

Fleksibilitet som kilde til verdiskaping og forretningsutvikling



Forord

Det grønne skiftet gjør kraftsystemet mer avhengig av fleksibilitet. **En viktig endring er at med mer sol og vind i systemet, må vi enten lagre mer energi eller ha et forbruk som følger produksjonen. Dette er helt motsatt av det som har vært vanlig i 100 år, hvor store magasinkraftverk har fulgt forbruket.**

Det vil fortsatt være helt sentralt at stor vannkraft og kraftkrevende industri leverer fleksibilitet for å balansere det norske kraftsystemet. Samtidig vil det økende behovet for fleksibilitet skape muligheter både for eksisterende og nye typer teknologier og aktører. Kraftsystemet trenger at en større bredde av aktører bidrar.

Målgruppen for denne rapporten er derfor dere som er små og store forbrukskunder, planlegger ny industri, eiere av batterier og småkraftverk, samt produsenter av ny fornybar kraft som sol- og vindkraft.

Målet med denne rapporten er at flere aktører skal **kunne skape verdier og se forretningsmulighetene i å tilby eller fremme fleksibilitet som kommer kraftsystemet til gode.** Det kan være at du eller dere selv har mulighet til å være fleksible, eller det kan være du har en god idé til en fleksibel løsning ved bruk av teknologi, tjenester eller gjennom samarbeid med andre. Rapporten henvender seg også til deg som tilrettelegger for at forbrukere, produsenter og batterieiere kan være fleksible.

Rapporten er utarbeidet av Kari Dalen, Hanne Sæle og Bjørn Harald Bakken med bidrag fra flere andre i Statnett.

Gunnar G. Løvås

6. september 2023

Sammendrag – Økte systembehov gir nye forretningsmuligheter

Kraftsystemet har et økende behov for ulike typer fleksibilitet

Fleksibilitet fra produksjon, forbruk og energilagring er sentralt for å nå klimamålene i 2050. Elektrifisering og nye næringer gjør at strømforbruket vil vokse betydelig. Samtidig skal regulerbar fossil kraft fases ut av det europeiske kraftsystemet. Vind- og solkraft vil i stor grad dekke både utfasingen av fossil kraft og forventet vekst i kraftforbruket i Europa. Forbruksveksten og den store økningen i slik væravhengig kraftproduksjon, gjør at kraftsystemet kan oppleve knapphet både på effekt og energi, og det vil oppstå perioder med overskudd der kraft går til spille fordi uregulert produksjon overstiger etterspørselen. Økt fleksibilitet vil bidra til å håndtere alle disse utfordringene.

Med fleksibilitet mener vi den evnen produsenter, forbrukere og energilager har til å justere produksjon, forbruk og/eller lagring av energi som respons på tilstanden i kraftsystemet. Fleksibelt forbruk kan flyttes i tid, strupes eller skrus helt av for kortere eller lengre perioder. Alt fra store industriprosesser til elbillading kan bidra. Regulerbar produksjon som termiske kraftverk og vannkraft med magasin kan startes, stoppes eller reguleres opp og ned. Vind, sol og vannkraft uten magasin har mindre fleksibilitet med tanke på å flytte produksjon i tid. Energilager kan bidra med fleksibilitet både fra en frittstående enhet koblet til nettet, eller i kombinasjon med produksjon/forbruk.

Fleksibilitet brukes både til å balansere systemet, håndtere flaskehals og hendelser i kraftsystemet, men også for å kunne utnytte nettet bedre og gi raskere nettilknytning. Kraftsystemet trenger både fleksibilitet som responderer raskt, og fleksibilitet som kan levere energi over lengre tid. Fleksibilitet kan enten realiseres med utgangspunkt i prissignaler i energimarkedet (markedspriser eller effektbaserte nettariffer), eller etter signal fra systemoperatør eller nettselskap.

Flere nye aktører må se mulighetene, slik at fleksibilitet i kraftsystemet kan utnyttes bedre

Et sentralt mål for Statnett er at kraftsystemets fleksible ressurser utnyttes bedre. Det betyr at kraftsystemets økende behov for fleksibilitet dekkes på en effektiv måte både med tanke på økonomi, miljø og samfunn. For å lykkes med dette, er vi avhengige av at nye, flere og ulike typer aktører ser og forstår behovet, og skaper verdier og forretningsmuligheter med bakgrunn i fleksibiliteten sin.

I rapporten peker vi overordnet på kraftsystemets behov og tiltakene Statnett gjør for å møte behovet, og hvilke muligheter dette gir for aktørene. Vi gir også eksempler på hvor det finnes mer informasjon for den som vil spare strøm, respondere på pris, delta i markeder for fleksibilitet, tilknyttes nettet på et tidligere tidspunkt, eller har en god idé til utvikling eller uttesting av bruk av fleksibilitet.

Fleksible forbrukere vil kunne spare penger

Forbruk kan utnytte sin fleksibilitet på flere ulike måter. Våre analyser viser at kraftprisene vil bli langt mer variable fremover enn de har vært historisk i Norge. Det betyr at kunder som kan være fleksible og flytte en større del av forbruket til timene med lavere pris, vil få rimeligere kraft i gjennomsnitt dersom de benytter spotpriskontrakter. Kunder kan også få reduserte nettleiekostnader hvis de jevner ut strømforbruket sitt og reduserer maksimalt effektforbruk. En slik utjevning av forbruket vil også bidra til økt utnyttelse av eksisterende nettkapasitet.

En mer utfordrende drift av kraftsystemet øker nytteverdien av kjøp og salg av fleksibilitet

Statnett er systemansvarlig i det norske kraftsystemet, noe som innebærer ansvar for balanse mellom forbruk og produksjon til enhver tid. Statnett benytter reservemarkedene for å kjøpe tilstrekkelig med fleksible ressurser for å balansere kraftsystemet og sikre stabil drift 24/7. Statnett skal sørge for

tilstrekkelig med opp- og nedreguleringsreserver for å dekke ubalanser og håndtere de største feilhendelsene som kan inntreffe i Norge. Det ble i 2022 anskaffet reserver i Norge for totalt 2,5 mrd. kr. Mangel på reserver kan føre til markedsbegrensninger av ulikt slag, og i verste fall til tvangsmessig utkobling av forbruk eller produksjon.

Behovet for tilgjengelig fleksibilitet i reservemarkedene vil øke betydelig framover, både på grunn av økt andel fornybar kraft, automatisering av balanseringen i Norden og for å imøtekomme nytt regelverk. Det økende behovet gir økonomiske muligheter for både eksisterende og nye fleksible markedsaktører, og for tjenesteleverandører til disse. På produksjonssiden er det et potensiale for økt deltagelse mellom annet fra småskala vannkraft, og fra vind og sol. I tillegg må forbruk og energilagring i fremtiden bidra vesentlig mer enn vi har vært vant til. Dette gjelder for eksempel fleksibel bruk av elektrisitet til varme i bygg og industriprosesser, lading av kjøretøy og produksjon av grønt hydrogen (dvs. framstilt med strøm fra fornybar kraftproduksjon).

Fleksible kunder kan bidra til å løse utfordringer knyttet til manglende nettkapasitet

Pågangen av kunder som ønsker tilknytning til nettet eller som har planer om å øke sitt uttak, er stor. Mange steder vil forventet forbruksutvikling og dermed samlet etterspørsel etter nettkapasitet, overstige eksisterende kapasitet. Statnett og lokale nettselskap kan dermed i utgangspunktet ikke tilby tilknytning før nødvendige netttiltak er på plass. Ved å utnytte fleksibilitet hos en ny kunde, kan vi imidlertid vurdere å tilby tilknytning med såkalte særlige vilkår om begrensning i forbruk eller produksjon. Statnett vurderer også muligheten for tidligere tilknytning av nye kunder ved å inngå avtaler med andre og eksisterende større kunder som har mulighet til å være fleksible. Det vil også hjelpe når mange kunder i et område responderer på kraftpris og tariffer og reduserer sitt maksimale forbruk. Både dette og direkte avtaler om fleksibilitet vil øke utnyttelsen av det eksisterende nettet.

Vi trenger digitale og automatiske løsninger for å tilby og bruke fleksibilitet

Digitale og automatiske løsninger vil være sentrale både for de som skal tilby og de som skal bruke fleksibiliteten. Løsningene må sikre koordinering både mellom aktører og mellom nettselskap, både for å sikre balanse i kraftsystemet og at nettbegrensninger overholdes. Koordineringen mellom ulike aktører vil både skje i energimarkedene, i ulike reservemarkeder og via ulike avtaler. Koordinering mellom nettselskap og mellom nettselskap og Statnett på bruk av fleksibilitet blir viktig for å utnytte ressursene best mulig på alle nettnivå.

Vi trenger en helhetlig pakke av virkemidler for å utløse et stort nok volum og bredde av fleksibilitet

Det eksisterer allerede i dag en rekke insentiv for fleksible forbrukere og produsenter gjennom energimarkeder, nettariffer, reservemarkeder og bilaterale avtaler. For å utløse all den fleksibiliteten som det er behov for, og med tilstrekkelig geografisk distribusjon, er vi avhengige av at alle disse virkemidlene fungerer godt, og at de fungerer sammen. Vi trenger økte og tilstrekkelige volumer fra ulike typer fleksible ressurser - både fleksibilitet som responderer raskt, men også mer langvarig fleksibilitet (evt. å redusere forbruket). Langsiktige virkemidler som for eksempel reduserer og fordeler forbruk utover døgnet og året, er også en del av dette bildet. For å dekke behovet for fleksibilitet, er vi avhengige av at virkemidlene utløser den rette kombinasjonen og mengden av tiltak. Dette betinger at ulike aktører over hele landet ser mulighetene ved å utvikle og tilby fleksibilitet.

Statnett arbeider aktivt med virkemidler som skal gi økt fleksibilitet i kraftsystemet

Statnett arbeider med flere virkemidler som skal utvikle både markeder, avtaler og regelverk innenfor våre ansvarsområder. Vi har satt oss flere mål for å øke fleksibilitet blant nye aktører i de kommende fem årene.

Statnett vil gjøre det enklere for aktører å delta i og se lønnsomheten i våre reservemarkeder ved å:

- Tydeliggjøre nødvendige og standardiserte krav til deltakelse og prekvalifisering i reservemarkedene, f.eks. knyttet til teknisk utstyr.
- Utarbeide tilpassede krav til deltakelse og prekvalifisering av aggregerte fleksibilitetsressurser.
- Senke kravet til budstørrelse i mFRR¹-markedet fra 10 MW til 1 MW etter overgang til automatisert balansering.
- Legge til rette for aggregering av fleksibilitetsressurser på tvers av kraftleverandører og balanseansvarlige (såkalt "uavhengig aggregering"), bl.a. ved å etablere Balansetjenestetilbydere (BSP) som en egen rolle adskilt fra Balanseansvarlig (BRP).
- Etablere en anbuds- eller auksjonsløsning for å utløse tekniske investeringer som muliggjør levering av fleksibilitet fra egnede ressurser.
- Systematisk oppdatere relevant informasjon til målgruppene - både nye og eksisterende aktører - gjennom våre nettsider, seminarer og temamøter.
- Opprettholde dialog med potensielle fleksibilitetstilbydere.
- Publisere forventninger til utviklingen i reservemarkedene.

Vi vil gjøre det enklere å utnytte fleksibilitet på tvers av alle nettnivå ved å:

- Samarbeide med nettselskap (DSO) for å avdekke og redusere barrierer for å utnytte fleksibilitet på alle nettnivå, bl.a. gjennom Samarbeidsforum DSO/TSO².
- Arbeide i felles arbeidsgruppe med nettselskap for å identifisere muligheter og barrierer for at DSO i større grad kan håndtere flaskehalsen i eget nett.
- Delta i pågående piloter og etablere nye piloter eller FoU-løp for å teste ut og vurdere nye løsninger for utnyttelse av fleksibilitet på tvers av nettnivåer.

Vi vil gjøre det enklere å inngå bilaterale avtaler om fleksibilitet ved å:

- Operasjonalisere og standardisere vilkår i bilaterale avtaler, som f.eks. avtaler om aktivisering av fleksibilitet blant eksisterende kunder i nettområder for å legge til rette for nytt forbruk som ikke har samme mulighet for å være fleksible.

Vi vil bidra til en hensiktsmessig utforming av reguleringer og støtteordninger ved å:

- Opprettholde dialogen med myndighetene om utforming av reguleringer og støtteordninger som gir incentiver til økt utvikling og utnyttelse av fleksibilitet i kraftsystemet.

Vi vil arbeide aktivt for videre dialog og samarbeid om fleksibilitet

Denne rapporten med oversikt over våre virkemidler, er et innspill til videre dialog med både nye og etablerte aktører og myndigheter om hvordan vi sikrer tilstrekkelig fleksibilitet gjennom hele omleggingen mot fremtidens energisystem. Rapporten er en temarapport under Systemutviklingsplanen (SUP) som publiseres høsten 2023. Fleksibilitet, prisrespons og tilsvarende tema i energimarkedene blir også utførlig behandlet i Statnett sine rapporter Kortsiktig- og Langsiktig markedsanalyse (KMA og LMA). Forslag til kontakter og arenaer for videre dialog om fleksibilitet er tatt med i rapporten.

¹ mFRR = Tertiærreserve. Se beskrivelse i kap. 4.

² Samarbeidsforum DSO/TSO er etablert for å diskutere systemdriftsutvikling og nettplanlegging for å håndtere fremtidens kraftsystem. TSO = Transmission System Operator, Systemansvarlig (Statnett). DSO = Distribution System Operator (nettselskap)

Innhold

Forord		2
Sammendrag – Økte systembehov gir nye forretningsmuligheter		3
Del I	Kraftsystemets behov og verktøykasse for fleksibilitet	7
1	Kraftsystemet er avhengig av fleksibilitet	8
2	Fleksible ressurser og involverte aktører	12
Del II	Alternative måter å være fleksibel på	25
3	Prisrespons og forbruksreduksjon	26
4	Reservemarkeder	31
5	Lokale fleksibilitetsmarkeder	40
6	Avtaler som kan gi tidligere nettilknytning	43
Del III	Statnetts mål og tiltak for økt fleksibilitet fra nye aktører på kort sikt	46
7	Statnetts mål og tiltak for økt fleksibilitet fra nye aktører på kort sikt	47
8	Hvor finner jeg mer informasjon?	52
9	Sentrale begreper og ordliste	58
10	Oversikt over eksempler i rapporten	60
	Referanser	61
	Andre relevante rapporter fra Statnett	68

Del I Kraftsystemets behov og verktøykasse for fleksibilitet

Denne delen av rapporten beskriver hvorfor det trengs ulike typer fleksibilitet i kraftsystemet, og hva som driver behovet for fleksibilitet. Videre beskriver vi hvordan forbrukere, produsenter og lagringsenheter i kraftsystemet kan være fleksible, og hvilke verktøy de kan bruke til dette.

1 Kraftsystemet er avhengig av fleksibilitet

1.1 **Fleksibilitet bidrar til forsyningsikkerhet og bedre ressurs- og nettutnyttelse**

Kraftsystemet i Europa skal bli karbonnøytralt innen 2050. Dette stiller nye krav til hvordan man både lager og bruker elektrisitet. Fleksibilitet fra forbruk, produksjon og lagring blir sentralt for å nå målene våre, og behovet er tydelig [1]. Etter hvert som samfunnet skal bli karbonnøytralt, vil kraftsystemet bli avhengig av økt involvering av alle som bruker energi, på tvers av energiformer (varme/elektrisitet/hydrogen) og på alle nivå (fra husholdning til stor industri, og fra små til store produsenter av energi). Omleggingen må ivareta forsynings- og driftssikkerhet, og skje så kostnadseffektivt som mulig, gjennom konkurranse i markedet, optimalisering og innovasjoner. Behovet for omlegging gir alle som er tilknyttet kraftnettet muligheter til å tjene penger på fleksibilitet. Det er også et marked for aktører som hjelper kundene i kraftnettet å utnytte fleksibiliteten sin, enten gjennom smart strømstyring eller deltagelse i ulike markeder.

Elektrifisering vil kreve mer kraft og mer nett, og det er flere grunner til at vi trenger fleksibilitet:

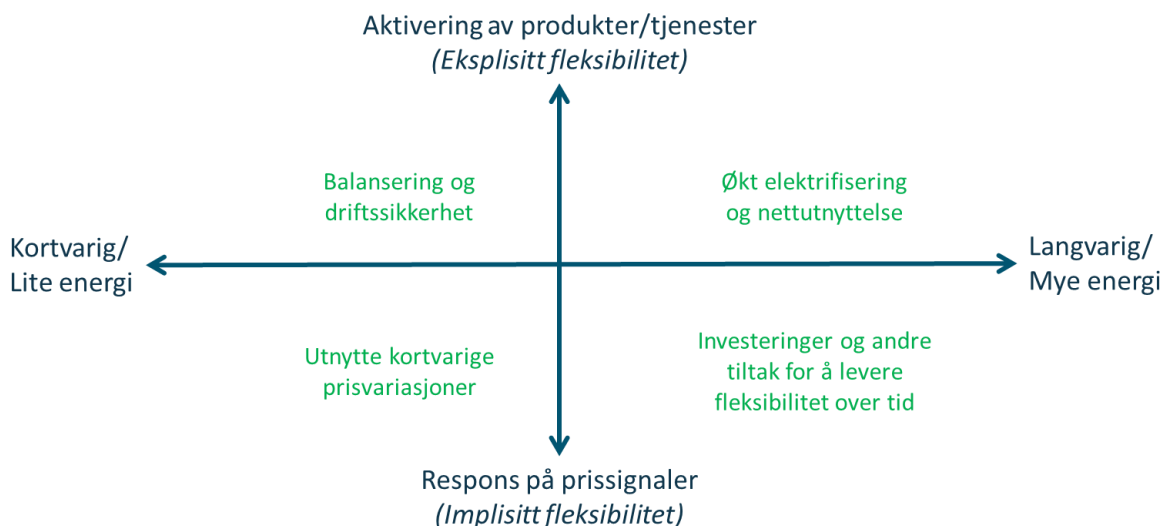
- 1) **Balansering:** Kraftsystemet må til enhver tid ha balanse mellom innmating og uttak, og overholde kapasitetsgrenser i nettet. Den økende andelen med fornybar kraft, med stor variasjon i produksjon, krever at det er nok fleksibilitet fra forbruk, produksjon og lagring som kan bidra til balanse i kraftsystemet når det produseres for lite eller for mye kraft [2].
- 2) **Ressursutnyttelse:** Fleksibelt forbruk og produksjon gir bedre ressursutnyttelse. Fleksibilitet som er lett tilgjengelig og med en lav pris, gjør at variabel fornybar kraftproduksjon utnyttes bedre.
- 3) **Nettutnyttelse:** Fleksibilitet som responderer på høye kraftpriser og godt utformede tariffer, gir bedre utnyttelse av eksisterende nett, og kan i enkelte tilfeller redusere behovet for å bygge ut mer kapasitet. Fleksibilitet gjør det også mulig å hente ut mer energi i perioder med lav utnyttelse av eksisterende nettkapasitet.



1.2 **Fleksibilitet kan utløses på forskjellige måter**

Statnett benytter en rekke markedsløsninger, avtaler og vilkår for å utløse fleksibilitet. For å gjøre den videre diskusjonen i rapporten mer strukturert, har vi valgt å inndelegge fleksibiliteten i fire kategorier som vist i figur 1.

Alle kvadrantene er viktige for å utløse fleksibilitet i kraftsystemet, men det er kvadrantene i den øverste halvdel av figuren som er mest relevante for Statnett sine virkemidler for å utløse fleksibilitet. Denne figuren vil bli brukt som leseveiledning videre i rapporten.



Figur 1 Kategorisering av fleksibilitet ut fra type insentiv og varighet/energiinnhold

Respons på prissignaler (implisitt fleksibilitet) er fleksibilitet som utløses med utgangspunkt i prissignaler (markedspris og/eller effektbaserte nettariffer). Det er forbruker, produsent eller batterieier som selv bestemmer om, når og hvor mye respons det er ønskelig å levere. Nytteverdien kommer i form av reduserte energi- og tariffkostnader. Implisitt fleksibilitet motiverer den enkelte forbruker eller produsent til å respondere i større eller mindre grad, ved å se egne kostnader ved respons opp mot sparte kostnader/økt inntjening. Implisitt fleksibilitet kan mobilisere mange og har små administrative kostnader for systemoperatør. Samtidig vil det være en viss usikkerhet om hvor stor den fleksible responsen vil være. Dette gjelder særlig når det er få aktører involvert (lite område) eller når man planlegger flere år fremover i tid.

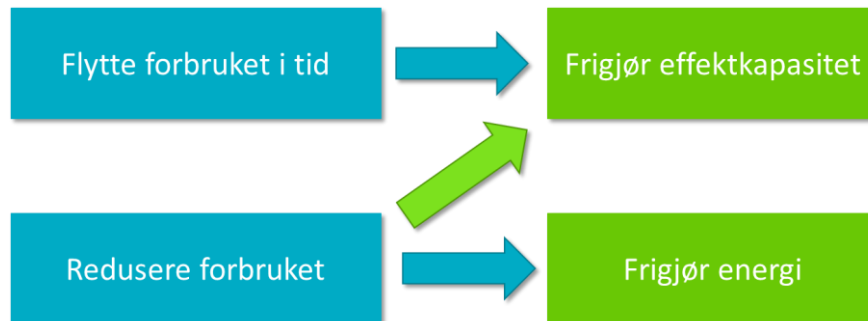
Aktivering av produkter eller tjenester (eksplisitt fleksibilitet) er fleksibilitet som utløses etter signal fra systemoperatør eller nettselskap, f.eks. når det er behov for å redusere forbruket eller å øke produksjonen. Leverandøren av eksplisitt fleksibilitet vil som regel få betalt for leveransen (men ikke alltid). Eksplisitt fleksibilitet krever mer detaljerte avtaler og dedikerte styringssignaler og det vil ofte kreve ekstra tekniske løsninger for å utnytte fleksibilitet hos ulike aktører. Det kan være enklere å utnytte fleksibiliteten fra større laster enkeltvis, men likevel like nyttig å utnytte samlet fleksibilitet hos mange mindre aktører som hver kun kan bidra litt. Eksplisitt fleksibilitet gir god styringseffektivitet, og gir bl.a. mulighet til å vite hvilken respons man kan få på et gitt tidspunkt, og systemoperatøren kan finstyre responsen ut fra situasjonen.

Videre inndeler vi behovet for fleksibilitet ut fra varighet [3]: **Kortvarig fleksibilitet** har varighet fra millisekunder og opp til et par timer, for å balansere kraftsystemet og håndtere flaskehalser innenfor et driftsdøgn og for å begrense prisvariasjonene, mens **langvarig fleksibilitet** kan ha varighet opp til flere uker, for å kompensere for lengre perioder med knapphet på vind-, sol- og vannkraft, bidra med økt forbruk i perioder med overproduksjon av fornybar kraft og/eller avhjelpe langvarige flaskehalser.

1.3 Nytteverdi ved ulike fleksibilitetstiltak

Ulike fleksibilitetstiltak kan ha en eller flere nytteverdier for kraftsystemet, f.eks. å både frigjøre energi og effektkapasitet. Forbruk som flyttes i tid (fra høylast- til lavlastperioder) vil kunne frigjøre effektkapasitet og redusere behovet for nettinvesteringer ved at eksisterende nett utnyttes bedre, mens

energieffektivisering og bruk av andre energibærere i perioder med knapphet i kraftsystemet, vil kunne frigjøre både effektkapasitet og energi [4]. Dette er illustrert i figur 2. Ulike fleksibilitetstiltak kan også avhjelpe nettproblemer, f.eks. redusere flaskehalsar eller avhjelpe lokale spenningsproblemer.



Figur 2 Noen tiltak bedrer både effektbalansen og energibalansen [4]

Forbrukstoppene i Norge er i stor grad knyttet til elektrisk oppvarming og kuldeperioder, noe som binder opp nettkapasitet. Reduksjon i maksimalforbruket i anstrengte perioder (fra timer til uker) kan gjøre det mulig å øke annet forbruk som er jevnt over året og mindre temperaturavhengig. Dette kan gi plass til et større totalt forbruk av elektrisitet [5].

Eksempel 1: Bruk av fleksibilitet i fremtidens kraftsystem med stor andel produksjon basert på sol- og vindkraft



I fremtidens kraftsystem med stor andel produksjon basert på sol- og vindkraft, vil det bli utviklet mye fleksibilitet i ulike format, fordi det blir lønnsomt, teknologisk mulig og nødvendig for å nå målene om nullutslipp [2]. I tillegg kan utslippsfritt hydrogen bli viktig for avkarbonisering av transport og industri i Norge [6].

Fleksibel elektrolyse og batterier kan f.eks. fange opp overproduksjon fra sol- og vindkraft. Beregninger viser lønnsomhet ved å investere i høy elektrolysekapasitet og hydrogenlager, og konsentrere hydrogenproduksjonen til timer med moderate eller lave priser og mye vind- og solkraft [2]. Dette kan bidra til økte kraftpriser i disse periodene, noe som igjen øker lønnsomhet ved videre utbygging av sol- og vindkraft.

I perioder med lite produksjon fra sol- og vindkraft kan kraft tilbys fra f.eks. forbrukerfleksibilitet, batterier eller eventuelle regulerbare kraftverk basert på hydrogen og biogass.

1.4 Kort- og langvarig fleksibilitet

Det er ikke en enkelt fleksibel ressurs som kommer til å løse kraftsystemets utfordringer i det grønne skiftet, men en kombinasjon av bidrag fra mange ulike fleksible ressurser.

Ulike fleksible ressurser har ulike egenskaper, bl.a. knyttet til hvor lenge fleksibilitet kan leveres (varighet). Kortvarig fleksibilitet leverer effekt for å sikre balanse i kraftsystemet og redusere prisvariasjoner, men har ikke tilstrekkelig energimengde til å levere tjenesten over flere dager. Fleksible ressurser som bidrar med slik kortvarig fleksibilitet, trenger derfor å bli dekket opp av ressurser med mer energiinnhold. Vannkraft og større industri dominerer i reservemarkedene i dag, mens kortvarig

fleksibilitet fra forbrukersiden kan f.eks. være aktive kunder med fleksible prosesser, fleksibel lading av kjøretøy og V2G³-løsninger eller elektriske energilager (batterier) lokalisert i distribusjonsnettet. Langvarig fleksibilitet kan også leveres fra større vannkraftanlegg, fra forbruk som kan skifte fra elektrisitet til annen energibærer og anlegg for fremstilling av grønt hydrogen dersom disse har mulighet til å variere produksjonen, f.eks. ved at man har et hydrogenlager [3].

Den europeiske samarbeidsorganisasjonen for systemansvarlige nettselskaper, ENTSO-E⁴, har gjort en kvalitativ analyse av forventet tilgjengelige fleksibilitetskilder fremover og aktuelle bruksområder for denne fleksibiliteten [3]. Det er flest ressurser som kan bidra med kortvarig fleksibilitet, men ikke like mange potensielle ressurser som kan dekke opp langvarig behov for fleksibilitet.

Teknologi vil bidra til både hva fleksibilitet kan brukes til og økt lønnsomhet for fleksible løsninger. For eksempel kan vi forvente kostnadsreduksjon for elektriske batterier slik at det blir mer lønnsomt å respondere på lave priser. Et annet eksempel er at vi forventer rimeligere elektrolyseanlegg slik at man kan investere i større kapasitet for samme årsproduksjon, men ha lavere brukstid, dvs. produksjon i perioder med lave priser, i stedet for kontinuerlig produksjon. Forbrukerfleksibilitet er aktuelt for å redusere husholdningenes energikostnader, men muligheter for økt verdiskaping ligger i enda større grad hos næringslivet, for både små, mellomstore og store bedrifter.

³ V2G = Vehicle-to-grid. Dette er en løsning som muliggjør at elbil kan hente energi fra strømnettet for å lade batteriet, men samtidig har muligheten til å levere strøm tilbake til strømnettet, f.eks. i perioder med høy etterspørsel etter strøm eller når brukeren ønsker å selge overflødig energi. Dette er mer beskrevet i kap. 2.3.

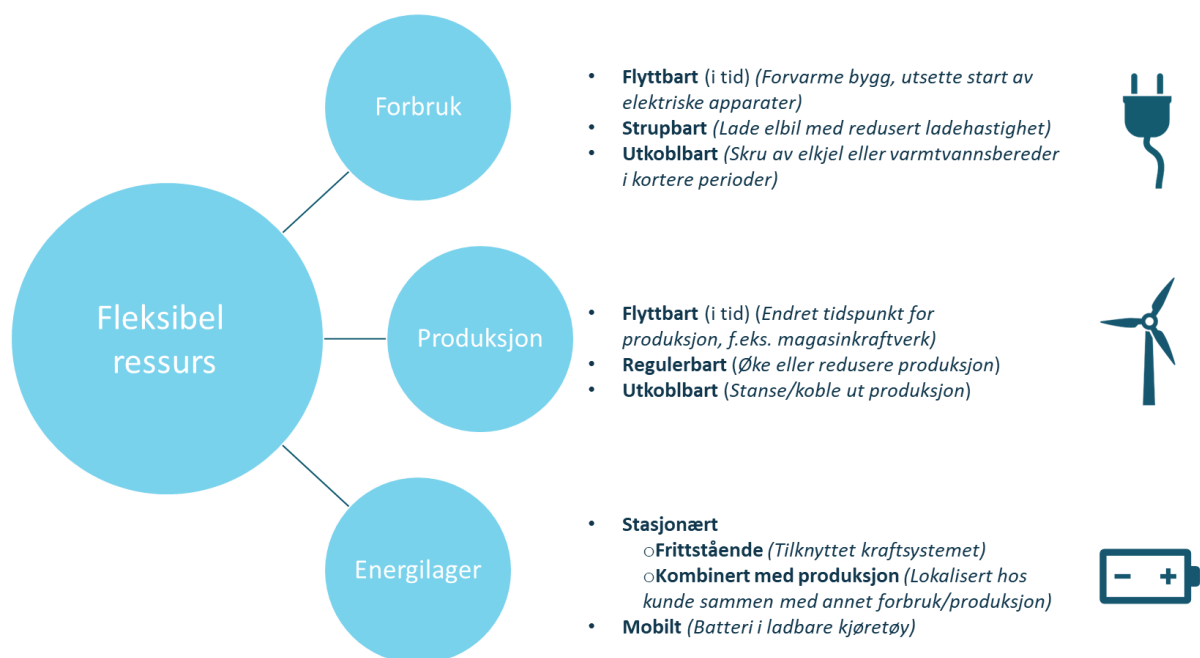
⁴ ENTSO-E = The European Network of Transmission System Operators for Electricity. www.entsoe.eu

2 Fleksible ressurser og involverte aktører

I dette kapitlet går vi gjennom hvordan ulike brukere tilknyttet kraftsystemet kan være fleksible, og hva som kan være aktuelle inntektsmuligheter knyttet til dette. Det gjelder produksjon, forbruk og/eller energilager. Det blir gitt noen eksempler for å illustrere hva fleksibilitet kan være.

Hovedfokus i rapporten er på små og mellomstore forbrukskunder, batterier og produsenter av ny fornybar kraft som sol- og vindkraft, som kan bidra med at fleksibilitet utløses på kort sikt, og i mindre grad på større vannkraftverk som allerede i dag bidrar med fleksibilitet i kraftsystemet.

Både forbruk, produksjon og energilager kan være fleksible, og den fleksible enheten omtaler vi som en *fleksibel ressurs*. Hvor mye og hvor rask fleksibilitet kan leveres, vil avhenge av egenskapene til den enkelte fleksible ressursen eller en portefølje bestående av flere fleksible ressurser (aggregering). Ulike karakteristikk av fleksible ressurser og eksempler (i parentes) på hva dette kan være, er presentert i figur 3.



Figur 3 Karakterisering av fleksible ressurser (Basert på [6])

En enkelt aktør kan ha fleksible ressurser fra ulike kategorier. Et eksempel er en kunde som både har fleksibelt forbruk (smart elbillading, styring av varmtvannsbereder), et solcellepanel for lokal produksjon og et elektrisk batteri som muliggjør reduserte effekttopper om vinteren og lagring av egenprodusert strøm om sommeren. Fleksibilitet er også samspill på tvers av ressurser og energibærere, f.eks. å skifte mellom elkjel og biokjel i oppvarming av vann i fjernvarmeanlegg.

2.1 Hvordan kan produksjon være fleksibel?

En kraftprodusent kan levere fleksibilitet til kraftsystemet både for effekt og energi ved å f.eks. starte/stanse produksjon, øke/ redusere produksjon. I vannkraftverk med magasin skjer dette ved å flytte planlagt produksjon i tid. Hvilke muligheter den enkelte kraftprodusent har til å bidra med fleksibilitet i hvert tilfelle, vil være avhengig av egenskapene ved produksjonsenheten(e).

Vannkraft

Kraftproduksjonen og balanseringen av kraftsystemet i Norge er dominert av vannkraft. I 2022 var vannkraftandelen av total elektrisitetsproduksjon på 88,2 prosent, med 128,7 TWh av totalt 146 TWh [7]. Vannkraft kan levere både kortvarig og langvarig fleksibilitet, det vil si reagere både raskt og lenge på kraftsystemets behov.

Fleksibiliteten til et vannkraftverk avhenger mellom annet av om det er mulig å lagre vannet eller ikke. I Norge kan 77 prosent av alle vannkraftverk kategoriseres som magasinkraftverk [8]. Magasinkraftverk har mulighet for å flytte eller redusere produksjon uten å miste vann, mens kraftverk uten magasin er avhengig av å kunne produsere når det er nedbør/vann i systemet. Den store andelen magasinkraftverk gir kraftsystemet i Norge stor fleksibilitet, for eksempel til å produsere når det er tørt eller kaldt, når det ikke er sol eller vind, men også mye fleksibilitet med hurtig respons for å opprettholde balanse mellom forbruk og produksjon. Dette er sentralt for å sikre balanse mellom forbruk og produksjon til alle tider og for å utnytte variabel kraftproduksjon fra vind og sol best mulig.

Fleksibiliteten fra magasinkraftverk kan være begrenset av forhold som magasin størrelse, reguleringsgrad, brukstid og effektinstallasjon. Man må også overholde restriksjoner på endringer i vannføring og regler om minstevannføringer.

Det er flere måter å øke fleksibilitet fra vannkraft på. Statnett oppfordrer norske magasinkraftverk til å øke sin effektinstallasjon for å bidra til økt fleksibilitet. Utvidelser av eksisterende vannkraftverk kan øke evnen til å levere visse typer hurtige systemtjenester og til å levere mer av energien når forbruket er størst. Mindre vannkraftverk kan aggregeres opp til større porteføljer for å delta med balansering. Økte prisvariasjoner kan også gjøre det lønnsomt å bygge ut pumpekraft⁵ i Norge. En pumpeturbin kan være fleksibel både på når den produserer og på når vannet pumpes opp i magasinet og den forbruker kraft.

Det realistiske potensialet for langvarig fleksibilitet er veldig stort innen vannkraft, sammenlignet med mindre aggregert forbrukerfleksibilitet. Langvarig fleksibilitet betyr at den kan levere relativt store volumer av fleksibilitet, med få eller ingen begrensninger. Store magasinkraftverk bidrar i dag med mesteparten av fleksibilitetstjenestene til kraftsystemet.

Vindkraft

Vindkraftproduksjonen i Norge har vært økende, og i 2022 var produksjonsandelen 10 prosent av den totale kraftproduksjonen i Norge, med 14,8 TWh. Dette er 6-7 ganger så mye energi som nivåene vindkraft var på i 2015 og 2016 [9]. Hittil har ikke vindkraften i Norge deltatt med store volum i reservemarkedene (f.eks. med nedregulering av produksjon), men dette vil bli viktigere framover både for å balansere kraftsystemet effektivt, men også for å overholde lokale nettbegrensninger nær vindparken. Vindkraft har et potensial til å levere reserver svært hurtig, fra sekunder til minutter. Den samme fleksibiliteten kan også være aktuell å tilby i intradagmarkedet (timen før driftstimen, se bl.a. figur 6).

Havvind vil være store enheter som driftes av profesjonelle aktører. De har derfor gode forutsetninger for å kunne delta med konkurransedyktige bud i reservemarkedene. Med så store volum matet inn i

⁵ Et pumpekraftverk er et vannkraftverk som kan produsere kraft, men som også kan kjøres som pumpe. I perioder med overskuddskraft kan vann pumpes tilbake til magasinet.

ett punkt i nettet vil systemdriften også være avhengig av at havvindproduksjonen tilbyr sin fleksibilitet til balansering, flaskehalshåndtering og feilhåndtering.

Eksempel 2: Vindkraft som deltaker i regulerkraftmarkedet

Vindkraft har deltatt i reservemarkedene ved å justere ned produksjonen i perioder hvor det produseres mye strøm. I perioder med negative priser i spotmarkedet (se f.eks. figur 9), kan det være lønnsomt å stanse vindkraftproduksjonen og i stedet delta i balansemarkedene.



I mai 2023 demonstrerte kraftselskapet Aneo levering av balansetjenester fra vindkraft ved negative priser i spot (NO3). Aneo meldte inn kapasitet for oppregulering i mFRR-markedet (Tertiærreserve, se kap. 4), og ved tilslag økte de produksjonen med 100 MW innen kravet på sju minutter [10].

Solkraft

En liten andel av den totale kraftproduksjonen i Norge leveres i dag fra solkraft, men installert effekt i solcellepanel er økende. De fleste solcelleanlegg er montert på tak hos private forbrukere og industrikunder, og dekker primært eget forbruk over året (plusskunde⁶), men solcelleanlegg tilknyttet nettet kan også bidra med fleksibilitet til kraftsystemet [11]. Det er ingen rene solkraftverk i Norge i dag (2023), men dette vil endre seg etter hvert som flere kraftverk får konsesjon og blir bygget [12].

Det har vært en sterk økning i antall plusskunder de siste årene, bl.a. på grunn av høye energipriser. I mars 2023 var det registrert 19 799 plusskunder i Norge, noe som nesten er en firedobling fra 5 175 anlegg i mars 2020. 98,3 prosent av plusskundene har installert solcellepanel [13]. Ved utgangen av juli 2023 var det totalt 24 428 målepunkt med installerte solceller (solkraft) [14].

Sett fra kraftsystemet vil installering av solcellepanel bak tilknytningspunkt til forbruker⁷ bidra til redusert uttak fra nettet i perioder hvor lokal produksjon er lavere enn strømforbruket til kunden. Når produksjonen fra solcellepanel overstiger kunden sitt strømforbruk, mates overskuddsstrøm inn på strømmettet. Innmating av overskuddsstrøm kan gi økt spenning i kundens tilknytningspunkt, og i slike tilfeller kan kunden bidra med lokal spenningsstøtte gjennom fleksibilitet i form av å redusere produksjon fra solcellepanel.

Egen produksjon kan gi kundene insentiv til å endre forbruk (og evt. også investere i elektrisk batteri, se kap. 2.3) for å i størst mulig grad utnytte egenprodusert strøm. Et eksempel er begrepet "solvask" fra en beboer i Hurdal økolandsby, som startet vaskemaskinen når solcellene produserte strøm [15]. Analyser av strømproduksjon fra solcelleanlegg installert hos norske husholdninger viser at i vintermånedene (høyt forbruk) er det ingen reduksjon i plusskundernes kjøp av strøm som følge av egen produksjon, mens det spesielt om sommeren (høy produksjon) er en betydelig reduksjon [16]. For et kontorbygg med solcellepanel på taket, kan tidspunkt for energiproduksjon ha god samtidighet med behov for kjøling av bygget. Insentivene til fleksibelt forbruk for kunder med egen produksjon (f.eks. solkraft), kan øke ytterligere i perioder med lave eller negative priser (Se figur 9). I slike tilfeller er det

⁶ NVE har definert en plusskunde som en nettkunde som både forbruker og produserer elektrisitet [11]. En plusskunde dekker deler av eget forbruk gjennom egen produksjon. En plusskunde kan ikke ha konsesjonspliktig anlegg bak eget tilknytningspunkt, eller omsetning bak tilknytningspunktet som krever omsetningskonsesjon. Gjeldende regelverk er at innmatet effekt ikke skal overstige 100 kW.

⁷ Kunden sitt tilknytningspunkt til strømmettet er der strømmåler er tilkoblet. Når solcellepanel installeres hos kunden, vil det være en del av det totale energiforbruket til kunden. Strømmåler registrerer hvor mye strøm som hentes fra og som mates inn på strømmettet, og ikke hvor mye som faktisk forbrukes og produseres av strøm hos kunden.

normalt mest lønnsomt å redusere mengde strøm som mates inn på strømmettet, og heller øke eget forbruk/lagre egenprodusert strøm.

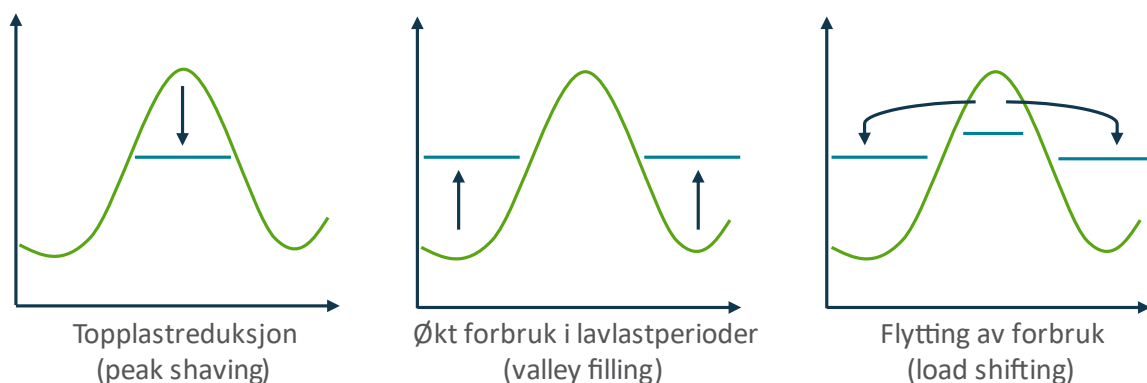
2.2 Hvordan kan forbruk være fleksibelt?

Det totale årlige innenlands energiforbruk i Norge er på omtrent 220 TWh⁸, hvorav strømforbruket utgjør nær 140 TWh per år. Elektrifiseringen og nye grønne næringer gjør at strømforbruket vil øke vesentlig. Det tar tid å bygge nett, og på kort sikt vil det være begrenset tilgang på både nett og kraft. Det er viktig at energien brukes best mulig.

Forbruk kan utnytte sin fleksibilitet på flere ulike måter. Hvis responsen gjøres etter variabel nettariff (f.eks. redusert maksimalt effektforbruk), kan nettleiekostnadene reduseres, eller hvis responsen gjøres ut fra kraftprisene i spotmarkedet (f.eks. redusert forbruk i høypristimer eller flytte forbruk fra høypris- til lavpristimer), kan energikostnadene reduseres. Alternativt kan det være nyttig for en forbruker å få betaling/kompensasjon knyttet til bidrag med fleksibilitet på direkte bestilling f.eks. gjennom lokale fleksibilitetsmarkeder eller Statnett sine reservemarkeder (dvs. levere eksplisitt fleksibilitet, se forklaring i kap. 1.2).

Fleksibilitetsrespons kan være manuell endring og/eller automatisk styring av strømforbruket. Rask respons ved balanseringsbehov i kraftsystemet trenger styringsteknologi, mens endring ut fra spotpris eller nettariff kan både være automatisk eller manuell respons. Mer detaljert beskrivelse av insentiver for fleksibilitet er beskrevet i kap. 3 om prisrespons og kap. 4 og 5 om ulike markeder for fleksibilitet.

En forbruker kan levere fleksibilitet for effekt, og til en viss grad energi, ved å redusere forbruk i topplastperioder, øke forbruk (ev. introdusere nytt forbruk, f.eks. elbillading) i lavlastperioder eller flytte forbruk (enten bruke strøm tidligere ved å forvarme et bygg eller senere ved å utsette oppstart av f.eks. vaskemaskin). Prinsippene for dette er vist i figur 4. Den grønne kurven viser opprinnelig forbruk, den blå linjen viser nytt forbruk etter aktivering av fleksibilitet og pilene viser endring i forbruk.



Figur 4 Alternative metoder for fleksibelt forbruk (Basert på [17])

Alle forbrukere kan bidra med fleksibilitet på en eller annen måte – uavhengig av størrelse⁹. Det gjelder både små (f.eks. husholdningskunder), mellomstore (f.eks. skoler, næringsbygg, kontorbygg) og store forbrukere (industri). Flexibiliteten vil gi nytte for kraftsystemet og gi gevinst til de som bidrar.

⁸ [Produksjon og forbruk av energi, energibalanse og energiregnskap \(ssb.no\)](https://www.ssb.no/energi/produksjon-og-forbruk-av-energi-energibalanse-og-energiregnskap)

⁹ Alle kunder kan bidra med fleksibilitet, men kriterier for deltakelse i etablerte markeder må være oppfylt, og det må avklares regler for hvem som deltar via andre aktører.

Analysen av forbruksmønsteret og mulig fleksibel respons, har vist at forbrukstoppene i en kuldeperiode kan reduseres med inntil ti prosent ved å flytte forbruk i tid innenfor uka [4], f.eks. ved at lading, oppvarming av tappevann og bygg i større grad skjer i timene hvor forbruket er lavest, typisk om natten, eller ulike typer forbruk som flyttes noe i tid.

Energieffektivisering er å gjøre tiltak for å utnytte tilgjengelig energi best mulig. Dette er avgjørende, både for fremtidens energisystem, men også for å nå våre klimamål [18]. Energieffektivisering og andre tiltak som reduserer forbrukstoppene for elektrisitet, vil generelt begrense presset på nettet og kraftsystemet, samtidig som det gjør det mulig å øke annet forbruk som er nokså jevnt over året. En mer helhetlig planlegging av energiforsyning og forbruk i ulike områder vil bidra til at tiltak hos forbrukere og utvidelser i infrastruktur kan ses i sammenheng, f.eks. at utbygging av fjernvarme ses i sammenheng med tilgang på spillvarme og behov for nettførsterkninger. Normalt vil det være større samfunnsmessig verdi å gjøre tiltak som reduserer maksimalt elektrisitetsforbruk når det er lite kapasitet på nett- eller produksjonssiden, enn tiltak som reduserer strømforbruk i perioder med rikelig kapasitet. Tiltak som avlastet det lokale nettet, vil ofte også kunne gi avlastning på høyere nettnivå, siden forbrukstoppene drives av de samme faktorene, og da spesielt av elektrisk oppvarming i kuldeperioder.

Med utgangspunkt i at det allerede er og vil være stor etterspørsel etter fleksibilitet for å sikre et stabilt kraftsystem, bør nytt elektrisk forbruk så langt mulig være fleksibelt. Det gjelder bl.a. nærings- og industrikunder som elektrifiserer for å redusere utslipp av CO₂. Hvis en bedrift bruker naturgass til prosessvarme, kan det være ønskelig å beholde muligheten til å bruke gass i perioder med knapphet på nettkapasitet eller ved svært høye kraftpriser, gitt at dette er økonomisk lønnsomt. Dette gjør det lettere å elektrifisere flere virksomheter fordi nettkapasiteten kan utnyttes bedre. Samlede utslipp kan da kuttes raskere. Kraftsystemet blir dessuten mer robust. Bedriften kan fortsatt nå nullutslipp ved å ta i bruk biogass.

Nye typer kunder som f.eks. ladestasjoner, havneanlegg og datasentre bør også vurdere hvilke muligheter de har til å bidra med fleksibilitet til kraftsystemet.

Transport

NVE har beregnet at den samlede batterikapasiteten tilknyttet elbiler i Norge kan bli opp mot 100 GWh i 2030 [19]. I mars 2023 var det registrert 616.902 elektriske personbiler i Norge, og markedsandelen av nybilsalget var 84,5 prosent [20].

I forbindelse med elektrifisering av transport bygges det en infrastruktur for offentlige tilgjengelige ladepunkt for ladbare kjøretøy. Per mai 2023 var det totalt 3679 ladestasjoner i Norge, med totalt 25.249 ladepunkter [21]. Ladestasjoner kan gi større volumer av fleksibilitet gjennom å redusere (strupe) total ladekapasitet i perioder med knapphet i kraftsystemet, evt. kortvarig respons som bidrag til raske frekvensreserver.

Antall ladestasjoner for ferger ble firedoblet fra 2019 til 2021, og for samme periode økte antall landstrømmanlegg fra 92 til 177 [22]. De fleste elferger i drift er hybridferger som raskt kan bytte til dieseldrift [23]. Det betyr at de kan skifte fra strøm til diesel ved behov for balansering i kraftsystemet. Tilsvarende gjelder for landstrøm, hvor tilknyttede skip kan variere mellom å bruke diesel og elektrisitet. Bruk av diesel i stedet for elektrisitet har imidlertid en miljøkonsekvens knyttet til utslipp. På enkelte fergesamband er det installert batteri på land for å avhjelpe det lokale strømnettet. Et slikt batteri

bidrar dermed med fleksibilitet til kraftsystemet i form av flytting av forbruk (ref. figur 4)¹⁰. I tillegg kan batteriet bidra inn i reservemarkedene og/eller med spenningsstøtte i det lokale nettet, under forutsetning av at dette gjøres på en koordinert måte. Tilsvarende som for hjemmelading og offentlige ladestasjoner for kjøretøy, kan kortvarig struping av total ladekapasitet bidra med fleksibilitet til kraftsystemet, men det må avklares hvordan dette kan gjøres for å samtidig levere en tilstrekkelig ladetjeneste.

Ladestasjoner kan kombineres med batterier for å gi økt ladeeffekt til kjøretøy, samtidig som de kan hente strøm fra nettet på en måte som er mer tilpasset kraftpris og kraftsystemets behov. Dette blir mer aktuelt etter hvert som batterier blir billigere i innkjøp og takler flere ladesykluser uten å bli vesentlig svekket.

Bygg

I Norge antas det største potensialet for fleksibilitet i bygg å ligge i forbruk med termisk lagringskapasitet, dvs. panelovner, gulvvarme, varmpumper, elkjeler, varmtvannsberedere, kjøle- og fryseapparater, snøsmelting og ventilasjonsanlegg [19]. Disse apparatene kan kobles ut i korte perioder uten at det trenger å gå utover komforten eller i det hele tatt merkes av brukerne.

Fleksibilitetspotensialet knyttet til elektrisitet til oppvarming kan eksempelvis tas ut ved å utnytte a) termisk treghet i bygg og varmtvannsbereder, b) dedikerte varmelagre (særlig i større anlegg, som sesonglagring i fjell, og c) alternative energibærere (typisk skifte fra el til bioenergi).

Energieffektivisering og bruk av andre energiløsninger enn elektrisitet for oppvarming, vil bidra til å redusere det maksimale forbruket. Aktuelle tiltak i bygg er etterisolering, bedre ventilasjonsløsninger, flere og bedre varmpumper (som bergvarme), utnyttelse av spillvarme (der det er mulig) og bruk av bioenergi.

Eksempel 3: Testing av fleksibilitet i ulike typer bygg

I det storskala demoprojektet **Strømfleks** demonstreres fleksibelt forbruk fra ulike typer kunder. Ved bruk av styringsmulighetene hos ulike typer kunder, kan forbruket kobles ut i perioder hvor nettselskap har behov for fleksibilitet, i tillegg til at kundene allerede har insentiv til å endre forbruk ut fra nettariff og spotpris.

Formålet er å undersøke hvordan tilgjengelig fleksibilitet varierer over døgnet og over sesonger, når fleksibilitet leveres fra ulike oppvarmingskilder og skal respondere på ulike insentiver (nettariff, spotpris og direkte aktiveringssignal).



¹⁰ Flytting av forbruk i dette tilfellet er at batteriet, sett fra nettet, bidrar med konstant lading – som alternativ til kun lading når ferge ligger til kai for lading. Konstant lading til batteriet vil i dette tilfellet være på en lavere effekt og over en lengre tidsperiode enn hvis lading kun skulle gjøres i den korte perioden ferga ligger til land.

Eksempel 4: Flexibilitetspotensiale i næringsbygg

FME ZEN har analysert fleksibilitetspotensialet for åtte ulike næringsbygg (kontor, skole og idrettshall), med spesielt fokus på reduksjon av forbruket i topplasttimer. Resultatene viser at for byggene med elektrisk oppvarming, er potensialet for fleksibilitet i topplasttimene estimert til 16-28 prosent på formiddagen og minst 17-24 prosent på ettermiddagen [24]. Implementering og tilgang til styringsteknologi ble identifisert som barrierer mot aktivering av fleksibilitet. Dette er ikke uoverkommelige barrierer, men det styrker behovet for å evaluere fleksibilitetspotensialet så tidlig som mulig i planlegging av nye bygg og ved nytt elektrisk forbruk.

Eksempel 5: Bruk av nødaggregater som fleksibel ressurs

Et sykehus må ha sikker forsyning av både strøm og varme, og ved Drammens nye sykehus skal **Å Energi** (tidl. Glitre Energi) installere en energisentral som sikrer begge deler [4]. Denne energisentralen skal både være nødaggregat for sykehuset og bidra med fleksibilitet til strømmettet og for fjernvarmesystemet.



Når nødaggregatene er i drift, skal spillvarmen også utnyttes i varmesystemet slik at den totale virkningsgraden kan komme opp i hele 85%. Anlegget kan yte 7,5 MW elektrisk energi og kan også avlaste det lokale nettet ved effektknapphet i nettet. Det skal være operativt fra 2025.

Dette er et eksempel på at anlegg som sikrer strømforsyning til en institusjon også kan utnyttes til å avlaste kraftsystemet. Det bør være mulig å utvikle flere slike løsninger. Når man uansett har nødaggregater, kan de også brukes til andre formål uten at dette svekker forsyningssikkerheten for den som trenger aggregatet.

Eksempel 6: Flexibilitet fra varmtvannsberedere i husholdninger

Gjennom forskningsprosjektet **MabFot** har det blitt demonstrert at sentral styring av varmtvannsberedere blant husholdningskunder gir en gjennomsnittlig respons på 0,6 kW mellom kl. 8-9. Kombinert med tidsdifferensiert energitariff med ekstra insentiv til å manuelt redusere forbruket i den aktuelle perioden, ga prosjektet en gjennomsnittlig samlet respons på 1,0 kW for samme periode [25]. Dette betyr en reduksjon på hhv. 8-12 prosent og 13-20 prosent for en husholdning med forbruk på 5-8 kW i aktuell time.



Dersom vi oppskalierer disse resultatene ved å anta at halvparten av ca. 2 mill. norske husholdningskunder bidrar, gir disse resultatene mulighet for hhv. 600 MW og 1000 MW reduksjon i forbruk mellom kl. 8-9 på hverdager.

Eksempel 7: Forbedret spenningskvalitet ved bruk av smarte varmtvannsberedere

BattFlex-prosjektet demonstrerte smarte varmtvannsberedere til bruk for lokal spenningsstøtte og forbedret spenningskvalitet i lavspenningsnettet [26]. Det viser at styring basert på spenning gir betydelig spenningsstøtte og en forbedring fra laveste spenningsnivå, med 17-25 prosent referert til termostat- og ren prisstyring. Derimot gir tradisjonell termostatstyring, som følge av høyt samtidig forbruk (sammenlagring) for beredere, negative effekter på spenningsnivå helt ned mot minimumsgrense på 207 V spesifisert i Forskrift om Leveringskvalitet (FoL). Styring basert på pris gir tilsvarende negativ effekt på spenningsnivå som tradisjonell termostatstyring, men gir samtidig verdi til kundene i form av redusert nettleie og strømkostnader.

Industri

Store kunder innen kraftintensiv industri har høyt nok effektuttak til å kunne bidra direkte inn i regulerkraftmarkedet, og bidrar allerede med fleksibilitet til kraftsystemet [19]. Industri som bruker mye varme, kan i en del tilfeller utnytte termisk treghet/varmelager eller skifte energibærer. Eksempelvis kan papp- og papirproduksjon (treforedlingsindustri) sette enkelte varmekrevende prosesser på vent, og metallprodusenter (f.eks. primæraluminium) kan redusere strømforbruket i korte perioder ved svært høye strømpriser, mens langvarig utkobling er mindre aktuelt.

Datasenter er ofte utstyrt med UPS (Uninterruptible Power Supply), som fungerer som et lokalt reservekraftverk som settes i drift umiddelbart hvis det blir avbrudd [19]. Disse UPS-anleggene kan bidra med kortvarig fleksibilitet (f.eks. raske frekvensreserver) uten at det fører til stans i drift av datasenteret. Dette ble demonstrert i pilot for raske frekvensreserver i 2018 [27].

Kombinasjon av ulike energibærere

Fremover forventes det at en del av fleksibiliteten vil komme fra et samspill mellom elektrisitet og andre utslippsfrie energibærere, der man bruker den til enhver tid billigste energibæreren [4]. Eksempler på slikt samspill er at bioenergi brukes når det er knapphet på elektrisk kraft, og elektrisitet brukes når det er god tilgang på sol- og vindkraft. Dette er særlig aktuelt i større varmeanlegg for bygg, i fjern- og nærvarmelegg og i industriprosesser som trenger varme og kan dekke dette behovet både med elektrisitet og ved bruk av andre energibærere. Skifte av energibærer skjer også når husholdninger fyrer med ved for å redusere behovet for elektrisitet til oppvarming. Andre eksempler er å bruke overskuddsvarme fra ny industri, eller å utnytte bergvarmelagring for å flytte forbruk fra vinter til sommer for å frigjøre kapasitet/kraft fra det elektriske nettet.

Større anlegg som kan skifte mellom direkte bruk av elektrisitet og andre energibærere til oppvarming, (f.eks. fjernvarmeanlegg), kan vanligvis levere både rask fleksibilitet og utholdende fleksibilitet.

Eksempel 8: Samspill mellom elektrisk og termisk energi, ved bruk av sesongvarmelager

I en konseptstudie gjort for Kolbotn Idrettslag har **Asplan Viak** analysert hvordan et sesongvarmelager med energibrønner og samspill mellom elektrisk og termisk energiforsyning kan bidra med fleksibilitet til kraftsystemet. Vår, sommer og høst brukes banedekkerne som bakkesolfangere, og lagret energi brukes til oppvarming av banedekket om vinteren [28].

Hydrogen

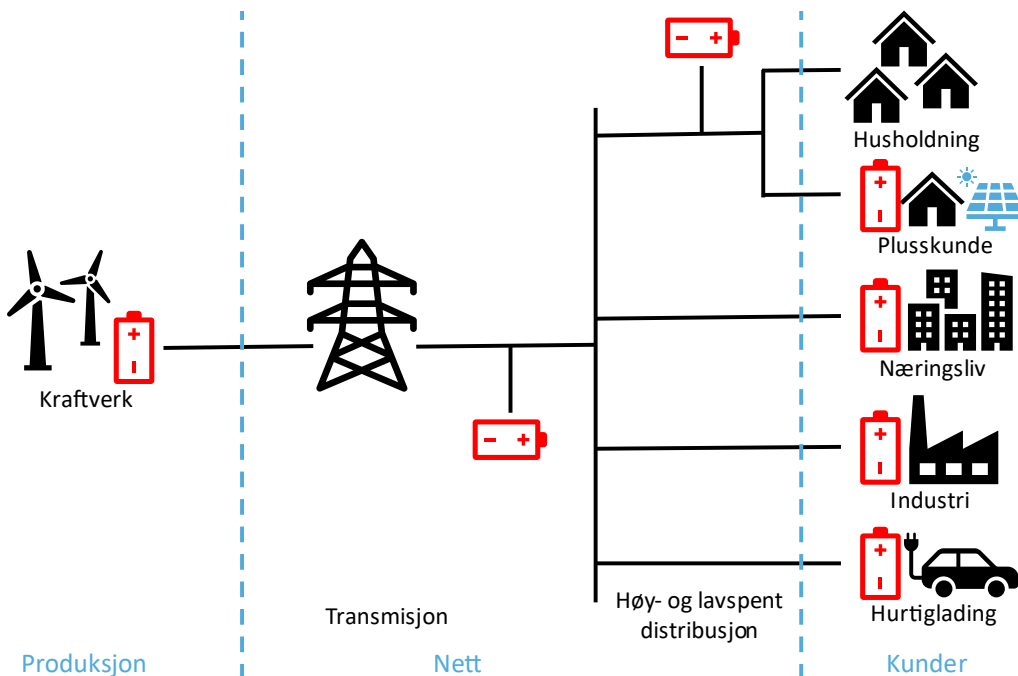
Produksjon av «grønn» hydrogen fra elektrolyse av vann vil være en viktig fleksibel ressurs dersom produksjonen skjer i perioder der overskuddsproduksjon fra sol- og vindkraft gir svært lave kraftpriser [19]. I tillegg kan hydrogenproduksjon også fungere som et batteri hvor billig strøm brukes til å produsere hydrogen, som senere igjen brukes til å produsere strøm, men dette er foreløpig en kostbart og lite effektiv måte å håndtere knapphetsperioder på.

2.3 Hvordan kan lagring brukes til fleksibilitet?

Energi kan lagres på ulike måter, og i mange former, som f.eks. elektrokjemisk (batteri), mekanisk (pumpekraft), elektrisk (kondensatorer), bevegelsesenergi (svinghjul), eller termisk (energi lagres som varme eller kulde) [29].

En lagringsenhet kan levere fleksibilitet for effekt, og til en viss grad energi og kan enten 1) tilknyttes kraftsystemet direkte (nettkomponent), eller 2) installeres hos kunden og dermed være en del av det totale energiforbruket [30]. En lagringsenhet som er direkte tilknyttet kraftsystemet, kan redusere eller øke uttak og innmating i nettet. Hvis lagringsenheten er lokalisert bak måleren hos forbrukeren, kan en slik lagringsenhet lagre energi og flytte forbruk og produksjon i tid, slik at det totalt, sett fra nettet, bidrar til redusert eller økt innmating/uttak for den aktuelle forbrukeren. Eksempler på en slik lagringsenhet er enten et elektrisk batteri eller et termisk lager.

Figur 5 viser en oversikt over ulike plasseringer av batterier i kraftnettet – både nettilknyttede¹¹ batterier og batterier som er tilknyttet bak strømmåler hos forbruk.



Figur 5 Oversikt over ulike batteriplassering i kraftnettet (Basert på [30])

¹¹ Et nettilknyttet batteri består typisk av et batterisystem (eng. BESS – Battery Energy Storage System) som i prinsippet består av fire elementer: batteripakke (battericeller satt sammen i moduler/battery pack), batteristyringssystem (Battery management system – BMS), overordnet styresystem (Supervisory control system – SCS) og omformere (Power conversion system – PCS) [30].

Batterier direkte koblet til strømmettet

Elektriske batterier som er direkte tilknyttet distribusjonsnett, kan bidra med ulike tjenester som bl.a. økt leveringskvalitet slik at reinvesteringer i nettet kan utsettes, eller bidra til å få en jevnere effektflyt for bedre utnyttelse av eksisterende nett [31]. Aktuelle bruksområder til batterier i distribusjonsnett er effektavlastning, reservekraft, forbedret spenningskvalitet, dempe hurtige produksjons- og lastendringer, redusere nettap, gjenopprette forsyningen etter avbrudd, spenningsregulering, bidra til økt kortslutningsytelse, flaskehalshåndtering og forbedret stabilitet [30].

Nettselskap kan kun eie batterier som benyttes til nettførmål, dvs. at de kan bruke batterier til spenningsregulering, men ikke for å håndtere overlast i distribusjonsnett eller å handle ut fra energipriser som varierer over døgnet [32]. Reguleringsmyndigheten for Energi (RME) anbefaler at *for å unngå uklarhet om batteriene kun benyttes til nettførmål, bør nettselskapet vurdere å kjøpe inn batteri-/fleksibilitetstjenesten fremfor å eie batteriene selv*¹².

Eksempel 9: Elektriske batterier som leverer fleksibilitetstjenester i form av økt effekttilgang

I en pilot i Lierne demonstreres det hvordan et nettselskap kan kjøpe fleksibilitetstjenester fra et elektrisk batteri. I denne piloten kjøper nettselskapet Tensio en batteritjeneste fra Eidsivaselskapet "Peak Shaver", for økt effekttilgang i området [33]. Totalt installert effekt på batteriet er 1 MW.

Eksempel 10: Elektriske batterier som leverer fleksibilitetstjenester i form av raske frekvensreserver

I en pilot tilknyttet FME CINELDI ble et Li-ion batteri på 1 MW tilknyttet Skagerak Energilab brukt til å levere *raske frekvensreserver* (FFR, se beskrivelse i kap. 4) [34]. Avtalen er at batteriet skal levere FFR Flex for 400 timer, dvs. et fleksibilitetsvolum på 0,8 MW skal aktiveres med en responstid på inntil 0,7 sekunder, og med en varighet på 30 sekunder, hvis frekvensen faller under 49,6 Hz.



Ny funksjonalitet ble utviklet og implementert for at batteriet skulle kunne levere denne fleksibiliteten. Tester viste at batteriet kunne levere den ønskede fleksibiliteten, men det ble ikke behov for dette i den aktuelle pilotperioden. Selv om ikke batteriet ble aktivert i pilotprosjektet, ga piloten økt erfaring om bruk av batterier for levering av FFR-tjenester, og piloten ble tatt i videre bruk som fullverdig kommersiell løsning.

Batterier som samspiller med annet forbruk – bak kundens tilknytningspunkt til strømmettet

Det finnes ulike batterier i distribusjonsnett, bl.a. i forbindelse med elbiler og solcelleanlegg. Forbrukere kan selv eie og benytte batterier bak eget målepunkt¹³ slik at de i enkelte perioder (f.eks. ved høye priser) kan redusere hvor mye strøm de får levert fra nettet ved å bruke energi fra batteriet¹⁴, eller at de i perioder med overskuddsproduksjon fra solcellepanel lagrer strømmen på batteriet i stedet

¹² RME har signalisert at det på sikt vil være aktuelt å forskriftsfeste et forbud mot at nettselskap selv eier batterier.

¹³ Hvis forbrukere anskaffer seg et batteri, må de kontakte nettselskap hvis det blir aktuelt å levere strøm ut på strømmettet.

¹⁴ Batteri hos en forbruker kan brukes til å lagre energi på batteriet når det er lave priser, og bruke strøm fra batteriet (i stedet for å hente fra strømmettet) når det er høye priser. Batteriet kan brukes til effektutjevning ved at man ved høyt effektforbruket dekker deler av forbruket med strøm fra batteriet, i stedet for å hente alt fra strømmettet.

for å levere den inn på strømmettet. Batterier kan bidra til balansering og bedre ressursutnyttelse i kraftsystemet, for eksempel om vinteren når det er effektknapphet eller problemer i det lokale nettet.

Dersom en forbruker kan produsere deler av strømmen sin selv (plusskunde, se kap. 2.1), vil overskuddsstrøm mates direkte inn på strømmettet når produksjonen er større enn forbruket. Hvis en plusskunde anskaffer seg et batteri, kan batteriet hjelpe forbrukeren med å bruke en større del av egenprodusert strøm, ved at overskuddsproduksjon lagres på batteriet i stedet for å mates inn på strømmettet. Da kan strømmen brukes på et senere tidspunkt (Se også beskrivelsen av plusskunder i kap. 2.1).

En elbil kan lades fleksibelt ved at lading styres til timer hvor det er lavere energipriser (ref. markedspris), men samtidig bør man unngå at lading bidrar til økt samtidig effektforbruk slik at kunden må betale for et høyere effekttrinn på nettariffen.

Strømforbruket til dagens elbiler er hovedsakelig knyttet til enveis lading, hvor fleksibiliteten består i å flytte lading av elbilen til perioder med rimeligere strømpriser. Hvis man er plusskunde og produserer deler av strømmen selv, kan lading av elbil skje i perioder med egen produksjon av strøm. *Vehicle-to-grid (V2G)* er ny teknologi som muliggjør at en elbil både kan hente energi fra strømmettet for å lade batteriet, og levere strøm tilbake til strømmettet. V2G vil kunne gi økt nytteverdi for kraftsystemet, siden det ikke lenger kun er bruk av overskuddsstrøm til lading, men den ladbare bilen har også mulighet til å levere strøm når dette er en knapp ressurs i kraftsystemet.

Eksempler på tjenester som kan leveres fra ladbare biler, er hurtig frekvensreserve bl.a. ved struping av lading, flytting av tidspunkt for lading og lade med varierende ladekapasitet ut fra hva som er behov fra kraftsystemet og/eller å lade smart ut fra hvor mye nettkapasitet som er tilgjengelig [35].

Eksempel 11: Bruk av elbiler som frekvensreserve

I en pilot for raske frekvensreserver som ble gjennomført i 2018, ble det demonstrert hvordan aggregert last for en portefølje med elbiler kunne bidra som frekvensreserve [27]. I piloten ble det avtalt et aggregert volum på 0,250 MW. Det ble gjennomført to tester, og responstiden var innenfor 2 sekunder i begge disse testene. Piloten ga erfaring med tilgjengelighet av raske frekvensreserver (FFR) fra ulike teknologier, bl.a. elbiler.



Eksempel 12: Flexibilitetspotensiale fra elbiler med V2G-teknologi

I et eksempel hvor fleksibilitetspotensialet ved bruk av V2G-teknologien er beregnet for California, vil 1 million ladbare biler av typen Nissan Leaf med et 50 kWh-batteri, og ladenivå på batteri (State of Charge – SoC) på 50 prosent [36], kunne levere 15 GWh (15 kWh per bil) hvis alle disse bilene leverer energi til nettet, ned til SoC på 20 prosent.

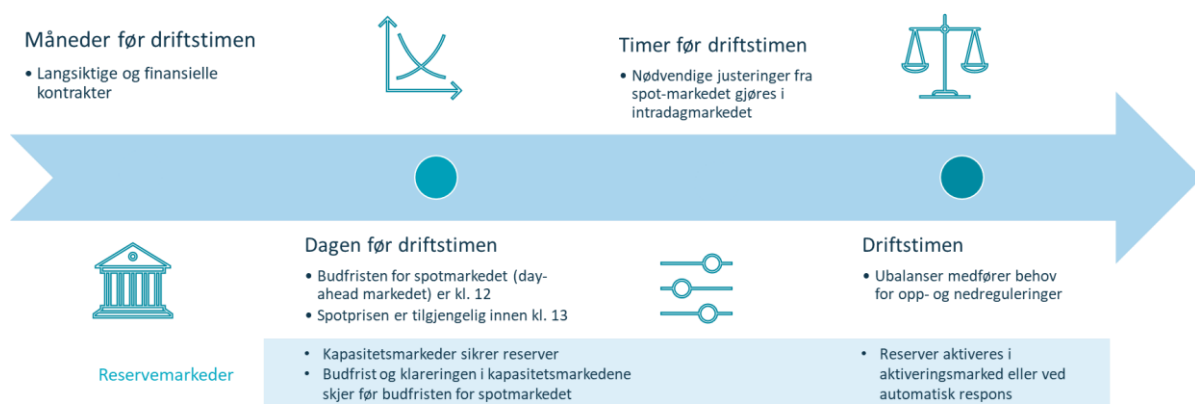
Det samme regnestykket for Norge vil gi 9,25 GWh fra dagens elbiler (600.000 biler, 15 kWh/bil), og det totale potensialet vil være på 43,5 GWh hvis samtlige av dagens 2.9 millioner privatbiler hadde hatt tilsvarende mulighet. Dette tilsvarer energibruken til litt mer enn 2700 norske husstander (årlig strømforbruk på 16 000 kWh).

2.4 Energi- og reservemarkeder som verktøy for å opprettholde balanse i kraftsystemet

Kraftsystemet må balanseres gjennom hele døgnet, hele året. Statnetts landssentral passer på at det alltid er balanse mellom forbruk og produksjon her og nå, i det som kalles driftstimen. En tidslinje som illustrerer hvordan ulike aktiviteter og handler gjennomføres i energi- og reservemarkedene inn mot driftstimen, er vist i figur 6.

Finansielle og langsiktige kontrakter kan inngås flere måneder eller år før selve driftstimen, mens klarering i spotmarkedet, intradagmarkedet og reservemarkedene skjer dagen før og inn mot driftstimen. Aktørene kan handle i intradagmarkedet nesten helt frem til driftstimen. I driftstimen forbrukes kraften som er handlet. Dersom det oppstår ubalanser, aktiveres reserver for å håndtere disse.

Fleksibilitet bidrar i alle disse fasene. Hvor fleksible og aktive aktørene er i for eksempel intradagmarkedet for å utjevne sine ubalanser, påvirker behovet for å handle fleksibilitet i driftstimen.



Figur 6 Tidslinjen beskriver når ulike aktiviteter og handler gjennomføres. Sammenheng reservemarkeder og energimarkeder (Kilde: www.statnett.no)

2.5 Måter å organisere samarbeid på – markeder, avtaler og regelverk

Tidligere i kapitlet har vi beskrevet flere eksempler på fleksibilitet som kan tilbys fra ulike aktører (produksjon, forbruk og lagring), og på tvers av energibærere (elektrisk og termisk). Flere ulike typer fleksible ressurser kan dekke det samme behovet for fleksibilitet, samtidig som en fleksibel ressurs kan bidra med ulike typer fleksibilitetstjenester (value-stacking) og dekke flere behov.

Et effektivt samspill mellom elektrisitet og andre energibærere, forbruksfleksibilitet og ulike typer energilager, vil bli viktig for å utnytte energiressursene effektivt og for å sikre kontinuerlig balanse [4]. Forbrukerfleksibilitet handler også om å bruke rett type energi til rett tid, samtidig som varige endringer i energiforbruket (spesielt reduksjon av maksimalt forbruk) vil gjøre det enklere å ivareta balansen mellom forbruk og produksjon i kraftsystemet.

For å utløse tilstrekkelig mengde fleksibilitet, med en tilstrekkelig geografisk distribusjon, er det nødvendig at aktuelle virkemidler fungerer godt, samlet sett. Verdikjedene for å tilby fleksibilitet fra forbrukere kan være komplekse, og det krever samarbeid med flere aktører. Dette gir muligheter for tjenestetilbydere som kan forenkle prosessen for de som har tilgjengelige fleksibilitetsressurser. En oversikt over verdikjeden for fleksibilitet fra ulike aktører, er vist i figur 7.

Verdikjeden starter til venstre med ulike aktører (husholdning, mindre næring og industri, og produsenter) som kan tilby ulike former for fleksibilitet (forbruk, produksjon eller lagring), og slutter til høyre med aktører i kraftsystemet som har behov for at fleksibilitet aktiveres, f.eks. nettselskap og/eller systemansvarlig (Statnett). Det trengs et helhetlig perspektiv for å gjøre verdikjeden komplett. Mellom tilbyder og kjøper av fleksibilitet, trengs det etablering av forretningsmodeller, tjenesteleverandører (aggregatorer, balanseansvarlige og andre tjenestetilbydere) og tekniske løsninger for aktivering av fleksibilitet. I tillegg trengs det regulatoriske rammebetingelser som gir incentiver, og i noen tilfeller krav, til at fleksibilitet tas i bruk, slik at det blir lønnsomt for alle aktørene i verdikjeden, og samlet sett gir god samfunnsøkonomi.



Figur 7 Verdikjede for fleksibilitet (Basert på [37])

Tradisjonelt har nettselskap gjort investeringer i egen infrastruktur for å sikre samfunnsøkonomisk drift og planlegging av eget nett, og det vil være en stor endring å løse lokale problemer i nettet gjennom å ta i bruk fleksibilitet, f.eks. kjøp av fleksibilitet i et lokalt marked. Overgang til markedsbaserte løsninger vil endre risikobildet til nettselskap, hvor de må vurdere investering i infrastruktur opp mot fleksibilitet levert fra tredjepart [37]. Økt bruk av fleksibilitet for å løse lokale problemer, stiller nye krav til nettselskap, bl.a. knyttet til kompetanse og driftssystemer.

Etablerte markeder hvor fleksibilitet kan tilbys, har kriterier knyttet til deltagelse (bl.a. størrelse på bud, responstid, varighet av leveransen, og krav til målenøyaktighet), og ulike forretningsmodeller for fleksibilitet trengs for å sikre lønnsomhet for alle involverte aktører. Det er aktuelt at aktører som f.eks. aggregatorer eller andre tjenestetilbydere deltar i ulike markeder på vegne av flere kunder.

Et av de mest spennende og kritiske områdene for å utvikle ny fleksibilitet, er knyttet til aggregering av ressurser som enkeltvis er for små til å oppfylle dagens krav til reservemarkedene. I dag er det kun tillatt å aggregere ressurser innenfor en og samme balanseansvarlig aktør (se kap. 7.2 for beskrivelse av de ulike rollene). Statnett jobber med å kunne åpne for såkalt uavhengig aggregering, der en balansetjenestetilbyder kan aggregere ressurser på tvers av balanseansvarlige aktører.

Kravene for deltagelse i reservemarkedene (prekvalifiseringen) må også oppdateres for å ta høyde for aggregering av mange små ressurser som til sammen oppfyller kravene, men som kanskje befinner seg på ulike geografiske steder og består av flere ulike teknologier som spiller sammen. Eksempler på slike *hybride fleksibilitetsressurser* kan være ladestasjoner, eller elkjeler/varmesystemer som er tilknyttet solceller og batterier for optimal energiutnyttelse.

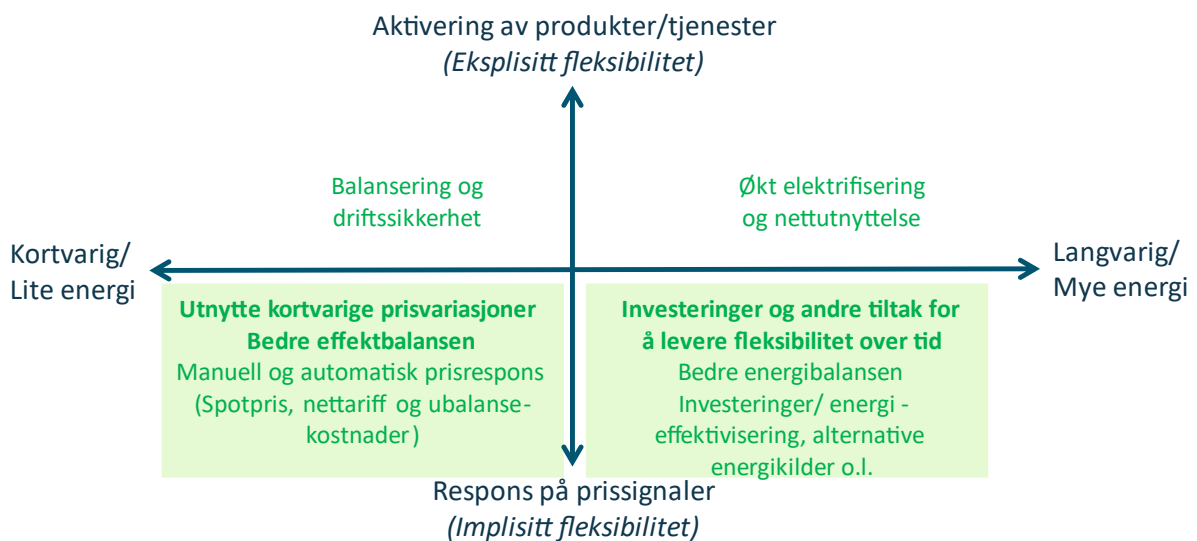
Del II

Alternative måter å være fleksibel på

Denne delen av rapporten beskriver alternative måter å realisere fleksibilitet hos ulike aktører med tilknytning til kraftsystemet. Det handler om muligheter for både prisrespons og markeder for direkte aktivering av fleksibilitet. Prisrespons kalles ofte *implisitt fleksibilitet*, og er respons på nettariff og energipris fra markedet, og tiltak for reduksjon av kjøpt elektrisitet ved hjelp av energieffektivisering og egenproduksjon (plusskunde). Direkte aktivering av fleksibilitet (også kalt *eksplisitt fleksibilitet*) gjøres via markeder for fleksibilitet - både lokale fleksibilitetsmarkeder og Statnett sine reservemarkeder – og gjennom avtaler.

3 Prisrespons og forbruksreduksjon

Respons på prissignaler (implisitt fleksibilitet) betyr at fleksibilitet aktiveres hos en eller flere forbrukere som reaksjon på et prissignal. Et prissignal kan f.eks. være nettariff eller spotpris, og responsen kan være både manuell endring av forbruk eller automatisk endring ved bruk av styringsteknologi. Det er kunden selv som velger om, når og hvor mye man vil bidra med av implisitt fleksibilitet, og gevinsten oppstår som reduserte energi- og/eller nettkostnader. Responsen kan være både kort- og langvarige tiltak - med både lite og mye energiinnhold. Denne type fleksibilitetsrespons er plassert i nederste halvdel av aksekorset fra figur 1, som vist i figur 8.



Figur 8 Eksempler på fleksibilitet som respons på prissignaler (implisitt fleksibilitet)

3.1 Kraftmarkedet gir prissignaler for fleksibilitet

Når vi snakker om prisrespons, så tenker vi her først og fremst på aktører som lar seg påvirke av kraftprisene som settes i de organiserte energimarkedene gjennom kraftbørsene. Kraftmarkedet kan deles inn i *engrosmarkedet* og *sluttbrukermarkedet*. I engrosmarkedet kjøpes og selges store kraftvolum av kraftprodusenter, meglere, kraftleverandører og store industrikunder. Kraftleverandører handler på vegne av små og mellomstore sluttbrukere, næring og industri [38]. Engrosmarkedet består av flere organiserte markeder hvor aktørene legger inn bud og prisene fastsettes. Markeds plassene for omsetning av elektrisk energi i Norge er spotmarkedet (day-ahead/ DA) og intradagmarkedet (ID), som organiseres av Nord Pool og EPEX.

I sluttbrukermarkedet er det den enkelte sluttbruker som inngår avtale om kjøp av kraft fra en fritt valgt kraftleverandør [38]. I Norge består sluttbrukermarkedet av ca. en tredel husholdningskunder, en tredel industri og en tredel mellomstore sluttbrukere, som for eksempel skoler, hoteller og butikker.

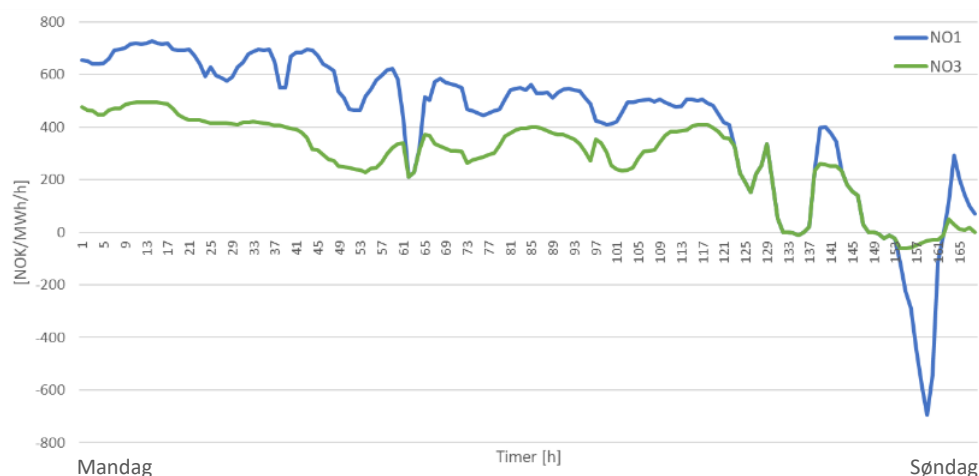
Et svært vanlig kraftprodukt for forbrukere i Norge, er å ha spotpris på timebasis, med et evt. påslag på energiprisen i [øre/kWh] og/eller månedlig avgift i [kr/mnd]. Med avregning per time ut fra spotprisen, vil forbrukeren ha nytte av å tilpasse seg prisingen i energimarkedet ved å redusere forbruket i timer med høye priser og øke forbruket i timer med lave priser. Slik forbrukerfleksibilitet kan gjøres manuelt eller automatisk.

3.2 Prisrespons er viktig for å dempe prisvariasjoner og sikre balanse

I fremtidens utslippsfrie energisystem vil energien i økende grad hentes fra vind- og solkraft [2]. Det betyr at produksjon blir mer variabel og det vil oftere oppstå knapphetssituasjoner med kortvarige og svært høye priser. Tilsvarende vil det oppstå flere og lengre perioder med overskudd av uregulert kraftproduksjon og dermed svært lave eller negative priser. Ved negative priser får forbrukere betalt for å bruke strøm, mens produsenter må betale for strømmen de produserer. Den økende hyppigheten av knapphets- og overskuddssituasjoner i produksjon, gjør at forbruket i større grad må følge produksjonen enn det gjør i dag. Dette er en fundamental endring fra i dag, hvor produksjonen følger forbruket. Økt forbruk når det er overskudd av fornybar kraft og lave eller negative priser, vil løfte kraftprisene noe og dermed øker også lønnsomheten av den uregulerte kraftproduksjonen. Dette vil bidra til bedre utnyttelse av fornybar kraftproduksjon, som igjen stimulerer til utbygging av mer fornybar kraft. Produksjon kan også bidra til å dempe negative priser, ved å stanse eller redusere produksjonen.

For en forbruker som kjøper kraft til markedspris (og ikke fastpris), vil det bli mer lønnsomt å redusere hvor mye kraft som hentes fra nettet i perioder med høye priser, og heller bruke mer i perioder med lave priser. Dette kan gjøres med forbruksreduksjon i form av tiltak for energieffektivisering, flytting av forbruk til tidspunkt med lavere priser, eller å øke egenproduksjon (for forbrukere med styrbar egenproduksjon). Hvis forbruker har et elektrisk batteri, kan det i høyprisperioder være lønnsomt å dekke deler av forbruket med strøm fra eget batteri og eventuelt, hvis prisforskjellene er store nok, levere inn overskuddsstrøm på nettet. Dette er tiltak som bidrar til redusert kjøp av elektrisk energi i anstrengte situasjoner, og noe som aktørene kan gjøre selv for å redusere egne kostnader og forbedre egne prosesser. Dersom mange og store nok aktører reduserer energiforbruket i høyprisperioder, vil dette i seg selv bidra til prisreduksjon.

Prisvirkningen fra store mengder fornybar kraft ses allerede i dag i kraftmarkedet, og et eksempel er vist i figur 9, hvor det intraff negative priser i prisområde NO1 og NO3 i juli 2023. Dette kan forklares med lavt forbruk i Norge og høy produksjon fra sol- og vindkraft i det europeiske kraftsystemet. En fleksibel forbruker som kan flytte forbruk til disse lavprisperiodene, vil kunne redusere sine energikostnader betydelig. Flytting av fleksibelt forbruk til slike lavprisperioder vil også bidra til at mindre fornybar kraft går til spille, og vil redusere omfanget av negative priser. Eksemplet viser viktigheten av at også forbruk er eksponert for prissignaler. Langsiktige kontrakter og støtteordninger bør være utformet slik at de ikke fjerner insentivene til å være fleksibel.

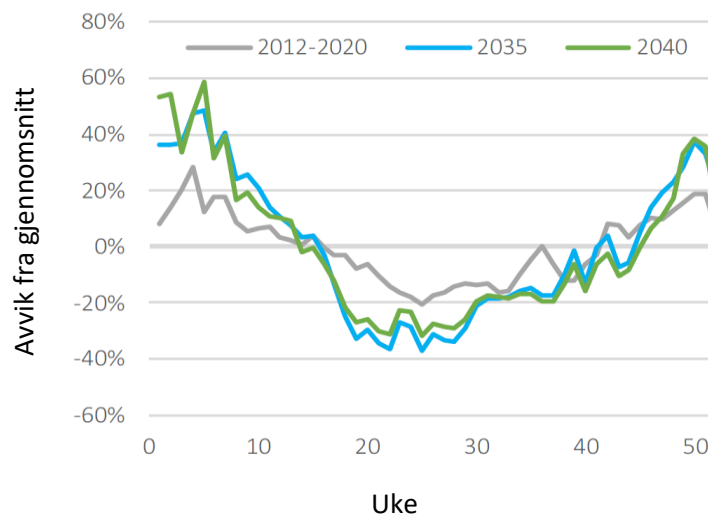


Figur 9 Kraftpris i Norge, prisområde NO1 og NO3, 10. juli til 16. juli 2023

3.3 Hvordan utvikler behovet og mulighetene for prisrespons i energimarkedene seg?

Statnett gir i sin langsiktige markedsanalyse (LMA) [2] en detaljert beskrivelse av den langsiktige utviklingen av kraftsystemet og prisene på kraft. Kort oppsummert viser våre analyser at kraftprisene vil bli langt mer variable fremover enn de har vært historisk i Norge. Det betyr at kunder som kan være fleksible og flytte en større del av forbruket til timene med lavere pris, vil få rimeligere kraft i gjennomsnitt dersom de benytter spotpriskontrakter.

Fram mot 2035 vil prisene variere mer enn for perioden 2010-2020, bl.a. på grunn av sterkt varierende priser i Europa og økt andel sol- og vindkraft [2]. På enda lengre sikt vil prisvariasjonene reduseres noe ettersom andelen fleksibilitet i det europeiske kraftsystemet både forventes å øke og bli billigere. Figur 10 viser våre prognoser for kraftprisen i Sør-Norge for 2035 og 2040, med referanse til et historisk snitt for 2012-2020 [2]. Figuren viser at prisen i Sør-Norge om vinteren kan bli 40-60% høyere enn gjennomsnittsprisen (mot 20% historisk), mens prisen om sommeren kan bli 30-40% lavere enn gjennomsnittet (mot 20% historisk).



Figur 10 Gjennomsnittlig ukepris for sørnorsk kraftpris i 2035,2040 og et historisk snitt for perioden 2012-2020 [2]

Ifølge LMA vil det i basis-scenariet i 2030 bli mange timer og perioder med relativt høye priser når gasskraftverk setter prisen, men det er også mange timer og perioder med nullpriser siden andelen av vind- og solkraft i kraftsystemet er større [2]. Etter hvert forventer vi lavere snittpriser og mindre prisvariasjon over døgnet som følge av mer fleksibel hydrogenproduksjon, mer batterikapazität, økt tilgang på fleksibilitet, og at gasskraftverk erstattes av topplastverk som er basert på hydrogen og biogass.

Eksempel 13: Forbrukerfleksibilitet som respons på ulike kraftpriser

Prisfølsomheten til en kunde sier noe om hvor mye respons man kan forvente å få på ulike energipriser, og dette ble undersøkt i FoU-prosjektet **iFleks** (2019-2022) [39]. iFleks-eksperimentene viser at husholdninger responderer på prissignaler selv uten automatisering, og at strømforbruket er i gjennomsnitt 2 – 11 prosent lavere i timer med høye priser sammenlignet med kontrollgruppen. Omtrent 50 prosent av husholdningene responderte på prissignalene og brukte framfor alt elektrisk oppvarming, flytting av tøyvask o.l. og lading av elbil som fleksibilitetskilde. For næringsbygg og offentlige bygg er fleksibelt forbruk knyttet til ventilasjon, oppvarming, varmtvannsberedere eller en alternativ energikilde som kan erstatte strøm i noen timer. Prisresponsen var størst i vinterhalvåret da det var mye oppvarming i bruk, og gikk ned når kundene ikke hadde så mye fleksible laster å regulere.

Prosjektet viser også at det er mulig å integrere automatisert styring etter prissignal med SD-anlegg¹⁵, hvor bl.a. ventilasjon kan reduseres opp til 4 timer for å spare strøm i høypristimer. Manuell respons er vanskeligere og forutsetter dedikert driftspersonell som har som mål å redusere energikostnader.

Prosjektet konkluderte derfor med at framtidige løsninger bør i størst mulig grad baseres på ulike former for automatisering.

3.4 Hvilke insentiver til prisrespons gis gjennom nettariffen?

Nettariff er prisen en strømkunde betaler for å bruke kraftnettet (nettleie). Ifølge forskrift om økonomisk og teknisk rapportering skal nettselskapene utarbeide nettariffer som "gir signaler om effektiv utnyttelse og utvikling av nettet" [40].

Ifølge dagens regelverk skal nettariffen baseres på kundens behov for effekt. Det betyr at en strømkunde i dag betaler nettleie basert på den timen der kundens målte strømforbruk er høyest. Modellen medfører at strømkunden får insentiver til å redusere maksuttaket (begrense strømforbruket i enkelte timer) og jevne ut forbruket over døgnet for å redusere nettleiekostnadene.

Enkle, manuelle tiltak kan være å lade elbil om natta eller unngå å bruke komfyr, oppvaskmaskin og vaskemaskin samtidig. Det finnes også en rekke produkter og apper for automatisk styring av strømforbruket for en husholdning eller en næringskunde. Gjennom slike systemer kan effekttopper reduseres og strømforbruket fordeles over døgnet (se midten av figur 4).

Noen nettselskap tilbyr redusert tariff for utkoblbart/fleksibelt forbruk. Det er opp til hvert enkelt nettselskap å tilby en slik ordning. Strømkunder som har slik avtale må typisk kunne kobles fra nettet når nettselskapet har behov for det, for eksempel ved feil i nettet eller i høylastperioder, og i verste fall være utkoblet i lengre perioder (uker/måneder). Slike ordninger er aktuelle å tilby overfor strømkunder som enten har reserveløsninger (f.eks. biokjel som reserve for utkoblbar elkjel) eller kan klare seg uten strømtilførsel i perioden hvor strømmen er koblet fra.

¹⁵ SD-anlegg = system for sentral driftskontroll. Dette er programvare som styrer automasjon og tekniske anlegg tilknyttet ett eller flere bygg.

Eksempel 14: Bruk av nettariff for å øke fleksibilitet

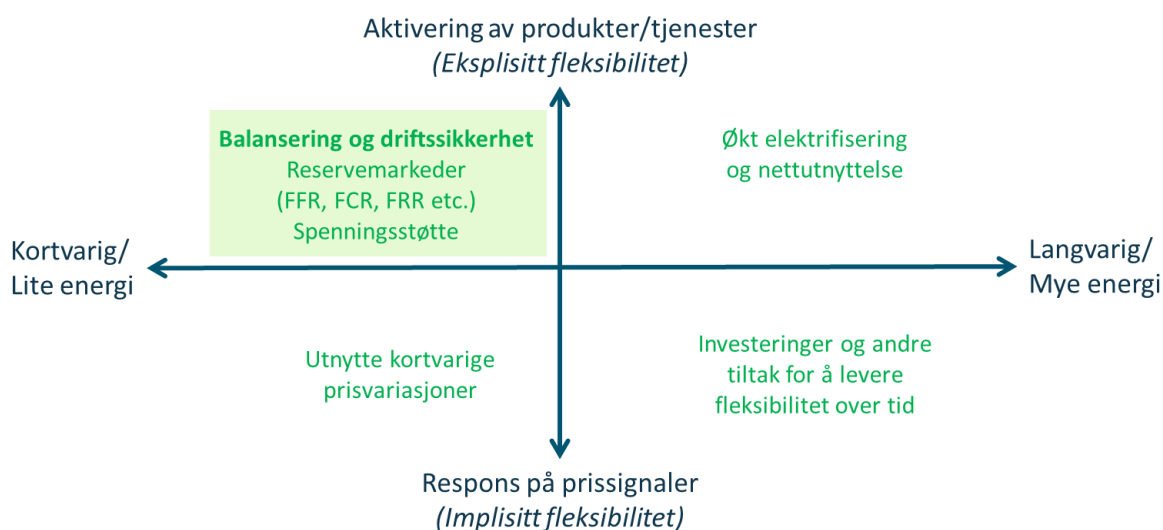
Nettselskapet Elvia testet ut to ulike tariffmodeller for effektprising blant 9000 husholdningskunder i en periode på ett år (november 2020 – november 2021) [41]. Halvparten av kundene fikk nettariffen "Rush&Ro" med grønne, gule og røde¹⁶ timer i løpet av et døgn, mens den andre halvparten fikk netttariffen "Dag&Natt" med grønne priser på natt og i helg og røde priser på dagen på hverdager. Sammenlignet med kontrollgruppen, har pilotkundene flyttet forbruk fra høylasttimene. For noen pilotkunder ble SMS-varsling sendt ut når rush-prisen sammenfalt med høye strømpriser, noe som førte til at disse kundene reduserte strømforbruket sitt i de ekstra dyre timene med nesten 8 prosent mer enn de pilotkundene som ikke fikk SMS.

Resultatene fra piloten viser at reduserte kostnader er det som motiverer kundene mest til å endre forbruket. SMS-varsling bidrar gir en ekstra motivasjon for å redusere strømforbruket.

¹⁶ Grønne timer er billigst, røde timer er dyrest.

4 Reservemarkeder

Deltagelse i markeder der fleksibiliteten aktiveres hos én eller flere aktører som respons på et spesifikt behov i kraftsystemet (både for å løse netterelaterede problemer og for balansetjenester), kalles ofte for *eksplisitt fleksibilitet*. Hvor mye effekt og energi som justeres, og til hvilken pris, er basert på tilbud og etterspørsel i et marked. Flexibiliteten som anskaffes har typisk lite energiinnhold, med aktivering i sekunder eller minutter opp til hele timer, og kort responstid, på sekunder eller minutter. Denne fleksibiliteten plasseres derfor øverst til venstre i aksekorset fra figur 1, som vist i figur 11.



Figur 11 Eksempler på eksplisitt kortvarig fleksibilitet

Det er hensiktsmessig å skille mellom to typer markeder for å handle fleksibilitet: 1) reservemarkeder for balansering som driftes av Statnett og 2) lokale fleksibilitetsmarkeder for produkter med spesifikk lokasjon, som brukes av lokale nettselskap til flaskehals-/spenningshåndtering. Det er svært få eksempler på den siste typen markeder i Norge i dag, men vi omtaler dette alternativet i kapittel 5.

4.1 Bruk av reserver og reservemarkeder

Reserver bidrar til å sikre balanse i kraftsystemet

Kraftsystemet må hele tiden være i balanse. Det betyr at summen av produksjon og import hele tiden skal være lik summen av forbruk, eksport og nettap for at systemet skal være stabilt. Frekvensen er et mål på om kraftsystemet er i balanse, den skal være tilnærmet lik 50 Hz. Større frekvensavvik kan medføre utkobling av produksjons- eller forbruksanlegg og i verste fall mørklegging av større områder.

Reserver er et samlebegrep for fleksibel produksjon eller forbruk av kraft som deltar i reservemarkedene organisert av Statnett, og som kan reguleres, starte eller stoppe når frekvensen avviker fra 50 Hz eller når det er nødvendig å håndtere begrensninger i nettet (ofte kalt "flaskehals"). Hvis frekvensen synker, er det underskudd på kraft i systemet, og produksjonen må økes eller forbruket reduseres. Tilsvarende hvis frekvensen øker, er det for mye kraft i systemet og produksjonen må reduseres eller forbruket økes.

Den vanligste bruken av reserver er knyttet til *normale ubalanser*. Disse skyldes prognoseavvik eller strukturelle avvik mellom planer for produksjon og utveksling av energi, og faktisk forbruk. Slike

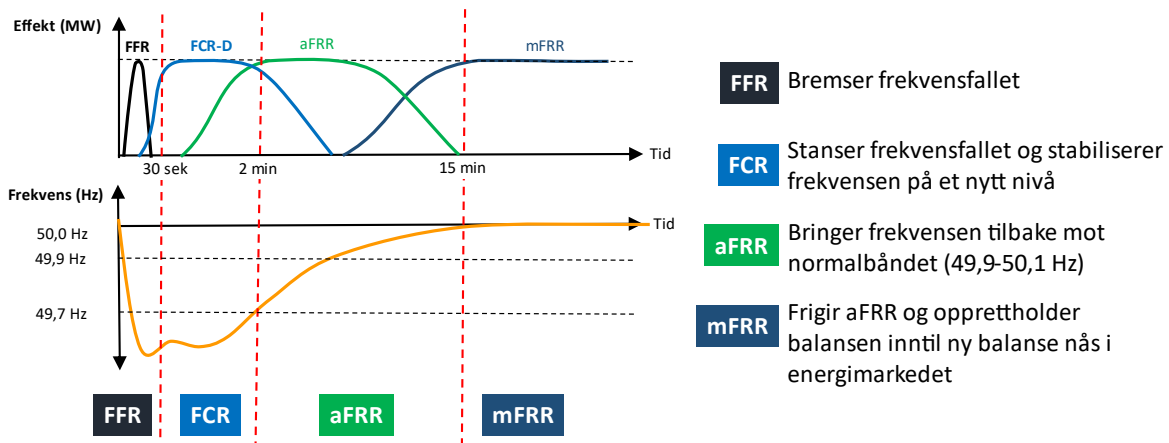
ubalanser oppstår hele tiden, men frekvensavviket er som regel begrenset. Ved større feil i kraftsystemet, som ved utfall av en mellomlandsforbindelse eller større produksjons- eller forbruketanlegg, kan frekvensen endre seg mye og raskt, og vi trenger større mengder av reserver for å stabilisere systemet. Slike hendelser skjer relativt sjeldent, men en sikker strømforsyning er uansett avhengig av at vi til enhver tid har reserver tilgjengelig for å håndtere alle typer ubalanser.

Det finnes flere typer reserver med ulike funksjonalitet

De ulike typene reserver som brukes i Norden, kalles primær-, sekundær- og tertiærreserver og raske frekvensreserver. Disse har ulike formål og egenskaper, men har en felles hensikt om å alltid holde kraftsystemet i balanse. En kort beskrivelse av de ulike reservene er gitt i punktene nedenfor. En mer detaljert oppsummering av karakteristikkene er gitt i tabell 1.

- Raske frekvensreserver (FFR)¹⁷ er de første reservene som aktiveres for å bremse større frekvensendringer [42]. FFR aktiveres automatisk basert på lokal frekvensmåling, og responderer svært raskt for å hindre frekvensfall under 49,0 Hz ved store feil i kraftsystemet.
- Primærreservene (FCR)¹⁸ skal stanse frekvensendringer og stabilisere frekvensen på et nytt nivå når en ubalanse oppstår. Primærreservene er også styrt av lokale automatiske funksjoner, og er delt i normaldriftsreserve (FCR-N) og driftsforstyrrelsesreserve (FCR-D) [43]. Primærreservene skal forbli aktivert til sekundær- og tertiærreservene (aFRR og mFRR) bringer systemet tilbake i balanse.
- Sekundærreservene (aFRR)¹⁹ skal bringe frekvensen tilbake mot *normalbåndet* (49,9-50,1 Hz) etter en ubalanse. aFRR aktiveres automatisk basert på styresignaler fra Statnett.
- Tertiærreservene (mFRR)²⁰ aktiveres manuelt basert på en elektronisk bestilling fra Statnett for å bringe systemet i balanse og frigi aFRR slik at disse igjen blir tilgjengelige for å håndtere nye feil og ubalanser [44].

Tidslinje med aktiveringstid og relativ effektrespons for de ulike reservene (FFR, FCR, aFRR, mFRR) ved en stor og rask frekvensendring, er illustrert i figur 12 [45].



Figur 12 Illustrasjon av tidslinje med aktiveringstid og relativ effektrespons for de ulike reservene [45]

¹⁷ FFR – Fast Frequency Reserves

¹⁸ FCR = Frequency Containment Reserves

¹⁹ aFRR = automatic Frequency Restoration Reserves

²⁰ mFRR = manual Frequency Restoration Reserves

Reservemarkedene er det viktigste verktøyet for å sikre tilgjengelige reserver

Som systemansvarlig har Statnett ansvaret for å sikre virkemidler for å håndtere ubalanser. I henhold til *Forskrift om systemansvaret (FoS)* [46] skal systemansvarlig i størst mulig utstrekning gjøre bruk av virkemidler som er basert på markedsmessige prinsipper. Dette er fordi det i mange tilfeller vil være den mest samfunnsøkonomiske måten å anskaffe ressursene på.

Det viktigste verktøyet for å håndtere ubalansene, er kjøp av fleksibilitet i reservemarkedene:

- I kapasitetsmarkedene sikrer Statnett tilstrekkelige volum med reserver for å være i stand til å håndtere både normale ubalanser og store feil. Tilbyderen av reserver får da betalt for å forplikte seg å delta i et aktiveringsmarked eller være tilgjengelig for automatisk aktivering. Vi har kapasitetsmarkeder for alle reservetyperne (FFR, FCR, aFRR og mFRR).
- I aktiveringsmarkedene bestiller Statnett en aktivering av reserver når det er behov for dette. Gjennom markedet avtaler Statnett tidspunkt for aktivering, varighet og pris på responsen med tilbyderen av reserven. Som hovedregel vil Statnett benytte de rimeligste ressursene først for å dekke et behov, men det kan i tilfeller være aktuelt å avvike fra prisrekkefølgen for å dekke et spesifikt lokalt behov. I dag er det kun mFRR som aktiveres gjennom et aktiveringsmarked, også kalt *Regulerkraftmarkedet*.

Ved innføring av ny nordisk balanseringsmodell (NBM - Nordic Balancing Model [47]), vil det skje store endringer i aFRR- og mFRR-markedene de neste årene. Det skal innføres 15. minutters avregning og ubalansepris, finere budoppløsning og endret aktiveringsprofil. Innføring av NBM innebærer felles nordisk kapasitetsmarked for aFRR og mFRR, norske og nordiske aktiveringsmarked skal tilkobles de europeiske plattformene for aFRR og mFRR (hhv. PICASSO og MARI²¹) og felles budlister gjør at norske bud vil konkurrere med europeiske og nordiske bud.

En oppsummering av karakteristikene for de ulike reservene er vist i tabell 1.

²¹ MARI = Manually Activated Reserves Initiative

Tabell 1 Karakteristikk for reserver i kraftsystemet per 1.8.2023

Produkt	Aktiveringsfrekvens [Hz]	Krav til responstid	Varighet respons	Minimum volum [MW]	Bud	Type aktivering	Anskaffelse av reserver
FFR	49,5	0,7 sek.	5-30 sek.	FFR Profil ² : 1 MW FFR Flex: 5 MW		Aktiveres automatisk basert på lokal frekvensmåling	Kapasitetsmarked. Kompensasjon per aktivering Sesongmarked mai-september - FFR Profil og FFR Flex [42]
	49,6	1,0 sek.					
	49,7	1,3 sek.					
FCR-N ¹	49,9-50,1	Brukes i normaldrift. Lineær aktivering. Symmetrisk produkt. Fullt aktivert innen 3 min. [48]	≥ 15 min. Holdes aktivert til aFRR og mFRR bringer systemet tilbake i balanse	1 MW	Pris per prisområde, per time	Styrt av lokale automatiske funksjoner. Automatisk aktivering basert på lokal frekvensmåling.	FCR-N: Kapasitetsmarked. Kompensasjon for aktivert volum 1 og 2 dager før driftstimen D-1 (etter elspot), D-2 (før elspot)
FCR-D Opp ¹	49,9-49,5	Brukes ved driftsforstyrrelser.		1 MW	Pris per prisområde, per time. Retning (opp/ned)		
FCR-D Ned ¹	50,1-50,5	Lineær aktivering. 50 prosent innen 5 sek., 100 prosent innen 30 sek. [48]					
aFRR	Benyttes i normaldrift for å holde frekvensen	< 2 min.	≥ 1 time	Min. 1 MW (spesifiseres per time)	Pris per prisområde, per time.	Aktiveres automatisk basert på styresignal fra	Kapasitetsmarked. Kompensasjon for aktivert volum.

Produkt	Aktiverings-frekvens [Hz]	Krav til responstid	Varighet respons	Minimum volum [MW]	Bud	Type aktivering	Anskaffelse av reserver
	innenfor 49,9-50,1 Hz [49]. Bidrar også ved større feil/frekvensavvik		Varighet for perioden(e) budet gjelder		Retning (opp/ned)	Statnett. Ressursen må være koblet til en drifts-sentral (SCADA)	Dagens aFRR blir et rent kapasitetsmarked (aFRR CM). Aktiveringsmarked (aFRR EAM) innføres i 2024. Daglig auksjon. 1 dag før driftstimen (D-1)
mFRR	Benyttes for å erstatte raskere reserver og opprettholde balansen i systemet til ny balanse nås i energimarkedet [44].	< 15 min. (Dagens krav i RK) < 12,5 min. (Nye krav i mFRR EAM)	≥ 1 time Varighet for perioden(e) budet gjelder	Dagens krav: NO2, NO5 og NO4: 10 MW NO1 og NO3: 5 MW Ved overgang til NBM: 1 MW	Pris per prisområde, per time Prisområde. Retning (opp/ned) (Dagens krav) Bud med pris per 15 min. (Når NBM er implementert)	Manuell aktivering	1 dag før driftstimen Kapasitetsmarked: Regulerkraftopsjoner (RKOM), sesong og uke (i dag). Erstattes av mFRR CM (Capacity Market) Aktiveringsmarked: Regulerkraftmarked (RK) (i dag). Erstattes av mFRR EAM (Energy Activation Market)

¹ Nye nordiske krav er planlagt innført i 2024 [50].

² FFR Profil leveres gjennom hele sesongen alle netter kl. 22-07, pluss hele døgnet lørdag og søndag. FFR Flex omfatter reserve for 400 timer som leveres etter bestilling fra Landssentralen.

Frem til nå har det i hovedsak vært vannkraft og stor industri som har deltatt i reservemarkedene i Norge. For å dekke fremtidig behov for reserver, må alle typer produksjonsenheter og flere typer forbruk bidra med fleksibilitet. Statnett bruker FoU-prosjekter og piloter for å teste ut hvordan dette kan gjøres på en effektiv måte.

Eksempel 15: Pilot for aktivering av effektreserver i regulerkraftmarkedet (mFRR)

eFleks-piloten (2019-2020) hadde som formål å stimulere til mer tilgjengelig fleksibilitet i regulerkraftmarkedet (mFRR) på Østlandet (Prisområde NO1) [51]. Aggregatorene Tibber og Entelios samlet fleksible ressurser i en portefølje og la inn fleksibilitetsbud til mFRR. Tibber leverte 1 MW fleksibilitet fra panelovner og elbiler, og Entelios leverte fleksibilitet fra en portefølje av 4 MW med ulike forbruk fra industri og 1,37 MW fra næringsbygg. Fleksibiliteten ble automatisk aktivert i mFRR-markedet.



For NO1 er minste budstørrelse på 5 MW; men i piloten ble det gitt dispensasjon til minste budstørrelse på 1 MW og 1-2 bud kunne leveres per time. Totalt var 12 MW fleksibilitet aktivert i mFRR-markedet, og 7,95 MW fleksibilitet ble levert som avtalt.

Piloten demonstrerte hvordan fleksibilitet fra aggregering av flere mindre ressurser kan gjøres tilgjengelig for mFRR. En utfordring var knyttet til kravet om at bud til mFRR skal leveres i hele tall, noe som medførte at aggregatorene hadde flere ressurser i reserve enn de som faktisk ble inkludert i bud, for å sikre at faktisk tilbud fleksibilitetsvolum ble levert. Entelios hadde en ekstra reserve på 20-30% for et bud på 1 MW, mens Tibber hadde en reserve på 50%. Piloten ga også erfaring knyttet til roller og aktører inkludert i verdikjeden for fleksibilitet.

4.2 Utviklingen av reservemarkedene

Behovet for fleksibilitet i reservemarkedene øker som følge av mer uregulerbar kraftproduksjon

Økt andel uregulerbar kraftproduksjon (sol- og vindkraft) vil øke de kortsiktige ubalansene i systemet fordi prognosene som danner grunnlaget for produksjonsplanene er mer unøyaktige for uregulerbar kraftproduksjon sammenlignet med f.eks. regulerbare magasin kraftverk. Dette vil bidra til å øke behovet for å sikre reserver i kraftsystemet i forkant av driftstimen. Aktørene skal så langt det er mulig handle seg i balanse i intradagmarkedet, men dette vil ikke fjerne behovet for økt bruk av balanseringsreserver i driftstimen.

Det kommer nye krav til hvor mye reserver som skal være tilgjengelig per prisområde

Statnett har ansvar for å sikre tilstrekkelige reserver til å håndtere feil og ubalanser som kan oppstå i norske budområder. Dette er regulert gjennom *Forskrift om systemansvaret i kraftsystemet (FoS)* [46] og nye krav gjennom *Forordning om fastsettelse av retningslinjer for drift av transmisjonsnett for elektrisk kraft* [52].

Dagens reservekrav i Norden er at hvert land skal ha tilstrekkelig reserver til å dekke den største endringen som kan skje i kraftsystemet, også kalt dimensjonerende feil (*reference incident*). Dette kravet er regulert i Nordic System Operation Agreement [53], som er en avtale mellom de nordiske landene om hvordan det nordiske kraftsystemet skal driftes. I tillegg kjøper Statnett ca. 700 MW til å dekke ubalanser i Norge.

Nytt regelverk stiller krav om at hvert prisområde skal ha tilstrekkelig reserver til å dekke både dimensjonerende feil og normale ubalanser (*normal incidents*) 99 prosent av tiden²². Kravet skal sørge for at TSOene tar ansvar for ubalansene i sine områder og at reservene er tilstrekkelig geografisk distribuert. Det vil fortsatt være mulig å utveksle reserver mellom områder, men dette betinger ledig overføringskapasitet mellom områdene. En slik områdevis beregning av samlet reservebehov for 99 prosent av tiden medfører at Statnetts behov for reserver øker.

Reservebehovet vil oppdateres årlig og sesongvis/kvartalsvis basert på historiske data for minst ett år. I tillegg vil det gjøres daglige vurderinger av behov for faktisk anskaffelse av reserver basert på forventet driftssituasjon for den enkelte dag.

Tabell 2 viser foreløpige beregninger av totalt behov for mFRR fordelt på prisområder, dvs. det maksimale behovet for reservekapasitet i hvert område. Merk at tallene vil endre seg avhengig av hvilke år man bruker for å beregne 99%-kravet. Tallene tar heller ikke hensyn til muligheten for å utveksle reserver mellom prisområder, slik at det reelle innkjøpet kan bli betydelig lavere enn tabellen viser. Det trengs ny fleksibilitet i alle prisområder, men det er forventet mest utfordringer i NO1 og NO3, noe som betyr at det er størst behov for ny fleksibilitet i disse områdene.

Tabell 2 Estimert reservebehov (mFRR) knyttet til dimensjonerende feil og normale ubalanser

Prisområde	Oppregulering [MW]	Nedregulering [MW]
NO1	300	300
NO2	1800	1900
NO3	1100	700
NO4	900	800
NO5	500	850

Ny fleksibilitet vil frigjøre kapasitet til mer energiproduksjon

Det er fleksibel vannkraft som i dag står for det meste av aktiveringen av reserver i Norge. Dersom reservekravet øker uten tilsvarende økning i ny fleksibilitet, vil en større andel av den eksisterende vannkraften måtte benyttes som reserve. Et større tilbud av forbruksfleksibilitet i Statnetts reservemarkeder vil dermed frigi kapasitet i vannkraft, slik at denne fremdeles kan benyttes i spotmarkedet. Dette vil være en fordel både driftsmessig og samfunnsøkonomisk. I tillegg vil utvidelse av eksisterende og utbygging av ny regulerbar vannkraft kunne bidra. Forbruk som kan være fleksibelt gjennom automatiserte prosesser med kort varslingsstid, vil kunne bidra i Statnetts reservemarkeder, mens fleksibilitet som krever lenger varslingsstid (og kan opprettholde leveranser over lenger tid) vil kunne utnytte sin fleksibilitet i energimarkedene.

Balanseringen av systemet skal automatiseres i betydelig omfang

Dagens markeds- og driftsløsninger ble utviklet for flere tiår siden. De har vært effektive og har bidratt til at Norge har et høyt utnyttet nett, men har i stor grad vært basert på operatørens individuelle vurderinger og manuelle inngrep. Med økt andel uregulerbar kraftproduksjon, kortere tidsoppløsning i energimarkedene²³ og større og hyppigere endringer i import- og eksport av kraft, er det ikke lenger

²² Det er et tidskrav og ikke volumkrav. Vi vet ikke om vi vil mangle 10 MW eller 100 MW 1 % av tiden.

²³ Handels- og avregningsperioden endres fra 60 til 15 minutter.

mulig å drifte på denne måten. Manuelle operasjoner legger også store begrensninger på vår evne til å ta i bruk ny teknologi for å utnytte tilgjengelig fleksibilitet hos nye aktører. For å kunne ivareta forsyningssikkerheten i fremtiden på en effektiv måte, må vi derfor automatisere måten vi balanserer kraftsystemet på betydelig.

De nordiske TSOene samarbeider om denne omleggingen gjennom å innføre en ny nordisk balanseringsmodell, kalt Nordic Balancing Model (NBM). Denne omleggingen krever data av høy kvalitet, utvikling av avanserte algoritmer, god trening av operatørene, robuste IT-løsninger og tett samarbeid mellom TSOer, regulatorer og markedsaktører. De nye løsningene vil også gi tilbydere av fleksibilitet nye muligheter for å delta i reservemarkedene. Eksempler på endringer som gjennomføres:

- Dagens kapasitetsmarked for mFRR (Regulerkraftopsjonsmarkedet, RKOM) baserer seg på to oppkjøp av reservekapasitet i uken. Dette markedet vil i første omgang bli erstattet av et nasjonalt marked med daglig oppkjøp, før det vil erstattes av et felles nordisk kapasitetsmarked.
- Dagens aktiveringsmarked for mFRR (regulerkraftmarkedet) vil bli delvis automatisert, med aktivering av reserver hvert kvarter basert på en løpende prognose for ubalanser. Det nordiske markedet vil på sikt tilknytte seg den europeiske markedsplattformen MARI. Automatiseringen vil tilrettelegge for budstørrelse ned til 1 MW og er forventet innført i 2025.
- aFRR sikres i dag gjennom et felles nordisk kapasitetsmarked. Selve aktiveringen skjer automatisk ved at alle aktører som har fått tilslag i kapasitetsmarkedet, får kontinuerlige signaler fra Statnett om hvor stor andel av aktiveringen de skal bidra å dekke. I fremtiden vil nordiske TSOene tilknytte seg den europeiske markedsplattformen PICASSO for aktivering av aFRR. Da vil selve aktiveringen skje basert på aFRR-behovet per elspotområde og prisene på tilgjengelige reserver i området.

De nordiske TSOene holder interessenter løpende orientert om fremdriften på de ulike prosjektene via en felles nettside: nordicbalancingmodel.net.

Prisutvikling i reservemarkedene

Kostnader og volum forbundet med kjøp av reservekapasitet og spesialregulering for perioden 2013-2022 er vist i tabell 3. Kostnadsøkningen i 2021 og 2022 sammenlignet med tidligere år skyldes i hovedsak krigen i Ukraina som utløste en energikrise i Europa og svært høye priser i energimarkedene, noe som igjen bidro til økte reservepriser.

Tabell 3 Utviklingen i reservemarkedene 2013-2022 – kostnad [mill. kr] [54]

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Primærreserver (FCR)	135	104	103	85	87	113	134	98	272	538
Sekundærreserver (aFRR)	62	20	29	7	13	32	47	44	229	1317
Tertiærreserver (mFRR)	87	34	46	75	66	106	52	38	429	589
Spesialregulering	104	275	173	146	110	121	88	104	214	529
FFR								8	28	30

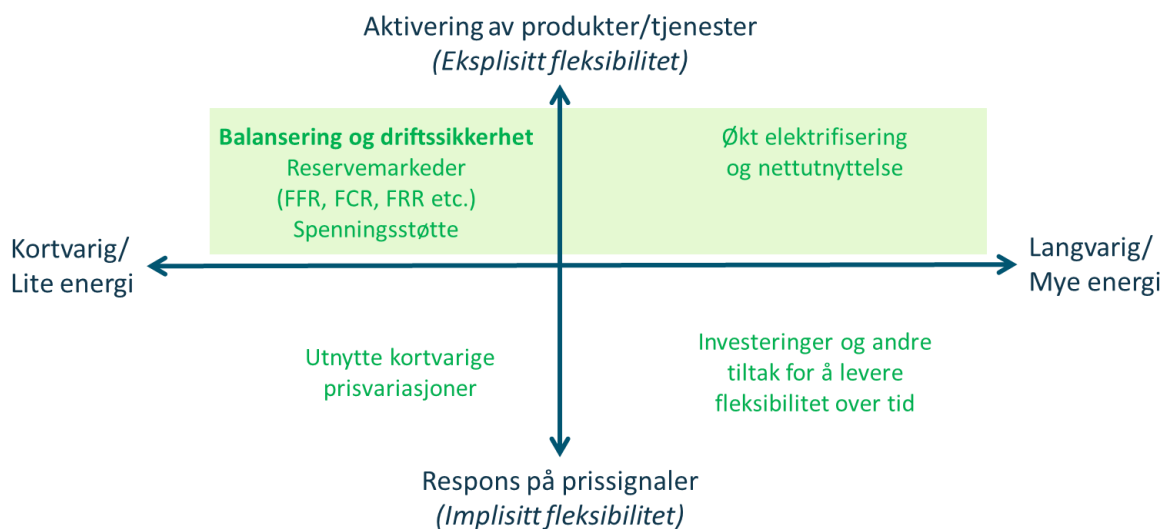
Prisene i reservemarkedene er påvirket av flere forhold. Det er derfor vanskelig å gi konkrete prognoser for hvordan prisene i reservemarkedene vil utvikle seg fremover, men trenden viser økende priser. Under gir vi eksempler på noen viktige forhold som vi forventer vil påvirke prisen på reservekapasitet fremover.

- Prisene og økte prisvariasjoner i energimarkedene: Generelt vil prisen i energimarkedene påvirke prisene på reservekapasitet. En vannkraftprodusent ønsker å produsere energi når spotprisen er høyere enn den forventede verdien av å spare vannet til senere (vannverdien). Dersom produsenten må holde igjen produksjon for å kunne tilby reserver, vil reserveprisen påvirkes av risiko for å miste profitt i timer hvor spotprisen er høyere enn vannverdien. For reserver som må rotere for å være klar til å respondere raskt, vil reserveprisen påvirkes av risiko for å måtte bruke vann til lavere betaling for energien enn vannverdien.
- Tilbud og etterspørsel: Tilbud på reserver blir påvirket av hvilke krav som gjelder for å delta i markedet. Eksempelvis vil automatiseringen stille høyere krav til kommunikasjonsløsninger og tilgjengelighet, hvilket kan redusere antall tilbydere. Samtidig vil automatiseringen legge til rette for mindre budstørrelser, noe som bør gjøre markedet aktuelt for flere mindre aktører. Etterspørselen etter reserver blir påvirket av størrelsen og hyppigheten på ubalanser, hvilket påvirkes av produksjonsmiksen, overføringskapasiteten og markedsdesignet i energimarkedet. Etterspørselen påvirkes også av hvilket risikonivå TSOene opererer med i driften, og blir synlig f.eks. gjennom krav til sikring av reservevolum i hvert budområde.
- Muligheten for å utveksle reserver på tvers av landegrensene: Felles nordiske og europeiske reservemarkeder vil endre både tilgjengeligheten og etterspørselen etter reserver. Norske reservebud har tradisjonelt vært konkurransedyktige på pris, og vi kan derfor forvente at prisene på reserver i Norge vil øke når det i større grad åpnes opp for handel på tvers av landegrensene. Et eksempel på dette er innføringen av det nordiske aFRR kapasitetsmarkedet i desember 2022. Kravet om å benytte mest mulig av overføringskapasiteten i energimarkedene, vil imidlertid begrense mulighetene for å utveksle reserver.
- Utformingen av reservemarkedene: Markedsdesignet påvirker tilbudet og etterspørselen av reserver på flere måter. For eksempel så vil omlegging til daglig i stedet for ukentlig kjøp av reservekapasitet, gjøre tilbydere i stand til å vurdere tilgjengelighet og kostnader mer treffsikkert, mens Statnett vil ha en mer presis vurdering av reservebehovet. Hvor mye reservekapasitet som skal kjøpes, vil bli vurdert fra dag til dag. Markedsdesignet vil også påvirke om tilbydere av reserver har mulighet til å reflektere sine kostnader i et rent kapasitetsmarked eller en kombinasjon av kapasitets- og aktiveringsmarked. Dersom det ikke eksisterer et eget aktiveringsmarked eller annen kompenseringsordning for en gitt reservekategori, må tilbyderen prise hele sin forventede kostnad inn i tilbudet på kapasitetsmarkedet.

5 Lokale fleksibilitetsmarkeder

I dag er det bare Statnett og andre transmisjonsnettsoperatører i Europa som kjøper eksplisitt fleksibilitet gjennom de etablerte reservemarkedene. Denne fleksibiliteten benyttes både til å balansere kraftsystemet som forklart i forrige kapittel, og til å håndtere flaskehals i sentral- og regionalnettet (kalt spesialregulering). Kortvarig eksplisitt fleksibilitet²⁴ kan imidlertid også omsettes gjennom lokale fleksibilitetsmarkeder. Tilsvarende som for de nasjonale reservemarkedene, kan fleksibilitet fra enkeltaktører eller samlet i en portefølje bys inn i markedet til en pris. Nettselskapet kan kjøpe fleksibiliteten ved behov og dermed redusere forbruket/aktivere fleksibilitet for å avhjelpe en flaskehals i strømmettet.

Det er flere forhold knyttet til lokale fleksibilitetsmarkeder som ikke er endelig avklart, og per i dag er lokale fleksibilitetsmarkeder hovedsakelig etablert gjennom FoU- og pilotprosjekter. Pilotprosjekter gir erfaring både knyttet til hva som er tilgjengelig fleksibilitet og hva det er mest aktuelt å bruke fleksibiliteten til. Det innebærer bl.a. at det ikke er avklart om det er mye eller lite energi som skal aktiveres gjennom ulike lokale fleksibilitetsmarkeder. Lokale fleksibilitetsmarkeder er eksplisitt aktivering av fleksibilitet, men med ikke avklart varighet. Med utgangspunkt i figur 1, er dette derfor indikert til å gjelde den øverste delen av aksekorset, men strekker seg fra både kort- til langvarig aktivering (Se figur 13).



Figur 13 Eksempler på fleksibilitet eksplisitt gjennom lokale fleksibilitetsmarkeder

Det finnes flere måter å organisere slike lokale fleksibilitetsmarkeder på, og med ulikt ansvarsnivå for involverte aktører. Kjøp av fleksibilitet for planlegging og drift av distribusjonsnettet er under utvikling, og med varierende grad av modenhet i ulike europeiske land [55]. Frankrike, Nederland og UK har implementert markedsbasert kjøp av fleksibilitet, Norge og Sverige har gjennomført pilotprosjekter, mens Tyskland har valgt en avtalebasert tilnærming til fleksibilitet.

Ulike alternativer for organisering av lokale fleksibilitetsmarkeder og koordinering mellom DSO og TSO (knyttet til kjøp og aktivering av fleksible ressurser) ble også utviklet og diskutert i EU-prosjektet SmartNet [56]. En kort beskrivelse av disse er gitt i tabell 4.

²⁴ Se forklaring av eksplisitt fleksibilitet i kap. 1.2

Tabell 4 Alternativer for organisering av lokale fleksibilitetsmarkeder (Basert på SmartNet-prosjektet [57])

Alternativ	Beskrivelse
Sentralisert fleksibilitetsmarked	Det er ett felles marked for balansetjenester, og dette opereres av TSO – både for fleksible ressurser tilknyttet transmisjons- og distribusjonsnett. (Ganske likt dagens løsning i Norge).
Lokalt fleksibilitetsmarked	Det er et eget lokalt marked som driftes av DSO. Fleksible ressurser fra distribusjonsnett tilbys TSO via DSO, etter at DSO har valgt hvilke fleksible ressurser de ønsker å aktivere.
Delt ansvar (per nettnivå) ¹	Det er et eget marked for fleksible ressurser tilknyttet transmisjonsnett, operert av TSO, og et separat marked for fleksible ressurser tilknyttet distribusjonsnett, operert av DSO.
Felles fleksibilitetsmarked	Tilsvarende som sentralisert fleksibilitetsmarked, men driftes av DSO og TSO. Det er et felles marked for både DSO og TSO, som omfatter alle fleksible ressurser tilknyttet distribusjons- og transmisjonsnett. DSO og TSO drifter markedet. Flexibilitet tilbys den aktøren (DSO eller TSO) med størst betalingsvilje.
Integrert fleksibilitetsmarked	Tilsvarende som sentralisert fleksibilitetsmarked, men driftes av tredjepart. Det er et felles marked for både DSO og TSO, som omfatter alle fleksible ressurser tilknyttet distribusjons- og transmisjonsnett. Tredjepart drifter markedet. Flexibilitet tilbys den aktøren (DSO eller TSO) med størst betalingsvilje.

¹ Dette er under forutsetning om at DSO har balanseansvar i eget distribusjonsnett, noe som ikke gjelder i det norske kraftsystemet i dag, hvor det kun er TSO som har balanseansvar.

Tabell 4 viser at det er mange alternativer for hvordan man kan sette opp lokale fleksibilitetsmarkeder. Gjennom pilotprosjekter sammen med ulike partnere, vil Statnett hente erfaring knyttet til bl.a. hvilken organisering som er mest aktuell å implementere.

Lokale fleksibilitetsmarkeder kan eies og driftes av lokale nettselskap eller andre, kommersielle aktører. Det finnes foreløpig ikke noen regulering for slike markeder i Norge i dag, men det jobbes med en ny europeisk forordning om distribuert fleksibilitet (Network Code for Demand Response) som bl.a. vil legge føringer for ansvarsforholdet mellom TSO og DSO for utnyttelse av lokal fleksibilitet. Både Statnett og norske nettselskap har gjennomført pilotprosjekter er etablert for å demonstrere hvordan lokale problemer i kraftsystemet (typisk i distribusjonsnett) kan avhjelpes ved bruk av markedsbaserte løsninger for fleksibilitet. Vi ser fortsatt et behov for å etablere flere piloter for å teste ut ulike konsepter for tekniske løsninger, markedsdesign og ansvarsfordeling mellom TSO og det lokale nettselskapet. Et godt designet lokalt fleksibilitetsmarked må gi verdiskaping for alle involverte aktører, samtidig som man må sikre at dersom TSO eller nettselskapet aktiverer en lokal ressurs, skal ikke dette skape uheldige eller farlige driftssituasjoner for den andre parten.

Eksempel 16: Piloter med lokale fleksibilitetsmarkeder



Markedsplattformen til Nodes [58] har blitt brukt i flere pilotprosjekter som bl.a. Sthlmflex, NorFlex, Smart Senja og FME CINELDI [59].

Markedsbasert handel med fleksibilitet ble demonstrert i pilotprosjektet Sthlmflex i Sverige [60]. Prosjektet ble etablert vinteren 2020/2021 med formål om å styrke leveringssikkerheten for strømkunder i Stockholmsregionen, og muliggjøre tilknytning av nye kunder gjennom kjøp av fleksibilitets-tjenester. Vinteren 2022/2023 deltok ti ulike fleksibilitetsleverandører i markedet, med totalt 4641 ulike forhåndsgodkjente fleksibilitetsressurser.

I pilotprosjektet NorFlex [61] har teknologiske løsninger og forretningsmodeller blitt demonstrert i et lokalt fleksibilitetsmarked. I prosjektet har nettselskap kjøpt fleksibilitet for å håndtere lokale flaskehals. Totalt for perioden oktober 2021 – april 2022 har 600 MWh fordelt på 12000 handler blitt omsatt via fleksibilitetsmarkedet. Budene har variert i volum fra 1,0 kWh til 5,0 MW. Prosjektet har også demonstrert hvordan bud på tilgjengelig fleksibilitet kan aggregeres videre opp mot Statnetts regulerkraftmarked. NorFlex-prosjektet var et storskala demoprojekt med finansiering fra Enova, som i 2023 blir videreført gjennom et nytt Pilot-E-prosjekt "Euroflex" [62].

Smart Senja-prosjektet [63] er også et storskala demoprojekt med finansiering fra Enova. Dette prosjektet skal demonstrere et lokalt fleksibilitetsmarked. Bakgrunnen for prosjektet er at det eksisterende strømnettet på Senja har begrenset kapasitet til å dekke det økende energibehovet, og nye løsninger vurderes som alternativ til tradisjonell nettutbygging. Prosjektet bidrar til demonstrasjon av en helhetlig løsning for et lokalt fleksibilitetsmarked – for både offentlige og private kunder, og industri med store effekttopper. Prosjektet ser bl.a. på flytting av forbruk ved bruk av smart styring, betaling for å tilby fleksibilitet og batterier som lagringsløsning.

I FME CINELDI ble det gjennomført en pilot på fleksibilitetsmarked hos nettselskapet Linja [64]. Formålet med piloten var å avhjelpe lokale flaskehalsproblemer, og aktivere fleksibilitet i perioder med spenningsproblemer. Det ble demonstrert kjøp av fleksibilitet gjennom markedsplattformen til NODES, for å verifisere prosessen for aktivering av fleksibilitetsbud. utfordringer for videreføring av pilot var bl.a. knyttet til tilgang på tilstrekkelig med fleksibilitetsressurser og prissetting av fleksibilitet.

6 Avtaler som kan gi tidligere nettilknytning

Kraftnettet i Norge er allerede høyt utnyttet, og mer fleksibilitet vil ikke kunne erstatte behovet for betydelig mer nettutbygging. Flexibilitet som responderer på høye kraftpriser og godt utformede tariffier, gjør imidlertid at det kan bygges mindre nett og toppplastkapasitet i produksjon enn man ellers måtte gjort. Siden det tar tid å bygge nett, trenger vi fleksibilitet for å utnytte kraftsystemet bedre. På et overordnet nivå gjennom spotmarkedet, erstatter fleksibiliteten i vannkraften i dag allerede mye nett. Ser vi videre framover, vil for eksempel fleksibelt forbruk knyttet til hydrogenproduksjon blant annet gjøre at vi kan bygge mindre nett enn vi ellers ville gjort. Dette er beskrevet i større detalj i Statnetts langsiktige markedsanalyse (LMA) [2].

Pågangen av aktører som ønsker tilknytning til nettet eller som har planer om å øke sitt uttak, er stor. Den generelle forutsetningen for at nye kunder skal få tilknytning, er at det må være driftsmessig forsvarlig²⁵ å knytte dem til. Mange steder vil summen av eksisterende last med forventet forbruksutvikling og reservert kapasitet – overstige eksisterende ledig kapasitet. Statnett kan dermed i utgangspunktet ikke tilby tilknytning før nødvendige netttiltak er på plass. Tiltak kan være å bygge nytt nett, eller å gjøre tekniske endringer i eksisterende nett som for eksempel å installere systemvern (brytere som slår av/reduserer forbruk ved behov).

Dersom tilknytningen ikke er driftsmessig forsvarlig, kan Statnett utrede om tilknytningen kan bli forsvarlig med bruk av ett eller flere alternative virkemidler som det å tilknytte nye kunder med såkalte særlige vilkår (se kap. 6.1). Statnett vurderer også muligheten for å inngå avtaler med *eksisterende* større kunder som har mulighet til å være fleksible (se kap. 6.2). Virkemidlene skal bidra til at tilknytninger kan skje på et tidligere tidspunkt for kunder i områder med begrenset kapasitet – der det er mulig. Flexibilitet hos forbrukskunder i kraftsystemet blir da et virkemiddel for å oppnå dette.

Dette er nye ordninger, og Statnett arbeider med å utvikle avtaler med vilkår og bilaterale avtaler i dialog med nettselskap og forbrukskunder.

6.1 Tilknytning med vilkår om utkobling eller reduksjon av forbruk

I 2020 utarbeidet Reguleringsmyndigheten for energi (RME) på oppdrag fra Olje- og energidepartementet, et forslag til ny bestemmelse om tilknytning av uttak med vilkår om utkobling eller redusert strømforsyning som alternativ til nettinvestering [65, 66]. Forskrift om netregulering og energimarkedet (NEM), paragraf 3-1 [67], gir nettselskaper og uttakskunder mulighet til å inngå avtale om tilknytning med vilkår om utkobling eller begrensning i forbruket. Dette gjør at vi kan vurdere tilknytning av nye kunder med vilkår om utkobling eller reduksjon av forbruk – såkalte *særlige vilkår*. Tilsvarende ordning er tidligere innført for kraftproduksjon [68].

Det nye regelverket gir dermed muligheten for at flere kunder kan tilknyttes raskere i eksisterende nett der det i utgangspunktet ikke er nok ledig kapasitet. Ordningen åpner også opp for at tilknytningen med særlige vilkår er permanent, for å unngå nettinvestering.

Reservasjon av kapasitet i transmisjonsnettet skjer etter førstemann-til-mølla-prinsippet, der tidspunktet for bestilling av et tilstrekkelig modent prosjekt bestemmer plass i kapasitetskøen. Vi ønsker

²⁵ Med *driftsmessig forsvarlig* menes at tilknytningen ikke går ut over leveringskvaliteten til eksisterende kunder. Det betyr at spenningsgrenser gitt av forskrift om leveringskvalitet må opprettholdes i underliggende og tilgrensende nett. I tillegg skal ikke overføringsgrenser (strømgrenser) for komponenter i tilgrensende og overliggende nett overskrides. [86]. Begrepet er også forklart i Statnett sin beskrivelse av tilknytningsprosessen: [Slik fungerer tilknytningsprosessen | Statnett](#).

at kunder som ser muligheten for særlige vilkår i eget prosjekt, ber om dette i tilknytningsforespørselen dersom det er konkludert med at nettilknytningen ikke er driftsmessig forsvarlig²⁶.

Denne typen virkemidler kan betegnes som en eksplisitt respons på et aktiveringssignal fra systemoperatør eller netteier med potensiale for lang responsvarighet. Disse hører derfor hjemme øverst i høyre kvadrant i figur 14.



Figur 14 Eksempler på langvarig eksplisitt fleksibilitet

Vilkårene er at kunden må koble ut eller redusere forbruket eller produksjonen i perioder når det oppstår nettbegrensninger. Varigheten på behovet for å koble ut eller redusere forbruket/produksjonen kan variere fra noen timer til flere uker og periodevis gjennom år og sesonger. Nettselskapene vil ikke alltid kunne varsle om behovet for utkobling eller reduksjon i forkant.

Som nevnt over, er det er frivillig for kunder og nettselskap å inngå slike avtaler. Når kunden først har inngått avtale om særlige vilkår, forplikter den seg til å koble ut i situasjoner som er omfattet av avtalen. Kundene har ikke rett på økonomisk kompensasjon ved inngåelse av slike avtaler, og heller ikke når de må begrense forbruk eller produksjon som avtalt. Alternativet for kunden er å vente på frigjøring av kapasitet i nettet ved realisering av nye nettiltak, at andre kunder som har fått reservert kapasitet faller fra, eller forespørre og bestille tilknytning et annet sted i kraftsystemet. For mer informasjon om regelverket, se informasjon på NVE sine nettsider [66, 67].

Kunder som er tilknyttet med vilkår om utkobling eller begrensning, har også mulighet til å delta i Statnett sine reservemarkeder. For at det skal være mulig, må vilkårene være utformet slik at kunden kan oppfylle markedsvilkårene i reservemarkedene på lik linje med andre kunder.

6.2 Bilaterale avtaler om fleksibilitet

I enkelte områder vil det ikke være driftsmessig forsvarlig å tilknytte selv mindre kunder. Dette kan være kunder som i mange tilfeller har en viss fleksibilitet, men som ikke nødvendigvis er tilgjengelig når behovet oppstår og med den varigheten som er nødvendig.

²⁶ Mer informasjon om tilknytning med vilkår kan finnes her: [Tilknytninger med vilkår om forbruks- og produksjonsbegrensning | Statnett](#)

Nettselskapene som gir tilknytning, må være i stand til å drifte systemet med de avtalene som er inngått. Det kan være driftsmessig vanskelig å ha et stort antall mindre enkeltkunder på vilkår om forbruksbegrensning. Dette begrenser hvor mye dette virkemiddelet kan tas i bruk. Alternativet kan i slike tilfeller være å identifisere større eksisterende kunder som har, og ønsker å tilby, den nødvendige fleksibiliteten. Slik kan bruk av fleksibilitet hos eksisterende kunder muliggjøre tilknytning av nye kunder.

Slike løsninger krever samarbeid mellom Statnett som transmisjonsnetteier og underliggende nettselskaper og er avhengig av hvilke kunder som er parter i en slik avtale, hvor i nettet begrensningene er, og hvilket nettselskap som skal følge opp avtalevilkår. Statnett, i samarbeid med andre nettselskaper, undersøker muligheten for å inngå bilaterale avtaler om fleksibilitet med større kunder.

Denne type avtaler som innebærer bruk av fleksible ressurser i systemet, må sees i sammenheng med de eksisterende markedene for reserver. Det vil også være et mål for Statnett å utnytte markedsmekanismer (auksjoner o.l.) der det er mulig.

Del III Statnetts mål og tiltak for økt fleksibilitet fra nye aktører på kort sikt

Denne delen av rapporten beskriver Statnett sine mål for bedre utnyttelse av fleksible ressurser. Vi beskriver også hva som er våre ansvarsområder, og oppsummerer våre tiltak for videre utvikling og økt bruk av fleksibilitet i kraftsystemet de neste tre til fem år.

Delen oppsummeres med tips til hva en forbruker, produsent eller eier av lagringsenhet kan gjøre hvis man ønsker å utnytte egen fleksibilitet – både til egen nytte for å redusere egne kostnader, men også hvordan fleksibiliteten kan bidra for å sikre balanse i kraftsystemet.

7 Statnetts mål og tiltak for økt fleksibilitet fra nye aktører på kort sikt

Et sentralt mål for Statnett er at flere og nye fleksible ressurser tas i bruk slik at kraftsystemet utnyttes bedre. Det betyr at kraftsystemets økende behov for fleksibilitet dekkes på en effektiv måte både med tanke på økonomi, miljø og samfunn. På kort sikt er formålet å utnytte eksisterende nett bedre, på lang sikt vil det være å utnytte tilgang på kraft bedre.

For å lykkes, er vi avhengige av at nye, flere og ulike typer aktører ser og forstår behovet, og skaper verdier og forretningsmuligheter med bakgrunn i sin fleksibilitet.

7.1 Aktører kan øke sin verdiskaping ved å utnytte sin fleksibilitet på flere måter

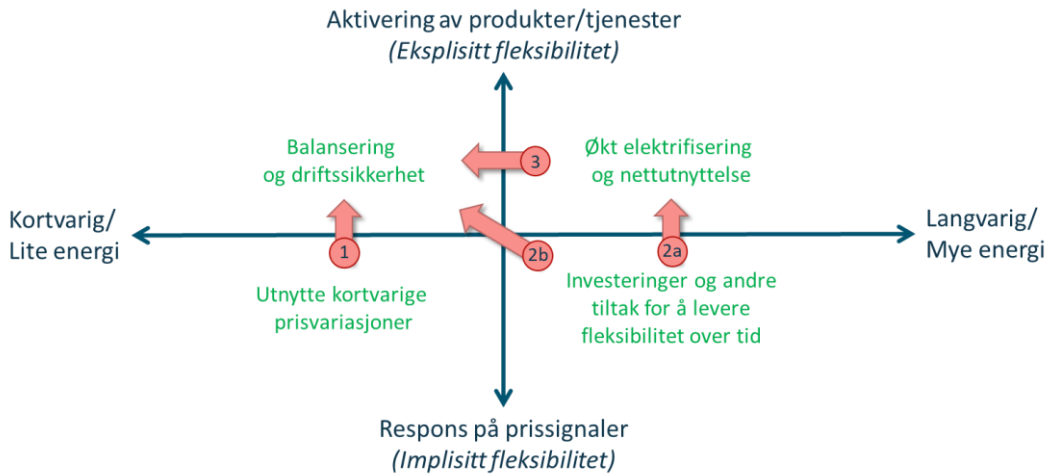
Vi har i denne rapporten gjennomgått kraftsystemets behov for ulike typer fleksibilitet, og påpekt hvordan aktører kan øke sin verdiskaping (både redusere kostnader og øke inntekter) på flere måter ved å utnytte fleksibiliteten i egne prosesser eller anlegg for å møte kraftsystemets behov. I tillegg til å gi inntekter til de som tilbyr fleksibilitet, bidrar fleksibiliteten også til lavere total kostnader for samfunnet og en raskere omstilling til et utslippsfritt energisystem.

Når en aktør skal vurdere om, hvor og hvor mye fleksibilitet som skal utnyttes, må aktøren vurdere både økte driftskostnader og eventuelle investeringer i egne prosesser eller anlegg opp mot potensielle besparelser og/eller inntekter av fleksibiliteten framover i tid. I denne vurderingen er det viktig å se de ulike typene fleksibilitet i sammenheng, og mulighetene på tvers av disse.

Figur 15 gir en forenklet illustrasjon av hvordan man kan vurdere de ulike kategoriene av fleksibilitet opp mot hverandre (nummer i punktlisten nedenfor er knyttet til nummereringen på pilene i figuren):

1. En tjenesteleverandør eller aggregator som har installert utstyr for å kunne *utnytte kortvarige prisvariasjoner* hos kunder (f.eks. ved å automatisk styre elbillading eller varmtvannsberedere inn og ut basert på priser i spotmarkedet), vil også kunne benytte denne teknologien til å tilby de samme ressursene i Statnett sine reservemarkeder for *balansering og driftssikkerhet*. Forutsatt at disse to tjenestene ikke kommer i konflikt med hverandre, vil man dermed både redusere kostnader i spotmarkedet og få betalt for å levere reserver til Statnett.
2. Aktører som investerer i alternative energikilder eller andre tiltak for å redusere sitt energiforbruk over tid eller ha backup i tilfelle strømbrydd, vil kunne inngå en bilateral avtale med netteier (distribusjons-, regional eller transmisjonsnett) om å benytte den samme fleksibiliteten for å avhjelpe lokale nettproblemer som flaskehals eller spenningsproblemer (2a). Da vil ut- eller innkoblinger styres av nettselskapet, og ikke følge prisene i energimarkedet. Alternativt kan den samme ressursen tilbys i Statnett sine reservemarkeder (2b). Igjen vil aktøren både redusere kostnader i spotmarkedet og få betalt for å bli utkoblet av nettselskapet eller levere reserver til Statnett.
3. Aktører som får tilknytning med særlige vilkår, må sannsynligvis gjøre ekstra tiltak i eget anlegg for å kunne takle utkoblinger – som kan komme uten forvarsel. Når man først gjør en slik investering, bør det vurderes om denne ressursen også kan tilbys til Statnett sine reservemarkeder. Ekstra utstyr eller funksjonalitet for å håndtere vilkår om utkobling vil ikke kun bare være en

ekstrakostnad, men også gi mulighet for å få inntekter gjennom reservemarkedene eller gjennom deltagelse i evt. et lokalt fleksibilitetsmarked.

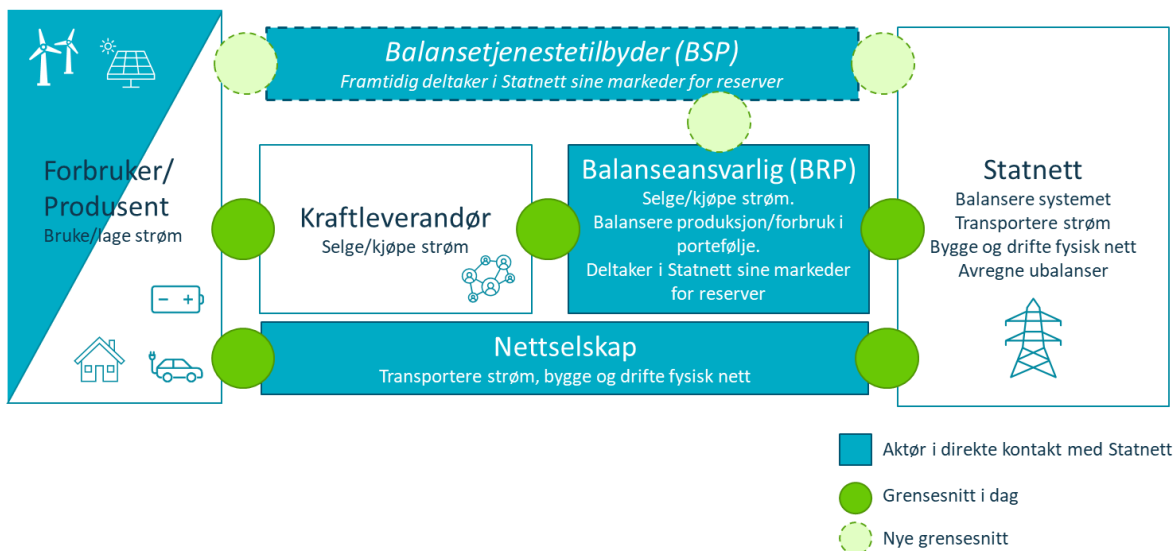


Figur 15 Bedre utnyttelse av fleksibilitetsressurser

7.2 Statnetts ansvarsområder og rolle knyttet til å fremme fleksibilitet

Fleksibiliteten fra store og små forbrukere og produsenter med vind-, vann- eller solkraft er viktig for å sikre reserver til balanseringen, gi raskere nettilknytning og redusere nettinvesteringer. Statnett jobber for etablering av løsninger for å utnytte og utvikle fleksibilitet som kan brukes i operativ drift og legges til grunn i nettplanleggingen.

For å forstå hva som er Statnett sine ansvarsområder og rolle knyttet til å fremme fleksibilitet, går vi her gjennom våre grensesnitt med andre aktører i kraftsystemet. Dette er illustrert i figur 16.



Figur 16 Statnett sine nåværende og kommende grensesnitt med andre aktører i kraftsystemet

Beskrivelse av Statnetts grensesnitt med andre aktører i kraftsystemet:

- Forbruker/produsent
Statnett har det overordnede ansvaret for at forbruk og produksjon er i balanse i Norge, men Statnett har kun direkte grensesnitt mot forbrukere og produsenter som er tilknyttet transmisjonsnettet.
- Kraftleverandør
Statnett har ikke en direkte relasjon til kraftleverandør. Avregningsansvarlig (ved Elhub og eSett) har ansvar for sluttbrukermarkedet og har dermed denne kontakten.
- Balanseansvarlig
Statnett er avregningsansvarlig. Det betyr at vi skal sørge for at all innmating og alt uttak blir korrekt avregnet, og at det oppnås økonomisk balanse mellom aktørene. Hver kraftleverandør har en avtale med en balanseansvarlig (*Balance Responsible Party, BRP*). I dag er det den balanseansvarlige som er markedsaktøren i reservemarkedene. Unntakene er Regulerkraftopsjonsmarkedet (RKOM) og FFR. I RKOM kan aktøren som eier ressursen delta med bud direkte, mens FFR er det første markedet hvor det er åpnet for såkalt uavhengig aggregering [69]. Uavhengig aggregering betyr at det ikke er en relasjon mellom den balanseansvarlige og balansetjenestetilbyder

Statnett definerer vilkår og krav for deltagelse i reservemarkedene, og bestiller reserver etter behov. Avregning skjer gjennom det nordiske selskapet eSett, med unntak av raske frekvensreserver (FFR²⁷) og kapasitetsmarkedene som kompenseres direkte av Statnett.

Prisrespons fra forbrukere – enten den kommer som følge av varierende energipriser eller variable tariffier – vil ha en virkning på hvordan kraftleverandør eller balanseansvarlig (BRP) må prognosere og planlegge sine kraftinnkjøp. Dette betyr at kraftleverandør/BRP må ta hensyn til dette i sin budgivning. En balanseansvarlig som har kjøpt for lite må betale en ubalansepris for kraften som mangler. Motsatt får den balanseansvarlige et salg hvis det er kjøpt for mye.

- Balansetjenestetilbyder
Statnett arbeider med å innføre rollen balansetjenestetilbyder, *Balance Service Provider (BSP)*, i reservemarkedene. Balansetjenestetilbyderen vil overta rollen som markedsaktør i Statnetts reservemarkeder, en rolle som i dag fylles av den balanseansvarlige. Balanseansvarlige vil fortsatt ha ansvaret for å kjøpe og selge strøm, og balansere produksjon/forbruk i sin portefølje når rollen balansetjenestetilbyder innføres.
- Nettselskap (DSO)
Statnett (TSO) er systemoperatør og eier av transmisjonsnettet mens diverse nettselskap (DSO) eier underliggende regional- og distribusjonsnett.

De fleste mindre, fleksible ressurser ligger fysisk tilkoblet i distribusjonsnettet, og nettselskapene vil ha behov for å benytte de samme fleksible ressursene som systemoperatør ønsker tilgang til. Når bruken av lokale ressurser øker, blir det derfor viktig med en god koordinering mellom Statnett og nettselskap om hvem som skal ha tilgang på hva og når, og hvordan man sikrer at en aktivisering hos en systemoperatør ikke skaper negative konsekvenser for den andre.

²⁷ FFR = Fast Frequency Reserves = Raske frekvensreserver

7.3 Statnetts tiltak for å øke fleksibilitet blant nye aktører på kort sikt

I det følgende beskriver vi hvilke tiltak vi gjør for å øke fleksibiliteten blant nye aktører på kort sikt.

Statnett jobber strategisk for mer fleksibilitet i fremtidens energisystem

En av Statnetts viktigste prioriteringer de nærmeste årene er å automatisere systemdriften. Fleksibilitet fra forbrukere og produsenter er viktig for å sikre reserver til balanseringen, gi raskere nettilknytning og redusere nettinvesteringer. Vi skal utvikle løsninger for fleksibilitet som kan respondere i døgnmarkedet eller ut fra tariffen eller avtaler, før driftstimen. Mye vil skje digitalt og automatisk for å gjøre det både mulig og enkelt å bidra. Automatisering av reservemarkedene er en forutsetning for å kunne innføre 15 minutter tidsoppløsning i energimarkedet. Samtidig vil automatisering gjøre det mulig for Statnett å håndtere flere og mindre aktører i reservemarkedene.

Det er viktig at måten elektrifisering gjennomføres på, sikrer at gode muligheter til fleksibilitet hos markedsaktører ikke går tapt. Vi trenger bedre kunnskap om hvor mye fleksibilitet som kan utvikles i ulike sektorer, hva som skal til for å realisere fleksibilitet, samt hva som kan hindre at løsningene kommer på plass. Løsninger for å utnytte og utvikle fleksibilitet skal legges til grunn for beslutninger både i operativ drift og i nettplassleggingen.

Statnetts tiltak for økt fleksibilitet fra nye og eksisterende aktører

Statnett arbeider kontinuerlig for å øke fleksibilitet både blant eksisterende og nye aktører, og har satt seg flere mål for dette på kort sikt, det vil si de neste fem årene. Vi vil:

- Gjøre det enklere å delta i våre reservemarkeder og lettere å se lønnsomheten ved deltakelse
- Gjøre det enklere å utnytte fleksibilitet på tvers av alle nettnivå
- Gjøre det enklere å inngå bilaterale avtaler om fleksibilitet
- Bidra til en hensiktsmessig utforming av reguleringer og støtteordninger

Mer detaljert informasjon om disse tiltakene er gitt i tabell 5.

Tabell 5 Tiltak Statnett jobber med for å øke fleksibilitet fra nye aktører på kort sikt

Gjøre det enklere for aktører å delta i og se lønnsomheten i reservemarkeder
<i>Tydeliggjøre og standardisere krav til deltakelse og prekvalifisering i reservemarkedene, f.eks. knyttet til teknisk utstyr.</i>
<i>Utarbeide tilpassede krav til deltakelse og prekvalifisering av aggregerte fleksibilitetsressurser</i>
<i>Senke kravet til budstørrelse i mFRR-markedet fra 10 MW til 1 MW etter overgang til automatisert balansering.</i>
<i>Legge til rette for aggregering av fleksibilitetsressurser på tvers av kraftleverandører og balanseansvarlige (uavhengig aggregering), bl.a. ved å etablere Balansetjenestetilbyder (BSP) som en egen rolle adskilt fra Balanseansvarlig (BRP).</i>
<i>Etablere en anbuds- eller auksjonsløsning for å utløse tekniske investeringer som muliggjør levering av fleksibilitet fra egnede ressurser.</i>
<i>Systematisk oppdatering av relevant informasjon til målgruppene – både nye og eksisterende aktører gjennom våre nettsider, seminarer og temamøter.</i>
<i>Dialog med potensielle fleksibilitetstilbydere.</i>
<i>Publisere forventninger til utviklingen i reservemarkedene.</i>
Gjøre det enklere å utnytte fleksibilitet på tvers av alle nettnivå
<i>Samarbeide med nettselskap (DSO) for å avdekke og redusere barrierer for fleksibilitet på alle nettnivå, bla. gjennom Samarbeidsforum DSO/TSO.</i>
<i>Arbeide i felles arbeidsgruppe med nettselskap for å identifisere muligheter og barrierer for at DSO i større grad kan håndtere flaskehalsen i eget nett.</i>
<i>Delta i pågående og etablere nye piloter eller FoU-løp for å teste ut og vurdere nye løsninger for utnyttelse av fleksibilitet på tvers av nettnivåer.</i>
Gjøre det enklere å inngå bilaterale avtaler om fleksibilitet
<i>Operasjonalisere og standardisere vilkår i bilaterale avtaler, som f.eks. avtaler om aktivering av fleksibilitet blant eksisterende kunder i nettområder for å legge til rette for nytt forbruk som ikke har samme mulighet for å være fleksible.</i>
Bidra til en hensiktsmessig utforming av reguleringer og støtteordninger
<i>Opprettholde dialogen med myndighetene om utforming av reguleringer og støtteordninger som gir insentiver til økt utnyttelse av fleksibilitet i kraftsystemet.</i>

8 Hvor finner jeg mer informasjon?

Del II i rapporten har beskrevet alternative måter for å være fleksibel på og synliggjort nytten fleksibilitet kan ha for både tilbyder, kraftsystemet og samfunnet. Gjennom å være fleksibel, vil den som eier den fleksible ressursen også kunne redusere egne kostnader knyttet til strøm og få inntekter gjennom å bidra med å sikre balanse i kraftsystemet.

I dette kapitlet beskrives det hvordan man kan gå videre for å øke tilgangen på fleksibilitet i kraftsystemet. Det gjelder både tiltak for energieffektivisering, respons på nettariff og kraftkontrakt med spotpris, og deltagelse i reservemarkedene.

8.1 Tips til mer informasjon om fleksibilitet

Dette delkapitlet gir en kort oversikt over hvor det er mulig å finne mer informasjon knyttet til fleksibilitet. Det er ikke ment å være en komplett oversikt, men heller et startpunkt for hvor man kan finne informasjon om fleksibilitet.

Informasjon om energisparing og økt prisrespons

Tiltak for energieffektivisering og økt prisrespons kan gjøres med utgangspunkt i at man ønsker å redusere egne strømkostnader (Se beskrivelse i kap. 3). Dette er i rapporten omtalt som implisitt fleksibilitet, og gjelder den nederste delen av aksekorset som er brukt som leseveiledning i denne rapporten (Figur 1 og Figur 15).

Statnett har bare direkte grensesnitt mot forbrukere og produsenter som er tilknyttet transmisjonsnettet (se kap. 7.2). Vi engasjerer oss i tematikken primært gjennom FoU-prosjekter og piloter, som [Systemsmart energibruk](#) [70] og [iFleks](#) [71].

Mer informasjon om energisparing, energieffektivisering og prisrespons kan du finne her:

- NVE er ENØK-koordinator i forvaltningen
 - Nettsiden [Energieffektivisering – NVE](#) [18] gir informasjon om tiltak og potensiale knyttet til energieffektivisering
 - Nettsiden [Forbrukstopper og fleksibilitet i strømmettet](#) [72] gir informasjon om utviklingen i effektforbruket i Norge og kraftsystemet sitt behov for fleksibilitet.
 - Nettsiden [Spareenergi](#) [73] gir informasjon om tiltak som kan bidra til å spare energi.
- Regjeringen vedtar politiske mål
 - Regjeringen styrket høsten 2022 innsatsen på energieffektivisering med en pakke [tiltak og virkemidler for dette](#) [74]. [Energitilskuddsordningen](#) [75] til næringslivet var midlertidig, og hadde siste søknadsfrist 11.12.2022. Det er planlagt en nasjonal tiltaksplan for energieffektivisering vil bli lansert i tilknytning til Statsbudsjettet oktober 2023.
- [Enova](#) har flere økonomiske støtteordninger både for private og bedrifter. De har etter oppdrag fra Klima- og miljødepartementet i februar 2023 styrket sin satsing på energi-effektivisering [76].
- Sjekk om kraftleverandøren din tilbyr løsninger som gjør at du kan tjene penger på energi-effektivisering og prisrespons.

- Det finnes mye teknisk utstyr som hjelper strømforbrukere å spare strøm og respondere på pris automatisk, både gjennom nyinstallasjoner, innebygd eller som tillegg til eksisterende utstyr. Snakk med de som selger elektrisk og byggteknisk utstyr for tips og idéer.

Eksempel 17: Hjemmelading av elbil som respons på spotpris

En husholdningskunde med spotpriskontrakt med timepriser, ønsker et mer fleksibelt strømforbruk, hvor forbruk flyttes fra timer med høye priser til timer med lave priser. Flexibelt forbruk er elbil. Husholdningskunden kontakter kraftleverandør eller selgere av ladebokser direkte, og sjekker muligheten for å anskaffe en ladeboks til elbilen som kan styre lading etter spotpris. Teknologien hjelper da kunden med å styre ladingen til elbilen til timer på døgnet hvor spotprisen er lavest, og bilen står til lading.

Eksempel 18: Smart varmtvannsbereder i en institusjon

En institusjon skal skifte ut varmtvannsbereder, og ønsker en varmtvannsbereder som varmer opp vannet i timene med lavest spotpris. Kunden kontakter VVS-leverandør og bestiller en smart varmtvannsbereder. Ny varmtvannsbereder installeres og gjøres tilgjengelig for å styre via SD-anlegget til bygget. Vannet varmes dermed opp i de timene med lavest spotpris. Institusjonen får dermed dekket sitt behov for varmtvann til en lavere energikostnad, og for kraftsystemet vil forbruket flyttes fra timer med stor etterspørsel (høye priser) til timer med lav etterspørsel (lave priser).

Informasjon om deltagelse i markeder for fleksibilitet

Ved evaluering av alternative tiltak for fleksibilitet og energieffektivisering, bør man samtidig vurdere om man kan dekke mer enn en kvadrant av aksekorsen som er brukt som leseveiledning i denne rapporten (Figur 1 og Figur 15). Det betyr at man bidrar med fleksibilitet til nytte for kraftsystemet – det som i rapporten er omtalt som eksplisitt fleksibilitet. Ulike markedsmuligheter for å bidra med fleksibilitet er beskrevet i kap. 4 Reservemarkeder og kap.5 Lokale fleksibilitetsmarkeder.

Statnett har ansvaret for drift og utvikling av reservemarkedene i Norge. Det er bare Statnett og andre transmisjonsnettsoperatører som kan kjøpe i reservemarkedene. Større forbrukere som tilfredsstiller krav til minimum budstørrelse, kan delta direkte i markeder for fleksibilitet. For mindre forbrukere i kraftsystemet, kan aktører bidra med fleksibilitet på vegne av disse, ved at flere fleksible ressurser aggregeres opp i en større portefølje.

Statnett ønsker dialog med aktører som eier/har tilgang til fleksible ressurser som vil kunne kvalifiseres til å delta direkte i ulike reservemarkeder, som enkelt- eller aggregerte ressurser. Gjennom dialog og flerfaglig kunnskap kan man finne hva som er aktuelle fleksible ressurser og hvor disse er mest egnet til å bidra med sin fleksibilitet. I noen tilfeller vil det også være aktuelt å gjennomføre FoU-prosjekt for å modne nye typer teknologier og aktører for reservemarkedene, eller for å utvikle markedet. Eksempler på gjennomførte piloter for reservemarkedene er [eFleks](#) og [FFR-pilot](#) [27, 51].

Fleksibilitetsressursene som er aktuelle for å delta i lokale fleksibilitetsmarkeder befinner seg i regional- og distribusjonsnett. Det betyr at det er nettselskapene som har direkte grensesnitt og kontakt med nettkunder som kan tenke seg å delta i lokale fleksibilitetsmarkeder. Statnett engasjerer seg i lokale fleksibilitetsmarkeder primært gjennom FoU-prosjekter, som [NorFlex](#) [77] og [FME CINELDI](#) [59].

Informasjon om hva du kan gjøre hvis du ønsker å bidra inn i fleksibilitetsmarkeder, kan du finne her:

- Flere nettselskaper har eller prøver ut løsninger for å handle fleksibilitet – sjekk med ditt lokale nettselskap hva som er mulighetene i ditt nettområde
- Sjekk om kraftleverandøren din tilbyr løsninger som gjør at du kan tjene penger på å delta i ulike markeder for fleksibilitet.
- Informasjon om reservemarkedene som Statnett drifter:
 - [Introduksjon til reservemarkedene](#) gir en samlet beskrivelse av de ulike reservene som brukes i kraftsystemet [78]. Dette gir et godt utgangspunkt hvis du skal vurdere hvor din fleksibilitet passer best.
 - På nettsidene er det også mer detaljert beskrivelse av de ulike reservemarkedene <https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/systemansvaret/kraftmarkedet/reservemarkeder/introduksjon-til-reserver/> som er beskrevet i kap. 4 i denne rapporten. Mer detaljert informasjon i form av bl.a. gjeldene vilkår og tekniske krav, inkl. anbudsrunder for fleksibilitet finnes for de ulike reservemarkedene.
 - Kontaktpunkt hvis du ønsker å delta i reservemarkeder hos Statnett: BSP@statnett.no

Eksempel 19: Kommunale bygg som bidrar med fleksibilitet til kraftsystemet

En kommune som har installert styringssystem på flere av sine skoler og kontorbygg, ønsker å bidra med fleksibilitet inn i et lokalt marked. Aktuelle forbrukslaster som kan styres er bl.a. varmtvannsbereidere, elkjeler og ventilasjonsanlegg. Kommunen kontakter tjenesteleverandør (kraftleverandør) som deltar i lokalt marked for fleksibilitet.

Kommunen inngår avtale med tjenesteleverandør om hvor mye fleksibilitet som kan tilbys inn i markedet, og kontakter deretter leverandør av styringssystem for å få muliggjort at fleksible laster kan styres fra eksternt aktør (tjenesteleverandør).

Tjenesteleverandør tilbyr fleksibilitet inn i lokalt marked (pris og volum), og når tjenesteleverandør får beskjed om at bud er akseptert, blir forbruk koblet ut i ulike kommunale bygg.

Eksempel 20: Større byggeier som kombinerer implisitt og eksplisitt fleksibilitet (FFR)

Et bygg kan ha flere fleksible ressurser, for eksempel varmpumper, oppvarming, kjøling, varmtvannstanker, elbilladere og annet. Ved bruk av styringssystemer, kan dette forbruket justeres ut fra kraftprisen og nettariff (implisitt fleksibilitet). Det vil gi besparelser på energikostnadene ved å flytte forbruket fra dyre til billigere timer i løpet av døgnet, og reduserte nettleiekostnader ved at maksimalt forbruk reduseres.

Større byggeiere vil kunne samle opp fleksibiliteten fra flere bygg, og by dette inn i Statnetts reservemarkeder (eksplisitt fleksibilitet). Dette vil gi økonomisk gevinst både ved å være tilgjengelig og ved aktivering. I eksemplet her er det tatt utgangspunkt i at 3 MW kan kobles svært raskt, men kortvarig, og at det bys inn i marked for FFR Profil.

Dette innebærer at man kan levere gjennom hele sesongen alle netter fra kl. 22 til kl. 07, samt hele døgnet på lørdager og søndager. Det vil si at man må være beredt til å aktivere om nødvendig.

Hvis man blir aktivert, må den fleksible ressursen reagere på 0,7-1,3 sekunder og ha forbruket utkoblet i 30 sekunder. Dette blir historisk sett aktivert 0-3 ganger per sesong.

Hvis man deltar i FFR Profil, er det ca 1 350 timer for en pris på 150 NOK/MW/h (2023-pris). Det vil gi en inntekt på 607 500 NOK for 3 MW i løpet av den aktuelle perioden. Man kan også delta i FFR Flex som omfatter reserve for 400 timer som leveres etter ukentlig bestilling fra Statnett. Prisen i 2023 her er 450 NOK/MW/h, og gir en inntekt på 540 000 NOK for 3 MW.

Eksempel 21: Industriaktør som bidrar med fleksibilitet både i kapasitetsmarkedet og aktiveringsmarkedet for mFRR

En industriaktør som kan aktivere fleksibilitet ved å koble ut 10 MW forbruk i 2 timer i løpet av dagen, har blitt godkjent for deltagelse i mFRR-markedet. Aktøren deltar i samarbeid med sin balanseansvarlige både i kapasitetsmarkedet og aktiveringsmarkedet for mFRR. I kapasitetsmarkedet forplikter aktøren seg til å by inn 10 MW i aktiveringsmarkedet for 2 timer. Aktøren byr først inn en pris for å stille kapasitet, det vil si være klar til å koble ut forbruk i to timer på et gitt tidspunkt. Dersom dette budet blir akseptert, leverer aktøren en ny pris for å aktivere, det vil si faktisk koble ut forbruket i de aktuelle timene dersom systemoperatør trenger dette.

Den endelige prisen i både kapasitetsmarkedet og aktiveringsmarkedet settes ved prisen til siste budet som klareres i markedet. Aktører som har samme pris eller lavere, får da betalt denne prisen.

Kapasitetsmarkedet klareres på 100 NOK/MW/time, og industriaktøren (som hadde et bud som var lavere enn dette) får tilslag i kapasitetsmarkedet for sine to timer, og får da en inntekt på $100 \text{ NOK/MW/time} * 10 \text{ MW} * 2 \text{ timer} = 2000 \text{ NOK}$ på en dag. For å få utbetalt denne summen, må industriaktøren by inn i aktiveringsmarkedet for mFRR i de 2 timene den har lovet. Aktøren aktiveres til slutt i en time, og får da betalt mFRR-prisen i området i den timen i tillegg til kapasitetsprisen. Aktiveringsprisen beregnes i etterkant av driftstimen.

Aktør som ønsker å samarbeide om utvikling eller uttesting av bruk av fleksibilitet i kraftsystemet

Identifisering av ny fleksibilitet som kan bidra inn i kraftsystemet, krever samarbeid med ulike aktører. I tillegg er det behov for å skaffe seg kunnskap og erfaring på hva som kan være gode løsninger, og hvilke løsninger som ikke er like aktuelle.

Statnett deltar i mange ulike typer prosjekter, både forskningsprosjekter, pilotprosjekter og bilaterale prosjekter, og tar gjerne mot forslag til nye prosjekter.

Hvis du har forslag til nytt prosjekt hvor det kan være aktuelt for Statnett å delta, kan kontakt etableres gjennom vår portal for [Forskning og utvikling](#) [79]. Her kan du også ta kontakt om du har et konkret [prosjektforslag](#). [80]

Noen av Statnett sine prosjekter er flerfinansierte prosjekter, med ytterligere finansiering fra relevante utlysninger som bl.a.:

- [Enova](#) arbeider for Norges omstilling av lavutslippssamfunnet, og har flere støttetilbud knyttet til nye innovative energi- og klimaløsninger (inkl. fleksibilitet).
- [Innovasjon Norge](#) skal legge til rette for grønn omstilling og bærekraftig utvikling hos bedrifter.
- [Norges Forskningsråd](#) har ulike utlysninger som er relevante for samarbeid om utvikling av fleksibilitet i kraftsystemet. Avhengig av type utlysning, så kan forskningsorganisasjoner, næringsliv og offentlig sektor søke om prosjektmidler.

Eksempel 22: Samarbeid/testing av ny teknologi for aktivering av fleksibilitet i kraftsystemet

En FoU-aktør ønsker å teste ut ny teknologi som kan stimulere til økt fleksibilitet i kraftsystemet. FoU-aktøren etablerer dialog med teknologileverandør og andre relevante prosjektpartnere, og sammen utviklet de et konsept for nytt forskningsprosjekt.

FoU-aktøren etablerer prosjektkonsortium og beskriver konseptet i egen mal fra Statnett. Forespørsel til Statnett om deltagelse i prosjektkonsortiet sendes inn via FoU-portalene.

Informasjon om tilknytning med vilkår

Tilknytning med vilkår er en ny ordning som nettselskapene kan bruke for å tilknytte flere kunder i områder hvor det ikke er nok ledig kapasitet i nettet. Denne er beskrevet i kap. 6.1 i denne rapporten.

Tilknytning til transmisjonsnettet må avklares med Statnett. De fleste tilfeller av tilknytning håndteres av lokale eller regionale nettselskaper. Reservasjon av kapasitet i transmisjonsnettet skjer etter førstemann-til-mølla-prinsippet, der tidspunktet for innsendelse av en gyldig bestilling bestemmer køen.

Mer informasjon om hvordan man kan få nettilknytning raskere, med forutsetning om at man inngår avtale om utkobling i spesifikke situasjoner, kan du finne her:

- Informasjon om hvordan prosessen for deg som skal koble deg til nettet finnes på [Statnetts nettsider](#) [81]
- Reguleringsmyndigheten passer på at lovverket følges både av aktører og nettselskap. Informasjon om tilknytning med vilkår om utkobling finnes også på deres nettsider [NVE – RME](#) [66]
- [Forskrift om netregulering og energimarkedet \(NEM\)](#), paragraf 3.1 regulerer tilknytning med vilkår [67]
- En beskrivelse av tilknytning på vilkår og hvordan dette legger til rette for elektrifisering finnes hos interesse- og arbeidsgiverorganisasjonen [Fornybar Norge](#) [82]

Eksempel 23: Industrikunde som inngår avtale om tilknytning med vilkår

En ny industrikunde ønsker å etablere seg i et område hvor det er begrenset nettkapasitet. Det viser seg at det effektforbruket kunden ønsker, vil medføre at maksimalforbruket i området beregnes til å være høyere enn tilgjengelig nettkapasitet. Nettforsterkninger kan gjøres, men det vil ta tid. Kunden vil ha rask nettilknytning, og ønsker ikke å vente til nettet er oppgradert. Kunden inngår en avtale med nettselskapet om at under visse kriterier vil forbruket til kunden reduseres på kort varsel. Kriteriene er at forbruket i området vil nærme seg maksimal nettkapasitet i en kuldeperiode med stort behov for elektrisk oppvarming. Industrikunden har en elkjel med alternativ energibærer som reserve. Det installeres styringssystem på denne elkjelen, slik at den kan kobles ut fra nettselskapet sin driftssentral i kuldeperioder, hvor forbruket i området overstiger tilgjengelig nettkapasitet.

Eksempel 24: Ladestasjoner som inngår avtale om tilknytning med vilkår

En bedrift ønsker å investere i 50 ladestasjoner hver med ladekapasitet på 1 MW, og tilby hurtiglading til elbiler. Det er begrenset kapasitet i området i kuldeperioder, og bedriften inngår da avtale med nettselskap om at ladekapasitet kan reduseres med 50% per ladestasjon i høylastperioder. Begrensningen i ladekapasitet har en varighet på 3 timer for hver gang fleksibilitet aktiveres. Det installeres styringsteknologi som muliggjør at struping av ladekapasitet kan fjernstyres etter signal fra nettselskap.

9 Sentrale begreper og ordliste

9.1 Begreper

<i>Fleksibilitet</i>	Den evnen produsenter, forbrukere og energilagere har til å justere produksjon, forbruk og/eller lagring av energi som respons på tilstanden i kraftsystemet. Justeringen kan enten skje basert på prissignaler i markedet (markedspriser eller effektbaserte nettariffer), eller etter signal fra kraftsystemet/systemoperatør
<i>Krav til deltakelse i reservemarked</i>	For å delta i reservemarkedene må en oppfylle et sett med krav, for eksempel knyttet til hvor raskt produksjon eller forbruk kan endres, hvor lenge reservene kan leveres og hvilke tekniske løsninger som skal benyttes for å aktivere reservene.
<i>Prekvalifisering</i>	Prosess for å verifisere at den tekniske løsningen tilfredsstiller kravene til deltagelse i det aktuelle markedet.
<i>Reserver</i>	Reserver er et samlebegrep for fleksibel produksjon eller forbruk av kraft som deltar i Statnetts markeder, og som kan reguleres, starte eller stoppe når kraftsystemet ikke er i balanse (frekvensen avviker fra 50 Hz) eller når det er nødvendig å håndtere flaskehals. Dersom frekvensen synker, kan produksjonen økes eller forbruket reduseres, og dersom frekvensen øker kan produksjonen reduseres eller forbruket økes.
<i>Reservebehov</i>	Volumet av reserver, det vil si fleksibilitet fra produksjon eller forbruk, som Statnett må sikre er tilgjengelig for alltid å kunne holde kraftsystemet i balanse. Reservene må være geografisk fordelt på en måte som ikke skaper utfordringer for driften. Reservebehovet tilsvarer etterspørselen i de ulike reservemarkedene i Norge. Fordi vi har den samme frekvensen i Norge, Finland, Sverige og Sjælland i Danmark, avtales reservebehovet i en felles nordisk avtale.
<i>Reservemarkeder</i>	Markeder som brukes av Statnett som verktøy for å sikre balansen i kraftsystemet og håndtere flaskehals.
<i>Reserveprodukter</i>	Fleksibilitet fra forbruk eller produksjon kjøpt gjennom Statnetts <i>Reservemarkeder</i> . I Norge brukes fire forskjellige typer fleksibilitet fra produksjon og forbruk: primær-, sekundær- og tertiærreserver og raske effektreserver. Disse har ulik responstid og egenskaper, men med den felles hensikten om å alltid holde kraftsystemet i balanse.

9.2 Ordliste

Forkortelser	Forklaring
aFRR	Automatic Frequency Restoration Reserves (Sekundærreserve)
BESS	Battery Energy Storage System
BMS	Battery Management System (Batteristyringssystem)
BRP	Balance Responsible Party (Balanseansvarlig)
BSP	Balancing Service Provider (Balansetjenestetilbyder)
DSO	Distribution System Operator (nettselskap)
ENTSO-E	The European Network of Transmission System Operators for Electricity
FCR	Frequency Containment Reserves (Primærreserve)
FCR-D	Driftsforstyrrelsesreserve
FCR-N	Normaldriftsreserve

Forkortelser	Forklaring
FFR	Fast Frequency Reserves (Raske frekvensreserver)
FoL	Forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet
FoS	Forskrift om systemansvaret i kraftsystemet
DA	Day-ahead (spotmarkedet)
ID	Intradagmarkedet
HVDC	High Voltage Direct Current
LMA	Langsiktig markedsanalyse [2]
MARI	Manually Activated Reserves Initiative (Europeisk markedsplattform)
mFRR	Manual Frequency Restoration Reserves (Tertiærreserve)
mFRR CM	Manual Frequency Restoration Reserve Capacity Market
mFRR EAM	Manual Frequency Restoration Reserve Energy Activation Market
NBM	Nordic Balancing Model (Nordisk balanseringsmodell)
NEM	Forskrift om netregulering og energimarkedet [67]
NI	Normal Incidents (Normale ubalanser)
OED	Olje- og energidepartementet
PCS	Power Conversion System (Omformere)
RI	Reference Incident (Dimensjonerende feil)
RKOM	Regulerkraftopsjonsmarked
RME	Reguleringsmyndigheten for Energi
SCADA	Supervisory Control And Data Acquisition. Driftskontrollsystem for styring og overvåking
SCS	Supervisory Control System (Overordnet styresystem for batteri)
SD-anlegg	System for sentral driftskontroll
SoC	State of Charge (Viser ladenivået på et batteri i forhold til full kapasitet, oppgitt i prosent)
SO GL	System Operation Guidelines
TSO	Transmission System Operator (Systemoperatør/Statnett)
UPS	Uninterruptible Power Supply
V2G	Vehicle-to-grid

10 Oversikt over eksempler i rapporten

Tabell 6 gir en oversikt over de eksemplene som er beskrevet i rapporten, med referanse til delkapittel hvor eksemplene kan finnes.

Tabell 6 Oversikt over eksemplene som er beskrevet i rapporten

Nr	Tittel
1	Bruk av fleksibilitet i fremtidens kraftsystem med stor andel produksjon basert på sol- og vindkraft (kap. 1.3)
2	Vindkraft som deltaker i regulerkraftmarkedet (kap. 2.1)
3	Testing av fleksibilitet i ulike typer bygg (kap. 2.2)
4	Fleksibilitetspotensiale i næringsbygg (kap. 2.2)
5	Bruk av nøddagregater som fleksibel ressurs (kap. 2.2)
6	Fleksibilitet fra varmtvannsberedere i husholdninger (kap. 2.2)
7	Forbedret spenningskvalitet ved bruk av smarte varmtvannsberedere (kap. 2.2)
8	Samspill mellom elektrisk og termisk energi, ved bruk av sesongvarmelager (kap. 2.2)
9	Elektriske batterier som leverer fleksibilitetstjenester i form av økt effekttilgang (kap. 2.3)
10	Elektriske batterier som leverer fleksibilitetstjenester i form av raske frekvensreserver (kap. 2.3)
11	Bruk av elbiler som frekvensreserve (kap. 2.3)
12	Fleksibilitetspotensiale fra elbiler med V2G-teknologi (kap. 2.3)
13	Forbrukerfleksibilitet som respons på ulike kraftpriser (kap. 3.3)
14	Bruk av nettareff for å øke fleksibilitet (kap. 3.4)
15	Pilot for aktivering av effektreserver i regulerkraftmarkedet (mFRR) (kap. 4.1)
16	Piloter med lokale fleksibilitetsmarkeder (kap. 5)
17	Hjemmelading av elbil som respons på spotpris (kap. 8.1)
18	Smart varmtvannsbereder i en institusjon (kap. 8.1)
19	Kommunale bygg som bidrar med fleksibilitet til kraftsystemet (kap. 8.1)
20	Større byggeier som kombinerer implisitt og eksplisitt fleksibilitet (FFR) (kap. 8.1)
21	Industriaktør som bidrar med fleksibilitet både i kapasitetsmarkedet og aktiveringsmarkedet for mFRR (kap. 8.1)
22	Samarbeid/testing av ny teknologi for aktivering av fleksibilitet i kraftsystemet (kap. 8.1)
23	Industrikunde som inngår avtale om tilknytning med vilkår (kap. 8.1)
24	Ladestasjoner som inngår avtale om tilknytning med vilkår (kap. 8.1)

Referanser

- [1] Statnett, «Systemdrifts- og markedsutviklingsplan 2022-2030,» <https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/utvikling-av-kraftsystemet/smup/systemdrifts--og-markedsutviklingsplan-2022-2030.pdf>, 2021.
- [2] Statnett, «Langsiktig markedsanalyse. Norge, Norden og Europa 2022-2050,» Mars 2023.
- [3] ENTSO-E, «ENTSO-E VISION - A Power System for a Carbon Neutral Europe,» ENTSO-E, 2022.
- [4] Systemsmart energibruk, «Fremtiden er nokså elektrisk,» <https://www.systemsmart.no/aktuelt/ny-systemsmart-rapport-fremtiden-er-noksa-elektrisk>, 2022.
- [5] Statnett, «Statnetts innspill til nasjonal handlingsplan for energieffektivisering,» 05 05 2023. <https://www.regjeringen.no/contentassets/3f070a68954f4b28b0c37ffdfad3100a/statnetts-horingsinnspill-energieffektivisering.pdf>.
- [6] M. Z. Degefa, I. B. Sperstad og H. Sæle, «Comprehensive classifications and characterizations of power system flexibility resources,» *Electric power Systems Research*, 05 2021.
- [7] Statistisk Sentralbyrå, «Betydelig nedgang i strømforbruket 2022,» <https://www.ssb.no/energi-og-industri/energi/statistikk/elektrisitet/artikler/betydelig-nedgang-i-stromforbruket-i-2022>, 19 01 2023.
- [8] NVE, «NVE Fakta 1/2023: Hvor stor del av vannkraften i Norge er fleksibel?,» https://publikasjoner.nve.no/fakta/2023/fakta2023_01.pdf, 2023.
- [9] Statnett, «2022 - nok et eksepsjonelt kraftår,» <https://www.statnett.no/om-statnett/nyheter-og-pressemedlinger/nyhetsarkiv-2023/2022--nok-et-eksepsjonelt-kraftar/>, 2023.
- [10] Europower, «Aneo har «temmet» vindkraften: Kan levere mer vindkraft på sju minutter,» <https://www.europower.no/kraftmarked/aneo-har-temmet-vindkraften-kan-levere-mer-vindkraft-pa-sju-minutter/2-1-1465645>, 13 06 2023.
- [11] NVE - RME, «Plusskunder,» <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/regulering/nettvirksomhet/nettleie/tariffer-for-produksjon/plusskunder/>, 18 01 2023.
- [12] NVE, «Solkraft,» <https://www.nve.no/energi/energisystem/solkraft/>, 18 01 2023.
- [13] NVE - RME, «Plusskundestatistikk,» <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/publikasjoner-og-data/statistikk/statistikk-over-sluttbrukermarkedet/plusskundestatistikk/>, 27 02 2023.
- [14] Elhub, «Installert effekt,»

- [15] CICERO, «Hvem er solpionerene i Norge?», <https://cicero.oslo.no/no/artikler/hvem-er-solpionerene-i-norge>.
- [16] H. M. Dalen, B. Halvorsen og B. M. Larsen, «Strømproduksjon fra solcelleanlegg i norske husholdninger. Analyser av plusskunder basert på Elhub.», Statistisk Sentralbyrå, 2022.
- [17] I. Lampropoulos, «Energy management of distributed resources in power [Phd Thesis 1 (Research TU/e Graduation TU/e), Electrical Engineering], DOI: 10.6100/IR771935,» Technische Universiteit Eindhoven, 2014.
- [18] NVE, «Energieffektivisering,» 2023.
<https://www.nve.no/energi/energisystem/energibruk/energieffektivisering/>.
- [19] H. Horne, A. Roos, I. H. Magnussen, M. Buvik og B. Langseth, «NVE Fakta Nr. 7/2020, Norge har et betydelig potensial for forbrukerfleksibilitet i sektorene bygg, transport og industri,» https://publikasjoner.nve.no/faktaark/2020/faktaark2020_07.pdf, 2020.
- [20] Norsk elbilforening, «Statistikk elbil. Elbilbestand og markedsandel,» <https://elbil.no/om-elbil/elbilstatistikk/>, 31 03 2023.
- [21] NOBIL, «Bruk av statistikkmodul,» <https://info.nobil.no/statistikk>.
- [22] Statistisk sentralbyrå, «Økning i antall ladestasjoner for ferjer og anlegg for landstrøm,» <https://www.ssb.no/transport-og-reiseliv/sjotransport/artikler/okning-i-antall-ladestasjoner-for-ferjer-og-anlegg-for-landstrom>, 19 08 2021.
- [23] Thema Consulting Group, «Har vi fleksibilitet nok til å balansere kraftsystemet fram mot 2050? Etterspørsel etter fleksibilitet og kilder som kan levere,» <https://www.regjeringen.no/contentassets/5f15fcec3143d1bf9cade7da6afe6e/no/sved/v-edlegg4.pdf>, 2022.
- [24] S. K. Lien, M. Ahang, K. B. Lindberg og Ø. Fjellheim, «ZEN Case Study: End user flexibility potential in the service sector,» FME ZEN, 2020.
- [25] H. Sæle og O. S. Grande, «Demand Response From Household Customers: Experiences From a Pilot Study in Norway,» *IEEE Transaction on Smart Grids*, DOI: 10.1109/TSG.2010.2104165, nr. 2, pp. 102-109, 3 2011.
- [26] A. I. Tunheim, B. Viljugrein, S. R. Aspmodel, S. A. Riis og M. Bjørk, «Nytteverdier fra smarte varmtvannsberedere,» https://smartgrids.no/app/uploads/2022/12/NSGC_2022_02_IDE_Nytteverdier-fra-smarte-varmtvannsberedere.pdf, 2022.
- [27] Statnett, «Fast Frequency Reserves 2018 - pilot for raske frekvensreserver,» <https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/utvikling-av-kraftsystemet/nordisk-frekvensstabilitet/fast-frequency-reserves-pilot-2018.pdf>, 2018.
- [28] Asplan Viak v/Randi Kalskin Ramstad , «Konseptutredning: Solenergi + sesongvarmelagring i borehull = sant! Sluttrapport Enova,»

<https://d33by0imu011lz.cloudfront.net/1632137346/sluttrapport-konseptutredning-kolbotn-il.pdf>, 2021.

- [29] NVE, «Energilagring,» <https://www.nve.no/energi/energisystem/energibruk/energilagring/>, 2023.
- [30] K. Sand, K. Berg, A. Hammer og K. Ingebrigtsen, «Veileder for kost/nytte-vurderinger ved integrasjon av batteri i distribusjonsnettet, SINTEF-rapport 2020:011345 - Åpen,» SINTEF Energi AS, Energisystemer, 2020.
- [31] I. Birkeland, I. Fløtre, L.-A. Bergland og O. Skeie, «NVE-rapport: "Batterier i distribusjonsnettet. Sommerprosjekt 2020",» <https://publikasjoner.nve.no/diverse/2020/batterier.i.distribusjonsnettet.pdf>, 2020.
- [32] NVE - RME, «Batteri tilknyttet nettet,» <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/kunde/nett/tilknytning-av-forbruk-og-produksjon/batteri-tilknyttet-nettet/>, 09 01 2023. [Internett].
- [33] Tensio, «Batteriteknologi utløser nytenkning. Olje- og energiminister Terje Aasland markerte startskuddet for batteripilot i Lierne,» <https://tensio.no/aktuelt/batteriteknologi-utloser-nytenkning>, 23 01 2023.
- [34] FME CINELDI, «Fast Frequency Reserve (Finalised),» <https://www.sintef.no/projectweb/cineldi/pilot-projects-in-cineldi/fastfrequencyreserve/>.
- [35] International Energy Agency (IEA), «Global EV Outlook 2019. Scaling-up the transition to electric mobility,» https://iea.blob.core.windows.net/assets/7d7e049e-ce64-4c3f-8f23-6e2f529f31a8/Global_EV_Outlook_2019.pdf, Mai 2019.
- [36] H. J. Kamps, «EV-to-grid charging is complicated, but California is gearing up to clear the way,» TechCrunch, 10 04 2023. https://techcrunch.com/2023/04/10/bidirectional-charging/?guccounter=1&guce_referrer=aHR0cHM6Ly93d3cuZ29vZ2xlLmNvbS8&guce_referrer_sig=AQAAAA6fSHKyDxRC7ab1Zs6RPPxDW-jFpGdKAVhz6OFVjr9Yv6LhB-_448ZY-5Hk02hBaJ_kyh0SMEVbK1KeSRPHH6OSIGRijoMUIE98PWp9CdeVzxeNTKIF.
- [37] H. Sæle, I. B. Sperstad, K. W. Høiem og V. Mathiesen, «Understanding barriers to utilising flexibility in operation and planning of the electricity distribution system – Classification frameworks with applications to Norway,» *Energy Policy*, p. 10.1016/j.enpol.2023.113618, 2023.
- [38] Energifakta Norge, «Kraftmarkedet,» <https://energifaktanorge.no/norsk-energiforsyning/kraftmarkedet/>.
- [39] T. Siebenbrunner og M. Hofmann, «Framtidig prisfølsomhet til sluttbrukerne. Sluttrapport iFleks,» <https://www.statnett.no/om-statnett/innovasjon-og-teknologitutvikling/vare-sentrale-prosjekter/ifleks---prisfølsomhet/>, 2019.

- [40] Lovdata, «FOR-1999-03-11-302, Forskrift om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariffer,»
<https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/1999-03-11-302>.
- [41] K. Vøllestad, «Resultat og erfaringsnotat for Pilot Aktive Hjem,»
https://www.sintef.no/globalassets/project/cineldi/pilot-projects/aktive-hjem_sluttrapport.pdf, 2022.
- [42] Statnett, «Fast frequency reserves - FFR,» <https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/systemansvaret/kraftmarkedet/reservemarkeder/ffr/>.
- [43] Statnett, «Primærreserver - FCR,» <https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/systemansvaret/kraftmarkedet/reservemarkeder/primarreserver/>.
- [44] Statnett, «Tertiærreserver - mFRR,» <https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/systemansvaret/kraftmarkedet/reservemarkeder/tertiarreserver/>.
- [45] Statnett, «Introduksjon til reservemarkedene,» <https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/systemansvaret/kraftmarkedet/reservemarkeder/introduksjon-til-reserver/>.
- [46] Lovdata, «FOR-2021-06-29-2284. Forskrift om systemansvaret i kraftsystemet,»
<https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/2002-05-07-448>, 17 05 2022.
- [47] Statnett, Svenska Kraftnät, Fingrid, Energinet, «Nordic Balancing Model,» 2023. Available:
<https://nordicbalancingmodel.net/> .
- [48] ENTSO-E, «Overview of Frequency Control in the Nordic Power System,»
<https://www.epressi.com/media/userfiles/107305/1648196866/overview-of-frequency-control-in-the-nordic-power-system-1.pdf>, 2022.
- [49] Statnett, «Sekundærreserver - aFRR,» <https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/systemansvaret/kraftmarkedet/reservemarkeder/sekundarreserver/>.
- [50] ENTSO-E, «Technical Requirements for Frequency Containment Reserve Provision in the Nordic Synchronous Area,» <https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/market/reservemarkeder/fcr-technical-requirements-2022-06-27.pdf>, 2022.
- [51] Statnett, «Distributed balancing of the power grid. Results from the eFleks pilot in the mFRR-market 2019/2020,» <https://www.statnett.no/om-statnett/nyheter-og-pressemedinger/nyhetsarkiv-2021/sikrer-stromforsyningen-med-bidrag-fra-elbiler-panelovner-og-ventilasjonsanlegg/>, 2021.
- [52] NVE, «Fastsettelse av retningslinjer for drift av transmisjonsnett for elektrisk kraft (System Operation Guidelines (SOGL)),» 05 04 2022.
<https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/regulering/internasjonalt-arbeid/europeisk-regelverksutvikling/europeiske-nettkoder-og-retningslinjer/fastsettelse-av-retningslinjer-for-drift-av-transmisjonsnett-for-elektrisk-kraft-system-operation-guidelines->

- [53] Fingrid; Energinet; Svenska Kraftnät; Statnett;, «Nordic System Operation Agreement (SOA),» 2019.
- [54] Statnett, «Rapport fra systemansvarlig. Om kraftsystemet i Norge 2022, Offentlig,» 2022.
- [55] S. Chondrogiannis, J. Vasiljevska, A. Marinopoulos, I. Papaioannou og G. Flego, «JRC Technical report, Local Electricity Flexibility Markets in Europe,» Joint Research Centre (JRC), 2022.
- [56] SmartNet, «The SmartNet Project,» 2019. [Internett]. Available: <https://smartnet-project.eu/index.html>.
- [57] SmartNet, «SmartNet EU project,» <https://smartnet-project.eu/index.html>.
- [58] NODES, «NODES,» www.nodesmarket.com.
- [59] Cineldi, «Cineldi - Centre for intelligent electricity distribution,» 2023. <https://www.sintef.no/projectweb/cineldi/>.
- [60] Svenska Kraftnät, «Sthlmflex,» <https://www.svk.se/sthlmflex> .
- [61] NORFLEX, «NORFLEX - Flytter strøm for et smartere nett,» www.norflextech.no.
- [62] NORFLEX, «25 millioner kroner til videreføring av fleksibilitetsprosjekt,» www.norflextech.no/aktuelt/15-millioner-kroner-til-videreforing-av-fleksibilitetsprosjekt.
- [63] Smart Senja, «Smart Senja - Fremtidens Energisystem,» www.smartsenja.no.
- [64] FME CINELDI, «NODES flexibility platform,» <https://www.sintef.no/projectweb/cineldi/pilot-projects-in-cineldi/nodes-flexibility-platform/>.
- [65] Regjeringen.no, «Høring - Endringer i forskrift om netregulering og energimarkedet (tilknytning av uttak med vilkår om utkobling eller redusert strømforsyning),» <https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/horing---endringer-i-forskrift-om-nettregulering-og-energimarkedet-tilknytning-av-uttak-med-vilkar-om-utkobling-eller-reduert-stromforsyning/id2739843/>, 02 09 2020.
- [66] NVE - RME, «Tilknytning med vilkår om utkobling,» <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/regulering/nettvirksomhet/nettilknytning/leveringsplikt/tilknytning-med-vilkaar-om-utkobling/>, 30 03 2023.
- [67] Lovdata, «FOR-2019-10-24-1413. Forskrift om netregulering og energimarkedet (NEM),» <https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/2019-10-24-1413>, 01 11 2019.
- [68] NVE, «Tilknytning av produksjon med vilkår,» <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/regulering/nettvirksomhet/nettilknytning/tilknytningsplikt/tilknytning-av-produksjon-med-vilkaar/>, 10 12 2019.
- [69] Statnett, «Raske frekvensreserver - FFR,» <https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/systemansvaret/kraftmarkedet/reservemarkeder/ffr/>, 5 25 2023.

- [70] Systemsmart energibruk, «Systemsmart energibruk,» 2023. <https://www.systemsmart.no/om-prosjektet>.
- [71] Statnett, «iFleks - Prisfølsomhet,» 2020. [Internett]. Available: <https://www.statnett.no/om-statnett/innovasjon-og-teknologiutvikling/vare-sentrale-prosjekter/ifleks---prisfolsomhet/>.
- [72] NVE, «Forbrukstopper og fleksibilitet i strømmettet,» 2023. <https://www.nve.no/energi/energisystem/energibruk/forbrukstopper-og-fleksibilitet-i-stroemnettet/>.
- [73] NVE, «Til deg som sparer,» 2023. <https://www.spareenergi.no/nb/forside>.
- [74] Regjeringen, «Styrker innsatsen for økt energieffektivisering,» 06 10 2022. Available: <https://www.regjeringen.no/no/aktuelt/milliardsatsing-til-energieffektivisering/id2932296/?expand=factbox2932304>.
- [75] Energitilskuddsordningen, «Energitilskuddsordningen for bedrifter,» 2022. Available: <https://www.energitilskuddsordningen.no/>.
- [76] Enova, «Tilleggsavtale - Forsterket satsing innen energi og energieffektivisering,» <https://www.enova.no/om-enova/om-organisasjonen/oppdragsbrev-og-avtaler/tilleggsavtale---forsterket-satsing-innen-energi-og-energieffektivisering/>, 14 04 2023.
- [77] Statnett, «Norflex,» 2020. <https://www.statnett.no/om-statnett/innovasjon-og-teknologiutvikling/vare-sentrale-prosjekter/norflex/>.
- [78] Statnett, «Introduksjon til reservemarkedene,» Statnett, 2023. <https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/systemansvaret/kraftmarkedet/reservemarkeder/introduksjon-til-reserver/>.
- [79] Statnett, «Innovasjon og Teknologiutvikling,» 2023. <https://www.statnett.no/om-statnett/innovasjon-og-teknologiutvikling/>.
- [80] Statnett, «Har du et prosjektforslag?,» 2023. <https://www.statnett.no/om-statnett/innovasjon-og-teknologiutvikling/forslag-til-prosjekter/>.
- [81] Statnett, «For deg som skal koble deg til nettet,» 2023. <https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/nettkapasitet-til-produksjon-og-forbruk/>.
- [82] Fornybar Norge, «Nye vilkår for tilknytning legger til rette for elektrifisering,» 21 04 2021. [Internett]. Available: <https://www.fornybarnorge.no/nyheter/2021/nye-vilkar-for-tilknytning-av-forbruk-legger-til-rette-for-elektrifisering/>.
- [83] NVE - RME, «Høring - Forslag om innføring av modell for deling av overskuddsproduksjon,» <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/regulering/regelverk-og-hoeringer/horinger/hoeringer-reguleringsmyndigheten-for-energi-rme/hoering-forslag-om-innfoering-av-modell-for-deling-av-overskuddsproduksjon/>, 23 11 2022.

- [84] Regjeringen.no, «Ny ordning for deling av egenprodusert, fornybar strøm,»
<https://www.regjeringen.no/no/aktuelt/ny-ordning-for-deling-av-eigenprodusert-fornybar-stram/id2964122/>, 22 02 2023.
- [85] NVE - RME, «RME foreslår ny og utvidet ordning for deling av lokal strømproduksjon,»
<https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/nytt-fra-rme/nyheter-reguleringsmyndigheten-for-energi/rme-foreslar-ny-og-utvidet-ordning-for-deling-av-lokal-stromproduksjon/>, 10 12 2021.
- [86] NVE - RME, «Tilknytningsplikt,»
<https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/regulering/nettvirksomhet/nettilknytning/tilknytningsplikt/>.

Andre relevante rapporter fra Statnett



Langsiktig markedsanalyse 2023

Norden og Europa

<https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/planer-og-analyser/lma/langsiktig-markedsanalyse-2022-2050.pdf>



Kortsiktig Markedsanalyse 2023-28

Rapporten gir en oversikt over kraftsystemet og kraftmarkedet i dag og hvordan det vil utvikle seg de kommende 5 årene.

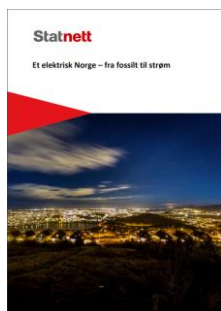
<https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/planer-og-analyser/kma/kortsiktig-markedsanalyse-kma-2023-2028.pdf>



Forbruksutvikling i Norge 2022 – 2050

Delrapport til Langsiktig Markedsanalyse 2022-2050

<https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/planer-og-analyser/lma/forbruksutvikling-i-norge-2022-2050---delrapport-til-lma-2022-2050.pdf>



Et elektrisk Norge – fra fossilt til strøm 2019

Elektrifisering er grunnleggende for å få til reduksjoner i norske klimagassutslipp. Analysen viser hva en omfattende elektrifisering av Norge vil innebære i økt kraftforbruk.

<https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/planer-og-analyser/et-elektrisk-norge--fra-fossilt-til-strom.pdf>



Fleksibilitet i det nordiske kraftmarkedet, 2018-2040

Rapporten som ser på behov og potensial for fleksibilitet i Norden.

<https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/planer-og-analyser/2018-Fleksibilitet-i-det-nordiske-kraftmarkedet-2018-2040>

Statnett SF

Nydalen allé 33, Oslo
PB 4904 Nydalen, 0423 Oslo
Telefon: 23 90 30 00
Fax: 23 90 30 01
E-post: firmapost@statnett.no
Nettside: www.statnett.no

Statnett