

Statnett

Et effektivt markedesdesign for fremtidens kraftsystem



Desember 2023

Forord

Kraftsystemet gjennomgår store endringer, og det er viktig at utformingen av kraftmarkedet tilpasses for å levere på sentrale målsettinger som kostnadseffektivitet, verdiskaping, forsyningssikkerhet og klima. Utformingen av kraftmarkedet har alltid vært viktig for Statnett, men dette er første gangen vi utgir en egen rapport der vi sammenstiller hva vi mener vil være viktige elementer av et effektivt markedsdesign for fremtidens kraftsystem. I rapporten adresserer vi en rekke temaer og vi kommer med konkrete anbefalinger til hvordan markedet bør utformes. Dette er på ingen måte en uttømmende liste, men vi fokuserer på noen viktige tema. Rapporten er en temarapport som utgis i tilknytning til Systemutviklingsplan 2023.

Det er mange som jobber med utformingen av kraftmarkedet, og arbeidet skjer på både nasjonalt, nordisk og europeisk nivå. Dette er et krevende og komplekst arbeid, blant annet fordi det skjer store endringer i kraftsystemet i løpet av kort tid. Statnett ønsker at denne rapporten skal være et utgangspunkt for videre diskusjon med myndighetene og bransjen om hvordan kraftmarkedet bør utformes. Vi tar sikte på å oppdatere rapporten i forbindelse med Systemutviklingsplan 2025.

Rapporten er skrevet av forretningsområdet Kraftsystem og marked ved Halvor Enok Bakke, Gerard Doorman, Øystein Mørk, Krishna Solberg, Trond Jensen og Tore Granli. Kapitlet om kapasitetsmarkeder er skrevet i samarbeid med Anders Kringstad og Julie Gunnerød. Flere andre i Statnett har også bidratt til rapporten.

Gunnar G. Løvås

4. desember 2023

Sammendrag

Det norske og europeiske kraftsystemet gjennomgår store endringer. Det grønne skiftet innebærer høy vekst i kraftforbruket (for å erstatte fossilt energiforbruk), utfasing av fossil kraftproduksjon og en stor utbygging av særlig vind- og solkraft.

Produksjon, omsetning og bruk av energi er organisert via et marked. At det er organisert via et marked er ikke et mål i seg selv, men det er et middel for å oppnå flere samfunnskritiske målsetninger tilknyttet blant annet klima, forsyningssikkerhet, verdiskaping og kostnadseffektivitet.

Vi vil med denne rapporten få frem hvilken rolle kraftmarkedet spiller for det grønne skiftet, og belyse ulike utfordringer som kan løses gjennom utformingen av markedet. I rapporten beskriver vi sentrale temaer relatert til utformingen av kraftmarkedet fremover, og vi kommer med konkrete innspill til hvordan markedet bør designes for å i størst mulig grad levere på viktige målsetninger.

Rapporten er ment å være utgangspunkt for videre diskusjon med myndighetene og bransjen om hvordan kraftmarkedet bør utformes fremover for at vi fortsatt skal ha et effektivt markedsdesign, gitt de store endringene som nå skjer i kraftsystemet.

Kraftmarkedets funksjon

Kraftmarkedet består av ulike delmarkeder og hvert marked har ulike funksjoner. Marginalprisingsprinsippet fastsetter prisene i spotmarkedet. Dette gjør at strømmen blir produsert til en så lav kostnad som mulig, samtidig som at aktørene får dekket sine kostnader og det gis incentiver til å investere i ny produksjonskapasitet når det er lønnsomt. Dette gir en effektiv utnyttelse av kraftressursene og sikrer at kraften over tid produseres til lavest mulig kostnad for samfunnet. Statnett har delt Norge inn i ulike budområder, som følger de strukturelle flaksehalsene i nettet. Hvert budområde får fastsatt sin egen spotpris, som hensyntar handelskapasiteten mellom budområdene. Dette gjør at ressursallokeringen blir mer riktig og at vi får kraftpriser som også reflekterer begrensningene i nettet. Budområdene bidrar også til å gi riktige prissignaler til produsentenes disponering av vannmagasinene, og til investeringer i forbruk og produksjon.

Et vesentlig poeng er at utformingen av kraftmarkedet og vilkårene som myndighetene setter er avgjørende for hvilke løsninger/resultater markedet frembringer. Som omtalt innledningsvis kan markedet levere på flere viktige målsetninger for samfunnet, gitt at det utformes på en god måte. Skal vi få til den store omstillingen til nullutslipp, så må vi ha et markedsdesign som spiller på lag og sikrer at vi når målene på en effektiv måte.

Et kraftmarked i endring

Det grønne skiftet innebærer høy vekst i kraftforbruket, utfasing av fossil kraftproduksjon og en stor utbygging av særlig vind- og solkraft. Dette gir noen vesentlige endringer. Vi får større og raskere endringer i priser og i kraftflyt. Det blir også behov for investeringer i store mengder ny fleksibilitet for å sikre effektbalansen time for time, siden sol og vind bare i begrenset grad bidrar til å dekke etterspørselstopper.



Figur 1: Samfunnskritiske målsetninger basert på tre hovedpunkter: Klima, forsyningssikkerhet og verdiskaping og kostnadseffektivitet.

Igangsatte markedsprosjekter er viktige i møtet med det grønne skiftet

Statnett er i gang med å innføre større endringer i dagens kraftmarked. På nordisk nivå innfører vi flytbasert markedskobling og ny nordisk balanseringsmodell (Nordic Balancing Model, NBM). Flytbasert markedskobling gir en mer detaljert og riktigere estimering av flyten i nettet, og gir med det en samfunnsmessig bedre utnyttelse av nettet, mens driftssikkerheten ivaretas. Automatisering av systemdriften gjennom NBM er nødvendig gitt et stadig mer komplekst kraftsystem med større usikkerhet og raskere flytendringer enn før. På europeisk nivå jobber vi også med å innføre 15 minutters tidsoppløsning.

Et felles europeisk kraftmarked er sentralt for det grønne skiftet

Norge er gjennom EØS-avtalen en integrert del av det europeiske kraftmarkedet. Prissettingen og kraftutvekslingen følger i dag de samme markedsbaserte prinsippene som ble utviklet mellom Norge og Sverige på 1990-tallet og senere det nordiske kraftmarkedet.

Det norske kraftsystemet er basert på fornybar kraft og er tjent med et markedsbasert kraftsystem, der utvekslingen i stor grad styres av ressurstilgangen. Dette er viktig for Norge og sikrer import under tørre perioder, mens det gir avsetning for overskudd i våte perioder. Et markedsbasert kraftsystem med effektiv utveksling medfører at man kan innlemme større mengder fornybar kraftproduksjon i det europeiske kraftsystemet enn man ellers kunne gjort uten øvrige tiltak. Samtidig gir prisene nødvendige styresignaler til disponeringen av vannkraftmagasiner, slik at det blir så lite overløp som mulig og rasjonering unngås.

For å sikre at prisdannelsen og utvekslingen skjer effektivt, har man innført et sett med felles løsninger og regelverk mellom landene i Europa. Som en integrert del av det europeiske kraftmarkedet vil løsningene og regelverket ha betydning for Norge. Norske myndigheter og aktører (Statnett inkludert) er derfor aktive med å utvikle og påvirke løsningene og regelverket, slik at det også passer med norske forhold.

Fleksibilitet i energimarkedet blir viktig fremover

Med de store endringene som kommer i kraftsystemet, blir det fremover viktig med fleksibilitet i energimarkedet. Med en økende andel volatil kraftproduksjon, må forbruket i større grad tilpasse seg endringer i produksjonen. Det er viktig for systembalansen, men også for at aktørene skal kunne redusere egne kostnader. Investeringer i batterier, hydrogenproduksjon og -lager og varmelagring er andre viktige faktorer for å oppnå denne fleksibiliteten.

For å utløse fleksibiliteten må prissignalene fra markedene nå fram til flest mulig forbrukere. En bør derfor ha fastpriskontrakter som ikke fjerner insentivene til fleksibilitet, f.eks. ved at fastpriskontrakter knyttes til faste volumer. Eventuelle støtteordninger til produksjon av grønt hydrogen og annet fleksibelt forbruk bør ikke fjerne eller dempe insentivene til å tilpasse produksjonen til varierende kraftpriser.

Investeringer i fornybar energi

Det grønne skiftet krever store investeringer i fornybar energi. Langsiktige, bilaterale avtaler (PPAer) forutsetter ikke offentlig støtte og er derfor å foretrekke fremfor ulike typer støttemekanismer. Samtidig er det viktig å ha et markedsdesign som leverer på målsettingene om investeringer i fornybar energi, og etableringen av effektive støttemekanismer for å utløse disse investeringene kan derfor være en viktig del av markedsdesignet.

Dersom investeringer i havvind ikke alene er lønnsomme basert på forventningene om fremtidige kraftpriser, er differansekontrakter (CfDer) en effektiv støttemekanisme. For å unngå store ubalanser er det viktig at differansekontraktene designes slik at produsentene beholder insentiv til å produsere i samsvar med systemets behov i alle markeder. Differansekontrakter der støtten tildeles basert på produksjonsevne bør derfor fremover vurderes som et alternativ til klassiske differansekontrakter, der støtten er basert på faktisk produksjon.

Det er viktig med helhet og konsistens i det regulatoriske rammeverket på land og til havs. For å oppnå en mest mulig effektiv utnyttelse av vindkraften bør de felleseuropeiske løsningene for krafthandel så langt det er mulig også benyttes til havs.

Hvordan sikre at det finnes nok kapasitet – kapasitetsmekanismer

Det grønne skiftet innebærer for mange land at regulerbar termisk kraftproduksjon erstattes med volatil fornybar kraftproduksjon, først og fremst vind- og solkraft. For Norges del er situasjonen annerledes. Den eksisterende vannkraften vil forbli en del av kraftsystemet, men forventet ny kraftproduksjon for å møte økt etterspørsel vil først og fremst være vindkraft. Det betyr at andelen volatil kraftproduksjon også vil øke i Norge.

Et viktig spørsmål er derfor hvordan dette vil slå ut på effektbalansen. Vil markedet sikre nok kraftproduksjon til å dekke etterspørselen når det er lite vind og sol gjennom effektinvesteringer og fleksibilitet, eller er det nødvendig at myndighetene griper inn i markedet for å sikre effektbalansen? Spørsmålet diskuteres bredt i Europa, og flere land har eller vurderer å innføre ulike tiltak for å sikre effektbalansen gjennom ulike former for kapasitetsmekanismer i energimarkedet. En kapasitetsmekanisme innebærer at myndighetene kjøper inn kapasitet for å sørge for at det er nok kapasitet tilgjengelig for å sikre balanse mellom produksjon og forbruk. Dette kan gjøres på ulike måter.

Statnetts vurdering er at vi per i dag ikke ser behov for et kapasitetsmarked i Norge for energimarkedet de neste 10-15 årene. Viktige elementer i vår vurdering er:

- Effekt fra eksisterende vannkraft vil ikke bli lagt ned
- Investeringer i effekt fra regulerbar vannkraft er viktig, og vi mener det er realistisk at det vil bli realisert uten støtte
- Vi legger til grunn at nytt forbruk vil være mer fleksibelt enn dagens forbruk – høyere prisvariasjon gir sterkere insentiver til fleksibilitet

Samtidig vil vi understreke at det er krevende å vurdere behovet for et kapasitetsmarked i Norge, og vi må jevnlig vurdere om våre antagelser om fremtiden inntreffer. Det er også nødvendig å analysere nærmere virkningene av et eventuelt nytt kapasitetsmarked i Sverige og hvordan det påvirker Norge. Tilsvarende vurderinger vil vi også måtte gjøre dersom Sverige investerer i mer kjernekraft. Hvis det fremover viser seg at det likevel er behov for et støtteregime i Norge, vil det være et vesentlig poeng og i størst mulig grad målrette støtteordningen mot å utløse investeringer i ny effekt, og ikke mot å betale støtte til eksisterende kapasitet.

Et finansielt marked i endring

Det finansielle markedet har en viktig funksjon ved å gjøre det mulig for aktører å sikre stabil inntekt eller kostnad over tid, og et velfungerende finansielt marked bidrar til økt transparens om forventet kraftpris fremover. Samtidig ser vi at det finansielle markedet har hatt fallende likviditet over tid, noe som kan gi negative konsekvenser for produsenter, forbrukere og strømleverandører.

RME skal foreta en vurdering av om det eksisterende finansielle markedet i Norge er tilstrekkelig godt som sikringsverktøy for aktørene innen medio februar 2024. Vårt utgangspunkt er at Statnett ikke bør ha en rolle i det finansielle markedet. De viktigste grunnene til det er:

- Utstedelse av transmisjonsrettigheter innebærer at risiko flyttes fra markedsaktører til Statnett, noe som kan oppfattes som en subsidiering av risiko.
- Statnetts eventuelle tap på salg av finansielle produkter må dekkes av tariffene. Et viktig prinsipielt spørsmål er om det er riktig at nettkundene skal dekke denne kostnaden. Statnetts vurdering er at flaskehalsinntektene i størst mulig grad bør komme forbrukerne til gode, og ikke gå til å dekke eventuelt tap på salg av transmisjonsrettigheter.
- Dersom tiltak i regi av Statnett ikke bidrar til å øke interessen fra andre aktører og dermed økt likviditet generelt, så er det en risiko for at Statnett "blir markedet".
- Et marked i regi av Statnett kan bli en konkurrent til det kommersielle finansielle kraftmarkedet.
- Statnett får en ny rolle som ikke er nødvendig for utøvelsen av våre kjerneoppgaver

Et nytt forslag til regulering av de finansielle markedene er under utvikling i EU. Statnett og ENTSO-E mener at forslag til ny regulering må utredes grundig før ny regulering besluttes.

[Mulige langsiktige endringer av markedsdesignet](#)

Det europeiske markedet er som kjent basert på en sone- eller budområdemodell. Dette innebærer at man antar at det ikke finnes flaskehals (nettrestriksjoner) innenfor hvert budområde, mens mulighetene for utveksling mellom områder håndteres gjennom handelskapasiteter. Ulempen med budområdemodellen er at det nesten alltid vil være nettrestriksjoner innenfor et område. Dette gjør at Statnett og de andre TSOene må gjøre ulike tiltak for å unngå overlaster og opprettholde systemsikkerheten.

Flytbasert markedskobling vil resultere i en mer effektiv utveksling mellom budområder, og en mer effektiv håndtering av interne flaskehals innenfor et budområde. Med innføringen av flytbasert vil det fortsatt være aktuelt å endre på budområdeinndelingen for å ta hensyn til endringer i forbruk, produksjon og nettkapasitet, og for bedre å kunne håndtere flaskehals både mellom og internt i budområdene. Nettutbygging er også et viktig tiltak for å begrense omfanget av flaskehals.

Statnetts fokus nå er å få innført flytbasert markedskobling i Norden, som vil være en vesentlig forbedring fra dagens NTC-metodikk. På sikt bør imidlertid erfaringene med flytbasert markedskobling i kombinasjon med budområdeinndeling evalueres for å se om det vil være samfunnsøkonomiske og driftsikkerhetsmessige gevinster ved å ytterligere videreutvikle markedsdesignet. Denne evalueringen er imidlertid lite aktuell før de mange endringene som nå gjøres har falt på plass, og neppe før utover i 2030-årene.

En mulig løsning som diskuteres i enkelte land i Europa er å innføre nodeprising på lang sikt. Med nodeprising har man et sanntidsmarked som optimaliseres hvert femte minutt på grunnlag av markedsdeltakernes bud og en detaljert nettmodell som resulterer i egne priser i hver node i modellen. Nodeprising har fordeler for effektiv drift og løser utfordringene innenfor et budområde som er skissert ovenfor, men har også flere utfordringer. Statnett vil understreke at dette ikke er et tiltak vi vurderer nå.

En mer proaktiv balansering av kraftsystemet

Etter at energimarkedene er klarert i spotmarkedet, utfører Statnett først en justering av produksjonsplaner for å få bedre løpende samsvar mellom produksjon, forbruk og utveksling. Aktivering av balanseringsressurser foregår i hovedsak i selve driftstimen. Årsaken til dette er at Statnett ikke har god nok detaljkunnskap om kommende ubalanser. I enkelte tilfeller kan imidlertid Statnett forutse et større balanseringsbehov framover, som for eksempel når en mellomlandsforbindelse faller ut. Det vil da oppstå det vi kaller en "kjent ubalanse" som må håndteres over et lengre tidsrom. Per i dag håndteres disse kjente ubalansene med aktivering av reserver.

Det er lite effektivt å håndtere langvarige kjente ubalanser ved å aktivere reserver som da blir båndlagt for andre formål. Statnett vurderer derfor nærmere om vi skal ta i bruk intradagmarkedet til å balansere kraftsystemet ved kjente ubalanser det kommende døgnet.

Det er vesentlig mer krevende å etablere mothandelsløsninger med andre TSOer enn å kun etablere en løsning for å kunne handle i intradag i Norge ved et utfall på en forbindelse. En mulig løsning kan derfor være at Statnett i første runde kun etablerer én løsning for å handle i intradag for å håndtere ubalansene som oppstår ved utfall, og at mothandel med andre land vurderes nærmere i et steg to.

Innhold

Forord	ii
Sammendrag	iii
Innhold	viii
1 Kraftmarkedets funksjon	10
2 Et kraftmarked i endring	14
3 Igangsatte prosjekter er viktige i møtet med det grønne skiftet	17
3.1 Flytbasert markedskobling	17
3.2 Nordic Balancing Model	19
4 Et felles europeisk kraftmarked er sentralt for det grønne skiftet	21
5 Flexibilitet i energimarkedet blir viktig fremover	23
5.1 Endringene i kraftsystemet vil gi større volatilitet i kraftproduksjon og kraftpriser	23
5.2 Forbruk	25
5.3 Produksjon	25
5.4 Lagring	25
5.5 Fastpriskontrakter bør ikke fjerne insentivene til fleksibilitet	27
5.6 Støtteordninger til forbruk bør ikke fjerne insentivene til fleksibilitet	27
6 Investeringer i fornybar energi	29
6.1 Markedsdesign for havvind	29
6.2 Power Purchase Agreements (PPAer)	32
6.3 Differansekontrakter (CfDer)	33
7 Hvordan sikre at det finnes nok kapasitet – kapasitetsmekanismer	37
7.1 Et energy only marked	38
7.2 Ulike typer kapasitetsmekanismer	39
7.2.1 Market wide kapasitetsmarked	39
7.2.2 Strategisk reserve	41
7.2.3 Flere land i Europa har et kapasitetsmarked, men utformingen varierer	42
7.2.4 Marked wide kapasitetsmarked versus strategisk reserve	43
7.2.5 Andre tiltak enn et market wide kapasitetsmarked kan være et alternativ	43
7.3 Statnett ser ikke behov for et kapasitetsmarked i Norge	43
7.4 Sverige utreder et market wide kapasitetsmarked	47
8 Et finansielt marked i endring	49
8.1 Et finansielt marked for elektrisitet gir aktørene forutsigbarhet	49
8.2 Det finansielle markedet har over tid fått lavere likviditet	50
8.3 EU vurderer nytt design av det finansielle markedet	51
8.4 Statnett bør ikke ha en rolle i det finansielle markedet	52
9 Mulige langsiktige endringer av markedsdesignet	53

9.1	Håndtering av interne flaskehals er utfordrende	53
9.2	Nodeprising er ikke aktuelt nå	54
9.3	Bruk av en detaljert nettmmodell i balanseringen gir bedre utnyttelse av nettet	55
10	En mer proaktiv balansering av kraftsystemet	56
10.1	Tilgangen på reserver er lavere enn før og største mulige utfall har økt	56
10.2	Fremover kan det være ønskelig å ta i bruk intradag til balansering	57
10.3	Mothandelsløsninger er krevende å etablere – en stegvis prosess kan være en løsning	57
11	Andre relevante rapporter fra Statnett	59

1 Kraftmarkedets funksjon

Markedets funksjon er å sikre at produksjon, omsetning, og bruk av energi foregår på en samfunnsmessig rasjonell måte. Dette følger av Energilovens formål, definert i dens paragraf 1-2: "Loven skal sikre at produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi foregår på en samfunnsmessig rasjonell måte, herunder skal det tas hensyn til allmenne og private interesser som blir berørt." Omforming, overføring og fordeling anses som monopolvirksomhet, mens produksjon, omsetning og bruk i prinsippet er markedsbasert.

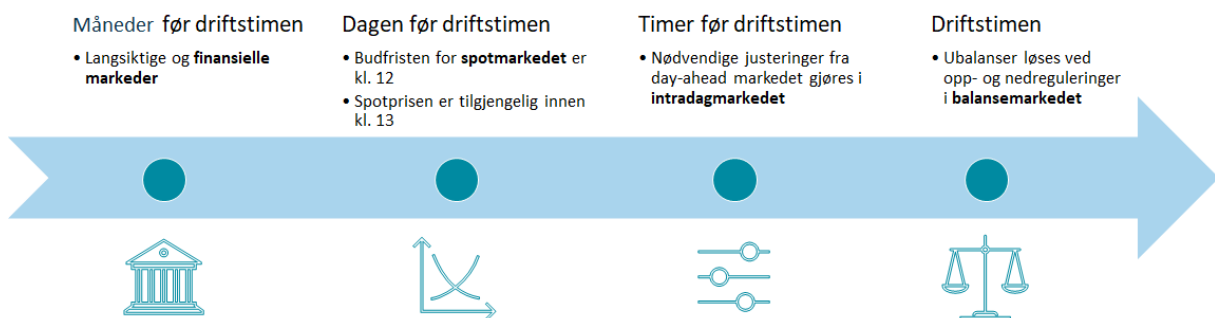
Markedet er ikke et mål i seg selv, men et middel for å oppnå ulike målsetninger. To sentrale målsetningen er å sikre at det er balanse mellom produksjon og forbruk, på både kort og lang sikt, og at dette oppnås til så lave kostnader som mulig. Markedet har også en viktig funksjon i omstillingen av kraftsystemet.

Kraftmarkedet består av en rekke delmarkeder med ulike funksjoner

Kraftmarkedet består av en rekke delmarkeder som på ulike måter påvirker det som skjer i driftstimen:

- Finansielle markeder og bilaterale kontrakter: Sørger for prissikring og gir langsiktige investeringssignaler.
- Spotmarkedet: Setter volum og priser som utgangspunkt for balansen neste dag.
- Intradagmarkedet: Justerer balansen i timene før driftstimen.
- Balansemerkene: Justerer balansen like før og gjennom driftstimen.
- Sluttbrukermarkedet: Bringer prissignalet videre til sluttkundene.

Figur 2 viser tidslinjen mellom disse markedene.



Figur 2: Tidslinje som beskriver når ulike aktiviteter og handler gjennomføres.

De finansielle markedene brukes i hovedsak til å sikre langsiktige inntekter eller kostnader, samt til trading, det vil si å tjene penger på å kjøpe og selge posisjoner. Trading har en viktig funksjon ved at det bidrar til økt likviditet i de finansielle markedene, noe som gjør det enklere for alle markedsaktører å gjennomføre de handle de trenger. I spotmarkedet klareres daglig tilbud og etterspørsel på europeisk nivå og bestemmer i hovedsak produksjonsfordelingen neste dag. I klareringen bestemmes også utvekslingen mellom budområder/land ved at kraften flyter fra et område med lavpris til et område med høypris.

I intradagmarkedet har markedsdeltakere anledning til å justere sine posisjoner, f.eks. hvis en vindpark kommer til å produsere mer eller mindre enn tidligere antatt. Intradagmarkedet er i dag basert på kontinuerlig handel, men fra 2024 vil det også bli avholdt tre daglige auksjoner.

Etter at intradagmarkedet stenger sørger Statnett for å holde systemet i balanse og ivareta driftssikkerheten ved å justere opp eller ned tilgjengelige reguleringsressurser i systemet ved hjelp av balansemarkedene.

Overordnet kan disse fire markedene betegnes som "engrosmarkedet" som brukes av profesjonelle aktører. I tillegg har vi sluttbrukermarkedet, hvor de fleste forbrukere kjøper strømmen fra kraftleverandører.

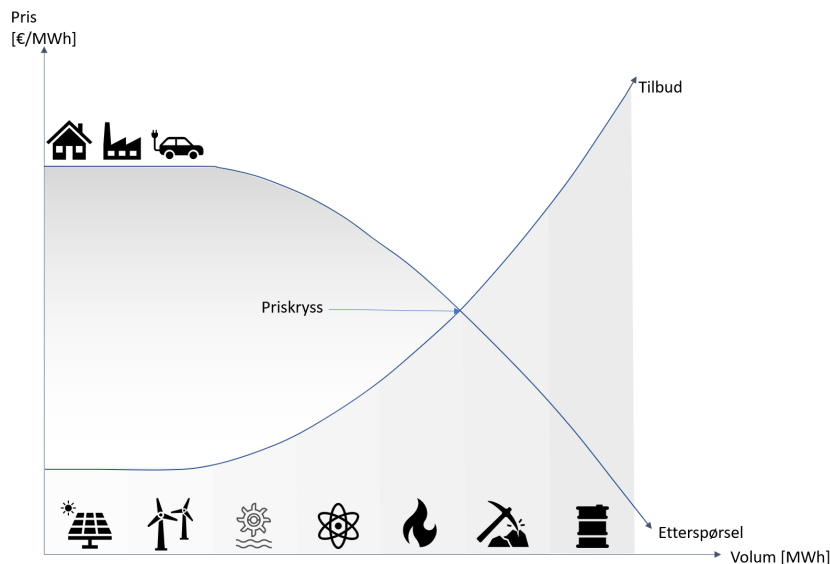
Til sammen dekker disse markedet en rekke viktige funksjoner:

- Sikre at produksjonen dekker forbruket til enhver tid til lavest mulig kostnad
- Bidra til å ivareta driftssikkerheten slik at avbrudd unngås til enhver tid
- Gi incentiver til investering i ny produksjon og nett når og hvor det er behov for det
- Tilrettelegge for investeringer i forskjellige produksjonsteknologier som til sammen fører til en sikker og effektiv kraftforsyning
- Gi muligheter til å sikre inntekter eller kostnader over lengre tid for å skape forutsigbarhet for investeringer i produksjon, forbruk og lagring
- Gi mest mulig korrekte prissignaler til justering av produksjon og forbruk i alle markedsfaser i de ulike prisområdene
- Sørge for tilstrekkelig konkurranse på produksjonssiden for å unngå markedsrett
- Sikre at samfunnet får dekket sitt kraftbehov til lavest mulig pris.

Energimarkedet gjør det mulig å koordinere et stort antall aktører i kraftsystemet og markedsklareringen med produksjon- og forbruksplaner for kommende døgn er avgjørende for å kunne planlegge og drifte systemet.

[Marginalprising og budområder er viktige elementer i dagens markedsdesign](#)

Kraftprisene i spotmarkedet fastsettes basert på det som kalles marginalprisingsprinsippet. Det innebærer at spotprisen blir lik budprisen til det billigste budet som er nødvendig for å dekke etterspørselen i hver enkelt time. Siden alle aktørene får betalt den samme prisen, altså spotprisen, har aktørene incentiver til å by inn sin marginalkostnad. Dette gjør at strømmen blir produsert til en så lav kostnad som mulig, samtidig som at aktørene får dekket sine kostnader og det gis incentiver til å investere i ny produksjonskapasitet når det er lønnsomt. Dette gir en effektiv utnyttelse av kraftressursene og på sikt sikrer at kraften produserer til lavest mulig kostnad for samfunnet.



Figur 3: Tilbud og etterspørsel etter elektrisitet med priskryss.

Strømmen produseres og forbrukes ulike steder i landet, og produksjon og forbruk må kobles sammen. Det innebærer at strømmen må flyte fra et område til et annet, men vi har ikke et strømnnett som gir plass til at strømmen kan flyte helt fritt i enhver situasjon (det ville bli uforholdsmessig kostbart for samfunnet). Statnett kombinerer derfor nettutbygging med en inndeling av Norge i ulike budområder, som følger de strukturelle flaskehalsene¹ i nettet. Hvert budområde får fastsatt sin egen spotpris, som hensyntar handlingskapasiteten mellom budområdene. Hvis det er nok handlingskapasitet tilgjengelig, blir det lik pris i budområdene. Hvis det er for lite handlingskapasitet tilgjengelig, blir det ulik pris i budområdene. Inndelingen i budområder er viktig for at den faktiske handlingskapasiteten skal hensyntas i spotauksjonen.

Bruken av budområder gjør derfor at vi får kraftpriser som reflekterer begrensningene i nettet, og at de samlede ressursene i systemet brukes på en best mulig måte. Budområdene bidrar til å gi riktige prissignaler til produsentenes disponering av vannmagasinene. For Statnett er det også helt avgjørende å ha budområder for å til enhver tid kunne balansere kraftsystemet på en god måte og sikre at kraftflyten alltid er innenfor grensene for sikker drift.



Figur 4: Norge inndelt i budområder.

Samtidig vil store og langvarige flaskehals mellom budområdene være et signal om at det kan være samfunnsøkonomisk lønnsomt å bygge ut nettet. Nettutbygging og bruken av budområder er derfor komplimenterende grep som gir sikker systemdrift og effektiv utbygging av strømnettet.

Rammevilkårene for kraftmarkedet er viktig for å oppnå ulike målsettinger

Vilkårene som myndighetene setter for kraftmarkedet, er avgjørende for hvilke løsninger/resultater markedet frembringer. Det er for eksempel ikke gitt at kraftmarkedet alene vil sørge for utslippsfri

¹ En strukturell flaskehals er en varig fysisk begrensning i nettet som medfører gjentatte begrensninger i overføringskapasitet.

produksjon, men målet om nullutslipp kan sikres gjennom rammebetingelsene som settes for markedet. Dette omfatter for eksempel støtteordninger til visse teknologier, avgifter på utslipp (som EU ETS) eller forbud mot enkelte produksjonsformer. Innenfor rammene som settes av myndighetene, vil markedet finne de beste veiene til målet. I tillegg er teknologiutvikling viktig for å få frem nye og bedre produksjonsformer, men også for å kunne ha et smartere og mer fleksibelt forbruk.

Det er også viktige koblinger mellom markedet og monopolvirksomheten i transmisjons- og distribusjonsnett. Strømmen fraktes og leveres gjennom nettet, og betingelser og tariffer for bruk av nettet vil påvirke både forbruk og produksjon, og dermed markedets utvikling.

Markedsdesign handler om det totale settet av lover, forordninger og regler som beskriver og avgrensner markedets funksjoner. Her inkluderer vi mye av det som angår nettvirksomheten, da den har stor betydning for markedet som anført ovenfor. De viktigste lovene for Norge sitt vedkommende er Energiloven av 1990 og EUs Tredje energipakke av 2009 og de underliggende "Network Codes" som er implementert gjennom EØS. Ren energipakken fra EU ("Clean Energy Package") av 2019 er en oppdatering av EUs tredje energimarkedspakke. Ren energipakken er ennå ikke implementert gjennom EØS.

[Utformingen av kraftmarkedet bør tilpasse seg over tid](#)

Markedsdesignet må til enhver tid tilpasses utviklingen i teknologi og samfunnet, og er derfor ikke statisk. Et åpenbart eksempel er at eldre markedsdesign i stor grad var basert på systemer med overveiende regulerbar produksjon, mens vi nå beveger oss mot et system med stadig mer uregulerbar produksjon. Dette har innvirkninger på mange felt, som investeringsinsentiver til både regulerbar og uregulerbar produksjon, tilgang på fleksibilitet for å kompensere for raske produksjonsskift, muligheter for balansering osv. I denne rapporten adresserer vi noen viktige temaer tilknyttet hvordan kraftmarkedet bør utformes fremover.

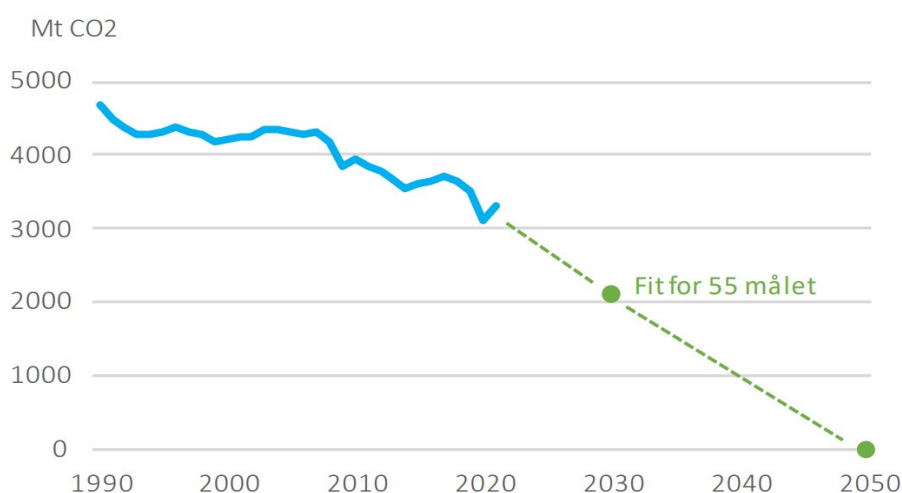
2 Et kraftmarked i endring

Det norske og europeiske kraftsystemet står fremfor store endringer. Nedenfor gir vi en kortfattet beskrivelse av forventede endringer frem mot 2050, basert på Statnetts langsiktige markedsanalyse (LMA) og andre Statnett-analyser. Dette er viktig bakgrunnsinformasjon for å kunne diskutere hvordan kraftmarkedet bør utformes på en effektiv måte for å møte fremtidens kraftsystem.

Hovedbudskap:

- Det grønne skiftet innebærer høy vekst i kraftforbruket, utfasing av fossil kraftproduksjon og en stor utbygging av særlig vind- og solkraft. Dette gir noen vesentlige endringer:
 - Vi får større og raskere endringer i priser og i kraftflyt
 - Det blir behov for store mengder ny fleksibilitet for å sikre effektbalansen time for time, siden sol og vind bare i begrenset grad bidrar til å dekke etterspørselstopper
- En forutsetning for den betydelige økningen i forbruk og produksjon som forventes fremover er at kraftsystemet legger til rette for det
- Det forventes lavere prisforskjeller mellom budområdene i Norge fremover

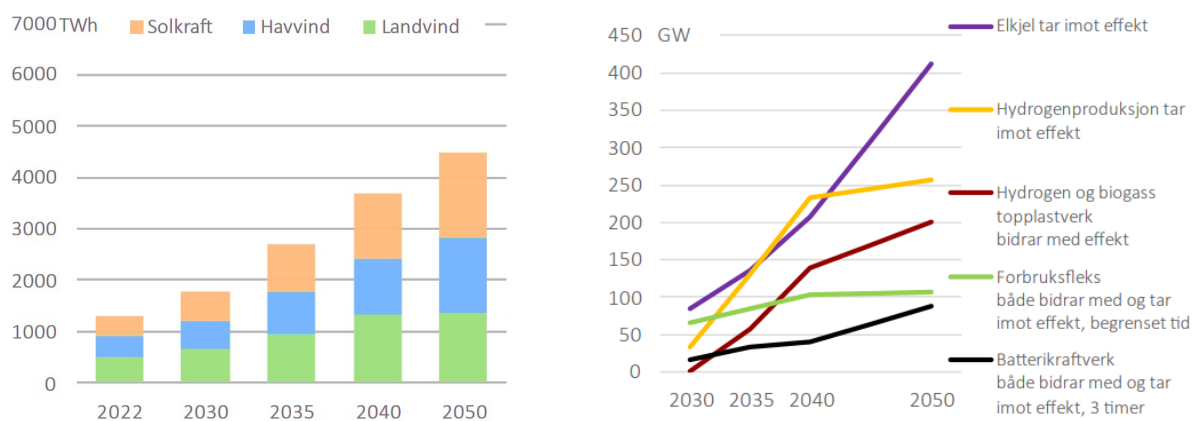
På relativt kort tid har det skjedd store endringer i det europeiske energisystemet. I kombinasjon med utfasing av fossil kraftproduksjon, har andelen fornybar energi økt kraftig. Denne nye produksjonen kommer hovedsakelig fra sol- og vindkraft, og andelen er forventet å øke vesentlig i årene fremover, i tråd med EUs mål om 55 % utslippskutt innen 2030 og netto nullutslipp innen 2050, som vist i Figur 5. I tillegg har krigen i Ukraina med påfølgende energikrise i Europa akselerert den fornybare utviklingen. EUs endringsvilje har blitt markant større under energikrisen, og den europeiske energiomleggingen har på få år skutt fart. EU-landene fremstår som mer samlet enn før, og de ambisiøse klimamålene virker stadig mer realistiske. Dermed vil det europeiske kraftsystemet etter hvert hovedsakelig være basert på sol og vind, med innslag av kjernekraft i noen land. I Norge og Sverige vil vannkraft fremdeles ha en sentral rolle.



Figur 5: EUs mål for 55 % reduksjon av CO₂-utslipp innen 2030 og netto nullutslipp frem mot 2050.

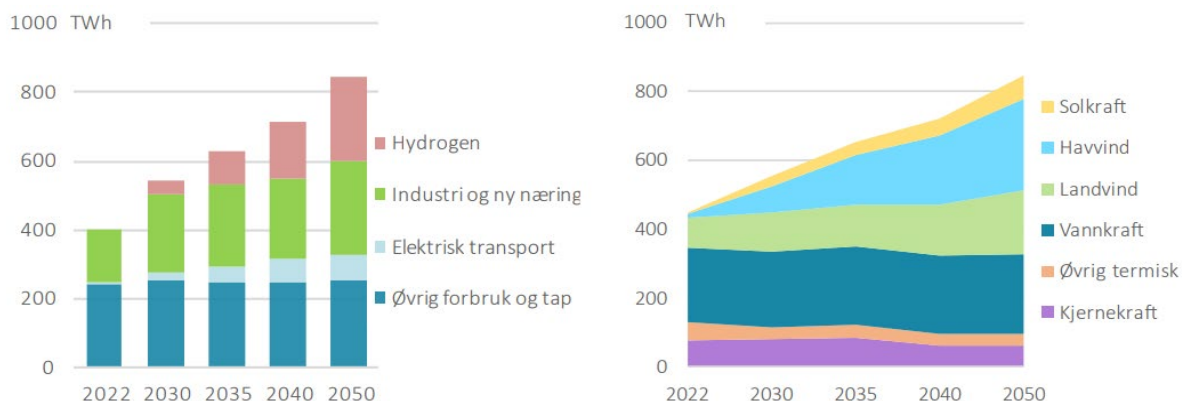
Høyere andel av variabel fornybar kraftproduksjon, som vist i Figur 6, vil gi større volatilitet og mindre forutsigbarhet i kraftsystemet, både på kontinentet og i Norden, og vil gjøre det mer krevende å

balansere produksjon og forbruk. I høyproduksjonstimer med mye sol- og vindkraft vil det bli overproduksjon, og i timer med lite produksjon fra disse kildene kan det bli underskudd på energi. Fleksibilitet blir derfor viktigere fremover for å sørge for balanse på kort og lang sikt. Denne fleksibiliteten vil komme fra flere ulike kilder. I perioder med overproduksjon av strøm kan fleksibel elektrolyse til hydrogenproduksjon, batterier, fleksibel varmeproduksjon, og i Norge kanskje pumpekraft, bruke strøm mens de i perioder med knapphet kan redusere strømforbruket. I situasjoner med lav produksjon kan elproduksjon fra hydrogen og batterier også bidra til å mate effekt tilbake til nettet. I Norge kan økt effekt i eksisterende vannkraft spille en viktig rolle. Fellesnevneren er at fleksible teknologier kan flytte forbruket fra - og produksjonen til - de tidene der systemet er presset og trenger avlastning.



Figur 6: Europas andel av variabel fornybar energi øker kraftig frem mot 2050. Samtidig vil det komme flere kilder til fleksibilitet som kan balansere høy- og lavproduksjonstimer.

I Statnetts LMA legges det til grunn en dobling av forbruk og produksjon i Norden frem mot 2050, og omtrent 60 % økning i Norge, selv om dette er noe usikkert. På samme måte som på kontinentet går omstillingen fort, og forbruket vil øke kraftig, blant annet drevet av elektrifisering av eksisterende industri og transport, samt nytt forbruk som datasentre, batterifabriker og produksjon av hydrogen. I takt med økt forbruk antas det også at produksjonen i Norden dobles, og kraftbalansen ser ut til å holde seg svakt positiv. Fra produksjonssiden er det vindkraft – både på land og vann, sammen med sol som vil gi de største nye energivolumene. I Norge og Norden som sådan, vil vannkraften fremdeles spille en viktig rolle, og vil være en viktig bidragsyter for å kunne balansere systemet med større andel variabel fornybar energiproduksjon.

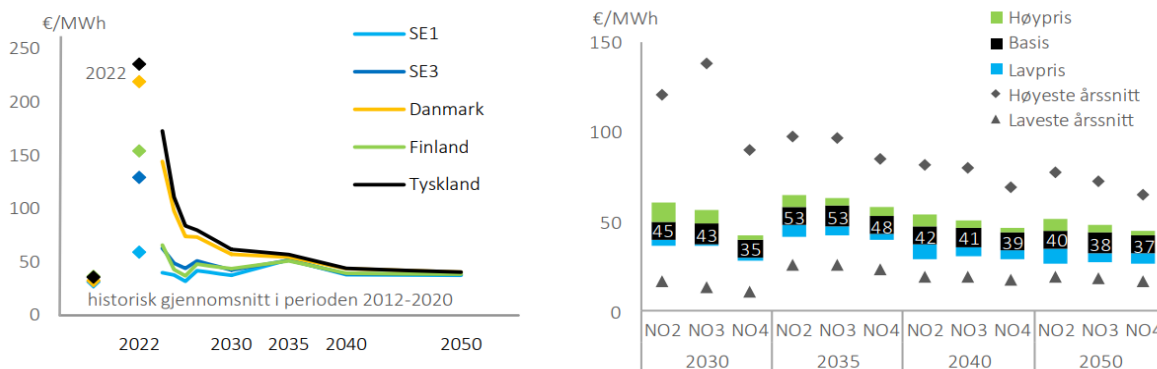


Figur 7: Kraftforbruket i Norden kan dobles mot 2050, og hydrogen vil stå for en stor del av dette. På produksjonssiden er det vind- og solkraft som bidrar til den største veksten.

En forutsetning for at forbruket og produksjonen i Norden øker i det forventede tempoet, er at strømmettet legger til rette for det. Statnetts områdeplaner viser til planlagt utvikling av kraftnettet på tvers av Norge, og blir disse planene fulgt vil nettet være tilpasset utviklingen i forbruk og produksjon i årene fremover. Sammen med videre nettutvikling og økning i kapasitet i de andre landene i Norden, vil dette sørge for at fremtidig produksjon og forbruk får koblet seg på nettet og at prisene i budområdene holder seg likere enn ellers.

De siste årene har vært preget av høye priser i Europa og Norge, blant annet på grunn av økte gasspriser og CO₂-priser og krigen i Ukraina. På sikt forventes gjennomsnittsprisene å synke i takt med lavere gasspriser og høyere andel fornybar energi i systemet, men høye CO₂-priser kan ha motsatt effekt. Uansett vil det være stor volatilitet i prisene som følger av variasjon i fornybar produksjon. Gjennomsnittsprisen forventes altså å synke, men det vil fremdeles være timer eller perioder med høy pris. Dette vil gi kraftige incentiver til å være fleksibel og å tilpasse seg strømprisene.

Statnett forventer at det blir større grad av priskonvergens mellom budområdene i det nordiske synkronområdet. Dette skyldes mindre overskudd i nord, samt større handelskapasitet mellom nord og sør. Foreløpige analyser tilsier at gjennomsnittsprisen i Sør-Norge vil ligge på rundt 45-55 €/MWh i 2030/2035 og rundt 40 €/MWh i 2040/2050. Vi forventer videre mer prisvariasjon i Norden de neste årene, med høyest prisvariasjon i 2030. Etter dette vil variasjonen igjen falle som følge av mer fleksibilitet i systemet. I Norge vil det generelt være mindre prisvariasjoner enn i nabolandene på grunn av tilgang på store volumer regulerbar vannkraft. Det vil derfor kunne bli store prisvariasjoner time for time mellom Norge og kontinentet, som vil gi høy handelsnytte.



Figur 8: Simulerte gjennomsnittspriser fra Statnetts LMA for henholdsvis Norden og Tyskland, og Norge. Etter 2030 vil prisene i Norge begynne å falle.

3 Igangsatte prosjekter er viktige i møtet med det grønne skiftet

Dagens drift av kraftsystemet er i stor grad basert på individuelle vurderinger og manuelle inngrep fra operatørene. Denne måten å drifte på er ikke lenger mulig i et system med mer variabel kraftproduksjon og hyppigere endringer i systemet. For å ivareta samfunnsoppdraget må drifts- og markedsløsningene derfor automatiseres. Det representerer en fundamental endring i kraftsystemet.

Statnett er blant annet i gang med å innføre to større endringer i dagens kraftmarkeder, henholdsvis flytbasert markedskobling og ny nordisk balanseringsmodell (Nordic Balancing Model, NBM). Nedenfor vil vi kort forklare de to prosjektene og hvorfor de er viktige.

Hovedbudskap:

- Automatisering av systemdriften er nødvendig gitt et stadig mer komplekst kraftsystem med større usikkerhet og raskere flytendringer enn før
- Flytbasert markedskobling gir en mer detaljert og riktigere estimering av flyten i nettet, og gir med det en samfunnsmessig bedre utnyttelse av nettet, mens driftssikkerheten ivaretas
- Et mer effektivt markeddesign og automatisering av balanseringen bidrar til økt utnyttelse av ressurser, verdiskaping og en sikker systemdrift i møte med det grønne skiftet
- Tilkobling mot europeiske balanseplattformer vil gi en mer effektiv utnyttelse av reguleringsressurser på tvers av land

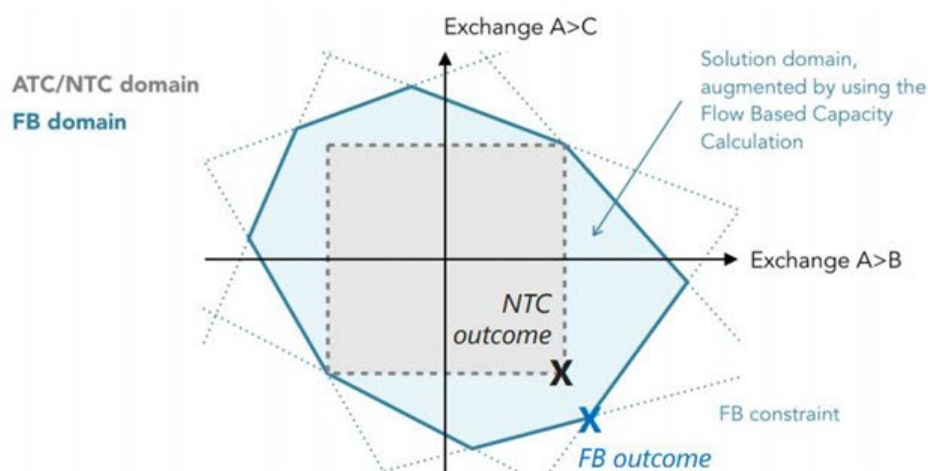
3.1 Flytbasert markedskobling

Markedskoblingen i dagens kraftmarked er basert på budområder med definerte handelskapasiteter mellom dem. Dette kalles "NTC"-metoden, som står for Net Transfer Capacity. Metoden brukes både i spot-markedet og intradagmarkedet. NTC metoden er en kraftig forenkling av den underliggende fysiske virkeligheten i nettet. I realiteten er det ikke mulig å fastsette handelskapasitetene slik at de gir et korrekt bilde av denne virkeligheten, fordi det ikke er en entydig sammenheng mellom disse kapasitetene og de komponentene i nettet som er begrensende. Enkelt fortalt er det så mange ulike komponenter som kan samvirke på så mange måter og med så mange mulige utfall, at det er ikke mulig å fange opp dette i en modell som kun tar hensyn til kapasiteter mellom budområder. TSOene bruker de beste prognosene de har og sitt beste skjønn til å fastsette kapasitetene, men likevel kan de bli både for lave (som legger unødvendige restriksjoner på markedet) eller for høye (som kan redusere driftssikkerheten). Disse utfordringene forsterkes med raskt økende mengder ikke-regulerbar produksjon (sol, vind) og fleksibel og økende etterspørsel, som både øker bruken av nettet og reduserer forutsigbarheten.

Disse faktorene har vært en sterk driver for å forbedre metoden for markedskobling i Norden. De samme tendensene har foregått i hele Europa, og Forordningen om kapasitetstildeling og flaskehalshåndtering² krever derfor at en annen metodikk, flytbasert markedskobling, tas i bruk med mindre det kan påvises at den ikke er mer effektiv enn en "koordinert" NTC-metodikk. Om man skulle påvise det, så innebærer det heller ikke at man kan fortsette uendret med dagens metodikk, da det blant annet kreves bruk av mer detaljerte felles nettmodeller for hele Norden.

² <https://www.regjeringen.no/no/sub/eos-notatbasen/notatene/2015/mai/forordning-om-kapasitetsfastsettelse-og-flaskehalshandtering-cacm/id2434784/>

De nordiske TSOene arbeider derfor nå med å innføre flytbasert markedskobling. Veldig forenklet gir denne metoden en bedre beskrivelse av fysikken og muligheten for å overføre kraft mellom budområder. Den gjør dette ved å definere et mulighetsrom, hvor utvekslingskapasitetene blir innbyrdes avhengig av hverandre – slik de er i den fysiske virkeligheten. Det defineres en rekke "kritiske nettverkselementer", som er de de fysiske komponentene i nettet som faktisk begrenser kapasiteten. I dag blir slike restriksjoner brukt til å bestemme overføringskapasiteter mellom budområder, mens med flytbasert markedskobling blir restriksjonene direkte hensyntatt i markedskoblingen, noe som gir en bedre utnyttelse av nettet. Ved å lage et "kart" som passer bedre med "terrenget" kan man utnytte systemet bedre uten at risikoen blir for stor. Det forventes også at flytbasert markedskobling gir mindre behov for såkalt spesialregulering som TSOen bruker for å unngå overlast. En annen fordel med flytbasert markedskobling er at den grunnleggende strukturen i markedet, med budområder, beholdes. Imidlertid vil handelskapasitetene variere mer enn man er vant til i dag. Prisforskjellene mellom budområdene vil derimot bli mindre, siden man kan ta ut mer kapasitet mellom områdene³.



Figur 9: Illustrasjon av flytbasertdomenet. Ved å gi markedet mer informasjon om nettbegrensninger og hvordan handel påvirker fysisk flyt, kan man med flytbasert tillate et større domene, samtidig som operasjonell sikkerhet er opprettholdt.

En mer utførlig beskrivelse av flytbasert metodikken og den nordiske implementeringen kan finnes på websiden til den nordiske RCCen⁴.

Det pågår nå en ekstern parallellkjøring eller "tørrtrening" av flytbasert markedskobling. Dette betyr at det daglig beregnes en alternativ markedsklarering ved bruk denne metodikken som deretter sammenlignes med resultatene med dagens metode. Formålet med parallellkjøringen er å demonstrere at metoden og beregningsopplegget er stabilt, å dokumentere forbedringene sammenlignet med dagens klarering⁵, samt å forberede markedsaktørene på den nye markedskoblingen.

TSOene forventer, og de analysene som er gjort indikerer, at innføring av flytbasert markedskobling vil forbedre mulighetene til å utnytte nettet samtidig som driftssikkerheten ivaretas. Metoden planlegges innført i oktober 2024.

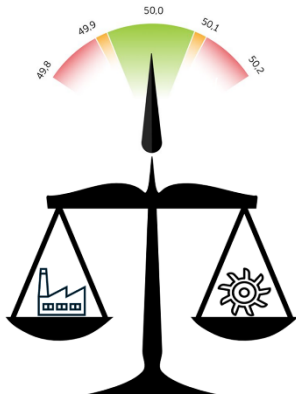
³ En kort video som beskriver flytbasert metodikken finnes her (engelsk): <https://nordic-rcc.net/flow-based/>.

⁴ <https://nordic-rsc.net/wp-content/uploads/2018/10/Stakeholder-consultation-document-and-Impact-Assessment-for-the-Capacity-Calculation-Methodology-Proposal-for-the-Nordic-CCR.pdf>

⁵ En evalueringsrapport av de første tre månedene er tilgjengelig her: https://consultations.entsoe.eu/markets/nordic-ccm-parallel-run-report/supporting_documents/Parallell%20run%20report_Vpublic%20consultation.pdf

3.2 Nordic Balancing Model

Kraftsystemet må være i balanse til enhver tid



En av de viktigste egenskapene som gjør kraftsystemet spesielt, er behovet for en kontinuerlig balanse mellom produksjon og forbruk. Det betyr at summen av produksjon og import hele tiden må være lik summen av forbruk, eksport og tap – det som går inn i nettet må tilsvare det som går ut. Størstedelen av balanseringen skjer i kraftmarkedet hvor forbruk og produksjon balanseres på timesbasis frem mot den aktuelle driftstimen. Forbruket endrer seg imidlertid kontinuerlig, og vinden blåser aldri akkurat som forutsett. Dette er blant de tingene som fører til ubalanser som må håndteres av Statnett som systemansvarlig. Frekvensen er et mål på om systemet er i balanse. Dersom frekvensen synker må produksjonen økes eller forbruket reduseres, og dersom frekvensen øker må produksjonen reduseres eller forbruket økes. For store ubalanser kan føre til utkobling av produsenter eller forbrukere - og i verste fall at større områder mørklegges.

Til balanseringen bruker Statnett og de andre TSOene forskjellige reservemarkeder⁶ - altså kraft som kan tilbys "på øyeblikks varsel". Et viktig kjennetegn ved det nordiske systemet er at disse markedene fram til i dag i stor grad har vært håndtert direkte av operatørene. De har selvfølgelig hatt en rekke hjelpemidler, men beslutninger om aktivering har blitt tatt av de enkelte operatørene hos de nordiske TSOene⁷. Balanseringen skjer på tvers av landegrensene i Norden, og målet er å holde frekvensen på eksakt 50 Hz mens man tar hensyn til nettbegrensninger.

Måten vi i dag balanserer kraftsystemet på er ikke bærekraftig og automatisering er en del av løsningen. På grunn av en rekke faktorer er det ikke mulig å fortsette med denne hovedsakelig manuelt baserte balanseringen:

- Stor økning i produksjon fra vind og sol reduserer forutsigbarheten og fører til større ubalanser
- Økningen i produksjon og forbruk gir stadig økt utnyttelse av nettet som vanskeliggjør balanseringen fordi man oftere stanger mot nettbegrensninger
- Overgang til 15-minutters markeder gir aktørene insentiver til å være i balanse på kvartersbasis, men gir også større endringer hvert 15. minutt som TSOene må håndtere
- Økning i utvekslingskapasitet med kontinentet gir større og raskere flytendringer
- Det etableres europeiske plattformer for utveksling av balansekraft i det europeiske kraftsystemet. Dette gjør balanseringen mer effektiv i en europeisk kontekst, men setter også nye krav som er vanskelig å tilfredsstille med bruk av manuelle prosesser

⁶ En kort oversikt over disse finnes her: <https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/systemansvaret/kraftmarkedet/reservemarkeder/introduksjon-til-reserver/>

⁷ I tillegg har det nordiske systemet de siste årene brukte et mindre volum av automatiske reserver (aFRR), men det store volumet ligger fortsatt i de manuelle reservene (mFRR)

De nordiske TSOene besluttet derfor å utvikle et nytt framtidsrettet konsept for balansering for å håndtere utviklingen. Konseptet kalles "Nordic Balancing Model" (NBM), og de viktigste karakteristikkene er:

- Hver TSO skal sikre et det er tilstrekkelig med reserver til enhver tid i "sine" budområder.
- Hver TSO er økonomisk ansvarlig for ubalansene i sitt eget kontrollområde.
- Dimensjoneringen av reserver skal baseres på historiske ubalanser og en såkalt "referansehendelse", typisk et stort utfall av produksjon eller en kabelforbindelse.
- Etableringen av felles nordiske reservemarkeder skal legge til rette for økt ressursutnyttelse på tvers av landegrensene, øke tilgjengeligheten av reserver og bidra til å redusere kostnadene ved å fremskaffe reserver.
- Det skal kunne reserveres utvekslingskapasitet for reserver hvis dette gir større forventet nytte enn å bruke denne kapasiteten i spotmarkedet.
- De manuelle reservene (mFRR) skal normalt brukes proaktivt for å balansere systemet og for å håndtere flaskehalsen i nettet. Dette innebærer at disse reservene aktiveres på grunnlag av forventede ubalanser i neste kvarter. På denne måten forsøker man å minimere bruk av de automatiske reservene (FCR og aFRR) for å redusere kostnadene og for å ha mer reserver i bakhånd i tilfelle uventede hendelser, samt å holde frekvensen mest mulig stabil.
- Aktivering av manuelle (mFRR) og automatiske (aFRR) reserver skal optimaliseres gjennom felles europeiske markedsplattformer.
- Driftsplanlegging skal forbedres og samordnes av det nordiske koordineringssenteret (RCC). Dette inkluderer innstilling av systemvern og hvordan koblingsbildet skal fastsettes, det siste i samarbeid med DSOene.

[NBM innebærer en større endring i dagens markedsdesign](#)

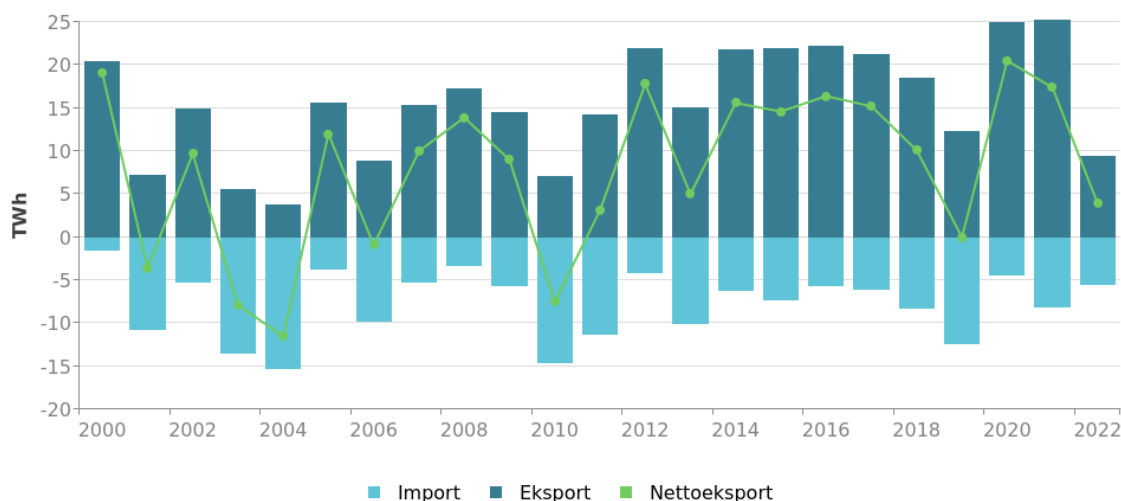
NBM innebærer et stort skift i måten det nordiske kraftsystemet driftes og er et stort løft for TSOene. Det vil gjøre systemdriften klar til å møte utfordringene vi allerede ser i dag, og som vil øke i omfang og styrke med de store endringene som kommer i kraftsystemet.

Videre innebærer NBM større endringer i markedsdesignet for balansemarkedene. Vi etablerer nye nordiske markeder for reservekapasitet, mens vi etablerer helt nye markedsløsninger for aktivering av reserver på europeisk nivå. Endringene vil blant annet gi hyppigere kjøp av tjenester, legge til rette for mindre budstørrelse, og med det nye tilbydere, samt økt handel på tvers av landegrensene. Til sammen skal dette sikre at balansemarkedene i fremtiden bidrar til å både opprettholde forsyningsikkerheten og gi økt verdiskaping.

4 Et felles europeisk kraftmarked er sentralt for det grønne skiftet

I 1991 etablerte Norge som et av første land i verden et markedsbasert system for omsetning av kraft. Utviklingen av et nordisk kraftmarked og de løsninger som ble utviklet har hatt stor betydning for europeisk regelverksutvikling. Norge er gjennom EØS-avtalen en integrert del av det europeiske kraftmarkedet. Prissettingen og kraftutvekslingen følger i dag de samme markedsbaserte prinsippene som ble utviklet mellom Norge og Sverige og senere det nordiske kraftmarkedet.

Norge er fysisk og markedsmessig koblet til det europeiske kraftmarkedet gjennom ulike overføringsforbindelser. Prisene i Norge og våre naboland vil derfor samvariere. Det vil imidlertid til tider oppstå flaskehals i nettet, noe som fører til at det oppstår prisforskjeller innbyrdes mellom de norske budområdene og mellom Norge og utlandet. Spesielt gjelder dette i såkalte tørre og våte år (perioder). I tørre år er gjennomsnittsprisene ofte høyere i Norge enn i våre naboland, mens det er motsatt i våte år. Eksempelvis var prisen i Norge høyere enn på kontinentet i 2003. Dette var et tørt år og vi hadde netto import. I 2020 var situasjonen motsatt ved at prisene i Norge ofte var lavere enn kontinentet som følge av et våtere år.



Figur 10: Import, eksport og nettoeksport til Norge 2000-2022 (kilde NVE)

Det norske kraftsystemet, som er basert på fornybar kraft, er derfor tjent med et markedsbasert kraftsystem der utvekslingen i stor grad styres av ressurstilgangen. Dette er viktig for Norge og gir oss eksempelvis import under tørre perioder, samt mulighet til å eksportere overskudd i normal-og våtår. Markedsprisene brukes til å optimere bruken av vannkraftmagasinene slik at det blir minst mulig overløp og rasjonering unngås.

I våre naboland, og spesielt på kontinentet, har kraftsystemet opprinnelig i liten grad vært basert på fornybar kraftproduksjon. Overgangen fra et kraftsystem basert på fossil energi til fornybar kraftproduksjon gjør at våre naboland får større svingninger i kraftproduksjonen etter hvert som de blir mer og mer avhengig av uregulerbar kraftproduksjon fra sol og vind. Selv om fornybar kraftproduksjon er sterkt korrelert over store områder så hjelper det å ha nett som jevner ut en del. Et markedsbasert kraftsystem med effektiv utveksling medfører derfor at man kan innlemme større mengder fornybar kraftproduksjon enn man ellers kunne gjort uten øvrige tiltak i kraftsystemet.

Danmark sin satsning på vindkraft og tilgang på regulerbar norsk vannkraft, er et eksempel på hvordan muligheten for kraftutveksling med naboland er med på å realisere det grønne skiftet.

Et felles europeisk markedsregelverk sikrer et enhetlig rammeverk

For å sikre at prisdannelsen og utvekslingen skjer effektivt, har man innført et sett med felles løsninger og regelverk mellom landene i Europa. Som en integrert del av det europeiske kraftmarkedet vil løsningene og regelverket ha betydning for Norge. Norske myndigheter og aktører (Statnett inkludert) er derfor aktive med å utvikle og påvirke løsningene og regelverket, slik at det også passer med norske forhold. Arbeidet er omfattende og krevende, men helt sentralt for at vi fortsatt skal ha et markedsbasert kraftsystem der kraftressursene utnyttes effektivt til det beste for norske og europeiske forbrukere.

Klimatilpasningene får stor betydning for kraftmarkedet

Reguleringen og utviklingen av det europeiske kraftmarkedet har utgangspunkt i EUs ulike energimarkedspakker. Med bakgrunn i EØS-avtalen og deltagelsen i det indre markedet for energi, innlemmes de ulike energimarkedspakkene også i Norge. Så langt har man innlemmet EUs tredje energimarkedspakke (Stortinget samtykket til innlemmelse i EØS-avtalen våren 2018).

Et viktig formål med det europeiske regelverket er å bidra til effektiv handel med krav til uavhengige aktører (unbundling), utvikling av harmoniserte tekniske markedsregler, samt et sterkere samarbeid mellom de nasjonale reguleringsmyndighetene for elektrisitet i Europa gjennom opprettelsen av ACER.

Under klimatoppmøtet i 2015 ble Parisavtalen vedtatt. Avtalen trådte i kraft i 2016 og Norge ratifiserte avtalen samme år. Avtalen skal sørge for at verdens land klarer å stoppe klimaendringene. Som en direkte konsekvens av Parisavtalen vedtok EU i 2019 en omfattende revisjon av sin energipolitikk gjennom regelverkspakken *Clean energy for all Europeans package (CEP)*. Denne består av åtte ulike rettsakter med blant annet oppjusterte fornybar- og energieffektivitetsmål for medlemslandene i EU. Pakken beskriver hvordan man skal knytte energi og klima tettere sammen, og omtales ofte som en oppskrift på hvordan man skal nå målet om karbonnøytralitet innen 2050.

Dette regelverket er dermed sentralt først og fremst som et verktøy for å begrense klimaendringene gjennom en effektiv omstilling av kraftsystemet, men også fordi det inneholder rettsaker som erstatter regelverket i tredje energimarkedspakke. Gjennom CEP videreutvikles rammene for system- og markedsløsningene som det norske kraftmarkedet er en del av.

Som et svar på energikrisen som man opplevde vinteren 2022/23, har kommisjonen foreslått videre revideringer av markedsregelverket gjennom den såkalte Electricity Market Reform (EMR). Regelverksendringene er for tiden under behandling i EU (Rådet og Parlamentet). Endelig vedtak forventes i slutten av 2023. Selv om endelig utfall ikke er kjent, legges det opp til at hovedelementene i dagens organisering av det kortsiktige kraftmarkedet videreføres.

5 Fleksibilitet i energimarkedet blir viktig fremover

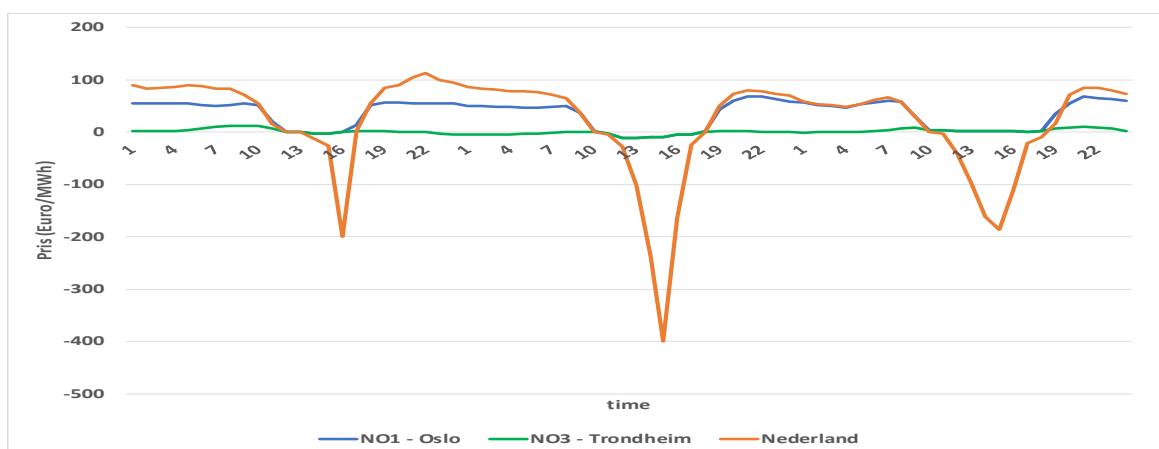
Fleksibilitet i energimarkedet blir viktig fremover, gitt de endringene vi ser vil komme i kraftsystemet. Med en økende andel volatil kraftproduksjon, må forbruket i større grad tilpasse seg endringer i produksjonen. I dette kapittelet beskriver vi ulike typer fleksibilitet, vi drøfter fleksibilitet relatert til forbruk, produksjon og lagring, samt viktigheten av å ha riktige prissignaler.

Hovedbudskap:

- Forbruk må i større grad tilpasse seg endringer i produksjonen for å redusere sine kostnader og opprettholde systembalansen
- Investeringer i batterier, hydrogenproduksjon og -lager og varmelagring er andre viktige faktorer for å oppnå denne fleksibiliteten
- Prissignaler fra markedene må nå fram til flest mulig forbrukere for å utløse fleksibilitet
- Fastpriskontrakter bør ikke fjerne insentiver til fleksibilitet
- Støtteordninger til produksjon av grønt hydrogen og eventuelt annet fleksibelt forbruk bør ikke fjerne insentivene til å tilpasse produksjonen til varierende priser

5.1 Endringene i kraftsystemet vil gi større volatilitet i kraftproduksjon og kraftpriser

Ifølge basisscenarioet i Statnetts Langsiktige Markedsanalyse dekker vind og sol med en produksjonskapasitet på 18 GW, ca. 25 % av total produksjon i Norge allerede i 2035 og for Norden nærmere 50 %. Dette gir stor væravhengighet som i perioder fører til stor overskuddsproduksjon, men som også gir perioder med for lav energiproduksjon til å dekke det økte forbruket. Konturene av hva overproduksjonen fører til ser vi allerede i dag, jf. Figur 11 nedenfor. De ekstremt negative prisene i Nederland drives av stor overproduksjon av primært solkraft, men også vind, som markedet ikke er i stand til å ta imot, men som likevel produseres fordi produsentene (i betydelig grad private husholdninger i dette tilfellet) ikke er eksponert for markedsprisen. Dette illustrerer at det er viktig at langsiktige kontrakter og støtteordninger ikke fjerner insentivene til å være fleksible i energimarkedet.

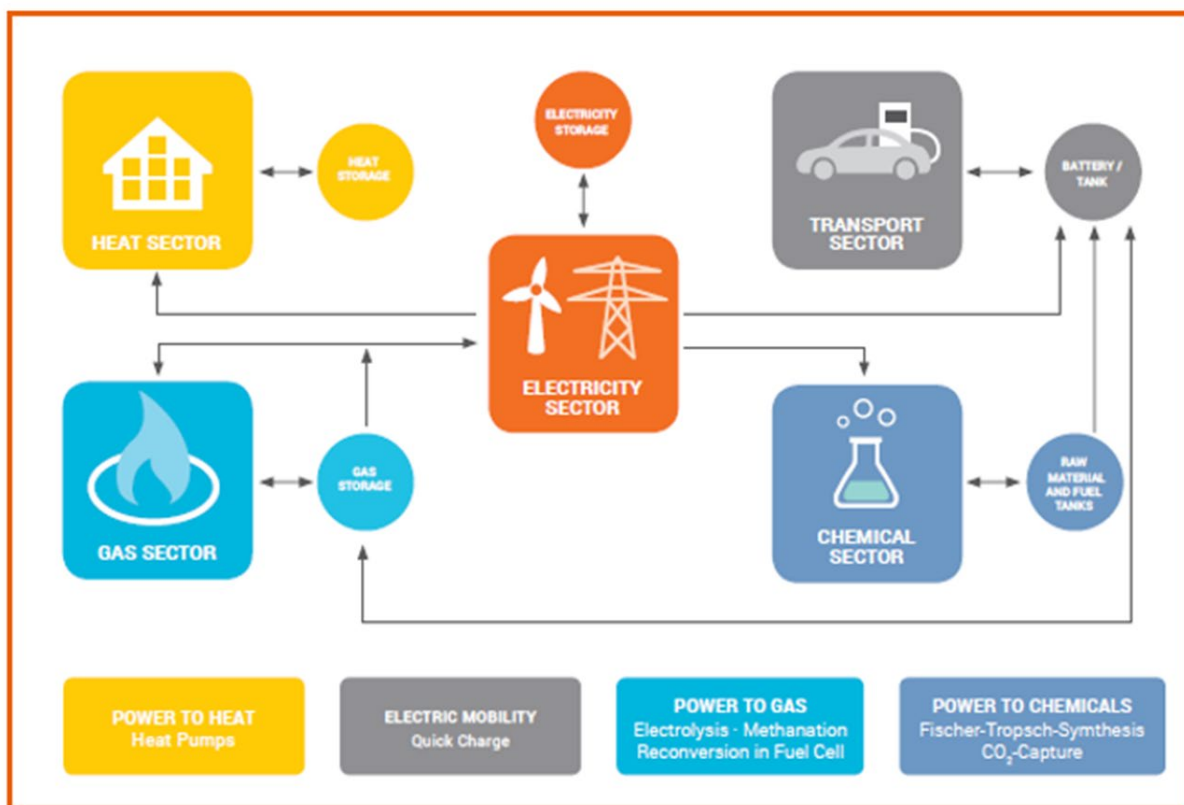


Figur 11: Kraftpriser i Norge og Nederland i pinsehjelgen, 27. til 29. mai 2023

Overproduksjon er en sløsing med ressurser og vil bli utfordrende å håndtere med et økende volum av væravhengig produksjon fremover. Samtidig, når sola ikke skinner og det blåser lite vil det oppstå perioder med underskudd på produksjon, som i verste fall vil føre til tvungen reduksjon av forbruk.

Nøkkelordet for å løse dette problemet er fleksibilitet på produksjons- og forbrukssiden og lagring. Det er åpenbart interessant å kunne lagre energi i periodene når det er stort overskudd, og så kunne bruke denne når det er underskudd, men med den store usikkerheten som hersker, er det ingen åpenbare økonomisk attraktive løsninger for å gjøre dette i stor skala i dag (se avsnitt 5.4 om lagringsløsninger).

Fleksibilitet er produsenters, forbrukeres og energilagres evne til å justere forbruk, produksjon og lagring av energi som respons på tilstanden i kraftsystemet. Justeringen skjer enten basert på pris eller etter signal fra kraftsystemet/systemoperatør. Fleksibilitet kan også være samspill mellom elektrisitet og andre utslippsfrie energibærere, der man til enhver tid bruker den rimeligste av disse. Dette kalles sektorintegring, se Figur 12 nedenfor.



Figur 12: Integring mellom sektorer gir økt fleksibilitet (kilde: ENTSO-E)

Ved en effektiv sektorintegring reagerer de ulike sektorene på gjensidige (markedspris) signaler og endrer atferd på grunnlag av disse. F.eks. kan varmesektoren (f.eks. et fjernvarmeverk) øke lagringen når prisene er lave (eller sågar negative) for så å bruke av dette lageret når prisen stiger. Lading av batterier til elektriske kjøretøy når prisen er lavest mulig er også en åpenbar mulighet, som allerede brukes i betydelig grad i Norge. Med stadig større og mer frekvente prisvariasjoner vil også kjemisk sektor ha interesse av å vurdere sine prosesser for å kunne redusere strømknadene. Gassektoren omfatter f.eks. hydrogen og ammoniakk.

Det er viktig å skille mellom kortsiktig og langsiktig fleksibilitet. Med kortsiktig tenker vi her på tilpasning av forbruk og/eller produksjon fra timer og opp mot et døgn. Det er da ikke behov for å lagre store energimengder. F.eks. varer de negative priser i Figur 11 kun noen få timer og et typisk

høylastproblem om vinteren vil heller ikke være mange timer. Batterier vil kunne gi viktige bidrag til den kortsiktige horisonten. Langsiktig fleksibilitet trengs i første rekke for å dekke lengre perioder der sola ikke skinner og vinden ikke blåser i systemer som i hovedsak er basert på disse energikildene. Slike perioder har vist seg å kunne være mellom én og to uker, og kan kreve store energimengder.

5.2 Forbruk

Alle forbrukssektorer, husholdninger, servicebedrifter, institusjoner og små og store industribedrifter bør kunne være fleksible. Det er viktig at forbrukerne får relevante prissignaler og blir bevisste på hvordan de kan reagere på disse. Spesielt for større bygg eller byggkomplekser og industri er det avgjørende at de som kjenner byggene og prosessene vurderer hvilke endringer som kan gjøres for å møte de store variasjonene vi nå ser kommer i kraftprisene. Priser på -4 kr/kWh eller +30 kr/kWh (som man også så i Europa i 2022) gir en klar indikasjon på manglende fleksibilitet. Forbruk som er fleksibelt, bør f.eks. kunne styres automatisk etter prissignaler for å minimere egne kostnader og understøtte systemet i perioder med energiknapphet. Det er spesielt viktig at installasjoner i fremtidige bygg designes fleksible, og forberedes på optimal bruk av ressurser i et kraftmarked med store prisvariasjoner.

5.3 Produksjon

Vannkraft er den dominerende produksjonen i Norge, og vannkraftmagasiner gjør at en stor andel allerede er svært fleksibel. Vannkraft kan på sikt gjøres mer fleksibel ved investeringer i økt effekt eller pumpekraft. Økt effektinstallasjon betyr at man kan produsere mer i kortere perioder, f.eks. til å dekke perioder med høyt forbruk og lav væravhengig produksjon. Dette vil imidlertid ikke hjelpe for perioder med negative priser. Med pumper kan man pumpe opp vann fra et lavereliggende magasin til et høyereliggende magasin, og på den måten utnytte vannet flere ganger. Dette vil kunne øke forbruket når prisene er lave. Begge tiltakene kombinert vil gi en vesentlig økt fleksibilitet i vannkraften. Det kan argumenteres for at dette egentlig er bruk av lagring, som potensiell energi i vannmagasiner.

Vind- og solkraft er i sin natur lite fleksible, men det er viktig for systemet at de skal kunne reguleres ned når det ikke er noe annet som reagerer på prisen og det er fare for overproduksjon. Slike anlegg må derfor forberedes teknologisk og markedsmessig f.eks. på å delta i Statnetts reservemarkeder. Nedregulering er mest relevant, men oppregulering kan også bli aktuelt i perioder med svært høy væravhengig produksjon og lave priser. Små anlegg som f.eks. solceller på bygninger og små vannkraft må kunne stoppes innen rimelig tid dersom det oppstår spesielle driftsbehov. Nye anlegg bør framover tilrettelegges for at eieren enkelt (automatisk) kan stoppe produksjonen, f.eks. når prisene blir negative.

5.4 Lagring

Med batterier er det mulig å lagre elektrisk energi ganske effektivt (en syklus med lading og utlading har en typisk effektivitet på 80-90 %). Investeringskostnadene per kWh er imidlertid høye, og vi forventer ikke at de blir lønnsomme for mer enn inntil noen få timers lagring. De kan likevel bli svært attraktive for visse reservemarkeder og kortvarige pristopper/bunner i energimarkedene.

Med den pågående overgangen til elektriske biler blir det store batterivolumer i prinsippet tilgjengelige uten ekstra investeringskostnader⁸. Den enkleste måten å utnytte denne fleksibiliteten på er å lade når prisene er lavest, og dette skjer også allerede i betydelig grad i Norge. Mer avanserte måter er

⁸ Dette er likevel svært små volumer sammenlignet med vannmagasiner. Hvis man antar 600 000 elbiler i Norge i dag og f.eks. et gjennomsnittlig batteri på 40 kWh, så blir dette 24 000 000 kWh eller 0,024 TWh, mot et magasinivolum i Norge på 87 TWh. Hvis man antar en gjennomsnittlig ladeeffekt på 5 kW så tilsvarer det også 3000 MW hvis alle er tilkoblet lading samtidig. Dette er langt fra realiteten, men indikerer likevel en betydelig potensiell fleksibilitet.

gjennom deltakelse i reservemarkeder (se nedenfor) og/eller gjennom såkalt "vehicle-to-grid" (V2G) teknologi. Dette betyr at bilbatteriet også kan levere tilbake strøm til nettet. V2G-teknologien eksisterer, men den er foreløpig ikke tilgjengelig på grunn av en rekke faktorer. Lading av elektriske biler vil etter hvert måtte skje med en viss kontroll. Når det blir et par millioner elbiler i Norge om noen år, vil ukontrollert lading kunne forårsake nettproblemer på flere nivåer i nettet. Den enkleste måten å sørge for en slik kontroll er at forbrukerne forblir eksponert for svingninger i spotprisen og at ladingen automatisk tilpasser seg prissignalene, men dette alene løser ikke alle utfordringer. Lading av elbil kan også bli en katalysator for å gjøre også andre former for forbruk mer fleksible.

En annen lovende lagringsteknologi er hydrogen. Hydrogen kan produseres ved hjelp av elektrolyse og kan derfor i prinsippet avhjelpe problemene med overproduksjon. Imidlertid kreves betydelige investeringer som kanskje ikke blir lønnsomme med en lav utnyttelsesgrad. På den annen side vil kraften kunne bli svært billig med lav utnyttelsesgrad når produksjon av hydrogen baseres på bruk av overproduksjon. I tillegg er det utfordringer både ved lagring og transport av hydrogen. Det foreligger løsninger, men de er fortsatt kostbare. For en videre drøfting av disse forholdene vises det til Statnetts Langsiktige Markedsanalyse, se referansene i kapittel 11.

Hydrogen kan også brukes til å produsere strøm ved hjelp av modifiserte gassturbiner, og dette kan være et betydelig bidrag til å løse perioder med lav produksjon av vind- og solenergi. Denne lagringssyklusen (el-hydrogen-el) har imidlertid lav virkningsgrad og er kun aktuell der hvor det finnes få andre alternativer til å dekke perioder med lav produksjon fra sol og vind, og dette er sannsynligvis lite relevant i Norge på grunn av fleksibiliteten i vannkraften og muligheten for å øke den gjennom investeringer. Den største bruken av hydrogen er i industrien i prosesser som i dag bruker fossile brenslere og som ikke kan elektrifiseres.

Et tredje og kanskje i dag undervurdert alternativ er lagring av varme. Det er langt billigere å lagre energi som varme enn som elektrisitet eller hydrogen, og for oppvarmingsformål kan dette også være et svært relevant alternativ.

Implisitt og eksplisitt fleksibilitet

Med **implisitt** fleksibilitet mener vi at forbrukeren reagerer på en pris som er etablert i markedet. Et typisk eksempel i dag er å lade bilen når spotprisen er lav. Kraftleverandøren må gi bud til markedet for alle 24 timer, og må derfor gjøre antagelser om denne atferden. Hvis det i stedet antas at man lader jevnt over hele døgnet, oppstår det en ubalanse som fører til kostnader. Over tid må derfor leverandørene bygge opp statiske modeller som finner ut hvordan forbruket reagerer på priser, og lage prisavhengige markedsbud på grunnlag av dette.

Eksplisitt fleksibilitet betyr at forbruket reagerer på eksplisitte signaler om å øke eller redusere forbruk på basis av styringssignaler fra TSO eller DSO. De aktuelle markedene vil ha minimumsbud som er langt større enn den enkelte forbrukeren kan bidra med, og derfor (men også av effektivitetshensyn) skjer dette gjennom en aggregator. Dette er en aktør som samler bidrag fra mange små forbrukere og samler disse i relevante bud til TSO eller DSO. På denne måten kan også små forbrukere delta i disse markedene. Aggregatorer er så langt ikke så utbredt i Norge ennå, men har betydelige porteføljer i flere europeiske land og forventes å få økende betydning i Norge også.

5.5 Fastpriskontrakter bør ikke fjerne insentivene til fleksibilitet

For å ha insentiv til å reagere på prissignaler i markedet må forbrukere være eksponert for disse prissignalene. I Norge har svært mange forbrukere i lang tid hatt ulike former for spotpriskontrakter med timeavregning, og dette tilsier at slik eksponering er på plass. Imidlertid har hendelsene i markedet i 2021-22 gjort mange skeptiske til denne typen dynamiske kontrakter, fordi man samtidig blir eksponert for store og langvarige økninger i spotprisen hvis de skulle oppstå. Det synes derfor å være en økt interesse for fastpriser, men tilbudet i Sør-Norge er lite i dag. Regjeringen har også hatt fokus på fastpriskontrakter for å beskytte forbrukere mot svært høye priser.

Selv om en fastpriskontrakt kan gi en viss beskyttelse mot langvarige prisøkninger (avhengig av lengden av kontrakten), så fjerner den også forbrukerens insentiver til å reagere på markedspriser. Dette kan bli svært vanskelig eller på sikt umulig å håndtere for kraftsystemet, som i økende grad vil bli avhengig av at forbruket (i noen grad) tilpasser seg produksjonen. En løsning på dette kan være å knytte fastpriskontrakter til avtalt volum, som typisk vil være det forventede forbruket for kontraktperioden, definert i henhold til en profil som fordeler forbruket over sesonger, eller eventuelt mer detaljert.

Hvis man f.eks. har et avtalt volum på 17520 kWh, så vil en helt flat profil tilsa et kontinuerlig forbruk på 2 kW (17520 er to ganger antall timer i året). En flat profil er ikke så egnet, men brukes kun som eksempel. Er forbruket høyere enn profilforbruket betales spotprisen for overforbruket. Er forbruket derimot lavere enn profilforbruket, utbetaltes overskuddet basert på spotprisen. Hvis det estimerte forbruket er riktig og kjøpsprisen i gjennomsnitt er lik salgsprisen, så blir gjennomsnittsprisen akkurat lik kontraktsprisen. Dette vil selvsagt ikke skje, men analyser viser at avvikene normalt ikke blir veldig store⁹.

For kraftleverandøren er det en fordel at volumrisikoen overføres til forbrukeren, som har større mulighet til å gjøre noe med den. Dette kan redusere kostnaden og dermed prisen til forbrukeren.

Fastpris med fast volum er en interessant løsning for både bedrifter og husholdninger. Den største utfordringen er å forklare den på en god måte for forbrukerne, da en slik kontrakt kan oppfattes som komplisert.

5.6 Støtteordninger til forbruk bør ikke fjerne insentivene til fleksibilitet

Tilgangen på kraft vil bli mer variabel i framtiden, og for å kunne balansere produksjon og forbruk effektivt er det helt avgjørende at forbruket kan tilpasse seg dette. Da er det spesielt viktig at ulike typer forbruk som har en form for lagring i prosessen, optimaliserer produksjon og lagring i henhold til spotprisen. På denne måten oppnås en lav gjennomsnittspris for den brukte kraften samtidig som man effektivt får balansert forbruk og etterspørsel etter elektrisitet. For å oppnå dette er det viktig at eventuelle støtteordninger som gis til slikt forbruk ikke fjerner eksponeringen mot de kortsiktige kraftprisene, og på den måten fjerner insentivene til at forbruket av elektrisitet tilpasser seg kraftprisene.

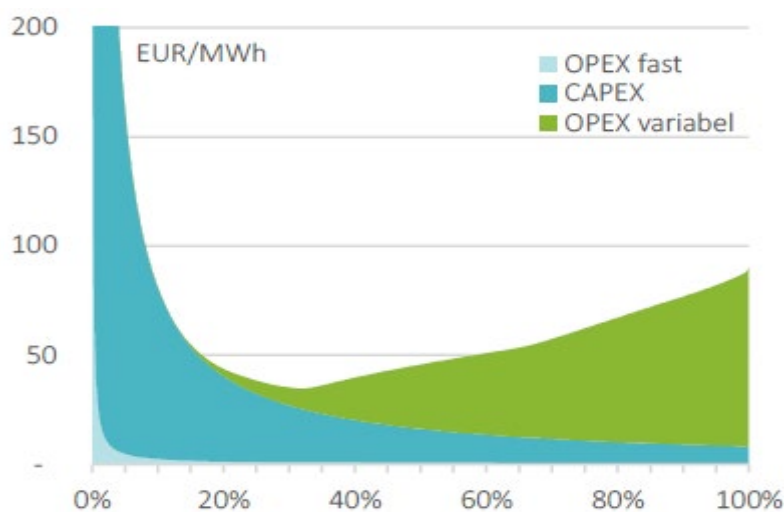
Et relevant eksempel på dette er elektrolyse for produksjon av (grønt) hydrogen. Dette er en relativt umoden teknologi som etterlyser subsidier for å gjøre den konkurransedyktig. I denne rapporten ønsker vi ikke å gå inn på det kompliserte spørsmålet om det er behov for eller om det vil være riktig å subsidiere til denne teknologien. Vårt hovedpoeng er at eventuelle subsidier bør gis på en slik måte at hydrogenproduksjon forblir eksponert for variasjoner i kraftprisen. Dette kan f.eks. oppnås gjennom

⁹ Se <https://energiogklima.no/meninger-og-analyse/debatt/fastpris-pa-strom-og-fleksibilitet-det-finnes-et-kinderegg/>

å gi investeringsstøtte, for eksempel til lagring av hydrogen. Dette vil også bidra til å fremme fleksibiliteten omtalt ovenfor.

Alternativt kan man forsøke å utforme differansekontrakter slik at de kan gis til produksjon av (grønt) hydrogen og samtidig bevare eksponeringen mot de kortsiktige kraftprisene. Slike differansekontrakter kan utformes på ulike måter, men et vesentlig poeng er at referanseprisen i så fall må basere seg på en langsiktig gjennomsnittspris for elektrisitet og ikke den kortsiktige kraftprisen. Da vil produsentene av (grønt) hydrogen ha insentiver til å redusere produksjonen, selv om de har en differansekontrakt som skal kompensere for at kostnaden ved å benytte elektrisitet til produksjon av hydrogen kan være høyere enn bruk av alternative energiformer.

Det er også viktig å ta i betraktning at strømkostnadene kan bli svært lave i etter hvert lange perioder med overproduksjon, og dette påvirker produksjonskostnader ved elektrolyse, se *Figur 13*. Vi ser tendensene til denne utviklingen allerede klart i dag, se *Figur 11*.



Figur 13: Eksempel på hvordan brukstiden påvirker produksjonskostnader for hydrogen. Lav brukstid samsvarer med timer med lav kraftpris (kilde: Statnett Langsiktig Markedsanalyse)

6 Investeringer i fornybar energi

Det grønne skiftet krever store investeringer i fornybar energi. Kraftmarkedet har en viktig funksjon i å gi insentiver til investeringer i ny produksjon der det er behov for det og til å gi insentiver til effektiv produksjon. I dette kapitlet adresserer vi tre temaer som er viktige i den sammenhengen. Det er markedsdesign for havvind, bruken av langsiktige bilaterale avtaler for å sikre investeringer og utformingen av differansekontrakter.

Hovedbudskap:

- Det er viktig med helhet og konsistens i det regulatoriske rammeverket på land og til havs
- For å oppnå en mest mulig effektiv utnyttelse av vindkraften bør de felleseuropeiske løsningene for krafthandel også kunne benyttes til havs
- Flaskehalsinntektene bør ikke brukes til å subsidiere enkelte teknologier som havvind
- Langsiktige, bilaterale avtaler (PPAer) forutsetter ikke offentlig støtte og er derfor å foretrekke fremfor statlig støttede differansekontrakter (CfDer)
- Differansekontrakter er en effektiv støttemekanisme for havvind, men bør designes slik at produsentene har insentiv til å produsere i samsvar med systemets behov i alle markeder, på lik linje med annen produksjon
- Differansekontraktene bør baseres på kapabilitet (evne), som innebærer at produsenten på visse vilkår får utbetalt subsidien basert på sin potensielle produksjon og ikke basert på faktisk injeksjon
- Det bør vurderes nærmere om auksjoner for differansekontrakter skal tilrettelegge for modeller der PPAer kan spille en rolle i den totale finansieringen

6.1 Markedsdesign for havvind

I dette kapitlet drøftes ulike problemstillinger rundt markedsdesign, inkludert det regulatoriske rammeverket for krafthandel og ulike modeller for budområder.

[De felleseuropeiske løsningene for krafthandel bør også kunne benyttes til havs](#)

For å oppnå en mest mulig effektiv krafthandel og en god integrasjon med kraftsystemet på land er det viktig at de felleseuropeiske løsningene for krafthandel også kommer til anvendelse til havs. Vår overordnede vurdering er at eksisterende regulering og ansvarsfordeling på land fremstår godt egnet også til havs. En slik tilnærming vil redusere behovet for omfattende regelutviklingsarbeid som kan forsinke utviklingen, og vil samtidig bidra til å sikre nødvendig sammenheng i regelverket for det totale kraftsystemet på land og til haveis.

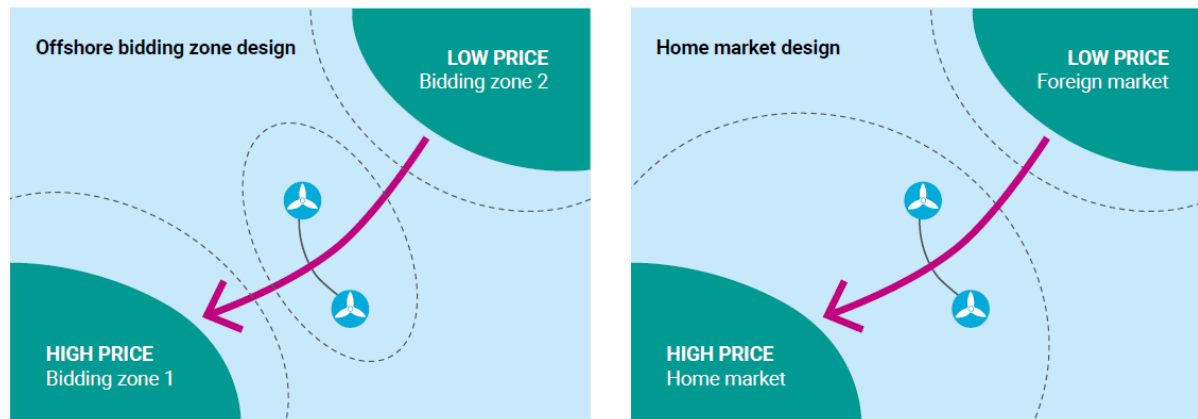
[Budområder til havs er en naturlig utvidelse av markedsdesignet på land](#)

Havvind tilknyttet enkeltland med radielle forbindelser medfører ingen spesifikke markedsmessige utfordringer. Produksjonskapasiteten blir en del av budområdet på land der den blir tilknyttet, som enhver annen form for produksjon.

Hvis en vindpark derimot tilknyttes en hub som tilknyttes to eller flere land, altså en hybrid-forbindelse, er det prinsipielt to alternative markedsdesign. Alternativene er "Home Market"-modellen og bruk av "Offshore Bidding Zones".

Med Home Market (HM) splittes forbindelsen mellom vindkraften og land konseptuelt i to deler: en del som brukes til å føre i land vindkraftproduksjonen, og en del som brukes til utveksling mellom land. Vindkraften er en del av hjemmemarkedet, og får alltid betalt prisen i dette markedet, uansett hvordan kraften flyter. Ubalansen som vindkraften medfører, vil bli en del av ubalansen i hjemmemarkedet.

Offshore Bidding Zone (OBZ) innebærer at en offshore hub blir et eget budområde i markedsklareringen. For land som Norge, som allerede har flere budområder, representerer dette kun en økning av antall budområder og ingen prinsipiell endring i eksisterende struktur. Som for andre budområder vil prisen og produksjonen i OBZ i teorien avhenge av tilbud og etterspørsel i budområdet, tilgjengelig handelskapasitet til andre budområder og tilbud og etterspørsel i de tilknyttede budområdene. I praksis, uten lokal etterspørsel i budområdet og med tilknytning til to andre budområder, vil prisen normalt bli lik prisen i det eksporterende området. Med tre eller flere tilknyttede områder blir prisen liggende et sted mellom prisene i de ulike tilknyttede områdene¹⁰.



Figur 14: En sammenlikning mellom OBZ- og HM-modellene, der flyten går mot budområde 1 eller hjemmemarkedet (Kilde: ENTSO-E)

Hvordan flere huber knyttes sammen til budområder må analyseres videre etter hvert som de dannes, og vil også kunne endre seg over tid ettersom forholdene endrer seg på samme måten som på land. Flere huber kan inngå i samme budområde dersom det ikke er forventet flaskehals mellom dem. En stegvis utvikling av et havnett vil kunne medføre endringer i områdeinndelingen slik at den avspeiler de fysiske flaskehalsene i størst mulig grad.

Flyten i havnettet bestemmes av optimaliseringen i den felleseuropeiske markedskoblingen. Det vil etableres en egen ubalansepris i OBZ, som normalt vil være lik ubalanseprisen i et av de tilknyttede budområdene.

¹⁰ Når flytbasert markedskobling kommer i drift vil man bruke såkalt "Advanced Hybrid Coupling", som vil endre utfallsrommet for prisene.

RME¹¹, Statnett og ENTSO-E¹² er enige om at OBZ er en bedre løsning enn HM-modellen. I korthet sikrer denne modellen effektiv produksjon og flyt gjennom korrekte prissignaler.

Videre er OBZ-løsningen kompatibel med innføring av flytbasert markedskobling (se kapittel 3.1) og gjør det også mulig å tilfredsstille gjeldende krav om å gjøre handelskapasitet tilgjengelig for markedet. OBZ gjenspeiler de fysiske restriksjonene i nettet, er transparent og bygger på en effektiv markedsløsning. OBZ passer også inn i eksisterende reguleringer og kan anvendes uten store endringer i regelverket for det indre energimarkedet og løsninger som er utviklet i samsvar med dette. Den sikrer likebehandling mellom aktører på land og til havs gjennom lik adgang til utvekslingskapasiteten som hybridforbindelsen bidrar med.

Prisene i OBZ kan imidlertid være noe mer utfordrende å prognostisere. Løsningen *kan* også resultere i noe lavere inntekter til vindparkene enn i HM-modellen der vindkraften tilhører ett av de tilknyttede områdene på land. Det er imidlertid helt avhengig av hva man sammenligner med, f.eks. hvilket område man antar at vindkraften er tilknyttet og hvilke nett- og tilknytningsavgifter man betaler i de ulike løsningene.

Statnett ønsker ikke å innføre flernasjonale budområder

Samtlige budområder i Europa i dag er nasjonale, i den forstand at de i sin helhet ligger innenfor ett land. I prinsippet kan et flernasjonalt budområde være mulig dersom det ikke er en strukturell flaskehals mellom to huber som ligger i to ulike land. I slike tilfeller anser Statnett det likevel som en fordel å håndtere disse to hubene som to forskjellige budområder, selv om de (nesten) alltid vil få samme pris. I en slik løsning vil alle relevante forhold være håndtert innenfor eksisterende regelverk, og det unngås en komplisert og potensielt omfattende tilpasning av regelverket til flernasjonale budområder, noe som også påpekes av bl.a. ACER¹³. Statnett mener det er langt enklere å videreføre nasjonale budområder, og ser ikke behov for å utvikle løsninger for flernasjonale budområder.

Subsidier bør gis gjennom åpne og transparente prosesser

Vindkraft tilknyttet med en radial vil få prisen i budområdet den er tilknyttet på land, og det vil ikke oppstå noen flaskehalsinntekt. Vindkraft tilknyttet et budområde til havs (OBZ) vil få prisen i det aktuelle budområdet. I tillegg vil det oppstå en flaskehalsinntekt mellom budområdet til havs og budområdene vindkraften er tilknyttet.

Det har vært hevdet fra flere hold, også i forannevnte publikasjon fra ACER, at budområder til havs kan medføre lavere inntekter for vindkraftprodusentene enn alternativ radiell tilknytning til land. Dette har dannet bakgrunnen for spørsmål om hele eller deler av flaskehalsinntekten skal tilfalle vindkraftprodusentene. I forbindelse med arbeidet med revidering av markedsregelverket (Electricity Market Reform) ser EU på ulike løsninger for at flaskehalsinntekter offshore kan benyttes for å kompensere vindkraftaktører ved bortfall av overføringskapasitet. Om og hvordan dette eventuelt utformes, er ikke klart.

I henhold til EU Regulering 2019/19 (Ren Energipakken, ikke implementert i norsk lov i dag) skal flaskehalsinntektene brukes til å garantere tilgjengeligheten av kapasiteten mellom budområder eller vedlikeholde og øke denne kapasiteten. Overskytende inntekter kan brukes til å redusere nettariffene og slik komme kundene til gode. Bruk av inntektene til fordel for en bestemt gruppering ville innebære

¹¹ RME Rapport Nr.1 /2023, Regulering av nett til havs, Del II Hybridprosjekter

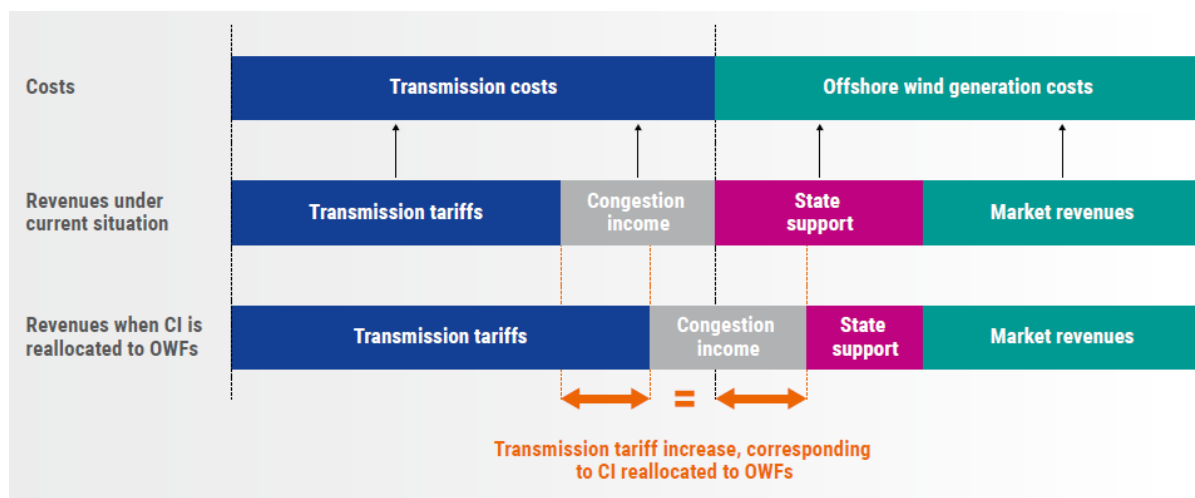
¹² ENTSO-E Position on Offshore Development, Market and Regulatory Issues, 15 October 2020

¹³ ACER and CEER Reflection on the EU Strategy to Harness the Potential of Offshore Renewable Energy for a Climate Neutral Future, 11 April 2022.

et brudd med de generelle prinsippene som regelverket er tuftet på, og få negative konsekvenser gjennom reduserte muligheter for finansiering av viktige nettutbygginger.

Olje- og energidepartementet legger til grunn for sitt arbeid med havvind at eventuelle hybride nettløsninger skal bygges, eies og drives av Statnett¹⁴. Vi mener flaskehalsinntektene til havs bør behandles etter samme prinsipp som på land. Undergraving av dette prinsippet vil vanskeliggjøre framtidige investeringer i infrastruktur. Statnett og de øvrige europeiske TSOene mener at et eventuelt behov for subsidier i stedet skal gis gjennom åpne og transparente prosesser, f.eks. gjennom auksjoner.

Dersom flaskehalsinntektene tilfaller vindkraftprodusentene, vil det i praksis innebære at det er kabeleier (eller nettkundene, avhengig av reguleringen) som subsidierer utbygging av havvind. Dette er illustrert i Figur 15.



Figur 15: Omfordeling av flaskehalsinntekter fra transmisjonsoperatør til havvindprodusent (Kilde: ENTSO-E)

6.2 Power Purchase Agreements (PPAer)

Fornybar energi som kraft fra sol og vind karakteriseres av store initiale investeringer og lave driftskostnader. Dette betyr at den største delen av kostnadene påløper før anlegget settes i drift, og disse kostnadene finansieres i mange tilfeller gjennom lån. Långiveren vil da kreve en sikkerhet for inntektene fra kraftproduksjon, og en fremtidig usikker og volatil spotpris gir ikke den ønskede sikkerheten. Investoren må derfor sikre framtidige priser, og inngåelse av en "Power Purchase Agreement" (PPA) med en forbruker er én mulighet til å sikre prisen. En PPA er en avtale mellom to parter om salg av kraft til en avtalt pris for en avtalt periode og med avtalt profil. Prisen sikrer begge parter henholdsvis inntekter og kostnader. Perioden er det opp til partene å bli enige om. Investoren i fornybar energi vil antagelig kreve minst ti år, og gjerne femten eller tjue. Slike perioder kan være relevante for store industrielle forbrukere, som også gjør store investeringer med lang levetid.

Profilen kan være flat over året, eller ha to eller flere nivåer, tilpasset forbrukerens behov. Fordi vindkraftproduksjonen ikke følger en slik profil, vil da vindkraftverket måtte sikre profilen på en annen måte, f.eks. ved avtaler med fleksible produsenter. Det er åpenbart enklere å tilby profilkontrakter for f.eks. vannkraftprodusenter, som kan sikre den ønskede profilen innenfor en portefølje av flere

¹⁴ Se brev fra OED til Statnett av 30. juni 2023: Nettløsning for havvindutlysning i 2025 (statnett.no)

fleksible kraftverk. Alternativt kan profilen følge vindkraftproduksjonen. Hvis det er tilfellet så er det forbrukeren som må sikre forbruket som ikke dekkes av vindkraften på annet vis.

En mulig risiko med PPAer er prisforskjeller mellom budområder hvis avtalen inngås mellom parter i ulike budområder. Avtalen må definere om og hvordan denne risikoen håndteres.

PPAer er i dag lite aktuelle for mindre forbrukere, i første rekke på grunn av lengden på avtalene. Slike forbrukere kjøper kraft fra kraftleverandører, som i prinsippet kan inngå en langsiktig PPA med en produsent. Fordi det er konkurranse i markedet så kan en kraftleverandør ikke være sikker på hvor mange kunder de har flere år framover, og hvor mye kraft de kan selge. Det er også lite sannsynlig at småforbrukere er villige å inngå kontrakter på ti år og lengre.

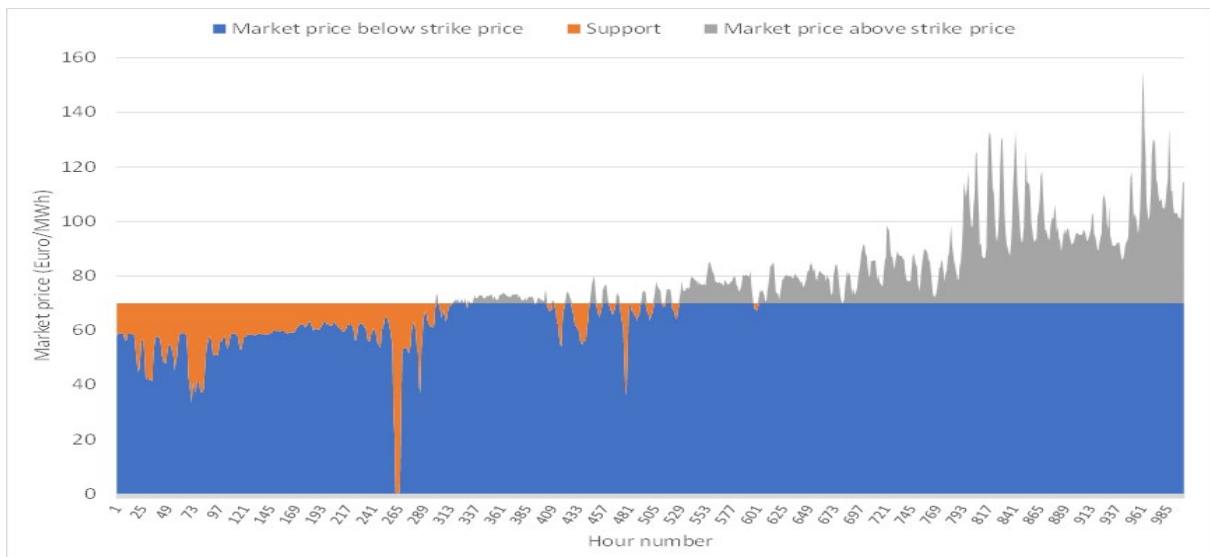
Fra et samfunnsmessig perspektiv er PPAer en attraktiv måte å betale for fornybar energi, fordi disse avtalene er markedsbaserte og ikke krever støtte. Som en respons på energikrisen i Europa i 2022/2023 diskuterer EU å regulere ulike endringer i markedsdesign for å akselerere investeringene i ny fornybar energi. Det har blitt foreslått ulike måter for hvordan stater kan redusere risikoen for avtalepartene, se også kapittel 8 i denne rapporten. Dersom ønskede investeringer i fornybar energi ikke lar seg realisere på markedsbaserte vilkår, kan myndighetene vurdere å innføre en støtteordning. Det kan for eksempel være i form av en differansekontrakt, som diskuteres nærmere i neste kapittel.

6.3 Differansekontrakter (CfDer)

I forslaget til markedsreform i EU¹⁵ slås det fast at støtte til flere former for energiproduksjon skal være i form av tosidige differansekontrakter. Dette gjelder vind, sol, geotermisk energi, vannkraft uten magasin og kjernekraft, som alle er lite styrbare. En tosidig differansekontrakt innebærer i stor grad en fast pris (men med unntak, se nedenfor), og er derfor lite egnet til mer fleksibel produksjon som skal reagere på pris, se kapittel 5 om fleksibilitet. En slik differansekontrakt innebærer at den som investerer i slik energiproduksjon får tilbakebetalt differansen mellom kontraktsprisen og spotpris¹⁶. når spotprisen er lavere enn kontraktsprisen, og på denne måten sikres mot lave spotpriser. For å unngå at produksjonen fortsetter også ved negative spotpriser gis det ingen støtte ved svært lave eller negative spotpriser. Samtidig må differansen mellom spotprisen og kontraktsprisen betales tilbake når spotprisen er høyere enn kontraktsprisen for å unngå svært store gevinster hvis spotprisen blir høy. Kontrakten får da langt på vei karakter av en fastpriskontrakt, unntatt for perioder med priser under en fastsatt grense. Tildelingen av differansekontrakter gjøres basert på en konkurranse, som bidrar til å gjøre kostnadene så lave som mulig.

¹⁵ Proposal for a REGULATION OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL amending Regulations (EU) 2019/943 and (EU) 2019/942 as well as Directives (EU) 2018/2001 and (EU) 2019/944 to improve the Union's electricity market design, COM/2023/148 final, tilgjengelig [her](#).

¹⁶ Referanseprisen behøver ikke å være spotprisen time for time. Den kan også være basert på en gjennomsnittspris for en definert periode.



Figur 16: Illustrasjon av subsidier og tilbakebetaling med en tosidig differansekontrakt

Kontraksprisen bestemmes i en auksjon hvor enkeltaktører eller mer vanlig konsortier byr på kontraksprisen og hvor i utgangspunktet det er den som byr laveste pris får tilslag. Tilbyderne og også tilbudene må tilfredsstillende visse krav, og det vil vanligvis først være en prekvalifisering. I Norge gjennomføres auksjonen for Sørilige Nordsjø II med dette designet. Alternativt kan utvelgelsen skje på grunnlag av en rekke andre faktorer enn pris. Dette er mer vanlig for umoden teknologi slik som flytende havvind, og dette designet benyttes for auksjonen for Utsira. En mer utførlige beskrivelser av auksjonsformater er gitt i utlysingsdokumentene til Sørilige Nordsjø II¹⁷.

CfDer virker også inn på de kortsiktige markedene. Et velfungerende og effektivt marked krever at markedsdeltagerne står overfor priser som gjenspeiler faktiske marginalkostnader, men dette er ikke alltid tilfellet med tosidige differansekontrakter der støttebeløpet baserer seg på faktisk produsert volum. Å ikke gi støtte ved negative priser er ikke nok til å unngå ineffektiv budatferd i de neste markedene, intradag og balansering, som skyldes at den relevante alternativkostnaden blir støttebeløpet fastsatt i spotauksjonen og ikke reell produksjonskostnad. Viktigheten av å ha differansekontrakter som også gir riktige insentiver i intradag- og balansemarkedene øker naturlig nok med økende volumer.

Vridninger ved en positiv premie

Vi antar at spotpris er referanse. Ved en positiv premie er spotprisen lavere enn kontraksprisen, og aktøren får utbetalt et støttebeløp lik differansen fastsatt i spotmarkedet. Ved avvik i vindprognosene etter klarering av day-ahead markedet, vil vindprodusentene være villige til å tilby høyere produksjon, ned til en pris som er det negative av støttebeløpet i stedet for null siden støtte baserer seg på faktisk produsert volum. Også i balansemarkedet er den relevante marginalkostnaden for vindprodusenten lik det negative av støttebeløpet, fordi nedregulering betyr lavere produksjon og dermed tap av støtte. Dette betyr igjen at vind fortsetter å produsere mens f.eks. uregulerbar vannkraft, som ikke får støtte, stoppes¹⁸. Manglende insentiver til å stoppe produksjon kan også føre til problemer for driften av systemet.

¹⁷ <https://www.regjeringen.no/no/tema/energi/landingssider/havvind/sorlige-nordsjo-ii/id2967231/>

¹⁸ Dette kan unngås ved visse tiltak, se "ELIA EXPLANATORY NOTE: Impact analysis of support mechanisms for offshore wind on electricity market functioning", Elia Group 2022

Vridninger ved en negativ premie

Ved en negativ premie må vindprodusenten tilbakebetale et beløp tilsvarende differansen mellom referanseprisen og kontraktsprisen. Da har vindprodusenten en kostnad for hver produsert kWh som er høyere enn den reelle marginalkostnaden, som er i nærheten av null. Hvis premien er kjent før markedsklareringen vil det være rasjonelt å bruke absoluttverdien av premien som budpris, og dette vil føre til høyere priser i situasjoner hvor vind er prissettende. I day-ahead markedet kan dette unngås ved å bruke den timebaserte spotprisen som referanse.

Det er ingen åpenbar løsning for å korrigere vridninger i intradagmarkedet ved bruk av tradisjonelle differansekontrakter. I tilfelle prisene synker under verdien av premien i løpet av dagen, vil vindprodusenten ønske å kjøpe tilbake day-ahead-forpliktelsen da det er billigere enn å betale premien. I tillegg, hvis prognosen i løpet av dagen fører til økte volumer, vil vindprodusenten bare være villig til å akseptere en pris som dekker premien. Tilsvarende ved balansering kan det være et insentiv til å produsere under maksimalt mulig injeksjon dersom ubalanseprisen er lavere enn premiekostnaden, men i balansemarkedet kan dette håndteres ved tilleggsregler om når støtte utbetales.

Den eneste måten å unngå dette problemet på er enten å velge en annen støttemekanisme eller å ikke basere premiebetalingen på injeksjon (faktisk produksjon).

[Støtte basert på produksjonsevne](#)

Problemet med de tradisjonelle differansekontraktene er at støtten gis for aktuell produksjon som er injisert i nettet, på engelsk "injection based support". Hvis støtten er kjent når aktøren legger inn bud i energimarkedet, tas støtten med i betraktning i budet og dette kan resultere i en uheldig atferd som skissert ovenfor.

Disse problemene unngås hvis støtten i stedet baseres på produksjonsevne, det vil si det turbinen kunne ha produsert under de rådende vindforholdene. Når støttebeløpet er uavhengig av faktisk injeksjon, kan beslutninger om å produsere eller ikke baseres på de faktiske marginalkostnadene, som resulterer i effektiv bruk av vindressursene.

Det må selvsagt likevel lages regler for når man mottar den produksjonsuavhengige støtten. Den bør åpenbart ikke gis når turbiner er ute av drift på grunn av feil eller vedlikehold. Et interessant spørsmål er i hvilken grad støtten skal gis selv om produksjonen må reduseres på grunn av manglende nettkapasitet. Dette griper rett inn i pågående diskusjoner om Transmission Access Guarantees (TAG) som er foreslått finansiert av flaskehalsinntekter, se avsnitt 6.1.

CfDer basert på produksjonsevne gir bedre insentiver til å produsere i samsvar med systemets behov i alle markedene enn tradisjonelle CfDer. Viktigheten av å gi riktige insentiver også i intradag og balansemarkedet øker i takt med at vindkraften utgjør en større andel av den totale produksjonen. CfDer basert på produksjonsevne bør derfor vurderes som støtteordning for kommende vindkraftauksjoner.

[Kombinere CfD og PPA](#)

Vi har ovenfor argumentert for at PPAer er en attraktiv løsning fordi de inngås på kommersielle vilkår og ikke krever subsidier. Det kan tenkes at utbygger av et prosjekt kan inngå PPAer for en del av det totale volumet, men ikke alt. I slike tilfeller kan det være en løsning å kombinere PPA og CfD. Belgia

har bestemt seg for å forsøke dette i neste auksjon, og dette er noe som også bør vurderes i Norge fremover. Det er to mulige løsninger:

1) PPA reservering

I dette tilfellet kan utbyggere reservere en viss del av den kapasiteten de byr på til PPAer. De kan f.eks. by på 500 MW i en CfD-auksjon til en viss kontraktpris, men reserverer 200 MW for en PPA. Dette innebærer da at støtten kun utbetales for 300 MW. Prisen for PPAen vil også påvirke budprisen: hvis den er høy kan budprisen reduseres for å oppnå samme totalfortjeneste og motsatt. PPAen må selvsagt tegnes under forutsetning at utbyggeren får tilslag i CfD auksjonen

2) To-steps auksjon

En alternativ løsning er at auksjonen holdes i to steg. I det første steget konkurreres det om retten til å få lov å bygge ut, basert på at tilbyderne har inngått en foreløpig PPA. Avhengig av betingelsene og forventinger om markedspriser kan budprisen bli lav, og det har vært tilfeller hvor utbyggerne har vært villige til å betale for denne retten, selv om det er mindre sannsynlig med dagens kostnadsnivå. Hvis ikke hele den ønskede kapasiteten blir auksjonert i det første steget, blir det et steg to for det resterende volumet, på samme måten som beskrevet i avsnittet om CfDer ovenfor. Her kan både aktører som fikk tilslag i det første steget og andre delta. De som allerede har en PPA vil imidlertid ha en potensiell skalafordel. På denne måten kan et felt bli bygd ut ved en kombinasjon av PPA og CfD.

Løsningen med en to-steps auksjon synes å gi den største fleksibiliteten. Det er imidlertid mange uavklarte og kompliserende detaljer rundt en slik kombinasjon, men vi mener det kan være verdt å se nærmere på denne muligheten ved framtidige auksjoner.

7 Hvordan sikre at det finnes nok kapasitet – kapasitetsmekanismer

Det grønne skiftet innebærer for mange land at regulerbar termisk kraftproduksjon erstattes med volatil fornybar kraftproduksjon, først og fremst vind- og solkraft. På europeisk nivå forventer vi at brukstiden for topplastverk vil bli lav, og slike investeringer vil kunne ha høy risiko for investorer. For Norges del er situasjonen annerledes. Den eksisterende vannkraften vil forbli en del av kraftsystemet, men forventet ny kraftproduksjon for å møte økt etterspørsel vil først og fremst være vindkraft. Det betyr at andelen volatil kraftproduksjon også vil øke i Norge.

Et viktig spørsmål er derfor hvordan dette vil slå ut på effektbalansen. Vil markedet sikre nok kraftproduksjon til å dekke etterspørselen når det er lite vind og sol gjennom effektinvesteringer og fleksibilitet, eller er det nødvendig at myndighetene griper inn i markedet for å sikre effektbalansen? Dette henger også sammen med samfunnets villighet til å akseptere mange timer med svært høye kraftpriser, der det er forbruk som setter prisen.

Spørsmålet diskuteres bredt i Europa som en del av det grønne skiftet, og flere land har eller vurderer å innføre ulike tiltak for å sikre effektbalansen gjennom ulike former for kapasitetsmekanismer. I dette kapitlet forklarer vi hvordan markedet selv kan gi prissignaler som skal ivareta effektbalansen. Vi går videre med å beskrive hvordan myndighetene kan sikre effektbalansen gjennom ulike typer kapasitetsmekanismer i energimarkedet. Avslutningsvis gjør vi en vurdering av den norske effektbalansen fremover og vi begrunner hvorfor vi per i dag ikke ser behov for et kapasitetsmarked for energimarkedet i Norge de neste 10-15 årene.

Hovedbudskap:

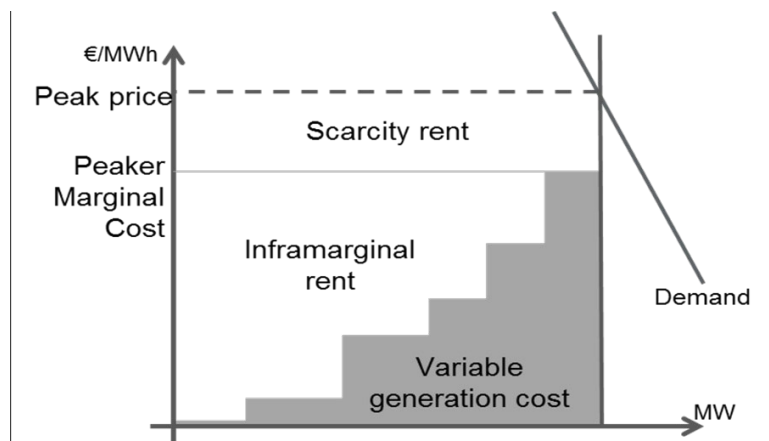
- Et energy only marked gir investerings signaler via effektprising
 - Det kan være vanskelig å stole på at et energy only marked gir tilstrekkelig med investerings signaler og at de kommer tidlig nok
- En strategisk reserve er en mindre inngripen i markedet, men det er ikke gitt at det er et tilstrekkelig tiltak
- Et market wide kapasitetsmarked er en større endring av markedet, men gir sterkere investerings signaler
- Statnetts vurdering er at vi per i dag ikke ser behov for et kapasitetsmarked for energimarkedet i Norge de neste 10-15 årene
- Viktige elementer i begrunnelsen for at vi ikke ser behov for et kapasitetsmarked i Norge er:
 - Effekt fra eksisterende vannkraft vil ikke bli lagt ned
 - Investeringer i effekt fra regulerbar vannkraft er viktig, og vi mener det er realistisk at det vil bli realisert uten støtte
 - Vi legger til grunn at nytt forbruk vil være mer fleksibelt enn dagens forbruk – høyere prisvariasjon gir sterkere insentiver til fleksibilitet
 - Importkapasiteten bidrar til å håndtere en eventuell negativ effektbalanse
- Å vurdere behovet for et kapasitetsmarked i Norge er krevende, og vi må jevnlig vurdere om våre antagelser om fremtiden inntreffer
- Det er nødvendig å analysere nærmere virkningene av et eventuelt market wide kapasitetsmarked i Sverige og hvordan det påvirker Norge

7.1 Et energy only marked

Norge har i dag det som kalles et energy only marked. I et slikt marked får aktørene kun betalt for den energien de produserer, og de får ikke betalt for produksjonskapasiteten. Prisene i markedet skal sørge for at det time for time produseres like mye energi som det forbrukes, men skal også gi langsiktige investerings signaler for ny produksjonskapasitet. På den måten skal prisene i markedet sørge for både den kortsiktige og den langsiktige balansen mellom produksjon og forbruk.

Et energy only marked gir investerings signaler via effektprising

Hovedmarkedet for omsetning av kraft, spotmarkedet, klareres basert på marginalprisings-prinsippet. Det innebærer at alle produsentene som har gitt bud under eller lik marginalprisen får betalt den samme prisen. Prisen settes dermed av den billigste siste enheten som må til for å dekke forbruket. I noen timer vil prisen settes av forbruksreduksjoner, langt over denne marginalkostnaden. Dette kalles "knapphetsprising" eller "effektprising", og dekker investeringskostnadene til den dyreste enheten. Dette er illustrert i Figur 17. En forutsetning for at et energy only marked skal fungere er dermed at det i en del timer per år er for lite kapasitet til å dekke forbruket, og at noe av dette da kobler ut til høye priser. Uten dette blir det ikke nok inntjening til topplastverk og investeringer i annen fleksibilitet som brukes sjeldent.



Figur 17: Effektprising ("Scarcity pricing") – etterspørselen setter prisen slik at den dyreste enheten får dekt investeringskostnadene (Kilde: ENTSO-E)

I teorien skal effektprising oppstå akkurat så ofte som er nødvendig for å gi investerings signaler til ny kapasitet som skal gi en akseptabel effektbalanse. Denne mekanismen gir investerings signaler til alle typer produksjon og fleksibilitet.

Det er ikke gitt at et energy only marked fremskaffer nødvendige investeringer i produksjon

Lav etterspørselastisitet og potensielt stor variabilitet på tilbudssiden (utfall, vind, tørrår etc.) kan gjøre det vanskelig å stole på et energy only marked. Det er heller ikke gitt at knapphetsprisingen i dagens kraftsystem i tilstrekkelig grad reflekterer investeringsbehovet for ny effekt fremover. Samtidig er det lange ledetider på investeringer i ny effekt. Dette kan skape usikkerhet for om prissignalene kommer tidlig nok og reflekterer det volumet med ny effekt det vil bli behov for fremover.

Et energy only marked forutsetter at markedet får fungere og at prissignalene når frem til aktørene. Inngripen i markedet, for eksempel via pristak, kan skape usikkerhet hos aktørene og medføre at nødvendige investeringer ikke kommer. Dette kan igjen skape et behov for en ytterligere inngripen fra myndighetene for å trigge nyinvesteringer i effekt, for eksempel via kapasitetsmarkeder. Samtidig vil vi understreke at det ikke er gitt at et energy only marked gir tilstrekkelig med investerings signaler, selv om markedet får fungere og prissignalene når frem til aktørene.

7.2 Ulike typer kapasitetsmekanismer

7.2.1 Market wide kapasitetsmarked

Ved et market wide kapasitetsmarked får aktørene som deltar betalt for både produsert energi og for selve kapasiteten. Aktørene deltar i det ordinære energimarkedet og får altså to innteksstrømmer. En fast, bestemt av kapasiteten og en variabel, bestemt av produsert energi. Dette avviker fra et energy only marked, der aktørene kun får betalt for produsert energi.

[Et market wide kapasitetsmarked kan designes på ulike måter](#)

Et market wide kapasitetsmarked kan organiseres på ulike måter, og den europeiske Ren energipakken er lite detaljert på hvordan en slik løsning skal designes. Det gjør at det i dag finnes market wide kapasitetsmekanismer som er designet svært ulikt.

Et mulig design av et market wide kapasitetsmarked er det som kalles for en sentralisert løsning. Da vil typisk systemansvarlig eller myndighetene fastsette et volum med kapasitet som skal kjøpes inn, mens en auksjon fastsetter pris og hvem som får tilslag. Hele det nødvendige volumet med effekt sikres i auksjonen, og ikke kun behovet for nye effektinvesteringer¹⁹. Normalt sett sikres volumet 3-5 år før selve leveringsåret. Dette gjøres for at aktørene skal kunne få tilslag i kapasitetsmarkedet for ny kapasitet, og deretter kunne sikre nødvendig finansiering for investeringen og ha den klar til leveringsåret.

Det er imidlertid krevende å fastsette hvilket volum som skal kjøpes inn. Dette handler blant annet om usikkerhet rundt forbruksutviklingen flere år fremover og hvor mye forbruksfleksibilitet man kan forutsette. Hvilken risiko man er villig til å ta er også et vesentlig moment, og er med på å gi føringer for hvor "stram" kapasitetsmargin man legger opp til. Dette er koblet til et kriterium for driftssikkerheten, som skal defineres og beregnes før man kan etablere en kapasitetsmekanisme i henhold til Ren energipakken (2019/943). Velger man et strengt kriterium, må man kjøpe inn nok kapasitet til å ha en høy kapasitetsmargin. Det vil gi mindre knapphet, lavere peak-priser og lavere prisvolatilitet enn om det planlegges for en stram kapasitetsmargin. Samtidig vil kostnaden for et kapasitetsmarked med en høy margin være større enn for et marked med en stram margin. Disse avveiningene vil også påvirke i hvilken grad aktører som ikke fikk tilslag forblir i markedet og insentivene til forbrukerfleksibilitet.

[Et market wide kapasitetsmarked gir sterkere investeringssignaler](#)

Hensikten med å innføre et market wide kapasitetsmarked er å sikre at det kommer nok investeringer i ny kapasitet i tide. Gjennom volumet som kjøpes inn i auksjonen besluttes det hvor mye kapasitet som skal være tilgjengelig på et bestemt tidspunkt i fremtiden. Aktørene byr inn i auksjonen basert på hvor mye de må ha i kapasitetsbetaling for å være tilgjengelige. Dette er en fundamentalt annen tilnærming enn ved et energy only marked, der det er markedet selv som gir insentiver til nyinvesteringer.

Et poeng er at det ikke er gitt at et market wide kapasitetsmarked med en stram margin vil innebære at det er mer kapasitet tilgjengelig enn ved et energy only marked. Det kan være at markedet selv ville trigget investeringene, men ved et market wide kapasitetsmarked så vet man med sikkerhet at investeringene kommer. Ved innføringen av et market wide kapasitetsmarked kan imidlertid risikoaversjon hos beslutningstakerne og et ønske om å ha en kapasitetsmargin som gjør at man unngår svært høye energipriser, innebære en høyere kapasitetsmargin enn ved et energy-only marked.

¹⁹ Den samme kapasiteten kan kun få støtte fra én støtteordning om gangen. Det gjøres derfor fradrag fra forventet effektbidrag fra kapasitet som deltar i et annet støttere regime (for eksempel differansekontrakter).

Forbrukere kan tilby sin fleksibilitet som kapasitet i et kapasitetsmarked. Hvis dette skjer i stor skala så kan man også ende opp med en langsiktig markedsbalanse som ligner den man får i et energy only marked, men en vesentlig forskjell er at man er sikret at forbruket faktisk kobler ut.

Windfall profit kan være en utfordring

Selv om Ren energipakken i liten grad sier noe om hvordan et market wide kapasitetsmarked skal se ut, så setter den spesifikke krav til hvem som skal få delta.

Ren energipakken (2019/943), artikkel 22.1:

- Select capacity providers by means of a transparent, non-discriminatory and competitive process.
- Be open to participation of all resources that are capable of providing the required technical performance, including energy storage and demand side management.

I praksis kan dette innebære at eksisterende kapasitet som uansett ikke vil legge ned også skal få kapasitetsbetaling, som for eksempel eksisterende kjernekraft eller vannkraft. For land som har mye slik produksjonskapasitet kan innføringen av et market wide kapasitetsmarked innebære en betydelig windfall profit for produsentene, på bekostning av forbrukerne. Sagt på en annen måte, vil kostnaden for å utløse investeringer i ny produksjonskapasitet bli veldig høye, hvis man også må betale kapasitetsbetaling til et betydelig volum med eksisterende produksjon som uansett ikke vil legge ned.

Et vesentlig spørsmål er derfor hvordan man kan tilpasse utformingen av et market wide kapasitetsmarked for å kunne begrense denne formen for windfall profit. Teknisk sett kan en mulig løsning være å skille mellom korte og lange kontrakter og ha ulike makspriser for de ulike kontraktene. De lange kontraktene vil kun gis til aktører som overstiger et definert investeringsnivå, mens de aktørene som ikke overstiger dette nivået kun kan konkurrere om korte kontrakter (typisk ett år). De korte kontraktene vil ha makspriser som er lavere enn for de lange kontraktene, og på den måten kan man begrense utbetalingen til aktører med et lavt investeringsbehov (inkludert eksisterende kapasitet). For de korte kontraktene kan en også vurdere nærmere om differensieringen kan tas et steg videre ved at man har ulike makspriser for forskjellige teknologier, og at man setter et svært lavt tak på betalingen eller ikke har noen betaling til teknologier som ikke har behov for kapasitetsbetaling.

Et krav om lokalisering på budområdenivå kan være en god løsning for å sørge for at ny kapasitet kommer der det er behov for den og for at nettkapasiteten hensyntas. Et slikt lokaliseringssignal vil for eksempel kunne være hensiktsmessig hvis man har et overskuddsområde med mye eksisterende kapasitet som ikke vil legges ned og et underskuddsområde som trenger ny kapasitet. Selv om handelskapasiteten mellom disse to budområdene hensyntas i auksjonen, vil man kunne få en lav kapasitetspris i overskuddsområde og en høy kapasitetspris i underskuddsområde (der nye investeringer setter prisen). Prisdifferansene på kapasitet vil også kunne være et signal på verdien av nye nettinvesteringer mellom områdene, i tillegg til prisdifferansene for energi.

Forbruk kan bidra med rimelig fleksibilitet og begrense behovet for investeringer i ny produksjonskapasitet, og sånn sett redusere kostnadene for et kapasitetsmarked. Samtidig kan man argumentere for at knapphet på produksjonskapasitet vil reflekteres i høye energipriser, og at mye forbruk uansett vil koble ut. Kriteriene for deltagelse av forbruk i et kapasitetsmarked bør utformes slik at man i størst mulig grad kun gir betaling til forbruk som ikke ville ha koblet ut uten kapasitetsbetaling. Dette er viktig for å unngå windfall profit på forbrukssiden.

Et vesentlig spørsmål er hvor stort handlingsrommet er for å kunne differensiere kapasitetsbetalingen mellom ulike aktører. Sett fra vårt ståsted bør det tillates en betydelig differensiering, gitt at det gis en rimelig begrunnelse. Dette er viktig for å begrense omfanget av windfall profit og for å begrense kostnadene for kapasitetsmarkedet.

Utenlandsk deltagelse i et market wide kapasitetsmarked

I henhold til Ren energipakken, artikkel 26, skal market wide kapasitetsmekanismer være åpne for utenlandsk deltagelse. Dette er viktig for å unngå at alle land satser på full selvforsyning, som fører til europeisk overkapasitet og økte kostnader for alle. Det bidrar også til likebehandling mellom nasjonal og utenlandsk kapasitet, og gjør at man opprettholder riktige investeringssignaler for ny overføringskapasitet mellom land.

7.2.2 Strategisk reserve

Med en strategisk reserve er det kun et mindre volum med reservekapasitet som får kapasitetsbetaling. Denne reservekapasiteten holdes utenfor det ordinære energimarkedet og produserer kun når forhåndsbestemte kriterier er oppfylt. Det øvrige markedet opererer fortsatt i et energy-only marked. Kapasiteten som deltar i den strategiske reserven, er typisk eksisterende termisk produksjon som ellers ville ha lagt ned. Det kan også være nyinvesteringer, men Statnett kjenner ikke til noe land som har valgt det. Denne formen for reservekapasitet må ikke forveksles med reserver som benyttes i balanseringen i den løpende driften, og sikres og aktiveres i egne reservemarkeder.

Investeringssignalene gis via det ordinære markedet

Hensikten med en strategisk reserve er kun å sikre at tilstrekkelig kapasitet er tilgjengelig, ikke å gi investeringssignaler for ny kraftproduksjon. Investeringssignalene gis via prissignalene i det ordinære markedet, som ved energy only. For at denne løsningen skal kunne fungere over tid og gi tilstrekkelig med investeringer i ny kapasitet, er det viktig at man lar markedet fungere og at prissignalene når frem til markedet. Dette er tilsvarende som for energy only markedet, og er drøftet nærmere under kapittel 7.1. Dersom det ikke kommer tilstrekkelig med ny kapasitet i markedet, vil det over tid gi behov for å utvide "reservekapasiteten", for å ivareta driftssikkerheten.

Påvirkningen på kraftprisen avhenger blant annet av aktiveringskriteriene

Den strategiske reserven bør i minst mulig grad påvirke prisdannelsen i det ordinære kraftmarkedet. Dette er viktig for at markedet i størst mulig grad skal gi riktige investeringssignaler til ny kapasitet. Kriteriene for når strategisk reserve kan tas i bruk er derfor viktige, og dette er detaljert regulert i Ren energipakken²⁰. Kravet er at den strategiske reserven kun kan aktiveres dersom ressursene i balansemarkedet er i ferd med å bli brukt opp. Det gjør at terskelen for å ta i bruk den strategiske reserven er så høy som den i praksis kan være, og den strategiske reserven vil derfor ikke påvirke prisdannelsen i spotmarkedet. Dersom den strategiske reserven faktisk aktiveres, skal ubalanseprisen²¹ settes til det høyeste av pristaket i intradag og Value of Lost Load. Dette gjør at den strategiske reserven heller ikke påvirker spotprisene ved effektknapphet.

Den strategiske reserven vil sannsynligvis være av en begrenset størrelse

Det er i utgangspunktet ingen begrensning på hvor stor den strategiske reserven kan være. Det er imidlertid naturlig å anta i praksis at den strategiske reserven utgjør en begrenset andel av den totale effektkapasiteten. Årsaken til det er at jo større andel av den totale effektkapasiteten som omfattes

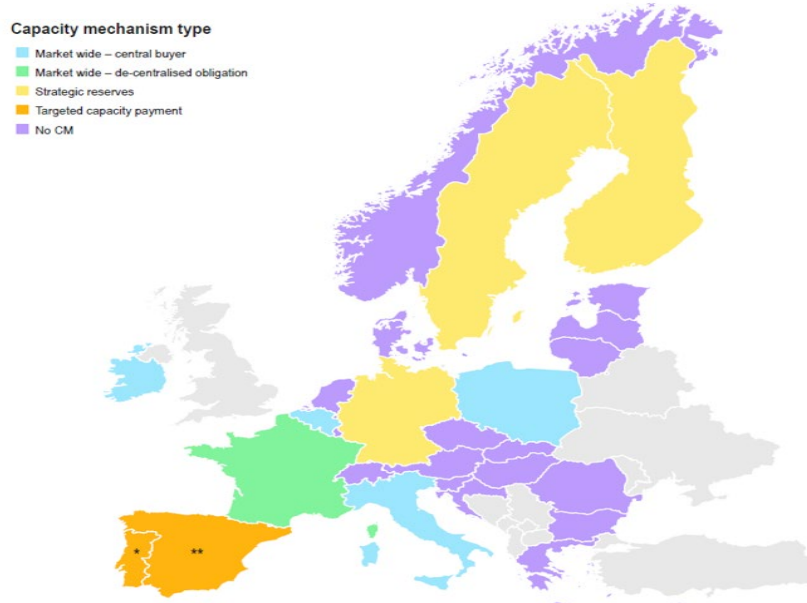
²⁰ Ren energipakken artikkel 22.2. Denne pakken er ennå ikke implementert i norsk rett.

²¹ Ubalanseprisen er den man betaler når ens faktiske posisjon i sann tid ikke er i samsvar med forpliktelsene i de tidligere markedet. Hvis man f.eks. har kjøpt 10 MW i spotmarkedet men bruker 11 MW, så har man en ubalanse på 1 MW som man betaler ubalanseprisen for. Ubalanseprisen beregnes etter bestemte regler og kan bli svært høy i situasjoner med store underskudd.

av reserven, jo oftere vil man nå pristaket i spotmarkedet (ref. kriteriene for aktivering omtalt ovenfor). Når pristaket ofte, kan det oppstå et press for å "gjøre noe" med markedet. Siden en strategisk reserve i seg selv ikke gir investerings signaler til ny kapasitet, kan en slik situasjon fremtvinge et behov for en market wide kapasitetsmekanisme.

7.2.3 Flere land i Europa har et kapasitetsmarked, men utformingen varierer

Flere land i Europa har et kapasitetsmarked, og flere vurderer å innføre det. Som det fremgår av Figur 18 nedenfor, varierer imidlertid utformingen betydelig.



Figur 18: Ulike typer kapasitetsmekanismer i Europa (Kilde: ACER basert på data fra regulatorene)

Sverige, Finland og Tyskland har strategisk reserve. Sverige og Finland er imidlertid i ferd med å utrede om de skal innføre en market wide kapasitetsmekanisme (se kapittel 7.3.2). Storbritannia har også et market wide kapasitetsmarked, men er ikke inkludert i oversikten på grunn av Brexit. Spania og Portugal har det som kalles en "Targeted capacity payment". Dette er en løsning der myndighetene setter pris og ikke volum. Det er lite trolig at denne løsningen vil bli tatt i bruk andre steder, da det er bred enighet om at det er en bedre løsning at myndighetene heller fastsetter volum, og lar markedet bestemme prisen²².

Bildet vi ser her stemmer godt overens med det som påpekes i Statnetts langsiktige markedsanalyse, som ble publisert i mars 2023²³. Der fremgår det at topplastverk på kontinentet og i Storbritannia sannsynligvis må ha kapasitetsbetaling for å få dekket kostnadene sine. Dette kan være via et market wide kapasitetsmarked, der topplastverkene får kapasitetsbetaling og deltar i det ordinære markedet. Rapporten påpeker imidlertid at det også kan være mulig å satse på strategisk reserve og markedet virke, og skape balanse for topplastverk gjennom å ha høye pristopper av og til.

Det at noen land innfører et market wide kapasitetsmarked kan øke presset på at land som har et energy only marked også må innføre et market wide kapasitetsmarked eller andre tiltak for å sikre effektbalansen. Grunnen til det er at peak-prisene i land med et energy only marked påvirkes av at nabolandene innfører et market wide kapasitetsmarked, og dermed påvirkes også insentivene til å investere i topplastverk basert på kraftprisene.

²² Man kan også ha en etterspørselskurve innenfor et definert utfallsrom for volumet som skal kjøpes inn, slik at det er en viss priselastisitet.

²³ [langsiktig-markedsanalyse-2022-2050.pdf \(statnett.no\)](#)

7.2.4 Marked wide kapasitetsmarked versus strategisk reserve

Hvis det er behov for at myndighetene må gripe inn for å ivareta forsyningssikkerheten, er et interessant spørsmål om et marked wide kapasitetsmarked eller en strategisk reserve vil være den beste løsningen.

Hvordan begge løsningene er utformet og gir investerings signaler er beskrevet i de foregående delkapitlene. Med et marked wide kapasitetsmarked kjøpes hele det nødvendige effektvolumet på forhånd. En strategisk reserve er en mer avgrenset inngripen i markedet, der en kun har et begrenset volum i bakhånd for å ivareta forsyningssikkerheten, mens markedet selv skal gi insentiver til å utløse nødvendige investeringer i ny kapasitet. Dette er fundamentalt sett to svært forskjellige løsninger. Samtidig handler ikke dette kun om hvilken løsning som teknisk sett kan fungere og gi en akseptabel forsyningssikkerhet, men også om hvilke kraftpriser man er villig til å akseptere. I den debatten er det lett å glemme at selv om et marked wide kapasitetsmarked sannsynligvis gir lavere kraftpriser, så koster innkjøpet av kapasiteten mye penger som igjen betales av forbrukerne, for eksempel via økt tariff.

Gitt hvor avhengig dagens samfunn er av å ha kontinuerlig tilgang på elektrisitet, vil det naturlig nok også være et element av en føre-var-tilnærming når de ulike alternativene vurderes. Samfunnet kan være villige til å akseptere en høyere kostnad for å oppnå en akseptabel forsyningssikkerhet, mot at det er en større grad av sikkerhet for at den faktisk oppnås.

Noen sentrale vurderingskriterier

Statnetts vurdering er at det ikke er et entydig svar på hva som er den beste løsningen, men at det er noe hvert enkelt land må vurdere. Noen sentrale spørsmål i denne vurderingen bør være:

- Legges eksisterende effektkapasitet ned som en del av det grønne skiftet?
- Er det sannsynlig at det vil komme tilstrekkelig med nye effektinvesteringer uten kapasitetsbetaling, og vil det komme i tide?
- Har man kraftverk som er egnet til å inngå i en strategisk reserve og vil volumet være tilstrekkelig til å ivareta forsyningssikkerheten?
- Hva kreves av tiltak for at myndighetene skal kunne føle seg tilstrekkelig trygge på at forsyningssikkerheten er ivaretatt?

7.2.5 Andre tiltak enn et marked wide kapasitetsmarked kan være et alternativ

Dersom konklusjonen er at en strategisk reserve ikke er tilstrekkelig, men at det er behov for en støtteordning for å utløse effektinvesteringer, er det ikke dermed gitt at et marked wide kapasitetsmarked må være svaret. En kan også vurdere om andre typer støtteordninger for å utløse effektinvesteringer kan være et bedre alternativ. På europeisk nivå pågår det nå interessante diskusjoner rundt handlingsrommet for å kunne ha målretta støtteordninger til effektinvesteringer. I EU diskuteres muligheten for å kunne gi differansekontrakter (CfDer) til kjernekraft, som gir både effekt og energi. Det pågår videre en diskusjon mellom tyske myndigheter og EU om støtte til hydrogenbaserte gasskraftverk. Utfallet av disse diskusjonene vil være viktig for hvilket handlingsrom europeiske land har for å velge ulike alternative støtteordninger for å utløse investeringer i ny effekt. Samtidig er det viktig å understreke at for eksempel støtte til kjernekraft via CfDer ikke nødvendigvis fjerner behovet for å ha et marked wide kapasitetsmarked i tillegg, for å sikre ytterligere effektinvesteringer.

7.3 Statnett ser ikke behov for et kapasitetsmarked i Norge

Vi forventer at det norske kraftforbruket vil øke mye de neste tiårene. Og siden energien i all hovedsak vil dekkes opp med økt produksjon fra uregulerbar vind, sol og vannkraft, og eventuelt mer

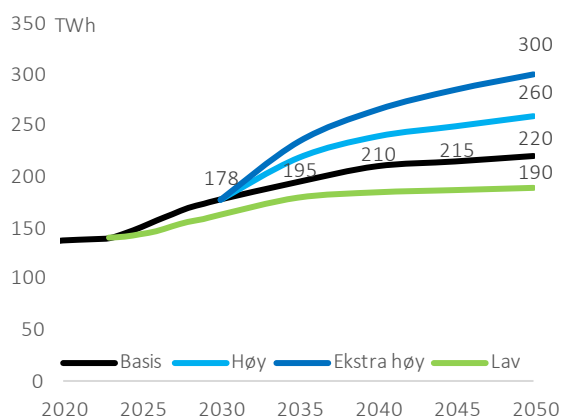
nettoimport, vil Norge raskt få en negativ effektbalanse. Dette gjør det aktuelt å vurdere behovet for å innføre en kapasitetsmekanisme også her i Norge. Etter vår vurdering er det imidlertid ikke nødvendig å innføre et kapasitetsmarked i Norge de neste 10-15 årene. Hovedårsaken er at det trolig vil komme flere lønnsomme investeringer i mer effekt i eksisterende regulerbare vannkraftverk uten støtte, og at dette vil dekke behovet.

Hvis det fremover viser seg at det likevel er behov for et støtteregime i Norge, vil det være et vesentlig poeng og i størst mulig grad målrette støtteordningen, enten det er et kapasitetsmarked eller en annen mekanisme, mot å utløse investeringer i ny effekt og i så stor grad som mulig unngå å betale støtte til eksisterende kapasitet.

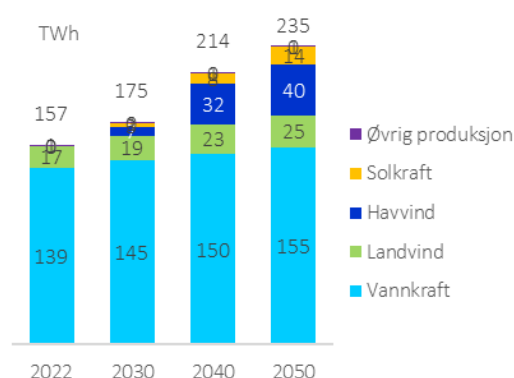
Høy norsk forbruksvekst gir behov for mer regulerbar produksjonskapasitet, også i Norge

Vi forventer høy vekst i det samlede norske kraftforbruket drevet av elektrifisering, samt etablering av ny næring og industri. Vårt basisscenario i den langsiktige markedsanalysen har en vekst på 80 TWh fra i dag til 2050, og et samlet kraftforbruk i 2050 på 220 TWh. Utfallsrommet for forbruksutviklingen er mellom 190-300 TWh²⁴.

I Basis øker kraftproduksjonen med omtrent 70 TWh frem til 2050 i et normalår. Av dette legger vi til grunn at rundt 40 TWh kommer fra havvind – som er den teknologien som kan gi de klart største volumene med ny produksjon. Resten er utbygging av vannkraft, solkraft og landvind. I de høye scenarioene forutsetter vi enda mer havvind.



Figur 19: Forbruksutvikling for Norge i Basis fra LMA 2022



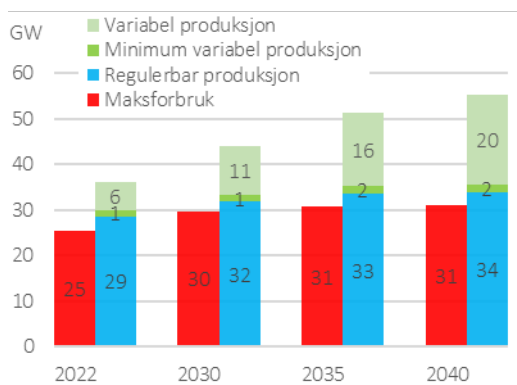
Figur 20: Utvikling i produksjonsmiks i Norge i Basis fra LMA 2022

Vi forventer og forutsetter at noe av det nye forbruket er fleksibelt. Dette gjelder for hydrogenproduksjonen og lading av elbiler som først og fremst vil skje i timer med mindre belastning. Likevel forventer vi at det blir en økning i det norske effektforbruket, da mye av den øvrige forbruksveksten mest sannsynlig vil være lite prissensitiv. Estimert maksforbruk på det strammeste øker med rundt 5-6 GW i Basis til 2030/2040. Maksforbruket vil også være avhengig av markedsprisen.

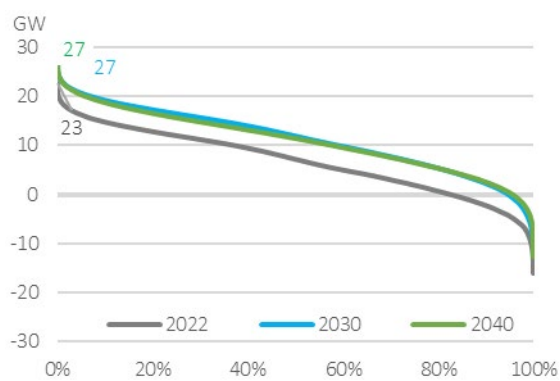
Kombinert med at energien i all hovedsak hentes fra ny uregulerbar produksjon, så vil effektbehovet øke. Figur 21 viser en skjematisk fremstilling av hvordan det effektforbruket og effektbalansen utvikler seg i Statnetts Basis-scenario for Norge samlet. Figuren viser også utviklingen i installert effekt for regulerbar produksjon og uregulerbar produksjon som vind- og solkraft. Vind og solkraft gir noe bidrag

²⁴ Langsiktig Markedsanalyse 2022-2050 og Forbruksutvikling i Norge 2022-2050.

til å dekke forbruket. Som vist av varighetskurven for residualforbruket er økningen i effektbehovet rundt 4 GW i Basis, når vi regner med bidraget fra elvekraft, sol og vindkraft.



Figur 21: Effektmargin i Norge 2022, 2030



Figur 22: Residuallast i Norge samlet

Vi forventer at det kommer effektinvesteringer i regulerbar vannkraft uten støtte i Norge

For å dekke opp for det økende effektbehovet forventer vi at det kommer inn mer effekt i norsk vannkraft. I vår basisprognose for produksjon legger vi til grunn en økning i regulerbar produksjon på ca. 5 GW mot 2035 i eksisterende vannkraftverk. Derfor har vi et overskudd på den norske effektbalansen mot 2035 i Basis, men overskuddet er betinget av effektutvidelser i vannkraftproduksjonen.

Det er mulig å øke den installerte effekten i norske regulerte vannkraftverk med mer enn 10 GW. I tillegg er det mulig å bygge ut pumpekraftanlegg som øker kapasiteten ytterligere. Og om bare deler av dette bygges ut vil det dekke effektbehovet i Norge også ved våre høyere forbruksscenarioer. Dette er imidlertid store investeringer da det ikke bare krever nye generatorer, men også nye og lange tunneler for å lede vannet fram til generatorene. Og med store investeringskostnader er det et spørsmål i hvilken grad det vil lønne seg uten ekstra støtteordninger.

Vi kjenner ikke kostnadene ved effektoppgraderinger. Likevel mener vi det er grunnlag for å konkludere med at det mest sannsynlig vil komme investeringer i betydelig mer effekt, og at dette kan skje uten støtte. Den viktigste årsaken er mer volatile kraftpriser og større sesongvariasjon også i Norge. Basisscenarioet fra LMA 2022 viser hvordan stadig mer vind og solkraft i hele Europa gir en stadig økende andel av tiden der prisene presses ned mot og tidvis også under null. På lengre sikt forventer vi at det kommer inn mye fleksibilitet, blant annet som hydrogenproduksjon, og at dette jevner ut prisene en del. Likevel blir det mye lave priser i landene rundt oss – og dette gjelder særlig de 10-15 første årene da utbyggingen av vind og solkraft trolig går fortere enn utbyggingen av fleksibilitet til å fange opp overproduksjonen. Dette presser ned prisene også i Norge. Og våre modellsimuleringer viser både at det blir mer kortsiktig prisvariasjon i Norge, og at det blir mye større sesongvariasjon enn det har vært tidligere.

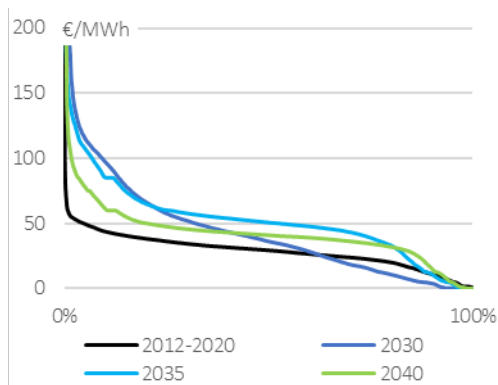
Med en slik markedsutvikling blir det viktigere for vannkraftverkene å unngå å måtte produsere i timene med lavest pris. Investeringer i økt installert effekt vil gjøre det enklere å få til dette, særlig i kraftverk med lang brukstid eller lav magasinkapasitet. Og vi forventer at dette blir en vesentlig årsak til at det vil lønne seg å investere i mer effekt i mange norske vannkraftverk.

Andre grunner er at det med større kapasitet blir mulig å produsere mer når prisene er høye. Her vil imidlertid mer effekt raskt bidra til å dempe og fjerne de høyeste pristoppene der utkobling av forbruk setter prisen. Økt inntjening ved slike prisspikre vil derfor ikke være noen årsak til investeringene. Da er det mer viktig å kunne kjøre ut mer vann i en periode med lite europeisk vindkraft og kaldt vær –

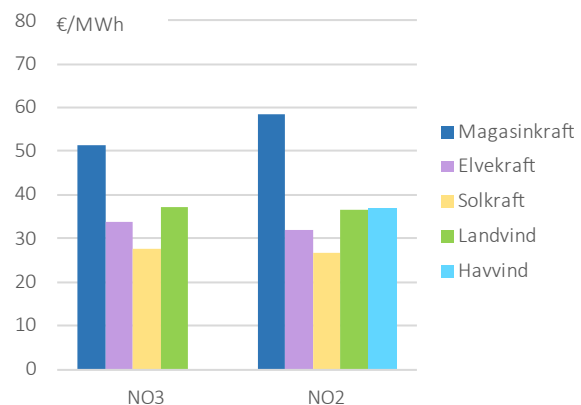
der det gjerne kan være to tre uker med priser satt av dyre toppplastverk som kanskje forbrenner hydrogen på kontinentet.

Mer effekt vil også gi økt inntjening fra reservemarkedene. Og man kan få redusert vanntap i perioder med mye tilsig – noe som bidrar til økt energiproduksjon. Investeringer i mer effekt vil videre ofte skje i forbindelse med opprusting og fornyelse av gamle kraftverk. Da må man gjerne uansett ta en større kostnad og dette gjør det mer rasjonelt og billigere å samtidig øke effekten.

De siste årene har flere av vannkraftprodusentene annonsert at de ser på ulike prosjekter som i sum vil øke den installerte effekten med flere GW om de blir realisert. Hvor mye som kommer er usikkert, men med en nøytral skattelegging mener vi det kan komme nok til å dekke behovet i Norge uten andre støtteordninger.



Figur 23: Varighetskurve for kraftpris – historisk, 2030, 2035, 2040 – fra LMA 2022.



Figur 24: oppnådd kraftpris for ulike produksjon i Basis 2040 fra LMA 2022

Eksisterende vannkraft er uansett lønnsomt å videreføre uten støtte

I motsetning til for kull og gasskraft uten rensing så er det i alle scenarioer lønnsomt å opprettholde og videreføre eksisterende norske vannkraftverk. Forventet inntjening er ifølge våre analyser mye høyere for regulert vannkraft enn for uregulert vind, vann og solkraft. Dette gjør at det er helt usannsynlig at norsk vannkraft skal kunne trenge noen form for støtte for å opprettholde og videreføre de eksisterende vannkraftverkene.

Forbruksfleksibilitet gir bedre effektmargin – men priskonsekvensen kan være svært ulik

Norge har mye industri som kan bli mer fleksibel. Og en betydelig del av forbruket som vi forventer at kommer inn de nærmeste 10-20 årene vil trolig være mer fleksibelt enn det eksisterende industriforbruket. Og med flere prisavhengige bud fra forbruk blir effektmarginen mer forutsigbar og mindre stram. Og dersom de nye prisavhengige budene har lavere pris enn de eksisterende, blir det også mindre prisøkning i situasjoner med knapphet.

Høy kapasitet på mellomlandsforbindelsene gir et robust norsk system

Norge har 9 GW importkapasitet i dag. Dette gjør systemet mer robust om det skulle bli en periode med negativ effektbalanse, i landet som helhet eller i ulike landsdeler. Værhistorikken vi bruker i våre modellsimuleringer viser at det kan bli tørt og kaldt i hele Norden og Nord-Europa samtidig. På sikt kan det likevel være god hjelp i å ha høy importkapasitet i en slik situasjon da kapasitetsmarkeder og andre støtteordninger til effekt vil bidra til bedre effektmargin og at vi vil kunne ha import også når det er stramme situasjoner i andre land. Og uansett viser statistikken at det er mange færre timer per år der det er tørt og kaldt i hele Nord-Europa samtidig, enn eksempelvis i Sør-Norge alene. Dermed bidrar importkapasiteten uansett til å redusere andelen timer der vi har effektknapphet i Norge.

7.4 Sverige utreder et market wide kapasitetsmarked

På oppdrag for svenske myndigheter har Svenska kraftnät (Svk) utredet behovet for et kapasitetsmarked i Sverige og hvordan et slikt kapasitetsmarked eventuelt bør utformes²⁵. Svks vurdering er at Sverige fortsatt trenger en kapasitetsmekanisme etter at dagens strategiske reserve utløper i 2025, og at den bør være market wide.

I sin rapport skriver SvK at total ledetid fra arbeidet med å etablere et market wide kapasitetsmarked startet til første leveranseår fra mekanismen kan være 8 år. Dette tidsanslaget legger til grunn at det går 4 år fra den første kapasitetsmarkedsauksjonen gjennomføres til første leveringsår. SvK påpeker imidlertid at noe av det innledende arbeidet som de må gjøre allerede er påbegynt, og at det kan etableres ulike overgangsløsninger som gjør at en mekanisme kan være på plass noe raskere. SvK ser behov for en overgangsløsning som kan være på plass når dagens strategiske reserve utløper.

EU jobber nå med en markedsreform for energimarkedet, se kapittel 4. Som en del av den prosessen har ENTSO-E spilt inn at regelverket bør endres, slik at det kan gå raskere å etablere et market wide kapasitetsmarked.

Betydningen av et svensk market wide kapasitetsmarked er ikke entydig for Norge

Detaljene rundt hvordan et eventuelt market wide kapasitetsmarked i Sverige vil se ut er ikke kjent. Det er derfor for tidlig å kunne fastslå hvordan et market wide kapasitetsmarked i Sverige vil påvirke prisene og investeringene i det norske kraftmarkedet. Statnett har imidlertid gjort noen foreløpige og prinsipielle vurderinger.

Det er en rimelig antagelse at med et market wide kapasitetsmarked så får Sverige en bedre kapasitetsmargin i spot enn med dagens bruk av strategisk reserve. Det vil være tilfellet selv om den samlede tilgangen på effekt ved de to alternativene er lik, da effekten som tilhører reserven ikke deltar i spotmarkedet (se nærmere forklaring på dette i avsnitt 7.2.2 om strategisk reserve).

På den ene siden vil et market wide kapasitetsmarked i Sverige bidra til en bedre forsyningssikkerhet også i Norge. I praksis har vi en felles effektbalanse i Norden. En bedre effektbalanse i Sverige gir høyere tilgjengelighet for import i stramme timer i Norge. Selv om Sverige innfører et market wide kapasitetsmarked, så gir ikke det et grunnlag for å kunne begrense eksporten. Norge vil derfor fortsatt få import fra Sverige så lenge vi har høyest pris, innenfor rammen av tilgjengelig handelskapasitet.

På den andre siden vil et market wide kapasitetsmarked i Sverige bidra til færre pristopper også i Norge. I de timene det er priskobling mellom Norge og Sverige vil mindre effektprising i Sverige gi mindre effektprising også i Norge. Dette gir lavere inntjening for regulerbar effekt i Norge som produserer i høypristimene. Dette reduserer avkastningen for en effektinvestering i vannkraft, da vannkraften får mindre betalt i høypristimene. Som omtalt ovenfor så er imidlertid vår vurdering at effektinvesteringer i Norge uansett vil fjerne og dempe de høyeste pristoppene der utkobling av forbruk setter prisen. En vesentlig driver for å investere i økt effekt i Norge er å kunne unngå å produsere i timene med lavest pris. Dette argumentet endres ikke av et eventuelt market wide kapasitetsmarked i Sverige.

Statnett følger med på utviklingen i Sverige og vil vurdere betydningen av et eventuelt market wide kapasitetsmarked nærmere når den faktiske utformingen av ordningen er kjent.

²⁵ [Framtidens kapasitetsmekanism för att säkerställa resurstillräcklighet på elmarknaden \(svk.se\)](https://www.svk.se/om-svk/aktuellt/2023/09/2023-09-14-framtidens-kapasitetsmekanism-for-att-sakerstalla-resurstillracklighet-pa-elmarknaden)

Sverige diskuterer investeringer i ny kjernekraft

I Sverige pågår det også en diskusjon om investeringer i ny kjernekraft. Diskusjonene er i en tidlig fase, og det er for tidlig å si om og eventuelt hvor mye som blir realisert. Ny kjernekraft vil bidra med både energi og effekt. Det er naturlig å se debatten om kjernekraft i sammenheng med det vi skrev i kapittel 7.2.5 om alternativer til et market wide kapasitetsmarked, selv om det er viktig å understreke at det ene alternativet ikke utelukker det andre.

Statnett følger debatten om kjernekraft i Sverige, og vi vil også ta det med i våre vurderinger tilknyttet effektbalansen i Norge.

8 Et finansielt marked i endring

I en bransje med volatile priser er det finansielle kraftmarkedet en viktig brikke for å skape mer forutsigbarhet. Det finansielle markedet gjør det mulig for aktører å sikre stabil inntekt eller kostnad over tid, og et velfungerende finansielt marked bidrar til økt transparens om forventet kraftpris fremover. I dette kapitlet skal vi se nærmere på hvilke muligheter det har vært for prissikring, hvorfor det finansielle markedet ikke lenger fungerer like godt, og hva vi kan forvente fremover.

Hovedbudskap:

- Det finansielle markedet for krafthandel har en viktig funksjon ved at det bidrar til økt forutsigbarhet for aktørene
- Avtakende likviditet i det finansielle markedet har negative konsekvenser for produsenter, forbrukere og strømlleverandører
- Innen medio februar 2024 skal RME foreta en vurdering av om det eksisterende finansielle markedet i Norge bidrar i tilstrekkelig grad til aktørenes sikringsbehov
- Vårt utgangspunkt er at Statnett ikke bør ha en rolle i det finansielle markedet
- Rammevilkårene for krafthandel er også viktig for det finansielle markedet.
- Et nytt forslag til regulering av de finansielle markedene er under utvikling i EU. Statnett og ENTSO-E mener at forslag til ny regulering må utredes grundig før ny regulering besluttes

8.1 Et finansielt marked for elektrisitet gir aktørene forutsigbarhet

Handel i det finansielle markedet innebærer ikke leveranse av fysisk kraft. I det finansielle markedet omsettes derimot kun finansielle produkter for prissikring, eller *hedging* på engelsk. Ofte omtales de finansielle produktene som langsiktige kontrakter fordi de handles for en lengre tidshorison enn det de fysiske produktene gjør. Det er også et annet regelverk som regulerer handelen med de finansielle produktene kontra de fysiske produktene.

Typiske aktører i det finansielle kraftmarkedet er produsenter, store forbrukere og strømlleverandører. Det kan også være finansielle aktører som spekulerer i fremtidig kraftpris. Tradere er villige til å ta risiko og bidrar til økt likviditet i det finansielle markedet. Formålet med finansiell krafthandel er for aktøren å kunne prissikre seg – å *hedge* – fremtidig inntekt eller kostnad. Hedging i kraftmarkedet betyr altså at man gjennomfører finansielle handler som reduserer eksponeringen mot ugunstige prisendringer i kraftmarkedet. For små aktører med begrensede ressurser eller kompetanse til å lage sine egne prisscenarier, er et likvid finansielt marked viktig for å gi kunnskap om fremtidig forventet kraftpris. Et likvid marked er også viktig for å begrense volatiliteten i markedet, og gjør det enklere for mindre aktører å finne en motpart til sin hedging.

Ved siden av prisrisiko, er markedsaktører også eksponert for andre risikoer, deriblant volumrisiko, prosjektrisiko og regulatorisk risiko. Volumrisiko handler om forskjell i forventet og faktisk produksjon eller forbruk. Prosjektrisiko handler om at en aktørs prosjekter blir forsinket, slik at inntekt forsinkes, eller at prosjektet overskrider budsjett. Regulatorisk risiko er at endringer i lover og forskrifter endrer rammebetingelsene for aktører. Endringer i regelverk kan også påvirke en aktørs lønnsomhet. Totalt sett er det mange usikkerhetsmomenter å ta i betraktning når noen vurderer å investere i ny

produksjon eller nytt forbruk. Muligheten til å sikre kraftprisen for en lengre periode vil derfor være svært viktig for en investeringsbeslutning.

Det er flere måter en aktør kan prissikre seg på. I Norden blir majoriteten av prissikringen gjort gjennom standardiserte finansielle derivater i det finansielle markedet og/eller gjennom såkalte PPAer (Power Purchase Agreements, se også kapittel 6.2). De finansielle derivatene som handles i Norden er future- og forward-kontrakter og differansekontrakter som kalles EPADs (Electricity Price Area Differentials).

Futures og forwards er kontrakter med et finansielt oppgjør om en avtalt mengde kraft i en avtalt tidsperiode til en avtalt pris. Futures har standardiserte spesifikasjoner der oppgjøret skjer løpende i kontraktens levetid. Ved forwardkontrakter kan spesifikasjonene derimot variere, og oppgjøret finner sted først når kontrakten utløper.

Systempriskontraktene er futures med månedlig oppgjør og har den nordiske systemprisen som referansepris. Systemprisen er en virtuell pris som NordPool har etablert.

En EPAD er en futures kontrakt for å sikre forskjellen mellom systemprisen og (bud)områdeprisen. Ved å kombinere systempriskontrakten med en EPAD, kan en aktør oppnå full hedge, altså full prissikring. Det er usikkert hva som vil skje med systempriskontraktene etter at EEX annonserte at de ønsket å kjøpe Nasdaqs finansielle krafthandel og innføre futures-produkter for hvert enkelt budområde.

PPAer som handles i Norden er bilaterale avtaler, nærmere bestemt leveranse av kraft til en avtalt pris til et avtalt sted. Kontrakten kan ha varighet på alt fra 1-20 år. I senere tid har imidlertid "korttids"-PPAer økt i popularitet med løpetid under 10 år, i tillegg til et skifte fra baseload-kontrakter til såkalte pay-as-produced-kontrakter. PPAer omsettes ikke i det finansielle markedet, men inngås direkte mellom avtalepartene.

Det utfordrende med bilaterale avtaler som PPAer er manglende transparens. Det er umulig å fastslå omfanget og innholdet i disse avtalene for de andre aktørene i markedet. En forenklet illustrasjon over de ulike metodene å prissikre seg på i Norden i 2023 kan ses nedenfor.

Prissikringsmetoder i Norden		
Basert på systempris	Differansekontrakter	Knyttet til konkret produksjon
Futures & forwards	EPADer	PPAer

Figur 25 Forenklet illustrasjon over ulike metoder for prissikring i Norden per Q2 2023.

8.2 Det finansielle markedet har over tid fått lavere likviditet

Det finansielle markedet har over tid hatt fallende likviditet, og trenden har vært nedadgående siden 2008. Lav likviditet, som betyr at det foregår lite handel på børsen, er dermed blitt en stor utfordring i det finansielle markedet. Når handelsvolumene, omsetningen og aktiviteten fra aktørene er lav, følger det også at de finansielle prisene ikke blir like pålitelige indikatorer for fremtidige markedspriser for kraft. Det er flere årsaker til avtakende likviditet i det finansielle markedet:

1. Få aktører, spesielt innenfor noen budområder, gjør det krevende å oppnå priskryss. I disse områdene er ikke kjøper villig til å betale prisen som selger tilbyr på kontrakten.

2. Dersom tilstrekkelig mange aktører foretrekker å handle bilaterale avtaler (PPA), kan det bli for få aktører igjen til å skape tilstrekkelig likviditet i det finansielle markedet.
3. Det kreves sikkerhetsstillelse for aktøren som vil inngå en finansiell kontrakt. Disse kravene til finansiell sikkerhet er for høye for en del aktører til at de kan delta, spesielt med prisene man har sett i markedet siden 2021.
4. Asymmetri i form av ubalanse mellom tilbudt volum fra produsent og etterspurt volum fra konsument i eksempelvis EPAD-kontrakter, gjerne i kombinasjon med få rene tradere, hemmer likviditeten.
5. Etter at Europa ble rammet av volatile og økte kraftpriser i 2021 er det blitt lav korrelasjon mellom system- og områdeprisene. Det betyr at den tradisjonelle systempriskontrakten har blitt mindre relevant fordi den ikke lenger gir en like god sikring. Dermed har interessen og handelsvolumet på denne kontrakten også gått ned. Dessuten gjorde energikrisen det enda mer kostbart å prissikre seg, og volatiliteten i prisene har gjort det mer krevende å finne en motpart for handel. Dette har påvirket likviditeten ytterligere i negativ retning.

Når handelsvolumene er lave, gir dette lite informasjon til markedet om prisbildet og prisforventningen fremover i tid.

8.3 EU vurderer nytt design av det finansielle markedet

Likviditetsproblematikken er også gjeldende på kontinentet. Dette er blant annet påpekt i "ACERs Policy Paper "on the further development on the EU electricity forward market" fra februar 2023²⁶. I EU-kommisjonens forslag til energimarkedsreform foreslås det derfor endringer i designet av markedet for finansiell krafthandel for Europa. I forslaget foreslår kommisjonen blant annet at TSOene skal tilby langsiktige transmisjonsrettigheter i form av zone-to-hub-produkter²⁷. En finansiell transmisjonsrettighet betyr at TSOen utsteder en kontrakt om rett til en andel av fremtidig flaskehalsinntekt på en forbindelse. Zone-to-hub betyr at transmisjonsrettigheten er definert fra et gitt budområde til et budområde som er designert som hub. Huben kan også være et virtuelt budområde. For eksempel kan den nordiske systemprisen utgjøre en slik virtuell hub.

Det er sterk motstand til forslaget både fra ENTSO-E og markedsaktørene, representert ved Eurelectric og European Federation of Energy Traders (EFET). Motstanden dreier seg i hovedsak om at det ikke er gjort noen analyser som gjør det mulig å forstå konsekvenser av forslaget og at det derfor er uklart om et slikt tiltak vil virke etter hensikten. Dette stiller Statnett seg bak. Det er forventet at medlemslandene i EU blir enige om løsning innen utgangen av 2023.

Det er verdt å merke seg European Energy Exchange (EEX) sitt ønske om oppkjøp i Nasdaq som ble kjent i juni 2023. EEX ønsker dermed å overta den finansielle krafthandelen som har funnet sted på Nasdaq, betinget av at konkurransemyndighetene godkjenner oppkjøpet. EEX ønsker å erstatte EPAD-kontrakter med såkalte *zonal futures*; finansielle future-kontrakter per prisområde. Denne kontraktstypen finnes ikke i Norden i dag, men den handles på EU-kontinentet. Planlagt start for handel med disse kontraktene i Norden er i løpet av Q4 2023. TSO-produkter basert på Zone-to-hub instrumenter kan dermed utvikle seg til en konkurrerende finansiell plattform til EEX der TSO "blir markedet".

²⁶ [Electricity Forward Market PolicyPaper.pdf \(europa.eu\)](#)

²⁷ EPAD er eksempel på et Zone-to-hub produkt

8.4 Statnett bør ikke ha en rolle i det finansielle markedet

Statnett og andre TSOer har et ansvar for å bygge nett og utnytte eksisterende nett best mulig, samtidig som driftssikkerheten ivaretas. Dette reduserer prisdifferansene mellom budområdene, og er dermed også viktig for det finansielle markedet. Statnetts utgangspunkt er imidlertid at vi ikke bør ha en direkte rolle i det finansielle markedet. De viktigste årsakene til det er:

- Utstedelse av transmisjonsrettigheter innebærer at risiko flyttes fra markedsaktører til Statnett, noe som kan oppfattes som en subsidiering av risiko.
- Statnetts eventuelle tap på salg av finansielle produkter må dekkes av tariffene. Et viktig prinsipielt spørsmål er om det er riktig at nettkundene skal dekke denne kostnaden. Statnetts vurdering er at flaskehalsinntektene i størst mulig grad bør komme forbrukerne til gode, og ikke gå til å dekke eventuelt tap på salg av transmisjonsrettigheter.
- Dersom tiltak i regi av Statnett ikke bidrar til å øke interessen fra andre aktører og dermed økt likviditet generelt, så er det en risiko for at Statnett "blir markedet".
- Et marked i regi av Statnett kan bli en konkurrent til det kommersielle finansielle kraftmarkedet.
- Statnett får en ny rolle som ikke er nødvendig for utøvelsen av våre kjerneoppgaver

Statnett mener også at når man skal vurdere hva som kan gi økt likviditet i det finansielle markedet, er det viktig å også se på rammevilkårene for finansiell handel som aktørene må forholde seg til. I den sammenhengen vil vi nevne:

- Aktørene peker på at grunnrenteskatt, når den beregnes basert på spotprisen og ikke avtalt kontraktspris, er en viktig årsak til lav likviditet i det finansielle markedet.
- Myndighetene kan vurdere endrede krav til sikkerhet og marginer. Det kan øke deltakelse fra mindre aktører. Samtidig vil vi påpeke at risikoen for at aktører ikke klarer de økonomiske forpliktelsene sine øker.

Statnett skal vurdere nærmere konsekvensene av at vi likevel kan få en mer direkte rolle i det finansielle markedet, enten gjennom RMEs vurdering i forhold til dagens regelverk, eller gjennom mulige endringer gjennom den europeiske markedsreformen.

9 Mulige langsiktige endringer av markedsdesignet

I dette kapittelet pekes det på noen utfordringer med dagens budområdemodell og det diskuteres mulige langsiktige endringer i markedsdesignet.

Hovedbudskap:

- Dagens markedsmodell har en rekke kjente begrensninger som gjør at nettet ikke utnyttes optimalt
- Innføring av flytbasert markedskobling vil bringe det fysiske nettet og markedet tettere sammen
- Med innføringen av flytbasert vil det fortsatt være aktuelt å endre på budområdeinndelingen for å ta hensyn til endringer i forbruk, produksjon og nettkapasitet, og for bedre å kunne håndtere flaskehalsen både mellom budområder og internt i budområdene.
- På sikt bør erfaringene med flytbasert markedskobling i kombinasjon med budområder evalueres for å se om det vil være samfunnsøkonomiske gevinster ved ytterligere videreutvikling av markedsdesignet

9.1 Håndtering av interne flaskehals er utfordrende

Det europeiske markedet er som kjent basert på en sone- eller budområdemodell. Dette innebærer at man antar at det ikke finnes flaskehals (nettrestriksjoner) innenfor hvert budområde, mens mulighetene for utveksling mellom områder håndteres gjennom handelskapasiteter. Som følge av dette vil man da ha én pris i hvert budområde, mens budområdene innbyrdes kan (men ikke må) ha ulike priser, se kapittel 1 i denne rapporten.

Fordelen med denne modellen er at det er større områder som har samme pris, som gjør det enklere å handle, ikke minst i de langsiktige markedene, se kapittel 8. På første øyekast virker også markedet enklere å forstå, selv om det ofte kan være utfordrende å forklare prisforskjeller mellom budområder.

Ulempen med budområdemodellen er at det nesten alltid vil være nettrestriksjoner innenfor et område. Dette gjør at Statnett og de andre TSOene må gjøre ulike tiltak for å unngå overlaster og opprettholde systemsikkerheten. I Norden gjøres dette i hovedsak samtidig med balanseringen i form av spesialregulering, hvor TSO instruerer bestemte produksjonsenheter å øke eller redusere produksjonen for å unngå overlaster. Et annet problem i denne modellen er at den gjør det vanskelig eller egentlig umulig å fastsette "riktige" utvekslingskapasiteter mellom budområder fordi de avhenger f.eks. av hvordan produksjon og forbruk fordeler seg innenfor området, samt hvordan flyten er mellom andre områder. Disse problemene blir verre jo større et budområde er, og det er ingen tilfeldighet at det er landene med den største geografiske utstrekningen, Norge, Sverige og Italia, som har delt landet i flere budområder (det siste landet er Danmark, som ligger i to synkronområder). Selv med flere budområder er det ikke mulig å gi "korrekte" utvekslingskapasiteter fordi kraftflyten følger de underliggende fysiske egenskapene til nettet, som ikke gjenspeiles i enkle utvekslingskapasiteter.

Disse problemene er grunnen til at man har utviklet flytbasert markedskobling, se avsnitt 3.1. Med denne løsningen kan markedet ta mer effektivt hensyn til de reelle nettbegrensningene blant annet ved at vi kan ha mange flere og mer presise begrensninger enn dagens NTC kapasiteter. Det blir også en mer direkte kobling mellom fysisk flytfordeling og kapasitetene mellom områdene. En annen fordel

er at vi med flytbasert i større grad kan ta inn nettbegrensninger som ligger inne i det enkelte budområdet. I en del tilfeller kan disse håndteres effektivt med budområdene selv om de ikke ligger akkurat på en budområdegrense. Her er det visse begrensninger knyttet til effektivitet og omfang, og det er også i mange tilfeller slik at effektiviteten blir for lav til at det går an å løse interne begrensninger. Derfor kan det også være aktuelt å også justere på budområdegrensene for å bedre fange opp og håndtere de viktigste flaskehalsene i nettet.

Selv om flytbasert resulterer i en mer effektiv utveksling, løser den ikke problemet med interne flaskehals innenfor et budområde fullt ut. En løsning på dette problemet kan være å dele eksisterende områder der hvor det finnes såkalte strukturelle flaskehals. Det har vist seg svært utfordrende å endre dagens budområder i enkelte europeiske land. Det har ført til at prosessene for å vurdere nye områder har blitt strengere regulert, og forslag til nye budområder i EU er nå under vurdering i tråd med krav i Clean Energy Package. TSOene vil legge frem sin anbefaling til nye budområder i 2024. Å kunne endre budområdegrens er viktig i et system som er i endring, og Statnett har gjennomført en rekke endringer i årenes løp.

Kraftsystemet blir imidlertid stadig mer variabelt på grunn av de store mengdene produksjon fra vind og sol som allerede er kommet og som kommer framover. Dette gjør at flyten vil variere stadig mer, som gjør det vanskelig å identifisere stabile strukturelle budområdegrens.

En mulig løsning på disse utfordringene som diskuteres i enkelte land i Europa er å innføre nodeprising på lang sikt, eller noe som ligner i form av vesentlig flere budområder enn vi har i dag. De viktigste elementene i nodeprising er:

- Et fem-minutters sanntidsmarked som optimaliseres hvert femte minutt på grunnlag av markedsdeltakernes bud og en detaljert nettmodell som resulterer i egne priser i hver node i modellen
- Et day-ahead marked med nodepriser som klareres med en detaljert nettmodell og som også resulterer i nodepriser
- Markeder for finansielle transmisjonsrettigheter mellom huber eller viktige noder som legger til rette for langsiktige markeder

Nodeprising er den dominerende løsningen i USA og ble foreslått av et norsk utvalg i 2010. Nodeprising ble også drøftet i et ENTSO-E prosjekt i 2019, som foreslo at løsninger med nodeprising burde kunne eksistere ved siden av dagens modell hvis enkeltland skulle finne det hensiktsmessig²⁸.

Nodeprising har fordeler for effektiv drift og løser de utfordringene som er skissert ovenfor, men har også en rekke utfordringer:

- Omfattende, komplisert og kostbar endring til et nytt system med vesentlig forskjellige egenskaper
- Ingen mulighet for porteføljebud over større områder
- Håndtering av vannkraft i lange elver tilknyttet flere noder
- Aggregering av fleksibilitet over større områder med ulike nodepriser

9.2 Nodeprising er ikke aktuelt nå

Statnetts fokus nå er å få innført flytbasert markedskobling i Norden, som vil være en vesentlig forbedring fra dagens NTC-metodikk. Vi vil også vurdere endringer i dagens budområder slik at disse

²⁸ <https://vision2030.entsoe.eu/>

sammen med flytbasert markedskobling kan håndtere fremtidige flaskehalsar så effektivt som mulig, både mellom budområder og til dels internt i disse. På sikt bør imidlertid erfaringene med flytbasert markedskobling i kombinasjon med budområdeinndeling evalueres for å se om det vil være samfunnsøkonomiske og driftssikkerhetsmessige gevinster ved en ytterligere videreutvikling av markedsdesignet. Denne evalueringen er imidlertid lite aktuell før de mange endringene som nå gjøres har falt på plass, og sannsynligvis ikke før utover i 2030-årene. Statnett vil understreke at nodeprising ikke er et tiltak vi vurderer nå.

9.3 Bruk av en detaljert nettmodell i balanseringen gir bedre utnyttelse av nettet

Nodeprising baserer seg på en algoritme som heter "optimal lastflyt", som finner den optimale fordelingen av ressurser ved bruk av en detaljert nettmodell. Man kan bruke denne modellen i balanseringen, sammen med de europeiske plattformene MARI og PICASSO som nylig er satt i drift og som Statnett kobles til i 2026. Statnett har allerede utviklet mye av den nødvendige programvaren for å kunne håndtere flaskehalsar innenfor budområder når disse plattformene kommer i drift. Man kan videreføre dette ved å bruke plattformenes aktiveringer på områdenivå, mens man beregner de detaljerte budaktiveringene ved hjelp av en optimal lastflyt. Dette gir en mer effektiv balansering, og unngår problemer med budaktiveringer fra plattformen på grunn av interne nettrestriksjoner. Det er imidlertid ikke aktuelt å bruke prisene i hver enkelt node på grunn av utfordringer med arbitrasje. Prisingen kan derimot ligne mye på det man gjør i dag, med én (plattform)pris for balansering, og separate priser for andre aktiveringer.

Statnett vil se nærmere på en løsning basert på optimal lastflyt i Norge, koblet til den europeiske plattformen. Dette vil ikke påvirke dagens løsninger i spot- og intradagmarkedet.

10 En mer proaktiv balansering av kraftsystemet

Etter at energimarkedene er klarert, utfører Statnett først en justering av produksjonsplaner for å få bedre løpende samsvar mellom produksjon, forbruk og utveksling. Aktivering av balanseringsressurser foregår i hovedsak i selve driftstimen. Årsaken til dette er at Statnett ikke har god nok detaljkjennskap til kommende ubalanser. I enkelte tilfeller kan imidlertid Statnett forutse et større balanseringsbehov framover, som for eksempel når en av mellomlandsforbindelsene våre faller ut. Det vil da oppstå det vi kaller en "kjent ubalanse" som må håndteres over et lengre tidsrom.

Planen for inneværende driftsdøgn baserer seg i hovedsak på markedsklareringen i spotmarkedet fra dagen før, hvor handel mellom aktører er avtalt innenfor de handelskapasitetene som er gitt av TSOene til markedet. Handelskapasitetene som er gitt til markedet og som allerede er benyttet av aktørene, kan ikke Statnett trekke tilbake. Ved et utfall eller annen kjent ubalanse, kan ikke Statnett trekke tilbake den kapasiteten som aktørene allerede har benyttet. Statnett kan derfor få en betydelig "kjent" ubalanse som kan vedvare i mange timer og også inn i et nytt driftsdøgn, frem til handelskapasitetene er oppdatert. Per i dag håndteres disse kjente ubalansene med aktivering av reserver. Nedenfor beskriver vi hvorfor denne måten å balansere systemet på har blitt mer krevende og hvordan vi kan endre måten vi balanser systemet på fremover.

Hovedbudskap:

- Det er lite effektivt å håndtere langvarige kjente ubalanser ved å aktivere reserver som da blir båndlagt for andre formål
- Statnett vurderer nærmere om vi skal ta i bruk intradagmarkedet til å balansere kraftsystemet ved langvarige kjente ubalanser
- Mothandelsløsninger er krevende å etablere – en løsning kan være at Statnett i første runde kun etablerer en løsning for å handle i intradag for å håndtere ubalansene som oppstår ved utfall, og at mothandel med andre land vurderes nærmere i et steg to

10.1 Tilgangen på reserver er lavere enn før og største mulige utfall har økt

Det norske kraftsystemet har historisk sett gitt Statnett god tilgang på reserver til å regulere balansen i driftstimen. Kostnadene har også i stor grad ligget i et relativt snevert bånd rundt spotprisen, noe som har gitt Statnett tilgang på rimelige reserver. I sum har det derfor vært effektivt for Statnett å håndtere alle ubalanser med reserver.

Før NordLink og North Sea Link (NSL) ble idriftsatt, var størst mulige effektutfall i det norske kraftsystemet en utløsning av systemvern på Hasle, med produksjonsfrakobling på inntil 1200 MW. Med idriftsettelsen av de to nye utenlandsforbindelsene økte største mulige utfall til 1400 MW. Samtidig har Statnett over tid gradvis registrert at de løpende ubalansene i driften øker, samtidig som det har blitt en lavere tilgang på reserver. Statnett har derfor utvidet perioden hvor det har vært nødvendig å anskaffe reservekapasitet gjennom kapasitetsmarkedet RKOM. Det har også blitt nødvendig å starte anskaffelse av reservekapasitet for nedregulering. Gjennom dette markedet sikrer Statnett seg kapasitet for opp og nedregulering før vi gir nettkapasitet til spotmarkedet, for å sikre oss at vi har den reguleringskapasiteten tilgjengelig som vi trenger. Statnett har erfart både at vi i enkelte timer ikke har hatt nok volum tilgjengelig i kapasitetsmarkedet og at kapasiteten har blitt klarert til svært høye priser.

10.2 Fremover kan det være ønskelig å ta i bruk intradag til balansering

Statnett mener prinsipielt sett at kjente ubalanser bør håndteres før driftstimen, fremfor at man i slike tilfeller må aktivere reserver over lang tid. Det gjør systemet mer sårbart for nye feilhendelser og ubalanser. Selv om NBM (se kapittel 3.2) gir driften nye verktøy når vi går til 15 minutters tidsoppløsning i markedene, må det ses som et risikoreduserende tiltak om vi kan rydde unna kjente ubalanser før driftstimen. Økningen i dimensjonerende effektutfall, økningen i risiko ved at det har blitt flere forbindelser som kan falle ut og knapphet på reserver har aktualisert problemstillingen.

Statnett vurderer nå nærmere behovet for å ta i bruk intradagmarkedet for å balansere kraftsystemet. Denne vurderingen omfatter både hvilke typer kjente ubalanser det kan være aktuelt å håndtere i intradag og hvordan eventuelle handler i intradagmarkedet bør gjennomføres.

Ved et utfall på en forbindelse må i praksis TSOene på hver side selv håndtere ubalansen som oppstår i sitt budområde. Når et utfall har inntruffet, er dette den mest åpenbare kjente ubalansen som det kan være aktuelt for Statnett å utligne i intradag. I så fall kan det være aktuelt å benytte den allerede etablerte europeiske plattformen for intradaghandel, XBID til dette formålet.

En annen mulig kjent ubalanse som det kan være hensiktsmessig å håndtere ved hjelp av intradaghandel, er oppdaterte prognoser som indikerer at handelskapasitetene i spotmarkedet er satt høyere enn systemdriften tåler. Dersom flyten på en forbindelse skal reduseres etter spotklareringen, kreves det en helt annen koordinering mellom de involverte TSOene enn ved et utfall, da TSOene må være enige om hvor mye og når flyten skal justeres. En slik avtalt handel mellom TSOene kalles gjerne for mothandel, og innebærer at TSOene tvinger frem en redusert flyt ved at det handles i intradagmarkedet mot prisbildet i de to involverte budområdene, i kombinasjon med at handelskapasiteten på forbindelsen settes ned med avtalt volum.

En slik mothandel kan gjennomføres på ulike måter. Statnetts vurdering er at den beste løsningen vil være å bruke de europeiske intradagauksjonene som nå er under utvikling og forventes idriftsatt 2. kvartal 2024. Det forutsetter imidlertid at det kan brukes såkalte "negative" handelskapasiteter for å kunne tvinge flyten mot prisretningen på forbindelsen. Statnett jobber for at det skal være mulig å gi "negative" handelskapasiteter i auksjonen. Det er foreløpig uavklart om vi vil få gjennomslag for en slik løsning og når den kan tas i bruk. En alternativ løsning til å benytte intradagauksjonene er at hver TSO er ansvarlig for å handle avtalt volum i hvert sitt budområde. Det kan TSOene gjøre ved at de selv eller noen på deres vegne deltar som en aktør i intradagmarkedet.

Statnett vil understreke at en eventuell mothandelsløsning kun bør være et verktøy for å håndtere uforutsette hendelser. Det er derfor viktig at en mothandelsløsning kombineres med et effektivt markedsdesign, som i utgangspunktet minimerer behovet for å benytte løsningen. Mothandel innebærer at flyten fra lavprisområdet til høyprisområdet begrenses, og et slikt verktøy bør derfor kun benyttes unntaksvis.

10.3 Mothandelsløsninger er krevende å etablere – en stegvis prosess kan være en løsning

Det er vesentlig mer krevende å etablere mothandelsløsninger med andre TSOer enn å kun etablere en løsning for å kunne handle i intradag i Norge ved et utfall på en forbindelse.






Ved utfall på en forbindelse må som sagt hver TSO i realiteten selv håndtere ubalansen som oppstår. Det er da mindre behov for koordinering og felles løsninger med TSOen på den andre siden av forbindelsen enn ved mothandel, der TSOene ønsker å redusere flyten på en forbindelse ved å handle mot prisretningen.





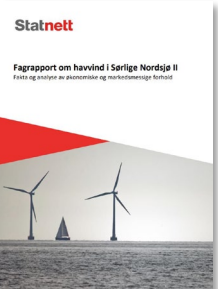
Det er naturlig at en mothandelsløsning er symmetrisk, det vil si at begge TSOene skal kunne endre flyten på forbindelsen. Dersom vi åpner opp for mothandel med andre land, må vi derfor vurdere hvilke mothandelsvolum vi samlet sett kan akseptere uten at det går utover egen driftssikkerhet. Det henger blant annet sammen med hvordan mothandel vil påvirke tilgangen på reserver i Norge. Gitt at vi kun kan tilby et begrenset volum med mothandel, må det også avklares hvordan vi skal prioritere mellom ulike land. Det er også helt avgjørende at slike mothandelsløsninger er operativt håndterbare. Det innebærer at løsningene må være automatiserte og at de er standardiserte på tvers av ulike forbindelser. Det er også viktig at klarering av intradaghandel ikke gjøres så nær driftstimen/-kvarteret at Statnetts løpende sikkerhetsvurderinger for eksempel knyttet til flaskehalsen i nettet og balansering av restubalansen forstyrres.

Gitt kompleksiteten ved å etablere mothandelsløsninger, kan en mulig løsning være en stegvis prosess. Det kan innebære at Statnett i første runde etablerer en løsning for å handle i intradag for å kun håndtere ubalansene som oppstår ved utfall, og at mothandel med andre land vurderes nærmere i et steg to. Statnett må imidlertid vurdere nærmere hva som er en hensiktsmessig løsning.

11 Andre relevante rapporter fra Statnett

Statnett gjennomfører en rekke analyser og utredninger for å sikre en samfunnsøkonomisk rasjonell utvikling og drift av sentralnettet. Se mer på vår [tematiske oversikt over analysene vi har publisert](#).

	<p>Statnett Systemutviklingsplan 2023</p> <p>Systemutviklingsplanen er en av Statnetts viktigste plattformer for å kommunisere våre planer for nettoutviklingen og systemutvikling i Norge fremover. En oppdatert versjon blir publisert hvert annet år.</p> <p>Systemutviklingsplan Statnett</p>
	<p>Flexibilitet som kilde til verdiskaping og forretningsutvikling</p> <p>Systemutviklingsplanen er en av Statnetts viktigste plattformer for å kommunisere våre planer for nettoutviklingen og systemutvikling i Norge fremover. En oppdatert versjon blir publisert hvert annet år.</p> <p>Flexibilitet som kilde til verdiskaping og forretningsutvikling Statnett</p>
	<p>Forbruksutvikling i Norge 2022-2050 - delrapport til Langsiktig Markedsanalyse 2022-2050</p> <p>Delrapport til LMA om forventet forbruksutvikling i Norge</p> <p>Langsiktig markedsanalyse – Delrapport forbruksutvikling Norge Statnett</p>
	<p>Kortsiktig markedsanalyse 2023-2028 September 2023</p> <p>Forrige utgave av KMA fra 2023</p> <p>Kortsiktig Markedsanalyse 2023-28 Statnett</p>
	<p>Langsiktig markedsanalyse 2022 <i>Norden og Europa 2022-2050</i></p> <p>Forrige utgave av LMA fra 2023</p> <p>Langsiktig markedsanalyse Statnett</p>

	<p>Langsiktig markedsanalyse 2020-2050 - Oppdatering våren 2021</p> <p>Oppdatering av LMA 2020 for å ta høyde for endringer i sentrale faktorer</p> <p>Langsiktig markedsanalyse Statnett</p>
	<p>Analyse av transportkanaler Norge 2023-2050</p> <p>Analyse av transportkanaler er en overordnet analyse av flyt og flaskehalsar i de store transportkanalene i det norske kraftsystemet frem mot 2040.</p> <p>Analyse av transportkanaler 2021-2040 Statnett</p>
	<p>Statnetts områdeplaner</p> <p>Områdeplanene skal hjelpe Statnett og våre samarbeidspartnere med å oppnå mer helhetlige løsninger, tydeligere og mer forutsigbar nettutvikling og mer effektiv prosjektgjennomføring. Det skal totalt utarbeides 10 områdeplaner.</p> <p>Områdeplaner: helhetlig og forutsigbar nettutvikling Statnett</p>
	<p>Forbruk, havvind og nett på Sør og Østlandet Områdestudie</p> <p>Analyse av hvordan tilknytning av havvind fra Sørlige Nordsjø II og nytt industriforbruk på Østlandet påvirker behovet for overføringskapasitet i Sør-Norge.</p> <p>Forbruk, havvind og nett på Sør- og Østlandet Statnett</p>
	<p>Fagrapport om havvind i Sørlige Nordsjø II Fakta og analyse av økonomiske og markedsmessige forhold</p> <p>Sammenlikning av radiell tilkobling av havvind i Sørlige Nordsjø II med flere varianter av hybrid tilkobling. Vi viser også hvordan havvind og hybrid tilkobling påvirker prisene i Norge parallelt med økt industriforbruk</p> <p>Fagrapport om havvind i Sørlige Nordsjø II Statnett</p>

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