenario	Value Stacking (4.2.1)	Videre-sending av bud (4.2.2)	Felles marked for flaskehals-håndtering (4.3.1)	Felles kapasitets markeder (4.3.2)	DSO får tilgang til bud kjøpt i mFRR CM (4.4.1)	DSO kan sende behovs-melding til TSO (4.4.2)
Mindre effektiv bruk av allerede tilgjengelige reserver	Nei	Nei	Ja	Usikkert	Usikkert	Usikkert
Krever økt volum av fleksible reserver	Usikkert	Usikkert	Ja	Usikkert	Ja	Ja
Krever omfattende IT-utvikling	Nei	Usikkert, delvis utviklet i pilot	Ja	Ja	Ja	Ja
Legger mer arbeid på leverandør av fleksible reserver	Ja	Nei	Nei	Nei	Nei	Nei
Utfordrende å avgjøre hvem som skal betale for bud	Nei	Nei	Både og. Ikke for balanseringen, men for flaskehals-håndteringen.	Ja	Ja	Ja
Komplisert å prise bud riktig	Nei	Ja	Nei	Ja	Ja	Ja
Skaper konkurranse mellom markeder	Usikkert	Usikkert	Ja – mellom marked for flaskehals-håndtering og marked for balansering	Usikkert	Nei	Nei
Utfordringer med markeds-sensitivitet	Nei	Nei	Nei	Usikkert	Ja	Nei
Umulig å inkludere større lokasjons-presisjon, også hos TSO slik at man kan dele mer fleksibilitet	Nei	Nei	Nei	Nei	Nei	Nei
Utfordringer med ulike krav til prekvalifisering og aggregering	Nei, dette ansvaret gis leverandør en.	Ja	Nei	Nei, felles prekvalifiserings- og aggregerings krav	Nei, men burde finne løsning på hvordan DSO kan aksessere deler av et aggregert bud.	Nei, men burde finne løsning på hvordan DSO kan aksessere deler av et aggregert bud.

Mer effektiv bruk av tilgjengelige reserver

Et av hovedformålene med å dele fleksibilitet er å bruke de reservene som allerede er tilgjengelige på en mer effektiv måte. Med allerede tilgjengelig menes fleksibilitet som allerede deltar i et marked i dag, eller har en nettavtale¹⁵. Samtidig kan nye produkter med lavere krav til responstid og ramping tilgjengeliggjøre mer fleksibilitet. Modellene med value stacking og videresending av bud vil gi mer effektiv bruk av ressursene som allerede er tilgjengelige gjennom at samme bud kan bli benyttet flere steder.

For de andre modellene er det mer usikkert om reservene som allerede er tilgjengelige blir mer effektivt utnyttet. For modellene som omfatter at DSO får tilgang til TSO sine bud, enten gjennom tilgang til budliste fra bud kjøpt i mFRR CM eller gjennom behovsmelding, vil effektiviteten av allerede tilgjengelige reserver avhenge av hvorvidt en klarer å benytte seg av lokal fleksibilitet ved siden av eller ikke. Dette kan for eksempel være å kjøpe og benytte bud for lokal fleksibilitet som ikke når kravene til mFRR først, før en tar i bruk mFRR, eller eventuelt ha avtaler med TPV eller UKT som kan benyttes i tilfeller hvor det ikke er kjøpt et bud i mFRR CM som passer.

I løsningen hvor det lages et nytt marked for flaskehalshåndtering som skilles ut fra balansering, vil budene som allerede finnes trolig bli brukt mindre effektivt fordi dagens mFRR-ressurser splittes mellom to markeder. For å løse enkelte flaskehalser kreves det betydelig størrelse på ressurser med hensiktsmessig lokasjon. Flere typer ressurser vil kunne kvalifisere for markedet for flaskehalshåndtering når kravet til standardisert mFRR knyttet til balansering bortfaller. Det vil i midlertidig kreve store volum av nye ressurser for at dette skal veie opp for bortfallet av mFRR til flaskehalshåndtering. Samtidig vil ressurser med store volumer som når krav til mFRR, eventuelt mFRR-D, velge å delta i markedet med høyest pris, hvilket trolig vil skape konkurranse om de samme ressursene mellom balanserings- og flaskehalshåndteringsmarkedet.

Økt behov for fleksible reserver relativt til basisscenarioet

Alle modellene trenger økt likviditet for å fungere godt. Basisscenarioet er avhengig av å få på plass et økt volum av lokal fleksibilitet for at et marked for lokal fleksibilitet skal fungere etter endt FoU-periode. Det vil være behov for mer mFRR relativt til basisscenario dersom mFRR-ressurser også skal benyttes til flaskehalshåndtering lokalt. Selv om flere reserver som kvalifiserer for mFRR også kan egne seg for å løse lokale flaskehalser, bør det etterstrebes at mFRR ikke benyttes til dette i så stor grad at det skaper konkurranse mellom balansering og flaskehalshåndtering. I markedene der behovet er usikkert, er det usikkert hvor mye ekstra mFRR som kreves relativt til basisscenario dersom bud fra lokale fleksibilitetsmarkeder kan aggregeres sammen og nå kravene til mFRR.

Behov for IT-utvikling

Med unntak av value stacking vil alle modellene kreve omfattende IT-utvikling relativt til basisscenarioet. I modellen med value stacking krever det lite eller ingen IT-utvikling fordi det er FSP/BSP som melder inn bud i markeder. I øvrige markeder vil det være ulike behov for utvikling.

Dersom bud skal videresendes mellom markeder må det utvikles en løsning for å fordele bud best mulig mellom markedene. En mulig teknisk løsning for videresending er allerede testet i pilot, Norflex.

¹⁵ Med nettavtale inngår blant annet tilknytning på vilkår (TPV) og fleksibel utkoblbar tariff (UKT).

I markedsløsningene hvor DSO får tilgang til TSO mFRR bud vil det bli nødvendig å utvikle en løsning for innsyn i bud, eventuelt en utvidelse av ABOT. I modellene med felles marked vil det være behov for omfattende IT-utvikling i form av at nye markeder må lages.

Fordeling av kostnader

I de tilfellene der DSO og TSO deler markeder, kan det bli utfordrende å avgjøre hvem som skal ta utgiften for kapasitetsreservasjonene. Dette er fordi både DSO og TSO kan ha behov for samme ressurs. Det må undersøkes ytterligere hvordan det er hensiktsmessig å dele disse utgiftene.

Samtidig finnes det tilfeller der aktiveringer for flaskehalser vil påvirke ubalansene i systemet. Dersom de bidrar i riktig retning er det bra, men i motsatt retning øker TSO sitt behov for regulering og gir dermed kostnader. DSO må derfor enten pålegges en motregulering eller betale kostnadene for dette. Alternativt må det skje regulatoriske endringer som fastsetter hvor denne utgiften skal legges. I dag løser Statnett dette ved å bruke mFRR til flaskehalsregulering og la reguleringene inngå i normale ubalanser i begge retninger.

Prissetting av bud

Det blir utfordrende å definere riktig pris i de ulike markedene. I markedsløsningen med value stacking og modellen med et marked for balansering (mFRR) og et eget felles marked for flaskehalshåndtering er det mest naturlig at prissetting i markedene skjer uavhengig av hverandre. En slik løsning kan skape konkurranse mellom markedene.

I modellene med videresending av bud og felles kapasitetsmarked må det først avklares om leverandør vil få likt betalt for budet i alle markeder, eller om betalingen vil avhenge av hvilket marked budet blir valgt ut til. Med separat prising i de ulike markedene kan en havne i situasjoner hvor et bud blir valgt til en lavere pris i DSO-markedene, og ikke blir sendt videre til TSO markedene hvor leverandøren kunne fått høyere pris på bakgrunn av en høy marginalpriskurve. Dette kan skape misnøye hos leverandører i de tilfellene hvor videresending gir de lavere gevinst enn kun deltakelse i reservemarkedene. Samtidig er det ikke gitt at markedene burde ha samme pris. Det vil kunne være bud som kun egner seg i enten DSO- eller TSO-markeder. Det er heller ikke hensiktsmessig om prisen i lokale fleksibilitetsmarkeder dras opp av prisen for mFRR, særlig i de tilfellene hvor det deltar bud som ikke har mFRR som alternativinntekt fordi de ikke når standardiserte krav.

En annen utfordring i markedene er spørsmålet om hvorvidt en ressurs kan få betalt i flere markeder samtidig dersom markedene overlapper i tid. Dette er særlig relevant i modellen med value stacking hvor samme ressurs kan delta i flere markeder. Et eksempel er tilfeller med armeringer hvor en får betalt for å stille ressurs tilgjengelig for armering. Ved temperaturarmert fleksibilitet trenger budet kun å være tilgjengelig for aktivering dersom værmeldingen en tid i forveien viser en bestemt temperatur. Er det ikke denne gitte temperaturen, er ikke leverandøren forpliktet til å aktivere budet og ressursen kan meldes inn i andre markeder som for eksempel mFRR. Ressursen har da allerede fått betalt for å reservere kapasitet i tilfelle behov for armering. I slike tilfeller dukker spørsmålet om hvorvidt budet da kan få betalt i begge markeder. På den ene siden vil dobbel betaling kunne føre til økt deltakelse i flere markeder, altså bidra til at de ressursene som er tilgjengelig bys inn i flest mulige markeder. Det kan også gi lavere budpris i hvert enkelt marked fordi det er flere markeder å fordele kostnader på. På den andre siden kan dobbel prising føre til gaming mellom markedene fordi det vil lønne seg for en leverandør av fleksibilitet å ikke bli valgt i første marked, ettersom deltakelse også i andre marked vil gi høyere

profitt. Dette kan presse opp prisnivået i markedet gjennom kunstig høy prising i lokale aktiveringsmarkeder fordi det vil være bedre betalt å delta i flest mulig kapasitetsmarkeder relativt til å bli aktivert. Leverandører kan også sette høye priser med baktanke om at dersom budet blir valgt i første marked det meldes inn i, skal også dette lønne seg, altså at prisen veier opp for å ikke delta i flere markeder. Et alternativ er å sette krav til at bud skal prises til marginalkostnad.

Konkurranse mellom markeder

I alle tilfeller hvor en leverandør kan velge mellom hvilke markeder en deltar i, ønsker man naturligvis å delta der det er mest profitt å hente. Derfor oppstår det konkurranse mellom alle markeder hvor prisklareringen er individuell. Dette er tilfelle i markedsmodellen med value stacking hvor leverandøren har valget mellom hvilke markeder en kan delta i. Modellen gir leverandøren større mulighet til å få tilslag i et marked, derimot vil leverandøren utelukkende delta i et marked over et annet dersom et marked utpeker seg. Når man splitter markedet i balansering og flaskehalshåndtering oppstår også konkurranse, da samme produkt kan delta flere steder, dette er også beskrevet over.

Dersom man innfører videresending av bud, kan aktøren velge marked, men også delta i begge. Dette kan fjerne konkurransen mellom markedene dersom det er et rettferdig prissystem på plass som gjør at de som kvalifiserer for flere markeder velger å benytte seg av videresending.

Ved å ha et felles kapasitetsmarked gjør man modellen mer komplisert som beskrevet i modellbeskrivelsen i 4.3.2, derimot har man en felles prisklarering. I aktivitetsmarkedet vil det likevel fortsatt være konkurranse for frivillige bud, men reservert kapasitet er låst til det markedet aktøren har forpliktet sin fleksibilitet.

I scenariet hvor DSO får tilgang til og har en aktiv rolle i TSO sine markeder, kan bud som blir flagget av DSO gi nytteverdi for TSO også. Her er det ingen konkurranse mellom markeder fordi det kun er ett. Dette kan gi god utnyttelse av fleksible ressurser.

Deling av markedssensitive opplysninger

Dersom man skal velge ut bud ved å ha innsyn til budlister for å finne passende bud, må dette skje på en måte som tar hensyn til regelverket rundt deling av markedssensitive opplysninger. Dette kan bli en utfordring. En måte å unngå dette på, er ved å ta i bruk modeller som ikke krever fysisk innsyn, men som heller opererer med innsending av budattributter, automatisk videresending eller andre passende kommunikasjonsløsninger.

Behov for større lokasjonspresisjon

Det er viktig at man inkluderer større lokasjonspresisjon, slik at ressursene kan være av verdi for DSO. TSO og DSO har ulike behov for hvor granulær lokasjon på ressursene kan være for å gi tilstrekkelig informasjon for å ha verdi. Hos TSO holder i stor grad ofte prisområder og stasjonsgrupper, mens hos noen DSOer (for eksempel Glitre Nett, DSO på Sørlandet) valgt å gå ned til trafostasjonsnivå¹⁶. Det ligger verdi i å bli enige om en lokasjonsmetodikk på tvers av nettnivåer. Elbits jobber i dag med en nasjonal nettm modell som skal inneholde slik informasjon.¹⁷

¹⁶ Det er også mulig å være enda mer presis i lokasjon. Trafostasjon er hensiktsmessig fordi dette er det høyeste nivået som kan løse problemstillinger i flere nett, som eksempelvis Glitre Nett sitt nett.

¹⁷ Les mer om Elbits' arbeid med nasjonal nettm modell på nemo.elbits.no.

Krav til prekvalifisering og aggregering

For at et bud skal kunne videresendes til et annet marked, må både ressursene og aktørene være kvalifiserte i det aktuelle markedet. Samtidig kan aggregeringskravene variere mellom markedene. Det er derfor nødvendig å etablere en løsning som sikrer korrekt aggregering og gruppering av videresendte bud, samt å verifisere at budet i sin helhet oppfyller kvalifikasjonskravene i mottakermarkedet.

4.6 Foreløpig oppsummering av noen mulige markedsmodeller

Diskusjonen i kapittel 4.6 viser at ingen av modellene beskrevet i dette arbeidsnotatet løser alle problemstillingene knyttet til deling av fleksible ressurser. Derimot skiller modellene seg fra hverandre ved å ha forskjellige fordeler og ulemper. Under er det trukket frem noen sentrale fordeler og ulemper med hver modell som er verdt å ta med seg inn i videre i arbeid. Arbeidsgruppen har ikke konkludert med hvilke modeller best egnet for videre utredning.

Tilrettelegging for value stacking

- Fordeler: Muliggjør deltakelse i flere markeder. Ikke veldig store endringer fra basisscenarioet. Enkelt å prise bud riktig.
- Ulemper: Kan skape konkurranse mellom markeder. Stor arbeidsmengde for leverandører av fleksibilitet. Fare for gaming mellom markeder.

Videresending av bud

- Fordeler: Enkelt for leverandører å delta i flere markeder.
- Ulemper: Vanskelig å prise riktig for å unngå konkurranse mellom markeder.

Felles marked for flaskehalshåndtering

- Fordeler: Splitting av balansering og flaskehalshåndtering gjør at TSO ikke er bundet av standardiserte krav til mFRR for flaskehalshåndtering. Åpner for nye typer reserver.
- Ulemper: Konkurranse mellom marked for flaskehalshåndtering og balansering.

Felles kapasitetsmarked

- Fordeler: Bedre grunnlag for å skape konkurranse for lokal fleksibilitet ved at flere bud samles i ett marked.
- Ulemper: Krav til at alle reserver må nå krav til standardisert mFRR, vi ønsker også at ressurser som ikke når kravene kan delta i lokale markeder. Bruk av lokal fleksibilitet forutsetter egnethet for aggregering.

DSO får innsyn i mFRR CM-bud

- Fordeler: Ingen konkurranse mellom lokale markeder og reservemarkedene, men konkurranse mellom ressursene.
- Ulemper: Mulig utfordring med markedssensitive opplysninger. Krever at bud er aggregert per DSO.

DSO sender behovsmelding til TSO

- Fordeler: Ingen konkurranse mellom lokale markeder og reservemarkedene. Ikke behov for utveksling av markedssensitive opplysninger tilknyttet bud.

- Ulemper: DSO får ikke svar på om det finnes en egnet ressurs i mFRR CM før tett opptil driftsøyeblikket. DSO vil i stor grad være avhengig av TSO.

5. Anbefaling til videre arbeid på temaet

Arbeidet med å dele fleksibilitet på tvers av nettnivåer har kartlagt to sentrale utfordringer for å få markeder for fleksibilitet på plass. For det første er tilstrekkelig likviditet en forutsetning for at markedsløsningene skal fungere. For det andre viser erfaring at det er vanskelig å tiltrekke nye aktører før markedene er fullt etablert – en klassisk høna-og-egget-problematikk.

En sentral del av arbeidet har vært å etablere en felles forståelse av dagens behov, eksisterende markedsmodeller og de kommende kravene. Dette har resultert i utviklingen av et basisscenario som illustrerer hvordan markedene kan operere dersom de nåværende planene for marked for mFRR implementeres sammen med FoU-prosjekter for lokal fleksibilitet uten ressursdeling mellom TSO og DSO. Scenariet har fungert som en referanse for hvordan felles bruk av fleksibilitet kan utnyttes i arbeidsgruppen, og kan også benyttes i andre relevante prosjekter og piloter.

Basisscenarioet fremhever at dagens ordninger ikke tillater en aktør å tilby fleksibilitet i flere markeder samtidig. Dette fører til at aktører primært velger etablerte markeder med høy aktivitet hos TSO, noe som begrenser utviklingen av lokale markeder. Ved å sammenligne alternative markedsdesign med basisscenarioet, diskuteres det hvordan ulike tilnærminger kan legge til rette for en mer helhetlig bruk av fleksibilitet.

Arbeidet med alternative markedsmodeller har foreløpig vært på et overordnet nivå, og kan benyttes til videre arbeid og diskusjon. Det er behov for videre arbeid for å identifisere de beste løsningene og ekskludere modeller som ikke er gjennomførbare. Videre arbeid bør vurdere produktspesifisering, behovet for informasjonsutveksling, samt prissetting av aggregerte bud. Avslutningsvis peker arbeidsgruppen på at det er behov for videre forskning og utvikling.

Referanser

- 26, E. B. (2022). *Electricity Balancing Guideline*. Retrieved from <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A02017R2195-20220619>
- Abusdal, G. M., Hagen, H., Pedersen, J., & Kazemi, S. (2022). NORFLEX: ACCOMMODATING E-MOBILITY IN THE DISTRIBUTION GRID. *CIREC workshop on E-mobility and power distribution systems*.
- Haugen, E., Espegren, N., Sletten, K., Fagermyr, J., Holene, J., Paulsen, R., . . . Folkvord, J. (2024). *Flaskehalshåndtering i regionalnett – forutsetninger for alternativ håndtering*. Samarbeidsforum DSO/TSO.
- Lakshmanan, V. (2022). *Baseline estimation methods - a literature review*. CINELDI-memo.
- MARI. (2022). *MARI Activation Optimization Function Public Description*. MARI Project.
- MARI/Entso-E. (2024, oktober). mFRR - Platform Accession roadmap. Entso-E.
- NODES. (n.d.). *Nodesmarket*. Retrieved from <https://nodesmarket.com/>
- Statnett. (2024, Juni 25). *Tertiærreserver - mFRR*. Retrieved from Statnett: <https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/systemansvaret/kraftmarkedet/reservemarkeder/tertiarreserver/>
- Statnett. (2025, Februar 2). *statnett.no*. Retrieved from Oppdatert tidsplan for tilknytning til MARI og PICASSO: <https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/nyhetsarkiv/oppdatert-tidsplan-for-tilknytning-til-mari-og-picasso/>
- The Norwegian Smartgrid Centre. (n.d.). *smartgrid*. Retrieved from <https://smartgrids.no/aktuelt/tester-batterier-i-lavspenningsnettet/>
- Thorvaldsen, K. E. (2024, Oktober 9). *SINTEF*. Retrieved from https://www.sintef.no/globalassets/project/cineldi/webinars/2024-10-09_wp3_presentation.pdf
- Thorvaldsen, K., Lakshmanan, V., & Sæle, H. (2023). *Analysis of Accuracy of Flexibility Baseline Prediction Methods for Office Building at Different Measuring Points*.

Vedlegg

Relevante piloteringer og prosjekter om felles bruk av fleksibilitet

- Norflex
- PowerDig
- Flexibilitetspiloten i Bremanger
- Transmission and distribution coordination via hierarchical clearing (N-SIDE)
- Euroflex
- FlexRegulation
- SecurEl
- Flex-E
- Finsk pilot på felles marked for flaskehalshåndtering

Eksempel på bestilling av temperaturutløsende fleksibilitetsavtale

LongFlex request

Details

Name:	Øra Temp. avhengig Long flex
Comment:	Temp. avhengig Longflex. Ressurs skal være armert (ha lagt inn Shortflex bud) for Shortflex ved værvarsel lavere enn - 10 gr. C for Sarpsborg meteorologiske stasjon 1 døgn i forveien.
Buyer:	Elvia
Quantity:	1 MW
Max Activation Price:	NOK 4,000.00 per MWh/h
Availability Price:	NOK 98.00 per MWh/h
Total availability price:	NOK 25,284.00
Block Restrictions:	None
Regulation Type:	Up
Open From:	Fri, 25 Oct 2024
Open To:	Mon, 23 Dec 2024
Created at:	Fri, 25 Oct 2024

Location

Market:	Elvia Market
Grid Node:	Øra

Reservation schedule

Period From:	Fri, 1 Nov 2024
Period To:	Wed, 1 Jan 2025
Months:	November, December
Days:	Monday, Tuesday, Wednesday, Thursday, Friday
Hours:	07, 08, 09, 15, 16, 17
Market time zone:	Europe/Oslo

Forkortelser

ABOT – avoid bottlenecks

AFA = automatisk flaskehalshåndteringsalgoritme

AM – activation market

AOF – activation optimization function

aFRR – automatic frequency restoration reserve

BRP – balancing responsible party

BSP – balance service provider (balansetjenestetilbyder)

CM – capacity market

DSO – distribution system operator

EAM – energy activation market

EBGL – electricity balancing guideline (forordning om balansering av kraftsystemet)

FCR – frequency containment reserve

FFR – fast frequency reserve

fos – forskrift om systemansvaret

FoU – forskning og utvikling

FSP - flexibility service provider

KILE – kostnadsjustert inntektsramme ved ikke levert energi

MARI – manually activated reserves initiative

mFRR - manual Frequency Restoration Reserves

mFRR-D - manual Frequency Restoration Reserves – driftsforstyrrelse

NBM – Nordic Balancing Model

NEM – forskrift om nettregulering og energimarkeder

PICASSO – platform for the international coordination of automated frequency restoration and stable system operation

RKOM – regulerkraftopsjonsmarkedet

SOGL – system operation guidelines (forordning om retningslinje for systemdrift)

TSO – transmission system operator

TPV – tilknytning på vilkår

UKT – utkoblbar tariff