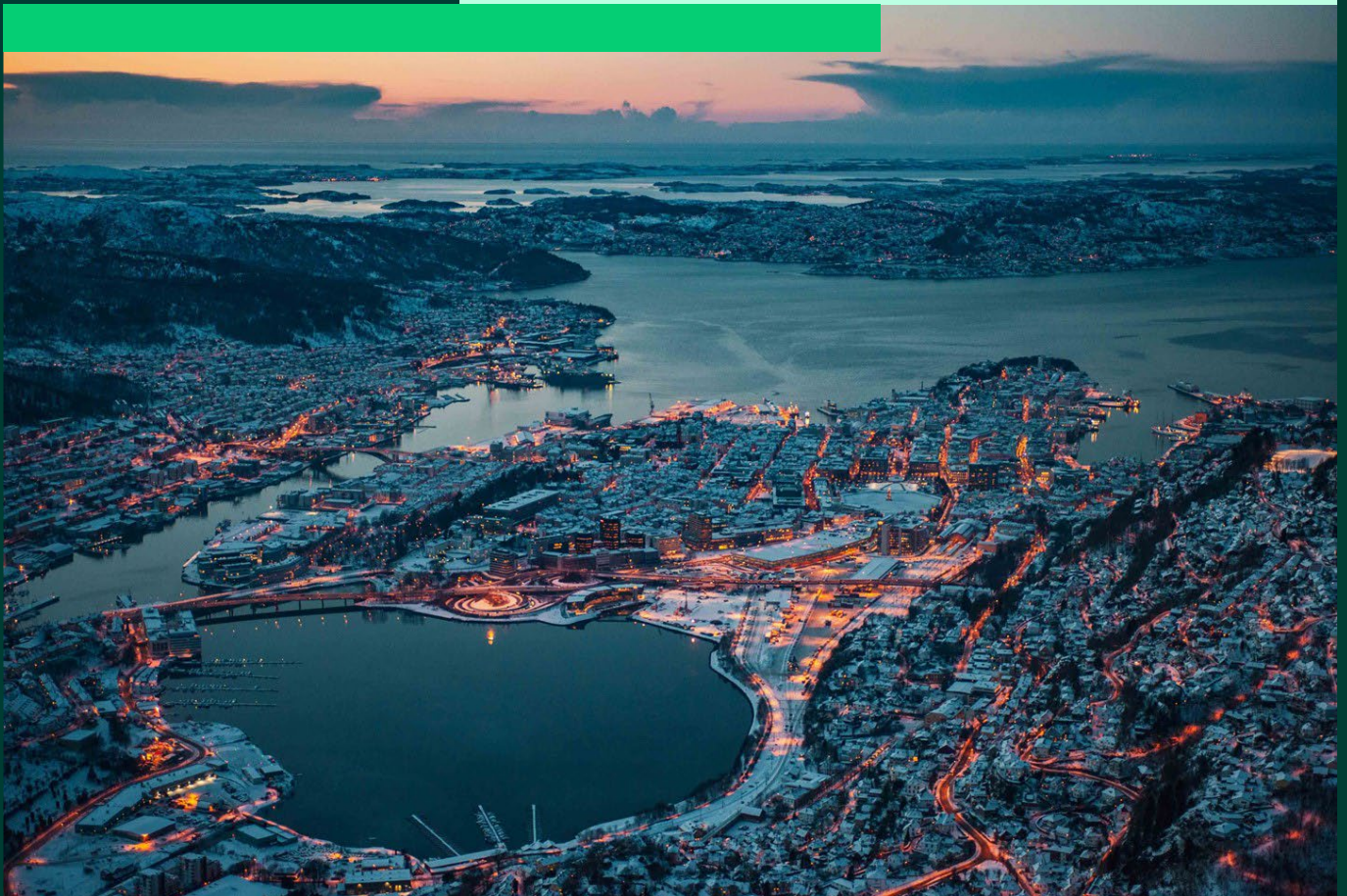


Statnett

Kraftmarkedsåret 2024



Forord

Kraftmarkedet spiller en avgjørende rolle for at vi både skal ha et sikkert og effektivt kraftsystem. Klimautfordringene og det grønne skiftet er en drivkraft for mer kraft og nett, samtidig krever lange ledetider og økte priser at vi gjør mer for å øke kapasiteten i et allerede godt utnyttet eksisterende nett og kraftsystem. Grunnleggende kompetanse om kraftmarkedene er viktig for å kunne ha en god dialog om hvordan kraftmarkedene kan videreutvikles for å imøtekomme samfunnets behov.

I 2024 ble kraftmarkedsåret preget av flere større endringer i alle de ulike markedssegmentene: En ny metode for å klarere døgnmarkedet (flytbasert markedskobling) er innført, auksjoner i intradagmarkedet og en pilot i det finansielle markedet (kjøp og salg av EPAD-kontrakter) er etablert. Videre er det innført nye kapasitetsmarkeder for reserver.

De siste årene har kraftmarkedene fått økt oppmerksomhet, samtidig som vi står midt oppi de største endringene i markedsdesign på flere tiår. Vi ønsker å bidra til å formidle mer kunnskap om de ulike markedene. Gjennom denne rapporten forklarer vi de ulike markedene og hvordan de henger sammen på en kortfattet måte, og gir noen nøkkeltall for kraftmarkedsåret 2024. For hvordan vi tror priser og trender i markedet vil utvikle seg, viser vi til vår kortsiktig- og langsiktig markedsanalyse (KMA og LMA).¹ Disse gis ut henholdsvis hvert år og hvert andre år.

Vi håper rapporten kan være av interesse for mange, og ser for oss at rapporten kan utgis årlig (ultimo januar). Vi vil gjerne ha tilbakemeldinger og forbedringsforslag.

Mars 2025

Gunnar G. Løvås

Konserndirektør Kraftsystem og Marked

Martha Marie Øberg

Direktør Markedsdesign og Systemutnyttelse

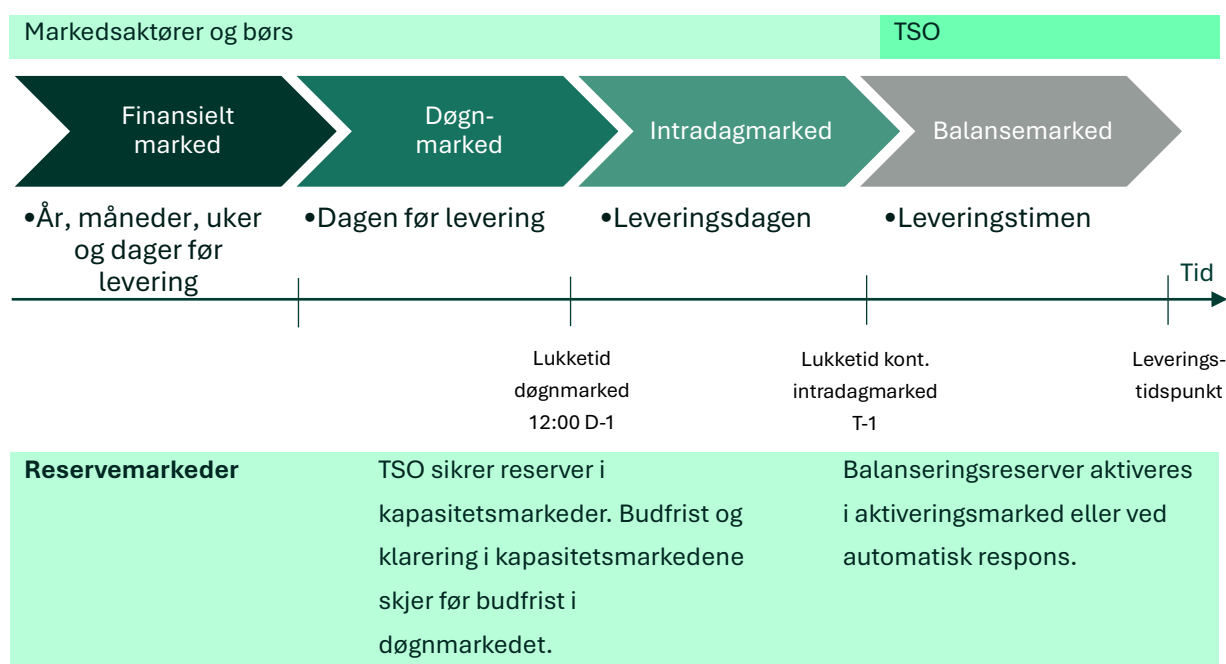
¹Statnetts planer og analyser: <https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/planer-og-analyser/>

Innhold

Forord	<u>2</u>
Kraftmarkedets inndeling	<u>4</u>
Kraftåret 2024	<u>6</u>
Energimarkeder	<u>12</u>
Reservemarkeder	<u>22</u>
Finansielle kraftmarkeder	<u>27</u>
Appendix	<u>33</u>

Kraftmarkedets inndeling

Kraftmarkedet har mange funksjoner. Det skal bidra til at vi har balanse mellom strømmen som forbrukes og produseres til enhver tid. Den samlede kostnaden av å dekke forbruket gjøres så lav som mulig ved å bruke de billigste kraftverkene først, på tvers av landegrensene. Kraftmarkedet er et verktøy for å drifte kraftsystemet på en sikker måte. Videre bidrar prissignalene i kraftmarkedet til en langsiktig tilpasning mellom installert produksjonskapasitet og forbruk. Dette kapittelet gir en forenklet oversikt over de ulike markedene som det er vanlig å dele inn i.



Figur 1: Markedsoversikt. Kraftmarkedet består av flere mindre markeder.

Finansielle kraftmarkeder skal gi forutsigbarhet

Det finansielle kraftmarkedet er et marked som skiller seg fra det fysiske døgn- og intradagmarkedet på flere måter. For eksempel finner handelen sted lenge før leveringstimen og kontraktene har lengre tidshorisonter enn de fysiske produktene. Disse kan handles på børs eller bilateralt mellom partene. For aktører er hensikten med langsiktige kontrakter å gi en forutsigbar inntekt eller kostnad. Kontraktene kan også handles som et rent trading-instrument. Kontraktene kan ha ulik varighet, alt fra uker og år,

og alle kontrakter gjøres opp finansielt, uten fysisk sluttoppgjør i form av kraftleveranser.

Døgnmarkedet sørger for optimering av kraftressursene

Når mediene melder om neste dags strømpriser, baserer de seg som regel på markedets resultatet fra døgnmarkedet, også kjent som *day-ahead*-markedet. Transmisjonssystemoperatørene (TSOene) og kraftbørsene i Europa har etablert *Single Day-Ahead Coupling* (SDAC). På bakgrunn av omfattende avtaleverk og en algoritme (EUPHEMIA²) beregnes priser og kraftflyt mellom

² Pan-European Hybrid Electricity Market Integration Algorithm (EUPHEMIA)

alle land i Europa for det neste døgnet. I algoritmen tas det hensyn til overføringsbegrensninger i nettet, og markedsresultatet gis ved maksimal samfunnsøkonomisk nytte gitt disse begrensningene. Derfor er markedsresultatet også grunnlaget for aktørenes produksjon og forbruk for neste dag. Et integrert døgnmarked øker den totale handels-effektiviteten ved å samle konkurransen, øke likviditeten og muliggjøre en mer effektiv utnyttelse av de samlede kraftressursene i Europa. Prisene bestemmes ved prinsippet for marginal-prising, som du kan lese mer om i Q&A-seksjonen avslutningsvis i rapporten. Denne beskriver en rekke begreper som ofte blir brukt i omtale av kraftmarkedene.

Intradagmarkedet sørger for optimering nærmere driftstimen

Resultatet i døgnmarkedsklareringen gir viktig informasjon om det kommende driftsdøgnet, men det er umulig å forutsi helt nøyaktig hvor mye strøm det er behov for eller som kan produseres påfølgende dag. Intradagmarkedet gir markedsaktørene som har kjøpt eller solgt kraft i døgnmarkedet anledning til å rette opp i ubalanser intradag, enten gjennom det kontinuerlige intradagmarkedet, også kalt *Single Intraday Coupling* (SIDC), eller gjennom intradagauksjonene (IDA).

Kort forklart samler SIDC alle aktørene til ett, pan-europeisk intradagmarked, og muliggjør at kjøpere og selgere av kraft kan matche kjøps- og salgsbud på tvers av landegrensene kontinuerlig gjennom driftsdøgnet. Prisingen skjer også kontinuerlig, og avhenger av hvilke bud som er tilgjengelig. Det høyeste kjøpsbudet matches til enhver tid mot det laveste salgsbudet.

Det at markedsaktørene kan balansere sine posisjoner inntil én time før leveringstid er gunstig både for markedsaktørene og for system-

operatørene, fordi det reduserer behovet for å håndtere ubalanser i driften av kraftsystemet. Kostnadene forbundet med å sikre og benytte reserver blir lavere, og forsyningssikkerheten styrkes. I tillegg til det kontinuerlige intradagmarkedet, er det siden juni 2024 også avholdt intradagauksjoner. Det gjennomføres tre auksjoner i døgnet, kl. 15:00 og kl. 22:00 dagen før levering, og kl. 10:00 leveringsdagen. Prisene i IDA bestemmes på samme måte som i døgnmarkedet.

Reservemarkeder finjusterer balansen i sanntid

Energimarkedet sørger for en overordnet balanse mellom forbruk og produksjon, men gir ikke en perfekt representasjon av det fysiske kraftsystemet. Eksempelvis endrer forbruket seg kontinuerlig og vinden blåser aldri nøyaktig som forutsett. I tillegg kan det oppstå feilhendelser som medfører utkobling av kraftlinjer, kraftverk og/eller forbruk. Alt dette fører til ubalanser som de systemansvarlige TSOene må håndtere. I Norge er det Statnett som er systemansvarlig. Statnett kan justere produksjon og forbruk av kraft opp eller ned, gjennom kjøp av reserver fra aktørene. I Norge brukes fire forskjellige reservetyper:

1. Primærreserver (FCR; frequency containment reserve)
2. Sekundærreserver (aFRR; automatic frequency restoration reserve)
3. Tertiærreserver (mFRR; manual frequency restoration reserve)
4. Raske frekvensreserver (FFR; fast frequency reserve)

Reservetyperne har igjen ulike reserveprodukter med ulike formål, aktiveringssignal, responstider og egenskaper. Sammen benytter Statnett seg av disse for å alltid holde kraftsystemet i balanse med en frekvens på 50 Hz. En oversikt over de ulike reserveproduktene finnes i Figur 30 og Tabell 2 i Appendix.

Kraftåret 2024

2024 var preget av høy kraftproduksjon, handel og kraftutveksling. Dette kapittelet gir nøkkeltall for året som gikk, og ser nærmere på forbruk og produksjon, og hva som ble utvekslet over landegrensene.

Høy kraftproduksjon

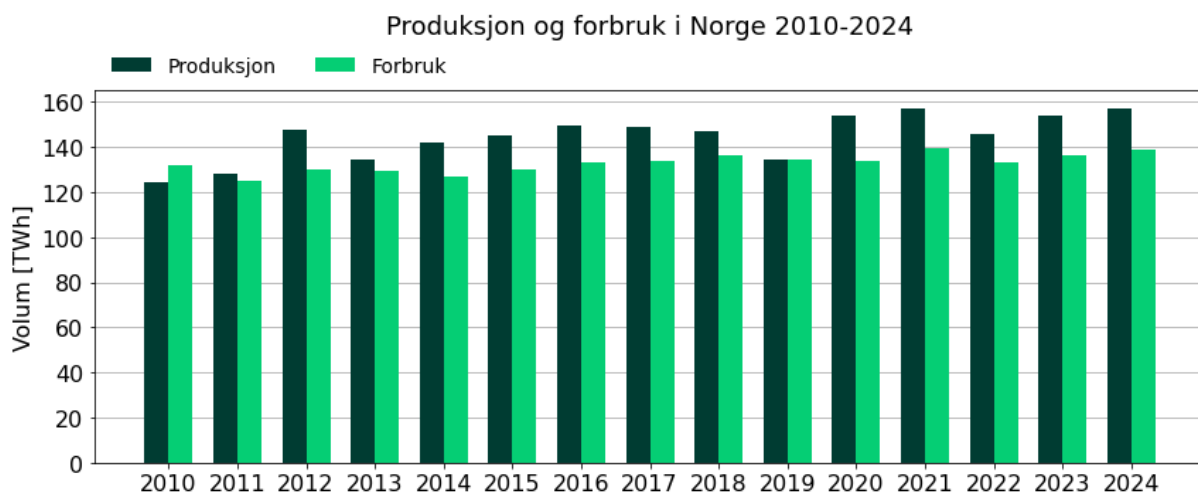
I 2024 ble det produsert 157,2 TWh kraft i Norge. Dette er den høyeste kraftproduksjonen målt i Norge i løpet av et år, og så vidt høyere enn i 2021 da vi produserte 157,1 TWh. Den høye produksjonen i 2024 skyldes høy vindkraftproduksjon og betydelig tilslag til vannkraftmagasinene. Figur 2 viser også at forbruk og produksjon har steget jevnt de siste 15 årene.

Nest høyeste forbruk

Fjoråret registrerte det nest høyeste forbruket noensinne på 138,7 TWh, hvor 2021 fortsatt hadde det høyeste forbruket på 139,5 TWh. Dersom forbruket er større enn produksjonen er Norge avhengig av å importere kraft.³ Det skjedde

i tørråret 2010. I 2019 var det om lag like stor import som eksport av kraft til Norge.⁴

Figur 3 viser at tre budområder hadde høyere produksjon enn forbruk i 2024: NO2, NO4 og NO5. Dette er som forventet, siden disse områdene har mye regulerbar vannkraft, og historisk har høyere produksjon enn forbruk. NO4 og NO5 er budområdene med lavest forbruk. Produksjonen var klart høyest i NO2 med 55,6 TWh. Dette utgjorde nærmere 36 prosent av den samlede norske kraftproduksjonen i 2024.

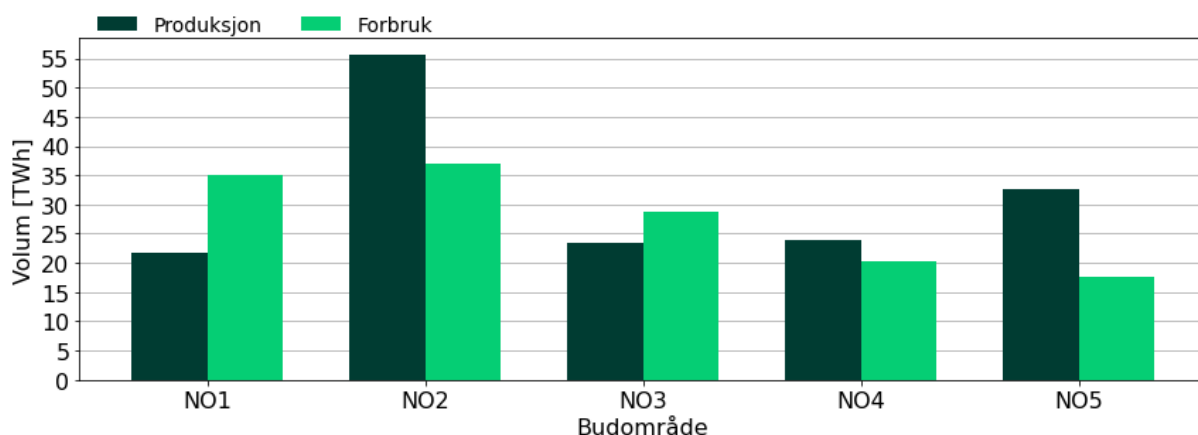


Figur 2: Produksjon og forbruk i Norge siste 15 år. Nettap er inkludert i forbruket. Datakilde: SSB for 2010-2023, Elhub for 2024.

³ Kraften flyter inn og ut av landet med hyppige skift av retning, og det er mange situasjoner underveis i året der Norge er avhengig av nabolandene for å opprettholde forsyningssikkerheten og god effektbalanse.

⁴ SSB; Elektrisitetsbalanse (MWh) 1993M01 - 2024M12: <https://www.ssb.no/statbank/table/14091/>

Produksjon og forbruk i Norge per budområde 2024

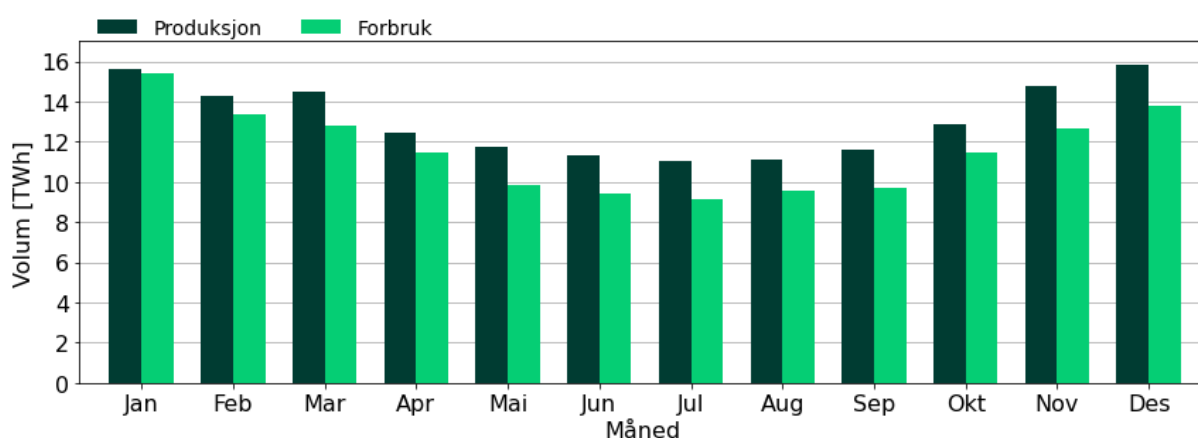


Figur 3: Produksjon og forbruk i Norge for hvert budområde i 2024. Datakilde: Elhub.

Figur 4 viser at produksjonen var høyere enn forbruket alle månedene i 2024. Forbruket og produksjonen var høyest i januar og desember, siden forbruket i Norge er sterkt korrelert med behov for oppvarming.

Forbruket i januar på 15,4 TWh var klart høyest, hovedsakelig på grunn av lave temperaturer. Januar var også måneden med nest høyest produksjon i løpet av året. Høyest var produksjonen i desember, med 15,9 TWh.

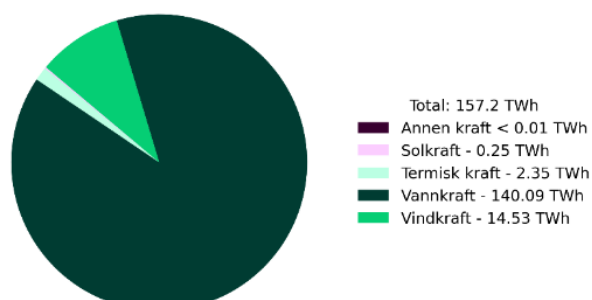
Produksjon og forbruk i Norge per måned 2024



Figur 4: Produksjon og forbruk i Norge per måned i 2024. Datakilde: Elhub.

89 prosent vannkraft

Produksjonen av vannkraft og vindkraft var henholdsvis 140,1 TWh og 14,5 TWh, som vist i Figur 5. Dette utgjorde 89 prosent og 9 prosent av total produksjon. Det meste av den resterende produksjonen kom fra termisk kraft (eksempelvis forbrenningsanlegg). Annen uspesifisert kraftproduksjon utgjorde kun 5 GWh (0,005 TWh).



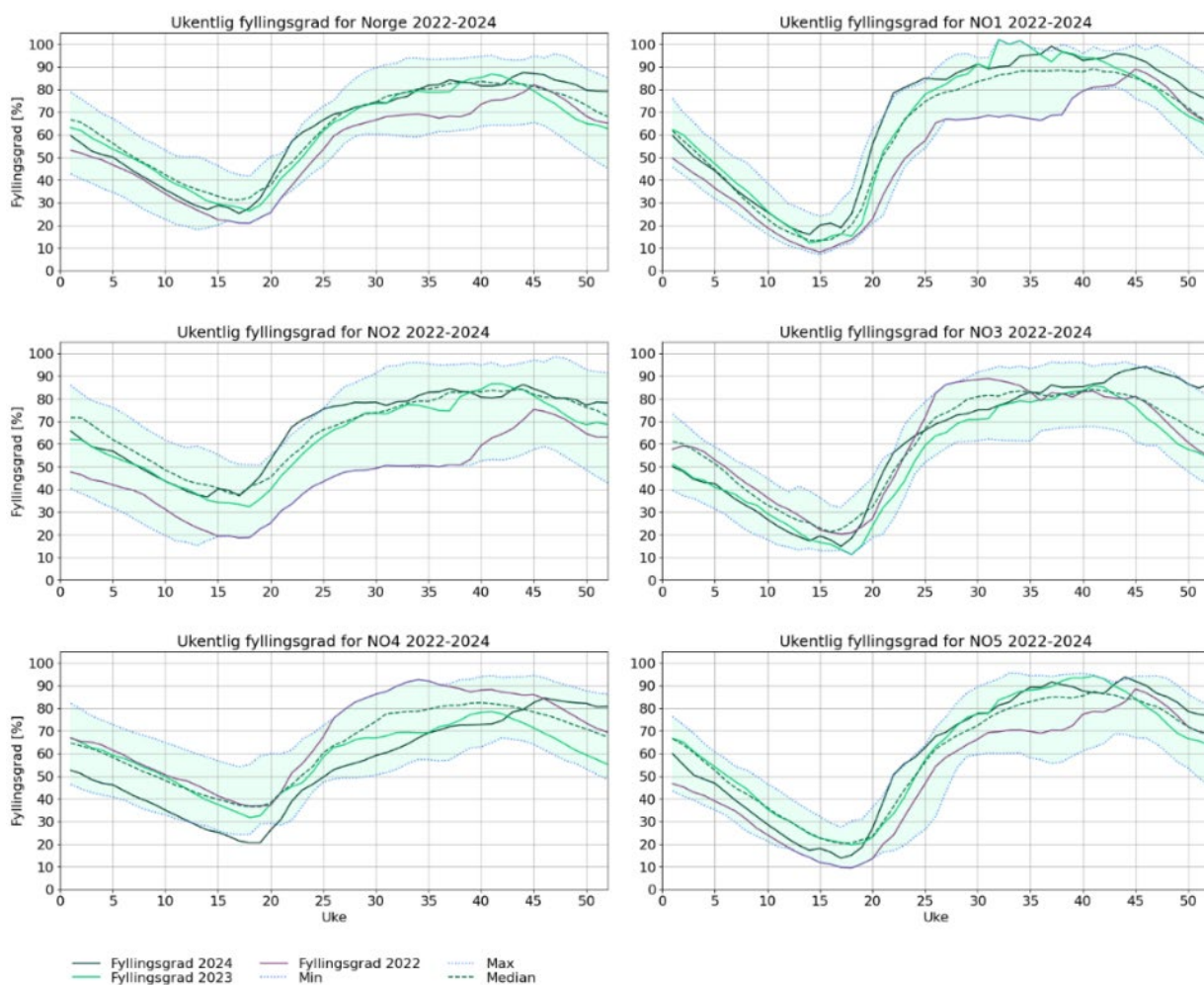
Figur 5: Produsert mengde elektrisk energi per produksjonstype. Datakilde: Elhub

Elhub registrerer kun solkraftproduksjon som mates ut på nettet. Den faktiske solkraftproduksjonen i Norge er derfor i realiteten høyere enn 0,25 TWh, siden solkraftproduksjon til eget forbruk i industri og husholdninger ikke kommer med i statistikken. NVE har estimert total solkraftproduksjon i 2024 til 0,52 TWh⁵. Fordeling av registrert produksjon fra ulike kilder kan ses i Figur 5.

Fyllingsgrad over normalen

Norge har over 1700 vannkraftverk. Magasinfyllingen er en viktig indikator på kraftressurs-situasjonen både i hele landet og hvert av budområdene, og påvirker kraftprisene. Ved å følge med på fyllingsgraden kan man oppdage energiknapphet tidlig og iverksette tiltak for å bevare forsyningssikkerheten. Figur 6 viser magasinifyllingen fra 2022-2024. Ved inngangen

til 2024 lå alle budområdene under medianen for de siste 20 årene, som følge av lave temperaturer og høyt forbruk mot slutten av 2023. Fyllingsgraden var nær normalen i Sør-Norge, mens den var lav i Nord-Norge på grunn av begrenset tilsig og høy produksjon i året før. En usedvanlig varm mai måned, med temperaturer fire grader over normalen på landsbasis⁶, førte til rask snøsmelting og en fyllingsgrad nær maksimumet for de siste 20 årene i Sør-Norge, før dette flatet ut som vist i Figur 6. Høy vindkraftproduksjon på 14,5 TWh i løpet av året, kombinert med mye kraftimport fra Sverige, bidro også til redusert magasinbruk i Norge. Rikelig nedbør i oktober og november, samt en forsinket nedtapping av magasinene grunnet en mild senhøst, resulterte i at 2024 endte med en relativt høy fyllingsgrad sammenlignet med tidligere år.



Figur 6: Ukentlig utvikling av fyllingsgrad for norske vannmagasiner. Min-, maks- og medianverdier er basert på historikk for de siste 20 årene. Datakilde: NVE.

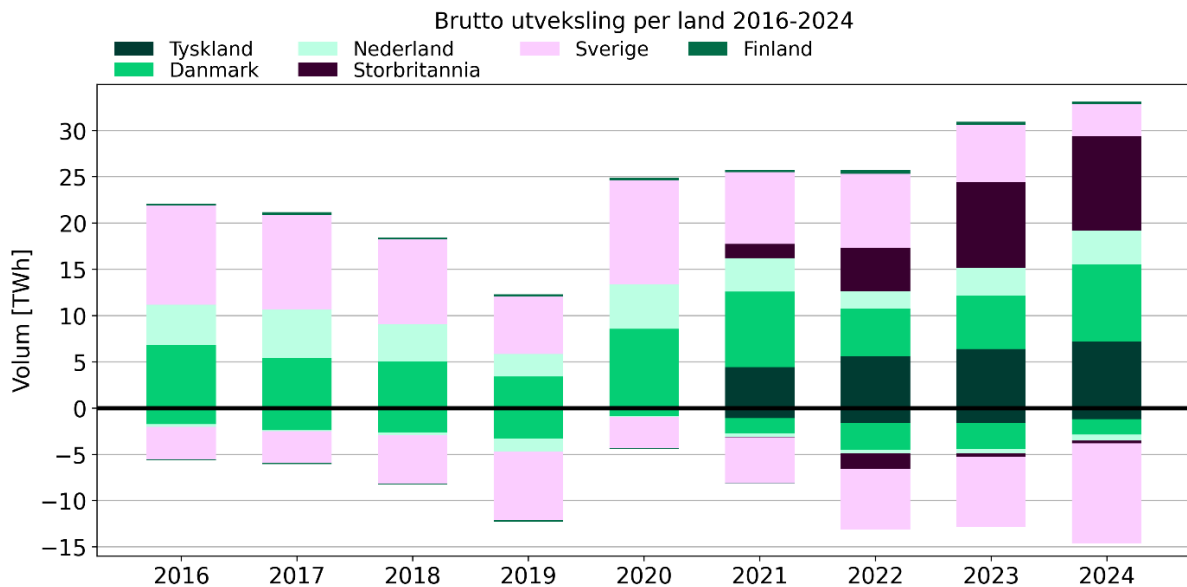
⁵ <https://www.nve.no/energi/energisystem/solkraft/>

⁶ https://www.nve.no/media/17290/kraftsituasjonen_2024q2.pdf

Høy eksport og utveksling

I 2024 ble det eksportert 33,1 TWh, og importen endte på 14,7 TWh. Godt tilsig og kapasitetsoppgraderinger i det norske nettet bidrar til høy bruttoutveksling. Det var mest utveksling av kraft med Sverige, som også var det eneste landet som Norge hadde nettoimport fra, vist i Figur 8. Importen fra Sverige var på 10,8 TWh, mot 3,5 TWh i eksport, som vist i Figur 7 og Figur 8. På de øvrige mellomlandsforbindelsene var det nettoeksport over året, men også perioder med betydelig nettoimport, spesielt i perioder med mye vind og sol på kontinentet. Tidligere var det typiske utvekslingsmønsteret import om natten når strømprisene på kontinentet var lave, og eksport på dagtid når prisene var høyere. Med økt utbygging av fornybar kraftproduksjon fra sol og vind skifter kraftflyten oftere retning via kablene, og det kan være mye import også på

dagtid, særlig om sommeren når det er rikelig produksjon fra solkraftverk på kontinentet. Spesielt i Tyskland og Nederland er det etablert ny solkraftkapasitet de siste årene. Etter at kabelforbindelsene til Tyskland (NordLink) og Storbritannia (North Sea Link) kom i drift, har både netto- og bruttoutveksling økt. Den økende andelen av fornybar energi i Europa kombinert med regulerbar vannkraft i Norge, gir vannkraftprodusenter med magasin muligheter til å utnytte prissvingningene på kontinentet. Det har ikke tidligere blitt eksport så mye som i 2024, men det var også det året med nest høyest import, på 14,7 TWh. Importen har bare vært høyere i 2004, med 15,3 TWh. Dette var et tørrår, med nettoimport over året på henholdsvis 11,5 TWh.⁴



Figur 7: Årlig brutto utveksling fordelt på land 2016-2024.⁷ Eksport defineres som positiv retning og import negativ. Datakilde: Statnett.

Nettoimport fra Sverige

Sverige stod for 74,2 prosent av importen til Norge, som vist i Figur 9. Sverige har hatt stor økning i installert landbasert vindkraft de siste årene, med en kapasitetsøkning fra 10 GW i 2021 til 16,7 GW i 2024.⁸ Samtidig har god magasinutfylling i Nord-Sverige resultert i lavere

priser og import til Norge. Noe av importen fra budområde SE3 i Sverige går gjennom NO1 og NO2 og deretter videre til kontinentet via kabelforbindelsene til utlandet. Slike tilfeller skyldes ofte høy vindkraft-produksjon i SE1 og SE2. Eksporten over disse forbindelsene var høyest til Storbritannia på 10,3 TWh, etterfulgt av

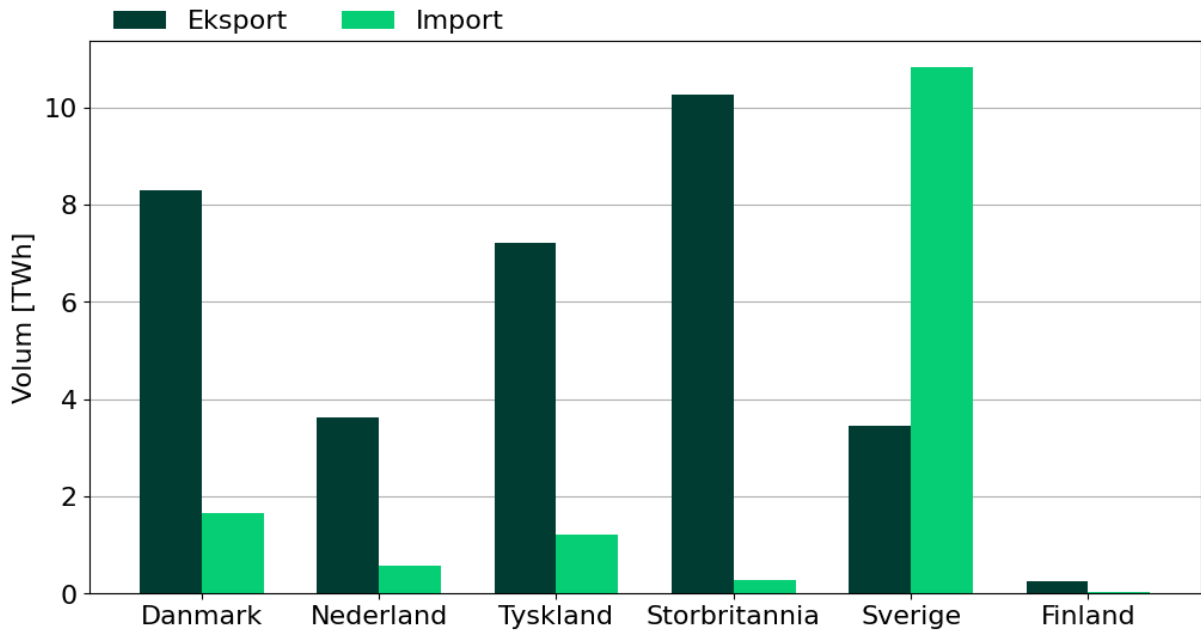
⁷ Utveksling via regionalnettet er ikke inkludert i tallene. Desimalavvik fra andre publikasjoner kan derfor forekomme.

⁸ Installed capacity per production type; [Data View](#)

Danmark og Tyskland med henholdsvis 8,3 TWh og 7,2 TWh. Samlet for kabelforbindelsene var

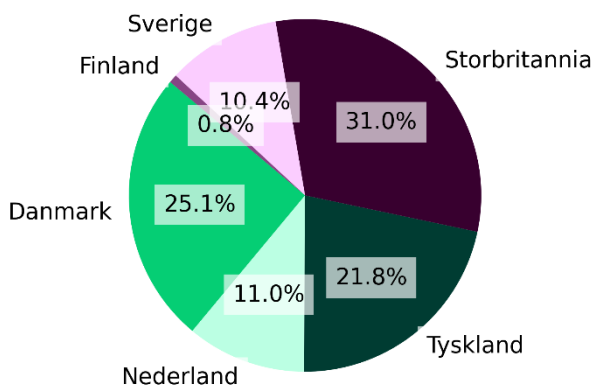
det en bruttoutveksling på 33,1 TWh, hvorav 29,4 TWh var eksport.

Utteksling per land i 2024

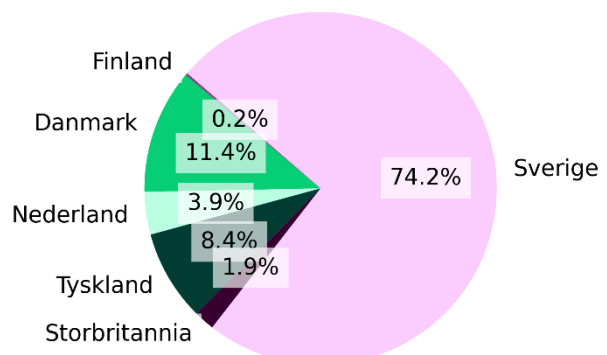


Figur 8: Eksport og import av elektrisk energi fordelt på land i 2024. Datakilde: Statnett.

Andel eksport per land 2024



Andel import per land 2024



Figur 9: Eksport og import i 2024, fordelt på land i prosentandel. Datakilde: Statnett.

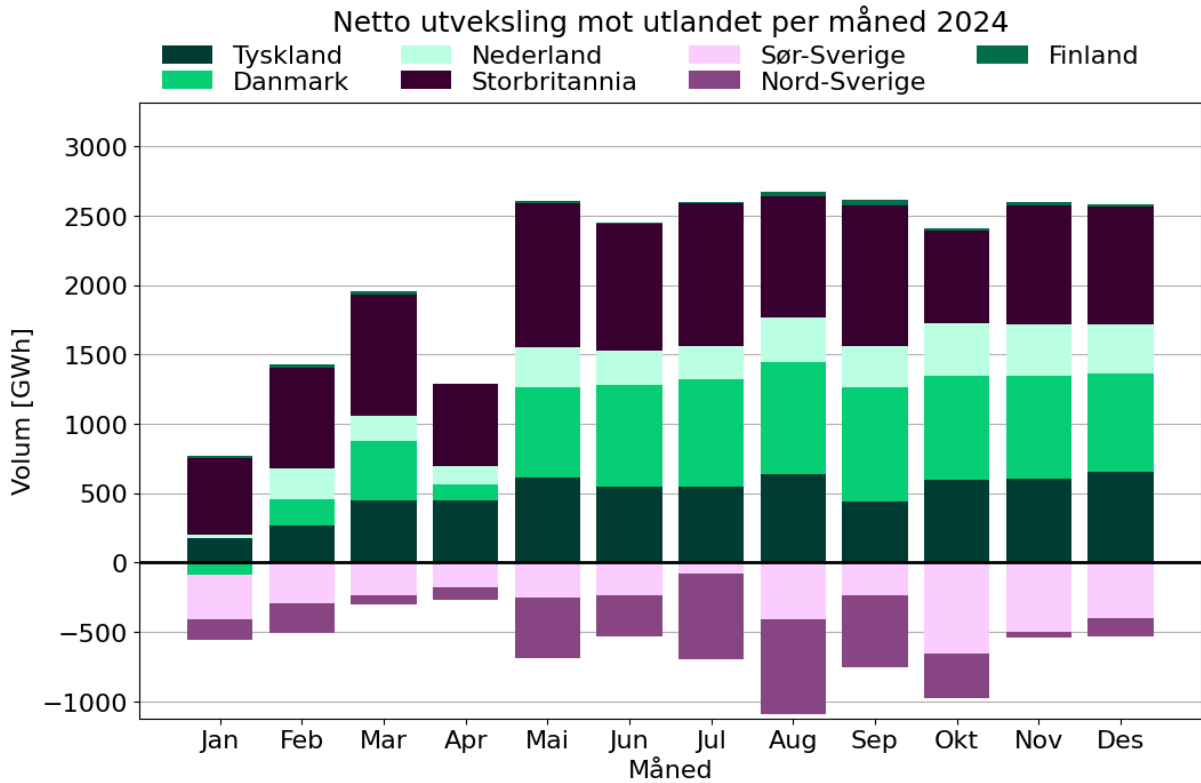
Jevn utveksling

Uttekslingen var jevn fra mai til desember, som vist i Figur 10. På starten av året var det kaldt vær og høyt forbruk i Norge, og kombinert med lave gass- og karbonpriser på kontinentet medførte det perioder med mindre eksport. Dette

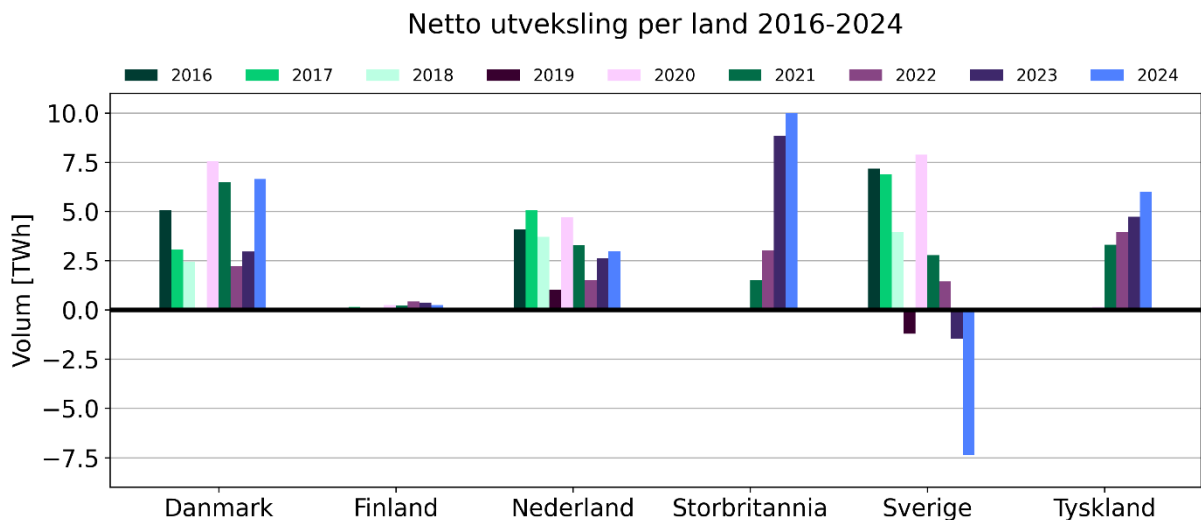
resulterte blant annet i nettoimport fra Danmark i januar. Det var nettoimport fra Sverige alle måneder i 2024, med jevn fordeling mellom Nord- og Sør-Sverige. Norge har også en forbindelse til Finland. På denne forbindelsen ble det eksportert 257 GWh og importert 31 GWh. Ledningen til

Finland er regulert av en spesialavtale, slik at selve krafthandelen går fra Norge via SE1 i Sverige til Finland, selv om selve flyten fremdeles legger seg direkte fra Norge til Finland. Norge har derfor

ikke en direkte forbindelse til Finland i døgnet. Nettoeksport til Tyskland og Storbritannia har økt jevnt siden kablene NordLink og NSL ble satt i drift i 2021 (Figur 11).



Figur 10: Netto utveksling fordelt på land per måned. Eksport defineres som positiv retning og import negativ. Sverige er splittet i nord og sør, der nord inkluderer SE1 og SE2, mens sør inkluderer SE3 og SE4. Datakilde: Statnett.



Figur 11: Netto utveksling per land 2016-2024. Datakilde: Statnett.

Energimarkeder

Døgnmarkedet og intradagmarkedene utgjør det som kalles energimarkedene. Til tross for ekstremprisen som oppstod i desember, var snittprisen i 2024 lavere enn i de foregående årene. Dette kapittelet tar for seg priser, handel og flaskehalsinntekter fra energimarkedene i året som har gått.

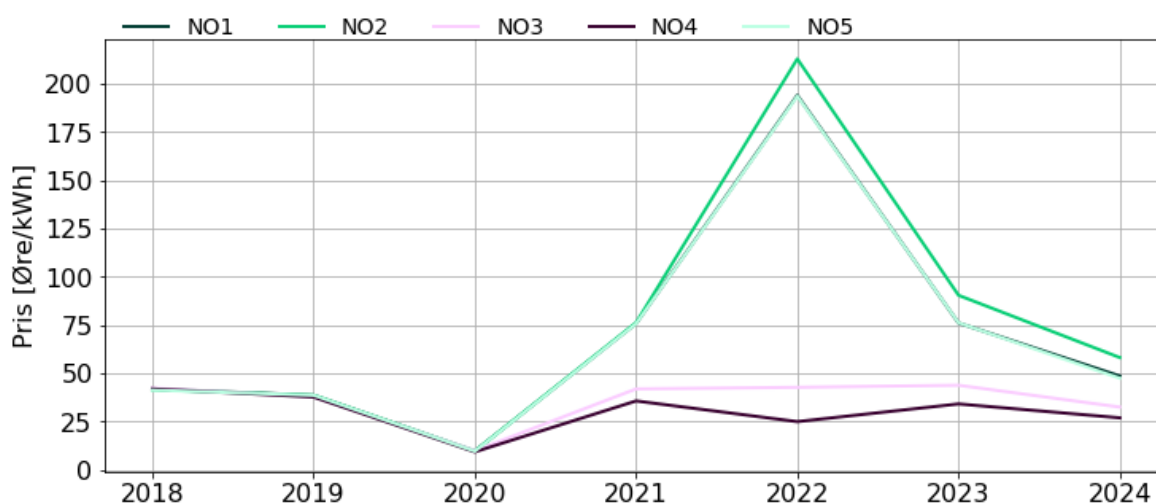
Døgnmarkedet

Lavere spotpriser i 2024

Prisene fra døgnmarkedsklareringen omtales ofte som spotprisene. I 2024 hadde Norge en gjennomsnittlig spotpris på 42,8 øre/kWh. Dette er omtrent på nivå med 2018, som vist i Figur 12. Det betyr også at prisene har fortsatt å synke etter rekordåret i 2022. For Sør-Norge (NO1, NO2 og NO5) var gjennomsnittsprisen omtrent en fjerdedel i 2024 sammenlignet med de svært høye prisene som fulgte av den eksepsjonelle situasjonen i det europeiske kraftmarkedet i 2022. Gjennomsnittsprisene for hvert norske budområde per måned kan ses i Appendix, Tabell 1. For året som helhet hadde budområdene

følgende snittpriser: 48,7 øre/kWh i NO1, 58,2 øre/kWh i NO2, 32,6 øre/kWh i NO3, 27,0 øre/kWh i NO4 og 47,5 øre/kWh i NO5. Reduksjonen av gjennomsnittsprisene mot de to foregående årene skyldes blant annet lave priser i sommer- og høstmånedene som følge av høy magasinifylling og vindproduksjon, samt lavere priser på kontinentet enn foregående år. Sistnevnte skyldes delvis en stor økning i uregulerbar fornybar energiproduksjon på kontinentet, som ga flere timer med svært lave eller negative priser enn tidligere.

Gjennomsnittlig spotpris per år for norske budområder 2018-2024



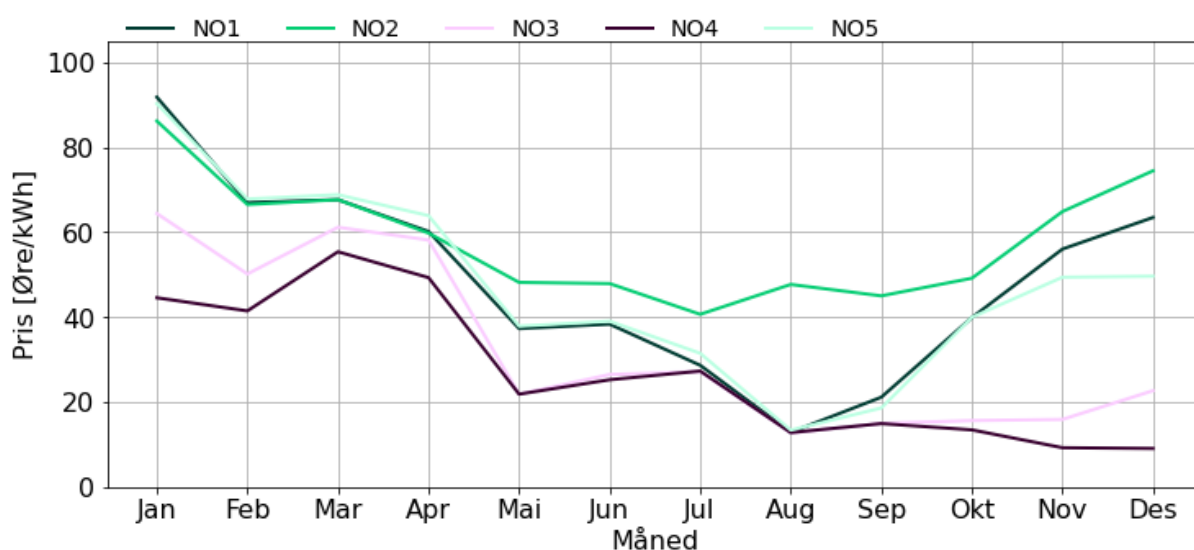
Figur 12: Gjennomsnittlig spotpris per år for norske budområder. Datakilde: Nord Pool.

Dunkelflaute ga pristopp 12. desember

Selv om gjennomsnittsprisen i Norge relativt sett var lavere i 2024 enn i de tre siste årene, var det også flere timer med svært høye strømpriser. Den høyeste prisen var 12. desember. Da var spotprisen i NO2 rett over 1050 øre/kWh i en enkelttime. Dette er den høyeste prisen siden tørråret 2010. Prisen i NO1 var også på sitt høyeste i 2024 denne timen. Den høye prisen 12. desember skyldtes flere forhold. I NO2 var i

underkant 1000 MW vannkraft ute til revisjon. I Tyskland og områdene rundt var det såkalt "Dunkelflaute", en periode med svært lite vind og lite sollys. Dette ga svært høye priser i Tyskland, Nederland og Danmark. Utilstrekkelig egenproduksjon i Norge resulterte i at norske priser fulgte med prisene i Tyskland/kontinentet denne timen. Denne dynamikken er nærmere forklart i kapittelet Q&A om kraftmarkedet.

Gjennomsnittlig spotpris per måned for norske budområder 2024



Figur 13: Gjennomsnittlig spotpris per måned for norske budområder i 2024. Datakilde: Nord Pool.

Rimeligst i Midt- og Nord-Norge

Fra Figur 12 ser man at Midt- og Nord-Norge (NO3 og NO4) hadde de laveste prisene i 2024. NO2 hadde i gjennomsnitt den dyreste strømmen i 2024. Likevel var gjennomsnittsprisen betraktelig lavere enn i 2023, der gjennomsnittsprisen i NO2 var 90,6 øre/MWh. Figur 13 viser prisutviklingen i spot gjennom året. Tendensen i 2024 var at prisene gikk ned i mai-september, i takt med at fyllings-graden gikk opp. Når fyllingsgraden er god, er forsyningssikkerheten også bedre, og kraftprisene påvirkes i gunstig retning for forbrukeren. Kraftbehovet er også mindre i sommermånedene, i på grunn av mindre behov for oppvarming. Høyere magasin-fylling og

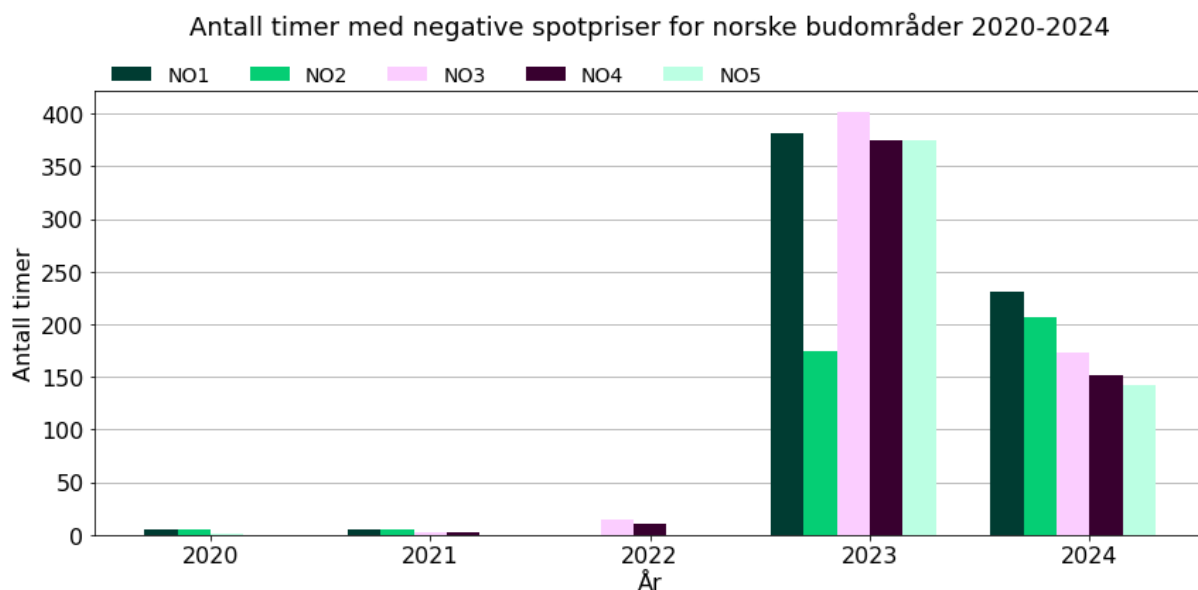
mindre forbruk gir vanligvis lavere pris om sommeren enn resten av året.

Stadig negative priser

I kontrast til høye pristopper har vi også sett mer av fenomenet med negative priser. Både i NO1 og NO2 forekom det i over 200 timer i 2024, mens det samme har vært tilfelle for NO3, NO4 og NO5 i om lag 150 timer hver, som vist i Figur 14. Negative priser oppstod for første gang i Norge i 2020. Det var kun noen få timer i 2020-2022, mens det økte betraktelig i 2023. Økt fornybarproduksjon på kontinentet, ekstremnedbøren Hans og relativt høye fyllingsgrader i Norden bidro til over 350 timer med negative priser i fire av fem budområder i 2023, mens tallet

var lavere for NO2. Samtidig er NO2 eneste området med økning i 2024. Negative priser i døgnet oppstår når tilbudet av prisuavhengig produksjon, altså produksjon fra enheter som alltid ønsker å produsere uavhengig av pris, overstiger etterspørselen. Dette skjer på grunn av den store økningen i installasjon av vindturbiner og solceller, siden produksjonen drives av værforhold. Det kan virke merkelig at produsenter fortsetter å produsere når de må

betale for det. Selv om vind- og solenergi ikke kan regulere opp, så kan de teoretisk sett stenge ned eller redusere produksjonen. Slike fjernstyringsmuligheter er imidlertid ikke alltid tilgjengelig. Hovedårsaken til at produksjonen opprettholdes ved negative priser er at mange produsenter får en avtalt pris gjennom differansekontrakter. Mer om negative priser kan leses i Statnetts notat om temaet, publisert i september 2023.⁹



Figur 14: Antall timer per år med negative priser i norske budområder 2020-2024. Datakilde: Nord Pool.

Flytbasert markedskobling

En av Statnetts viktigste roller i forbindelse med kraftmarkedet er å fastsette overføringskapasiteter til markedet. Dette setter begrensninger på hvor mye kraftmarkedet kan handle mellom budområder, og vil direkte påvirke den samfunnsøkonomiske verdiskapningen. Det er ønske om å gi så mye kapasitet som mulig mellom budområder, samtidig som man har kontroll over risikoen for å overskride de fysiske begrensningene i kraftsystemet. Frem til 29. oktober i 2024 ble fastsettelsen beregnet med verdier på netto overføringskapasitet (*net transfer*

capacities, NTCs) mellom budområdene. Metoden gikk ut på at hver TSO fastsatte kapasiteter mellom budområdene de kontrollerer. Mellom land ble den laveste kapasiteten fastsatt av hver av de to relevante TSOene gjort gjeldende.

NTC-kapasitetene ble fastsatt basert på analyser og vurdering av termiske og tekniske begrensninger i nettet. Kapasitetsfastsettelsen har imidlertid bestandig vært et utfordrende optimeringsproblem, og med økt kompleksitet i

⁹ Negative markedspriser – Årsaker og konsekvenser; [https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-](https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/marked/negative-markedspriser-arsaker-og-konsekvenser.pdf)

[kraftsystemet/marked/negative-markedspriser-arsaker-og-konsekvenser.pdf](https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/marked/negative-markedspriser-arsaker-og-konsekvenser.pdf)

systemet ble det tradisjonelle NTC-regimet for begrensende og krevende. Økt kompleksitet henger sammen med en høyere andel variabel, fornybar energi i kraftsystemet, nye AC- og DC-forbindelser, og dermed endrede og mer komplekse flytmønstre i nettet. Dette gjorde det vanskeligere for operatørene å fastsette riktige kapasiteter som maksimerer samfunnsøkonomisk verdiskapning, samtidig som operasjonell sikkerhet blir opprettholdt.

For fortsatt å sikre mest mulig handelsmuligheter til markedet, var det nødvendig med en modell som bedre representerer det fysiske nettet. Den 29. oktober 2024 ble derfor NTC-metoden erstattet med flytbasert markedskobling (*flow-based market coupling*). Den nye løsningen gjør at markedsalgoritmen inneholder en mer presis representasjon av det fysiske nettet. Dette medfører at markedet på en gunstigere måte enn før hjelper til med å håndtere flaskehalser, og resulterer derfor i bedre utnyttelse av både nettet og kraftsystemet.

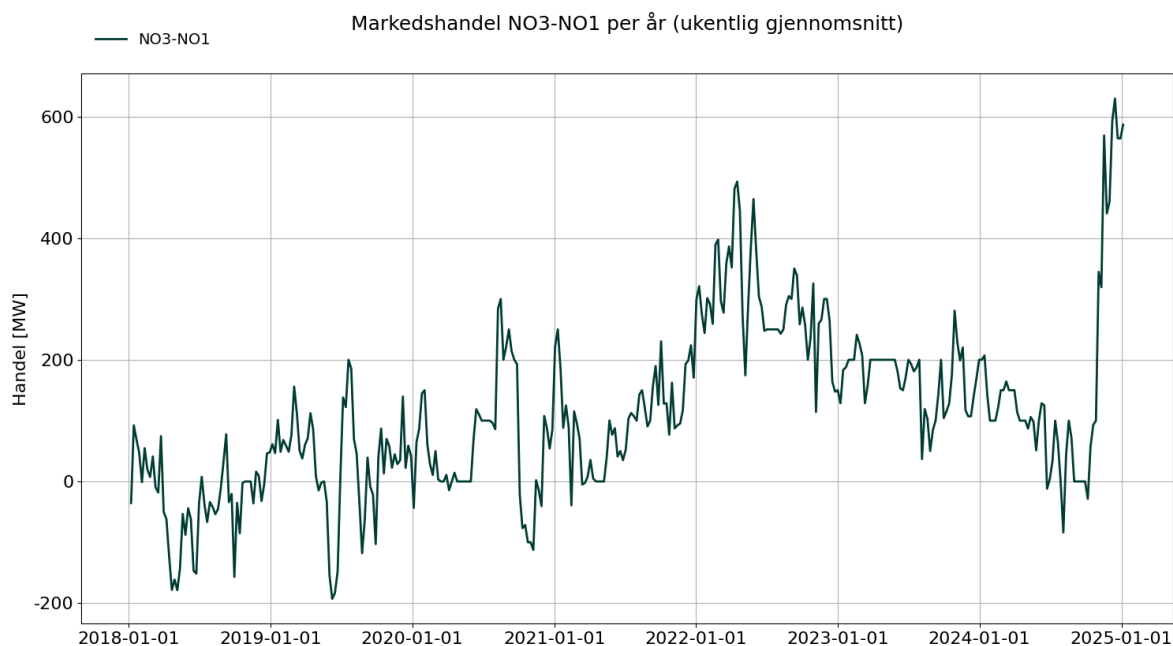
Flytbasert markedskobling har allerede vært brukt i Sentral-Europa i flere år, og er nå også innført i det nordiske synkronområdet og i budområdet DK1 i Danmark. I flytbasert markedskobling gis det informasjon til markedsalgoritmen om kritiske nettverkskomponenter i nettet, både mellom og internt i budområder, i stedet for antatt overføringskapasitet mellom budområder. Markedskoblingen vil dermed "se" mer presise fysiske kapasiteter i nettet, og derfor kunne sette mer

nøyaktige og fleksible handelsbegrensninger til markedet.

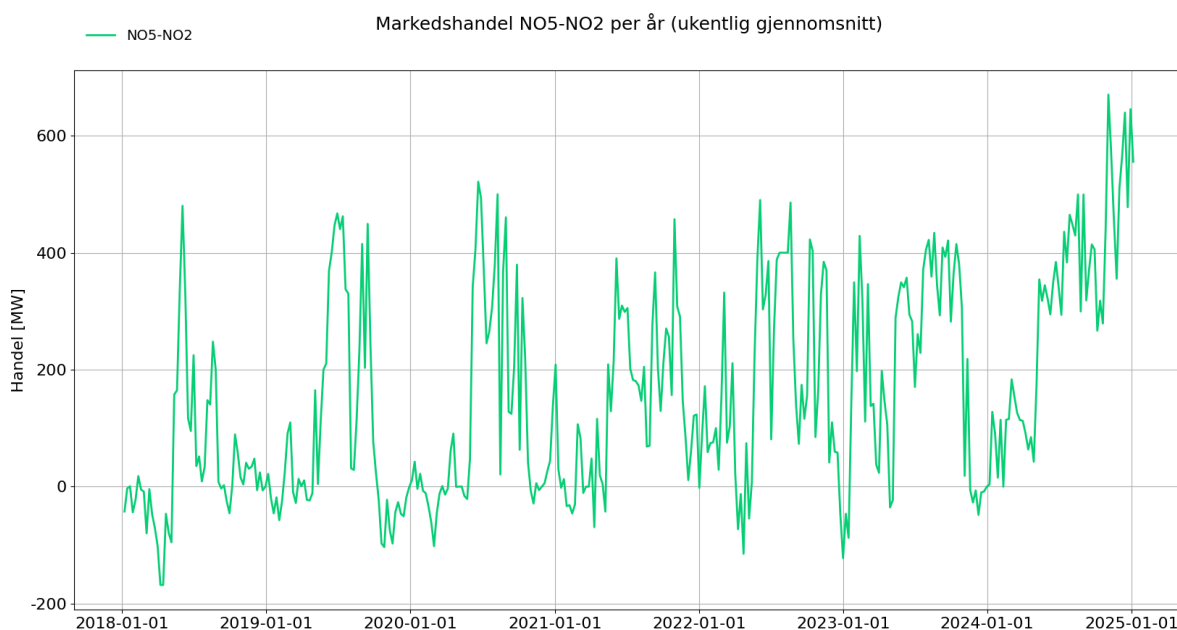
Fra desember 2022 ble det kjørt en ekstern parallellkjøring av flytbasert-modellen for å sammenligne den med NTC, og slik at markedsaktører kunne bli kjent med modellen før idriftsettelsen. Resultatene derfra viste at flytbasert ville gi mer handelskapasitet til markedet, bidra til utjevning av prisforskjeller mellom budområdene i Norden, og sørge for høyere grad av operasjonell sikkerhet samtidig som det ville gi høyere samfunnsøkonomisk nytte.

Det er for tidlig å konkludere fullstendig hvordan flytbasert markedskobling har endret kapasitetene etter idriftsettelsen, men foreløpige resultater viser bedre utnyttelse av nettet, spesielt i Sverige. Her økte flyten fra nord til sør mellom budområdene SE2 og SE3 med 30 prosent dagen flytbasert kom i drift¹⁰, og har siden gitt betraktelig høyere flyt enn tidligere. Foreløpige resultater i Norge viser spesielt økning i handelsmulighet mellom NO3 og NO1, og mellom NO5 og NO2, som vist i Figur 15 og Figur 16. Fremover vil vi kunne se tydeligere trender, og det vil bli mulig å sammenligne like kraft- og vær-situasjoner med flytbasert som kapasitetsberegningsmodell og med den gamle metoden. Da vil det være tydeligere hva slags effekter flytbasert markedskobling har på markedet. I tillegg vil dataene som blir sendt inn til modellen gradvis forbedres, slik at kapasitetene kan bli enda mer presise fremover.

¹⁰ SvK; økat handelsutbyte med nya metoden: <https://www.svk.se/press-och-nyheter/nyheter/allmanna-nyheter/2024/kraftigt-okat-handelsutbyte-med-nya-metoden/>



Figur 15: Handel på NO3-NO1 (gjennomsnitt per uke) for de siste sju årene. Det er tydelig at flytbasert øker handelen på denne forbindelsen, som er synlig i hoppet i slutten av 2024. Datakilde: Nord Pool.



Figur 16: Handel på NO5-NO2 (gjennomsnitt per uke) for de siste sju årene. Flytbasert øker også handelen på denne forbindelsen, igjen synlig i hoppet i slutten av 2024. Datakilde: Nord Pool.

Flaskehalsinntekter

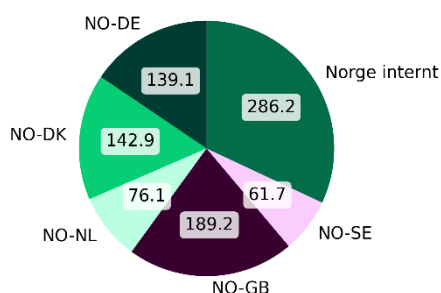
Flaskehalsinntekter oppstår når det flyter kraft mellom områder med ulik pris. I 2024 hadde Statnett totale flaskehalsinntekter på 895 millioner euro. Dette er det nest høyeste noensinne, men fortsatt betydelig lavere enn

rekordåret 2022, da prisforskjellene var større og flaskehalsinntektene endte på 2168 millioner euro.

Størst flaskehalsinntekter fra Storbritannia, Danmark og Tyskland

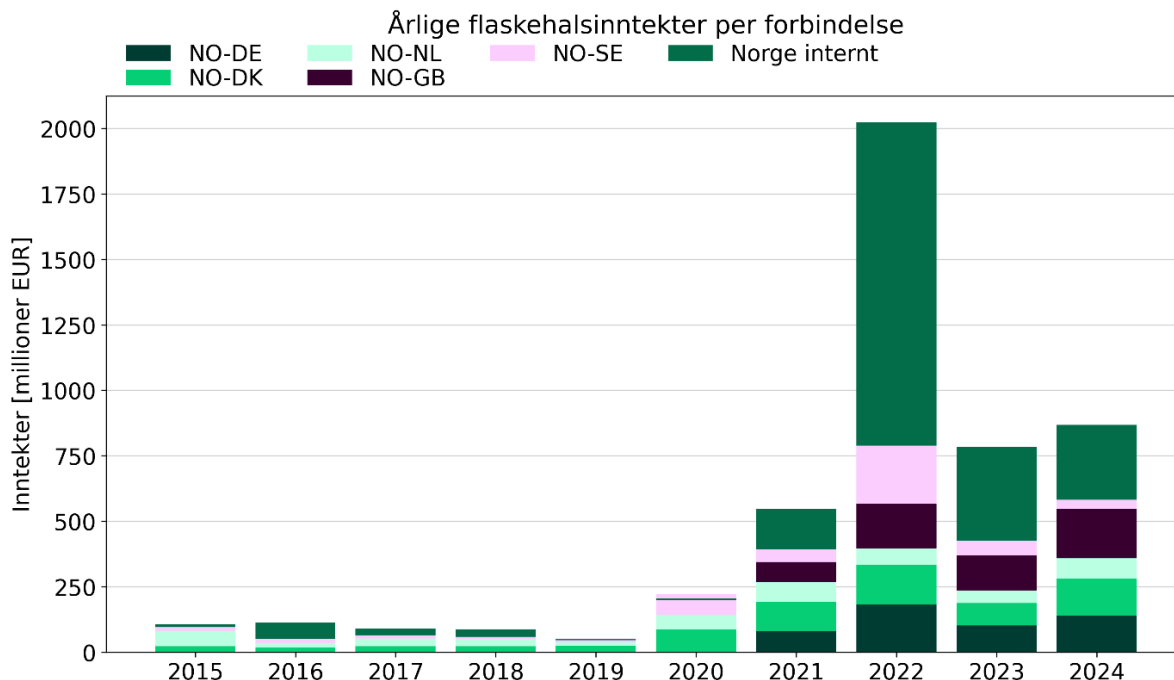
Mellomlandsforbindelsen til Storbritannia, *North Sea Link* (NSL) genererte de høyeste flaskehalsinntektene i 2024, med 189 millioner euro. Deretter fulgte forbindelsene til Danmark og Tyskland med henholdsvis 143 og 139 millioner euro. Figur 17 viser en fullstendig oversikt per mellomlandsforbindelse.

Flaskehalsinntekter per forbindelse 2024 [millioner EUR]



Figur 17: Flaskehalsinntekter per forbindelse. Datakilde: Statnett.¹¹

I historisk kontekst viser Figur 18 at flaskehalsinntektene lå på under 200 millioner euro årlig i perioden 2015-2019. I 2020, et våttår i Norge med høyt tilsig og magasinifylling, begynte inntektene å øke. Samtidig med idriftsettelsen av NordLink og NSL, begynte gassprisene å stige i 2021, og det hele toppet seg i 2022 med krigen i Ukraina og energikrise i Europa. Skjev magasinifylling mellom Nord- og Sør-Norge, kombinert med unormalt høye priser på kontinentet, resulterte i interne flaskehalsinntekter på 1,23 milliarder euro i 2022, som vist i Figur 18. Dette var et ekstremår, og de to siste årene har mesteparten av flaskehalsinntektene kommet fra kabelforbindelsene til Storbritannia og kontinentet.



Figur 18: Årlige flaskehalsinntekter per forbindelse. Inntekter fra både døgnmarkedet, regulerkraftmarkedet og intradagauksjoner er inkludert. Datakilde: Statnett

¹¹ Flaskehalsinntekter i Statnett: <https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/tariff/flaskehalsinntekter/>

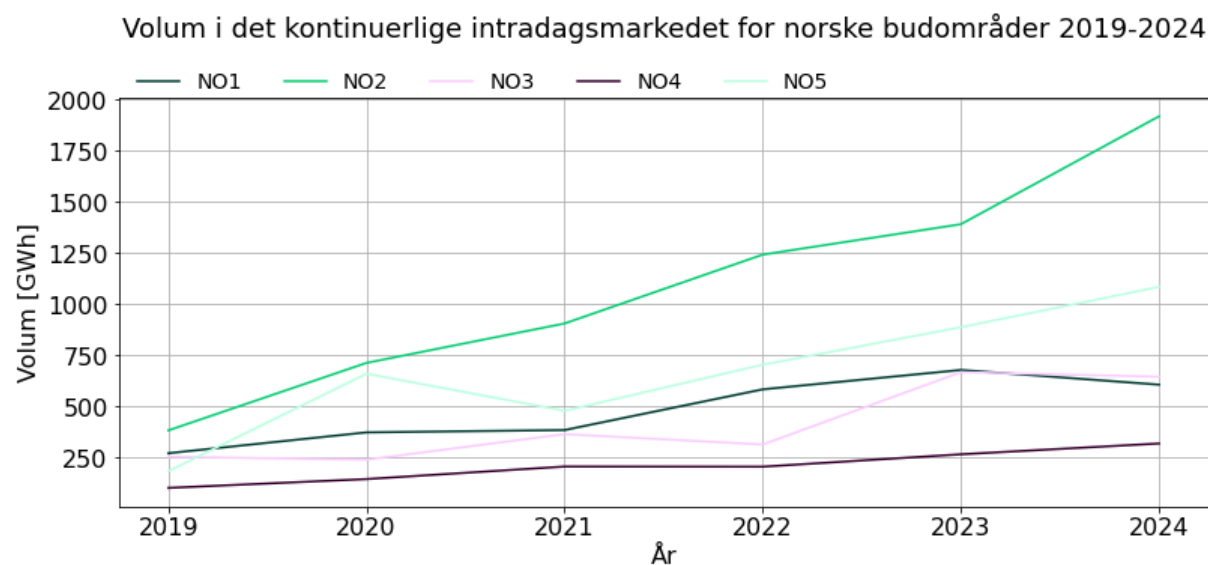
Intradagmarkeder

Intradagmarkedene er delt i to: kontinuerlig handel og auksjoner. Intradagmarkedene er volummessig betraktelig mindre enn døgnmarkedet, men likevel viktige for at aktørene skal kunne handle seg i balanse nærmere driftstimen. Dette kapitlet ser nærmere på intradaghandelen i året som gikk.

Handelsvekst i NO2

Intradagmarkedet har vokst jevnt de siste årene. Økt uregulerbar produksjon øker ubalansene, og prisene i intradagmarkedet ligger ofte lavere enn i regulerkraftmarkedet. Intradagmarkedet gir derfor aktører mulighet til å handle seg i balanse til en gunstigere pris, men det kan også brukes til ren trading.

Likviditeten i intradagmarkedet er vesentlig høyere på kontinentet enn i Norge, men handelen øker også her. Det kontinuerlige intradagmarkedet opplevde en vekst på 8 prosent i 2024. Som vist i Figur 19, har veksten i hovedsak skjedd i NO2 og NO5, der den var på henholdsvis 27 prosent og 14 prosent sammenlignet med 2023. NO2 og NO5 har både mye regulerbar vannkraftproduksjon og tilgang til etterspørsel fra kontinentet gjennom kabelforbindelsene. Det vil derfor ofte være produsenter i disse områdene som har mulighet til å svare på etterspørsel fra kontinentet.



Figur 19: Volumer handlet i det kontinuerlige intradagmarkedet per budområde i Norge 2019-2024. Tallene er hentet via Nord Pool sitt markedsdata-API og tilsvarende Transaction Volume fra deres åpne markedsdata. Dette gjelder kun handel hos Nord Pool, og handel hos andre børser er dermed ikke inkludert.

Etter en betraktelig økning i 2023, har handelsvolumet i NO3 hatt en svak nedgang i 2024. En nedgang registreres også i NO1. I NO1 består kraftproduksjonen hovedsakelig av uregulerbar elvekraft. Alle produsenter er forpliktet til å handle seg mest mulig i balanse før driftstimen, men produsenter i NO1 har ikke samme mulighet til å demme opp vann og selge overskuddskraft i intradagmarkedet som

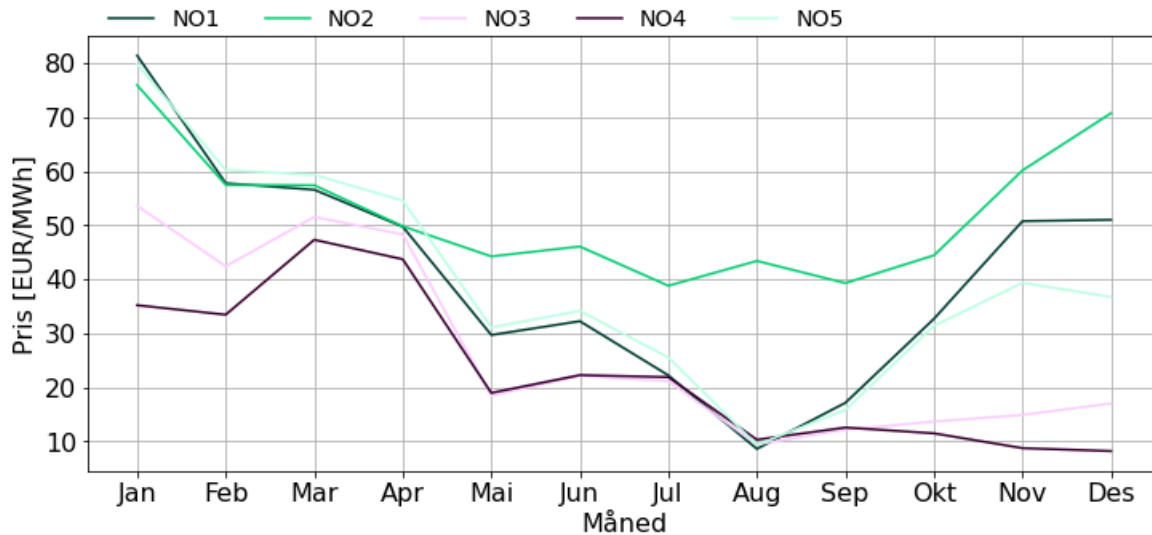
produsentene med regulerbar vannkraft i NO2 og NO5 har.

Prisene i intradagmarkedet ligger ofte mellom spotprisen og regulerkraftprisen ved oppregulering. Intradagprisene i NO1, NO2 og NO5 lå relativt likt i årets fire første måneder, men NO2 endte med den høyeste snittprisen for året under ett. At prisen i NO2 er høyere skyldes delvis høyere spotpris, men også at aktører kan selge

kraft til høyere pris direkte mot andre aktører på kontinentet. Ved å sammenligne Figur 20 og Figur 13 ser man at den gjennomsnittlige intradagsprisen ligger nærmere spotprisen. I november og desember divergerer prisene i NO1 og NO5, både i intradagmarkedet og i

døgnmarkedet. Dette tidspunktet sammenfaller med da flytbasert markedskobling ble satt i drift, men det er likevel for tidlig å konkludere om prisdivergensen har sammenheng med flytbasert markedskobling.

Gjennomsnittlig månedspris i det kontinuerlige intradagsmarkedet i Norge 2024

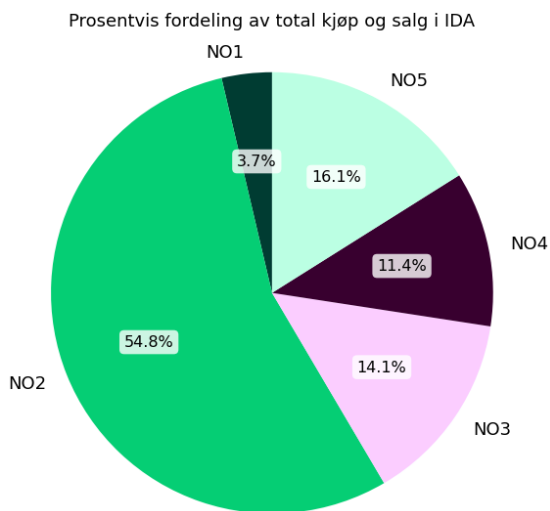


Figur 20: Gjennomsnittlig pris i det kontinuerlige intradagmarkedet per måned. Datakilde: Nord Pool

Introduksjon av intradagauksjoner

14. juni startet intradagauksjoner (IDA) i Norge. Utgangspunktet var et krav pålagt europeiske TSOer om å finne en metode for prising av nettkapasiteten i intradag. Løsningen ble å etablere intradagauksjoner som et supplement til det eksisterende markedet for kontinuerlig handel i intradag. Ny nettkapasitet skal altså gis til en intradagauksjon først, deretter overføres restkapasitet til handel i det kontinuerlige markedet. Auksjoner skal bidra til en oppsamling

av likviditet, og dermed en mer effektiv prissetting i intradagmarkedet. I tillegg vil auksjoner være enklere å forholde seg til enn kontinuerlig handel for en del markedsaktører. Intradagauksjonene består av tre separate auksjoner, der henholdsvis IDA1 og IDA2 har auksjon klokken 15:00 og 22:00 dagen før driftsdøgnet, mens IDA3 har auksjon 10:00 i driftsdøgnet, og dermed kun gjelder mellom klokken 12 og midnatt denne dagen.



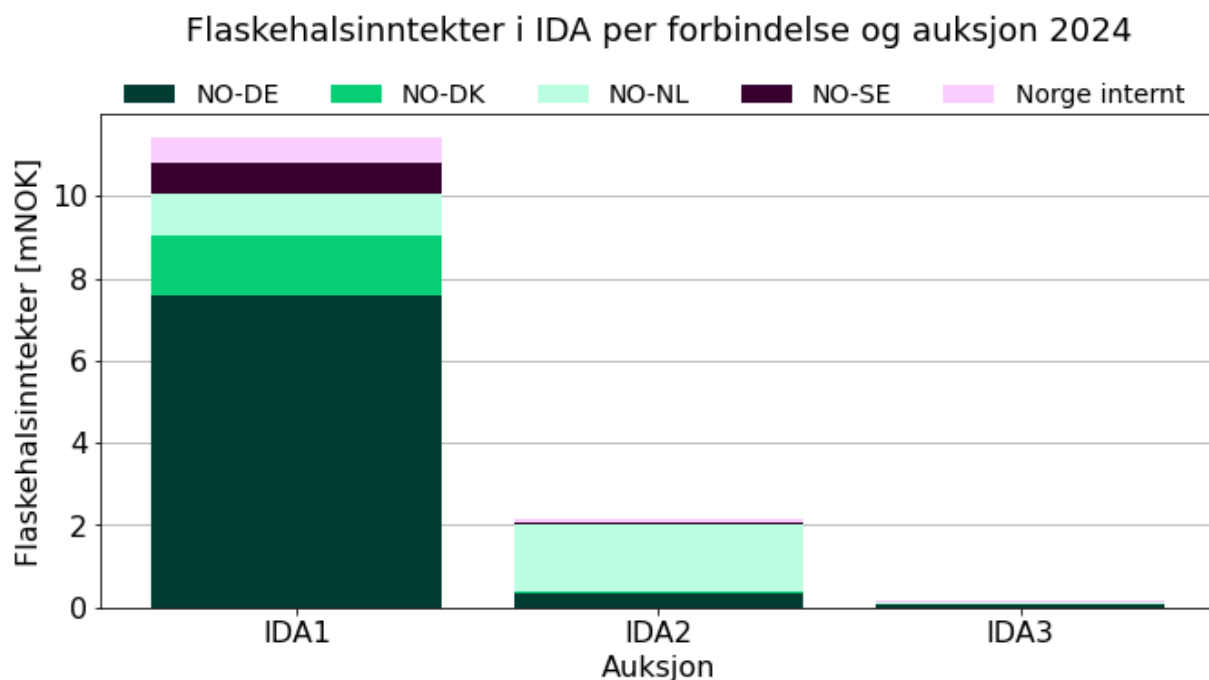
Figur 21: Prosentvis fordeling av total omsetning i IDA. Datakilde: Nord Pool.

Omsatt volum i intradagauksjonene var i 2024 dominert av handel i Sør-Norge, som står for om lag 75 prosent av den totale IDA-handelen. Det meste av dette er i NO2, med om lag 55 prosent av handelen. Det er foreløpig lite handel i NO1, med kun 4 prosent av total handel i intradagauksjonene.

Lave flaskehalsinntekter i IDA

Flaskehalsinntektene fra IDA i Norge endte på 13,7 millioner kroner. Dette er litt over en promille

av de totale flaskehalsinntektene som endte på omtrent 11 milliarder NOK i 2024. 83 prosent av flaskehalsinntektene fra IDA kommer fra IDA1, mens bare 1 prosent kommer fra IDA3. Noe av årsaken til dette er at IDA1 får kapasitet allokert først, som gir mindre volum til auksjonene etter. Figur 22 viser at også at store deler av flaskehalsinntektene kommer fra forbindelsen mot Tyskland. Dette samsvarer med markedsklart flyt i IDA som vist i Figur 23.

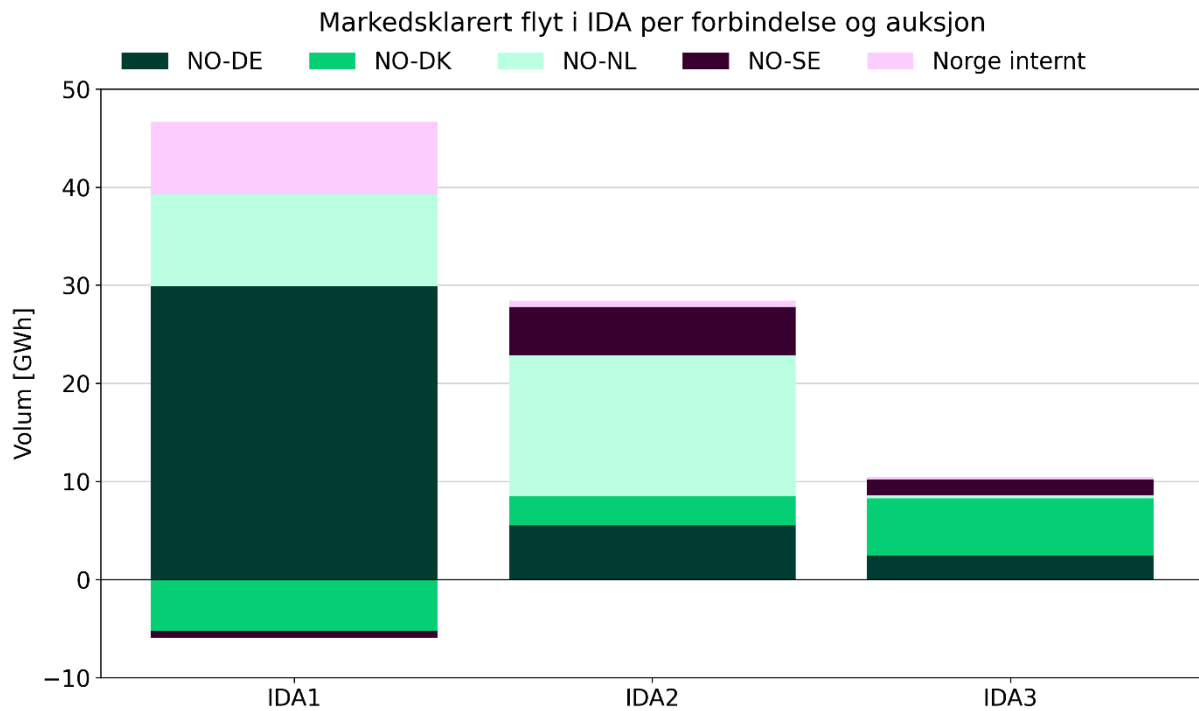


Figur 22: Flaskehalsinntekter fra IDA per forbindelse. Datakilde: Statnett.

Hele 58 prosent av inntektene stammer fra Tysklands-forbindelsen. Over halvparten av denne summen kom fra to dager i desember med høye intradag-priser. Unikt for disse to dagene var en feil på NordLink, som ikke ble rettet opp før markedsklaringen for døgnmarkedet. Den ble imidlertid rettet opp i tide til IDA1, som medførte full eksport i flere timer i IDA. De største IDA-volumene handles på utenlandsforbindelsene. Mindre enn en prosent kommer fra forbindelser internt i Norge. Dette tyder på at IDA fram til nå i liten grad brukes til å handle seg i balanse frem til driftstimen, men primært brukes til trading. IDA1 utgjør ikke en like stor andel for markedsklarert

flyt som for flaskehalsinntektene, men er fortsatt klart størst av de tre auksjonene. I IDA1 har handelsresultatet vært nettoimport fra Sverige og Danmark, mens dette ikke er tilfellet i IDA2 og IDA3.

Handel i intradagmarkedet er i dag begrenset av at det har vært gitt lite ny handelskapasitet til intradag og at ikke alle aktører faktisk handler seg i balanse via intradagmarkedet. Statnett og andre TSOer jobber med å få på plass en daglig restberegning av kapasitet til IDA2, og forventer at dette reelt vil gi økte kapasiteter til denne auksjonen.



Figur 23: Markedsklarert flyt i IDA per forbindelse. Minus er nettoimport. Datakilde: Nord Pool

Reservemarkeder

Statnetts reservekostnader har økt de seneste årene. Fra 2023 til 2024 steg kostnadene med om lag 1,5 milliarder kroner, til nær 3,7 milliarder kroner. Statnetts kjøp av kapasitetsreserver har også økt, og Statnett arbeider for å styrke likviditeten i reservemarkedene. Dette kapittelet ser tilbake på Statnetts handel og kostnader i reservemarkedene i 2024.

Det skilles mellom kapasitetsmarked og aktiveringsmarked for reserver

For å sikre at det er nok reserver til å håndtere ubalanser, kjøper Statnett kapasitetsreserver gjennom egne kapasitetsmarkeder for de ulike reserveproduktene. Det betyr at når Statnett kjøper kapasitetsreserver, forhåndsbetaler vi for å kunne aktivere disse reservene ved behov. Siden Norge er i et felles synkronområde med Finland, Sverige og Sjælland (DK2) i Danmark, betyr det at kraftsystemet i hele dette området har samme frekvens. Dersom det oppstår en ubalanse ett sted vil det påvirke frekvensen i hele synkronområdet. Fordelingen av hvor store kapasitetsreserver Statnett må kjøpe, er derfor avtalt i en felles-nordisk avtale. Den bestemmer både hvor mye Statnett må kjøpe inn, samt den geografiske plasseringen av reservene. Statnett må sammen med de andre nordiske TSOene sikre at det er nok tilgjengelige reserver til å alltid kunne holde kraftsystemet i balanse, og at reservene er geografisk fordelt på en måte som ikke skaper unødige utfordringer for driften. Det finnes også kapasitetsmarkeder for energi, men det benyttes ikke i Norge.

I dag er det kun tertiærreserven mFRR som også har et eget aktiveringsmarked, men på sikt skal

Statnett benytte aktiveringsmarked for sekundærreserven aFRR også. Aktører som får tilslag i mFRR-kapasitetsmarkedet forplikter seg til å levere bud i mFRR-aktiveringsmarkedet. Prisen for aktivert mFRR settes ved hjelp av marginalprising. De nordiske TSOene planlegger å tilknytte seg de europeiske markedsplattformene MARI¹² og PICASSO¹³ for aktivering av henholdsvis mFRR og aFRR.

Markant økning av reservevolumer

Kapasitetsvolumet av innkjøpte mFRR-reserver økte kraftig i 2024, som vist i Figur 24, med en vekst på hele 86 prosent sammenlignet med 2023. For nedreguleringsreserven *mFRR ned*¹⁴ har volumet mer enn doblet seg på ett år. Samtidig har behovet for aFRR-reserver stabilisert seg etter flere år med jevn økning, med kun en marginal økning i 2024, sammenlignet med 2023. Nivået på *FCR-N*¹⁴ har holdt seg stabilt de siste ti årene. Derimot har det de to siste årene blitt kjøpt noe *FCR-D opp*¹⁴ fordi det i perioder er større sannsynlighet for at grunnleveransen¹⁵ ikke dekker forpliktelsene som følge av endret produksjonsmiks og økt utveksling. *FCR-D ned*¹⁴ kjøpes fortsatt ikke inn direkte. Statnett fortsetter med å kjøpe inn FFR på tilsvarende nivå som vi har gjort siden oppstart i 2021. Statnett definerer i samarbeid med de øvrige nordiske TSOene dimensjoneringskravene som til enhver tid gjelder, som beskrevet i ENTSO-

¹² Manually Activated Reserves Initiative (MARI)

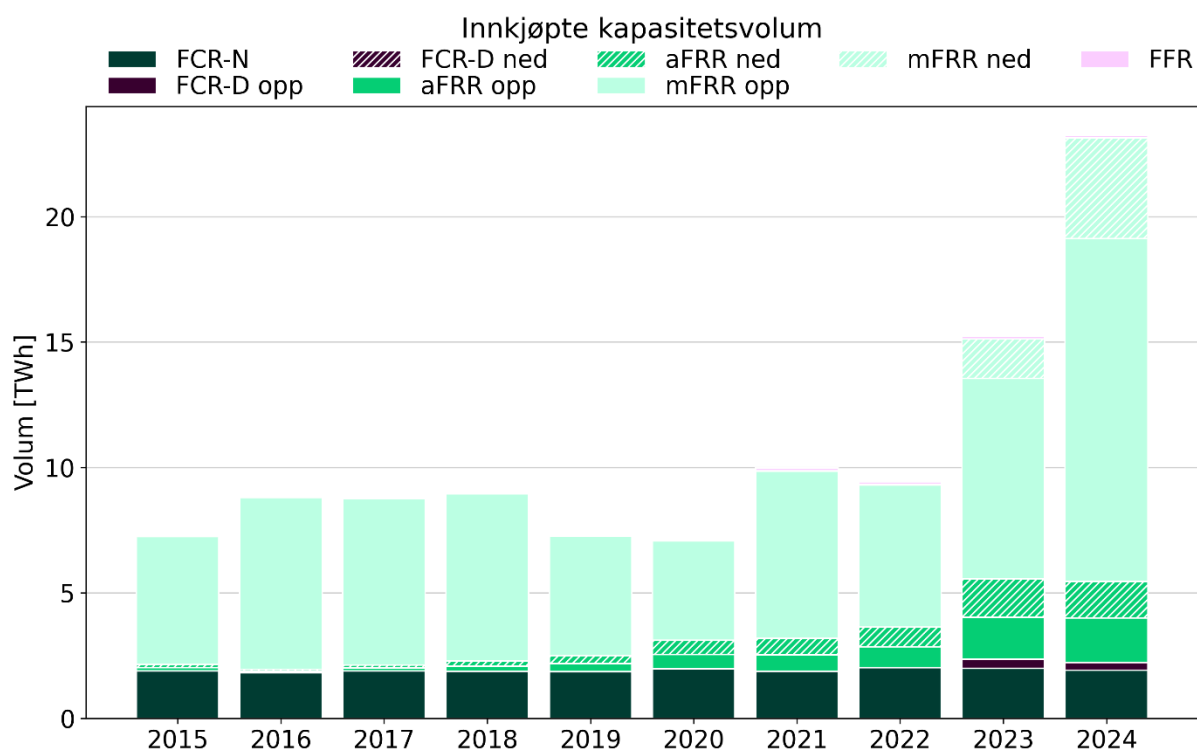
¹³ Platform for the International Coordination of Automated Frequency Restoration and Stable System Operation (PICASSO)

¹⁴ En oversikt over de ulike reserveproduktene finnes i Tabell 2 i Appendix.

¹⁵ Minimumsleveranse primærreserver har krav om å levere ved en generell statikkinnstilling.

E-rapporten om den nordiske frekvensreguleringen fra 2024.¹⁶ De økte volumene de siste årene er en direkte konsekvens av høyere minstekrav til reserver. Kravene for 2024 er presentert i Appendix. I tillegg opplever Statnett et voksende behov for både aFRR og

mFRR, noe som blant annet kan tilskrives en generell økning i ubalanser på grunn av økt andel vind- og solkraft, samt forberedelser til automatisert balansering. I desember 2022 ble det innført døgnbasert kapasitetsmarked for aFRR, og for mFRR ble det innført i februar 2024.



Figur 24: Årlige innkjøp av reservekapasitet, uten videresalg og restleveranser. Datakilde: Innsikt, Statnett.

Reservekostnadene øker

I likhet med volumene har også kostnadene økt betydelig de siste fire årene. Sammenlikner man utviklingen av reservekostnader i Figur 25 med volumene i Figur 24, ser man at økningen av volum sammenfaller med kostnadsveksten, men kostnadsveksten kan ikke forklares utelukkende av dette. For eksempel økte aFRR-kostnadene med over 1500 prosent i 2022 sammenlignet med gjennomsnittet av de foregående årene 2015-2021, sammenlignet med en dobling av energivolumet. Dette skyldes i hovedsak at det

var svært lav magasinfylling i NO2 og NO5 i perioden mai til september dette året, og svært lavt produksjonsønske hos produsentene. Året etter halveres kostnadene igjen, samtidig som man opplever en dobling av volumet kun over det ene året.

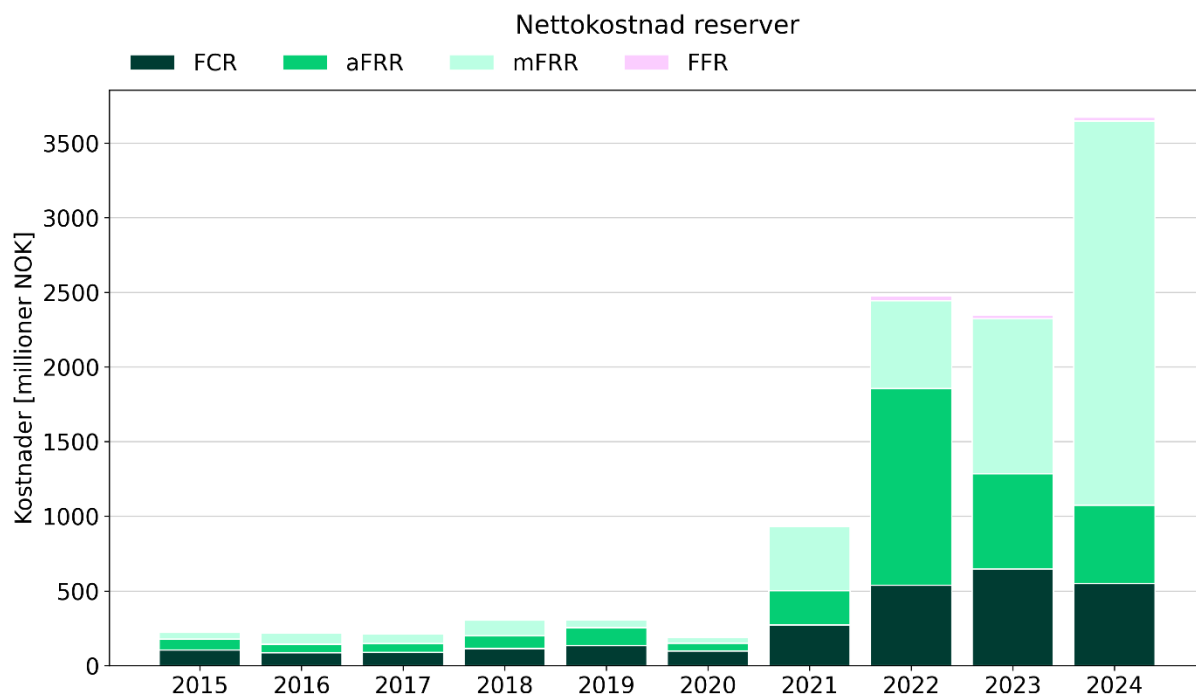
I 2024 har prisene på primærreserver (FCR) stabilisert seg og prisene på sekundærreserver (aFRR) gått ned, men kostnadene for tertiærreserver (mFRR) har økt markant, fra 1,0 mrd. NOK i 2023 til 2,5 mrd. NOK i 2024. Foruten

¹⁶ Overview of Frequency Control in the Nordic Power System: <https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/clean->

documents/SQC%20documents/Nordic/2024/Overview_of_Frequency_Control_in_the_Nordic_Power_System.pdf

innkjøp av større volumer, er spotprisene en viktig driver for kostnadsutviklingen, men det kan ikke forklare hele kostnadsutviklingen. For å kunne levere oppregulering må leverandøren holde igjen kapasitet som fører til tapt profitt når spotprisen er høyere enn marginalkostnaden, og når spotprisen er lavere enn marginalkostnaden må mange kraftverk opprettholde et minimum produksjonsnivå for å kunne levere nedregulering

i reservemarkedene. For å levere nedregulering må man også ha en viss produksjon som fører til tap dersom spotprisene er lavere enn marginalkostnaden. Tapt profitt og påtvungne kostnader må dekkes i budprisen. I tillegg fører de økte reservekravene til tilfeller med utilstrekkelig konkurranse på grunn av lav likviditet, noe som ytterligere presser prisene opp.



Figur 25: Årlige netto reservekostnader, hentet fra Årsrapport for systemansvarlig. Datakilde: Statnett.

Innføring av døgnetmarked for mFRR-kapasitetsmarked

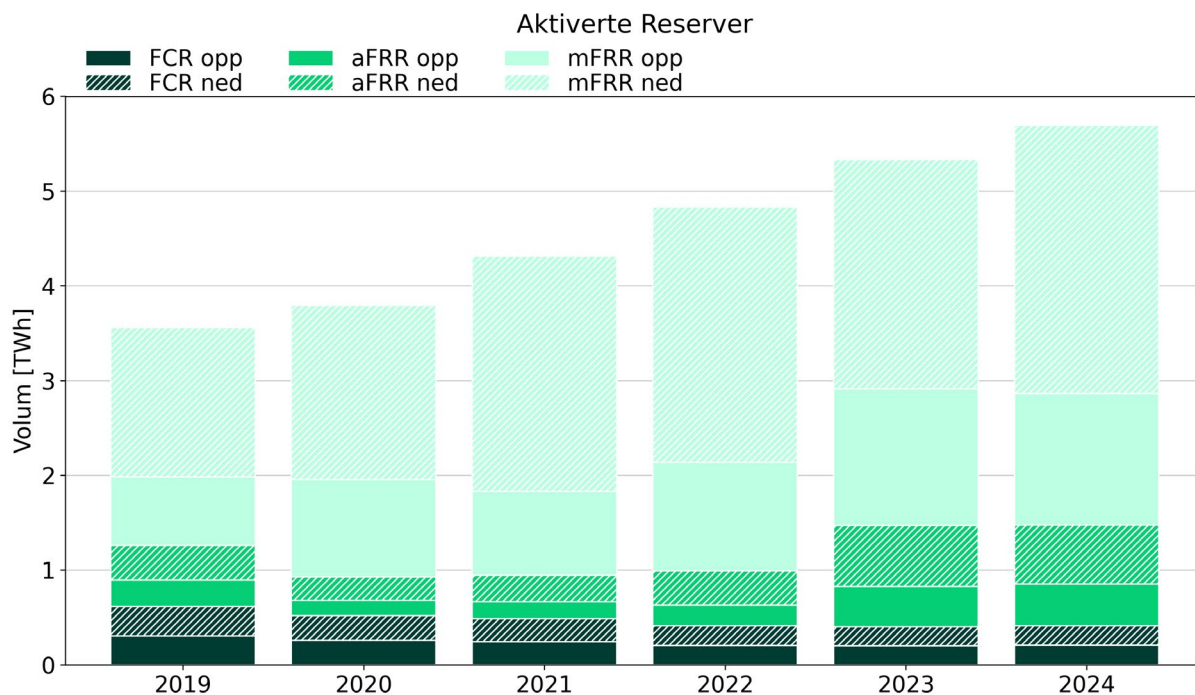
Den 12. februar 2024 avsluttet Statnett tidligere kapasitetsmarked for mFRR, regulerkraftopsjonsmarkedet (RKOM), med to oppkjøp i uken, til fordel for et daglig marked med timesoppløsning, nå kalt mFRR Capacity Market. Overgangen til døgnetmarked kan ha bidratt til de markant høyere mFRR-kostnadene i 2024. Med et døgnetmarked får aktørene mer nøyaktige prissignaler sammenlignet med det de får ved et ukemarked, og dermed har de bedre forutsetninger til å ta høyde for høypristimer i budene sine. I utgangen av 2021 innførte de norske TSOene døgnetmarked for sitt aFRR-kapasitetsmarked og kostnadene økte betraktelig i 2022. Mye av denne økningen skyldtes da også høye energipriser. I ettertid har gjennomsnitts-

kostnaden for aFRR blitt redusert til et lavere nivå enn i 2021. Utviklingen av gjennomsnittskostnadene for aFRR- og mFRR-reserver er presentert i Tabell 4 og Tabell 5 under Appendix.

Mengden aktiverte reserver øker gradvis

Mengden aktiverte reserver har økt gradvis de siste årene, som vist i Figur 26. I 2024 er det hovedsakelig mengden aktivert mFRR ned som har økt, sammenlignet med 2023, med en økning på 206 MWh. Kostnadene for aktivering av reservene dekkes av aktørene som er i ubalanse gjennom ubalanseoppgjøret.¹⁷

¹⁷ Alle aktiveringer med aktivierungspris lik ubalansepris dekkes av betaling for ubalanse. Dette dekker det meste av aktiveringer, men ikke alt som f.eks. mFRR i motsatt retning av hovedretning og FCR-D. Dette er en kostnad for systemansvarlig. Det samme gjelder mFRR-aktiveringer for flaskehalshåndtering.



Figur 26: Aktiverte reserver per år. Datakilde: Innsikt, Statnett.

Fleksibilitet som kilde til verdiskaping og forretningsutvikling

Statnett ønsker å utnytte kraftsystemets fleksible ressurser bedre for å møte økende behov for fleksibilitet. For å lykkes med dette, er Statnett avhengige av at eksisterende og nye aktører forstår behovet og ser forretningsmuligheter med bakgrunn i fleksibiliteten sin. I tillegg til økt deltakelse i reservemarkedene, trengs også større fleksibilitet i energimarkedene gjennom respons på prissignaler. Ved å tilpasse forbruk og produksjon etter prissignaler kan aktører redusere både energi- og nettkostnader. I rapporten *Fleksibilitet som kilde til verdiskaping og forretningsutvikling*¹⁸ står det mer om hvordan Statnett prøver å:

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

I tillegg har Statnett etablert en reservemarkeds-kalkulator¹⁹ som estimerer hvor mye du kan tjene på å være fleksibel med kraftforbruket ditt eller kraftproduksjonen din, og hvilke reservemarkeder du kan delta i. Målet med kalkulatoren er at flere aktører ser verdi i å delta med fleksibilitet i kraftmarkedet.

¹⁸ Statnetts fleksibilitetsrapport: <https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/systemansvaret/reservemarkeder/fleksibilitet-som-kilde-til-verdiskaping-og-forretningsutvikling.pdf>

¹⁹ Statnetts reservemarkedskalkulator – se hva du kan tjene: <https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/systemansvaret/kraftmarkedet/reservemarkeder/delta-i-reservemarkedene/>

Tiltak for å øke likviditeten i reservemarkedene

For å tilpasse seg et kraftsystem og energimix i endring, har Statnett behov for å styrke tilgangen på reserver med rett funksjonalitet. Tiltak Statnett har gjort i den forbindelse er:

- Uavhengig aggregering av raske frekvensreserver FFR har blitt mulig.
- Nye tekniske krav for FCR i Norden er implementert.
- Kravet til budstørrelse for FCR redusert til 0,1 MW.
- Det tillates statiske bud i FCR-markedet
- Det er etablert et marked for innkjøp av *FCR-D opp* i sommerhalvåret.
- Overgang fra RKOM til nasjonalt, døgnbasert kapasitetsmarked for mFRR.
- Det er etablert et marked for driftforstyrrelsesreserven *mFRR-D*, med færre krav enn standardproduktet mFRR.
- Kravet til budstørrelse i aktiveringsmarkedet for mFRR skal reduseres til 1 MW.
- Nytt, nordisk kapasitetsmarked for aFRR på plass og aktiveringsmarked vil bli innført ved tilknytning til PICASSO-plattformen.

Automatisk balansering muliggjør automatisert og optimalisert systemdrift

Økende andel uregulerbar produksjon fra vind og sol skaper behov for tilpasninger. For å holde systemet i balanse er TSOene avhengige av at flere aktører kan tilby fleksible reserver. Overgangen fra 60 minutter til 15 minutter tidsoppløsning i døgn-, intradag- og energiaktiveringsmarkeder²⁰ medfører at Statnetts operatører ikke lenger kan håndtere bud manuelt. 4. mars 2025 ble det automatiske energiaktiveringsmarkedet (EAM) for mFRR satt i drift, og dette er et viktig ledd i arbeidet med å optimalisere systemdriften. 18. mars 2025 ble det også kvartersoppløsning i intradagmarkedet.

Hensikten med det automatiske aktiveringsmarkedet er å balansere produksjon og forbruk av elektrisitet i Norden på en mer effektiv måte. Automatisk balansering vil også bidra til å økt samfunnsøkonomisk nytte. På sikt skal Norge og Norden tilknyttes det felleseuropeiske markedet for mFRR, MARI, slik at ressurser kan kjøpes der de er billigst i hele Europa. Forventet samfunnsøkonomisk besparelse er på flere hundre millioner euro for Europa samlet.²¹

²⁰ 15 minutters tidsoppløsning: <https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/nyhetsarkiv/15-minutters-tidsoppløsning-i-energi-markedene-kommer-18.-mars-og-11.-juni>

²¹ <https://nordicbalancingmodel.net/roadmap-and-projects/automated-nordic-mfrr-energy-activation-market/>

Automatisert mFRR EAM: <https://nordicbalancingmodel.net/roadmap-and-projects/automated-nordic-mfrr-energy-activation-market/>

Finansielle kraftmarkeder

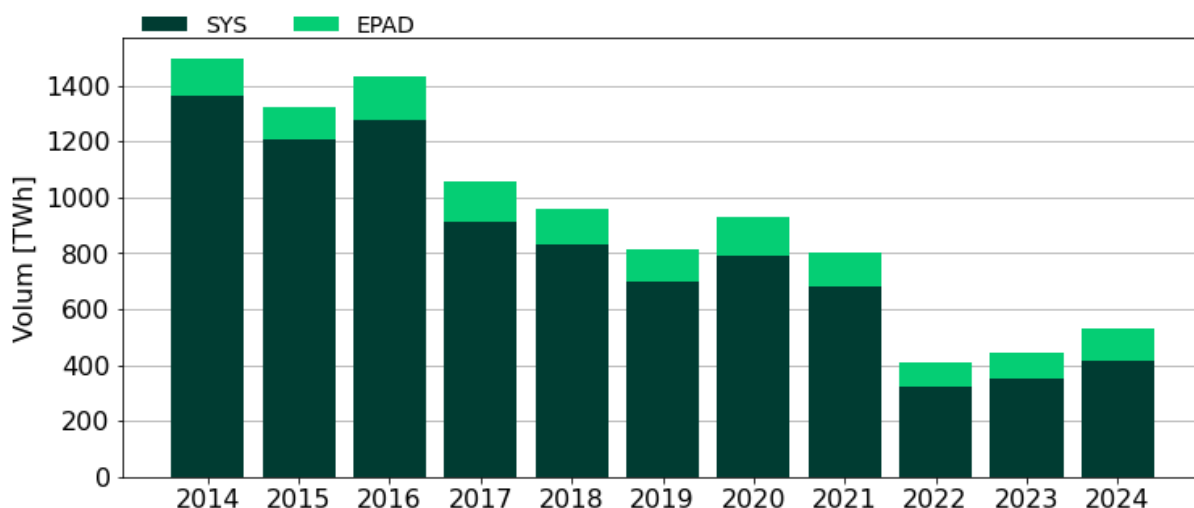
Det finansielle kraftmarkedet kan deles opp i et organisert og et bilateralt marked. Aktørene som opererer i disse markedene, ønsker å oppnå langsiktig prissikring eller spekulasjon i fremtidig kraftpris. Det organiserte markedet er transparent, og god likviditet her gir bedre signaler om prisforventningen på lang sikt. Dette kapittelet ser nærmere på Statnetts nye rolle i markedet.

Dalende interesse for systempriskontrakter

Det organiserte, finansielle kraftmarkedet har over tid hatt fallende likviditet. Etter at Europa ble rammet av volatile og økte kraftpriser i 2021 ble korrelasjonen mellom den nordiske systemprisen og budområdeprisene betydelig svekket. Det betyr at den tradisjonelle systempriskontrakten, som tidligere var et velfungerende prissikringsprodukt alene, ble mindre interessant for nordiske aktører. Trenden

de siste ti årene viser dalende omsetning av systempriskontrakter, med et lite oppsving i 2023 og 2024 fra bunnåret i 2022. Denne oppgangen har trolig sammenheng med at korrelasjonen mellom systemprisen og områdeprisene har vært noe bedre i de siste to årene. I tillegg har de volatile spotprisene bidratt til større interesse for langsiktig prissikring. Den markante nedgangen fra 2021 til 2022 kan observeres i Figur 27.

Utvikling av systempris- og EPAD-kontrakter i Norden 2014-2024



Figur 27: Utvikling av systempris- og EPAD-kontrakter i Norden 2014-2024. Datakilde: Nasdaq Commodities.

Mer EPAD-handel i 2024

Figur 28 viser økende handel av EPAD²²-kontrakter i 2023 og 2024 etter et stort fall i 2022, og volumet i 2024 var omtrent tilbake til

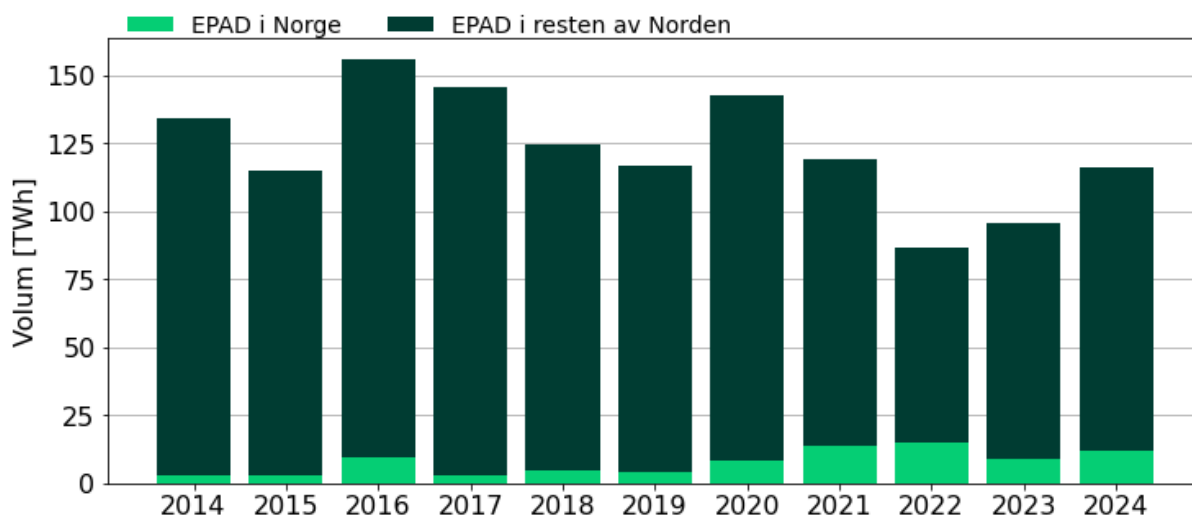
normalnivå. Når systempriskontrakten alene ikke lenger gir en like god prissikring, ønsker flere å kjøpe EPAD-kontrakter i tillegg for å dekke prissgapet mellom systemprisen og områdeprisen. Slik oppnår aktøren en full prissikring.

²² Electricity Price Area Differential (EPAD).

EPAD-kontrakter brukes ikke kun til prissikring, det er også et finansielt produkt som kan brukes til spekulasjon i fremtidig kraftpris. På generelt grunnlag er slik handel et viktig bidrag i

markedene fordi det tilfører likviditet. Likevel er det verdt å understreke at EPAD-volumene fortsatt er relativt små sammenlignet med handelsvolumet på systempriskontraktene.

Utvikling av EPAD-kontrakter i Norden 2014-2024



Figur 28: Utvikling av EPAD-kontrakter i Norden 2014-2024. Datakilde: Nasdaq Commodities.

Statnett har igangsatt auksjonering av EPAD-kontrakter

I februar 2024 henvendte Energidepartementet seg til Statnett og ba Statnett gjennomføre en pilotordning med EPAD-kontrakter, etter samme modell som i Sverige. Statnett tilbyr nå et begrenset volum EPAD-kontrakter i de norske budområdene, for handelsgrensene NO1-NO2, NO1-NO5 og NO3-NO4 på 200-250 MW. De tilbudte kontraktsvolumene er fordelt på måned-, kvartal- og årskontrakter. Piloten skal belyse om ordningen kan styrke likviditeten i det organiserte finansielle kraftmarkedet slik at prissikringsmulighetene i Norge forbedres. Første (og eneste) auksjon i 2024 ble gjennomført 10. desember, og vil fortsette hver fjortende dag gjennom 2025. Du kan lese mer om pilotordningen på Statnetts hjemmesider.²³

Vellykket auksjonsstart

Allerede fra første auksjon var det mye interesse for kontraktene. Det ble åpnet for handel av totalt 85 MW på hver handelsgrense. Alt kontraktsvolum ble kjøpt opp, bortsett fra 3 MW i januar-kontrakten på handelsgrensen NO1-NO2. Figur 29 illustrerer interessen litt nærmere. Majoriteten av ordrene kommer fra NO1 og priseksponerte NO2, og det samsvarer med at det også var flest deltakere her.

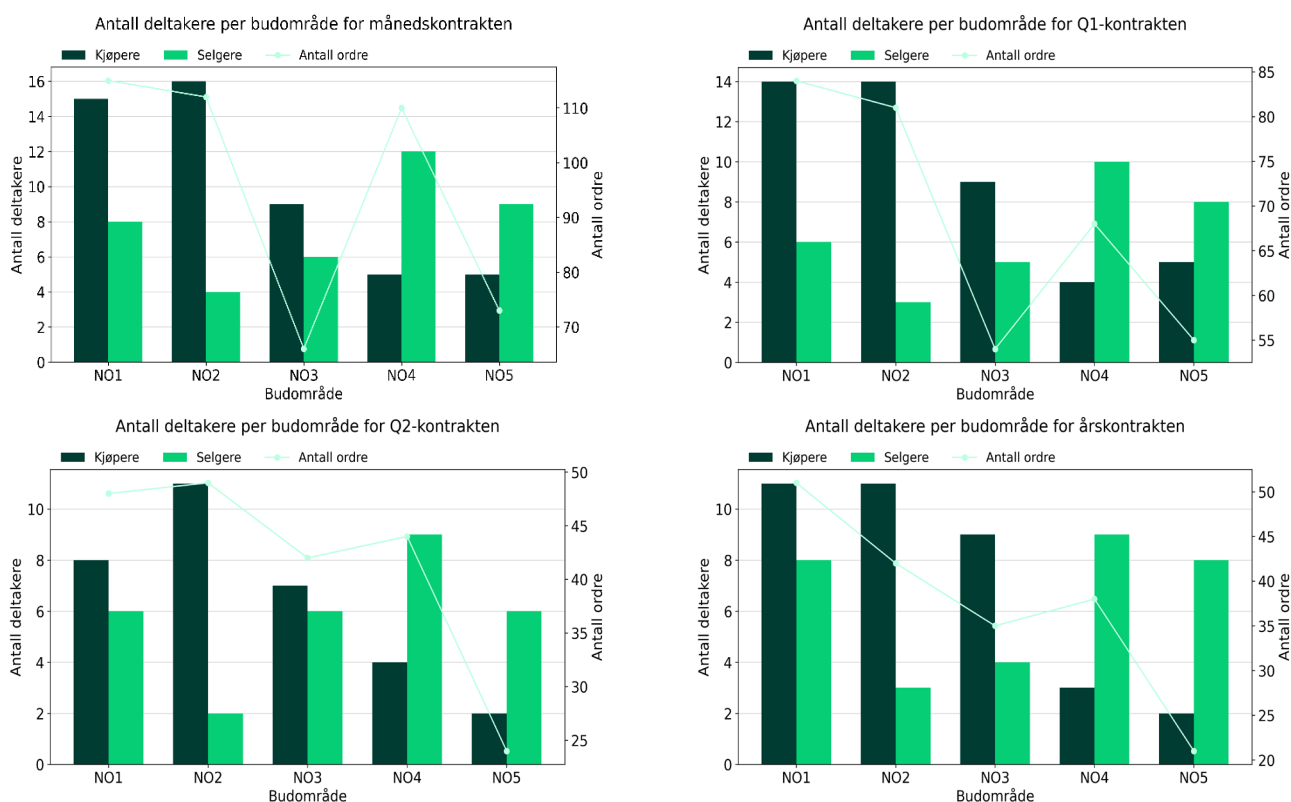
I NO1, NO2 og NO3 var det en overvekt på kjøpsiden, mens det var motsatt i overskuddsområdene NO4 og NO5, med en overvekt på salgssiden. Det kan skyldes en større andel produsenter som har ønsket å sikre inntekten på deler av kraftsalget sitt, samtidig som forbrukere ønsket å sikre seg mot høy kraftpris. Datagrunnlaget viser imidlertid ikke hvilke aktører som har handlet, og hvilke ordrer som er plassert med formål om prissikring, og

²³ Statnetts EPAD-auksjoner: <https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/systemansvaret/kraftmarkedet/epad-auksjoner--skal-styrke-aktorenes-mulighet-til-risikosikring/>

hvilke ordrer som er plassert for å tjene på fremtidige prisforandringer. Det å få en bedre forståelse av dette vil være viktig i det videre analysearbeidet.

Auksjonsreglene går ut på at Statnett stiller et prisuavhengig volum til disposisjon. Vilkåret for auksjonsresultat er at kontrakttilbyder Statnett skal kunne innta en salgsposisjon til en lik eller høyere pris enn kjøpsposisjonen i det tilgrensende budområdet. Auksjonshandelen på auksjonen som ble gjennomført i 2024 endte med

matching over alle de tre grensene, og det ga markedet henholdsvis salgsposisjon i NO1 matchet mot kjøpsposisjon i NO2, kjøpsposisjon i NO1 matchet mot salgsposisjon i NO5, og kjøpsposisjon i NO3 matchet mot salgsposisjon i NO4. Det betyr at markedet forventet en høyere pris i NO2 versus NO1, en høyere pris i NO1 versus NO5 og en høyere pris i NO3 versus NO4. Auksjonsvilkårene gjør at Statnett sitter på de motsatte posisjonene.



Figur 29: Antall deltakere og antall ordre per budområde for måned-, kvartal- og årskontraktene. Antall ordre viser summen av kjøp- og salgsordre. Datakilde: Nord Pool.

Statnett har utredet prissikringsalternativer

Parallelt med oppdraget fra Energidepartementet om å gjennomføre en pilotordning med EPAD-kontrakter, ble Statnett i februar 2024 pålagt av Reguleringsmyndigheten for energi (RME) å utrede tiltak som kan bedre prissikringsmulighetene i Norge. Dette pålegget er i tråd med kravet i forordning om langsiktig kapasitetstildeling (FCA), og kom på bakgrunn av RMEs konklusjon om at det ikke er tilstrekkelige prissikringsmuligheter i de norske budområdene.

RME varslet i februar 2025 at de vil pålegge Statnett å opprettholde en varig ordning for auksjoner av EPAD-kontrakter mellom norske budområder. RME vil samtidig fastsette vilkår for ordningen. RME har presisert at dersom utviklingen i markedet for prissikring tilsier at EPAD-auksjoner ikke lenger er nødvendig, bør tiltaket avsluttes.

Q&A om kraftmarkedet

Hva er markedsdesign?

Markedsdesign handler om å utforme markeder slik at aktørene har incentiver til å handle i tråd med fastsatte mål, som å maksimere effektivitet og samfunnsøkonomisk velferd. Statnett jobber aktivt med markedsdesign både nasjonalt og i samarbeid med europeiske aktører for å sikre et effektivt og stabilt kraftmarked og ivareta norske interesser.

Hvorfor er markedets funksjon viktig?

Kraftmarkedet er viktig for å sikre at produksjonen dekker forbruket til lavest mulig kostnad, opprettholde driftssikkerhet, og gi incentiver til investering i ny produksjon og nett. Markedet gir også viktige prissignaler og sikrer konkurranse for å unngå utøvelse av markedsrett.

Hvordan bestemmes kraftprisen?

Prising av strøm er som for mange andre varer. Når det er lite av varen er prisen høy, og når det er mye av varen er prisen lav. Strømprisen gir derfor et viktig signal om hvor god tilgang det er på strøm i hvert enkelt land eller budområde. Kraftprisen bestemmes ved marginalprising og *merit order*-prinsippet, hvor de billigste budene velges først til etterspørselen er dekket, og alle aktører får betalt samme pris (spotprisen). Dette sikrer effektiv ressursutnyttelse og gir incentiver til investering i ny produksjonskapasitet.

Hva bestemmer kraftprisen i Norge?

Kraftprisen i Norge bestemmes av flere faktorer i sum. Pris for kull, gass og CO₂ bestemmer driftskostnaden for kraftverk i land rundt oss og er alternativ-kostnaden for vannkraft. Mer forbruk gjør at mer og dyrere produksjon må brukes. Mengden vind, sol og uregulert vann gir "gratis" produksjon, som alltid blir brukt først, og reduserer behovet for dyr produksjon, og presser prisen ned mot null. Magasinfylling og tilsig er en

viktig indikator da mer vann i magasinene gjør energien rimeligere. Nettkapasitet, internt i Norge, til andre land og i andre land er avgjørende for hvilke kraftverk som benyttes for å dekke forbruket.

Hva er vannverdi og hvordan settes den?

I Norge setter ofte vannkraftverkene vannverdi prisen. Vannverdi representerer verdien av den "øverste literen" vann i et kraftverk med magasin til enhver tid. Vannverdi er uttrykk for forventet salgsverdi som er lik alternativkostnaden for kraft (kull og gass), hydrologisk situasjon, overføringskapasiteten i nettet, størrelsen på magasinet, usikkerheten i tilsiget framover, med mer. Hvis vannverdien er for lav, produseres det hele tiden og man risikerer å gå tom for vann. Hvis vannverdien er for høy, sparer man vann og prisene blir høyere, men man risikerer å måtte tappe ned magasinene for å unngå flom dersom det kommer mye regn/tilsig.

Hvorfor får vi prissmitte fra utlandet?

Noen ganger erfarer vi at prisene i norske budområder får lik pris som landet de har forbindelse til. Hovedårsaken i situasjoner der prisen i Norge blir høyere, er at det ikke er nok effekt i vannkraften til å dekke både forbruket i det eksporterende norske budområdet, og samtidig ha full eksport. Da blir det ingen flaskehals til det tilgrensende landet. Det gjør at prisen i Norge går opp til samme nivå som i det andre landet for å sikre at norsk forbruk dekkes. Betalingsviljen til norsk forbruk er da høyere enn marginal-kostnaden for kraftproduksjon i det andre landet. Tilsvarende er det også situasjoner der prisen i Norge får lik pris som lave eller negative utenlandske priser. Når dette skjer dekker import forbruket i det norske budområdet, og prisen settes av vind- og solkraft i andre land med lav marginalkostnad.

Norsk vannkraft disponeres for å minimere muligheten for overløp og rasjonering. Produsentene må da hele veien tilpasse prisene på norsk vann både til norske behov og prisene i utlandet. Settes prisene for lavt tømmes til slutt magasinene og motsatt – uavhengig av antall kabler.

Hvorfor går kraftflyten noen ganger feil vei?

En iboende egenskap ved flytbasert markeds-kobling er forekomsten av såkalt ikke-intuitiv flyt. Det vil si at flyten går fra et høyprisområde til et lavprisområde, motsatt av det som en forventer. Årsaken til at kraftflyten tilsynelatende "går feil vei" er at det gir høyere samfunnsøkonomiske nytte totalt sett. Flytbasert markedskobling legger til rette for kraftflyt mot prisretning mellom to områder, dersom det kan bidra til økt utveksling mellom andre områder der handelen har større verdi. Fremfor å sub-optimalisere den enkelte budområdegrensen, evner vi å optimalisere overføringskapasiteten innenfor et større system.

Hva vil det si at Statnett er systemansvarlig?

Statnett er systemansvarlig i Norge, noe som betyr at Statnett koordinerer driften av kraftsystemet for å sikre balanse mellom produksjon, forbruk og kraftutveksling, samt opprettholder leveringskvalitet. Statnett kan også fatte beslutninger om andre aktørers rettigheter og plikter ved behov.

Hvorfor har vi budområder?

Statnett fastsetter budområder for å håndtere store og langvarige flaskehalser i regional- og transmisjonsnett. I praksis er budområder nødvendige for å håndtere begrensninger i strømmettet og sikre effektiv bruk av ressurser,

riktige prissignaler og balansert kraftflyt. De indikerer også hvor det kan være lønnsomt å bygge ut nettet eller etablere ny produksjon og forbruk. Det er forskriftsfestet at systemansvarlig (Statnett) fastsetter budområdene i Norge, og endringer skal godkjennes av Energidepartementet.

Hvorfor har vi flaskehalser og hvor blir flaskehalsinntektene av?

Flaskehalsinntekter oppstår når det er prisforskjeller mellom budområder, og disse inntektene brukes til å redusere Statnetts tariffer, og dermed nettleien til alle strømkunder. Flaskehalsinntekter kan grovt sett regnes som markedsklarert flyt mellom budområder multiplisert med prisforskjell. Inntektene fra kraftutveksling internt i Norge tilfaller Statnett, mens inntekter fra utveksling med utlandet deles likt mellom Statnett og motparten på den andre siden av forbindelsen.

Hvorfor har vi et finansielt kraftmarked?

Det finansielle kraftmarkedet gir aktører innsikt i fremtidige kraftprisforventninger og gir muligheten til å redusere økonomisk risiko gjennom prissikring (*hedging*), noe som er viktig for å ta fornuftige investeringsbeslutninger. Likviditet i markedet er avgjørende for å finne handelspartnere og sikre at markedet fungerer effektivt.

Hvorfor er vi opptatte av transparens i kraftmarkedet?

Transparens i kraftmarkedet er viktig for å sikre at alle aktører kan konkurrere på like vilkår og ta effektive økonomiske beslutninger. Dette oppnås gjennom regler for publisering av markedsdata, offentliggjøring av innsideinformasjon og markedsovervåkning.

Europeiske rammebetingelser koordinerer kraftmarkedsutviklingen

Et effektivt kraftmarked med forbindelser mellom europeiske land forutsetter felles rammebetingelser. Rammebetingelsene er gitt av et detaljert regelverk, som sørger for en koordinert utvikling i Europa. Denne utviklingen drives frem av pakker med regelverk, organisert i kommisjonsforordninger, eller såkalte bindende retningslinjer. EU vedtok tredje energimarkeds-pakke i 2009, Ren Energi-pakken (*Clean Energy Package*) i 2019, Klar for 55 (*Fit for 55*) i 2023. Stortinget ga sin tilslutning til å innlemme rettsaktene i tredje pakke i EØS-avtalen i 2018, og vurderer om de nyere energimarkedspakkene skal inntas i norsk rett.

Hensikten med det europeiske regelverket er å sørge for en koordinert utvikling av kraftsystemet. Det gir forutsigbarhet og er helt nødvendig for å koordinere mange aktører og sikre felles løsninger. Samtidig er det utfordrende fordi kraftsystemene er bygd opp forskjellig og fordi løsninger kan påvirke fordelingen av store verdier. Når et regelverk er vedtatt, fortsetter prosessen ved at Statnett og de andre europeiske TSOene utarbeider såkalte *metoder*, som er en detaljering av regelverket. Metodene må utvikles innenfor rammene gitt av regelverket, som tar

utgangspunkt i et stort, pan-europeisk kraftsystem. TSOene samarbeider om å lage omforente metodeforslag, som de så sender til godkjenning hos sin regulator, som i Norge er Reguleringsmyndigheten for Energi (RME). Vedtatte metoder setter rammene for den konkrete løsningen som skal utvikles.

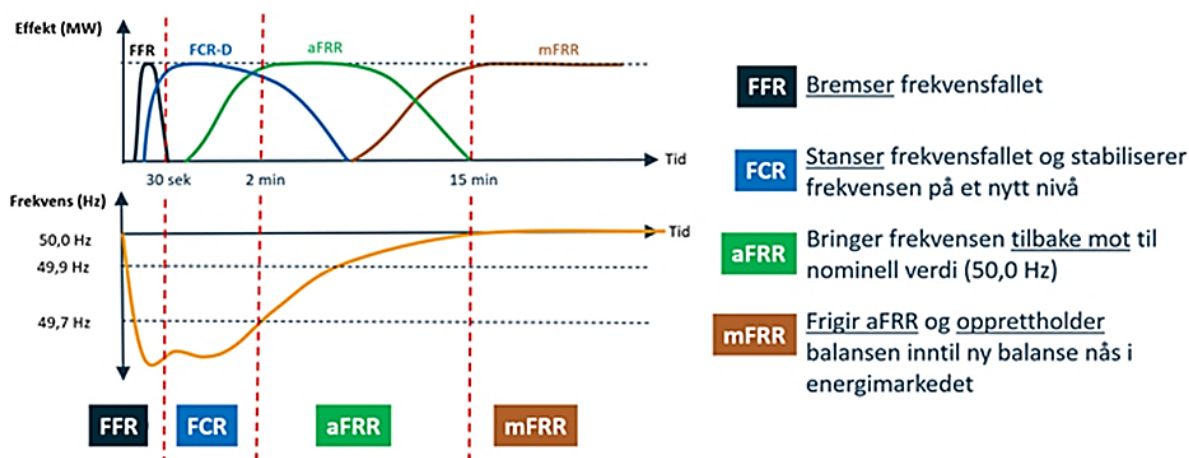
Noen løsninger har Statnett utviklet nasjonalt, noen innenfor det nordiske synkronområdet, og noen løsninger er utviklet på europeisk nivå. Detaljeringsgraden krever tett oppfølging og gode fagkunnskaper hos TSO, regulator og markedsaktørene for å forstå konsekvensene av å innføre dem og behovet for nødvendige justeringer. Statnett arbeider aktivt med å ivareta særnorske forhold og norske interesser i disse prosessene. Se Tabell 7 i Appendix for en oversikt over relevante rammebetingelser for kraftmarkedene. Listen er ikke uttømmende. Utover EØS-avtalen og energisamarbeidet med EU, har Norge et omfattende nasjonalt lovverk for å sørge for en samfunnsmessig rasjonell forvaltning av de norske energi- og vannressursene. Dette skriver Energidepartementet mer om på sine faktasider.²⁴

²⁴ Det juridiske rammeverket: <https://energifaktanorge.no/regulering-av-energisektoren/det-juridiske-rammeverket/>

Appendix

Tabell 1: Gjennomsnittlige spotpriser per måned i 2024 for de fem norske budområdene. Prisene er oppgitt i øre/KWh. Datakilde: Nord Pool.

Måned	NO1	NO2	NO3	NO4	NO5
Januar 2024	91.8	86.2	64.4	44.6	90.3
Februar 2024	67.0	66.5	50.2	41.5	67.8
Mars 2024	67.7	67.7	61.2	55.4	68.9
April 2024	60.2	59.8	58.2	49.3	63.9
Mai 2024	37.3	48.2	21.9	21.9	37.9
Juni 2024	38.4	47.9	26.5	25.3	39.1
Juli 2024	28.7	40.7	27.2	27.3	31.5
August 2024	12.9	47.7	12.7	12.8	13.4
September 2024	21.2	45.0	15.0	14.9	18.6
Oktober 2024	39.9	49.2	15.6	13.5	40.0
November 2024	56.0	64.9	15.9	9.2	49.4
Desember 2024	63.5	74.5	22.7	9.1	49.7
Hele 2024	48.7	58.2	32.6	27.0	47.5



Figur 30: Sammenhengen mellom frekvensen [Hz] og effektresponsen [MW] for de ulike reservetyperne Statnett bruker for å holde kraftsystemet i balanse.

Tabell 2: Oversikt over de ulike reserveproduktene.

Kategorier av reservetjenester	Formål	Reserveprodukter	Beskrivelse
Raske frekvensreserver (FFR)	Bremser frekvensendringer.	FFR Profil FFR Flex	FFR Profil er et underliggende produkt som varer hele sommeren. FFR Flex brukes dersom det er ekstra behov.
Primærreserver (FCR)	Stanser frekvensendringer og stabiliserer frekvensen på et nytt nivå.	FCR-N FCR-D opp FCR-D ned	Håndterer frekvensendringer utenfor normalbåndet (49,9-50,1 Hz). FCR-D er et asymmetrisk produkt, og har forskjellig pris per retning (opp/ned).
Sekundærreserver (aFRR)	Bringer frekvensen tilbake mot nominell verdi (50,0 Hz).	aFRR opp aFRR ned	aFRR er et asymmetrisk produkt som betyr at det har en egen pris for opp- og nedregulering.
Tertiærreserver (mFRR)	Frigir aFRR og opprettholder balansen inntil ny balanse nås i energimarkedet.	mFRR opp mFRR ned mFRR-D opp mFRR-D ned	mFRR er et asymmetrisk produkt som betyr at det har en egen pris for opp- og nedregulering. mFRR-D har unntak fra mFRR-kravene og skal benyttes ved driftsforstyrrelser.

Tabell 3: Norske krav til reserver 2024. Dimensjoneres i samarbeid med de nordiske TSOene og utgjør Norges andel av det totale nordiske reservebehovet. mFRR dimensjoneres etter nasjonale behov. Datakilde: Statnett, ENTSO-E.

Norske krav til reserver 2024 [MW]					
FCR-N	FCR-D (opp/ned)	aFRR opp (300/400 MW) ²⁵	aFRR ned (300/400 MW) ²⁵	mFRR opp ²⁶	FFR
226	566/547	138/184	129/172	Ca. 2120	117

Tabell 4: Kostnader for mFRR-kapasitetsreserver siste fire år. Summene viser opp- og nedregulering samlet. Hver for seg utgjør opp- og nedregulering omtrent halvparten hver. Datakilde: Innsikt (volum), Årsrapport for systemansvarlig (kostnader), Statnett.

mFRR CM	2021	2022	2023	2024
Sum innkjøpt MWh	6 680 673	5 682 643	9 596 236	17 679 884
Sum innkjøpt beløp NOK	428 701 977	589 038 043	1 036 930 149	2 573 313 230
NOK/MWh reservert energi	64,2	103,7	108,1	145,6

²⁵ Kravet til aFRR-reserver i Norden bestemmes hvert kvartal, hvor 300 MW er minstekravet og 400 MW er maksimalt krav.

²⁶ Historisk krav som gjaldt ved inngangen til 2024. Nå benyttes dynamisk dimensjonering.

Tabell 5: Kostnader for aFRR-kapasitetsreserver siste fire år. Summene viser opp- og nedregulering samlet. Hver for seg utgjør opp- og nedregulering omtrent halvparten hver. Datakilde: Innsikt (volum), Årsrapport for systemansvarlig (kostnader), Statnett.

aFRR CM	2021	2022	2023	2024
Sum innkjøpt MWh	1 201 415	1 675 803	3 199 820	3 227 430
Sum innkjøpt beløp NOK	228 651 558	1 317 242 291	638 040 291	524 574 008
NOK/MWh reservert energi	190,3	786,0	199,4	162,5

Nyttige informasjonssider

Tabell 6: Oversikt over nyttige nettsider med utdypende informasjon.

Tema	
Statnetts informasjonssider om reservemarkeder	https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/systemansvaret/kraftmarkedet/reservemarkeder/
Statnetts informasjonsside om hvordan en kan delta i reservemarkeder	https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/systemansvaret/kraftmarkedet/reservemarkeder/delta-i-reservemarkedene/
Statnetts informasjonsside om flytbasert markedskobling	https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/systemansvaret/kraftmarkedet/flytbasert-markedskobling/
Statnetts kortsiktige markedsanalyse 2024-2029	https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/planer-og-analyser/kortsiktig-markedsanalyse/
Statnetts langsiktige markedsanalyse 2024-2050	https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/planer-og-analyser/langsiktig-markedsanalyse/
Statnetts informasjonsside om EPAD-auksjoner	https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/systemansvaret/kraftmarkedet/epad-auksjoner--skal-styrke-aktorenes-mulighet-til-risikosikring/
Energidepartementets faktside om norsk energisektor	https://energifaktanorge.no/
Norges vassdrags- og energidirektorats informasjonsside om hvordan kraftsystemet fungerer	https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/slik-fungerer-kraftsystemet/
ENTSO-Es Transparency Platform som samler og publiserer kraftmarkedsdata for det pan-europeiske markedet	https://transparency.entsoe.eu/

Rammebetingelser spesielt relevante for kraftmarkedet

Tabell 7: Oversikt over rammebetingelser som er spesielt relevante for kraftmarkedene. Listen er ikke uttømmende.

Rammeverk	
Lov om produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi m.m. (energiloven)	https://lovdata.no/dokument/NL/lov/1990-06-29-50
Forskrift om systemansvaret i kraftsystemet	https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/2002-05-07-448
Forskrift om netregulering og energimarkedet (NEM)	https://lovdata.no/dokument/LTI/forskrift/2019-10-24-1413
Forskrift om kraftomsetning og netjtjenester	https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/1999-03-11-301
Forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet	https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/2004-11-30-1557
Fastsettelse av retningslinjer for balansering av kraftsystemet (EBGL)	https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/regulering/internasjonalt-arbeid/europeisk-regelverksutvikling/europeiske-nettkoder-og-retningslinjer/fastsettelse-av-retningslinjer-for-balansering-av-kraftsystemet-eb/
Fastsettelse av retningslinjer for kapasitetstildeling og flaskehalshåndtering (CACM)	https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/regulering/internasjonalt-arbeid/europeisk-regelverksutvikling/europeiske-nettkoder-og-retningslinjer/fastsettelse-av-retningslinjer-for-kapasitetstildeling-og-flaskehalshaandtering-capacity-allocation-and-congestion-management-cacm/
Fastsettelse av retningslinjer for drift av transmisjonsnett for elektrisk kraft (SOGL)	https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/regulering/internasjonalt-arbeid/europeisk-regelverksutvikling/europeiske-nettkoder-og-retningslinjer/fastsettelse-av-retningslinjer-for-drift-av-transmisjonsnett-for-elektrisk-kraft-so/
Fastsettelse av retningslinjer for langsiktig kapasitetstildeling (FCA)	https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/regulering/internasjonalt-arbeid/europeisk-regelverksutvikling/europeiske-nettkoder-og-retningslinjer/fastsettelse-av-retningslinjer-for-langsiktig-kapasitetstildeling-forward-capacity-allocation-fca/
Transparensforordningen: Regelverk for kraftmarkedet om innsending og offentliggjøring av opplysninger	https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/bransje/markedsobservasjon/regler-for-markedsadferd-og-transparens-i-kraftmarkedet/transparensforordningen-regelverk-for-kraftmarkedet-om-innsending-og-offentliggjoring-av-opplysninger/

Fotograf forsidefoto: Sverre Hjørnevik
Motiv: Bergen
Dato: 30.12.2009

Statnett SF

Nydalen allé 33, Oslo

PB 4904 Nydalen, 0423 Oslo

Telefon: 23 90 30 00

E-post: firmapost@statnett.no

www.statnett.no