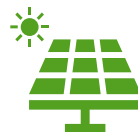




NOR FLEX

Sluttrapport
Storskala demonstrasjon av
fremtidens energisystem



agder energi

GLITRE
ENERGI

NODES

Statnett

ENOVA

Innholdsfortegnelse

Sluttrapport	1
Sammendrag	3
NORFLEX	7
1.0 Innledning	7
Formål	7
Innovasjonsbehov	7
Drivere for endring av kraftsystemet	7
Hvorfor tilgang til ny distribuert fleksibilitet blir viktig	8
Distribuerte fleksibilitetsressurser rolle (DFR) i kraftsystemet	9
DFR sin rolle i EU regulering	10
Regulatorisk rammeverk benyttet i Norflex	12
Verdikjeden	13
2.0 Beskrivelse av prosjektet	14
3.0 Prosjektgjennomføring	17
Læring fra Norflex overordnet	17
Milepæler i Norflex:	18
Ting som vi lykkes med i Norflex:	18
Utfordringer i Norflex	18
Læring fra Demo Glitre (Glitre Energi Nett)	19
Læring fra Glitre Energi Strøm (konsortiedeltagende aggregator	21
Læring Demo Agder (Agder Energi Flexibilitet)	22
Læring fra Demo Agder (Agder Energi Nett)	24
Læring fra Pilot Kristiansand	27
Læring fra Demo Markedsmodell - Statnett	31
4.0 Kostnader i prosjektet	32
5.0 Måloppnåelse	34
KPIer	34
6.0 Resultater	36
Den nye DSO rollen	36
Flaskehalshåndtering i regional- og distribusjonsnettet	37

Fleksibilitetsregister (FR).....	38
Lokal markedsplass	39
Aggregator rollen	40
Kundens engasjement.....	41
Digitalisering.....	43
TSO/DSO koordinering	45
Forretningsmodeller	45
Fleksibilitetsens verdi	47
Barrierer	48
7.0 Videreføring i nye piloter	50
DSO rollen	50
TSO /DSO koordinering	50
Baselinemodeller.....	51
Nasjonalt Fleksibilitetsregister	51
Nasjonalt fleksibilitetsmarked. Integrasjon av markeder.....	52
Fig 12: Markedsintegrasjon. Plassering av fleksibilitetsmarkedet.	54
Kundeengasjement	54
Distribuert produksjon og lagring.	55
Digitalisering.....	55
Nye forretningsmodeller	57
Aggregator rollen	58
Fleksibilitetstjenester/produkter	58
8.0 Vurdering av storskala-programmet.....	59
9.0 Spredningsaktiviteter.....	60
Executive Summary.....	63
Vedlegg.	66

Sammendrag

Denne rapporten er et resultat av 4 års arbeid i Norflex piloten. Rapporten gir en oversikt over hvordan nettselskap kan bruke markedsbasert innkjøp av distribuert fleksibilitetsressurser (DFR) i planlegging og drift av regional- og distribusjonsnettet i fremtiden. Arbeidet i piloten har vært knyttet til:

- Hvordan få tilgang til og hvordan bruke DFR i både nye og eksisterende markeder
- Utvikle, beskrive og teste ut et rammeverk for en ny verdikjede for innkjøp av DFR fra en uavhengig markedsplass i det kommersielle domene.

- Vurdere og anbefale hvordan regulering må endres for sikre at distribuerte fleksibilitetsressurser blir utnyttet best mulig i kraftsystemet.

Distribuerte fleksibilitets ressurser (DFR) er nøkkelen til en rask og effektiv gjennomføring av det grønne skifte. For å frigjøre og ta i bruk DFR må det utvikles en ny verdikjede som muliggjør bruk av nye verktøy til å løse nye utfordringer knyttet til stabilisering av kraftsystemet. Når man faser ut konvensjonelle fossile kraftverk, vil deler eksisterende fleksibilitetsressurser i kraftsystemet forsvinne og kraftsystemet må lete etter ny fleksibilitet i det distribuerte kraftnettet.

Fra Norflex har vi lært at tilgang til fleksibilitet har å gjøre med kraftsystemets evne til å håndtere forandringer forårsaket av endring i kraftmiksen. Større andel varierende fornybar kraft i kraftsystemet skaper nye utfordringer. Tilgang til DFR vil kunne styrke robustheten av kraftsystemet forutsatt at bruken av DFR blir del av planlegging, daglig drift og effektivt integrert gjennom nye markedsmekanismer i nye og eksisterende markeder. Å sikre kraftsystemet robusthet er en viktig prosess som omfatter alle aktiviteter fra design, planlegging, drift, vedlikehold og bruk og kontroll med fleksible anlegg tilknyttet kraftnettet gjerne bak måleren til investeringsbeslutning blir gjort. Økt robusthet er viktig for at kraftsystemet skal kunne motstå nye unormale hendelser som vil opptre mye hyppigere i fremtiden

Den 4. energipakken (CEP) gir et generelt rammeverk for design av et nytt fleksibilitetsmarked. Rammeverket understreker den nye rollen som overføres fra dagens TSO til DSO når det gjelder fremtidig ansvar for flaskehalshåndtering i eget nett. CEP er gjennomført i EU i 2019 og våre naboland driver nå og gjennomfører denne. Selv om den vil være EØS relevant, har Norge valgt å ikke behandle CEP. I praksis vil det kunne bety at det norske kraftsystemet vil få utfordringer knyttet til behov for å kunne ta i bruk DFR for å kunne sikre utvikling av et robust kraftsystem før norsk regulering vil være på plass. RME må da vurdere hvordan man gjennom egen norsk regulering kan sikre en samme utvikling av robusthet, for å sikre at man kan fortsette å koble til varierende fornybar kraft og store kortvarige spisslaster for lading av elbiler til et kraftnett som allerede i store deler av Norge preges av manglende kapasitet.

I EU jobber den europeiske TSO organisasjonen (ENTSO-E) og den europeiske DSO organisasjonen (EU DSO Entity) med utarbeidelse av nye nettverkskoder for DFR. De vil bli gjort gjeldende for våre naboland innen et par år og vil være helt avgjørende for hvordan marked og teknologi knyttet til bruk og handel med DFR vil utvikles videre i Europa.

Denne rapporten forsøker å beskrive hvordan systemoperatører, tjenesteleverandører/aggregatører og kunder må samhandle når de tilknyttes en markeds plass. Sammenkobling av plattformer skaper en ny verdikjede som muliggjør markeds basert handel med DFR. Etableringen av denne verdikjeden vil kunne skape konkurranse mellom TSO og DSO om hvem som skal bruke DFR dersom man ønsker å benytte samme ressurs. Det blir derfor kritisk at man gjennom regulering legger opp til et rammeverk hvor man unngår konflikter mellom ulike spenningsnivåer i kraftsystemet. I Norflex stoppet vi handelen i DSO sitt marked 2 timer før handelen i TSO sine balansemarkeder startet. TSO kunne da handle de laster og volum som ikke ble handlet av DSO i sine markeder. Det fungerte greit i piloten, men vil kunne skape utfordringer ved håndtering av flaskehalser som oppstår etter at handelen er avsluttet.

Hovedfokus i prosjektet i Norflex har vært på utvikling av et bærekraftig markedsdesign, en sikker dataflyt mellom plattformene i verdikjeden og valg av et regulatorisk rammeverk som vil kunne stå seg når endelig nettverkskoder kommer på plass. Norflex bygger på pilotering og testing av use case i Agder Energi Nett og Glitre Energi Nett sitt konsesjonsområde. I løpet av prosjektperioden har

prosjektet ulike teknologier på å frigjøre fleksibilitet fra ulike kundeforhold, og brukt frigjort fleksibilitet til å løse flaskehalsutfordringer med markedsbaserte verktøy i distribusjonsnett.

Formålet med Norflex har vært å øke bruk av DFR gjennom nye markedsbaserte verktøy. Verktøyene skal benyttes til innkjøp av DFR til flaskehalsåndtering i eget nett. Statnett, 2 nettselskap og 8 tjenesteleverandører, NODES og en prototype for et Flexibilitets Register har dannet rammeverket for Norflex. I Prosjektet har NODES gjennomført 31470 handler som summerer seg til 1,39 GWh fra over 4400 anlegg. Prosjektet har utstyrt nettselskapene med analyseverktøy for automatiserte løsninger knyttet til godkjenning av anlegg, prognosering av utfordringer i eget nett, simulering, nettooptimalisering, og handel. For aggregator og kunde har Norflex gitt mulighet for utvikling av analyseverktøy knyttet til aggregering, prognosering optimalisering, utvikling av kunde profiler og handel ned til produkter med volum på bare 1 kWh.

Viktige resultater fra Norflex er listet opp under:

- Demonstrere dataflyt og datadeling mellom alle plattformer i verdikjeden som har muliggjort markeds basert innkjøp av fleksibilitet til flaskehalsåndtering for nettselskapene. Vi har vist at fleksibiliteten og fra kundene bare kan bli frigjort og aggregert ved utvikling av nye digitale verktøy. I reguleringen bør man også se på hvilken rekkefølge som bør benyttes nå nettselskapet har mulighet til å bruke både regulerte og markedsbaserte verktøy. Erfaring har vist at nettselskapene i fremtiden vil trenge begge typer verktøy for å sikre at man kan bygge et sterkt kraftnett. Tilbakemelding fra kunder tilsier også at man i reguleringen bør åpne for kobling mellom bruk av kontrakter på vilkår og markedsbaserte verktøy. Hovedutfordringen knyttet til lanseringen av en mer robust verdikjede for markedsbasert innkjøp av DFR, knyttes til mangel av et mer detaljert rammeverk.
- Demonstrert konseptet med utvikling og bruk av en lokal uavhengig markeds plass for handel med DFR til flaskehalsåndtering i distribusjonsnett. Erfaringer fra Norflex viser at man i reguleringen bør legge opp til en forenklet regulering sammenlignet med tilsvarende handel i sentralnettet. Ed flaskehalsåndtering i distribusjonsnett til lastene være små og mange. Det vil kreve enkle baseline modeller, og ved bruk av uavhengige aggregatorer bør man diskutere om det f.eks. ved laster under 100 kWh er nødvendig å korrigere for ubalanser i kraftsystemet og om strømleverandør ved så små volumer trenger å bli kompensert for ikke levert strøm. Kostnader ved å gjennomføre tilleggsaktiviteter ved så små laster kan fort overskride verdien av å bruke lastene til flaskehalsåndtering. Regulering trengs også for å sikre tjenestestabling da tilgang og volumkrav i TSO sine markeder bør harmoniseres med andre markeder.
- Demonstrert bruk av ulike produkter og for planlegging av flaskehalsåndtering (tilgjengelighetsprodukter) og kortsiktige driftsprodukter for flaskehalsåndtering (daglig aktivering). Tjenestene som er utviklet har skapt en rekke nye verdiposisjoner for de ulike aktørene i verdikjeden.
- Demonstrert bruk av sanntids data til prognosering, handel, avregning og oppgjør. I piloten har i samlet inn minutt data.
- Demonstrert aggregering av laster fra ulike kundetilknytninger i samme nettløkasjon. Ved aggregering har skybaserte løsninger vært testet ut.
- Demonstrert interoperabilitet mellom plattformer i verdikjeden ved bruk av APIer.
- Demonstrert innsamling av måledata fra sekundærmålere.

Resultatene fra Norflex viser at konseptet ved bruk av en lokal markeds plass for markedsbasert innkjøp av DFR til flaskehalsåndtering kan bli løftet til «Business as usual» (BaU) i Norge innen 2025.

Justering av eksisterende regulering vil kunne akselerere gjennomføringen. I denne rapporten viser vi det markedsdesign som er brukt i Norflex og som ved videre utvikling med relevante aktører i verdikjeden samt regulator, burde kunne danne grunnlag for en nasjonal løsning. En nasjonal løsning vil muliggjør en raskere skalering av markedsbaserte løsninger.

Temaer som bør inkluderes i rammeverket for nye piloter:

- TSO/DSO koordinering. I Norflex har de samme DFR anlegg blitt registrert 2 ganger dvs. både i TSO sitt register og i DSO sitt fleksibilitetsregister. Vi tror ikke at dette er en effektiv måte å gjøre det. Vi mener at alle DFR anlegg bare bør registreres en gang i et felles nasjonalt register. Det vil være å utvikle et grensesnitt også mot TSO og fleksibilitetsregisteret. Vi mener videre at faren for konflikt er overhengende om ikke TSO og DSO sammen utvikler en plattform for deling av informasjon i sanntid om hvordan man planlegger og drifter eget nett ved bruk av DFR.
- Standardisering. For at tjenestestabling skal kunne bli en realitet må det utvikles et standardisert grensesnitt ved integrasjon av ulike markedsplattformer slik at aggregatorene kan velge hvor det vil være best mulig og handle.
- Lokal markeds plass. Utvikling av et rammeverk for integrasjon av lokale markeds plasser i kraftsystemet må fortsette. Utviklingen må knyttes til hvordan DFR kan benyttes til å øke robustheten i kraftsystemet. Krav til eierskap og nøytralitet hos markedsoperatøren må også fastlegges.
- Data og digitalisering. Regulering må sikre at GDPR og data sikkerhet ivaretas og at kunden får eierskap til egne data. Viktig at man legger til grunn måler ID som krav til lokalisering av DFR.
- Fleksibilitetsregister. Man må utarbeide konkret regulering knyttet til et data håndteringen i fleksibilitetsregisteret. Reguleringen må dekke krav til data kvalitet, data deling, roller og ansvar knyttet til eierskap og drift, og et rammeverk for krav til bruk av AI og ML ved prosessering av data.

Resultatet i denne piloten fremhever utfordringer knyttet til markedsmessige, tekniske, regulatoriske og økonomiske løsninger når man skal jobbe med innovasjonsprosjekter i kraftsystemet. Manglende regulatorisk rammeverk gjør det også mer krevende å jobbe med data, digitalisering, utvikling av nye tjenester og produkter og digital arkitektur når roller og ansvar knyttet til hvor ulike funksjoner skal fordeles mellom det regulatoriske og det kommersielle domene fremdeles ikke er helt på plass. I Norflex har vi valgt å legge regulering og direktiver knyttet til EU sin 4. energipakke (CP) til grunn. Norflex har videre vist hvor viktig det er å gjennomføre tester og simuleringer i et fysisk distribusjonsnett, hvor man får avdekket og synliggjort både markedsmessige og tekniske løsninger samt sett på aspekter knyttet til regulering. I Norflex har vi også avdekket mangler knyttet til utvikling av strategier for utnyttelse av DFR til å øke robustheten i kraftsystemet samt organisering av planlegging og drift i egen organisasjon for å få søkelys på drift av kraftsystemet i sann tid.

Mulighetene rundt fleksibilitetsmarkedet er enorme, og vil ha en stor påvirkning på hvordan kraftsystemet vil bli utviklet i fremtiden. I Norflex har vi gjort store fremskritt og det ligger nå til rette for å gjøre verdikjeden for markedsbasert innkjøp av distribuert fleksibilitet til et nasjonalt verktøy for håndtering av flaskehals og reduksjon av nettutbygging. Vi håper at rapporten fra Norflex prosjektet vil bringe verdifull ny innsikt i kompleksitet knyttet til etableringen av den nye verdikjeden og at resultater og anbefalinger fra rapporten kan gi nyttig input for videre arbeid med utvikling av et fleksibilitetsmarked i nye piloter.

NORFLEX

1.0 Innledning

Formål

Formålet med Storskala demonstrasjon av fremtidens energisystem er å bidra til styrket forsynings sikkerhet gjennom demonstrasjon av ny teknologi, digitale løsninger og forretningsmodeller som utnytter fleksibiliteten i energisystemet. Tilgang til distribuert fleksibilitet er viktig for å unngå rasjonering og uplanlagte strømutkoblinger i fremtiden.

Innovasjonsbehov

Kraftselskaper forventer at innovasjonsprosjekter som Norflex skal legge til rette for fremtidig vekst. I Norflex forsøker vi å få til ny verdiskaping på fleksibilitet som er innebygget i kraftsystemet, men som aldri tidligere har vært brukt til verdiskaping.

Hovedutfordringen i kraftsystemet i årene som kommer er å håndtere den økende andelen varierende ny kraftproduksjon fra sol- og vindkraft som knyttes til kraftsystemet på lavere nettnivå. Samtidig forutsetter samfunnet at transportsektoren skal elektrifiseres med stadig økende kortsiktige maks laster i distribusjonsnettet. Denne utviklingen forventer man på sikt vil endre både planlegging og drift av distribusjonsnettet og føre til store endringer i ansvar knyttet til både robusthet og stabilitet i kraftnettet. I eksisterende distribusjonsnett hvor kraftsystemet hadde store og alltid nok kraftproduksjon ble ikke distribusjonsnettet dimensjonert for håndtering av flaskehals eller maks laster. Distribusjonsnettet ble dimensjonert slik at det var alltid nok «kopper»/kapasitet i kraftnettet.

Utviklingen over viser at distribusjonsselskaper må starte arbeidet med å skaffe seg nye verktøy slik at de kan håndtere flaskehals og spenningsvariasjoner i eget nett. Fremtidens verdikjede for handel med distribuert fleksibilitet må bygges rundt tilgang til data i sanntid. Tradisjonelle regulerte verktøy vil ikke ha samme bruksområde som markedsbaserte løsninger på grunn av manglende tilgang til informasjon.

I Norflex har vi satt søkelys på aktiviteter og løsninger som vil fremme innovasjon i utvikling av en verdikjede som åpner for konkurranse i handel med fleksibilitet. Rammeverket som er valgt for Norflex er hentet fra litteratur allerede tilgjengelig fra USEF (Universal Smart Energy Framework) knyttet til utvikling av lokalt fleksibilitetsmarked. Dette rammeverket er spesielt utviklet for å ivareta kobling av handel mellom det regulerte og det kommersielle domene.

Innovasjonsstrategien i Norflex har vært å invitere til åpen innovasjon hvor man sammen med alle aktørene i verdikjeden prøver å eksponere både muligheter og risiko som følger med utvikling av en ny verdikjede for markedsbasert innkjøp av distribuert fleksibilitet fra både regional - og distribusjonsnett.

Drivere for endring av kraftsystemet

Da dagens balansemarked og engrosmarked ble designet på 1990 tallet, ble markedene skreddersydd til store produksjonsanlegg tilknyttet transmisjonsnettet. Kraftsystemet bygget behov for fleksibilitet på tjenester fra produksjonsanlegg. Fossile anlegg og vannkraftverk ble sentrale leverandører.

De siste årene har kraftsystemet gradvis blitt endret fra å være sentralt styrt til et integrert system hvor man kombinerer deler av det sentraliserte kraftsystemet med en økt deltakelse av alle typer ressurser fra det distribuerte kraftsystemet. Parallelt ved at dette skjer, fases avhengigheten av fossile brensler gradvis ut. Det betyr at den fleksibiliteten som fram til i dag har ligget i fossile brensler, forsvinner og må erstattes. Det nye integrerte kraftsystemet vil ha behov for større mengder fleksibilitet enn tidligere og kraftsystemet vil derfor bli avhengig av tilgang til nye fleksibilitetsreserver knyttet til lagring og fleksibelt forbruk. Forbruket må i fremtiden tilpasse seg produksjonen på en bedre måte enn tidligere.

Endringer i kraftmiksen samt lokalisering av tilknytningspunkt for ny fornybar produksjon, vil endre samspillet i kraftsystemet. Det vil oppstå en ny og annerledes driftsmodell. I et kraftsystem hvor en større del av fornybar produksjon tilknyttes på alle nettnivåer, kan man ikke lenger kontrollere produksjon og lastflyt fra et kontrollcenter i sentralnettet.

Jo mer av aktivitetene i kraftsystemet som flyttes nærmere kunden, jo mer ansvar må nettselskapene ta for både planlegging og drift av eget nett. Fremtidens kraftsystem må bli smartere på alle nettnivåer slik at kraftsystemet kan respondere i sann tid på unormale situasjoner som oppstår på alle nettnivåer. For å gjøre dette mulig trenger kraftsystemet tilgang til data fra alle distribuerte fleksibilitets ressurser. Mange av ressursene er i tillegg lokalisert bak kundenes målere. Etter hvert, som man tar i bruk fler og fler distribuerte ressurser for å sikre stabilitet på alle nettnivåer, vil fler og fler beslutninger knyttet til planlegging og drift av nett på ulike nivåer flyttes nedover i kraftsystemet.

Fortsatt satsing på utbygging av sol og vindkraft må kobles med økt investering i fleksibilitet i kraftsystemet. Kraftsystemet må bli mer fleksibelt både på forbruk og produksjonssiden.

Det er fire hovedtrender som vil påvirke den videre utvikling av kraftsystemet:

- Økt behov for tilkobling av fornybar kraft
- Økt behov for fleksibilitet
- Økt behov for en større andel fleksibilitet fra distribuerte fleksibilitetsressurser
- Elektrifisering av transportsektoren og industrien

2030 – som bare er noen få år unna – er en viktig milepel for utvikling av det Europeiske kraftsystemet fram mot 2050. Det er allerede konkludert at de endringer som skal gjennomføres mot 2030 vil påvirke utvikling av roller og ansvar i kraftsystemet. Det er derfor viktig for alle nettselskap i hele Europa inklusiv Norge å lage en strategi for hvordan de som selskap skal bidra i overgangen til det grønne skifte.

Hvorfor tilgang til ny distribuert fleksibilitet blir viktig

Kraftsystemet endres parallelt med at andelen fornybar uregulert kraftproduksjon øker. En konsekvens av omfattende endring i kraftmiksen, er at kraftsystemet vil oppleve hyppigere unormale situasjoner:

- **Ekstreme makslast** hvor man overgår maks kapasitet på eksisterende kraftnett.
- **Ekstrem volatilitet** dvs. ekstreme svingninger i produksjonen knyttet til ekstreme variasjoner i produksjonen av sol- og vindkraft. Flere regulerte produksjonsanlegg

som fungerer som følgelast/fleksibilitet i dag, vil ikke kunne reagere raskt nok. Tilgang til raskere fleksibilitetsressurser er kritisk.

- **Innelåst produksjon** fra sol- og vindkraft pga. flaskehals i kraftnettet vil kunne føre til økt behov for å redusere fornybar kraftproduksjon lokalt. Behov for distribuert lagring og fleksibelt forbruk øker.

Distribuerte fleksibilitetsressurser rolle (DFR) i kraftsystemet

Andelen fornybare variabel kraftproduksjon fra sol- og vindkraft vil utfordre kravet til sann tids balansering av kraftsystemet og behovet for tilgang til fleksibilitet vil derfor øke i hele kraftsystemet.

Introduisering av et distribuert marked vil åpne for handel med distribuert fleksibilitet fra både lokal produksjon, lokal lagring (batterier) og forbruker fleksibilitet, samtidig som det vil gi tilgang til markedet for nettselskaper og en ny verdikjede for tjenesteleverandører som ønsker å levere fleksibilitet til den nye markedsplassen. Handel mellom det regulerte domene og det kommersielle domene er ikke lovlig for nettselskaper iht. dagens regulering.

I Norflex har vi som mål og analysere markedsmekanismer og reguleringen i EU og i Norge for å identifisere de viktigste driverne for etablering av et lokalt fleksibilitetsmarked for utnyttelse av DFR som allerede er tilknyttet og ikke tatt i bruk i kraftsystemet.

Fremtidens kraftsystem må bli smartere enn i dag. For at det skal kunne skje må kraftsystemet bli mer fleksibelt og øke evnen til å kunne håndtere mye større og raskere svingninger i både produksjon og forbruk enn hva som er tilfelle i dag. Videre må kraftsystemet gis plass for nye tjenesteleverandører som finner det lønnsomt å handle med DFR i nye verdikjeder som etableres. Handel i de nye verdikjedene vil kreve ny teknologi, ny markedsplass og nye forretningsmodeller som skapes gjennom integrasjon av ulike digitale plattformer.

Fleksible ressurser som vil kreves for å møte kraftsystemets behov eksisterer allerede og er tilknyttet til alle nettnivåer. De fleksibilitetsressurser som er testet ut i Norflex, er alle tilknyttet regional- og distribusjonsnettet.

For å komme til et fornybart kraftsystem i fremtiden hvor sol- og vindkraft kommer til å dominere kraftmiksen og hvor elektrifisering av transport og oppvarming vil introdusere kortsiktige maksimale belastninger, vil tilgang til distribuerte fleksible ressurser være helt avgjørende for å balansere kraftsystemet. Uten tilgang til distribuerte fleksibilitet ressurser vil tilknytning av ny fornybar energi stoppe, eller leveranser vil bli avkortet for å sikre driften av kraftnettet og tilkobling av ladeinfrastruktur vil kunne bli stoppet for å begrense makslast i nettet.

I praksis betyr det at driften av kraftsystemet i større grad vil nærme seg sann tid. Dette vil ikke være mulig uten at man får økt tilgang til sanntids data og verktøy hvor disse data kan benyttes. Veksten i bruk av DFR skaper utfordringer for eksisterende kraftmarkeder, TSO/DSO og regulator (RME). For andre aktører i kraftsystemet gir det en mulighet til å kapitalisere på nye fleksibilitetsressurser for å møte nye utfordringer i kraftsystemet.

DFR sin rolle i EU regulering

I den 4. energipakke utviklet og godkjent i Brussel har man flyttet fokus i kraftsystemet fra storskala kraftanlegg, transmisjonslinjer og kabler mellom land til det distribuerte kraftsystemet hvor kunden, småskala desentralisert produksjon, distribuerte batterier og aggregatorer er sentral i utvikling av et nytt desentralisert kundesentrisk økosystem. I reguleringen forutsetter de at nettselskapene endrer seg fra passive aktører til aktive og innovative selskaper hvor man påtar seg systemoperatør ansvar for eget nett. Den økte rollen som DFR får gjennom den 4. energipakken, vil få stor betydning for utvikling av nye forretningsmuligheter i regional og distribusjonsnettet for aktører tilknyttet disse nettnivåer. Det gis klare føringer som favoriserer kunder/aggregatorer som vil skape seg ny verdiskaping på salg av tjenester til systemoperatørene som i fremtiden vil være både Statnett og nettselskaper i Norge.

I dag er markedsbasert innkjøp av DFR beskrevet i 4. Energipakke i følgende artikler:

- Elektrisk Direktiv artikkel 17, 24, 32
- Elektrisk Regulering artikkel 13, 57

Den 4. energipakken ble innført i EU og derved i våre naboland i 2019. I praksis betyr det at landene må legge til rette for bruk av markedsbaserte verktøy knyttet til bruk av DFR ved bruk for systemtjenester. I den 4. energipakken er det forutsatt at man avdekker og tar hensyn til kundenes forventninger. Det er likevel tydelig i reguleringen at søkelys på sikt vil flytte seg fra en kundesentrisk modell til en mer anleggs basert modell. EU krever videre at det lages regulering som sikrer at ingen av aktørene kan sikre seg eksklusiv rett til kundenes fleksibilitetslaster. Kundene skal alltid kunne levere sine laster til de markeder som betaler best. Hvorfor mener offentlige beslutningstakere i EU at man må åpne for markedsbaserte verktøy for å håndtere flaskehals i kraftsystemet?

- De regulerte verktøy vil ikke være tilstrekkelig.
- Mange småskala laster i kraftsystemet vil ikke kunne bli frigjort ved bruk av regulerte verktøy.
- Markedsbaserte verktøy er mer attraktive, fleksible og kundevennlige.

Detaljerte nettverkskoder og retningslinjer er nå under utarbeidelse for nye/justerte markedsbaserte verktøy knyttet til både flaskehalsbehandling (DSO/TSO og balansering (TSO). Det forventes at de nye nettverkskodene vil kreve at DSOer ved bruk av nye tjenester knyttet til håndtering av flaskehals og spenningsvariasjoner skal bruke markedsbaserte verktøy når dette er dette er den mest lønnsomme måte å gjøre det på. I Norflex har vi testet ut dette for DSO. Innkjøp av DFR av TSO til balansering er også testet ut uten at man per i dag har funnet en god verdikjede for denne type handel.

DFR vil bli gjort tilgjengelig for DSOs og TSOs gjennom aktiv planlegging og drift hvor TSO og DSO jobber sammen for å finne ut hvordan DFR kan brukes best mulig til stabilisering av kraftsystemet. Fleksibilitetstjenester hvor DFR kan brukes er vist under.

- Frekvensregulering
- Følgelast til sol- og vindkraft

- Flaskehalshåndtering
- Til kontroll av spenningskvalitet

Utfordringen er at denne type aktiv samhandling ikke har vært del av årlig planlegging og drift av kraftsystemet. Det mangler derfor rammeverk både for prosesser, datautveksling, språk etc. For å løse de utfordringer som de fleste land i Europa (inkludert Norge) nå sliter med, har man startet jakten på løsninger som kan avhjelpe situasjonen. Et av tiltakene fra EU er raskere tilgang til den innebygde fleksibiliteten som finnes i kraftsystemet. En rekke tiltak er satt i gang for å akselerere tilgang til den distribuerte fleksibiliteten.

Vi tror at økt tempo i utviklingen vil kreve at alle systemoperatører (TSO/DSO) i kraftsystemet må aktivt utarbeide egne strategier for kommersiell utnyttelse av FR og skaffe seg de verktøy som kreves for å gjennomføre strategiene. I Norflex har vi jobbet med følgende rammeverk:

- Vise hvordan distribuert fleksibilitet kan redusere investeringer i kraftnettet samtidig som man sikrer nettdrift
- Vise nytten av å bruke distribuert fleksibilitet planlegging av drift både for TSO/DSO.
- Vise hvordan fleksibilitet kan benyttes ved anstrengte situasjoner i kraftnettet.

EU kommisjonen har startet et arbeid med å modifisere dagens markedsdesign slik at man kan sikre tilkobling av med fornybar sol- og vindkraft i energi miksen i alle land i Europa. Samtidig ser de på hvordan man kan ta i bruk ny teknologi og nye markeder for å sikre tilgang til distribuert lagring og forbrukerfleksibilitet. Hensikten med disse nye tiltakene er beskytte forbrukere mot strømutkobling og høye kraftpriser.

EU kommisjonen jobber med nye regler knyttet til tiltak for å kunne møte anstrengte situasjoner i kraftsystemet igjen. Viktige rammebetingelser for fleksibilitetspiloter vil være:

- TSO og DSO har tillatelse til å bruke data fra dedikerte sekundærmålere for avregning og oppgjør av fleksibilitetstjenester knyttet til handel med forbrukerfleksibilitet og distribuert lagring.
- Alle medlemsland skal utarbeide en rapport både knyttet til beregning av volum knyttet til behov for fleksibilitet fra (forbrukere og batterier). Rapporten skal utarbeides basert på data fra DSO/TSO.
- Alle medlemsland skal sette mål for behov for forbrukerfleksibilitet og distribuert lagring.
- TSO/DSO skal sammen publisere informasjon om hvor og hvor mye kapasitet som vil være tilgjengelig i kraftsystemet for nye brukere.

ENTSO-E og EU DSO Entity skal sammen utarbeide nettverkskoder for distribuert fleksibilitet det neste året. I løpet av arbeidet vil det være mulig gjennom ulike kanaler å påvirke utredningsarbeidet ved å forberede kommentarer og justeringer i forbindelse med konsultasjoner som vil bli gjennomført. Det er viktig å være klar over at viktig input til dette arbeidet vil komme fra ulike piloter samt at det er mulig for norske eksperter å delta i påvirkningsarbeidet.

Regulatorisk rammeverk benyttet i Norflex

Det oppstår spesielle utfordringer ved etablering av en verdikjede bestående av ulike digitale plattformer lokalisert delvis i det regulerte og det kommersielle domene. Roller og ansvar i den nye verdikjeden er foreløpig ikke regulert og det er også usikkerhet knyttet til hvor ansvar for ulike funksjoner bør ligge. Valg av et foreløpig regulatorisk rammeverk for innovasjonsarbeidet i Norflex vil derfor være avgjørende for hvor relevant resultater fra NORFLEX vil bli. Rammeverket i Norflex fokuserer spesielt på handel med fleksibilitet fra en aggregator gjennom en lokal uavhengig markeds plass NODES i det kommersielle domene og DSO som kjøper i et regulerte domene. Det er også estet handel med fleksibilitet i balansemarkedet til Statnett.

Som grunnlag for alt arbeid i Norflex har vi brukt anbefalinger fra USEF sin rapport: «Flexibility Value Chain» publisert i 2018. Anbefalinger i denne rapporten omfatter etablering av en verdikjede bestående digitale plattformer knyttet til både flaskehalshåndtering og håndtering av spenningsvariasjoner i kraftnettet gjennom anbefaling av et markedsdesign og regulerte mekanismer som støtter både handel og struping av produksjon. Se Fig. 1 under.

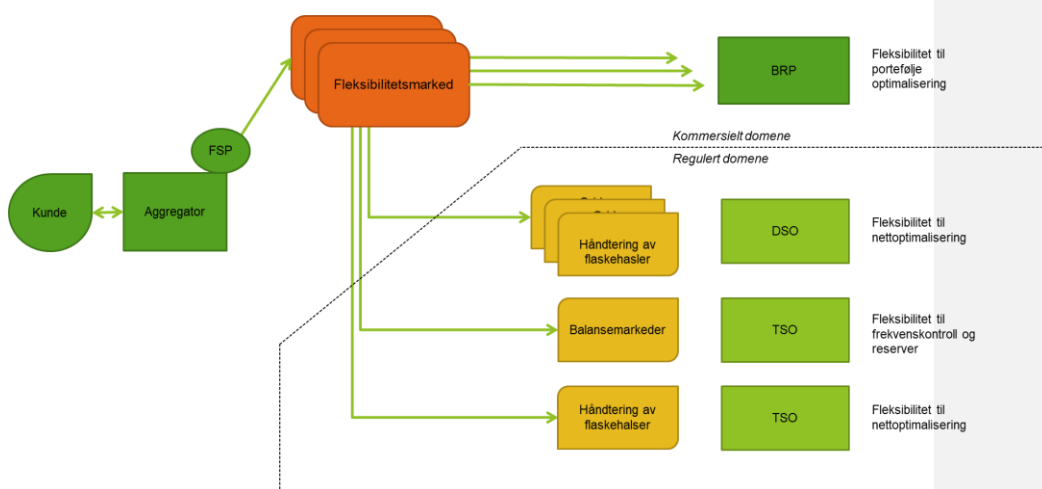


Fig. 1: Markedsplattform anbefalt av USEF.

I den anbefalte markedsutforming kan tjenesteleverandør/aggregator gjennom tilgang til en ny distribuert markeds plass lokalisert i det kommersielle domene tilby DFR til ulike kjøpere lokalisert i det regulerte domene. Det er forventet at denne utforming vil redusere kostnader ved bruk av DFR. Markedsplattformen tilbyr i praksis en inngangsport for kjøp av DFR både til TSO g DSO. Verdien av den distribuerte fleksibiliteten kommer først til syne når fleksibiliteten blir kjøpt og aktivert ved kjøp av tjenester knyttet til balansering/frekvenskontroll (TSO), flaskehalshåndtering (TSO/DSO) og spenningskontroll (DSO). Når TSO og DSO kjøper DFR fra en fri uavhengig markeds plass i det kommersielle domene til bruk for å håndtere monopol tjenester, har vi i Norflex forutsatt at TSO/DSO sammen eller hver for seg fremdeles vil være ansvarlig for følgende funksjoner som ikke kan ligge i det kommersielle domene:

- Flexibilitetsregisteret
- TSO/DSO koordinering
- Prekvalifisering av DFR
- Budgivning og prissignaler
- Måling og validering av leveranser
- Interoperabilitet knyttet til data format
- Kommunikasjonsprotokoller
- Definisjon av grensesnitt mellom regulert og kommersiell domene.

Ny verdikjede

Tradisjonelle verktøy for planlegging og drift vil ikke lenger være tilstrekkelig for stabilisering av kraftsystemet i fremtiden. Hovedgrunnen til dette er at veksten i utskiftning av regulerbar fossil kraftproduksjon med variabel fornybar kraftproduksjon vil øke. Variabel fornybar kraftproduksjon introduserer utfordringer knyttet til toveisflyt av elektrisitet, flere flaskehals og spenningsvariasjoner. Det nye er at alle disse utfordringer flytter seg fra transmisjonsnettet ned til regional- og distribusjonsnett. Flexibilitet tilgangen i regional- og distribusjonsnett er betydelig og vil være viktig ved håndtering flaskehals og spenningsvariasjoner. Dersom lokale flexibilitetsressurser blir aggregert på riktig måte, vil de også kunne bli gjort tilgjengelig for å dekke flexibilitetsbehov i transmisjonsnettet gjennom en egen verdikjede.

Markedsbasert innkjøp av DRF må skje gjennom en verdikjede som ikke eksisterer i kraftsystemet i dag. Den nye verdikjeden må når den er ferdig utviklet, demonstrere at man kan kjøpe inn DRF og håndtere nye utfordringer knyttet til planlegging og drift av eget kraftnett. I verdikjeden må ulike digitale plattformer innlemmes fra både det kommersielle og det regulerte domene. Det er knyttet stor usikkerhet til hvordan man skal bygge bro mellom de to domene.

I Norflex har vi forutsatt at WEB baserte handelsplattformer hvor kjøper og selger handler på en felles markeds plass vil være mest egnet for et fremtidig flexibilitetsmarked. WEB baserte plattformer er allerede godt utprøvd i andre sektorer. Fordelen med WEB baserte plattformer er at de åpner for konkurranse på pris, ulike kontantstrømmer gjennom samme plattform, reduserte kostnader sammenlignet med bilaterale avtaler og åpenhet rundt priser. I Norflex har vi lagt vekt på lokalisering av ulike funksjoner slik at dagens EU regulering blir ivarettatt.

De digitale plattformene i den nye verdikjeden omfatter funksjonalitet knyttet til: aktivering, aggregering av anlegg, handel, budgivning, prognosering og simulering av kunde profiler, prognosering og simulering av behov og systemtjenester i kraftnett, verifisering av handel, avregning og oppgjør for leveranser, kontroll av informasjons/data utveksling

Når vi begynner arbeidet med utvikling av den nye verdikjeden møter vi utfordringer knyttet til: manglende informasjon om hvor utfordringer vil kunne oppstå i kraftnettet, manglende kommunikasjonskanaler samt manglende regulatorisk rammeverk. I tillegg vil det kreves ny teknologi for å gi all innebygd flexibilitet i kraftsystemet adgang til markeds plasser. Det er i den situasjonen at det oppstår en ny rolle som tjenesteleverandør/aggregator for levering av

flexibiliteten fra kunde til markedsplasser gjennom bruk av nye digitale plattformer som må utvikles. Plattformene bygger bro mellom kunde og markedsplass ved at passive kunder kobles til aktive tjenesteleverandører. Det er mange piloter i Europa som jobber med utvikling av verdikjeden for markedsbasert innkjøp av distribuerte fleksibilitetsressurser til balansering/stabilisering av hele kraftsystemet. De fleste jobber uten markedsplass og blir derfor ofte begrenset til å jobbe med bilateral handel. Den digitale arkitekturen som viser roller og ansvar benyttet i Norflex, er vist i Fig. 2 under.

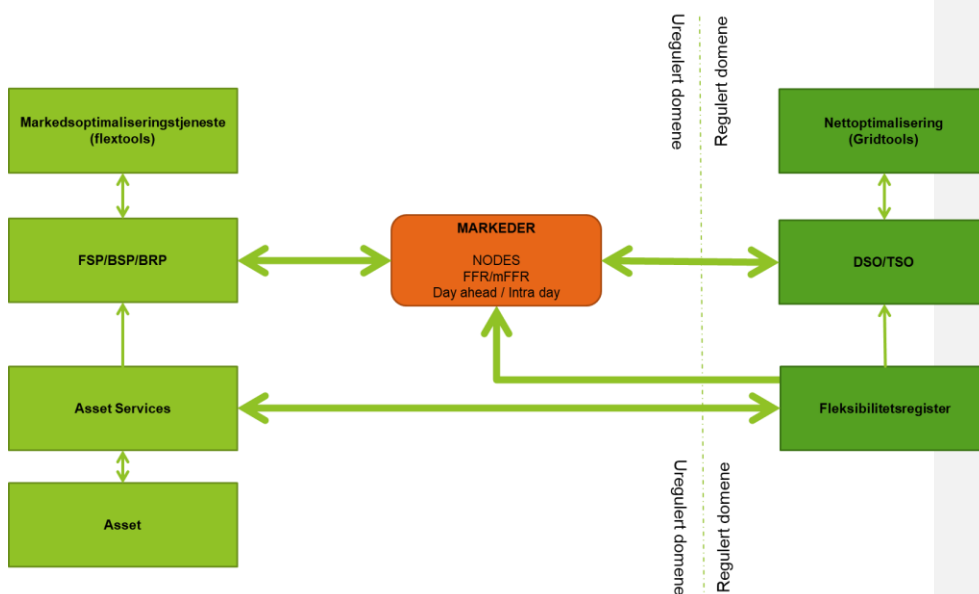


Fig. 2: Digital arkitektur utviklet og benyttet i Norflex.

2.0 Beskrivelse av prosjektet

NorFlex-prosjektet skal bidra til å tilgjengeliggjøre, utnytte og kommersialisere både eksisterende og nye fleksibilitetsressurser i dedikerte demonstrasjonsområder ved skalering av markedsløsninger for fleksibilitet. Målet er å bevise nytten av å bruke fleksibilitet ved drift av både transmisjons-, regional- og distribusjonsnett. Kommersialisering av fleksibilitetsressurser kan gi incentiver til kunder for å delta i nye fleksibilitetsmarkeder for å redusere strømutfgifter, redusere nettleie og tjene penger på sin fleksibilitet. Hovedpartnere i prosjektet er Agder Energi, Glitre Energi, Statnett og NODES. Prosjektet mål er å vise nytten av skalering av fleksibilitet i fire dimensjoner:

1. Fra få til mange tilbydere av fleksibilitet for å verifisere storskala teknologi- og markedsutvikling på både forbruks- og produksjonssiden.

2. Fra ett til flere nettområder for å verifisere nytten av distribuert fleksibilitet i håndtering av spesifikke kraftsystemutfordringer.
3. Fra ett til flere nettnivåer for å teste hvordan lokale fleksibilitetsressurser kan gjøres tilgjengelig for både TSO og DSO uten å forårsake problemer for hverandre.
4. Fra adskilte til sammenkoblede nettområder gjennom bruk av felles markedsplass for fleksibilitet og bruk av informasjon om lokalisering.

Målene over er nådd og resultatene er beskrevet i kap. 6.

NorFlex har vært organisert i 3 demoer:

- **Demo Agder** gjennomføres i Arendal, Grimstad, Lillesand og deler av Kristiansand kommune i Agder og er ledet av Agder Energi. Prosjektet skal bidra til å tilgjengeliggjøre, utnytte og kommersialisere både eksisterende og nye fleksibilitetsressurser i demonstrasjonsområdet ved skalering av markedsløsninger for fleksibilitet. Området hvor demoen gjennomføres er preget av både husholdninger, offentlige bygg, næring og industrikunder. En av målsettingene er 10MWh tilgjengelig over 1 time. Siste året ble prosjektområdet utvidet til å dekke hele Agder.
- **Demo Glitre** gjennomføres i Glitres konsesjonsområde (Drammen, Lier og Kongsberg) og er ledet av Glitre Energi. Demoen har samme mål som Demo Agder. Demoområdet skiller seg fra Demo Agder ved at det i større grad er preget av husholdnings- og næringskunder og jordbrukskunder, og færre aktuelle industriaktører.
- **Demo Markedsmodell** gjennomføres inn mot eksisterende markeder der NODES, Glitre Energi, Agder Energi og Statnett tester hvordan en markedsplattform kan gjøre fleksibilitet i distribusjonsnettet tilgjengelig for både TSO og DSOer. I praksis skjer dette slik at restfleksibiliteten som ikke er brukt av DSOer sekvensielt aggregeres opp og tilbys i Statnetts reservekraftmarked som mFRR-produkter.

Gjennomføringen prosjektet i de enkelte demoene er beskrevet i kap. 3. Resultater er beskrevet både i kap. 3 og i kap. 6. Norflex ble gjennomført som et åpent innovasjonsprosjekt bestående av følgende faser:

Fase 1: "Proof of Concept" 2019 – 2020.

Fase 2: "Proof of Market" 2020 - 2023.

For å nå målene gitt over, har aktørene i Norflex jobbet med å utvikle en ny verdikjede knyttet til markedsbasert innkjøp av fleksibilitet til bruk for TSO og DSO i deres drift av kraftsystemet. Distribuert fleksibilitet kan benyttes både til balansering, flaskehalshåndtering og spenningskontroll.

I Norflex har vi jobbet med hele verdikjeden fra kunde som selger av fleksibilitet, via aggregator, distribuert markedsplass, grensesnitt fra kommersiell domene til regulert domene til både TSO og DSO som kjøper av den distribuerte fleksibiliteten. Testing av nye digitale verktøy for å sikre dataflyt gjennom de ulike grensesnitt i verdikjeden har gitt verdifull erfaring som vi ønsker å dele.

Ved oppstarten av prosjektet var det ikke en detaljert liste over hvilke verktøy som det ville være nødvendig å utvikle som i alle store og krevende innovasjonsprosjekter blir vegen til mens man går. Ikke alle valg knyttet til valg av teknologi og markedsdesign har vært riktig første gang. Det har derfor vært en kontinuerlig vurdering og justering av retningsvalg for å komme til de plattformer som nå benyttes til testing.

Tabell 1: Oversikt over konsortiedeltakere, samarbeidspartnere og underleverandører

Type aktør	Firma	Rolle i prosjektet
Konsortiedeltaker	Statnett	Partner
Konsortiedeltaker	Glitre Energi	Partner
Konsortiedeltaker	Agder Energi	Partner
Konsortiedeltaker	NODES	Partner

Tabell 2: Oversikt over kontaktperson(er), med navn, kontaktinformasjon (epost og telefon), firma personen representerer, samt perioden (årstall) man var kontaktperson.

Navn	Kontaktinformasjon	Firma	Periode
Pasi Norrbacka		Statnett	2019 - 2022
Bjørn Bakken		Statnett	2021-2022
Anne Sofie		Statnett	2019-2021
Sivert Eliassen		Glitre Energi	2019-2023
Knut Olav Bakkene		Glitre Energi Nett	2019 -2023
Jan Pedersen		Agder Energi	2019-2023
Inger B Ose		Agder Energi	2020 -2022
Line Poulsen		Agder Energi	2019-2020
Rune Hogga		Agder Energi	2019-2023
Hege Dyngvold		Agder Energi	2022-2023
Daniel Stølsbotn		NODES	2021-2023
Hallstein Hagen		NODES	2019 -2023
Anders Staude		NODES	2022-2023
Geir Magne Abusdal		AE Nett	2019-2023
Jon Eilif Trohjell		AE Nett	2020-2023
Børge Johannes Fagermyr		AE Nett	2022-2023
Henning Stea		AE Nett	2021-2023
Per Lasse Brønstad		Innleid til AE Nett fra Cognizant	2022-2023
Atle Ripegutu		AE Nett	2019-2023
Kristoffer Sletten		AE Nett	2019-2023

Kommentert [HS1]: Kontaktperson for hva? Ser at det ikke er listet opp noen fra Agder Energi Nett.

Kommentert [JP2R1]: Her bør vi sette inn alle fra AE Nett som har deltatt. Kan du gjøre det?

Kommentert [HS3R1]: Ja

Kommentert [SE4]: Anne Sofie fra Statnett var sentral de første par åra. Ta med henne her?

Kommentert [JP5R4]: Enig

Per Oddvar Osland		AE Nett	2019-2022
Rolf Håkan Josefsen		AE Nett	2019-2022

3.0 Prosjektgjennomføring

Læring fra Norflex overordnet

Digitale plattformer:

Utvikling av en ny verdikjede har medført at det i Norflex er utviklet følgende digitale plattformer:

- Ny digital uavhengig markedsplass NODES for handel med distribuert fleksibilitet
- Prototyp for det første nasjonale fleksibilitetsregister hvor alle distribuerte fleksibilitetsressurser som skal delta i handel med markedsbaserte verktøy må registrere seg og hvor alle data knyttet til handel og oppgjør hentes inn, kontrolleres og lagres før de kan hentes av andre aktører til handel, avregning og oppgjør.
- Nye «fleex tools» dvs. nye verktøy for alle aggregatorer som vil kunne gi tilgang til nye markedsplasser hvor fleksibilitet vil bli handlet.
- Nye «Grid tools» dvs. nye verktøy for alle DSO er som ønsker å bruke markedsbaserte verktøy til innkjøp av distribuerte ressurser gjennom nye markedsplasser.
- Nye produkter knyttet til innkjøp og aktivering av distribuert fleksibilitet. Her er også inkludert tilgjengelighetskontrakter
- Testing av ulike use case på ulike nettnivåer.

I figuren under har er det vist en figur som viser hvordan de ulike digitale verktøy er plassert i verdikjeden.

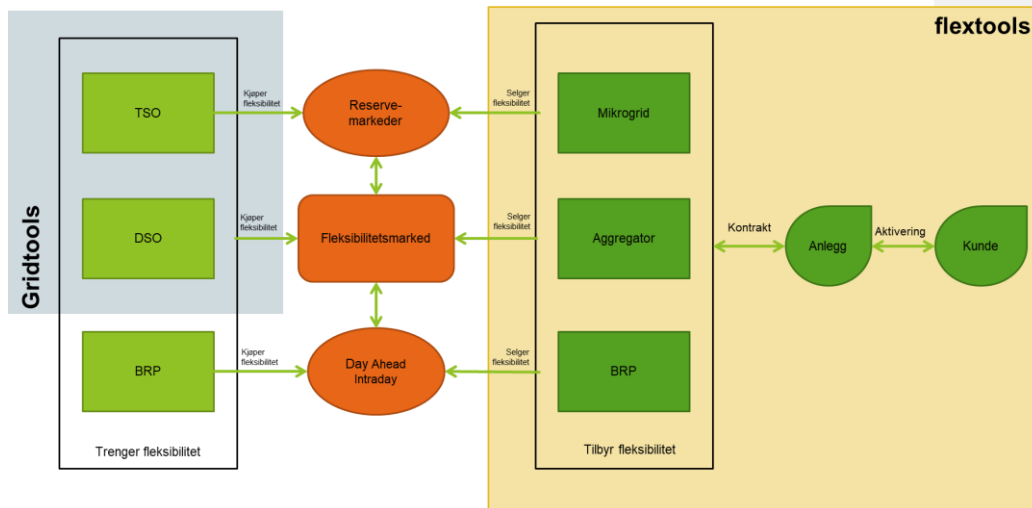


Fig 3: Fleertools og Gridtools – plassering i verdikjeden

Milepæler i Norflex:

- Ende til ende test NODES: 2019
- Ende til ende test Nettselskap: 2020
- Ende til ende test AssetHUB: 2020
- Test Prototyp AssetHUB: 2021
- Proof of Concept: 2021
- Test av "flex tools": 2021
- Test av " Grid Tools": 2021
- Test av Short flex: 2021
- Test av Long Flex: 2021
- Handel med flere aggregatorer samtidig på NODES: 2021
- Handel med aggregerte laster: 2022
- Test av Statnett handel på NODES: 2022
- Automatisk handel fra DSO: 2022
- Proof of Market: 2023

Ting som vi lykkes med i Norflex:

- Har dokumentert at verdikjeden fungerer og man har handlet fleksibilitet
- Har testet ulike laster og forretningsmodeller
- Har handlet store volumer med aggregerte laster
- Har fått anerkjennelse internasjonalt for NODES og Norflex. Mindre anerkjennelse i Norge.

Utfordringer i Norflex

- Vi har samlet inn for lite data fra fleksibilitetsanlegg som er benyttet til handel
- Prosjektområdet var i starten for lite til å kunne gi nok volumer i handelen

- Opplæring av aggregator har tidkrevende og mer kostbart en forventet.
- Manglende støtte fra regulator til valg av roller og ansvar i verdikjeden i prosjektperioden har skapt usikkerhet.
- Vanskelig å få til handel med samme fleksibilitetsressurs i ulike markeder /tjenestestabling)
- Manglende regulering og standardisering.
- Mangel på digitale verktøy knyttet til kontroll og overvåking av datakvalitet.

Læring knyttet til data som driver for verdiskaping i piloten har vært viktig. Under har vi lagt ved en figur som beskriver utviklingen.

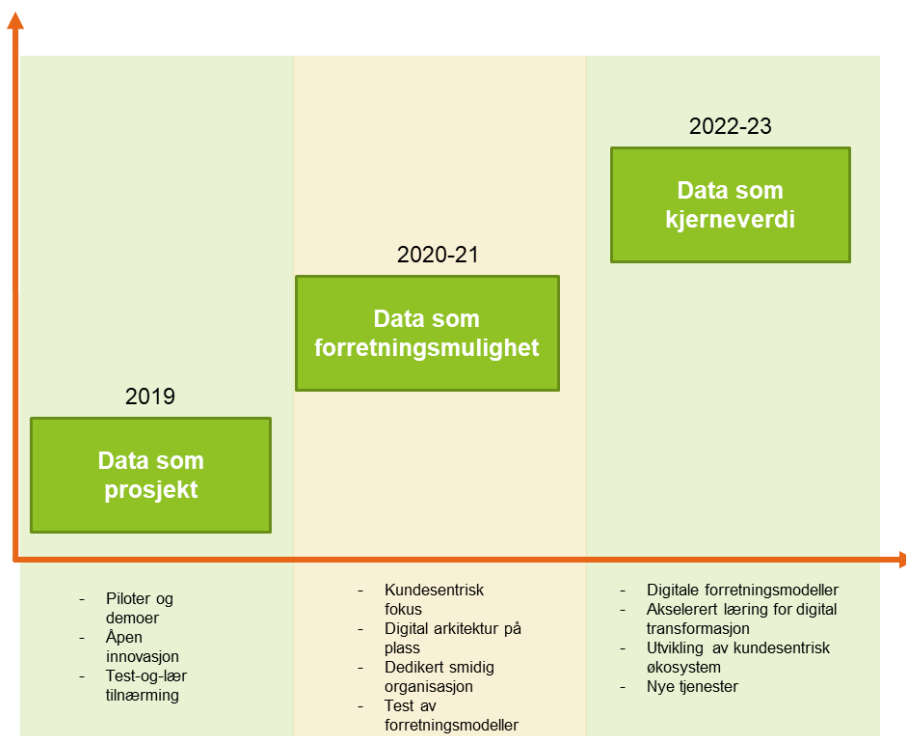


Fig 4: Data som driver for verdiskaping i NORFLEX

Læring fra Demo Glitre (Glitre Energi Nett)

Prisnivå og prisstrategi

- Vi som DSO, la oss i fra starten av, på longflex kontraktstype.

Longflex kontrakter

- Vi har tilbudt longflex kontrakter i hele prosjektperioden, ut ifra et prisnivå en kan forsvare å sette i fra DSO. Men disse kontraktene alene var ikke tilstrekkelig til at kundene stod i kø for å være med. Vi lærte fort at den samme fleksibiliteten også måtte gjøres tilgjengelig i andre verdikjeder, som for eksempel fleksibilitetsetterspørse fra Statnett.

Erfaringer som gjelder baseline på ulike typer enheter

- Erfaringene gjennom prosjektperioden har vist at kan være krevende å klare og beregne en god baseline for de ulike forbruksområdene som har vært representert i piloten. Her må det være rom for å akseptere noe slingringsmonn.

Grad av automatisering i ulike deler av verdikjeden

- Ved voksende antall kontrakter og ikke minst mange forbrukspunkter hos hver enkelt kontraktpartner, krever god organisering av alle forbrukspunktene, gjennom en *asset hub*. Gjennom denne er det enkelt å se hvor budene er i konsesjonsområdet, samt samle disse til konkrete bud hos Nodes.

Datasikkerhet og kvalitet

- Vi har ikke møtt på noen spesielle utfordringer. Nodes portal som har vært vårt hovedverktøy er godt sikret. Ved import av store antall laster via Tibber har datakvaliteten ikke bydd på noen utfordringer

Informasjonskontrollsystemer som varsler avvik på datakvalitet?

- Vi har ikke møtt på noen utfordringer da omfanget av antall anlegg har vært begrenset

Markeds plass (NODES) aggregering til mFRR.

- Det er helt nødvendig med en markeds plass, både for kjøpere og selgere av fleksibilitet. Ved å tilby fleksibilitet via en markeds plass, kan budene gjøres tilgjengelig i flere markeder. Dette er helt nødvendig for å få tilstrekkelig likviditet i markedet. Deltagelse i flere markeder vil gi økt inntjening for tilbydere av fleksibilitet, noe som er helt nødvendig, for å sikre at dette vil kunne gjøre et attraktivt marked for forbrukerne. De mest åpenbare kjøperne er:
 - DSO
 - TSO (mFRR, eventuelt i flere reguler kraftmarkeder)
- På markeds plassen kan akkumulere fleksibilitet i fra flere forbrukspunkter til et felles bud, slik at det er mer attraktivt for kjøper.
- Markeds plassen sørger for oppgjøret mellom kjøper og selger.

Har dere i løpet av prosjektperioden møtt barrierer knyttet til regulatoriske forhold som har skapt vanskeligheter for handelsvirksomheten?

- Handelsvirksomheten i prosjektet har skjedd innenfor ordinær FoU ramme. Uten den hadde det vært krevende å ta så store kostnader inn på det ordinære

driftsbudsjettet. Kjøp av fleksibilitet bør håndteres på en særskilt måte i den økonomiske reguleringen, dersom en ønsker rask utvikling i markedet for forbuksfleksibilitet.

- TSO setter relativt strenge krav til størrelsene på budene, som de kan ta inn i regulert kraftmarkedet. Disse blir vurdert og i noen tilfeller tilpasset i enkelte FoU prosjekter. TSO bør vurdere disse størrelsene som gjelder for ordinær drift.

Erfaringer kunderekuttering eller kundeopplevelser?

- Vesentlig vanskeligere å rekruttere kunder enn først antatt. Dette skyldes til en viss grad restriksjoner knyttet til koronapandemien, men også det at kundene hadde vanskeligheter med å vurdere lønnsomhet opp mot eventuelle ulemper.

Hvilke hovedresultater har en oppnådd?

- Volummålene ble nådd, men det krevde at vi måtte henvende oss til kunder i hele konsesjonsområdet, og ikke det begrensede området i Lier, som var utgangspunktet for prosjektet. Konkret dreier dette seg om 10 MW.
- Skybaserte styringsmodeller for styring av forbruk, ble en game changer i prosjektet. Dette var rimeligere og mer effektive løsninger, framfor lokale styringsbokser, som vi opererte med innledningsvis i prosjektet.
- Aggregatorene har vist økt vilje til å satse når det gjelder å rekruttere kunder og utvikle sine systemer for aktiv handel.

Læring fra Glitre Energi Strøm (konsortiedeltagende aggregator)

Glitre Energi Strøm ble tidlig invitert inn som aggregator i Norflex for å samle fleksible laster i et avgrenset geografisk område. Det viste seg tidlig at det var for lite tilgjengelig fleksibilitet i dette området til at det var aktuelt å gå videre med. Oppmerksomheten ble derfor flyttet til en gruppe gartneri som har fleksible laster knyttet til belysning og oppvarming. Det ble inngått avtaler om å tilgjengeliggjøre fleksible laster hos Nodes for testutkoblinger med nettselskapet som motpart, samt deltakelse i Statnetts FFR-marked. Aggregator forskuttet alle investeringene hos kundene og i ettertid ble disse investeringene avregnet mot honorarene fra nettselskapet og Statnett. Alle investeringene var inntjent på mindre enn to år, hovedsakelig knyttet til markedsinntekter fra FFR-markedet.

De aktuelle kundene har vært positive og samarbeidsvillige. De har også etter hvert begynt å interessere seg for andre fleksibilitetsmarkeder og lokal peak-shaving/prisoptimalisering. Vinteren 2022/23 deltok Glitre Energi Strøm med hhv. 8,4 MWh/h og 8,2 MWh/h ved to aktiveringer via Nodes med nettselskapet som motpart. I februar 2023 ble det dessuten meldt inn 7,2 MW tilgjengelig fleksibilitet i sommerens FFR-marked hos Statnett. Erfaring gjennom prosjektet viser at belysning og oppvarming i gartnerier utgjør store enkelt laster på 0,1-3 MW per last, og som er godt egnet som en fleksibilitetskilde i beredskap ved sjeldne hendelser med en varighet inntil noen få timer. For å få denne type aktører til å stille fleksibilitetsressurser til rådighet, krever det at aktørene får en godtgjørelse knyttet til å ha lasten tilgjengelig (opsjonspremie). Disse lastene er imidlertid lite egnet for hyppig aktivering og en mer daglig balansering av strømmettet.

Læring fra pilotanlegg Kongsbergporten

Som del av prosjektet ble det etablert et pilotanlegg for nye løsninger knyttet til hurtiglading ved Circle K Kongsbergporten. Anlegget består av 6x300 kW hurtigladedere, som ble supplert med 40 kWp solceller på tak arealer samt et batteri på 180kW/200kWh. I NorFlex-sammenheng ønsket man å se på hvordan hurtigladeanlegg, som det blir stadig flere av og som trekker høy effekt i korte og uforutsigbare perioder, kunne spille på lag med kraftsystemet og tilby fleksibilitet.

Noen av hoved læringspunktene fra piloteringen er:

- Hurtigladeanlegg har en veldig høy teoretisk maksimal effekt, mens reell maksimal effekt er betydelig lavere. Pilotanlegget har en teoretisk effekt på 1.800 kW, mens det ikke ble observert faktisk forbruk over 1 MW, mens snitteffekten gjennom en time eller en dag igjen lå langt under dette. Dette gir risiko for en stor ubenyttet kapasitet i nettet som DSO må reservere til hurtigladeanlegg. Det ble testet ut ulike fleksibilitetsrelaterte løsninger for å motvirke dette:
 - Begrense maksimal effekt gjennom å bruke batteri til peak-shaving: Dette ble testet utstrakt, og kan være et godt alternativ for å realisere hurtigladeanlegg i svake nett. Batteriet er kostnadsdrivende, særlig dersom man ønsker å legge til rette for stor samtidig ladekapasitet, der man risikerer at batteriet enten ikke kan levere nok effekt, eller at det lades helt ut om det ikke rekker å lade seg opp igjen mellom slagene.
 - Begrense maksimal effekt gjennom styring av hurtigladedere: Hurtigladerne lot seg styre, slik at ved stor samtidighet på ladere ble maksimal ladeeffekt på hvert ladepunkt redusert slik at samlet ladeeffekt holdt seg under en definert grense. Dette anses som et godt egnet og kostnadseffektivt tiltak, men kan gi uønsket lav kapasitet dersom det er stor pågang på ladere, f.eks. ved ferieutfart. Dette kan imidlertid kombineres med en tilknytning på vilkår, der vilkåret er at nettselskapet, eksempelvis via Nodes, kan aktivere en tidsbegrenset lavere ladeeffekt når behov i nettet tilsier det. En tidsbegrenset lavere ladeeffekt ble demonstrert i prosjektet med vellykket resultat, da med lokal styring. Å gjennomføre styring av en slik løsning via Nodes e.l. anses å ha et beskjedent omfang, men ble ikke gjort i prosjektet.
 - Direkte bruk av batteri som fleksibilitetsressurs: Batteriet kan brukes som en direkte fleksibilitetsressurs, gjennom at det lader ut med en forhåndsdefinert hastighet ved aktivering i Nodes. Dette kan gi en verdi for større batterier, men det gir beskjedne bidrag for fleksibilitetsmarkeder med timesvarighet sammenlignet med andre fleksibilitetskilder.
 - Circle K har oppsummert egen læring fra prosjektet, dette finnes som et vedlegg til rapporten.

Læring Demo Agder (Agder Energi Flexibilitet)

Beskrivelse	Parameter
Volum fleks totalt	<p>Mål: Minst 10MW fleks tilgjengelig over en time</p> <p>Status: Maks tilgjengelig 7MWt, maks aktivert 5,4MWt.</p> <p>Handelsperioden har i stor grad bestått av simulering av behov for å teste samtidig tilgjengelighet og gi insentiver til aggregatorene til å se dette som en langsiktig investering</p> <p>Erfaring: Prosjektområdet har blitt utvidet i flere omganger for å stimulere til økt volum. Ulike produkter har blitt prøvd ut. Ulike prisstrategier har blitt testet. Vi har erfart at det LongFlex er viktig å må til for å kunne få nok ShortFlex. Vi har også erfart at både LongFlex og ShortFlex produkter må videreutvikles for at markedet skal fungere.</p>
Antall tilbydere, kilder og teknologiske plattformer	<p>Flere ulike tilbydere deltar i handel</p> <p>Status: 8 tilbydere som har deltatt i handel med ulike typer kilder, i ulike kundesegmenter, med ulike tekniske løsninger og ulike forretningsmodeller. Flere har utfordret til automatisering i prosess og system også på kjøpersiden for å optimalisere verdikjeden på tvers.</p>
Kunde segmenter	<p>Industri</p> <p>Status: Ja, Glencore har deltatt i handel</p> <p>Erfaring: Prosjektet måtte lage et eget produkt tilpasset denne typen kunde, hvor hviletid er en av parameterne. Viktig med dialog med kunden om tilgjengelig fleks i ulike deler av produksjonen, marginalkost og aktiveringshyppighet</p> <p>Næring</p> <p>Status: Ja, flere næringskunder har deltatt</p> <p>Erfaring: Prising tilgjengelighet vs. aktivering er viktig. Flere kunder ønsker ikke så hyppig aktivering</p> <p>Privat</p> <p>Status: Ja, over 1500 husholdningskunder</p> <p>Erfaring: Husholdninger har bidratt med mest fleksibilitet vinteren 2021/22. En helautomatisk verdikjede er en viktig forutsetning for skalering av husholdningskunder</p>
Markedsmodell	<p>Verdikjeder beskrevet, testet og fungerer</p> <p>Statnett deltar i handel via NODES</p> <p>Status: På grunn av forsinkelse hos Statnett ble ikke handel med Statnett mulig før på nyåret 2022. I resterende handelsperiode rakk ikke Agder aggregere nok laster til å nå 1MW, vi har derfor ikke deltatt i handel med Statnett p.t.</p> <p>Erfaring: TSO/DSO koordinering og å teste ulike markeder er kjempeviktig i fortsettelsen.</p>
DSO-TSO koordinering	<p>Forslag til fremtidig regulering av roller og ansvar i det regulerte domene til planlegging, koordinering og drift knyttet til markedsbasert omsetning av fleksibilitets tjenester.</p> <p>Status: Ikke fått testet i praksis, det ble det ikke tid til.</p> <p>Erfaring: Det har vært et suksesskriteria for å oppnå aggregering mot Statnett at vi har hatt dispensasjon på 1MW.</p> <p>DSO må få mulighet til å få tilgang til all fleks som er tilgjengelig, dette gjøres for kraftbalansering i dag, men ikke flaskehalsåndtering. Nye</p>

	store kunder spør hvordan de kan bidra, kundedialog og påvirkningsarbeid blir viktig i fortsettelsen.
Utvikle ny kunnskap og læring	Lage modeller for dimensjonering av nett som tar hensyn til bruk av fleksibilitet for DSO
	Vi har gjort læring i prosjektet i forhold til læringsmålene våre, og generelt Status: Vi har i pilot Kristiansand testet ut et use-case i masket regionalt distribusjonsnett der både marked og andre virkemidler er testet ut og sammenlignet (se bachelor oppgave)
Spre informasjon og læringseffekt	Vi har spredd informasjon og læring i NorFlex og eksternt Status: Vi har deltatt på mange seminar, webinar, konferanser. Se hver partner sine nettsider

Oppsummering viktigste læringspunkter:

- Praktisk vinkling til hvordan utnytte fleksibilitet operativt. Jobbe med use case (se vedlegg) og se på fleks som ett av flere virkemidler for å håndtere fremtidens kraftsystem. Det finnes fleks tilgjengelig i andre markeder som vi ikke får tak i per i dag – det har vært en åpenbaring
- Involvering av Nett i prosjektet har vært et suksesskriterium, der har vi kommet langt siste året, dette burde kanskje vært gjort tidligere i prosjektet. Internt engasjement og studentoppgaver er viktig bidrag til suksess. Engasjementet har økt underveis, DSO rollen har blitt utviklet underveis. Rekkefølge på bruk av regulerte og markedsbaserte virkemidler er viktig fremover. Hvilke virkemidler skal AE Nett bruke først, og hva har vi rett til. Nøkkelord fremover er smartere utnyttelse av nettet og strategi videre.
- AE Nett har brukt mye ressurser på verktøy og system støtte, det har vært en forutsetning for å få verdikjeden til å fungere. Aktiviteter i prosjektet har vært koblet til konkrete sak og sett i sammenheng med andre virkemidler, det har vært en suksessfaktor. Vi har utviklet DSO rollen. Vi må gjøre refleksjon rundt det med kunder, kanskje vi har undervurdert hvor krevende det er å få med kunder og markedet - hva gir suksess og ikke, markedet kommer ikke av seg selv. AE Nett burde kanskje hatt en tydeligere strategi tidligere i prosjektet, få med kundene er viktig fremover og påvirkningsarbeid.
- Det er en viktig læring at det krever mye arbeid å få markedet i gang. Det må jobbes aktivt med nok kundeinvolvering i et pilotprosjekt. Nyttig for AE Nett å jobbe konkret med nytteverdi, ikke bare hypotesedrevet
- Statnett deltok i en for kort periode til at vi rakk å teste ut TSO/DSO koordineringen. Det er ønskelig å få testet dette ut fremover og i dialog med Statnett finne ut hva de ser for seg fremover.

Læring fra Demo Agder (Agder Energi Nett)

For Agder Energi Nett er fleksibilitetspilotering viktig som ledd i forberedelsene nettselskapet må gjøre for å håndtere et stadig mer presset strømmnett. Hovedmotivasjonen til nettselskapet i NorFlex-prosjektet har derfor vært å teste hvordan fleksibilitet kan brukes til å

håndtere ulike utfordringer i nettet. Prosjektet har bidratt til å kartlegge hvilke barrierer som må overkommes før fleksibilitetshandel kan gjennomføres som et virkemiddel for å løse reelle problemstillinger knyttet til den operative driften av kraftforsyningen.

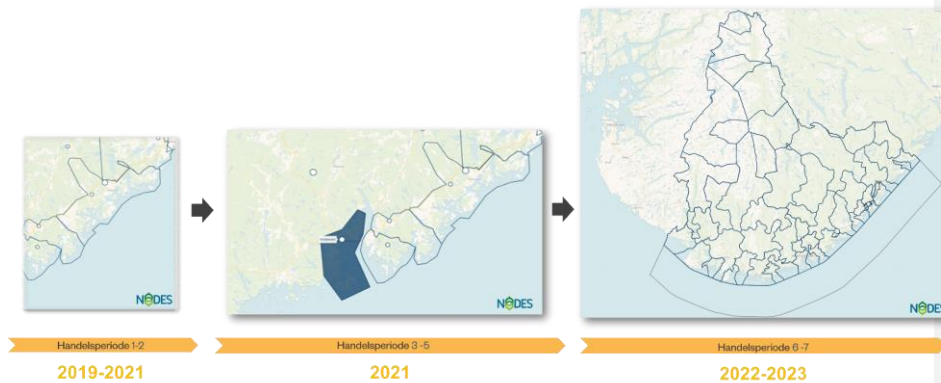


Fig 5: Tidslinje for utvikling av kjøpsområder

Feil! Fant ikke referanseskilden. 5 utviklingen av kjøpsområder over prosjektets handelsperioder. I perioden 2019-2021 ble enkelte områder gjort tilgjengelig for fleksibilitetshandel. Områdene samsvarer med forsyningsområdet til utvalgte transformatorstasjoner. Kjøpsområdene ble i 2021 utvidet til også å omfatte Kristiansand sentrum, markert i mørkeblått i Figur 5 Utvidelsen til hele Agder høsten 2022 gjorde det mulig for fleksibilitetstilbydere å selge sin fleksibilitet i hele tidligere Agder Energi Nett sitt forsyningsområde.

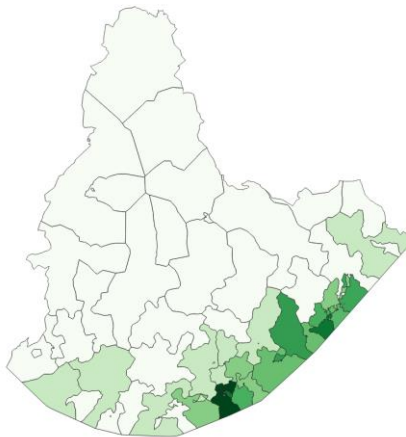


Fig 6: Heatmap for visualisering av handlet fleksibilitet etter forsyningsområdet til trafostasjoner i tidligere Agder Energi Nett sitt konsesjonsområde. Mørk farge samsvarer med stort handlet volum relativt til totalt handlet fleksibilitet (2019-2023)

Fig 6 illustrerer hvor i Agder fleksibiliteten i størst grad er blitt handlet. Kartvisningen samsvarer i stor grad med den geografiske plasseringen til registrerte fleksible ressurser. Flexibiliteten er i stor grad blitt handlet på transformatorstasjonsnivå. Det innebærer at salgsbud plassert i en transformatorstasjon sitt forsyningsområde blir aktivert dersom nettselskapet kjøper fleksibiliteten på denne transformatorstasjonen.

Mot slutten av prosjektperioden ble handelen helautomatisert. Det innebærer det at den reelle belastningen på transformatorer avgjør om underliggende salgsbud aktiveres. I praksis ble historiske lastprofiler brukt som grunnlag til å lage lastprognoser for hver enkelt gridnode. Deretter ble aktiveringer gjort automatisk dersom den prognoserte belastningen overskred forhåndsdefinerte grenseverdier.

De forhåndsdefinerte belastningsgrensene har ikke gjenspeilet de reelle belastningsgrensene for transformatorene, men er stilt kunstig lavt. Bakgrunnen for at nettselskapet valgte denne tilnærmingen er todelt. Nettselskapet har ønsket å verifisere at denne funksjonaliteten fungerer i stor skala. Videre har denne tilnærmingen bidratt til å oppnå prosjektet sitt mål om å øke volum.

Automatisk handel basert på nedjusterte belastningsgrenser har ført til at nettselskapet har handlet en stor andel av den tilgjengelige fleksibiliteten. Betalingsvilligheten knyttet til belastningsgrensene har nettselskapet bevisst valgt å variere underveis i prosjektet. Endringene er blitt gjort for å teste i hvilken grad fleksibilitetstilbyderne oppfatter og agerer på at nettselskapet endrer sin betalingsvillighet. Erfaringene nettselskapet har gjort tilsier at fleksibilitetstilbyderne i liten grad nedjusterte prisene for å teste betalingsvilligheten til nettselskapet.

I tillegg til automatisk handel basert på reell belastning av enkeltkomponenter, slik som på krafttransformatorer, var det ønskelig for nettselskapet å undersøke mulighetene for å bruke fleksibilitet til å redusere belastningen på snitt i regionalt distribusjonsnett. For å oppnå dette var det nødvendig å overvåke summen av kraft flyt over flere enkeltkomponenter for deretter å definere opp belastningsgrenser for den summerte kraftflyten. Ved kjøp av fleksibilitet under et snitt blir all fleksibilitet som påvirker belastningen på det aktuelle snittet aktivert.

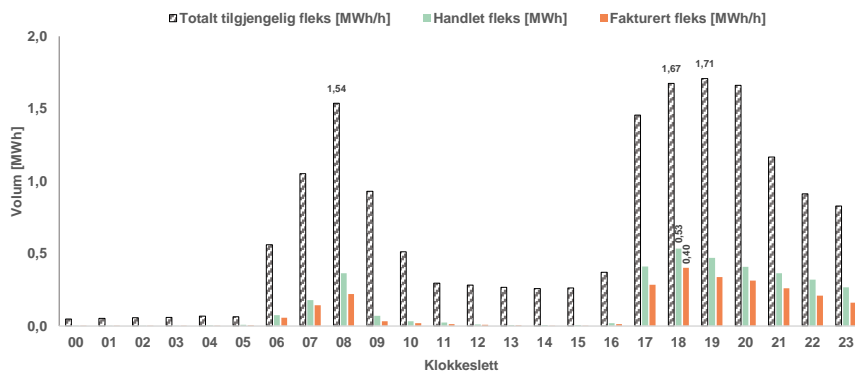


Fig 7: Gjennomsnittlig dag med fleksibilitetshandel i 2023

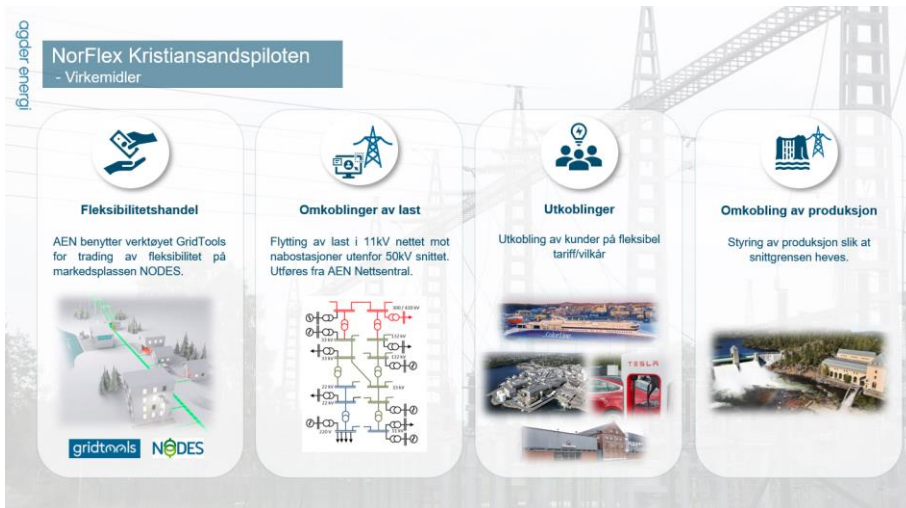
Figur 7 viser tilgjengelig, handlet og fakturert fleksibilitet per time for en gjennomsnittlig dag i 2023. Med *tilgjengelig fleksibilitet* menes alle salgsbud som har vært tilgjengelig på markedsplassen. *Handlet fleksibilitet* er andelen salgsbud som er aktivert. *Fakturert fleksibilitet* er et mål på den mengden som ligger til grunn for oppgjøret. Denne fleksibiliteten er sett opp mot baseline og justert for grad av leveranse.

For nettselskapet er det viktig at fleksibiliteten er tilgjengelig i morgentimene og på ettermiddag, ettersom dette sammenfaller godt med effekttoppene i kraftsystemet. Likevel er det i nettselskapets interesse å ha fleksibilitet tilgjengelig gjennom hele døgnet dersom fleksibilitet skal brukes som et operativt virkemiddel til håndtering av uforutsette hendelser.

Figur 7 viser at den leverte fleksibiliteten i alle døgnetimer er lavere enn effekten som er avtalt i handelen. For nettselskapet er dette svært nyttig kunnskap for å anslå hvilken mengde fleksibilitet som må aktiveres for å få redusert belastningen til et ønsket nivå. Prosentvis leveranse varierer mellom ulike FSP'er og timer på døgnet. Variasjonene i avtalt og levert fleksibilitet er i stor grad påvirket av utfordringer knyttet til baseline for ulike laster.

Læring fra Pilot Kristiansand

I 2021 ble Kristiansand etablert som kjøpsområde. Formålet med utvidelsen var å teste kjøp og salg av fleksibilitet i kristiansandsområdet. Området fikk raskt stor relevans da en kritisk komponent i kraftsystemet inn mot byen havarerte og vi fikk et mer presset kraftnett. Det ble derfor satt av både tid og ressurser i dette området til å drive frem fleksibilitet som et av flere virkemidler for å håndtere en mulig flaskehals. Av den grunn en egen liten pilot kalt kristiansandspiloten.



Figur 8: Oversikt over virkemidler for å redusere belastningen på Kristiansand-snittet.

I Figur 8 er fleksibilitet nevnt som et virkemiddel for flaskehalshåndtering sammen med de eksisterende virkemidlene nettselskapet har for å avverge en flaskehal i kraftsystemet. Det ble gjennomført over 14 000 handel av fleksibilitet i pilotperioden som varte fra september 2021 til april 2022. I tillegg ble det gjennomført en test dag hvor alle virkemidler ble utnyttet samtidig. Resultatene av denne dagen viste at det på dette tidspunktet ikke var mye fleksibilitet tilgjengelig i det tidsrommet det var behov for fleksibiliteten. Dette viser at markedet på dette tidspunktet ikke var modent nok. All tilgjengelig fleksibilitet i markedet ble handlet. Til sammen utgjorde dette 5,41MW. Av disse fikk vi bare ut 3,2MW. Dette vitner videre om en uriktig baseline.

Læring fra eksterne bidrag

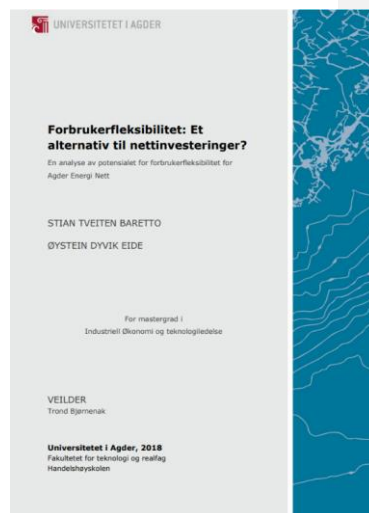
Bacheloroppgave: Flaskehalshåndtering i kraftsystemet med fleksibilitet som virkemiddel

Bacheloroppgaven *Flaskehalsåndtering i kraftsystemet med fleksibilitet som virkemiddel* utforsker bruken av fleksibilitet som et nytt virkemiddel for å håndtere kraftbehovet i fremtidens strømnnett. Rapporten diskuterer ulike virkemidler og vurderer deres effektivitet i en flaskehalsituasjon. Basert på NorFlex Demo Agder, presenteres en handlingsplan med rangering av virkemidlene. Resultatene viser at omkoblinger av forsyningsveien til en stor industrikunde og produksjonen i et kraftverk av betydelig størrelse er de mest effektive virkemidlene for å håndtere eventuelle flaskehals inn mot Kristiansand. Utkoblbare kunder kan også bidra med betydelig kapasitet, men usikkerhet rundt tilgjengelighet reduserer nytteverdien. Handel av fleksibilitet på en markeds plass viser seg å ikke konkurrere med de eksisterende virkemidlene på nåværende tidspunkt, hovedsakelig på grunn av lavt volum, leveringssikkerhetsutfordringer og krav om hviletid for fleksible kilder. Likevel kan det være en del av flere virkemidler under operativ drift og fleksibilitet bidra til å redusere behovet for nettinvesteringer. Omkoblinger i lavspennettet anses som et risikabelt virkemiddel med begrenset gevinstpotensial. Systemvern er foreløpig kun tilgjengelig for TSO (transmisjonssystemoperatør) og ble ikke testet av DSO (distribusjonssystemoperatør) i Demo Agder-prosjektet, men kan være relevant for deres nett i fremtiden.



Masteroppgave 1: Forbrukerfleksibilitet: Et alternativ til nettinvesteringer?

Masteroppgaven *Forbrukerfleksibilitet: Et alternativ til nettinvesteringer?* undersøker bruken av forbrukerfleksibilitet som et alternativ til nettinvesteringer i strømnettet. Målet er å redusere kostnadene for nettselskapene ved å jevne ut effekttoppene i strømforbruket. Gjennom en casestudie med Agder Energi Nett ved bruk av kvantitative og kvalitative tilnæringer, vurderes økonomisk verdi og potensialet for å utsette investeringer i transformatoroppgraderinger. Resultatene viser at det totale økonomiske potensialet for å utsette investeringer er begrenset, men likevel tilstrekkelig til å anskaffe utkoblbare forbrukslaste der forbrukerfleksibilitet kan bidra til å utsette investeringer. Funnene indikerer også at det er få nettstasjonstransformatorer som krever oppgradering på grunn av overbelastning. Utredningen bekrefter eksisterende teori om potensialet for forbrukerfleksibilitet i strømnettet og legger grunnlag for



videre forskning. Ved å utnytte det eksisterende strømnettet mer effektivt og redusere effekttoppene kan forbrukerfleksibilitet bidra til å senke kostnadene for nettselskapene og dermed redusere nettleien for kundene.

Masteroppgave 2: Tiltak for håndtering av spenningsavvik: Kan fleksibilitet løse problemet?

Masteroppgaven *Tiltak for håndtering av spenningsavvik: Kan fleksibilitet løse problemet?* undersøker ulike virkemidler for å håndtere spenningsavvik i det lavspente distribusjonsnettet og fokuserer spesielt på bruken av forbrukerfleksibilitet som en mulig løsning. Studien vurderer også behovet for å håndtere spenningsavvik i Agder Energi Nett. Resultatene viser at spenningsavvik er et komplekst problem som varierer med klima og har potensial for økning på grunn av økt elektrifisering og ny teknologi. Forbrukerfleksibilitet viser seg å være et effektivt virkemiddel for å forbedre spenningskvaliteten, men det krever at visse tekniske forutsetninger er oppfylt i kretsen. Generelle konklusjoner er vanskelige på grunn av problemets kompleksitet og variasjonen mellom trafokretser. Bygging av nett viser seg å være gunstig i dagens situasjon, mens fleksibilitet kan være et reelt virkemiddel hvis investeringskostnadene er betydelige. Fleksibilitet kan også ha en realopsjonsverdi i tilfeller der det kan utsette investeringer. Dermed kan forbrukerfleksibilitet bidra til å løse problemet med spenningsavvik på en samfunnsøkonomisk måte, men det krever grundig analyse av hver enkelt sak for å finne den beste tilnærmingen.

Masteroppgave 3: Forbrukerfleksibilitet: Et alternativ til nettinvesteringer i regionalnettet?



Masteroppgaven *Forbrukerfleksibilitet: Et alternativ til nettinvesteringer i regionalnettet?* setter søkelys på verdien av forbrukerfleksibilitet for å utsette investeringer i regionalnettet, spesifikt transformatorstasjoner. Målet er å jevne ut strømforbruket og redusere behovet for kostbare oppgraderinger av strømmettet. Ved å bruke en kvantitativ tilnærming og en casestudie på Agder Energi Nett sine trafostasjoner, har utredningen undersøkt verdien av å utsette investeringer ved hjelp av forbrukerfleksibilitet. Resultatene viser at verdien av å utsette investeringer varierer avhengig av ulike faktorer som investeringskostnad, forbruksøkning og forbruksmønster. Den årlige verdien av å utsette investeringene varierte mellom 0,40 og 4,81 millioner kroner, mens perioden for investeringsutsettelse kunne variere fra ett til 20 år. Trafostasjoner med høy investeringskostnad, lav forbruksøkning og lavt energiforbruk med korte effekttopper viste seg å være best egnet for å dra nytte av forbrukerfleksibilitet. For å realisere utsettelse av investeringer i praksis er forutsigbarhet en viktig faktor, og nettselskaper er avhengige av langsiktige fleksibilitetskontrakter med betydelige volumer for å vurdere forbrukerfleksibilitet som et alternativ til nettinvesteringer.



Læring fra Demo Markedsmodell - Statnett

- Grad av automatisering i ulike deler av verdikjeden
 - Hele verdikjeden er automatisert. Nodes har gjennomført integrasjon mot Statnetts eBestill og vi har demonstrert utkobling av fleksible laster automatisk basert signalene fra Landsentralen.
- Handel på mFRR marked
 - I løpet av vinteren 2022 (januar-mars) ble det registrert 428 bud via Nodes. Alle disse kom fra NO1 (Glitre område). Ingen bud fra NO2 (Agder område) siden det ikke var mulig å aggregere 1 MW i et bud
 - Typisk var det ett bud på morgenen (time 6 eller 7) og på ettermiddag ble det sendt inn bud mellom kl. 13 og 23. Bud volum var normalt 2-3 MW. Det ble registrert bud opp til 10 MW i slutten av perioden, men dette skyldes sannsynligvis feil (duplisering av volumer). Bud prisene varierte mellom 3000 og 5000 kr.
 - Det ble gjort 3 aktiveringer. På mFRR konkurrerer distribuert fleksibilitet med reserver fra vannkraft og industri laster. Prisnivå i budene fra Norflex har vært gjennomgående høyere enn fra vannkraft som gjør at disse bud havner langt ned i liste og det er ikke gjort aktiveringer på prisrekkefølge dvs. alle aktiveringene ble gjennomført som spesialregulering.

- Erfaringer som gjelder baseline på ulike typer enheter
 - Bud granularitet på 1 MW i mFFR er utfordrende siden det er vanskelig å treffe hele MW når man aggregere smålaster. Budene rundes til nærmeste MW som forårsaker et avvik mellom bud og faktisk leveranse beregnet fra baseline.

Baseline virker ok i denne case (el kjeler/lys i gartnerier)



- Opprinnelig tanken var at Nodes skulle aggregere lokale bud i prisrekkefølge og 'kutte' det siste budet slik at man treffer hele MW. I praksis betyr det at det siste budet skulle delaktiveres. Det viser seg at delaktivering på små ressurser er ikke enkelt siden normal styres disse bare on/off og kan ikke reduseres prosentvis.
- NODES aggregering til mFFR. Er prisene på RK OK? Er rollen til NODES nyttig?
 - Aggregering fungerer med avrunding til nærmeste MW.
 - Valgt koordineringsmodell (sekvensiell handel) er relativt enkel og fungerer i praksis, men hindrer DSO handle nær sanntid.
 - Gjennom Nodes har aggregatorene enklere tilgang til markeder siden, men trenger ikke alene samle volum over minimum bud størrelse.
- Uavhengig aggregering ikke tillatt i Norge – krever dispensasjon og pilotert modell ikke anvendbar for regulering endres. Det samme gjelder modellen som ble valgt for avregning.

4.0 Kostnader i prosjektet (Legg tabeller i vedlegg hvis mulig)

Tabell 3: Kostnader i Norflex

Partner	1		2		3		4		SUM	
	Budsjett	Regnskap	Budsjett	Regnskap	Budsjett	Regnskap	Budsjett	Regnskap	Budsjett	Regnskap
Personal og indirekte kostnad	15 493	18 282	3 830	1 635	2 500	1 216	2 000	1 727	24 223	22 860
Kostnader til systemintegrasjon	4 800	12 831	2 400	13	3 800	9 858	500	0	11 500	22 702
Investeringskostnader	10 450	0	215	1 932	0	0	0	0	10 665	1 932
Leie/avskrivning:	5 000	0	0	0	550	0	0	0	5 550	0
Andre driftskostnader	0	0	2 938	4 854	0	0	0	0	2 988	4 854
SUM	35 743	31 114	9 383	8 434	6 850	11 074	2 500	1 727	54 926	52 348

(Mangler 2023-tall fra NODES (tech ok) og Glitre.)

Tabellen over viser opprinnelig, omsøkt budsjett, og kostnader for hver partner frem til april 2023. Tabellen er basert på mal fra Enova, som også er brukt til kvartalsvis rapportering.

Sammenlignet med opprinnelig budsjett er det noe avvik mellom budsjettpostene pr partner/arbeidsstrøm og faktiske kostnader. Når prosjektet i 2022 ble forlenget med ett år ble det gjort en intern omfordeling av resterende budsjett mellom partnerne. Dette fremkommer ikke i tabellen. Avvikene slik de fremstår er derfor en bevisst utvikling.

Hovedpostene i budsjettet følger av malen til Enova. Når man sammenligner disse med faktiske kostnader, er det en del avvik mellom postene. Det er viktig å forstå avvikene som en konsekvens av hvor prosjektet var i søknadsfasen i 2018. Dette var på idéstadiet. Man visste lite om hvordan gjennomføringen skulle rigges og hvordan samspillet med eksterne aktører ville bli, dette var noe av det prosjektet skulle pilotere. Derfor var det til dels gjetning som lå bak budsjettfordelingen. Dette gjelder for eksempel budsjettpostene systemintegrasjon, investeringskostnader og leie/avskrivning, hvor forholdet til de fysiske investeringene delvis kommer frem. I praksis har dette blitt løst litt ulikt mellom partnerne. Agder har for eksempel ingen fysiske investeringer, men gjort avtaler med eksterne aggregatorer som har subsidiert sine kunder i å investere i utstyr, og levert tjenester knyttet til dette. Glitre har investert i et eget batteri. For Nodes er all utviklingskostnad på plattform og markedsplass synliggjort under posten for systemintegrasjon.

Økonomistatus og er blitt rapportert kvartalsvis og fulgt opp fortløpende.

Største poster og kostnadsdrivere:

Agder:

- Bred involvering av interne ressurser innen prosjektledelse, regulatorisk/markedsdesign, nettselskap.
- Kontrakter med syv aggregatorer
- Utvikling av pilot-funksjonalitet på DSO verktøyet Grid tools

Glitre,

- Prosjektledelse
- Glitre Energi Strøm som aggregator, med bla. fysiske installasjoner og deltagelse i FFR-marked
- Eksterne aggregatorer
- Batteri ved Kongsbergporten

Nodes

- Utvikling av: Statnett mFRR, LongFlex, ShortFlex matching, Assethub alternativ (MMS)
- (Forklaring kommer).

Statnett:

Kostnader er knyttet til deres deltakelse demoene.

Enovastøtte:

- utbetalt 17,6 mill.

- tilbakeholdt 20 %
- gjenstår ca. 3 mill.

5.0 Måloppnåelse

Alle overordnede mål er knyttet til behov for fleksibilitet, hvor mye fleksibilitet som vil være tilgjengelig og barrierer knyttet til å få tak i den fleksibiliteten som er tilgjengelig, er fremdeles kun delvis på plass. Det gjenstår betydelig både forskning, utvikling og testing før man vil kunne si at man har nok informasjon til å vurdere priser og lønnsomheten i bruk av distribuert fleksibilitet.

KPIer

C1: Overordnet om kommersialisering

- Har målsetningene for teknologiens kommersielle bruk endret seg i løpet av prosjektet? Dersom ja, utdyp kort.

- Demo Agder

Asset Hub (fleks register) og Grid Tools er løsninger som AE Flexibilitet vil kunne vurdere å tilby som kommersielt produkt til andre aktører på sikt.

- Demo Glitre

Vi ser et utvidet anvendelsesområde for FlexTools-plattformen sammenlignet med hva vi gjorde ved oppstart, og vil videreføre bruk av denne etter prosjektperioden. Vi ser at tjenestestabling med laster som også egner seg for bruk i FFR-markedet bidrar til å gi en samlet lønnsomhet for aggregator og lasteier. Vi ser samtidig at det er kostnadskrevende å tilgjengeliggjøre én og én fleksibilitetslast med mindre disse er både store og veldig fleksible, og det er få reelle laster som oppfyller begge disse kriteriene. I det videre arbeidet vil det derfor primært settes søkelys på teknologier/plattformer som kan aggregere mange laster via et sentraldriftsanlegg e.l.

C2: Implementering av erfaringer/løsninger

- C2.1: Har dere gjennomført erfaringer/løsninger fra dette prosjektet inn i andre prosjekter for virksomhetene som deltar i konsortiet?

Dette inkluderer også videresalg av løsningen dersom dette er en del av virksomhetens aktivitet.

Demo	Ja eller nei
Demo Agder	Nei
Demo Glitre	Ja.
Demo Statnett	Nei

- C2.2: Dersom dere har gjennomført erfaringer/løsninger, kan du utdype kort hvilke erfaringer/løsninger man har iverksatt i andre prosjekter.

NODES markeds plass er gjennomført også i andre prosjekter

Demo Glitre: Vi ser at erfaringene fra NorFlex-prosjektet har relevans også i andre prosjekter i andre deler av Glitre Energi-konsernet. Glitre Energi Produksjon etablerer gjennom et annet Enova-støttet prosjekt et fremtidsrettet nødstrøms anlegg til Nytt Sykehus Drammen, der det gjøres tilpasninger i anlegget for å kunne delta i energimarkeder (FFR, RK, RKOM, muligens FCR) basert på erfaringene fra NorFlex. Det evalueres også om dette har relevans i forbindelse med satsning på hydrogenproduksjon tilknyttet enkelte av vannkraftanleggene. Det er også hurtigladeanlegg for bil under etablering i Glitres nettområde som blir oppført med tilknytning på vilkår, og der tilgjengelig ladeeffekt reduseres ved liten kapasitet i nettet, tilsvarende som det som ble demonstrert gjennom pilotanlegget på Circle K Kongsbergporten. Nytt hurtigladeanlegg har kun styring av tilgjengelig effekt, og har ikke lokalt batteri.

C3: Kommerielle anvendelser for de teknologiske løsningene

- C3.2: I hvilken grad **har dere lyktes med å etablere** nye og /eller forbedrede kommersielle løsninger for teknologiene som utvikles i prosjektet ved prosjektets slutt? (sett et kryss)

Demo	I svært liten grad	I liten grad	I noe grad	I stor grad	I svært stor grad	Vet ikke
Demo Agder			x			
Demo Glitre			x			
Demo Statnett			x			

- C3.3: Dersom det er etablert nye og/eller forbedrede kommersielle løsninger, i hvilken grad vil du si at det er mulig for virksomheter i konsortiet å gjennomføre disse i andre prosjekter/deler av sin virksomhet ved prosjektets slutt? (sett et kryss)

Dette inkluderer også videresalg av løsningen dersom dette er en del av virksomheten.

Demo	I svært liten grad	I liten grad	I noe grad	I stor grad	I svært stor grad	Vet ikke
Demo Agder				x		
Demo Glitre			x			
Demo Statnett		x				

- C3.4: Dersom det er etablert nye og/eller forbedrede kommersielle løsninger, i hvilken grad vil du si at det er mulig for aktører utenfor konsortiet å ta i bruk/videreutvikle disse på egenhånd ved prosjektets slutt? (sett et kryss)

Dette inkluderer *ikke* videresalg av løsningen.

Demo	I svært liten grad	I liten grad	I noe grad	I stor grad	I svært stor grad	Vet ikke
Demo Agder				x		
Demo Glitre				x		
Demo Statnett			x			

6.0 Resultater

Den nye DSO rollen

Utforming av den nye DSO-rollen er løpende prosess i EU. DSOer vil i fremtiden møte nye utfordringer knyttet til planlegging og drift av eget kraftnett. Utfordringer betyr at man må skaffe seg oversikt over status i eget kraftnett gjennom mer omfattende drift nær sann tid. For å kunne håndtere de nye utfordringene trenger nettselskapene på samme måte som TSOer tilgang til fleksibilitetsressurser i eget kraftnett.

Utviklingen beskrevet over vil kreve store endringer i det regulering knyttet til hvilken rolle og ansvar DSOer må påta seg ved håndtering av et økende antall flaskehals i eget kraftnett. Den nye reguleringen knyttet til bruk av markedsbaserte verktøy har følgende formål: På kort sikt skal det sikre adgang til en lokal markeds plass for aktivering av DFR for håndtering av flaskehals i kraftsystemet og på lang sikt skal det medvirke til at planlagte investeringer kan utsettes.

Fleksibilitet for nettselskapet blir definert i Norflex evnen og villighet som kunden har til å tilpasse sitt kraftforbruk til kraftproduksjonen. Flexibilitet er også viktig for nettselskapet når egenproduksjon fra distribuerte produksjonsanlegg blir større en forbruket i samme nettløkasjon. Den fleksibiliteten som allerede eksisterer i kraftsystemet, er tenkt brukt til å hjelpe nettselskapet med å skaffe seg nye verktøy som vil være nødvendig for å håndtere de endringer som kommer. I policy dokumenter som allerede er godkjent i EU og innført i våre naboland skal nettselskaper i fremtiden kjøpe kunne kjøpe fleksibilitet fra kunder og markeds plasser i det kommersielle domene for å løse sine utfordringer.

En viktig erfaring som man allerede kan ta med seg fra Norflex er at ved et lokalt fritt marked hvor man i starten kun har DSO som kjøper av fleksibilitet, er det viktig at DSO selv viser hva DFR har av verdi for bruk distribuert flaskehals håndtering. Dette er viktig for at nye investorer skal komme inn med ressurser i dette markedet. Først når verdien av DFR er kjent kan man avgjøre om det vil lønne seg å bruke markedsbaserte verktøy eller gå videre med investering i nytt nett.

Det nye rammeverket i 4. Energipakke krever en endring i både planlegging og drift av nettselskaper i fremtiden. For at de skal kunne påta seg en ny rolle som systemoperatør for eget nett, må de skaffe seg tilsvarende markedsverktøy som Statnett har for å kunne balansere sin del av kraftsystemet. Uten nye markedsbaserte verktøy som gjør det mulig å kjøpe tjenester fra DFR, vil man ikke kunne klare å stabilisere eget nett. Den nye rollen som systemoperatør er vist i figuren under.

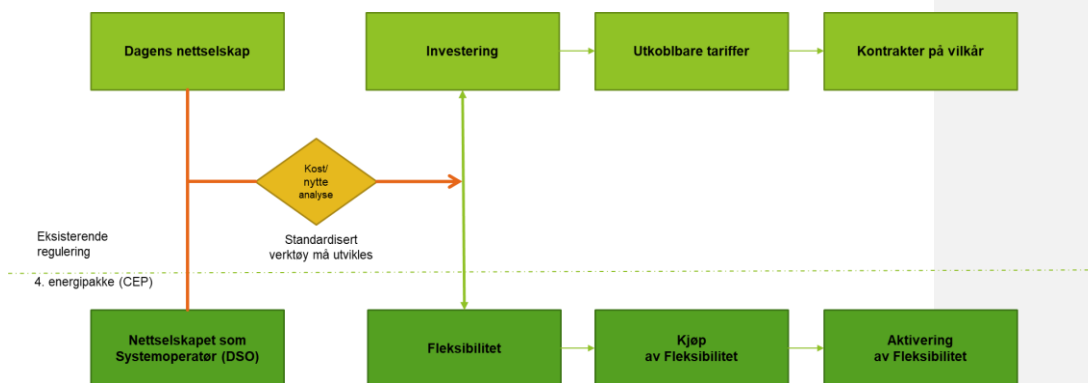


Fig. 9: Fremtidig roller og ansvar for DSO i kraftsystemet (CEP)

I praksis betyr det at nettselskaper i fremtiden må sette søkelys på utvikling av risiko styring som tidligere var knyttet til infrastrukturinvesteringer og endre denne til innkjøp av tjenester som setter søkelys på kommersiell kontrakts risiko.

Flaskehalsåndtering i regional- og distribusjonsnettet

Det finnes i dag ingen regulering for hvordan flaskehalsåndtering skal skje i distribusjonsnettet. Det må derfor identifiseres og defineres manglende regulering som må på plass for å sikre god integrasjon og utveksling av data mellom det kommersielle og det regulerte domene. Kommisjonen jobber i dag nettverkskoder for bruk av markedsbasert fleksibilitet til flaskehalsåndtering og kontroll av spenningskvalitet. Utviklingen vil kreve at DSO i tiden som kommer utvikler en mer aktiv rolle i planlegging og drift av eget kraftnett. Vi vet allerede at elektrifisering av samfunnet, utenlandsforbindelser, og en økende andel varierende sol- og vindkraft som kobles til i den distribuerte delen av kraftsystemet, vil påvirke driften av distribusjons- og regionalnettet i hele Norge.

Unormale situasjoner knyttet til forhold man ikke kan kontrollere, vil opptre hyppigere i fremtiden. Nettselskapene trenger derfor en rekke nye verktøy for å kunne drifte eget nett på en tilfredsstillende måte i årene som kommer.

EU har publisert et stort antall dokumenter knyttet til behov for DFR til håndtering av et økende antall flaskehals i DSO sitt nett. Her understrekes det at flaskehals håndtering er en monopoltjeneste hvor man må forvente at det vil komme en mer detaljert regulering for et

nytt rammeverk. Markedsdesignet benyttet i Norflex har medført at man i piloten primært har testet ut DSO som eneste kjøper av fleksibilitet til flaskehalshåndtering i eget nett. I Norflex har det vært store diskusjoner om rekkefølgen i bruk av regulerte og markedsbaserte verktøy uten at man har kommet til noe konklusjon. I figuren under har vi presentert et forslag (også lansert av USEF) som vi tror at det vil være naturlig å jobbe videre med i tilknytning til ny regulering på området.



Fig 10: Flaskehalshåndtering. Forslag til rekkefølge ved bruk av ulike verktøy.

Fleksibilitetsregister (FR)

Fleksibilitetsregisteret er på mange måter navet i verdikjeden. Uten fleksibilitetsregisteret vil ikke verdikjeden kunne fungere. I Norflex har vi utviklet en prototyp som har fungert som fleksibilitetsregister og som kalles Asset HUB i piloten. Flexibilitetsregisteret har hatt følgende funksjoner i Norflex:

- Registrering av alle DFR. I Norflex er det ikke innført ytterligere prekvalifiseringskriterier til anleggene. Det vil være fullt mulig å gjøre dette i fremtiden. Ingen lokale DFR får delta i handel uten at de er registrert i registeret. Målernummer på anlegg gir automatisk lokalisering av anlegg. Ved bruk av sekundærmålere eller sensorer må man sikre at
- Alle data nødvendig for handel, baselineberegning, validering og oppgjør er blitt samlet inn for 2 timer før aktivering, timen hvor lasten aktiveres og 2 timer etter aktivering. Data som er samlet inn delvis fra egne sekundær målere, eller fra HAN porten i hoved måler, har hatt et minutt oppløsning. Baseline for handler som skal aktiveres sendes inn 24 timer før aktivering og data for oppgjør må sendes inn maksimum 12 timer etter aktivering har funnet sted.
- Alle data som trengs for å benytte DFR til systemtjenester har blitt samlet, lagret og gjort tilgjengelig for de aktørene som trenger data for å delta i handel med markedsbasert fleksibilitet fra Flexibilitetsregisteret.
- Registeret er utviklet som en sky basert tjeneste som hvor aggregatorer og markedsplass tilknyttes ved bruk av API. Data til registeret kan leveres direkte fra

kundeutstyr eller fra skybaserte løsninger (vanlig ved aggregerte laster fra husholdningskunder).

I Norflex er prototypen som er benyttet til fleksibilitetsregister utviklet av Agder Energi Flexibilitet. Det er imidlertid forutsatt at fleksibilitetsregisteret i fremtiden vil bli lokalisert i det regulerte domene og at det må eies av en regulert aktør. Vi har forutsatt at all innsamling, lagring, deling, kontroll, overvåking og sletting av data til bruk i monopol tjenester vil bli lagt på en aktør i det regulerte domene. I praksis ser vi for at det enten kan eies av DSO, TSO, DSO/TSO eller annen aktør som blir utpekt og godkjent av regulator.

Lokal markedsplass

I Norflex har introduksjon av en lokal markedsplass vært helt avgjørende for gjennomføring av en effektiv og lønnsom handel med DFR. Tjenesteleverandøren/aggregator er sentral har en sentral rolle i å frigjøre og å sikre tilgang til DFR både hos større kunder og hos husholdningskunder. Rollen er fremdeles ikke regulert og det er derfor viktig at vi gjennom Norflex deler erfaringen vi har knyttet til hvordan denne rollen bør fungere. Det er viktig at regulator i den reguleringen som kommer åpner for tjenesteleverandør/aggregator som en viktig aktør som kan bistå DSO/TSO med leveranse av systemtjenester fra en lokal markedsplass.

I reguleringen må det også åpnes for at TSO kan få tilgang til DFR gjennom det samme lokale markedet som DSO bruker. Selv om TSO og DSO vil kjøpe tjenester fra de samme DFR gjennom den lokale markedsplassen, så viser erfaringer fra Norflex at bruken til ulike tjenester (tjenestestabling) vil være mulig da det vil svært sjelden at felles bruk vil kunne føre til konflikter hvis man lykkes med en god TSO/DSO koordinering. For at dette skal kunne skje må drift av nye distribuerte markeder innpasses med eksisterende balanse og engros markeder slik at alle brukere ser hvordan disse kan utfylle hverandre og bidra til en sikrere og mer stabil drift av hele kraftsystemet. Integrasjonen er også nødvendig for at aggregatorene skal kunne tilby sine tjenester i ulike markeder og på den måten sikre likviditet i handelen med fleksibilitet.

Konkurransen i det kommersielle domene kan føre til et effektivt marked dersom man styrer utviklingen mot et nasjonalt marked. Risikoen for at dette skal føre til en fragmentert og kostbart marked, eksisterer kun hvis man tillater at det utvikles flere ulike lokale markedsplasser i en periode hvor det ikke eksisterer regler for valg av interoperabilitet og kommunikasjonsprotokoller. Ved et nasjonalt marked vil alle aggregatører kun ha behov for tilpasning til markedsplassen en gang og kan deretter handle nasjonalt.

Kostnadene for å drive markedsplassen har i hovedsak hvert dekket av NODES. Etter hvert som verdikjeden har blitt mer moden, har både DSO og Aggregatører betalt medlemsavgift og transaksjonsavgift knyttet til hver aktivering. Disse avgiftene har i Norflex ikke avspeilet de reelle kostnadene ved å drive NODES som markedsplass. I tillegg har NODES kunne ta betaling for tjenester knyttet til deltakelse i Long Flex produkter.

NODES har gjennom deltakelse i Norflex utviklet en regel bok som alle deltakere på markedsplassen må følge. Den er en del av det avtaleverket som NODES inngår med både kjøper og selger.

Aktivering av fleksibilitet inngår som en del av flaskehalshåndteringen i kraftsystemet Dette er en monopoltjeneste knyttet til forsyningssikkerhet. Kontroll og gjennomføring av aktivering må derfor ligge på plattformer som overvåkes og kontrolleres av DSO/TSO.

I Norflex har vi testet ut hvordan NODES i tillegg til handel på markedsplassen kan tilby både verifisering av handel og oppgjør til DSO/aggregator/kunde. Data til verifisering/oppgjør forutsetter tilgang til baseline og målerdata fra aggregator/kunden. Alle data knyttet til disse tjenestene henter NODES fra Flexibilitetsregisteret. Vi mener derfor at outsourcing av disse funksjoner til markedsplassen er svært effektivt. Levering av underlag for disse tjenester har fungert svært bra i Norflex.

Så lenge data for tjenesten hentes fra Flexibilitetsregisteret etter at TSO/DSO har kontrollert at data oppfølger kvalitetskrav definert i regulering, tror vi at dette er en bra løsning. Kvalitetskrav som må sjekkes i fleksibilitetsregisteret må knyttes til om tjenesten faktisk er levert samt om man har data nok til å beregne oppgjøret. I Norflex er det innført reduksjoner i pris knyttet til kvalitet på leveransene.

Parallelt med NODES er prosjektledelsen i Norflex kjent med at det er følgende konkurrerende lokale markedsplasser under utvikling: EPEX SPOT, ETPA, PICLO. Dersom de etablerte markedsplassene skal understøtte fullt ut planleggings- og driftsbehovene til både TSO og DSO, må grensenettet mellom eksisterende og nye plattformer og leveransepunkt for systemtjenester standardiseres. Standardisering er nødvendig for å sikre at kostnader ikke blir en barriere for utvikling av verdikjeder.

Aggregator rollen

Rollen som aggregator i Norge og Europa var ikke særlig utviklet da Norflex startet i 2019. Første gang denne rollen beskrives i kraftsystemet, er i artikkel 17.3 i EU CEP. Her ber EU om at hvert medlemsland utarbeider et rammeverk for rollen som aggregator som muliggjør deltakelse både i nye og eksisterende markeder. I TSO sine markeder vil rollen være BSP (Balancing Service Provider). Både i nye og dagens markeder trengs det regulering for å fjerne barrierer som fremdeles begrenser aktiviteter til aggregatorer.

Aggregator rollen eller leverandør av fleksibilitets tjeneste er ny i kraftsystemet. Det betyr at det ikke finnes noe endelig svar på hvordan rammeverket for utøvelse av rollen skal være. I EU har man gjennom den 4. energipakken gitt visse føringer som også er lagt til grunn ved testing av rollen i Norflex.

Vi opplever at rollen allerede er blitt testet ut i balansemarkedet ved at TSO har kjøpt forbrukerfleksibilitet fra store industrielle aktører gjennom sitt RKOM/RK marked. Denne type laster er også aktuelt for FFR markedet.

I Norflex har vi gitt aggregator en rolle som innebærer at de er ansvarlig for å skaffe til veie fleksibiliteten og maksimere verdien gjennom handel på ulike markeder. Selskapet som tar rollen som aggregator kan allerede være selskapet som leverer strøm til kunden eller være en markedsaktør fra kraftsektoren eller andre sektorer, men som ikke leverer strøm til samme kunde. Da kalles selskapet for en uavhengig aggregator.

Ved handel på lokale markeder hvor man ønsker å selge fleksibilitet fra husholdningskunder, blir rollen svært viktig. Laster hos husholdningskunder vil være for små enkeltvis til å kunne selges på en markeds plass. De må derfor samle mange lignende laster fra andre kunder på samme grid lokasjon og by disse samlet (aggregert) inn i markedet. Det er viktig i denne sammenheng å minne om at fleksibilitet vil ha samme verdi for kraftsystemet om det kommer fra produksjon, lagring eller forbrukerfleksibilitet.

I Norflex har vi testet ut en modell hvor eksisterende sluttbrukerselskap opererer som aggregatorer. De er allerede BRP som leverandør av strøm og kan derfor ta på seg rollen som aggregator.

Som aggregator måtte alle sluttbrukerselskapene skaffe seg nye digitale verktøyer som gjør det mulig å samle inn data kun fra den ressursen hos sluttbruker som skal delta med fleksibilitet, samt lage kundeprofiler dvs. baseline for hvor mye og når kundene kunne bidra med fleksibilitet 24 timer før aktivering, samt utvikle nye verktøy som sikre at data nødvendig for å dokumentere at fleksibiliteten er levert og underlag for avregning og oppgjør. I tillegg må man ha verktøy som bringer bud fra aggregator løpende til markedet både manuelt og automatisk.

I Norflex har aggregatorene selv stått for teknologiutviklingen knyttet til utvikling og bruk av «fleex tools». Det betyr at ulike teknologier har vært testet ut. Flere av disse har ikke nådd opp, dvs. de har ikke gjennom de tester som har vært krevd for å kunne kvalifisere seg. En av aggregatorene valgte derfor å trekke seg i innledende fase. To har kvalifisert seg gjennom de ende-til-ende tester som vi har krevd, men har i ettertid ikke klart å utvikle digitale verktøy som har medført at man har kunne delta med handel på NODES.

Flere aggregatorer har valgt å benytte underleverandører til å utvikle «fleex tools». Det synes å være vellykket for de alle fleste. En aggregator har utviklet alle digitale verktøy selv. Det har også vært vellykket og resultert i omfattende aktivitet på markeds plassen.

I Norflex har kvaliteten på leveranser variert veldig avhengig av aggregator og last-type. I Piloten har det også vært innført reduksjon i oppgjør ved mangelfull leveranse. I praksis betyr det at både aggregator og kunde vil få redusert oppgjør når det skjer.

Kundens engasjement

Dersom man skal lykkes med innføring av et marked for handel med fleksibilitet, er man svært avhengig av aksept og engasjement fra kunder tilknyttet kraftsystemet. Uten kundens aksept og engasjement vil man ikke få frigjort nok fleksibilitet.

Tilknytting av kunder til den nye markeds plassen forutsetter at det installeres tekniske løsninger/utstyr på kundes eiendom. I dag monteres kundeløsninger i en kontekst hvor det ikke er regulering knyttet til standard eller interoperabilitet dvs. evne til samspill med andre tekniske installasjoner i verdikjeden.

I dag har vi utviklet en lokal markeds plass og et fleksibilitetsregister i Norflex. Ved å bruke de samme løsningene ved eskalering, vil de aggregatorer som allerede er tilknyttet ikke få ekstra kostnader ved tilknytning av kunder fra nye geografier. Det holder kostnadene for tilknytning

av nye kunder nede. Alle nye kunder somknytter seg til både Markeds plass og Flexibilitetsregister, vil også kunne benytte kunder i de geografier som allerede er tilknyttet.

Oppsummert ser man at det er viktig for at kostnader ved å tilknytte nye kunder holdes nede gjennom etablering av nasjonale løsninger både for markeds plass og flexibilitetsregister.

I Norflex har vi testet ut et kundesentrisk økosystem hvor det testes ut bruk av ny markedsbaserte verktøy for å kunne frigjøre tilstrekkelig flexibilitet til de nye systemtjenestene. Erfaringer har vist at det har vært svært vanskelig å engasjere kunder til å delta i et nytt flexibilitetsmarked. Rekruttering av kunder har gått svært langsomt til tross for at vi har hatt 7 aktive aggregatorer i piloten.

Vi tror at manglende rekruttering kan ha følgende årsaker:

- Aggregatorer som kommer fra sluttbrukerselskaper, har ikke bemanning til salg av denne type tjenester.
- Regulator, myndigheter og nettselskaper har i liten grad signalisert til befolkningen behov for at kunder engasjerer seg i dette markedet. Statnett er et unntak. De har klart signalisert behov for mer flexibilitet til sine markeder.
- Politikere har arkivert 4. Energipakke og sagt at denne ikke vil bli behandlet av denne regjeringen. Mange tror derfor at flexibilitetsmarkedet ikke er nødvendig i Norge.
- Nettselskaper klarer i liten grad å signalisere hvor og når de vil få unormale hendelser i sitt eget kraftsystem. De har også i liten grad oversikt over verdien av DFR. Dette skyldes primært fordi de ikke har en egen strategi for utnyttelse av DFR i planlegging og drift.
- Det er lite informasjon hvor mye penger kunder kan tjene på å delta i flexibilitetsmarkedet. Det skyldes at det fremdeles er liten likviditet i markedet og at det derfor er vanskelig å lage gode forretningsmodeller mellom kunde og aggregator hvor man også får fram hvilken risiko kunden løper ved å delta i markedet.
- Deltakelse i denne type markeder hvor kundens data er grunnlaget for verdiskaping, vil åpne spørsmål knyttet kontraktsforhold, personvern og datasikkerhet. Avklaringer må derfor komme om de ulike tilsyns rolle i utforming av rammeverket.
- Mulig støtte fra virkemiddelapparatet vil være avgjørende for å løfte de første kundene på plass. Etter hvert som aktiviteten skalerer og nye aktører kommer til, vil lønnsomheten komme og støtten til nye kunder vil forsvinne.

Hvordan utvikler kundene seg når de tar i bruk forbrukerflexibilitet knyttet til elektrisk varme, ladekontakt for elbiler, salg av sol fra eget tak samt bruk av eget batteri både lagring av sol og lading av elbil meg grønn energi?

Kunder som disponerer alle disse installasjonene, vil søke å få økt verdiskaping ut av sine investeringer. For at det skal kunne skje, må systemoperatørene ta en mye mer aktiv rolle i å bygge kommersielle relasjoner til kundene gjennom å gi kundene tilgang til sanntids informasjon, prissignaler og oppgjørsalternativ, samt tilgang til energieffektiviseringsløsninger.

Den forventede utvikling i kraftsystemet forutsetter at systemoperatørene må drifte sine kraftnett kontinuerlig nær sann tid, og hele tiden vurdere variasjoner i produksjon mot behovet for tilgang til distribuert fleksibilitet for å stabilisere kraftnettet. For å få til en effektiv drift må kraftsystemet endre enveis- modellen hvor informasjon kun har gått fra kraftselskaper til kunden til en toveis-modell hvor informasjon kan flytte fritt fram og tilbake mellom kunde og kraftselskap.

I Norflex har vi belyst en rekke utfordringer knyttet til hvordan man skal få frigjort tilstrekkelige volumer fra distribuert fleksibilitet som er til stede i anlegg som allerede er tilknyttet kraftsystemet.

Hovedgrunnen til at omfanget av de distribuerte ressursene ikke er synlige, skyldes at det mangler relevante data/informasjon, manglende verktøy for å bringe informasjon om anleggene til en relevant markeds plass slik at tjenesten kan handles på en markeds plass samt en relevant markeds plass for handel med distribuerte fleksibilitetsressurser som også inkluderer laster fra husholdningskunder.

Digitalisering

I piloter i Europa brukes det mye tid på utvikling av fleksibilitetsprodukter og forretningsmodell for aggregatorer. Det er mindre søkelys på oppbygging av en komplett verdikjede, digital arkitektur og nye markeder skal kunne fungere og levere fleksibilitet til DSO/TSO og hvordan TSO/DSO skal koordinere sin handel slik at man unngår konflikter når man går etter de samme ressursene til ulike systemtjenester.

En solid digital arkitektur er en forutsetning for å frigjøre all fleksibilitet som allerede finnes i kraftsystemet. Dette gjelder spesielt for småskala fleksibiliteten som mange husholdningskunder allerede har og som er tilknyttet til distribusjonsnettet. Det kommer til å være et ufravikelig krav i all regulering at data i markedsbaserte verktøy som skal brukes i monopoltjenester, må flyte og kontrolleres automatisk fra kundens anlegg til den blir aktivert hos kjøper.

Da Norflex startet var digitalisering lite fokusert. Vi befant oss i en test og lære situasjon. I det vi flyttet oss fra «Proof of Concept» til «Proof of Market» oppdaget vi at digitale verktøy ville få større verdi i verdikjeden. Vi startet arbeidet med valg av digital arkitektur og derved kobling av teknologi og marked. Etter hvert som test med handel og utvikling av nye tjenester og nye produkter økte i omfang, har vi sett at digitaliseringen er en av verdiene i verdikjeden for markedsbasert innkjøp av distribuert fleksibilitet.

Verdien av data vil øke ved realisering av nye digitale verdikjeder. I dag brukes hovedsakelig data til historisk informasjon og avregning og oppgjør. Ved bruk av ny teknologi tilføres intelligens til rådata som samles inn. Data går da over fra å være rådata til å bli smart data som kan benyttes i ny teknologi og nye forretningsmodeller. Utfordringer knyttet til data som grunnlag for verdiskaping er listet under.

- Hensikten er å endre kraftnettet fra fysisk infrastruktur til en virtuelt digital infrastruktur. Data vil da gjøre det mulig for nettselskap å oppnå økt visibilitet, økt

evne til prognosering, simulering og kontroll på data ved innsamling av data. Digitalisering og data vil spille en økt rolle i overgangen til det grønne skifte.

- Utfordringer knyttet til økt verdi for data:
- Veldig økning i volum av innsamlet data.
- Data er lagret i siloer i selskapet og blir ikke delt på tvers for å sikre verdiskaping
- Det er vanskelig og kostbart å innpasse ny teknologi for innsamling av kundedata pga. manglende standardisering/interoperabilitet, manglende kommunikasjonsprotokoller, manglende felles data formater, etc. Alt vil hindre forsinke utviklingen av et smart nett.
- I Norflex har vi samlet inn, lagret og delt sanntids data (minutt data) fra alle de distribuerte fleksibilitetsressursene.
- Det per i dag innsamling av for lite data for å kunne optimalisere planlegging og drift av kraftsystemet i fremtiden.
- Fram mot 2030 må vi legge om hvordan man produserer, lagrer, transporterer og forbruker elektrisitet. Til det trenger tilgang til mye mer data.
- Kraftnettet i kraftsystemet må bli smartere gjennom økt bruk av algoritmer, AI, ML, digital tvilling og integrasjons plattformer.

I digitale verdikjeder har vi gjennom Norflex sett hvordan data kan bli verdifull og erfaringer viser også at skybaserte løsninger hjelper å akselerere innovative løsninger ved at man tilbyr nye skybaserte plattformer for deling av data. Utfordringen i Norflex har vært å sikre god kvalitet på data. Data må ha god kvalitet for å sikre at den faktisk skaper ny verdi.

Innsamling av markedsdata til bruk for markedsbaserte verktøy vil kreve minutt oppløsning. Ansvaret for innsamling bør fremdeles ligge i det regulerte domene og bør kunne gjøres i en ny datahub som eies av TSO og DSO i felleskap. Driften av Huben bør kunne outsources til andre regulerte aktører, men som da utfører funksjonen på vegne av systemoperatørene.

Ved økt tilgang til data og informasjon fra hele kraftnettet, blir kunnskap, styring og ledelse knyttet til datahåndtering viktig. Etter hvert som man samler inn mer og mer rådata er det viktig at man skaffer seg verktøy knyttet til data analyse. Dette er nødvendig for å overføre nok intelligens til at data blir smarte og kan benyttes i nye og konkurransedyktige forretningsmodeller. Tilførsel av intelligens til rådata tilfører samtidig verdi til data.

Personvern og datasikkerhet

Personvern og datasikkerhet blir en svært viktig rammebetingelse for verdikjeder knyttet til markedsbasert omsetning av fleksibilitet

I Norflex håndteres data knyttet til krafthandel, validering og oppgjør i Fleksibilitetsregisteret. Andre aktører som skal benytte data i sine prosesser må hente data fra Fleksibilitetsregisteret etter at disse er kontrollert og godkjent for bruk. Det innebærer at aktører som handler med fleksibilitet i markedet, samler inn data fra sluttbrukere, tilfører intelligens og analyserer data før de sendes inn til fleksibilitetsregisteret og brukes i handel. Avregning og oppgjør i NODES vil skje ved innhenting av målerdata fra Fleksibilitetsregisteret. Baseline kan sendes direkte til NODES, men skal godkjennes av TSO/DSO før den benyttes til avregning.

I Norflex har vi engasjert Sopra & Steria til å utarbeide en foreløpig vurdering av de utfordringer som vi vil møte i den nye verdikjeden knyttet til "Dataflyt, roller og ansvar i Flexibilitetsregisteret".

I rapporten som ligger vedlagt, redegjør selskapet for fremtidige personvern- og informasjonssikkerhetsutfordringer som myndighetene må ta stilling til i den videre utviklingen av Flexibilitetsregisteret. Det er også skissert forslag til løsninger uten at disse er videreført i Norflex.

TSO/DSO koordinering

Økende kompleksitet i hvordan man skal stabilisere og optimalisere kraftsystemet, fører til økt behov for DSO/TSO koordinering. Distribuerte fleksibilitetsressurser kan brukes både til flaskehalshåndtering på alle nettnivåer, spenningskontroll i distribusjonsnettet og til frekvenskontroll til transmisjonsnettet. Dette kan skje vet at DSO/TSO koordinering hva som er gunstig for kraftsystemet eller gjennom ren konkurranse. Det siste er ikke å foretrekke. Hvis TSO/DSO ikke kan bli enige seg imellom om hvordan dette kan gjøres, vil vi anbefale at regulator lager relevant regulering som sikrer at distribuert fleksibilitet blir bruk best mulig i kraftsystemet på en måte som ikke gir konflikt mellom nettnivåene.

I Norflex har det bare vært handlet på NODES i Demo Agder med Agder Energi Nett som kjøper av fleksibilitet fra NODES. Det var i starten ikke bestemt hvordan rekruttering av DSOer skulle være. Glitre Energi Nett som var den DSOen som var med i Norflex, valgt i prosjektperioden ikke å knytte seg til handel med distribuert fleksibilitet på NODES. De har imidlertid handlet med de samme ressursene i RK markedet til Statnett.

Statnett handlet distribuerte ressurser via NODES i en kort periode i 2022. I etterkant har man konkludert at den digitale arkitekturen testet i Norflex ikke viste seg å være særlig effektiv og vil derfor ikke bli anbefalt å føre videre. I Norflex benyttet ikke Statnett Flexibilitetsregisteret eller NODES på samme måte som DSO. Flexibiliteten ble aggregert av NODES ikke aggregator, NODES var videre BRP ikke markeds plass og data fra Flexibilitetsregister ble hentet av NODES som BRP. Dette er ikke en bærekraftig måte for Statnett å handle distribuert fleksibilitet i fremtiden. Det er viktig at regulator lager samme rammeverk for både TSO/DSO når det gjelder bruk av et felles nasjonalt fleksibilitetsregister og en felles nasjonal markeds plass for flaskehalshåndtering. Behovet for koordinering har vært begrenset så lenge vi kun har hatt en DSO som har handlet på NODES.

Forretningsmodeller

I de nye verdikjedene er kraftselskapenes tradisjonelle rolle som eier til anlegg utfordret. Det betyr at man må konkurrere i nye markeder med nye roller og samarbeidspartnere. Det er mye som tyder på at kraftsektoren vil gjennomgå store endringer knyttet til bruk av nye verktøyer til planlegging og drift av kraftsystemet. Det vil kunne påvirke hvordan markedet vil komme til å prise fremtidens produkter og tjenester. Etter hvert som nye verdikjeder ser dagens lys, øker tilknytningen til kunden. Det vil oppstå nye tjenester, nye forretningsmodeller og nye måter å prise tjenester på.

Nye måter å prise tjenester på vil kunne endre hvordan man skal konkurrere på ulike markeder. Usikkerheten er knyttet til hvordan kunder og andre aktører vil reagere på tilbud

av tjenester i et marked som ikke har eksitert før. Etter hvert som kundeengasjementet øker, kan man forvente at de i større grad kommer til å styre prising av tjenester hvor de selv deltar med ressurser. Marginer kan bli viktigere enn kostnadsdekning i en slik utvikling hvor omfattende gjenbruk av teknologi og ressurser er grunnlaget for verdiskapningen.

Den nye utviklingen i kraftsystemet fører til at det oppstår nye muligheter for salg av nye tjenester til systemoperatører fra nye aktører (FSP/aggregatorer) via nye markeder.

For å etablere en slik verdikjede vil det kreves mye teknologiutvikling, nye markedsmekanismer samt ny regulering. Resultatet av denne utviklingen vil medføre at kundenes får en stadig større rolle i både planlegging og drift av kraftsystemet.

I Norflex har vi utviklet et kundesentrisk økosystem hvor vi tester bruk av forbrukerfleksibilitet til ulike systemtjenester. Den digitale arkitekturen i kundegrensesnittet er utviklet ved bruk av ny IoT teknologi. Fordelen med bruk av denne nye teknologien er:

- Raskere tilpasning til kundenes behov
- Installasjoner kommer nærmere kunden
- Økt søkelys på nye verdiøkende tjenester
- Samarbeider mer dynamisk med ulike partnere
- Lett å bytte leverandører.

Vi ser av erfaringer fra Norflex at den nye verdikjeden vil kunne bli benyttet til ulike innovative forretningsmodeller. Men så lenge teknologiutviklingen foregår vil mange av forretningsmodellene være «fersk vare». De går fort ut på tid. I Norflex har EaaS (Energi as a Service) vært drivende for utvikling av nye forretningsmodeller. Tjenester knyttet til EaaS forventes å bli full digitalisert. I disse forretningsmodellene er det data som skaper verdier. Valg av forretningsmodell vil avhenge av arkitektur knyttet til kommunikasjon og overvåking/kontroll.

Det er testet ut mange ulike forretningsmodeller i Norflex. Vi har imidlertid erfart at i piloter vil stadige fremskritt i utvikling av nye teknologier og markedsmekanismer gjøre at forretningsmodeller må endres. Det vil likevel være slik at i de neste årene vil varige/mer robuste forretningsmodeller bli utviklet gjennom prøving og feiling.

I Norflex har vi erfart at aktører på kjøper og selger siden har vært nødt til å utvikle nye digitale plattformer som sikrer adgang til markedsplasser.

Den fremtidige verdikjeden for markedsbasert omsetning av DFR forventes å bli bygget rundt utvikling av nye tjenester i kundegrensesnittet og utvikling av en distribuert markeds plass designet for handel med distribuert fleksibilitet fra både produksjon, lagring og forbruk.

I det kommersielle domene forventer man at tjenesteleverandører som handler med fleksibilitet (aggregatorer) vil utvikle et eget økosystem som sikrer at fleksibilitet kan handles på ulike markedsplasser gjennom markeds optimalisering. I utgangspunktet vil dette kunne bli en virtuell plattform hvor kjøpere og selgere møtes online og får tilgang til hverandres produkter og tjenester.

Fleksibilitetens verdi

Siden fleksibiliteten som skal leveres fra forbrukerlaster ikke kan måles direkte, er det behov for en prognose som blir kalt baseline for å beregne den fleksibilitet som blir levert.

Prognosen/baseline må leveres til markedsplassen 24 timer før aktivering. Prognosen skal fortelle marked og kjøper har forbruket hos kunden ville ha blitt om man ikke hadde aktivert dvs. kuttet strømmen på det anlegget som inngår i budet til marked.

For å lage prognosen bruker man kunstig intelligens knyttet til historiske data koblet med temperatur samt andre data som kan være relevant. Rådata som er samlet inn tilføres intelligens. Intelligens gjør data smarte slik at de kan brukes i forretningsmodeller. Kvaliteten på prognosen/baseline blir derfor avgjørende for verdien av fleksibiliteten både for kjøper og selger.

Det er lett å beregne baseline for laster som er enten 100 % av eller på som produksjon og lagring. Forbrukerfleksibilitet er ofte knyttet til termostater (stokastiske laster) eller laster som vil variere med tiden (effektvariasjoner ved lading av elbiler).

For at man skal kunne ta hensyn til laster som har disse egenskapene, må det lages smarte baselinemodeller. Dette er ikke gjort i Norflex. Resultatet er at mange aggregatorer som benyttet stokastiske laster fra eiendommer, ikke har fått tilfredsstillende betalt for sine leveranser. Det er viktig at man jobber videre med å finne gode løsninger som sikrer oppgjør for kunden. I Norflex har vi heller ikke funnet fram til gode modeller for beregning av baseline for aggregerte laster. Det kan derfor tenkes at aggregatorer som leverer laster fra aggregerte små laster har fått for godt betalt.

Det er heller ikke gjennomført en kvalitetskontroll av baseline samtidig som denne sendes inn til Fleksibilitetsregister/markedsplassen.

I Norflex er det testet ut bruk av ulike prisbaner fra nettselskapet. Det er fremdeles knyttet stor usikkerhet til hva som er endelig pris på DFR. Det er imidlertid klart fra de laster som har deltatt i Norflex, at kostnader knyttet til mellomstore laster 10 – 100 kW er høyere enn kostnader knyttet til aggregerte små laster fra skybaserte plattformer som omfatter laster fra 1-5 kW hos husholdningskunder. Laster fra større kunder (større enn 1 MW) dvs. fra kunder som allerede selger fleksibilitet til TSO (FFR, mFFR,) må selvfølgelig konkurrere med prisene i dette markedet

I flere av pilotene i Europa jobber man med å få fram verdien på fleksibilitet, for at det skal bli enklere for investorer å posisjonere seg for investeringer i fleksibilitetsressurser. I første omgang gjelder det å finne gode modeller for hvordan man kan sammenligne investering er nytt nett med kjøp av tjenester. I Norflex har vi prøvd ulike prisstrategier for å se hvor priselastisk de ulike fleksibilitetsressursene er. Norflex har vist at det er ulike kostnader knyttet til fleksibilitet fra ulike ressurser. I Norflex har vi handlet fleksibilitet fra NOK 2/KW/time til NOK 15/KW/time. Ved aktivering av store laster i nødsituasjoner må man forvente opp til NOK 25/KW/time.

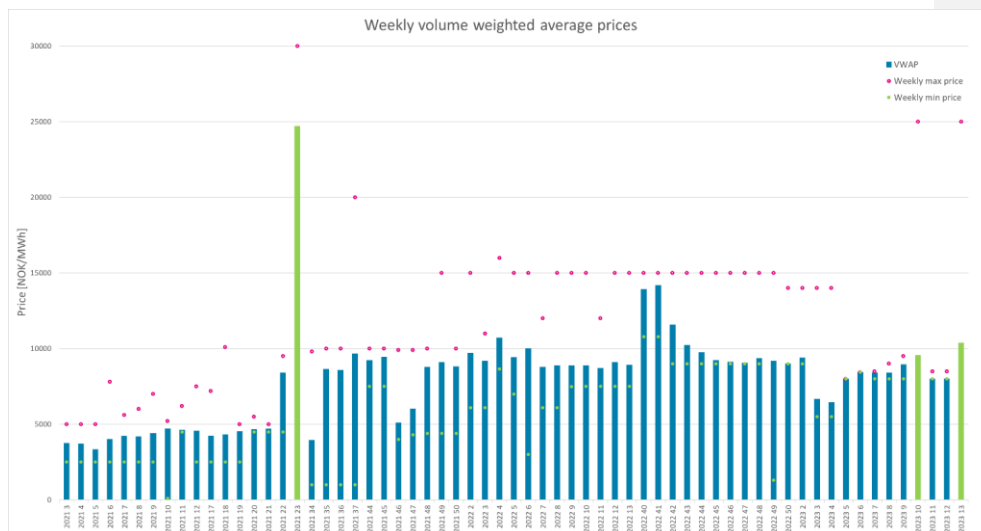


Fig. 11: Volumvektet gjennomsnittlig pris per uke, samt maks og min. Uker med planlagte simuleringer av tilgjengelighetskontrakter er markert med grønn farge.

Når det gjelder tilgjengelighetskontrakter, viser tabellen under resultater fra Norflex:

Item	Value	Unit
Number of contracts	64	Contracts
LongFlex week	23	Contracts
LongFlex season	41	Contracts
Contracted capacity	32	MW
Contracted energy	3997	MWh
Volume weighted average price	369	NOK/MWh
Max activation price	5000-25000	NOK/MW

Tabell 4: Oversikt over tilgjengelighetskontrakter (Demo Agder).

Distribuert fleksibilitet vil ha en betydelig verdi i fremtidens kraftsystem når systemoperatørene har fått bruk av denne ressursen inn i sin strategi, planlegging og drift. Den nasjonale visjonen må følges opp med gjennomføring av nye piloter hvor aktørene sammen definerer utvikling av hvilke nye verktøy som må utvikles for å kunne nå mål i den nye nasjonale visjonen.

Barrierer

Regulatoriske aspekter.

Det blir viktig å sikre bedre system koordinering (TSO/DSO). Det må på plass en reform som sikrer utvikling av innovative løsninger i kundegrensesnittet basert på krav som allerede er beskrevet i CEP.

- Utvikling av digitale verktøy som lager digitale tvillinger av distribusjonsnettet. Digital tvilling er en forutsetning for utvikling av digitale løsninger for planlegging og drift av distribusjonsnettet.
- Bidra til økt samhandling mellom RME, TSO og DSO for at man sammen kan utvikle parameter som er nødvendig for å overvåke og kontrollere en akselerert utvikling i digitalisering av kraftsystemet.
- Øke søkelys på samarbeid mellom energi sektoren og IKT sektoren.
- Sikre rask overføring av resultater fra piloter til RME, TSO og DSO.
- Utvikling av et nasjonalt fleksibilitetsregister. Sikre at distribuerte fleksible ressurser bare skal registreres 1 gang i et felles register for TSO/DSO/BRP. Avklare eierskap til registeret og krav til operatør av registeret.
- Utvikling av et nasjonalt fleksibilitetsmarked. Avklare eierskap og krav til markedsoperatør.
- Motivering av kunder til å delta i salg av tjenester tilbake til kraftsystemet (fra kundene)
- Usikkerhet til hvor mye distribuert som kan gjøres tilgjengelig.
- Usikkerhet knyttet til hvordan baselinemodeller vil bli regulert
- Sertifisering av sekunder målere
- Behov for markedsbaserte verktøy for håndtering av flaskehals i distribusjonsnettet
- Behov for TSO/DSO koordinering samt integrasjon av markedsplasser for handel på andre markeder (fra TSO)
- Behov for TSO/DSO koordinering samt integrasjon av markedsplasser for handel på andre markeder (fra TSO)
- Dagens tilknytnings koder i EU/Norge er ikke tilpasset en markedsbasert bruk av distribuerte fleksibilitetsressurser knyttet til lagring og elektrifisering av transportsektoren. De bør justeres slik at de ikke representerer en barriere for utvikling av markedsbaserte løsninger for handel med distribuert fleksibilitet. Dette gjelder spesielt at man aksepterer tilførsel av intelligens til installasjoner i tilknytningspunktet mellom kunde og kraftsystemet for å øke mulighetene for verdiskaping i kundegrensesnittet.

Kommersielle aspekter

Fleksibilitet blir nøkkelen for å sikre stabilitet i kraftsystemet på kort sikt. Distribuert fleksibilitet skal gjøres tilgjengelig gjennom ulike markeder på alle nettnivåer i kraftsystemet.

- Avklare verdien av fleksibilitet både for kraftsystemet og for nettselskaper.
- Rekruttering av kunder/fleksibilitetsressurser gjennom nye kanaler
- Sikre rask overføring av resultater fra piloter til markedsaktører.
- Utvikling av informasjonskanaler til kunder knyttet til sanntids oppfølging.
- Søkelys på utvikling av data-drevet energitjenester gjennom integrasjon av digitale plattformer i en ny verdikjede. Integrasjon av ulike kjøpere og ulike selgere i verdikjeden
- Søkelys på kontroll og overvåking av datainnsamling

- Eierskap til ulike plattformer
- Manglende kapasitet hos aggregatorer til å rekruttere kunder

7.0 Videreføring i nye piloter

Gjennom Norflex har vi vist hvordan det er mulig å utvikle en ny verdikjede hvor DSOer og aggregatorer kan møtes på en ny uavhengig distribuert markeds plass - NODES - hvor vi gjennom utvikling av nye digitale verktøy og fleksibilitetsregister har gjort det mulig for begge parter å utveksle informasjon tilstrekkelig til å gjennomføre handler av tjenester knyttet til utnyttelse av tidligere ukjente distribuerte fleksibilitetsressurser til håndtering av flaskehalsen i regional- og distribusjonsnett.

Handelen som har vært gjennomført har vært vellykket, men mange digitale verktøy og digitale plattformer bærer fremdeles preg av umodne løsninger. Manglende regulering medfører også at det er knyttet usikkerhet til roller og ansvar i verdikjeden. Gjennom rapporten har vi delt vår erfaring med bruk av den digitale arkitekturen som ligger til grunn for NORFLEX. Basert på læring og erfaring vil vi foreslå at det legges stor vekt på følgende forhold ved videreføring i nye piloter:

DSO rollen

Det må jobbes videre med rammevilkår for utvikling av en aktiv DSO rolle. I første omgang bør man se på om forhold knyttet til aktiv deltakelse fra kunder kan sikres bedre gjennom revisjon av tilknytningsavtaler.

Data er i ferd med å bli den viktigste innsatsfaktor for verdiskaping og utvikling av et smart og robust kraftnett i fremtiden. Fravær av en egen strategi for hvordan data skal innpasses i både organisering, planlegging og drift vil derfor kunne være både risikofylt og kostbart. Vi vil derfor anbefale at det også i reguleringen legges større vekt på å kreve egne strategier fra nettselskaper når det gjelder å vise hvordan økt bruk av data vil kunne effektivisere driften og sikre et robust kraftnett i fremtiden.

TSO /DSO koordinering.

DFR vil bli og bør bli benyttet til ulike systemtjenester i kraftsystemet. For at DFR skal bli benyttet best mulig i kraftsystemet, må det etableres en plattform for koordinering av planlegging, innkjøp og bruk mellom TSO og DSO. Hvis man ikke får på plass en slik koordineringsplattform risikerer man at bruk av DFR vil kunne skape konflikter mellom TSO/DSO ved aktivering.

I videreføring av piloten må det fokuseres både på hvordan man samme skal kunne få ut synergier av DFR samtidig som man sammen finner ut hvordan konflikter skal unngås i fremtiden.

Fokus må også settes på hvordan ulike markeder skal innpasses og hvordan produkter og tjenester må designes for at det skal bli enkelt for kunder/aggregatorer å tilby tjenester til flere markeder (tjenestestabling). Produkter og tjenester må tilpasses og innpasses på en slik måte at de imøtekommer krav fra TSO og DSO. Kravene knyttet til prekvalifisering og størrelse på produkter, responstid etc. må kunne være forskjellig avhengig av hvilke nettnivå man befinner seg på. Teste nye «use case» i løpet av vinteren hvor produktet knyttet til ulike

behov i distribusjonsnettet testes. TSO og DSO vil kunne komme i direkte konkurranse om bruk av distribuerte fleksibilitetsressurser. TSO/DSO koordinering blir viktig å få på plass for å unngå konflikter. Det burde ligge godt til rette for uttesting av TSO/DSO koordinering på 50-110 kV nett i flere nettselskap.

Baselinemodeller.

Verdien av fleksibilitet vil avhenge av kvalitet på baselinemodeller for ulike fleksibilitetsanlegg knyttet til forbrukerfleksibilitet. I videreføringen må man teste ut en løsning hvor beregning av baseline legges til Flexibilitetsregisteret. For at kvaliteten på modellene skal bli god nok må man samle inn mitt data kontinuerlig fra fleksibilitetsanleggene dvs. 24/7. Alle data som skal benyttes til beregning av baseline samles inn til Flexibilitetsregisteret. Det vil derfor være mulig for Flexibilitetsregisteret å gjøre jobben. Fordelen med en slik løsning er at TSO/DSO må gjennomføre baselineberegningen før den kan brukes i handel knyttet til en monopolteneste. Ved å lage en egen beregning som tilbys aggregatorene sparer man mye ressurser og tid samtidig som man sikrer en standardisert utvikling.

I videreføring av piloten må det testes hvordan fleksibilitetsregisteret kan bidra med å øke kvaliteten på baseline som er avgjørende for både avregning og oppgjør.

Verdien av fleksibilitet vil på kort sikt være svært avhengig av nye smarte modeller for beregning av baseline. Uten gode baseline modeller riskerer man både at aggregator for mye og for lite betalt for sine leveranser. Det er viktig å jobbe videre med å utforske hvordan både stokastiske laster og aggregerte laster skal beregnes og måles. Det er viktig at videre jobbing med å finne gode modeller for baseline prognoser baserer seg på en balanse mellom ulike kriterier som nøyaktighet, enkelhet og sammenlignbare modeller. I videreføring av Norflex vil vi anbefale at det jobbes videre medfølgende løsninger:

Beregning av baseline i fleksibilitetsregisteret for alle handler som skal aktiveres. Baseline fra Flexibilitetsregister sendes aggregator til godkjenning. Når aggregator har godkjent baseline sendes baseline til NODES. Beregningen i Flexibilitetsregisteret basere seg på minuttdata og andre relevante data samlet inn fra anlegget som benyttes til fleksibilitetshandel. Aggregator kan deretter følge baseline som er beregnet og eventuelt endre denne inntil 2 timer før aktivering. På denne måten trenger ikke hver aggregator å skaffe seg digitale verktøy til beregning av baseline for ulike laster. Dette vil kunne redusere kostnader og forenkle anskaffelse av riktig verktøy. Ulike laster vil kunne kreve ulike modeller for beregning av baseline.

Det bør vurderes om man kan lage nye produkter hvor beregning av baseline kan baseres på måling før og etter. Dette bør vurderes for nye produkter knyttet til aggregerte laster fra små anlegg hos husholdningskunder. Produktet «Doen to» hvor aggregatorene garanterer at maks effekt fra aggregerte laster i en nett lokasjon ikke skal overgå en maksverdi, vil gjære mulig å måle før og etter.

Nasjonalt Flexibilitetsregister.

Erfaringer fra Norflex har vist at det blir viktig å sikre at det i Norge kun utvikles et nasjonalt fleksibilitetsregister som alle nettselskaper i Norge og Statnett må bruke. Hvis man overlater til nettselskapene selv å bestemme om de skal ha sitt eget fleksibilitetsregister, vil det kunne bli svært kostbart for aggregatorer og tilpasse sine systemer hver gang det kommer en ny kjøper inn i markedet. Ved å utvikle et nasjonalt register vil kjøpere (DSOs/TSO), markedsplass, aggregatorer og regulator kunne utvikle registeret til å levere andre tjenester som vil bli nødvendig å få på plass i verdikjeden. Følgende tjenester er avdekket som nye tjenester som må komme på plass i den videre utvikling av et nasjonalt fleksibilitetsregister:

- En service desk for kontroll og overvåking av data som samles inn.
- Beregning av oppgjør til sluttbrukerselskap for ikke levert energi i de tilfeller at det er en uavhengig aggregator som leverer fleksibilitetstjenester. Det bør også utredes hvordan dette oppgjøret blir ved salg til balansemarkedet til Statnett når BSP gjennomfører handelen.
- Beregning av volum knyttet til korrigerende av ubalanser skapt av uavhengige aggregator og BSP. Dette er data som må leveres til BRP.
- Plattform for utveksling av data for TSO/DSO koordinering.
- Utvikling av grensesnitt mot TSO sine markeder og andre eksisterende engrosmarkeder

For å kunne komme raskt til større volumer av distribuert fleksibilitet er det viktig at bransjen og regulator sammen definerer hvor valg av nasjonale løsninger i den digitale infrastrukturen er helt avgjørende for å lykkes.

I Norflex har vi avdekket at valg av et nasjonalt fleksibilitetsregister for registrering av alle distribuerte fleksibilitetsressurser som skal delta i markedsbaserte løsninger, vil være helt avgjørende for en effektiv etablering av en ny verdikjede. Alle markedsdata knyttet til handel og oppgjør må også samles inn i dette registeret. Data må samles inn kontinuerlig dvs. 24/7 som minuttdata.

Innsamling av data fra HAN port for mindre laster knyttet til større eiendommer, viser at det er vanskelig å beregne baseline. Vi vil derfor anbefale at man i større grad krever egnemålere for laster som bare utgjør en liten del av energiforbruket fra en kunde.

Fleksibilitetsregisteret er viktig for verdiskaping i en digital verdikjede som kun skal levere monopol-tjenester. Fleksibilitetsregisteret gir mulighet for en regulert kontroll av alle forhold knyttet til innsamling av data, så som, lagring av data, deling av data sletting av data, personvern og datasikkerhet. Fleksibilitetsregisteret sikrer at monopolselskaper som ligger i det regulerte domene kan utvikle og bruke markedsbaserte verktøy og kjøpe fleksibilitet på en uavhengig markedsplass i det kommersielle domene.

Nasjonalt fleksibilitetsmarked. Integrasjon av markeder.

I verdikjeden som er etablert i Norflex har man gjennom ende til ende test synkronisert dataformater og kommunikasjonsprotokoller gjennom bruk av APIer. For å redusere kostnader ved å skalere piloten til nye geografier i Norge, bør regulator og aktørene i verdikjeden starte arbeid med standardisering av dataformater og kommunikasjonsprotokoller.

I verdikjeden er det viktig at man tidlig bestemmer hvilke funksjoner knyttet til data håndtering som skal lokaliseres i det kommersielle domene og hvilke i det regulerte domene. Avklaring av dette er helt avgjørende for å definere hvem som skal ha fullt ansvar og kontroll med monopoltjenestene som skal bruke data til planlegging og drift av kraftsystemet.

Det er en mulighet for alle aktører både på kjøper og selgersiden i verdikjeden til å utvikle nye produkter og tjenester som vil kunne skape nye kontantstrømmer. Definerings av nye use case som gir nye kontantstrømmer blir derfor viktig.

I Norflex har vi ikke vurdert reelt hvordan kostnader og inntekter bør fordeles i forhold til den nytten de gir til verdiskapingen i verdikjeden. Dette gjelder spesielt kostnader knyttet til drift av den lokale markedsplassen NODES. I videreføring av piloten blir det viktig at man i sterkere grad prøver å avdekke alle kostnadsbærere i verdikjeden og også vurderer hvordan kostnadene sikres en fair fordeling. I hvilken grad bør både kjøper og selger dele kostnadene ved tilknytning og bruk av markedsplasser? I praksis vil alle kostnader knyttet til verdikjeden som er lokalisert i det kommersielle domene måtte inkluderes i salgsbudet i selgers forretningsmodell. Det er mer usikkert hvordan kostnader knyttet til TSO og DSO innkjøp av markedsbaserte tjenester skal fordeles mellom marked og tariffer.

Denne problemstillingen må regulator og TSO/DSO prøve å finne en løsning på i videreføring av Norflex. Det vil være lettere å finne fram til riktig pris på DFR hvis kostnader som oppstår i det kommersielle domene går til markedsplassen og kostnader som oppstår i det regulerte domene går direkte til tariffer.

Hvis kostnader som oppstår i det regulerte domene skal overføres til markedsplassen før det går til tariffer, må det etableres kanaler som sikrer at disse kostnadene blir tilgjengelig for alle aktører som skal handle på markedsplassen før bud legges inn slik at disse kostnader kan tas med i budgivningen.

I praksis vil kostnadene komme tilbake til kjøper via en omvei. Det virker derfor mer logisk at kostnader som oppstår i det regulerte domene går direkte til kunden gjennom økning av tariffer. Det nye fleksibilitetsmarkedet må innpasses med eksisterende markeder på en gunstig måte. Vi har i dag følgende markeder:

- Forward: Finansielt marked for håndtering av finansiell risiko
- DA: Optimalisering av daglig drift av kraftsystemet
- ID: Optimalisering av portefølje. Håndtering av fysisk risiko
- Balansemarked: Frekvenskontroll. Både opsjoner og aktivering.
- Flexibilitets marked: Flaskehalshåndtering og spenningskontroll for DSO samt flaskehalshåndtering og reservemarked for TSO. Både opsjoner og aktivering.
- I utgangspunktet vil et nytt fleksibilitetsmarked bli lokalisert mellom i en tidsramme parallelt med ID markedet samtidig som det i fremtiden vil kunne oppstå flaskehals parallelt med balansemarkedet i den siste driftstimen. Det er viktig at man lager regler og tester ut hvordan ID, Flexibilitetsmarkedet og Balansemarkeder kan virke sammen på slik måte at det øker forsynings sikkerheten i kraftsystemet.

Det må jobbes videre med markedsintegrasjon dvs. hvordan eksisterende og nye markeder skal fungere i forhold til hverandre. Teste ny rekkefølge på handel mellom balansemarkeder, ID-marked og fleksibilitetsmarkedet hvor man nærmer seg mer sann tid. I Figuren under har vi vist hvordan markene tidsmessig er organisert i dag.

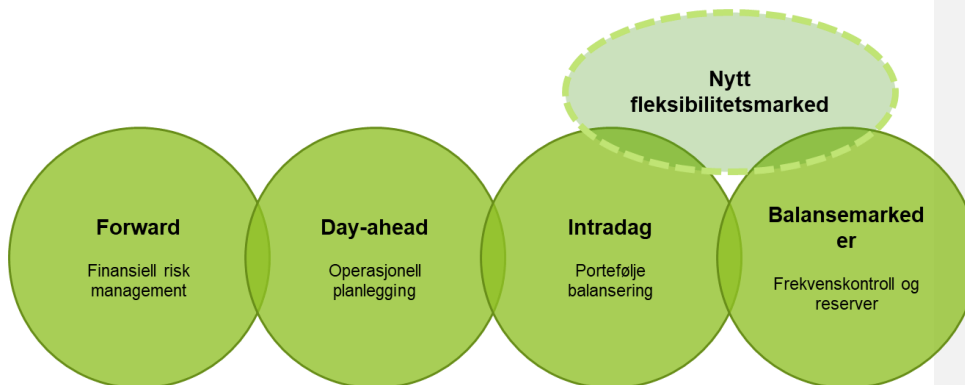


Fig 12: Markedsintegrasjon. Plassering av fleksibilitetsmarkedet.

Kundeengasjement

I løpet av 2023 har prosjektledelsen i samarbeid med nettselskapet arrangert fysiske informasjonsmøter hvor prosjektet inviterte flere SMB bedrifter og kommuner til informasjonsmøter om hvorfor tilgang til fleksibilitet er viktig for nettselskapene og hvilke muligheter for inntekter som eksisterer. Erfaringer fra gjennomføring av denne type møter for å sikre et økt engasjement, er gode. Denne type aktiviteter bør derfor fortsette i framtiden. I tillegg bør man vurdere om andre aktører fra verdikjeden bør stille på disse møtene. Det kom tydelig fram på møtene at kunnskapen om behov for og verdien av denne type fleksibilitet var fraværende hos kundene. Det er viktig at man jobber videre med de ulike kundesegmentene og skreddersyr informasjonen og hvilke kanaler denne bør gå i for å øke engasjementet til alle kunder som er tilknyttet kraftsystemet.

I Norflex har det vært rekruttert lest kynder fra husholdningssegmentet. De er alle eier av private elbilladere og det er strømleverandør og leverandør av lader som gjennom nye avtaler, sikrer seg tillatelse til å styre ladesyklusen slik at det er mulig å levere fleksibilitet dvs. stoppe og starte lading iht. behov i kraftnettet. Data fra ladere hentes direkte til skybaserte data Huber og gjennom automatiserte prosesser overføres data raskt fra maskin til maskin. Aggregering og tilkobling av elbilladere, varmtvannsberedere etc. er laster fra husholdning som er enkelt å aggregere fordi data går til skybaserte løsninger. Rekruttering av denne type laster skjer fra tekniske aggregatorer som samler data bruk av eget utstyr i skybaserte løsninger. Dette bør fortsette med rekruttering av nye tekniske aggregatorer som kan tilby samme oppsett. Kommende regulering bør sikre at kunder blir kompensert for sin deltakelse i fleksibilitetsmarkedet. Videre bør regulator vurdere å kreve at nettselskaper i Norge setter i gang informasjonskampanjer mot relevante kundesegmenter hvor man forventer unormale

situasjoner i kraftnettet. Det bør også i regulering komme frem minimumskrav til skriftlig avtale mellom kunder og aggregatorer.

Regulering skulle også sikre at kunder får lik adgang til både nye og eksisterende markeder slik at man kan selge tilgjengelig fleksibilitet til ulike markeder når dette er mulig. Dette vil sikre likviditet og lønnsomhet for ulike forretningsmodeller. I dag eksisterer det flere barrierer som hindrer lik tilgang til de ulike markedene som eksisterer. Igjen er fravær av standardisering og et robust rammeverk med på å forsinke utviklingen. Rekruttering av nye kunder bare gjennom bruk av aggregatorer fungerer mindre bra. Nettselskapene bør delta aktivt i rekrutteringen. Rekrutteringsmøter mot bedriftsmarkedet må kobles med mye kunnskap om hvorfor tilgang til distribuert fleksibilitet er viktig for kraftsystemet. Kobling til det grønne skifte, optimalisering av driften av kraftsystemet er viktig.

Distribuert produksjon og lagring.

I Norflex har handel hovedsakelig vært gjennomført med forbrukerfleksibilitet. I videreføring av piloten er det viktig at man inkluderer distribuerte laster fra produksjon og lagring. Basert på oppslag i pressen ser vi at mange nettselskaper i Norge melder om fulle nett dvs. at det ikke er mer kapasitet igjen til ny fornybar produksjon og større knutepunkter for elbilading. Både lokal produksjon og forbruk må tilkobles på vilkår. I praksis kan det bety struping av lokal solkraft- og vindkraft produksjon. Større ladestasjoner og utvidelser av industri får allerede tilkobling bare på vilkår. I praksis betyr det at man åpner for fler og fler flaskehals i kraftnettet. En total markedsbasert håndtering av flaskehals hvor lokallagring, lokal produksjon og forbrukerfleksibilitet optimaliseres rundt en lokal markeds plass vil kunne gi store gevinster for både nettselskapene og kundene. I nye piloter bør det inkluderes Use Case for både økt bruk av lagring og redusert struping av lokal produksjon gjennom bruk av markedsbaserte verktøy.

Digitalisering.

Den digitale arkitekturen som er benyttet i Norflex består av mange digitale plattformer som er knyttet sammen i en ny verdikjede hvor roller og ansvar er definert gjennom plassering av ulike funksjoner knyttet til datahåndtering delvis i det regulerte domene og delvis i det kommersielle domene. Plasseringen er basert på signaler gitt gjennom 4. energipakke som allerede er vedtatt i EU og innført i våre naboland. Det jobbes i EU med nettverkskoder for DFR. Det forventes at innstilling fra komiteen som jobber med utarbeidelse av nye nettverkskoder vil foreligge allerede i 2024.

De nye nettverkskodene vil ha mye å si for både valg roller og ansvar i den nye verdikjeden. Dette vil kunne påvirke hvilke funksjoner som må utvikles rundt de ulike plattformene. Det kan også oppstå behov for nye digitale verktøy som må utvikles samt at de verktøy som vi allerede har utviklet og tatt i bruk må justeres slik at de møter krav fra ny regulering.

Økt søkelys på digitalisering betyr i praksis at man må styrke kompetansen rundt nye piloter å sette søkelyset på data. Nye forretningsmodeller vil utvikles ved bruk av nye smarte data. Smarte data må tilføres intelligens og erfaringer fra Norflex at man må bruke mer avanserte verktøy for å få data mer smarte enn vi har klart gjennom Norflex. Følgende aktiviteter må videreføres:

- Teste om det er mulig å gjennomføre automatisert handel med iterering av avstand mellom tilbud og etterspørsel til match finner sted.
- Gjennomføre personvern konsekvensanalyse for å avklare roller og ansvar knyttet til personvern og datasikkerhet i hele verdikjeden.
- Felles prinsipper må komme på plass for hvordan data fra distribuerte fleksibilitetsressurser skal samles inn, lagres, utveksles, kontrolleres og overvåkes. Roller og ansvar for utvikling og drift av et nasjonalt fleksibilitetsregister må avklares. Teste hvordan andre aktører kan hente data fra Flexibilitetsregisteret for handel i ulike markeder
- Sikre økt kvalitet i alle ledd. Introdusere informasjonskontroll plattformer flere steder i verdikjeden.
- Starte arbeid med utarbeidelse av nasjonal protokoll for et felles språk i kraftsystemet.
- Starte arbeidet med et nasjonalt dataformat på meldingstjenester.
- Jobbe aktivt med å forbedre alle digitale verktøy i den nye verdikjeden. Nye krav til kvalitet, sikker datahåndtering og overvåking og kontroll av prosesser i verdikjeden vil kreve videre utvikling av digitale verktøy.

I Figuren under er vist hvordan data gjennom tilførsel av intelligens kan gi økt verdiskaping.

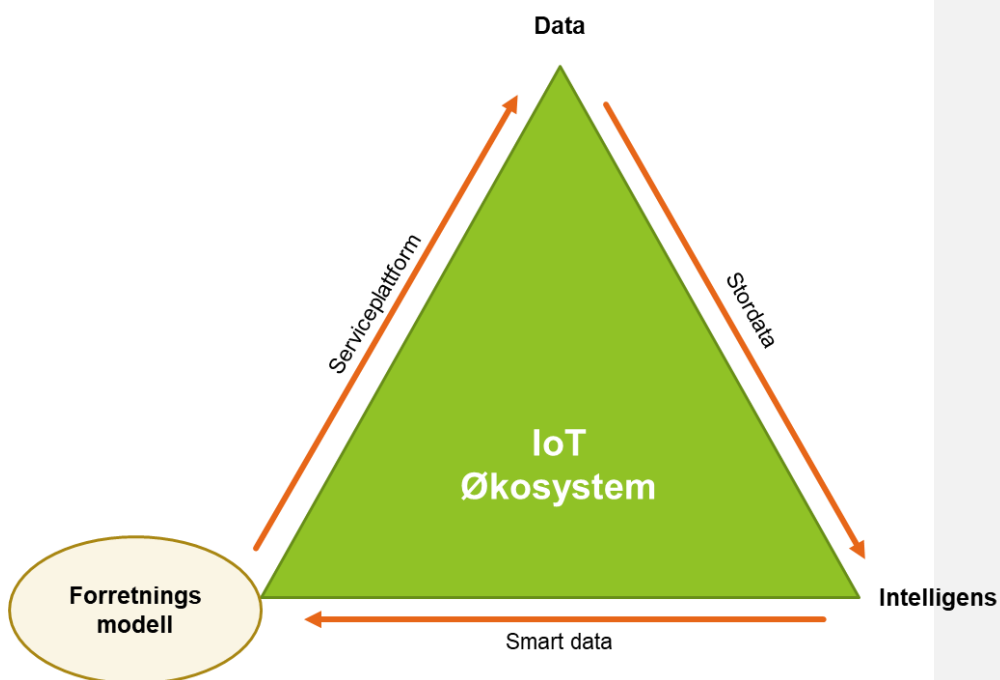


Fig. 13: Hvordan smarte data skaper verdier

Personvern og datasikkerhet

Fleksibilitetsregisteret er i en tidlig utviklingsfase. Det betyr at man fortsatt har mange forskjellige måter man kan organisere roller og ansvar på. I Norflex har vi lagt til grunn at ansvar for videre utvikling av roller og ansvar skal ligge i det regulerte domene. Det er viktig at man i videreføring av prosjektet også legger til grunn et personvernperspektiv. I og med at vi snakker om en verdikjede som delvis ligger i deregulerte domene og delvis i det kommersielle domene, må man også se på ansvarsfordelingen mellom de RME og Datatilsynet.

En viktig anbefaling i vedlagte rapport om personvern og datasikkerhet knyttet til Flexibilitetsregisteret er anbefalingen om at det gjennomføres en personvernkonsklusjonsvurdering for hele verdikjeden til Flexibilitetsregisteret.

Andre forhold som vi forventer, vil komme opp for å sikre kvalitet på data fra kundeinstallasjoner, er sertifisering av kundeinstallasjoner. I videreføring av piloten bør man se nærmere krav til standardisering og kvalitet på installasjoner knyttet til innsamling av data. I vedlagte rapport ser man også på kontraktsforhold mellom aggregator og kunde. Dette har i liten grad vært fokusert i Norflex.

Nye forretningsmodeller

Den største utfordring i utvikling av nye verdikjeder er å skape forretningsmodeller som er fair og som er innlemmet i en digital arkitektur. Utfordringer i verdikjeden er å gjøre forbrukerfleksibilitet smart gjennom å tilføre intelligens og gode insentiver slik at aktørene kan tjene penger på tilgang til og deling av informasjon.

Mangel på virkelig smarte data har gjort at man ikke har fått testet ut ulike digitale forretningsmodeller. Likviditeten i handelen har for flere aggregatorer vært for liten. Resultatet ved oppstart av denne type verdikjeder er derfor at man i praksis går for en fordeling av fortjeneste mellom aggregator og kunde etter at investeringer i kundegrensesnittet er nedbetalt. Etter hvert som man får tilgang til ulike markeder, vil nok dette kunne gi mer interessante forretningsmodeller hvor f. eks økt tilgjengelighet vil kunne bli premiert. I videreføringen bør man teste ut bruk av kundeinsentiver som vil kunne bringe økte inntekter både til aggregator og kunde.

I videreføring av piloten bør man ta sikte på å tilføre mer kreativitet og intelligens i dataflyten slik at det blir enklere for aktører å engasjere seg i verdikjeden. Når verdikjeden er ferdig utviklet er det viktig at verdiskapingen knyttes til et virksomhetsområde hvor man kan redefinere strategier slik at man kan adoptere nye forretningsmodeller og ekspandere i nye markeder hvor nye verdier er skapt.

Aggregator rollen

Rollen som aggregator mangler fremdeles forankring i nasjonal regulering. I Norflex har vi invitert selskaper som ønsker å ta denne rollen til å handle med distribuert fleksibilitet på en ny uavhengig markedsplass. Selv om målsettingen var å hente inn både aggregatorer fra sluttbruker selskap og andre som ikke leverte strøm til kundene, ble det bare testet ut aggregatorer som allerede solgte strøm til kundene.

I videreføringen må man legge til rette for handel med uavhengige aggregatorer. Det er selskaper som kun leverer fleksibilitetstjenester til kraftsystemet. I praksis vil det bety at kunden inngår to adskilte avtaler, en for levering av strøm med en strømleverandør og en for salg av tjenester med en tjenesteleverandør.

Uavklarte forhold er knyttet uavhengige aggregatorer som i utgangspunktet ikke leverer strøm til kunden. Når man ikke leverer strøm til kunden, vil kunden ha en avtale med sluttbrukerselskapet og en med tjenesteleverandør. Spørsmålet blir da om og eventuelt hvordan aggregator skal kompensere sluttbrukerselskapet som leverer strømmen som eventuelt ikke blir levert ved handel med fleksibilitet. Et annet spørsmål er hvordan aggregator skal håndtere ubalanser knyttet til aktivering av fleksibilitet. Oppstår det ubalanser, må disse etter dagens regulering håndteres av en BRP (Balancing Responsible Party). Regulator må på sikt inn å regulere begge forhold på en fair måte. Det kan likevel være riktig å teste ut om disse mekanismene ikke bør gjelde ved handler f.eks. mindre enn 50 kW.

Andre spørsmål som bør avklares, er om avtalen mellom aggregator og kunde skal dele risiko knyttet til aggregators evne til å levere og få betalt eller om aggregator alltid må ta hele risikoen uavhengig om han klarer å levere og få betalt for en leveranse.

Fleksibilitetstjenester/produkter

En fremtidig regulering bør gi rammer som sikrer at alle typer krav som både TSO, DSO og BRP må oppfylle og derved markedsplasser og BSP/Aggregatorer må levere, blir kjent for alle aktører i verdikjeden. Basert på erfaringer fra Norflex vil vi peke på følgende parametere som vi tror bli viktige:

- Informasjon knyttet til lokalisering av DFR. I Norflex har vi benyttet måler ID.
- Etablere et marked for tilgjengelighets produkter dvs. langsiktige opsjoner som gjør det mulig for TSO/DSO og sikre aktivering av laster knyttet til flaskehalsen som må komme i fremtiden. I Norflex har dette markedet fungert gjennom et samarbeid mellom nettselskapet og NODES. I fremtiden bør det finnes en løsning som vil fungere godt innenfor reguleringer som måtte komme
- Etablere et marked for direkte aktivering dvs. daglig. Det er dette alternativet som har vært testet ut over lang tid i NODES. Detaljer finnes i andre kapitler i rapporten. Handelen har vært testet for automatisering på innkjøpssiden og delvis på selger siden. I fremtiden bør det utvikles verktøy som sikrer automatisering og iterering av bud til matchende pris finnes.

8.0 Vurdering av storskala-programmet

Storskalasatsingen er et visjonært program som står sterkt i hele Europa når det gjelder utvikling av nye tjenester knyttet optimalisering av kraftsystemet. I utgangspunktet bør resultatene fra Norflex kunne tjene som inspirasjon i mange år framover som input til energiverk i Norge og Europa for utforming av innovasjonsstrategier som vil være nødvendig for å tilpasse virksomheten til de endringer som kommer i kraftsystemet.

Det er ingen diskusjon i Europa om endringene kommer. Diskusjonen går nå på når endringene treffer selskapene i Norge. I perioden 2019 – 2023 er det skjedd enorme endringer i kraftsystemet også i Norge. Det vil bli knapphet på produksjon og nettene i mange regioner er allerede presset til maks kapasitet slik at nye tilknytninger blir nektet eller gitt på vilkår.

Det viser at det er nødvendig å få mer ut av eksisterende kraftnett mens man venter på ny infrastruktur. Det er bare økt tilgang til distribuert fleksibilitet som kan gjøre dette mulig på kort sikt.

I Norflex har vi erfart at bruk av ny teknologi ikke uten videre vil skape verdier. Det er fremdeles noe usikkerhet knyttet riktig design av både produkter, prosesser og forretningsmodeller. Det å sikre en tilfredsstillende verdiskaping basert på tilgang til ny informasjon (data), er virkeligheten mindre knyttet til selve teknologien. Norflex har vist oss at valg av data som skal gå inn i beslutningsprosesser og nye forretningsmodeller er mer et spørsmål om de riktige menneskene. Teknologien blir mer et virkemiddel som muliggjør utvikling av nye forretningsmodeller basert på data.

Vår vurdering er at storskala programmet allerede har vist at vi kan forvente økt verdiskaping knyttet til optimalisering av kraftsystemet.

De største funn fra Norflex og som har gjort at piloten har blitt så vellykket er knyttet til følgende valg av digital arkitektur:

- a. Utviklet og testet en lokal uavhengig markedsplass - NODES - hvor DSOer kan handle med distribuerte fleksibilitetsressurser.
- b. Utviklet og testet en prototyp for fleksibilitetsregister som gjør det mulig både sikre informasjon om lokalisering av ressurser og innhente data for verifisering og avregning og oppgjør.
- c. I Norflex har NODES stått for verifisering, avregning og oppgjør

Norflex har videre vist at det tar lang tid å komme i gang når nye aktører skal inn i nye roller hvor de må utvikle nye verktøy for å kunne fungere, Uten den solide finansieringen fra ENOVA til utvikling av rollen som aggregator og betydelige ekstra FoU midler til nettselskapet fra NVE/RME, ville det ikke vært mulig å gjennomføre piloten. Det er derfor viktig at det i den kommende videreføring ikke undervurderer behovet for midler både fra virkemiddelapparatet og fra NVE/RME.

Storskalasatsingen gjør det mulig å utvikle regulering parallelt med utvikling av nye monopoltjenester

Storskalasatsingen i Norflex har også avdekket hvordan man i videreføring av prosjektet skal kunne få identifisert og testet ut rollen som uavhengig aggregator.

En viktig læring fra programmet er at man i fremtiden neppe kan basere seg på tradisjonell planlegging og drift av kraftsystemet. Operatørens kunnskap om de nye utfordringene må forstås slik at de skaffer seg verktøy raskt nok til å delta i gjennomføring av det grønne skifte i kraftforsyningen. Etter hvert som tradisjonelle fossile kraftverk fases ut av det Europeiske kraftsystemet vil søkelys på både reaktiv effekt og spenningskvalitet øke. Og det er da usikkert om verktøy til å håndtere disse utfordringene vil komme både som markedsbaserte og regulerte verktøy eller bare som markedsbaserte.

9.0 Spredningsaktiviteter

Rapporter:

Rapporter med NODES / NorFlex:

CIRE2022 - Norflex: accommodating e-mobility in the distribution grid. Utilising a flexibility market to manage grid congestion

21/11/2022 REA Energy Transition Readiness Index 2022

11/10/2022 JRC report on Local Electricity Flexibility Markets in Europe

19/08/2022 NODES white paper: Trading in NorFlex 2020-22

16/11/2021 NODES features prominently in several projects in ENTSO-E review of flexibility platforms.

Konferanser og seminarer:

20/04/2023 SmartEn Energy Summit, Brussels

20/03/2023 The Distributed Energy Show 2023 – Telford UK

10/02/2023 DistribuTECH International 2023, San Diego, CA

25/08/2022 NTVA Workshop #6 on Energy Crises in Europe 23.08.22

01/07/2022 FLEXCON 2022 – Amsterdam

24/06/2022 E-World 2022 – Essen

17/06/2022 ETCSEE 2022 – Budapest

27/05/2022 Innovation Norway and the Royal Norwegian Consulate General in Huston, TX

26/05/2022 Distributech International 2022 – Dallas, TX

24/05/2022 Power Circle – Breakfast seminar: Local flexibility markets

09/12/2021 The Distributed Energy Show – Telford, UK

03/12/2021 Enlit 2021 in Milan

05/11/2021 E.ON signs up to NODES to participate in the sthlmflex project.

02/11/2021 NODES' Sofia Eng interviewed by second-opinion.se.

26/10/2021 NODES presents at NVE – Norges Energidager 21. October 2021

25/10/2021 ETCSEE Prague 20.-21. October 2021

17/09/2021 Smartgridkonferansen 2021 – 15. & 16. September 2021

01/07/2021 PowerCircle – Round table: Electricity Market Research 30. June 2021

26/06/2021 3rd Forum of Distributed Energy – The local dimension of the energy transformation” – 25th June 2021

05/05/2021 Energy Transition Summit 25 & 27 May 2021 – Climate Action

05/02/2021 New marketplace resolves congestion issues in Stockholm.

29/01/2021 Montel Weekly Podcast: Fear of Gaming

07/12/2020 EUniversal – NODES proud partner in demonstrations in Portugal, Germany, and Poland

30/09/2020 FLEXCON 2020

16/09/2020 SPARC 2020 – 15th September 2020

11/09/2020 Enlit – Initiate! – IRENA webinar: 30 innovations for renewable-powered future

30/06/2020 31st EuroPOWER Energy Conference and the OZE Power Congress

25/06/2020 Enfo Flexibility Webinar 2020

03/06/2020 NODES speak at Climate Action webinar on Grid Flexibility!

04/05/2020 FlexGrid – NODES partner in Horizon 2020 research project

24/04/2020 NODES presents at the Swedish Energy Market Inspectorate’s online event on flexibility markets.

20/02/2020 NODES’ CEO Enno Böttcher presented at DG-Energy in Brussels

14/02/2020 Flexing it – Montel Weekly podcast from E-World 2020 featuring NODES’ Richard Sarti

05/02/2020 Meet NODES at the Energy Transition Summit 18th February 2020 in Brussels

23/01/2020 Meet us at Eworld in Essen 11.-13.2.20.

14/11/2019 Smart Grid Flexibility 2019 – London 1.-3. October

14/11/2019 Elmarknadsdagarna – Stockholm 11.-12. September 2019

08/07/2019 European Grid Services Market Symposium 2019 – Lucerne 3.-4. July 2019

25/06/2019 European Utility Week – Paris 12.-14. November 2019

06/06/2019 The Electricity Storage Network Annual Symposium, London 4.6. 2019

06/06/2019 CIRED 2019 – Madrid 3.-6. June 2019

30/05/2019 Delta-ee New Energy Summit 2019 – Amsterdam 2019

22/05/2019 Eurelectric Power Summit 2019

15/05/2019 Energi Norge: Fremtidens Fleksibilitetsmarked

11/04/2019 Nordiske Prisdrivere 2019 – Oslo
08/04/2019 NODES market design in CEER consultation paper
03/04/2019 NODES joins the DA/RE project in Germany.
28/03/2019 FRS Global Forum – Florence 28th March
28/03/2019 Treffpunkt Netze '19 in Berlin 27.03.19
27/03/2019 NODES at APG Marktforum in Vienna 26th March
15/03/2019 Strommarkttreffen, Berlin, 15th of March
14/02/2019 Florence School of Regulation workshop, 14. – 15 of February
08/02/2019 Azure IoT drives next-wave innovation in infrastructure and energy.
07/02/2019 E-world 5.-7. February 2019
07/02/2019 DistribuTECH, 5.-7. February 2019

Presseoppslag:

Circle K og Glitre kobler batteri til hurtigladere: Vil dempe presset på elnettet – E24
Smart energistasjon på Kongsberg – Systemsmart Energibruk
Kutter effekttoppene med stort batteri: Her lynlades elbilen med kortreist solenergi - Tu.no
Gartneri i Lier tjente 30.000 på å koble ut strømmen i 30 sekunder - DRAMMENSAVISAS AS

Executive Summary

Power system flexibility is key to a successful energy transition. The access to distributed flexibility resources (DFR) calls for the development of innovative approaches to system operation and the sourcing of system services (ancillary services). When decommissioning of conventional fossil power plants, the security and stability of the electricity grid will rely on the contribution of assets connected to the distribution grid.

From the Norflex pilot we have learned that the flexibility concerns the power systems ability to manage changes. Flexibility resources will improve the resilience characteristics of the power system, if they are integrated in grid planning, in daily operation of the grid, and properly valued in the market design. Power system resilience reflects the impact of severe events and is an overarching concept, covering the whole spectrum of the power system from design and investment decisions to planning, operation, maintenance, and asset management functions.

The CEP sets a general framework for a design of electricity flexibility markets. The framework acknowledges the new role of DSOs and TSOs towards a more active system management. Member states are currently adapting national legislation to integrate these new requirements. At the same time EU has started the work of preparing network codes around distributed flexibility resources (DFR).

This report attempts to map the interaction between the network operators, the flexibility service providers/aggregators, and customers when connected to a new independent flexibility market marketplace. Connecting the platforms creates a new value chain for market based procurement of distributed flexibility resources (DFR). Sound competition between TSO and DSO will be critical to avoid conflicts across voltage levels and competition for accessing resources. Experience from Norflex shows that roles and responsibilities are difficult to achieve without regulation. In Norflex we stopped trading for DSO 2 hours before gate closure so that the TSO could trade the DFR not traded by the DSO. This worked well for the trials conducted in the pilot but is not a sustainable solution.

The focus the last 4 years has been on market design, regulatory framework, data exchange between the above-mentioned players and the way that this has been implemented. The project builds on trials implemented in Agder Energi Nett's and Glitre Energi Nett's power grid. Over the course of the project, new ways to unlock DFR and using the DFR in new system services connected to congestion management for the DSO, have been demonstrated using several types of DFR.

The main objective of the Norflex project is to incentivise and facilitate the use of distributed flexible energy resources through a market-based approach. TSO, two DSOs, eight aggregators and the

NODES market platform including a Flexibility Register form the framework of the project. Throughout the project period the NODES platform has provided 31470 trades with a total volume of 1.39 GWh from over 4400 assets. The project has equipped the DSO with automatic solutions for both flexible asset approval, forecasting, optimization, and trading. This has made the DSO able to predict when, where, and how much and for how long a problem in the distribution grid will exist and provided new market-based instruments for an efficient, secure, and reliable operation of the grid. For the end users the project has provided an opportunity to 1) get compensated for voluntary change in energy use even with small volumes ($\geq 1\text{kW}$), 2) make available capacity for new customers and 3) optimize the value of flexibility or return of investment.

Key findings from Norflex pilot:

- Demonstrated data exchanges necessary to enable market-based congestions management for DSO. Flexibility from retail and commercial customers can only be aggregated and made available for existing and new local markets through market-based tools. In regulation the order of how to use market based and regulated tools should be set to secure liquidity in in marked based solutions. Regulation should also open for integration of marked based and regulated tools. The main barrier for realization of a market concept for market-based procurement is the lack of a regulatory framework.
- Developed and demonstrated the concept of a Flexibility Register as a valuable tool for DSO for achieving an effective management of data for utilizing the DFR for congestion management. The creation of a national Flexibility register is important. In Norflex we created a prototype called AssetHUB. All distributed flexibility resources need to be registered before prequalified for trading. When registered all marked data used for validation and settlement were collected from the customers and stored and shared with the other players in the value chain when needed. Data from this register was used by the DSO for trades, validation, and settlement.
- Demonstrated the concept of using a neutral market operator in the new value chain for market-based congestion management. I Norflex we have experienced that trading on local flexibility markets must have a different regulation than trading on centralised markets. Use of smaller and aggregated loads, simple baseline models, no compensation to retail company and no correction of imbalances for loads below 100 kWh, and validation and settlement conducted by the local market operator should be secured through new regulation. Regulation may also be needed to secure value stacking for flexibility service providers. Value stacking was not a part of Norflex.
- Demonstrated the use of both availability product for long term planning (Long Flex) and activation product (Short Flex) for short term operation of the grid. In the pilot we have developed new products and services for congestion management for DSOs. The service developed unlock a wide range of value position for the players in the value chain.
- Demonstrated the concept of providing real time information for forecasting baselines, validation, and settlement purposes for flexibility services.
- Demonstrated the aggregation of loads when trading DFR. Demonstrated the use of cloud-based data for aggregating loads for trading DFR.
- Demonstrated the interoperability between platforms by using APIs.

- Demonstrated the use of data from submeters.

The result from Norflex show that a local marketplace can be rolled out/scaled up to serve all SOs in Norway before 2025 in a “Business as Usual” mode. The existing regulation might be improved to accelerate the roll out of a market mechanism that will offer new market-based tools for the DSO to manage congestion management and voltage control. This document summarises the initial market design for NODES and is intended to help facilitate engagement with relevant stakeholders to stimulate discussions and improvement of design to ensure maximum value for electricity customers.

Topics to be included for future trials should be:

- TSO/DSO coordination. In Norflex the same DSF assets needed to be registered twice in two separated flexibility registers - one for TSO and one for DSO. This is not efficient, and a common national flexibility register for all DFR should be established by either DSO or DSO/TSO together – accessible for all aggregators and data to be used in all relevant markets. If necessary, this should be secured through new regulation. Norflex has shown that coordination and information exchange between both system operators is key to manage the integrated power system. This must be done to avoid double activation of flexibility at the same time by TSO and DSO. The coordination between system operators need to start either voluntarily or instructed by regulator, focusing not only on the operational timeframe but also on other fields such as network planning.
- Standardisation of market interfaces. To allow value stacking and a level playing field for market platforms the interface between the flexibility market platforms and TSO/DSO active system management must be standardized. Standardisation of solutions is important to increase the reliability and acceptance for large scale deployment of flexibility.
- The local flexibility markets. Decentralized and distributed market design options should be further explored in the field of existing and new system services. The role of market operator and the degree of national regulation should assess and clarified. The link between market-based mechanisms for DFR and regulatory mechanisms should be further analysed to speed up the integration of new and existing markets.
- Data and Digitalisation. Ensure through regulation GDPR compliance and data owner’s control over their data. Provide a regulatory framework that require only one national Flexibility Register and the registration of all DFR with meter ID. That will give location information of all DFR needed for prequalification of asset.
- The Flexibility Register. Provide a regulatory framework for the Flexibility Register connected to data handling in the register including the framework for data exchange in a secure and interoperability manner, related roles, and responsibilities when it comes to ownership and operation, and a framework covering any requirements to data analytics techniques for data processing.

The result from the pilot highlights the challenges observed at market, technical, regulatory, and economical level trying to implement innovations in market design, data exchange, product development and the implications for roles and responsibility when the regulatory framework is still under development. The project has shown how important it is to conduct demonstration in real life, to explore marked and technical aspects, but also to identify regulatory barriers. The project has also

unveiled organizational bottlenecks at the system operational level as a barrier for smooth transformation. We hope that the report will bring valuable insight into the complexity of creating a new value chain for how to unlock the embedded distributed flexibility and that the key findings and recommendations in the report can be valuable input for new pilots.

Vedlegg.

- A. SLUTTRAPPORT AGGREGATORER DEMO AGDER**
- B. STATUSRAPPORT NODES**
- C. USE CASER AGDER ENERGI NETT**
- D. VERDI AV FLEKSIBILITET AV AGDER ENERGI NETT (bachelor + presentasjon)**
- E. SOPRA&STERIA: RAPPORT OM PERSONVERN**