



RAPPORT NR. 5 / 2025

# Driften av kraftsystemet 2024

---

**SKREVET AV**

Erlend Kringlebotten, Markus Steen Amundsen, Candice Yu,  
Anne Marthe ter Woerds Christensen, Hege Bruvik Kvandal og Maren Refsnes Brubæk

# RME Rapport nr. 5/2025

## Driften av kraftsystemet 2024

Utgitt av: Reguleringsmyndigheten for energi  
Redaktør: Anne Marthe ter Woerds Christensen  
Forfattere: Erlend Kringlebotten, Markus Steen Amundsen, Candice Yu,  
Anne Marthe ter Woerds Christensen, Hege Bruvik Kvandal og Maren Refsnes Brubæk  
Omslagsbilde: Bjørn Lytskjold/NVE

ISBN: 978-82-410-2485-6  
ISSN: 2535-8251  
Saksnummer: 202422689

**Sammendrag:** Rapporten om Driften av kraftsystemet 2024 er en leveranse som følge av «Supplerende tildelingsbrev til Norges vassdrags- og energidirektorat for 2025 - Reguleringsmyndigheten for energi» fra Energidepartementet (ED). Rapporten gir en oversikt over sentrale forhold i driften av kraftsystemet 2024.

**Emneord:** Kraftsystem, systemansvar, forsyningssikkerhet, leveringskvalitet, driftsforstyrrelser, frekvenskvalitet, reserver, handelskapasiteter, flaskehalsinntekter, kraftpriser, tilsyn, og nordisk og europeisk koordinering

Reguleringsmyndigheten for energi  
Middelthuns gate 29  
Postboks 5091 Majorstuen  
0301 Oslo

Telefon: 22 95 95 95  
E-post: [rme@nve.no](mailto:rme@nve.no)  
Internett: [www.reguleringsmyndigheten.no](http://www.reguleringsmyndigheten.no)

Innholdet kan brukes videre mot kreditering.

Juni 2025

# Forord

Rapporten om Driften av kraftsystemet 2024 er en leveranse som følge av «*Supplerende tildelingsbrev til Norges vassdrags- og energidirektorat for 2025 - Reguleringsmyndigheten for energi*» fra Energidepartementet (ED) [1].

Rapporten gir en oversikt over sentrale forhold i driften av kraftsystemet i 2024. Rapporten tar for seg temaer som har betydning for forsynings sikkerheten i kraftsystemet, blant annet driftssikkerhet, leveringspålitelighet, driftsforstyrrelser og frekvens- og spenningskvalitet. I tillegg gir rapporten en oversikt over systemansvarlig sin anskaffelse og bruk av systemtjenester, handelskapasiteter, kraftpriser og flaskehalsinntekter.

Rapporten er basert på og sammenstiller informasjon mottatt fra Statnett SF som systemansvarlig (systemansvarlig) gjennom «*Årsrapport fra systemansvarlig 2024 – Til RME om drift av Kraftsystemet i Norge*» [2], rapporter utarbeidet av Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) og av Reguleringsmyndigheten for energi (RME), og oppfølgingsmøter med Statnett som systemansvarlig avholdt i løpet av året.

Selv om regelverksutvikling og oppfølging i mindre grad blir beskrevet, er mottatt informasjon og rapporten i seg selv et viktig bidrag til det videre arbeid med oppfølging av regelverket, driften av kraftsystemet og systemansvarlig.

Oslo, juni 2025



Kjetil Lund  
Vassdrags- og energidirektør



Tore Langset  
direktør, Reguleringsmyndigheten for energi

# Sammendrag

Rapporten «Driften av kraftsystemet 2024» er en leveranse som følge av «Supplerende tildelingsbrev til Norges vassdrags- og energidirektorat for 2025 - Reguleringsmyndigheten for energi» fra Energidepartementet (ED) [1]. Innholdet i rapporten er i hovedsak basert på rapportering fra Statnett som systemansvarlig [2] og arbeid utført av RME og NVE i 2024. Rapporten er utarbeidet av RME med innspill fra NVE.

## ***Driftssikkerhet og tiltak i drift***

Energisikkerheten i Norge er tett knyttet til vannressursene. Dette er på grunn av den store mengden vannkraft i det norske systemet. Året 2024 var preget av mye nedbør, høy produksjon og eksport. Ressurssituasjonen i 2024 var god, med en magasinfylling som ble styrket gjennom året. Det bidro til den høyeste totale kraftproduksjonen gjennom et år som har blitt registrert i Norge, på 157,2 TWh. Samtidig var også forbruket høyt, og endte på 137 TWh. En grunn til det høye kraftforbruket er en vekst i forbruk fra transportsektoren, elektrifisering av Utsirahøyden og høy aktivitet fra kraftintensiv industri. Det var en nettoeksport på 18 TWh i 2024. Den største andelen av dette gikk til Storbritannia, hvor det var en nettoeksport på 10 TWh.

Kraftprisene i spotmarkedet i 2024 var tilbake på nivå med prisene før energipriskrisen fra høsten 2021. Dette er som følge av en sterk ressursituasjon, i tillegg til at gasspriser og kontinentale kraftpriser har blitt betydelig lavere. Gjennomsnittlig kraftpris gjennom hele året for henholdsvis Midt- og Nord-Norge var 33 og 27 øre/kWh. I Sør-Norge lå disse på mellom 47 og 58 øre/kWh.

Systemansvarlig kan anvende flere virkemidler i systemdriften for å ivareta driftssikkerheten. I vanskelige driftssituasjoner kan systemansvarlig kreve å benytte all tilgjengelig regulerbar effekt fra produksjonsenheter til å håndtere situasjonen, gjennom vedtak etter systemansvarsforskriften § 12 femte ledd. Systemansvarlig rapporterer at de fattet rundt 270 slike vedtak. For å kunne gjennomføre nødvendig vedlikehold og minimere konsekvenser av utkoblinger skal systemansvarlig samordne og fatte vedtak om driftsstanser i regional- og transmisjonsnett. Systemansvarlig rapporterer at det ble gjennomført flere driftsstanser i 2024 sammenliknet med foregående år. I likhet med tidligere år ble mange søknader om driftsstans sendt inn til systemansvarlig etter ordinær frist.

## ***Leveringspålitelighet og driftsforstyrrelser***

Leveringspåliteligheten er et mål på kraftsystemets evne til å levere elektrisk energi til sluttbrukere og er knyttet til hyppighet og varighet av avbrudd. For et gitt år beregnes leveringspåliteligheten med å se på den totale leverte energien til sluttbrukerne, sett i sammenheng med den beregnede ikke-leverte energien på grunn av avbrudd.

Leveringspåliteligheten i Norge er generelt god. I 2024 var leveringspåliteligheten på 99,985 prosent, en økning på 0,011 prosentpoeng fra 2023. Denne økningen skyldes hovedsakelig

en unormalt lav leveringspålitelighet i 2023 grunnet et større avbrudd i en industripark. Leveringspåliteligheten for 2024 var i større grad på nivå med tidligere år.

Hver sluttbruker opplevde i 2024 i gjennomsnitt 3,29 avbrudd hvorav 0,29 var varslede avbrudd og 3,00 ikke varslede avbrudd.

Driftsforstyrrelser er automatiske, påtvungne eller utilsiktede utkoblinger. Driftsforstyrrelser kan føre til avbrudd i forsyningen til sluttbrukere, men ikke nødvendigvis. For alle spenningsnivå var omgivelser, for eksempel vegetasjon, trefall, snø/is, vind, hovedårsaken til driftsforstyrrelsene. Antallet driftsforstyrrelser i regional- og transmisjonsnettet i 2024 var noe over gjennomsnittet, mens volumet ikke-levert energi som følge av avbrudd i regional- og transmisjonsnettet var det høyeste siden 2013. Dette var i hovedsak på grunn av ekstremværet Ingunn i månedsskiftet januar/februar, som stod for 82 prosent av den ikke-leverte energien i regional- og transmisjonsnettet gjennom hele året.

### **Frekvenskvalitet og spenningskvalitet**

Frekvens- og spenningskvalitet er mål på leveringskvaliteten i kraftsystemet. I 2024 ble det registrert 10 330 minutter med frekvensavvik. Dette er rett over måltallet for de nordiske TSOene på 10 000 minutter. Frekvenskvaliteten har bedret seg gjennom de siste årene, samtidig som det er installert mer utvekslingskapasitet og systemet i større grad blir påvirket av uregulerbar produksjon. Systemansvarlig trekker frem flere viktige tiltak for å redusere frekvensavvikene. Blant disse er bruk av aFRR (sekundærreserver), nye restriksjoner for ramping på mellomlandsforbindelsene og introduksjon og anskaffelse av reserven Fast Frequency Response (FFR), i det nordiske systemet.

Frekvenskvaliteten og stabiliteten i vårt kraftsystem er avhengig av roterende masse i synkrone maskiner, som fra vannturbiner og kjernekraft tilkoblet kraftnettet. Roterende masse er en iboende egenskap i kraftsystemet som bremser hurtige endringer i frekvensen. Andelen roterende masse i kraftsystemet kan måles ved å se på hvor mye rotasjonsenergi som er lagret i den roterende massen, og måles i GWs. Et høyt nivå rotasjonsenergi gjør kraftsystemet mer robust mot raske endringer i frekvens- og effektubalanser. Innfasing av mye ny fornybar kraftproduksjon fra vind og sol kan gjøre at andelen roterende masse i kraftsystemet blir redusert. I 2024 var nivået av rotasjonsenergi i kraftsystemet gjennomsnittlig på nivå med de fire foregående årene. Det laveste nivået i det nordiske systemet var på 131 GWs, og er også på nivå med tidligere år. Ved verdier lavere enn 155 GWs, vil systemansvarlig anskaffe reserven FFR for å unngå større konsekvenser for systemet. De nordiske TSOene følger utviklingen tett og har blant annet tatt i bruk FFR for å redusere konsekvensene ved en eventuell driftsforstyrrelse i perioder med lav roterende masse.

Systemansvarlig fører statistikk over antall minutter de stasjonære driftsspenningene har vært over eller under gitte grenseverdier i stasjonene sine i transmisjonsnettet. Det mottas varsel ved spenninger over 301 kV og 421 kV og ved spenninger under 280 kV og 400 kV. I 2024 var det summert for stasjonene i transmisjonsnettet totalt 584 696 minutter med spenning over 301 og 421 kV, en reduksjon på 128 297 minutter fra 2023. Systemansvarlig bemerker at nedgangen i antall minutter med spenningsoverskridelser er en positiv utvikling, og at dette i stor grad skyldes nye reaktive komponenter i transmisjonsnettet.

## **Systemtjenester og effektreserver**

Systemtjenester er ytelser som er nødvendig for å ivareta tilfredsstillende driftssikkerhet i kraftsystemet, og anskaffes både gjennom markedsløsninger og ved krav til det enkelte anlegg. Systemansvarligs kostnader for kjøp av systemtjenester var på 3 962 MNOK i 2024, noe som er høyere enn tidligere år. Etter 2021 har kostnadene for systemtjenester økt kraftig, og i 2024 har spesielt kostnaden for kjøp av mFRR (tertiærreserver) økt. Innkjøp av mFRR utgjorde en kostnad på 2 573 MNOK, og 65 % av de totale systemansvarskostnadene. Prisene for innkjøp av reserver påvirkes av prisene i spotmarkedet. Selv om vi har sett lavere kraftpriser i spotmarkedet i 2024, så har kostnadene for mFRR hatt en markant økning på 148 % fra 2023 til 2024. Det er i stor grad som følge av økt innkjøpt volum i 2024 for å håndtere en økt mengde uregulerbar produksjon i kraftsystemet, økt utveksling over HVDC-kabler og følgelig et økt behov for reserver. I tillegg har også enkelte perioder høye priser i kapasitetsmarkedet for mFRR bidratt til kostnadene.

Kostnadene for FCR (primærreserver) og aFRR (sekundærreserver) var lavere i 2024 enn i 2023.

Spesialregulering er en systemtjeneste som benyttes for å håndtere driftsutfordringer i kraftsystemet, som lokale flaskehals, feilsituasjoner og andre spesielle årsaker. Dette innebærer at systemansvarlig aktiverer bud utenom prisrekkefølge. Det betyr at man ikke alltid kan bruke den rimeligste opp- eller nedreguleringsressursen. Merkostnaden blir at man ikke får benyttet den rimeligste ressursen. I 2024 ble det 718 GWh spesialregulert for totalt 183 MNOK, der planlagte utkoblinger og intakt nett med overlast stod for nesten hele kostnaden. Både kostnadene knyttet til spesialreguleringer og aktivert volum var lavere enn de tre foregående årene. Behovet og kostnadene for spesialregulering avhenger av flere faktorer, blant annet hydrologiske forhold, prisnivå, revisjoner og feil i kraftsystemet. I 2024 kan både færre tilfeller av overlast sammen med lavere kraftpriser være grunn til lavere volumer og kostnader.

## **Handelskapasitet, kraftpriser og flaskehalsinntekter**

Handelskapasitetene representerer de fysiske begrensningene og mulighetene for kraftoverføring i kraftsystemet og inngår i beregningen av kraftpriser. Når det er for lite tilgjengelig overføringskapasitet oppstår det flaskehals som bidrar til prisforskjeller. I 2024 vedvarte prisforskjellene mellom nord og sør i Norge, men de var lavere enn de foregående årene. Dette kommer av lavere kraftpriser, spesielt i Sør-Norge. Sør-Norge er tettere knyttet til kontinentet der kraftprisene også har sunket fra nivået de siste to årene. Det er et produksjonsoverskudd i nord, og ikke nok overføringskapasitet i nettet til å frakte energien sørover. Dette er en flaskehals som også er til stede mellom nord og sør i Sverige. Om sommeren oppstod også prisforskjell mellom NO2 og de to tilgrensende budområdene NO1 og NO5, som følge av flaskehals mellom budområdene.

Gjennomsnittlig tilgjengelig handelskapasitet mot utlandet var 80 prosent for import og 78 prosent for eksport i 2024. Dette er en økning på henholdsvis 3 og 1 prosent sammenliknet med 2023. Dette kommer av høy tilgjengelighet ved samtlige HVDC-forbindelser.

Fra 29. oktober 2024 ble flytbasert kapasitetsberegning innført som ny metode for å beregne overføringskapasiteter i det nordiske kraftsystemet. Metoden gjør at kapasitetsberegningen i større grad representerer de fysiske egenskapene i kraftsystemet. Systemansvarlig erfarer at kapasiteten i kraftsystemet blir bedre utnyttet. Det kan forklares ved at overføringskapasiteten kan prioriteres der markedet har størst behov for å overføre kraft. Den prioriteringen skjer i markedsklareringen. Fordi kapasitetene nå i større grad representerer de fysiske egenskapene i kraftsystemet, erfarer systemansvarlig også at markedsflyten som blir beregnet etter markedsklareringen i større grad samsvarer med den målte flyten i drift. Videre gir flytbasert kapasitetsberegning en tydeligere indikasjon på hvilke komponenter i kraftnettet som er begrensende for markedet.

Norske flaskehalsinntekter i 2024 endte på 895,1 MEUR. Dette er noe høyere enn i 2023, men under halvparten av flaskehalsinntektene i 2022. Dette skyldes lavere kraftpriser og mindre prisforskjeller mellom budområdene enn det var i 2022. Økningen fra 2023 kommer av en høyere kraftutveksling mot utlandet i 2024. Flaskehalsinntektene fra utveksling med utlandet stod for 68 % av de totale flaskehalsinntektene.

### **Nordisk og europeisk koordinering**

I 2024 har de nordiske TSOene jobbet videre med å utvikle den regionale koordineringen i Norden og Europa, blant annet ved utvikling av oppgavene til den nordiske RCC (Regional Coordination Centre). De har også jobbet med implementering av flytbasert kapasitetsberegning og med utviklingen av «Nordic Balancing Model». Det inkluderer arbeid med oppstart og implementering av nye balansemarkeder, overgang til 15 minutter tidsoppløsning i markedene og automatisering av driften.

Statnett som TSO deltar i ulike nordiske og europeiske arbeidsgrupper hvor de sammen med andre TSOer utarbeider forslag til tekniske vilkår og metoder. RME deltar i diskusjoner og koordineringen av innhold i vilkår og metoder sammen med andre reguleringsmyndigheter. RME fatter bindende vedtak om vilkår og metoder overfor Statnett.

# RMEs vurderinger og oppfølging

Systemansvarlig skal i vurderingen av ulike virkemidler gjøre en avveining mellom hensynet til å tilrettelegge for et effektivt kraftmarked og hensynet til driftssikkerheten i kraftsystemet. Videre er det viktig at systemansvarlig ser de ulike virkemidlene i sammenheng, og vurderer de ulike tiltakenes treffsikkerhet. I tillegg må systemansvarliges praksis og vurderinger være transparent og tydelig.

Systemansvarlig har en plikt til å beskrive hvordan systemansvaret praktiseres gjennom retningslinjer. RME mener disse retningslinjene har bidratt til å øke transparensen og gjøre det tydeligere hvordan Statnett forvalter rollen som systemansvarlig. RME jobber sammen med systemansvarlig om hvordan vi kan ivareta denne transparensen og tydeligheten ved den fortløpende utarbeidelsen og implementeringen av metoder etter kommisjonsforordningene, se kapittel 9.

## Driftssikkerhet og tiltak i drift

Ulike tiltak i drift er viktig for å opprettholde driftssikkerheten i det norske og nordiske kraftsystemet. Det er viktig at systemansvarlig bruker disse virkemidlene på en effektiv måte, ser de i sammenheng og vurderer de opp mot andre tiltak de har mulighet til å benytte i drift. Det er viktig at systemansvarlig kontinuerlig holder oversikt over og loggfører de vedtakene de fortløpende fatter i driften, både skriftlige og muntlige. Aktører bør så langt det er mulig overholde gjeldende frister for driftssøknader slik at det ikke går på bekostning av systemansvarliges ansvar for en effektiv koordinering og sikker drift.

På bakgrunn av store mengder avvik for søknader om driftsstanser har systemansvarlig for flere år siden iverksatt tiltak for å bedre situasjonen. Siden iverksettelsen har det vært lite endringer i innmelding av driftsstanser, og tiltakene ser derfor ikke ut til å ha hatt noen synlig effekt på utfordringene. RME har derfor startet opp et prosjekt for å vurdere forhold knyttet til gjennomføring av driftsstanser og mulighetene for å effektivisere disse.

## Leveringspålitelighet og driftsforstyrrelser

Leveringspåliteligheten i Norge er generelt god. Den årlige variasjonen i leveringspåliteligheten skyldes stort sett dårlig vær.

I 2024 var leveringspåliteligheten i Norge 99,985 prosent. Driftsforstyrrelsene i regional- og transmisijsnett i forbindelse med ekstremværet Ingunn, stod for 82 prosent av den ikke-leverte energien på disse nettnivåene. For å kunne redusere omfanget og konsekvensen av driftsforstyrrelsene er det viktig at den enkelte konsesjonær er oppdatert og bevisst på årsakene i sitt område.

Det er viktig at kvaliteten i rapporteringen av driftsforstyrrelses- og avbruddsdataene som blir innrapportert fra nettselskapene til systemansvarlig og RME, er god nok. Dataene benyttes både til den økonomiske reguleringen av nettselskapene, for å se utviklingen i den nasjonale leveringspåliteligheten, og for å analysere utviklingen i årsaker til driftsforstyrrelser nasjonalt.

## **Frekvenskvalitet og roterende masse**

I 2024 ble det registrert 10 330 minutter med frekvensavvik. Dette er rett over det selvpålagte målet for de nordiske TSOene på 10 000 minutter, men innenfor det absolutte kravet på maksimalt 15 000 minutter. RME mener det er positivt at antall minutter utenfor normalfrekvensbåndet har vært relativt stabilt de siste årene. Det har i flere år vært en forventning om at andelen roterende masse i kraftsystemet skal synke på grunn av etablering av ny vind- og solkraft i de europeiske og nordiske kraftsystemene. Samtidig har nivået av rotasjonsenergi vært stabilt de siste tre årene.

RME mener at det er viktig å fortsette å ha oppmerksomhet rettet mot tiltak for å opprettholde en god frekvenskvalitet og tilstrekkelig nivå med roterende masse i det nordiske kraftsystemet. Det er viktig at systemansvarlig følger denne utviklingen og er tidlig ute med nødvendige tiltak.

## **Systemtjenester og effektreserver**

I 2024 økte systemansvarskostnadene kraftig fra 2023 og de foregående årene, og endte på 3 962 MNOK. Den største kostnadsposten, og hoveddriveren bak økningen, er kostnader for anskaffelse av mFRR (tertiærreserver). Volumet av anskaffet mFRR har økt betydelig i 2024, og systemansvarlig rapporterer at de anskaffer et større volum for å håndtere en økt andel uregulerbar produksjon og økt utveksling over HVDC-forbindelsene som igjen øker ubalansene i kraftsystemet. Samtidig har de også trappet opp anskaffelsen av mFRR som forberedelser til automatisk balansering. Det har vært en forventning om at algoritmen knyttet til automatisk balansering fører til at flere bud blir aktivert enn tidligere, og vil bidra til at større reservevolum blir aktivert. RME oppfatter at kostnadsøkningen for anskaffelse av mFRR har vært stor, og vil følge forhold knyttet til dimensjonering for anskaffelse, reserveprising av tilbydere og overføringskapasitet til reserver tett fremover.

## **Handelskapasitet, kraftpriser og flaskehalsinntekter**

I 2024 var det flaskehals og prisforskjeller mellom nord og sør i Norge gjennom store deler av året, og ved budområdegrensene innenlands mot NO2 på sommeren. Selv om både kraftprisene og prisforskjellene er lavere enn i 2023, har flaskehalsinntektene økt noe fra 2023 til 2024. Dette er grunnet en høy utveksling av kraft over mellomlandsforbindelsene. Det har i 2024 også blitt gitt en høy tilgjengelig handelskapasitet over disse forbindelsene, noe som legger til rette for en effektiv utnyttelse av kraftsystemet. Med vedvarende prisforskjeller mellom budområdene og strukturelt mellom nord og sør i Norden er det fortsatt viktig at TSOene sammen koordinerer planlagt vedlikehold og kapasitetsfastsettelse seg imellom. Dette er viktig for å kunne fortsette å tilby høye import- og eksportkapasiteter. RME mener det er positivt at innføringen av flytbasert kapasitetsberegning høsten 2024 har bidratt til en bedre utnyttelse av kapasiteten i det nordiske kraftsystemet, og at det i større grad reflekterer de fysiske forholdene i nettet. RME jobber videre med en tett oppfølging av den flytbaserte kapasitetsberegningen og videre erfaringer med den nye metoden.

## **Nordisk og europeisk koordinering**

Det norske strømmettet er tett knyttet sammen med strømmettet i Norden og resten av Europa. Koordinering på tvers av landegrensene er derfor avgjørende for effektiv utnyttelse og sikker drift. Økt andel variabel fornybar produksjon i tråd med målet om reduserte klimagassutslipp, vil øke behovet for koordinering og felles regler på tvers av landegrensene i tiden fremover. Et eksempel på dette er arbeidet med å utvikle den nordiske balanseringsmodellen, for implementering av effektive balansemarkeder og utvikling av systemdriften. Dette omfatter blant annet automatisering av balanseringen og overgang til høyere tidsoppløsning i kraftmarkedene. I tillegg bidrar utviklingen av det nordiske «Regional Coordination Centre» til en bedre koordinering av systemdriften i Norden. Energikrisen i Europa i 2022 viste også viktigheten av tett samarbeid for å sikre strømforsyningen blant annet gjennom felles forsyningssikkerhetsanalyser.

RME mener koordinering mellom reguleringsmyndigheter og TSOer på tvers av landegrensener er viktig for å sikre en trygg og effektiv drift, samt en rasjonell bruk og utvikling av kraftsystemet. RME vil fortsatt prioritere dette arbeidet både i Norden og Europa.

## **Oppfølging av systemansvarlig og erfaringer fra tilsyn**

RME følger opp systemansvarlig og de andre aktørene i kraftsystemet gjennom oppfølgingsmøter, tilsyn og konkrete saker. I oppfølgingsmøtene med systemansvarlig blir forhold knyttet til den operative driften, den planlagte driften og utviklingen av markedene og systemdriften belyst. I 2024 var det fokus på utfordrende driftsmønstre, problematikk knyttet til regulering av vindkraftverk i drift, oppstart av døgnetmarkedet for mFRR-kapasitet og overgangen til flytbasert kapasitetsberegning. RME får inn både enkeltsaker knyttet til praktiseringen av systemansvaret samt aktørenes plikter iht. systemansvarsforskriften og forskrift om leveringskvalitet. RME fattet til sammen 24 vedtak i slike saker. Generelt mener RME at aktørene følger regelverket på en god måte, men at det på enkelte områder kan være behov for forbedring.

Systemansvarlig blir blant annet fulgt opp gjennom retningslinjene for praktisering av systemansvaret. I 2024 godkjente RME to revisjoner av systemansvarligs retningslinjer. Formålet med retningslinjene er å øke transparensen og forutsigbarheten i systemansvarlig sin praktisering. RME mener dette bidrar til en tett oppfølging av systemansvaret, og utviklingen fremover i systemdriften.

# Innhold

|   |            |
|---|------------|
| <b>Forord</b> .....   | <b>i</b>   |
| <b>Sammendrag</b> .....   | <b>ii</b>  |
| <b>RMEs vurderinger og oppfølging</b> .....                               | <b>vi</b>  |
| <b>Innhold</b> .....  | <b>ix</b>  |
| <b>Liste over tabeller</b> .....  | <b>xi</b>  |
| <b>Liste over figurer</b> .....   | <b>xii</b> |
| <b>Liste over sentrale begreper og forkortelser</b> .....                 | <b>xiv</b> |
| <b>1 Innledning</b> .....   | <b>1</b>   |
| <b>2 Driftssikkerhet og tiltak i drift</b> .....                          | <b>3</b>   |
| 2.1 Ressurssituasjon .....  | 3          |
| 2.2 Installert utvekslingskapasitet .....                                 | 4          |
| 2.3 Særskilte virkemidler for håndtering av energiknapphet .....          | 5          |
| 2.4 Områder med redusert driftssikkerhet .....                            | 6          |
| 2.5 Planlagte driftsstanser .....   | 6          |
| 2.6 Koblingsbilder .....  | 11         |
| 2.7 Planlegging og idriftsettelse av tekniske anlegg i kraftsystemet .... | 11         |
| 2.8 Nettkomponenter .....   | 12         |
| 2.9 Vanskelige driftssituasjoner .....                                    | 15         |
| 2.10 Tvangsmessig utkobling av forbruk .....                              | 15         |
| 2.11 Separatområder .....   | 16         |
| <b>3 Leveringspålitelighet og driftsforstyrrelser</b> .....               | <b>17</b>  |
| 3.1 Leveringspålitelighet .....   | 17         |
| 3.2 Feilanalyse og statistikk over driftsforstyrrelser .....              | 19         |
| 3.3 Beredskap og uønskede hendelser .....                                 | 25         |
| <b>4 Frekvens- og spenningskvalitet</b> .....                             | <b>28</b>  |
| 4.1 Frekvens .....  | 28         |
| 4.2 Roterende masse .....   | 30         |
| 4.3 Driftsspenninger i transmisjonsnettet .....                           | 32         |
| <b>5 Systemtjenester og effektreserver</b> .....                          | <b>35</b>  |
| 5.1 Samlede kostnader for systemtjenester .....                           | 35         |

|          |   |           |
|----------|---|-----------|
| 5.2      | Fast Frequency Response (FFR) .....   | 38        |
| 5.3      | Primærreserver (FCR).....   | 38        |
| 5.4      | Sekundærreserver (aFRR) .....   | 40        |
| 5.5      | Tertiærreserver (mFRR).....   | 42        |
| 5.6      | Spesialregulering.....  | 45        |
| 5.7      | Systemvern .....  | 47        |
| 5.8      | Produksjonsflytting og –glatting .....  | 49        |
| 5.9      | Produksjonstilpasning.....  | 51        |
| 5.10     | Balanse- og effektkraft.....  | 52        |
| <b>6</b> | <b>Handelskapasitet, kraftpriser og flaskehalsinntekter .....</b>                   | <b>53</b> |
| 6.1      | Budområder .....  | 53        |
| 6.2      | Handelskapasiteter .....  | 55        |
| 6.3      | Kraftpriser.....  | 61        |
| 6.4      | Flaskehalsinntekter .....   | 63        |
| <b>7</b> | <b>Nordisk og europeisk koordinering .....</b>                                      | <b>66</b> |
| 7.1      | Nordisk og europeisk samarbeid .....  | 66        |
| 7.2      | Investeringsplaner .....  | 67        |
| 7.3      | Nordisk koordineringssenter, Nordic RCC .....                                       | 67        |
| <b>8</b> | <b>Oppfølging av systemansvarlig og erfaringer fra tilsyn.....</b>                  | <b>69</b> |
| 8.1      | Oppfølging av systemansvarlig.....  | 69        |
| 8.2      | Oppfølging med aktørenes plikter etter systemansvarsforskriften.                    | 70        |
| 8.3      | Leveringskvalitet.....  | 70        |
| 8.4      | Beredskap, rasjonering og vedlikehold av elektriske anlegg og fjernvarmeanlegg..... | 70        |
| <b>9</b> | <b>Endringer i rammeverk.....</b>   | <b>71</b> |

# Liste over tabeller

|   |    |
|---|----|
| Tabell 1: Systemansvarskostnader i MNOK for perioden 2015 - 2024.....   | 37 |
| Tabell 2: Antall aktører som har deltatt i regulerkraftmarkedet (RK) og regulerkraftopsjonsmarkedet (RKOM) i 2024. RKOM er fordelt på sesongmarkedet og ukesmarkedet..... | 45 |
| Tabell 3: Antall utløsninger av belastningsfrakobling (BFK) og produksjonsfrakobling (PFK) i perioden 2015 - 2024. ....   | 49 |
| Tabell 4: Kapasitetstilgjengelighet for handelskorridorer mot utland for 2024 .....   | 56 |
| Tabell 5: Månedlige gjennomsnittlige kraftpriser for 2024, avrundet til én desimal.....   | 63 |
| Tabell 6 Oversikt over endringer i rammeverk i 2024 .....   | 71 |

# Liste over figurer

|  |    |
|--|----|
| Figur 1: Antall planlagte driftsstanser på alle spenningsnivåer .....  | 7  |
| Figur 2: Fordeling av antall planlagte driftsstanser for hver måned de siste seks årene. ....  | 8  |
| Figur 3: Oversikt over planlagte driftsstanser i 2024 fordelt på spenningsnivå.....  | 8  |
| Figur 4: Oversikt over planlagte driftsstanser i 2024 fordelt på hvem som initierte dem. ....  | 9  |
| Figur 5: Antall søknader om driftsstans fordelt på tidspunkt forespørselen ble sendt til systemansvarlig.....                              | 10 |
| Figur 6: Antall søknader om driftsstans fordelt på tidspunkt forespørselen ble sendt til systemansvarlig fra de ulike konsesjonærene. .... | 10 |
| Figur 7: Oversikt over antall vedtak om idriftsettelse av anlegg fattet av systemansvarlig i perioden 2015-2024.....                       | 12 |
| Figur 8: Oversikt over aldersfordelingen av luftledninger i regional- og transmisjonsnett. ....  | 13 |
| Figur 9: Oversikt over aldersfordelingen av jordkabler i regional- og transmisjonsnett. ....   | 14 |
| Figur 10: Oversikt over aldersfordelingen av sjøkabler i regional- og transmisjonsnett. ....   | 14 |
| Figur 11: Oversikt over aldersfordelingen og total merkeytelse for transformatorer i regional- og transmisjonsnett.....                    | 15 |
| Figur 12: Oversikt over antall større tilfeller av separatdrift som følge av feil.....   | 16 |
| Figur 13: Leveringspålitelighet for årene 2015-2024.....   | 18 |
| Figur 14: Avbruddsindikatorer for årene 2015-2024. ....  | 19 |
| Figur 15: Antall driftsforstyrrelser 33–420 kV i perioden 2015–2024 .....  | 20 |
| Figur 16: ILE forårsaket av driftsforstyrrelser i regional- og transmisjonsnett, 2015-2024..   | 20 |
| Figur 17: Antall driftsforstyrrelser 1–22 kV i perioden 2015–2024. ....  | 21 |
| Figur 18: Årsak til driftsforstyrrelser i 2024 fordelt på ekstern hovedårsak. ....   | 22 |
| Figur 19: Årsak til driftsforstyrrelser i 2024 fordelt på intern hovedårsak.....   | 23 |
| Figur 20: Andel driftsforstyrrelser og ikke-levert energi (ILE) hvor omgivelsene er årsak til driftsforstyrrelsene.....                    | 24 |
| Figur 21: Oversikt over antall hendelser for 1–420 kV som skyldes hovedårsak omgivelser fordelt på underkategorier. ....                   | 25 |
| Figur 22: Grov kategorisering av uønskede hendelser som NVE er gjort kjent med i perioden 2018-2024. ....                                  | 27 |
| Figur 23: Utvikling av frekvenskvaliteten i perioden 2001 - 2024. ....   | 29 |
| Figur 24: Timesverdier for mengde rotasjonsenergi i Norge og Norden for 2024.....  | 30 |
| Figur 25: Utvikling av mengden rotasjonsenergi fra 2020 til 2024. ....   | 31 |
| Figur 26: 90-persentil for rotasjonsenergi fra 2020 til 2024 .....   | 32 |
| Figur 27: Antall minutter totalt med spenning over 301 og 421 kV for systemansvarliges stasjoner i transmisjonsnett årlig siden 2021. .... | 34 |
| Figur 28: Systemansvarskostnader i MNOK for perioden 2015 – 2024.....  | 36 |
| Figur 29: Oversikt over de ulike reservene og aktiveringstid.....  | 38 |
| Figur 30: Innkjøp og videresalg av FCR-N i MWh per uke i 2024.....   | 39 |
| Figur 31: Innkjøp og videresalg FCR-N i MWh per kvartal 2019-2024. ....  | 40 |
| Figur 32: Innkjøp av aFRR i MWh per uke i 2024. ....   | 41 |
| Figur 33: Innkjøp av aFRR i MWh per kvartal 2019-2024. ....  | 41 |
| Figur 34: mFRR kapasitet i MWh fordelt ukesvis for 2024. ....  | 43 |
| Figur 35: Volum mFRR kapasitet i MWh fordelt kvartalsvis for perioden 2020-2024. ....  | 44 |
| Figur 36: mFRR kapasitet i MWh, sammenlignet med kostnader fordelt ukesvis for 2024. ....  | 45 |
| Figur 37: Kostnader [MNOK] og mengde [GWh] spesialregulering for perioden 2014 - 2024..  | 47 |

|  |    |
|--|----|
| Figur 38: Antall systemvernsaktiveringer systemansvarlig har pålagt konsesjonærene i perioden 2015 – 2024. ....  | 48 |
| Figur 39: Omfang av produksjonsflytting (MWh) per uke for 2024. ....   | 50 |
| Figur 40: Omfang av produksjonsglatting (MWh) per uke for 2024. ....   | 50 |
| Figur 41 Antall driftsstanser i 2024 hvor det var behov for å sende ut ett eller flere vedtak om produksjonstilpasning. ....   | 52 |
| Figur 42: Maksimal handelskapasitet (NTC) i Norden.....  | 53 |
| Figur 43: Forenklet skisse av ledningene mellom prisområdene i Norge og Sverige .....  | 54 |
| Figur 44: Gjennomsnittlig tilgjengelig handelskapasitet mot utlandet for 2024 .....  | 56 |
| Figur 45: Prosentvis tilgjengelig handelskapasitet de siste seks årene. ....   | 57 |
| Figur 46: Tilgjengelig handelskapasitet gitt ved budområdegrensen NO2-NO1 i 2024 frem til 29. oktober.....   | 60 |
| Figur 47: Ukentlige gjennomsnittsverdier for kraftprisene i NO1 og NO2, fyllingsgrad, europeiske utslippskvoter CO <sub>2</sub> (Front Year 1) og nederlandske gass futures (Dutch TTF Front Month 1) i 2024. .... | 61 |
| Figur 48: Ukentlige gjennomsnittlige kraftpriser i Norge 2024.....   | 62 |
| Figur 49: Norges samlede flaskehalsinntekter mot utlandet og mellom budområdene internt i Norge i MEUR. ....   | 64 |
| Figur 50: Flaskehalsinntekt per måned for utlandsforbindelsene i 2024.....   | 65 |

# Liste over sentrale begreper og forkortelser

|                                       |  |
|---------------------------------------|--|
| <i>Avbrudd</i>                        | Tilstand karakterisert ved uteblitt levering av elektrisk energi til en eller flere sluttbrukere, hvor alle forsyningsspenningene er under 5 prosent av avtalt spenningsnivå. Avbruddene klassifiseres i langvarige avbrudd (> 3 min) og kortvarige avbrudd ( $\leq 3$ min) [3]. |
| <i>BRP</i>                            | Balancing Responsible Party, balanseansvarlig  |
| <i>BSP</i>                            | Balancing Service Provider, leverandør av balansetjenester   |
| <i>Driftsforstyrrelse</i>             | Automatisk, påtvungen eller utilsiktet utkobling [4].  |
| <i>Driftssikkerhet</i>                | Driftssikkerhet defineres som kraftsystemets evne til å motstå driftsforstyrrelser uten at gitte grenser overskrides. Med gitte grenser siktes det til grenseverdier for frekvens, spenning og termisk overføringskapasitet på kabler og ledninger.                              |
| <i>DSB</i>                            | Direktoratet for samfunnssikkerhet og beredskap  |
| <i>Effektsikkerhet</i>                | Kraftsystemets evne til å dekke momentan belastning og karakteriseres ved tilgjengelig kapasitet i installert kraftproduksjon eller i kraftnettet.   |
| <i>Energisikkerhet</i>                | Kraftsystemets evne til å dekke energibruken. Energiknapphet eller svikt i energisikkerhet karakteriseres ved redusert produksjon av elektrisk energi på grunn av mangel på primærenergi (vann, gass, kull etc.)   |
| <i>FASIT</i>                          | Feil- og avbruddsstatistikk i totalnettet  |
| <i>Feil</i>                           | Manglende evne til å oppfylle gitte krav på grunn av intern tilstand. En feil er resultatet av en svikt, enten på enheten selv eller fra en mangel tidligere i enhetens levetid (latent feil) [5].   |
| <i>FFR</i>                            | Fast Frequency Reserves, raske effektreserver  |
| <i>Forsyningsikkerhet</i>             | Kraftsystemets evne til å kontinuerlig levere elektrisk kraft av en gitt kvalitet til sluttbruker.   |
| <i>Frekvens</i>                       | Frekvensen er et mål på hvor mange ganger vekselstrømmen svinger i løpet av et sekund. Det sier noe om den momentane balansen i kraftsystemet.   |
| <i>HVDC</i>                           | High-Voltage Direct Current, likestrømkabel  |
| <i>ILE</i>                            | Ikke-levert energi   |
| <i>KBO</i>                            | Kraftforsyningsens beredskapsorganisasjon  |
| <i>KILE</i>                           | Kostnader ved ikke-levert energi, regulert i forskrift om strømnetselskapenes inntekter, kapittel 4.   |
| <i>Konsesjonær</i>                    | Konsesjonær i denne rapporten viser til selskap som innehar konsesjon for anlegg for produksjon, omforming, overføring og fordeling av elektrisk energi etter energiloven.   |
| <i>Kraftberedskapsforskriften</i>     | Forskrift av 7. desember 2012 nr. 1157 om sikkerhet og beredskap i kraftforsyningen.   |
| <i>Lastfølging (kvartersflytting)</i> | Systemansvarlig kan vedta å fremskynde eller utsette planlagte produksjonsendringer med inntil femten minutter.  |
| <i>Leveringskvalitetsforskriften</i>  | Forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet   |

|                                 |  |
|---------------------------------|--|
| <i>Leveringspålitelighet</i>    | Kraftsystemets evne til å levere elektrisk energi til sluttbruker. Leveringspålitelighet er knyttet til hyppighet og varighet av avbrudd i forsyningsspenningen [3].   |
| <i>mACE</i>                     | Modernisert Area Control Error, modernisert område ubalanse kontroll   |
| <i>Momentan balanse</i>         | Likevekt mellom samlet forbruk og samlet produksjon av kraft, hensyntatt kraftutveksling med tilknyttede kraftsystemer [4].  |
| <i>N-1</i>                      | Kraftsystemet tåler utfall av én enkeltkomponent uten at det medfører avbrudd for sluttbrukere.  |
| <i>NRCC</i>                     | Nordic Regional Coordination Center  |
| <i>NSL</i>                      | North Sea Link   |
| <i>Primærreserve (FCR)</i>      | Primærreserver er automatiske reserver og er de første reservene som benyttes for å håndtere endring i frekvensen. Primærreserver kalles også FCR (Frequency Containment Reserves) [6].  |
| <i>Produksjonsglatting</i>      | Produsenter som frivillig deltar i produksjonsglatting, må på bestilling fra systemansvarlig fremskynde eller utsette planlagt produksjonsendring inntil en halvtime.  |
| <i>Sekundærreserve (aFRR)</i>   | Sekundærreserver er automatiske reserver og er de andre reservene som benyttes ved frekvensavvik. Sekundærreserver skal avløse primærreservene slik at primærreservene blir frigjort til å håndtere ny endring i frekvens. Automatiske sekundærreserver kalles også Frequency Restoration Reserves Automatic (aFRR) [7].   |
| <i>Strukturelle ubalanser</i>   | Avvik mellom planlagt produksjon, forbruk og utveksling ved timestskift som følge av at kraftmarkedene har timesoppløsning.  |
| <i>Synkronområde</i>            | Det nordiske synkronområdet består av kraftnettet i Norge, Sverige, Finland og deler av Danmark. Området har felles frekvens, og ubalanser i et område påvirker derfor hele synkronområdet.  |
| <i>Systemansvarlig</i>          | Statnett er gjennom konsesjon delegert myndigheten til å utøve systemansvaret i det norske kraftsystemet. Forskrift om systemansvaret i kraftsystemet skal sikre at systemansvaret utøves på en samfunnsmessig rasjonell måte.   |
| <i>Systemansvarsforskriften</i> | Forskrift av 7. mai 2002 nr. 448 om systemansvaret i kraftsystemet (fos).  |
| <i>Systemkritisk vedtak</i>     | Vedtak fattet av systemansvarlig som er definert i systemansvarsforskriften § 28 tredje ledd. Systemkritiske vedtak er unntatt forvaltningsloven kapittel IV-VI og VIII.   |
| <i>Tertiærreserve (mFRR)</i>    | Tertiærreserver (regulerkraft) benyttes til å redusere ubalanser mellom forbruk og produksjon for å avlaste generatorene som har respondert med automatisk primær- eller sekundærregulering, og til å håndtere regionale flaskehals. Tertiærreservene skaffes gjennom regulerkraftmarkedet (RK) og kapasitetsmarked for mFRR (RKOM frem til februar 2024, mFRR CM fra februar 2024) [8]. |
| <i>TSO</i>                      | Transmission system operator. I Norge er Statnett TSO.   |

# 1 Innledning

**Kraftsystemet er en svært viktig del av infrastrukturen i Norge. Både bedrifter, offentlige virksomheter og privatpersoner er avhengig av kraft og av at det norske kraftsystemet er velfungerende. Norge er knyttet til det nordiske synkronområdet, som omfatter Norge, Sverige, Finland og Danmark, unntatt Jylland. Via likestrømsforbindelser er Norge også knyttet til andre synkronområder, og er dermed en del av et større felles europeisk kraftsystem.**

For at kundene skal ha nytte av kraft er det ikke tilstrekkelig å kun ha de fysiske anleggene, for eksempel luftlinjer, kabler, transformatorer og brytere, på plass og i god stand. Man er også avhengig av at det hele tiden produseres like mye kraft som det forbrukes, slik at kraftsystemet er i balanse. Det måles ved at frekvensen til enhver tid skal være på 50 Hz. Alt elektrisk utstyr som er tilkoblet det norske kraftsystemet er laget for å fungere med denne frekvensen. I tillegg er det viktig å holde spenningen innenfor gitte grenser for å unngå overbelastning eller feilfunksjon på komponenter.

Statnett er systemansvarlig og TSO i Norge, og har som oppgave å sørge for at det til enhver tid er balanse mellom produksjon og forbruk. Dette ansvaret er tildelt gjennom konsesjon. Norge er en del av det nordiske synkronområdet, og Statnett som systemansvarlig må samarbeide med de andre nordiske systemansvarlige om blant annet balansering og flaskehalshåndtering. For å sikre balansen i systemet er det utviklet markedsløsninger som skal bidra til en effektiv utvikling og utnyttelse av kraftsystemet.

Forskrift om systemansvaret i kraftsystemet, forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet, forskrift om sikkerhet og beredskap i kraftforsyningen og flere kommisjonsforordninger gir plikter og rettigheter til systemansvarlig, TSO, DSO, og alle som eier og drifter nett eller er tilknyttet det norske kraftsystemet. Det er omfattende regelverk som skal ivareta driftssikkerheten og samtidig legge til rette for en effektiv drift og samhandling mellom aktører. RME arbeider kontinuerlig med regelverksutvikling, tilsyn og oppfølging. Forskriftsendringer og pågående arbeid med regelverket blir i hovedsak omtalt i denne rapporten fra det året endringene har trått i kraft, det vil si fra endringen har en faktisk påvirkning på driften av kraftsystemet.

## **Rapporten er inndelt som følger:**

- Kapittel 2 beskriver driftssikkerheten og tiltak i driften av kraftsystemet i Norge i 2024. Dette inkluderer emner som ressursituasjonen, områder med redusert driftssikkerhet og planlagte driftsstanser.
- Kapittel 3 presenterer statistikk for leveringspålitelighet og driftsforstyrrelser. Kapitlet gir også en beskrivelse av uønskede hendelser som har påvirket kraftsystemet.
- Kapittel 4 omtaler utvikling i frekvenskvalitet i det nordiske synkronområdet, roterende masse i systemet og driftsspenninger i transmisjonsnettet.
- Kapittel 5 beskriver systemansvarligs bruk av og betaling for systemtjenester.
- Kapittel 6 beskriver handelskapasitetene, kraftprisene og flaskehalinntektene i kraftsystemet.

- Kapittel 7 gir en overordnet beskrivelse av den nordiske og europeiske samarbeidet, og koordineringen med andre reguleringsmyndigheter og TSOer.
- Kapittel 8 gir en oppsummering av RMEs oppfølging av systemansvarlig og RME og NVEs tilsynsvirksomhet.
- Kapittel 9 gir en kort beskrivelse av nasjonale endringer i rammeverk.

Deler av rapporten er utarbeidet etter innspill fra avdeling for tilsyn og beredskap og energi- og konsesjonsavdelingen i NVE. Dette er delkapitlene om ressursituasjonen, oversikt over områder med redusert driftssikkerhet (N-1), separatområder, nettkomponenter, uønskede hendelser og tilsyn med beredskap og vedlikehold av elektriske anlegg og fjernvarmeanlegg. Resten av rapporten er utarbeidet av RME.

## 2 Driftssikkerhet og tiltak i drift

Det er særlig tre faktorer som har stor betydning for energisikkerheten i Norge. Den fremste faktoren er at det norske kraftsystemet er dominert av vannkraft, og dermed er utvikling i tilsig til vassdragene og fyllingsgrad i vannmagasinene viktig for energibalansen. Den andre faktoren er utvekslingskapasitet. Dette får større betydning for energisikkerheten etter hvert som vind- og solkraft har blitt en større del av produksjonsmiksen i Norge, og en enda større del i land vi har utvekslingskapasitet til. Den tredje faktoren som har stor betydning for energibalansen er strømforbruk.

For å håndtere driften av kraftsystemet skal Statnett som systemansvarlig i størst mulig grad bruke virkemidler basert på markedsbaserte prinsipper. Men i utfordrende situasjoner, ved effektknapphet eller driftsforstyrrelser er det ikke alltid mulig å ivareta driftssikkerheten gjennom markedsbaserte løsninger. Systemansvarlig har derfor mulighet til å benytte andre virkemidler med hjemmel i systemansvarsforskriften. Eksempler på disse virkemidlene er å fastsette endringer i koblingsbilder, rekvirere effekttilgang, kreve å benytte tilgjengelig regulerbar effekt, eller pålegge kortsiktig tvangsmessig utkobling av forbruk som en siste utvei.

I denne sammenhengen definerer vi energisikkerhet som kraftsystemets evne til å dekke energiforbruket. Energiknapphet eller svikt i energisikkerheten karakteriseres ved redusert produksjon av elektrisk energi på grunn av mangel på primærenergi. Driftssikkerhet defineres som kraftsystemets evne til å motstå driftsforstyrrelser uten at gitte grenser overskrides. Med gitte grenser sikter vi til grenseverdier for frekvens, spenning og termisk overføringskapasitet for komponenter.

### 2.1 Ressurssituasjon

NVE følger utviklingen i ressurssituasjonen (kraftforbruk, -produksjon og -utveksling) gjennom den ukentlige kraftsituasjonsrapporten<sup>1</sup> og gjennom kvartalsrapporter<sup>2</sup> om utviklingen i kraftmarkedet. Fra og med 2025 publiserer NVE også en årlig rapport «Tilstanden i kraftsystemet» som ser på kraftsystemet i året som gikk og forventet utvikling de neste fem årene. I rapporten «Tilstanden i kraftsystemet 2025» [9] oppsummerer NVE kraftåret 2024:

*2024 var et vått år der Norge fikk tilført nesten 160 TWh nedbørsenergi, mer enn 22 TWh over gjennomsnittet. Magasinfyllingen for Norge gikk fra å være under historisk median ved starten av året, til å være over medianen ved utgangen av året. Samtidig var vannkraftproduksjonen høy i store deler av landet. I 2024 hadde Norge en kraftproduksjon på 157,2 TWh, den høyeste totale kraftproduksjonen som noensinne er registrert.*

*I 2024 hadde Norge et kraftforbruk på 137 TWh, det høyeste forbruket siden 2021. Mellom 2020 og 2024 har årlig kraftforbruk variert mellom 133 og 139 TWh. 2024 var noe varmere enn normalt, og temperaturkorrigert forbruk i Norge endte på*

---

<sup>1</sup> [Kraftsituasjonsrapporter - NVE](#)

<sup>2</sup> [Kvartalsrapport for kraftmarkedet - NVE](#)

nærmere 139 TWh. Dette er over 4 TWh høyere enn i 2023. Det er flere grunner til at kraftforbruket økte i 2024. For transport har forbruket vokst i flere år, og veksten fortsatte i 2024. I petroleumssektoren ble feltene på Utsirahøyden fullelektrifisert høsten 2023, og har fått kraft fra land gjennom hele 2024. Kraftintensiv industri hadde noe høyere aktivitet i 2024 sammenlignet med 2023, noe som førte til en økning i kraftforbruket. Kraftforbruket i industrien var likevel lavere enn toppnivået fra 2021. Forbruket til datasentre hadde en kraftig vekst fra 1,6 TWh i 2023 til 2,1 TWh i 2024.

Norge hadde en nettoeksport av kraft på nesten 18 TWh i 2024. Det var nettoeksport til alle naboland unntatt Sverige. En svakere ressursituasjon enn normalt i Midt- og Nord-Norge ga lav kraftproduksjon og bidro til nettoimport til regionen i de fleste ukene fram til fjerde kvartal. På senhøsten, etter at magasinutfyllingen hadde økt betraktelig sammenlignet med medianen, hadde Midt- og Nord-Norge nettoeksport av kraft igjen. Over året importerte Midt- og Nord-Norge mer enn de eksporterte fra Sverige. For sørlige Norge var det nettoeksport av kraft i de fleste uker i 2024. Mest gikk til Storbritannia, der nettoeksporten var på rundt 10 TWh i 2024. Det var nettoeksport fra sørlige Norge til alle naboland, med unntak av Sverige (til prisområde SE3). Fra SE3 fikk sørlige Norge en nettoimport på nesten 4 TWh i 2024.

I 2024 var kraftprisene i sørlige Norge lavere enn de tre foregående årene, og nede på nivået vi hadde før energipriskrisen startet høsten 2021. Både gasspriser og kraftpriser på kontinentet har falt betraktelig fra toppåret 2022, noe som også ga lavere norske kraftpriser i 2024 enn i de foregående tre årene. I likhet med tidligere år var kraftprisen i de sørlige prisområdene høyere enn i Midt- og Nord-Norge. Mens gjennomsnittlig kraftpris i Midt- og Nord-Norge var på henholdsvis 33 og 27 øre/kWh, var prisene i sørlige Norge på mellom 47 og 58 øre/kWh.

## 2.2 Installert utvekslingskapasitet

Mellom Norge og utlandet er det forbindelser med både veksel- og likestrøm. Vekselstrømsforbindelsene innad i det nordiske synkronområdet går hovedsakelig til Sverige, og disse har en samlet eksport- og importkapasitet på henholdsvis 3 695 og 3 995 MW. Dette er den maksimale overføringskapasiteten som gis til markedet. Mellom Norge og Finland er det også en 220 kV forbindelse. I tillegg er ett aggregat, kraftverket Boris-Gleb i Russland, tilknyttet det nordiske synkronområdet. Fra Boris-Gleb er det kun mulig med import til Norge, med en importkapasitet på 56 MW. Siden mars 2022 har ikke denne forbindelsen vært i drift.

Fra Norge er det likestrømsforbindelser til det synkrone kraftsystemet i kontinental-Europa. Disse forbindelsene er NorNed (723 MW) til Nederland, Skagerak 1 – 4 til DK1 i Danmark (1 680 MW) og NordLink til Tyskland (1 444 MW). I tillegg er det én likestrømsforbindelse til Storbritannia, North Sea Link (NSL) (1 449 MW), som har vært i drift siden oktober 2021. Samlet installert utvekslingskapasitet på likestrømsforbindelsene er 5 248 MW.

Mellomlandsforbindelsene har stor betydning for kraftsystemet, og det er viktig med høy tilgjengelighet for både forsyningsikkerhet og kraftutveksling. Hvis langvarige utfall inntreffer samtidig med en svak hydrologisk balanse, vil det kunne ha betydning for

forsyningsikkerheten. Tilgjengelig kapasitet på mellomlandsforbindelsene har også betydning for integrasjonen av kraftmarkedene, og en gjensidig effektiv bruk av ressurser over landegrensene. Det er samfunnsøkonomisk effektivt å bruke eksisterende infrastruktur så effektivt som mulig.

Feil på mellomlandsforbindelsene vil normalt ikke medføre avbrudd for sluttbrukere. Tilgjengelig handelskapasitet over kabelforbindelsene til utlandet avhenger først og fremst av tilgjengeligheten på kablene og omformerstasjonene. Planlagte revisjoner eller annet nettførsterkningsarbeid innenlands kan likevel føre til kapasitetsreduksjoner på mellomlandsforbindelsene. En redegjørelse for handelskapasitetene på mellomlandsforbindelsene er gitt i kapittel 6.2.

Kapasitetsgrenser mellom alle budområder gis til døgnet. Den felleseuropeiske markedskoplingen ser hele det europeiske systemet under ett. Den bidrar til å optimalisere for maksimal velferd innenfor rammene satt av kapasitetsgrensene, og returnerer priser i hvert område og flyt mellom budområdene for hver time. I løpet av 2025 vil overgang til 15 minutters tidsoppløsning i kraftmarkedene føre til at denne beregningen gjøres hvert kvarter, noe som gir en enda mer effektiv utnyttelse kraftsystemet. I henhold til retningslinjen CACM<sup>3</sup> jobbes det videre med å harmonisere det europeiske kraftmarkedet, eksempelvis har det blitt utarbeidet en regional metode for kapasitetsfastsettelse (flytbasert kapasitetsberegning)<sup>4</sup>, som ble tatt i bruk i det nordiske synkronområdet i oktober 2024.

## 2.3 Særskilte virkemidler for håndtering av energiknapphet

Som systemansvarlig har Statnett ansvaret for å utrede og utvikle virkemidler for å håndtere perioder med energiknapphet etter kraftrasjoneringsforskriften § 13. I tråd med regelverket kan virkemidlene ikke tas i bruk uten godkjenning fra NVE.

Virkemidlene som Statnett tidligere har fått godkjent av NVE er ordning med energiopsjoner i forbruk (energiopsjoner) og mulighet for igangsetting av reservekraftverk. Virkemidlene har ikke vært nødvendige for å håndtere energiknapphet, men de har vært godkjent som virkemidler som kan iverksettes ved behov.

I 2023 søkte Statnett om energiopsjoner som et tiltak for å håndtere og redusere sannsynligheten for energiknapphet. Etter dialog mellom NVE og Statnett ble det vurdert at det ikke var behov for innkjøp av energiopsjoner vinteren 2023/2024. NVE og Statnett har siden vurdert behovet og betydningen av energiopsjoner i lys av endringer i regelverk og markedsløsninger som har funnet sted siden forrige gang det ble inngått avtale om energiopsjoner. I november 2024 godkjente NVE at Statnett løpende skal utvikle virkemidlet energiopsjoner og være forberedt til å benytte virkemidlet (NVE-ref. 202310445-40). Dette betyr ikke at Statnett kan gå til innkjøp av eller løse inn energiopsjoner. Det vil kreve ytterligere godkjenning fra NVE.

---

<sup>3</sup> [Kommisjonsfordning om fastsettelse av retningslinjer for kapasitetstildeling og flaskehalshåndtering \(capacity allocation and congestion management \(CACM\)\).](#)

<sup>4</sup> [Arbeid med nordisk kapasitetsberegningmetode](#)

## 2.4 Områder med redusert driftssikkerhet

Dagens samfunn stiller høye krav til kraftsystemets driftssikkerhet. Et av virkemidlene for å oppnå dette er å planlegge nye nettanlegg og drifte nettet etter det såkalte N-1-kriteriet. Med N-1 menes at kraftsystemet skal tåle utfall av én enkeltkomponent uten at det medfører avbrudd for sluttbrukere.

Selv om N-1-kriteriet benyttes i planleggingsøyemed i kraftnettet, er det ikke et absolutt krav. Alle tiltak i kraftnettet skal først og fremst begrunnes i samfunnsøkonomisk lønnsomhet. En oversikt over alle punkter uten N-1 i kraftnettet kan likevel være nyttig for å kartlegge og synliggjøre sårbarheten i kraftnettet, omfanget av svakere nettløsninger og kostnadene ved å forbedre forsyningssikkerheten.

Systemansvarlig registrerer utvalgte områder med avvik fra N-1 i det norske transmisjonsnettet – områder med redusert driftssikkerhet. Dette er områder som normalt har N-1, men av ulike årsaker avviker fra dette. Drift med N-0 vil si drift med redusert driftssikkerhet.

Systemansvarlig definerer redusert driftssikkerhet ved følgende driftsformer:

- Oppdeling i radialdrifter der det er liten eller ingen lokal produksjon slik at utfall på radialen vil føre til avbrudd av forbruket som er tilknyttet denne. Dette kan være planlagt oppdeling for å redusere omfanget av et utfall, eller planlagt driftsstans på grunn av vedlikehold av anleggene.
- Sammenkoblet nett der systemansvarlig har vedtatt automatisk frakobling av forbruk (systemvern) for å hindre omfattende konsekvenser ved at større områder blir frakoblet på grunn av kaskade- eller følgeutfall.
- Driftssituasjoner der N-1-grensene for snitt overskrides. Disse grensene er fastsatt som følge av termisk begrensning i linjer eller endepunktskomponenter, eller der lav spenning etter utfall er dimensjonerende for overføringsnivået.

Overskridelse av N-1 med intakt nett betyr ikke nødvendigvis at enkeltutfall vil medføre frakobling av forbruk i området, slik det vil gjøre ved radiell drift. Overskridelse av en grense samtidig med et utfall kan i noen tilfeller redde ved rask oppkjøring av produksjon eller oppdeling av nettet.

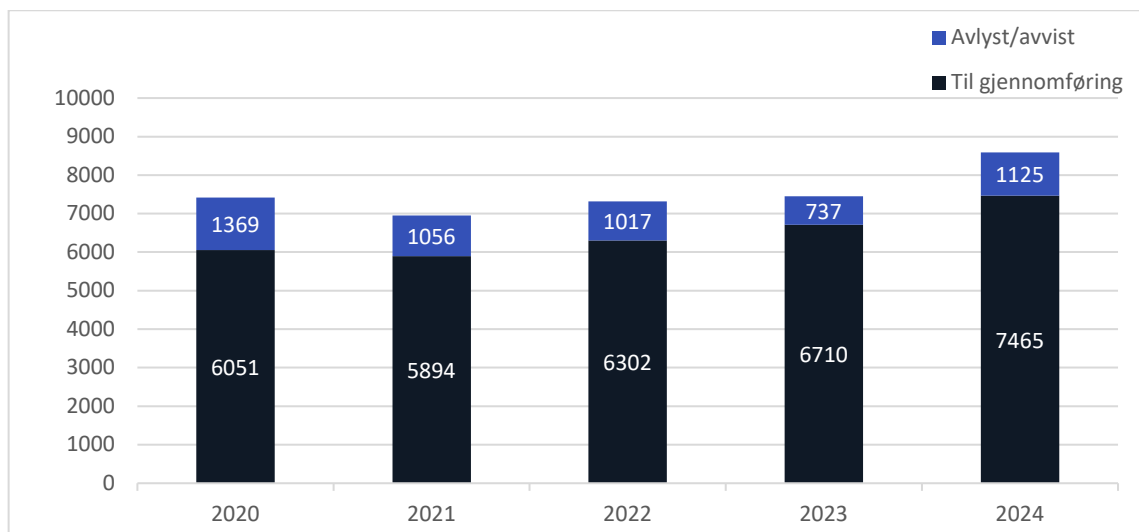
Systemansvarlig oppgir at forsyningen enkelte steder i Midt-Norge ligger på radiell drift hele eller deler av året. Dette gjelder også forsyningen enkelte steder på Østlandet og på Sør- og Vestlandet. Ellers er det redusert driftssikkerhet i kortvarige perioder i forbindelse med planlagte utkoblinger.

## 2.5 Planlagte driftsstanser

For å gi alle konsesjonærer mulighet til å ta komponenter ut til revisjon for å gjennomføre nødvendig vedlikehold og minimere konsekvensene av utkoblingene, samordner systemansvarlig de planlagte driftsstansene i regional- og transmisjonsnettet som kan få konsekvenser for andre konsesjonærer. De driftsstansene som har konsekvenser for andre konsesjonærer i kraftsystemet, kan ikke iverksettes uten vedtak fra systemansvarlig.

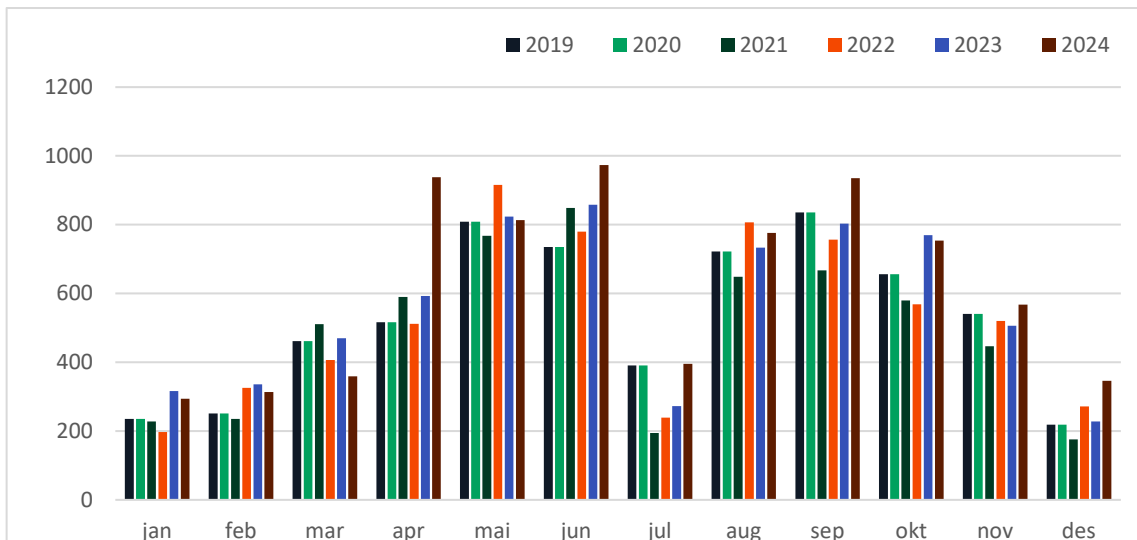
### 2.5.1 Statistikk for planlagte driftsstanser i 2024

Figur 1 viser antall planlagte driftsstanser behandlet av systemansvarlig de siste fem årene. Antallet innmeldte og gjennomførte driftsstanser for 2024 er historisk høyt, og sammenlignet med de fem siste årene ligger antallet driftsstanser i 2024 godt over gjennomsnittet for perioden. Til sammen ble det rapportert inn 8 590 driftsstanser i 2024. Av disse ble 1 125 avvist eller avlyst, mens 7 465 ble gjennomført. Antallet refererer til antall anleggsdeler, ikke antall planer, da en plan kan omfatte flere anleggsdeler. Rapporterte driftsstanser uten utkobling og driftsstanser registrert som utfall er holdt utenfor i oversikten. I 2024 ble også en større andel av de planlagte driftsstansene gjennomført sammenliknet med tidligere år, der eneste år med en større andel er 2024. Dette har vært i en positiv utvikling over de siste 5 årene. Av alle gjennomførte driftsstanser i 2024 hadde 48 % en planlagt utkoblingsperiode på inntil ett døgn. Rundt 19 % av driftsstansene hadde en planlagt varighet på mer enn én uke.



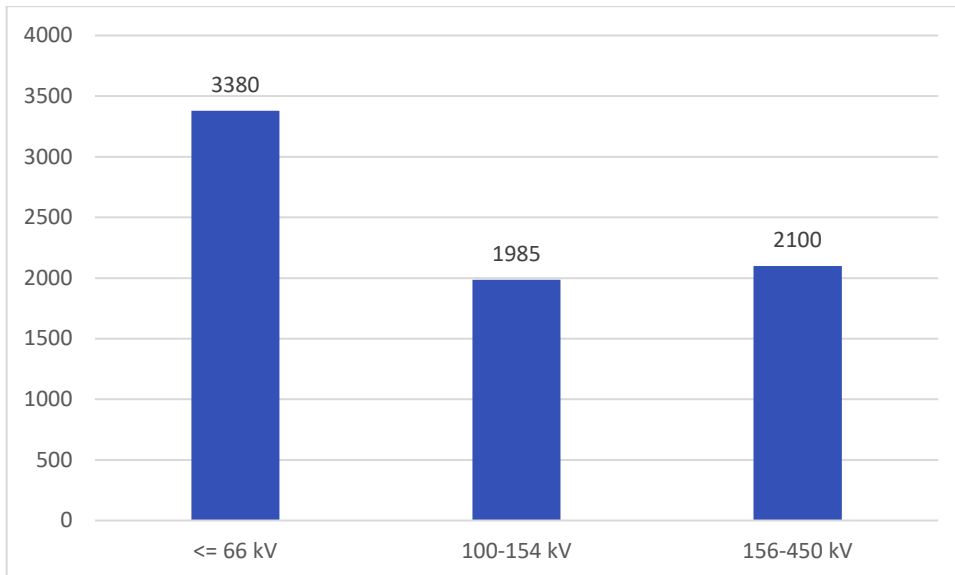
**Figur 1: Antall planlagte driftsstanser på alle spenningsnivåer behandlet av systemansvarlig. Oversikten er fordelt på antall planlagte driftsstanser til gjennomføring og avlyste/avviste driftsstanser.**

Figur 2 viser en fordeling av gjennomførte driftsstanser i 2024 per måned. I likhet med tidligere år viser tallene at det var mindre aktivitet på vinterstid og i juli sammenlignet med resten av året. Dette henger primært sammen med ferieavvikling hos systemansvarlig, konsesjonærer og leverandører samt temperaturens påvirkning på driftsgrenser.

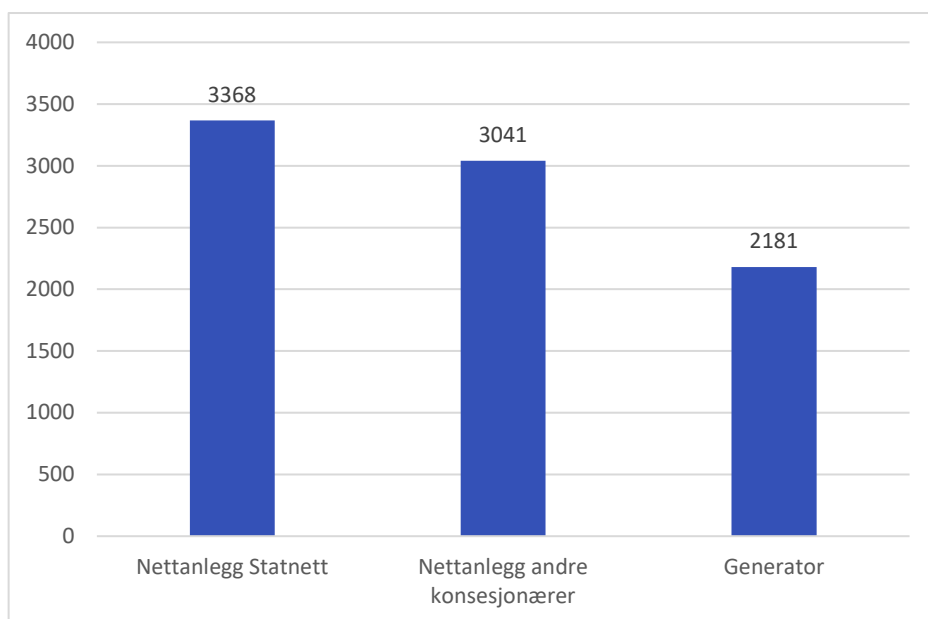


**Figur 2: Fordeling av antall planlagte driftsstanser for hver måned de siste seks årene.**

Figur 3 viser antall driftsstanser på ulike spenningsnivå. Det var flest driftsstanser på de laveste spenningsnivåene. Systemansvarlig rapporterer at aktiviteten for det laveste spenningsnivået generelt er jevnere over året enn for de høyere spenningsnivåene i 2024. Driftsstanser på 66 kV og lavere omfatter i hovedsak generatorer, men også en del komponenter i Statnetts nettanlegg og ledninger, og stasjoner hos andre konsesjonærer. Figur 4 viser en oversikt over hvem som initierte driftsstansene. Statnett initierte den største andelen, som utgjorde 38 % av driftsstansene, mens nettselskap og produsenter stod for henholdsvis 35 % og 26 % av driftsstansene.



**Figur 3: Oversikt over planlagte driftsstanser i 2024 fordelt på spenningsnivå.**



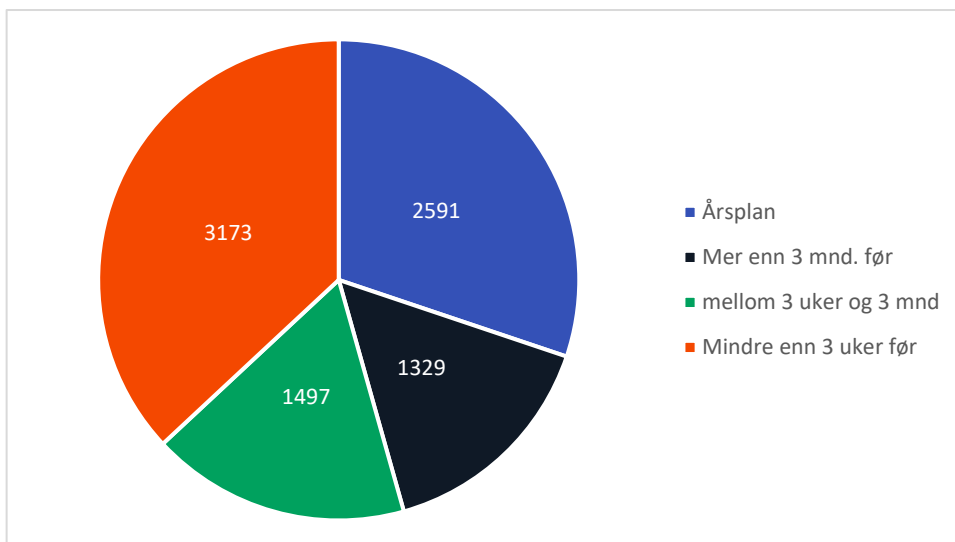
Figur 4: Oversikt over planlagte driftsstanser i 2024 fordelt på hvem som initierte dem.

## 2.5.2 Arbeid med koordinering av planlagte driftsstanser

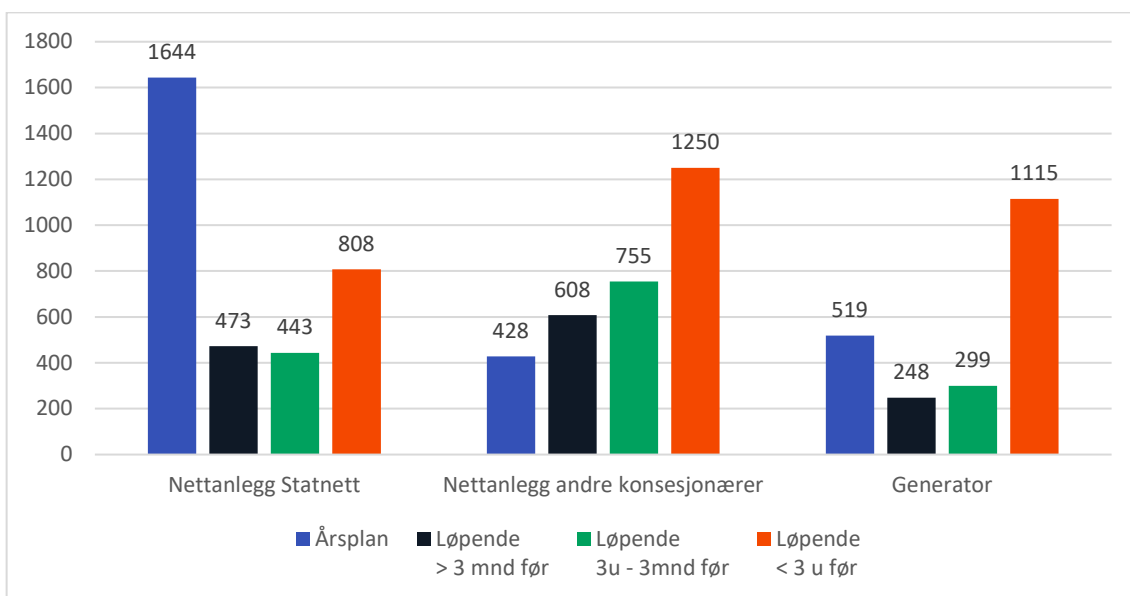
Behov for driftsstanser i transmisjonsnett, mellomlandsforbindelser, nedtransformering til regionalnett og generatorer tilknyttet transmisjonsnett skal rapporteres til systemansvarlig innen 1. september hvert år. Innen 1. desember setter systemansvarlig opp en årsplan for alle kommende driftsstanser. Denne planen skal være koordinert med andre relevante TSO-er gjennom det nordiske koordineringssenteret (Regional Coordination Center, RCC). Utover dette er hovedregelen at alle driftsstanser rapporteres til systemansvarlig senest tre måneder før planlagt utkobling. Innmeldinger som kommer etter den gitte fristen tillates kun dersom konsesjonær har en god begrunnelse for hvorfor fristene ikke kunne overholdes og at driftsstansen gjelder nødvendig feilretting. Retningslinjene til systemansvarlig lister også opp andre eksempler hvor fristen kan fravikes<sup>5</sup>.

Figur 5 og Figur 6 gir en oversikt over antall søknader mottatt innen fristene og antall søknader mottatt etter fristene. I 2023 ble 4 670 driftsstanser rapportert mindre enn tre måneder før planlagt oppstart. Av disse var det 3 173 driftsstanser som ble meldt inn mindre enn tre uker før planlagt oppstart. Dette er en liten økning sammenlignet med 2023, og følger en negativ utvikling man kan se over de siste fem årene. I rapporteringen til systemansvarlig skriver de at 815 av de vedtatte driftsstansene ble avlyst. 95 % av disse ble avlyst av konsesjonærene, som selv trakk søknadene før vedtak. I alt avviste systemansvarlig 39 driftsstanser i 2024, som er en videre utvikling av en svært positiv trend fra de siste årene.

<sup>5</sup> Statnett SF, «[Retningslinjer for fos § 17](#)».



**Figur 5: Antall søknader om driftsstans fordelt på tidspunkt forespørselen ble sendt til systemansvarlig.**



**Figur 6: Antall søknader om driftsstans fordelt på tidspunkt forespørselen ble sendt til systemansvarlig fra de ulike konsesjonærene.**

Som man ser i Figur 5 og Figur 6, meldes en overvekt av driftsstansene for sent inn til systemansvarlig, selv om det er en bedring i andelen innmeldte driftsstanser i årsplanen sammenlignet med tidligere år. Dette påvirker muligheten for effektiv samordning av utkoblingsbehov, som igjen har konsekvenser for både driftssikkerheten og handelskapasiteter i nettet. For å forsøke å redusere antallet søknader som kommer for sent har systemansvarlig gjennomført flere tiltak.

For det første har systemansvarlig jobbet over tid med praktiseringen gjennom retningslinjene, for å tydeliggjøre rapporteringsfristene. Særlig gjelder dette driftsstanser som har påvirkning på handelskapasitet og produksjonstilpasning. Det er også innført tydeligere krav og praktisering for driftsstansene som kan fravike de fristene som er fastsatt i retningslinjene. Til slutt peker systemansvarlig på at de jobber med å påvirke- og legge til

rette for forbedret langsiktig planlegging av driftsstanser, som muliggjør en bedre og mer effektiv samordning av driftsstanser.

## 2.6 Koblingsbilder

I henhold til systemansvarsforskriften § 16 kan systemansvarlig fatte vedtak om koblingsbilder i regional- og transmisjonsnettet. Systemansvarlig fatter vedtak i endringer for faste koblingsbilder, men i enkelte situasjoner blir også koblingsbilder brukt som et virkemiddel i driften.

I perioder med høyt forbruk eller høy produksjon kan systemansvarlig endre koblingsbildet fra masket til radielt nett. Dette gjøres for å håndtere snittproblemer. I områder med mye produksjon gjør man dette for å kunne frakte mest mulig kraft ut av området, mens det i underskuddsområder brukes for å begrense konsekvensene en feil kan forårsake.

I enkelte situasjoner kan systemansvarlig koble ut enkeltkomponenter eller dele mellom samleskinner i stasjoner i masket nett. Dette er for å unngå overlast før eller etter en feil. Systemansvarlig gjør i utgangspunktet dette i henhold til sine driftskriterier. I krevende situasjoner med intakt nett innebærer dette at de kobler om fram til et enkeltutfall vil kunne gi et bortfall av maksimalt 500MW forbruk i inntil 30 minutter. Ved planlagte driftsstanser endrer dette seg noe. I enkelttilfeller med svært presset drift, og mangel på alternative virkemidler fraviker også systemansvarlig fra denne policyen. I 2024 var det 30 tilfeller der koblingsbildene brøt med Statnetts driftskriterier.

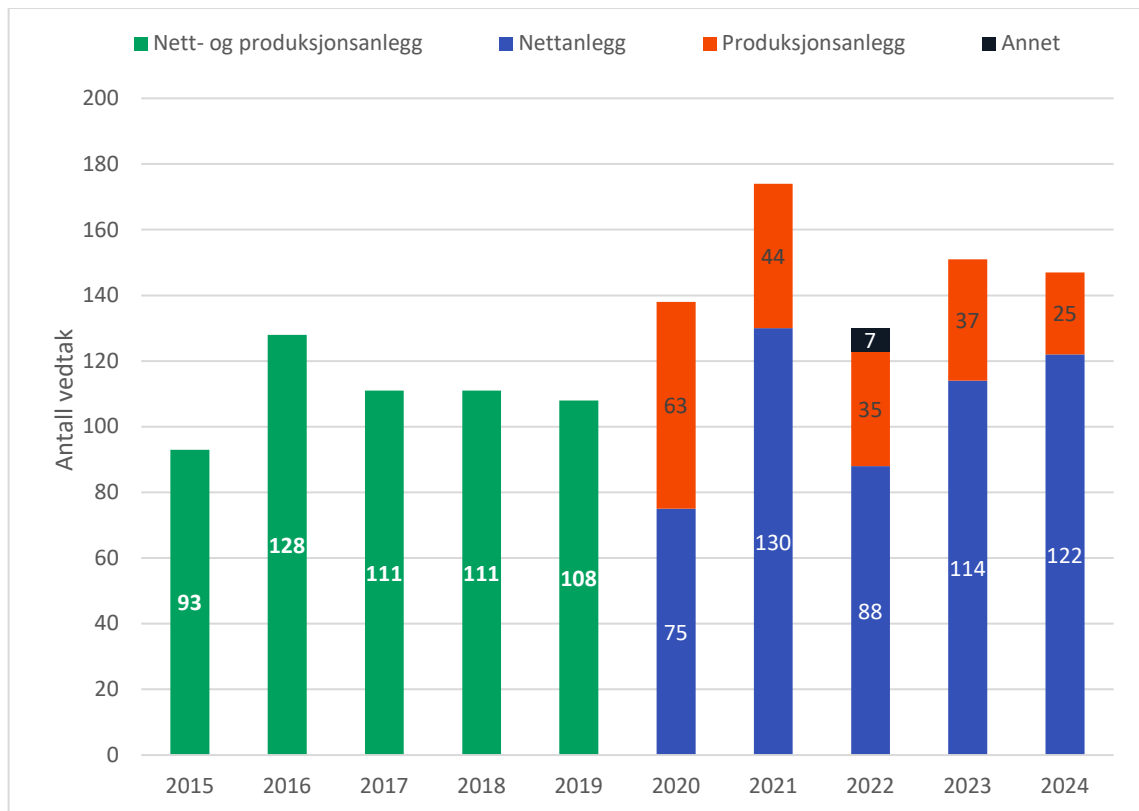
I 2024 gjorde systemansvarlig to endringer i faste koblingsbilder i henhold til systemansvarsforskriften § 16. Den ene av disse koblingsbildene ble gjort i Midt-Norge, og medfører en deling av nettet til radiell drift på bakgrunn av en langvarig feil, mens den andre er gjort i Sør-Norge og innebærer omkobling tilbake til masket nett som følge av en oppgradering.

## 2.7 Planlegging og idriftsettelse av tekniske anlegg i kraftsystemet

Etter systemansvarsforskriften § 14 første ledd skal konsesjonær rapportere til systemansvarlig om planer for nye anlegg eller endringer i eksisterende anlegg i regional- og transmisjonsnett når andre konsesjonærer blir berørt av endringen. Hensikten er at systemansvarlig skal ha mulighet til å stille funksjonskrav til anlegget, i de tilfeller det er nødvendig. I tillegg skal områdekonsesjonærene informere systemansvarlig om planer for nye eller endringer i eksisterende produksjonsanlegg i eget distribusjonsnett når disse planene kan ha vesentlig betydning for driften og utnyttelsen av regional- eller transmisjonsnettet. Anleggene skal ikke settes i drift uten vedtak fra systemansvarlig.

Figur 7 viser en oversikt over antall saker de ti siste årene der systemansvarlig har fattet vedtak om idriftsettelse av anlegg i kraftsystemet. I 2024 fattet systemansvarlig vedtak i 147 saker som omhandlet nye anlegg eller endringer i eksisterende anlegg. Systemansvarlig rapporterer også at 25 av vedtakene gjaldt produksjonsanlegg, mens 122 var nettanlegg. Antallet er ganske likt som rapporterte endringer nettanlegg og produksjonsanlegg sammenlignet med de siste 5 årene, der 2021 er det eneste unntaket. Kategorien «Annet»

omfatter de vedtakene som ikke fattes til produksjons- eller nettanlegg, men for eksempel til industriaktører.



Figur 7: Oversikt over antall vedtak om idriftsettelse av anlegg fattet av systemansvarlig i perioden 2015-2024.

## 2.8 Nettkomponenter

### 2.8.1 Fosweb

Fosweb er kontaktpunktet mellom konsesjonærene og systemansvarlig. Fosweb brukes til rapportering av kraftsystemdata, feil/driftsforstyrrelser og driftsstanser og tilgjengeliggjøring av informasjon.

Systemansvarlig benytter kraftsystemdata som grunnlag for investeringsanalyser, til fastsettelse av overføringsgrenser, koordinering av driftsstanser og oppfølging av anleggenes funksjonalitet i kraftsystemet. I fremtidens kraftsystem ser man et økt behov for mer detaljerte kraftsystemdata. Dette er fordi vi forventer høyere nettutnyttelse og en større grad av automatisert drift av kraftsystemet. Effektive systemer for innrapportering og utveksling av kraftsystemdata har stor nytteverdi for konsesjonærer, nettselskapene og NVE.

I henhold til energilovforskriften skal konsesjonær for anlegg i eller tilknyttet regional- eller transmisjonsnett, samt konsesjonær for produksjonsenheter tilknyttet distribusjonsnett, rapportere til systemansvarlig senest fire uker før nye anlegg, eller endringer i eksisterende anlegg, skal settes i drift. Systemansvarlig skal dele kraftsystemdata med NVE. Fra og med 1. januar 2025 har hjemmelen som sikrer systemansvarliges tilgang på data blitt flyttet fra energilovforskriften til forskrift om systemansvaret. Hjemmelen som sikrer NVE tilgang på

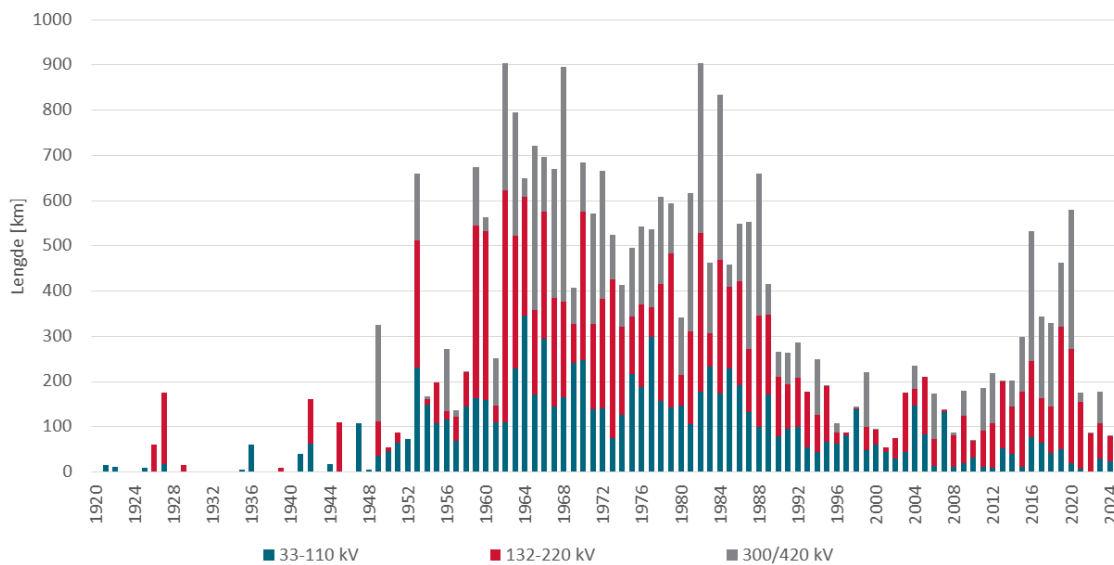
denne dataen ligger i en oppdatert energilovforskrift. Les mer om disse endringene på RME sine nettsider: [Endringer i systemansvarforskriften og energilovforskriften - NVE](#).

Systemansvarlig jobber kontinuerlig med å utvide funksjonalitet, øke kvaliteten og effektiviteten av Fosweb. I 2024 har det vært økt fokus på å innhente informasjon fra brukere for å øke brukervennligheten av løsningen.

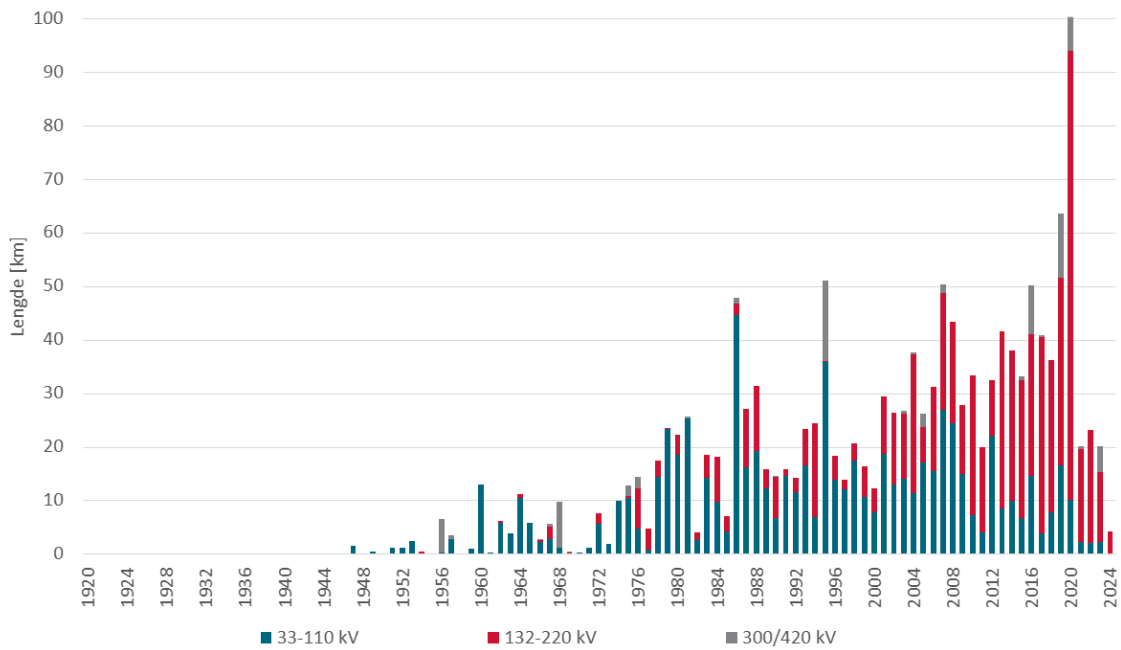
## 2.8.2 Aldersfordeling av komponenter i regional- og transmisjonsnett

Figurene under viser aldersfordelingen av komponenter i regional- og transmisjonsnett (33-420 kV). Tallene er hentet fra systemansvarlig sin rapportering av kraftsystemdata til NVE.

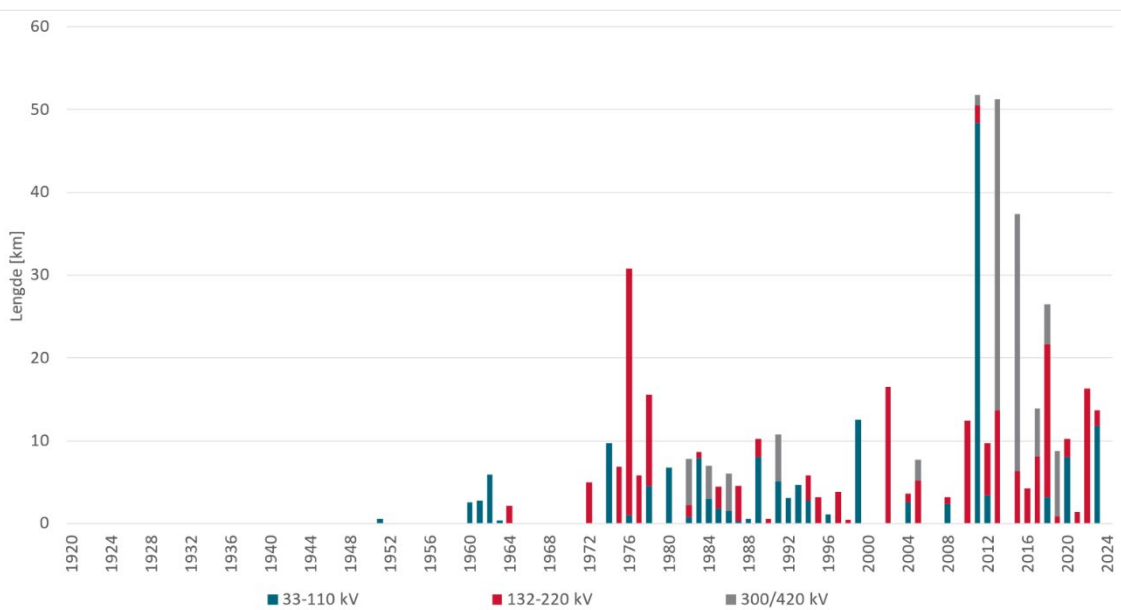
Figurene viser at store deler av komponentene ble satt i drift i perioden 1960 – 1990. Teknisk levealder for en transformatorstasjon er omtrent 40-60 år, for en luftledning er det omtrent 70-100 år. Selv om mange av komponentene tilsynelatende begynner å bli gamle, er det vanskelig å si noe konkret om tilstanden til anleggene kun ut fra opprinnelig byggeår. Statistikken sier ikke noe om rehabilitering og vedlikehold av anleggene, slik at standarden kan være bedre enn aldersprofilene skulle tilsa. Energilovforskriften setter krav til drift, vedlikehold og modernisering av elektriske anlegg og NVE fører tilsyn med nettselskapenes overholdelse av bestemmelsen, se kapittel 8.4.



Figur 8: Oversikt over aldersfordelingen av luftledninger i regional- og transmisjonsnett

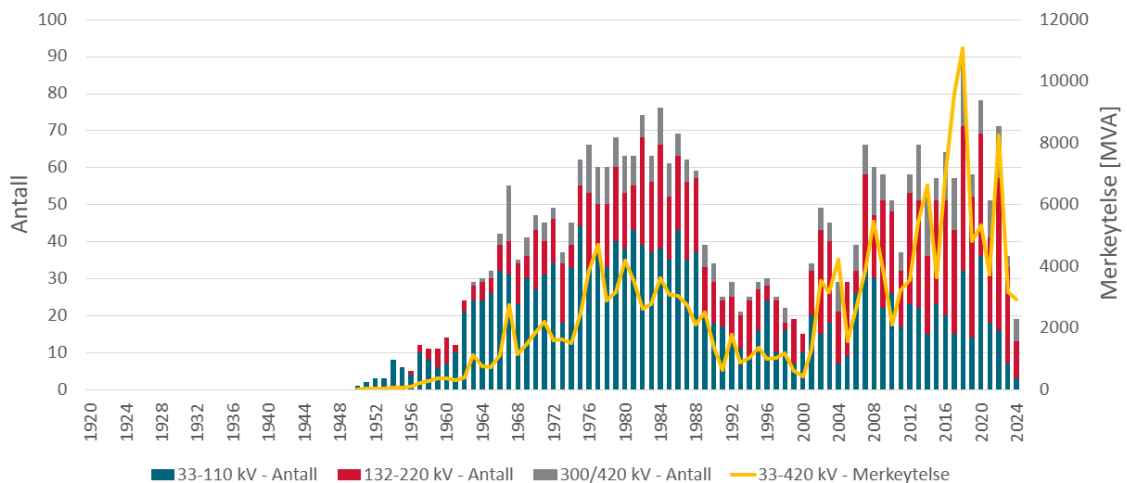


Figur 9: Oversikt over aldersfordelingen av jordkabler i regional- og transmisjonsnettet



Figur 10: Oversikt over aldersfordelingen av sjøkabler i regional- og transmisjonsnettet<sup>6</sup>

<sup>6</sup> Mellomlandsforbindelser eller sjøkabel til sokkelen er ikke inkludert.



Figur 11: Oversikt over aldersfordelingen og total merkeytelse for transformatorer i regional- og transmisjonsnettet

## 2.9 Vanskelige driftssituasjoner

For å håndtere driften av kraftsystemet skal systemansvarlig i størst mulig grad benytte markedsbaserte virkemidler. Men det er ikke alltid markedsbaserte virkemidler er tilstrekkelig eller treffsikkert for å håndtere de utfordringene som oppstår. Dette kan for eksempel være i situasjoner hvor det ikke foreligger tilstrekkelig med bud, det er lokale utfordringer eller det ikke er tilstrekkelig tid til å benytte de vanlige virkemidlene.

Systemansvarlig har gjennom systemansvarsforskriften § 12 fjerde ledd mulighet til, i vanskelige driftssituasjoner, å rekvirere effekttilgang ved å kreve at all tilgjengelig regulerytelse innenfor produksjon og forbruk anmeldes i marked for regulerkraft. Dette er betegnet som et systemkritisk vedtak. Systemansvarlig rapporterer at de fattet to slike vedtak i 2024. I disse situasjonene fikk systemansvarlig inn nok bud til at det ikke fikk konsekvenser for driften.

Videre har systemansvarlig gjennom systemansvarsforskriften § 12 femte ledd mulighet til, i vanskelige driftssituasjoner, å kreve å få benytte all tilgjengelig regulerbar effekt i produksjonsapparatet til å gjenopprette normal drift. Dette vil også være et systemkritisk vedtak. Systemansvarlig fattet disse vedtakene muntlig, og etterregistrerer dem som bud i regulerkraftmarkedet. Systemansvarlig anslår at det i 2024 ble fattet om lag 270 vedtak etter systemansvarsforskriften § 12 femte ledd.

## 2.10 Tvangsmessig utkobling av forbruk

Systemansvarlig kan ved effektknapphet eller større driftsforstyrrelser i kraftsystemet pålegge nettkonsesjonærer å foreta en kortvarig tvangsmessig utkobling av forbruk i sine forsyningsområder basert på forhåndsdefinerte planer. Dette kommer frem av systemansvarsforskriften § 13.

Tvangsmessig utkobling av forbruk er ment som et «siste skanse»-tiltak, og det forutsettes at frivillige og markedsmessige tilgjengelige løsninger allerede er utnyttet. Dette virkemiddelet er viktig fordi det ikke er samfunnsøkonomisk lønnsomt å gardere seg mot alle tenkelige

hendelser for å unngå avbrudd. Foreløpig har bruken kun funnet sted ved større driftsforstyrrelser.

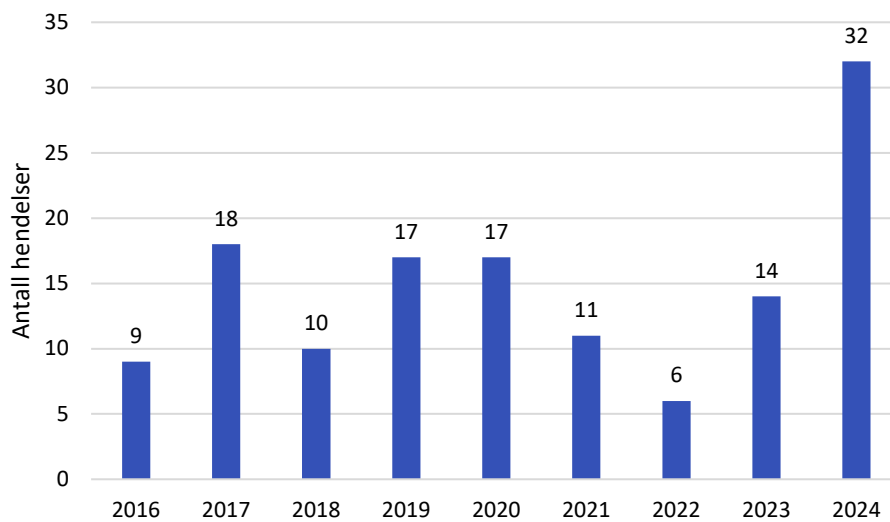
I 2024 var det ingen tilfeller med tvangsmessig utkobling av forbruk.

## 2.11 Separatområder

Separatområder oppstår hvis deler av nettet blir koblet fra det øvrige synkronområdet. Det vil oftest oppstå i områder med svak kobling mot omkringliggende nett. Separatdrift kan være planlagt eller oppstå som følge av feil eller uforutsette hendelser.

Statnett har registrert 32 tilfeller av separatdrift som følge av feiltilstander i 2024. Det vil si at separatområdene ikke har vært planlagt på forhånd. Det er et høyere tall for 2024 enn tidligere, og Statnett forklarer at de har blitt bedre til å identifisere hendelser med separatdrift, også der Statnett ikke har vært involvert. Dette kan være en årsak til at antallet har økt. Videre har systemansvarlig gjennom flere år jobbet for å få kraftverk til å klare overgangen til separatdrift, slik at nettfeil oftere gir separatdrift heller enn kollaps. Figur 12 viser en oversikt over antall tilfeller av separatdrift rapportert av Statnett de siste årene.

Statnett opplyser at det ikke er alle tilfeller av separatdrift som blir oppfattet fordi Statnett er avhengig av at ansvarlig konsesjonær oppgir dette. Separatdrift som følge av feil på spenningsnivå under 33 kV blir ikke fanget opp.



Figur 12: Oversikt over antall større tilfeller av separatdrift som følge av feil.

## 3 Leveringspålitelighet og driftsforstyrrelser

Leveringspålitelighet er definert som kraftsystemets evne til å levere elektrisk energi til sluttbrukere og er knyttet til hyppighet og varighet av avbrudd i forsyningsspenningen. En driftsforstyrrelse<sup>7</sup> er definert som en automatisk, påtvungen eller utilsiktet utkobling.

En driftsforstyrrelse kan innebære at en anleggsdel i nettet blir spenningsløs når den i utgangspunktet ikke skulle vært det. Dette kan enten skje ved automatisk effektbryterutløsning, sikringsbrudd eller manuell utkobling som er påtvungen eller som følge av ukorrekt betjening.

En driftsforstyrrelse kan inneholde én eller flere feil på ulike komponenter. Driftsforstyrrelser kan føre til avbrudd i forsyningen til sluttbrukere, men ikke nødvendigvis. Dette avhenger i stor grad av nettstruktur og hvilke anleggsdeler driftsforstyrrelsen oppstår i. På høyere nettnivå er nettet i stor grad masket, mens lavere nivåer forsynes radielt. Dette fører til at et utfall av en enkeltlinje eller -komponent på høyere spenningsnivå, med N-1 prinsippet ivarettatt, ikke gir avbrudd for kunder.

### 3.1 Leveringspålitelighet

Nettselskapene registrerer og rapporterer årlig avbruddsdata til RME. Avbruddsdataene gir informasjon om utviklingen i antall og varighet av avbrudd som sluttbrukerne i kraftsystemet opplever. Avbruddene deles inn i kortvarige og langvarige avbrudd. Kortvarige avbrudd er avbrudd med varighet opp til og med tre minutter, mens langvarige avbrudd er avbrudd med varighet lengre enn tre minutter. Nettselskapene registrerer alle feil og avbrudd i FASIT-systemet<sup>8</sup>. Obligatorisk rapportering av avbrudd som skyldes hendelser i høyspentnettet ble gradvis innført fra 1995.

RME utarbeider årlig avbruddsstatistikk basert på innrapporterte data fra nettselskapene<sup>9</sup>. Med jevne mellomrom gis det også ut statistikk over leveringspåliteligheten i Europa som også publiseres på RMEs nettsider<sup>9</sup>, hvor de ulike landenes leveringspålitelighet sammenlignes.

#### 3.1.1 Leveringspålitelighet over tid

Leveringspåliteligheten for et gitt år beregnes med å dele den totale leverte energien (LE) til sluttbrukere på summen av total levert energi og total ikke-levert energi (ILE). ILE er den beregnede mengde energien som ville ha blitt levert til sluttbrukere dersom svikt i leveringen, dvs. avbrudd, ikke hadde inntruffet.

Figur 13 viser utviklingen av leveringspåliteligheten i Norge de siste ti årene, fra 2015 til 2024. Figuren viser både leveringspåliteligheten for varslede avbrudd, ikke-varslede avbrudd og

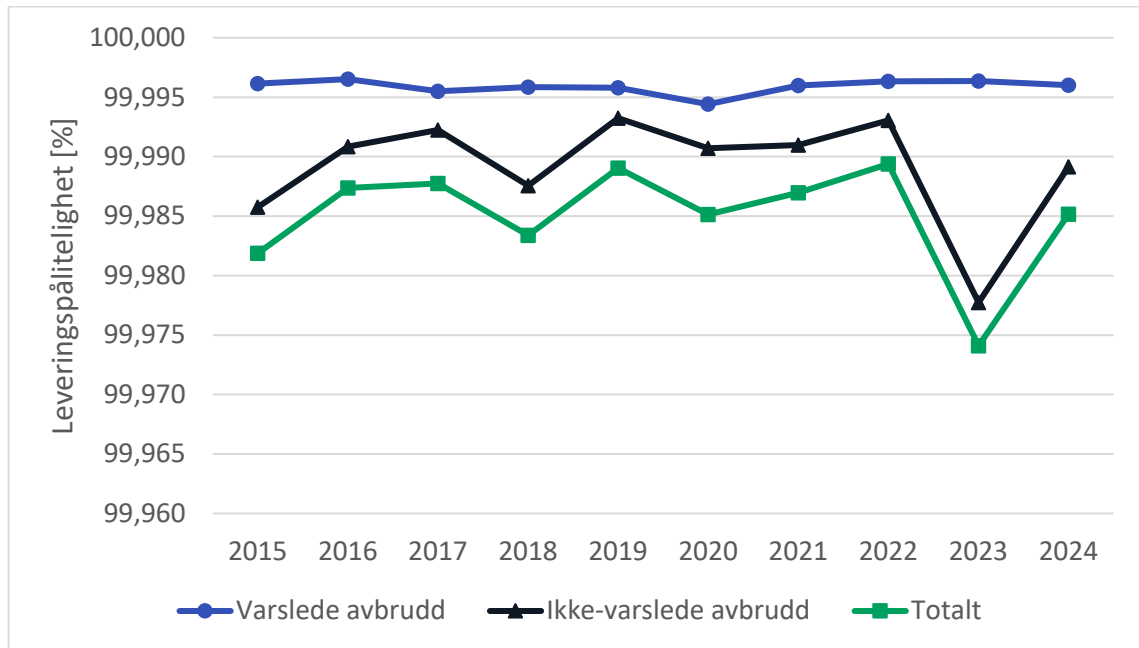
---

<sup>7</sup> Definisjon av driftsforstyrrelse er gitt i leveringskvalitetsforskriften § 1-4 nr. 9.

<sup>8</sup> FASIT (Feil og avbruddsstatistikk i totalnettet) er et standardisert registrerings- og rapporteringssystem for feil og avbrudd i kraftsystemet, se [www.fasit.no](http://www.fasit.no).

<sup>9</sup> [Årsrapporter Avbruddstatistikk tilgjengelig på RMEs nettsider](#)

den totale leveringspåliteligheten. I 2024 var leveringspåliteligheten nasjonalt 99,985 prosent, som er en økning på 0,011 prosentpoeng fra 2023. Økningen skyldes hovedsakelig at det i 2023 var en unormalt lav leveringspålitelighet grunnet et større avbrudd hos Svabo Industrinett som gav redusert forsyning til Mo Industripark. Leveringspåliteligheten i 2024 er i større grad på nivå med tidligere år, med en reduksjon på 0,004 prosentpoeng i forhold til 2022. En enkelthendelse som påvirket leveringspåliteligheten i 2024 var ekstremværet Ingunn i månedsskiftet januar/februar. Leveringspåliteligheten for varslede avbrudd er stabilt sammenlignet med 2022 og 2023.

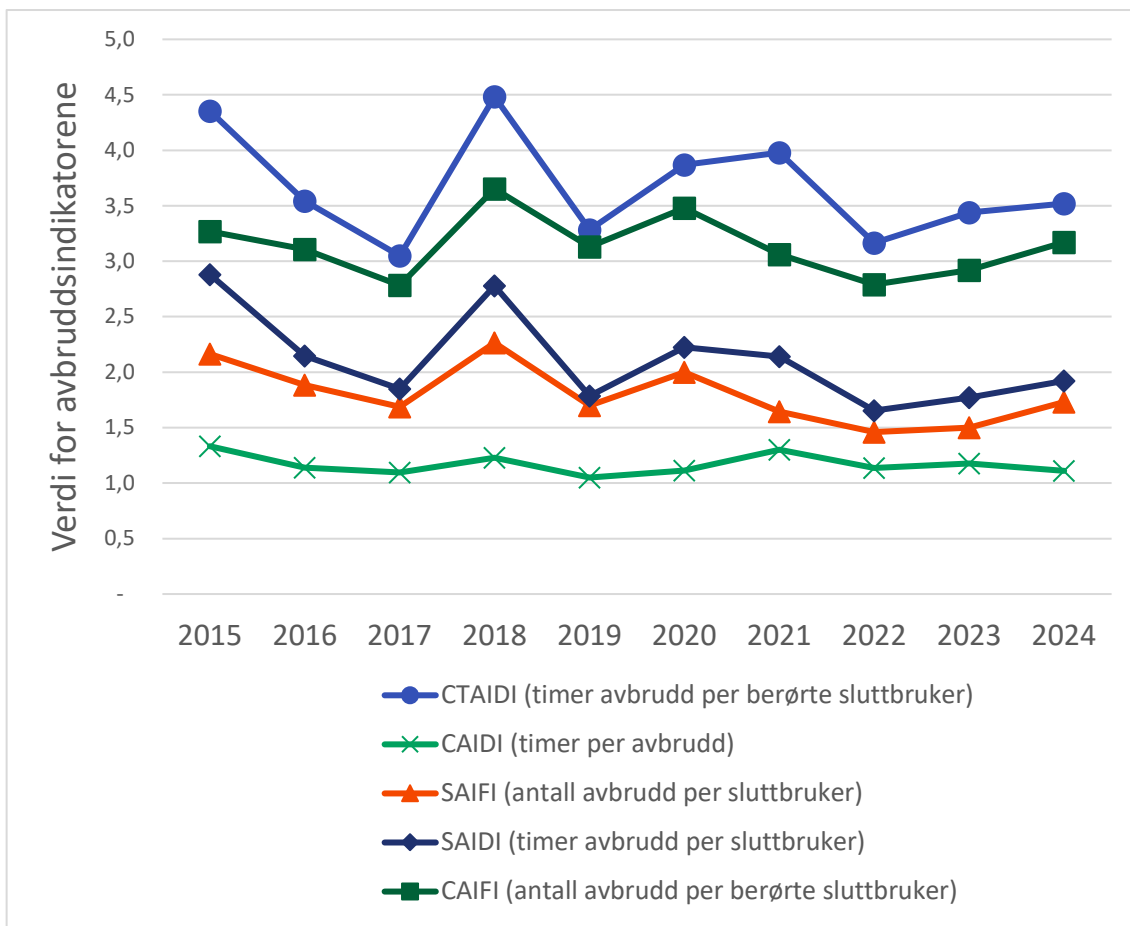


Figur 13: Leveringspålitelighet for årene 2015-2024 (kortvarige, < 3 minutter, og langvarige avbrudd, > 3 minutter). Blå linje viser leveringspåliteligheten for varslede avbrudd, svart linje for ikke-varslede avbrudd og grønn linje den totale leveringspåliteligheten.

Kraftig uvær i enkeltregioner kan påvirke leveringspåliteligheten på landsbasis, men det er også flere faktorer enn uvær som kan påvirke leveringspåliteligheten. I 2001 innførte NVE KILE-ordningen (Kostnader ved ikke-levert energi) som gir nettselskapene incentiver til å redusere antall og varighet på avbrudd. Statistikken kan i tillegg påvirkes av hvor nøyaktig avbruddene blir registrert av nettselskapene.

### 3.1.2 Indikatorer over avbruddshyppighet de siste ti årene

I 2024 opplevde hver sluttbruker nasjonalt i snitt 3,29 avbrudd hvorav 0,29 var varslede avbrudd og 3,00 ikke varslede avbrudd. I 2023 opplevde hver sluttbruker 2,86 avbrudd. De overnevnte tallene differensierer ikke på varigheten av avbruddet (kortvarig/langvarig). Figur 14 viser utviklingen i antall og varighet av langvarige avbrudd. Avbruddshyppigheten blir beskrevet ved hjelp av avbruddsindikatorer som er standardisert i de fleste europeiske land. Indikatorene inkluderer både varslede og ikke varslede avbrudd.



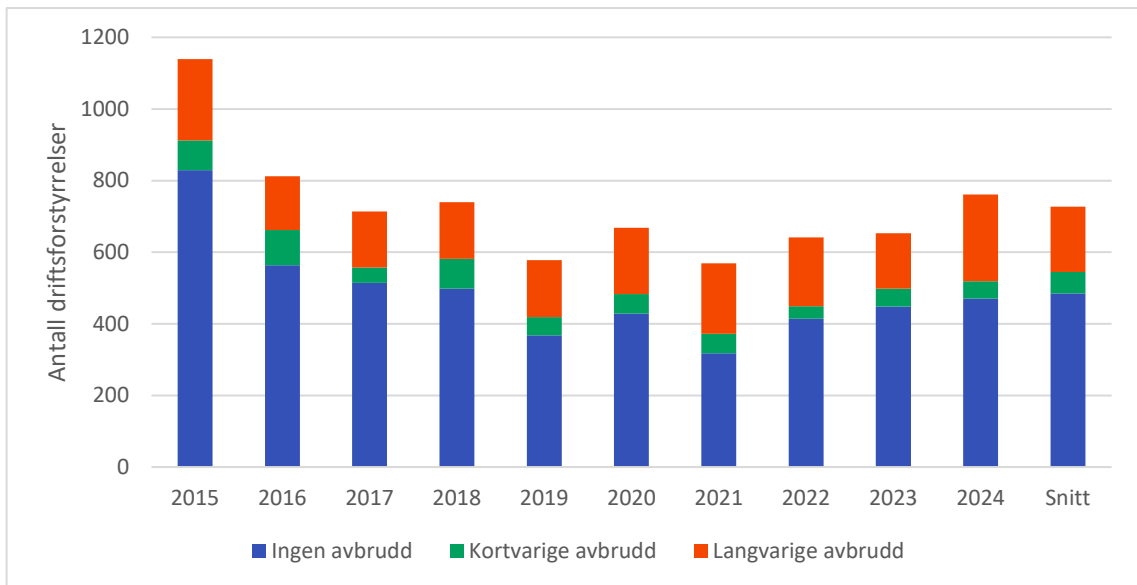
**Figur 14: Avbruddsindikatorer for årene 2015-2024.** Figuren viser en oversikt over avbruddsindikatorer for langvarige avbrudd, lengre enn 3 minutter.

Som vist i figuren opplevde hver sluttbruker i 2024 i snitt 1,7 langvarige avbrudd (SAIFI). Dette er en økning på 0,2 fra 2023. Sluttbrukere som ble berørt av et langvarig avbrudd var i gjennomsnitt uten strøm (CTAIDI) i 3 timer og 31 minutter i 2024, en økning på 5 minutter fra 2023.

### 3.2 Feilanalyse og statistikk over driftsforstyrrelser

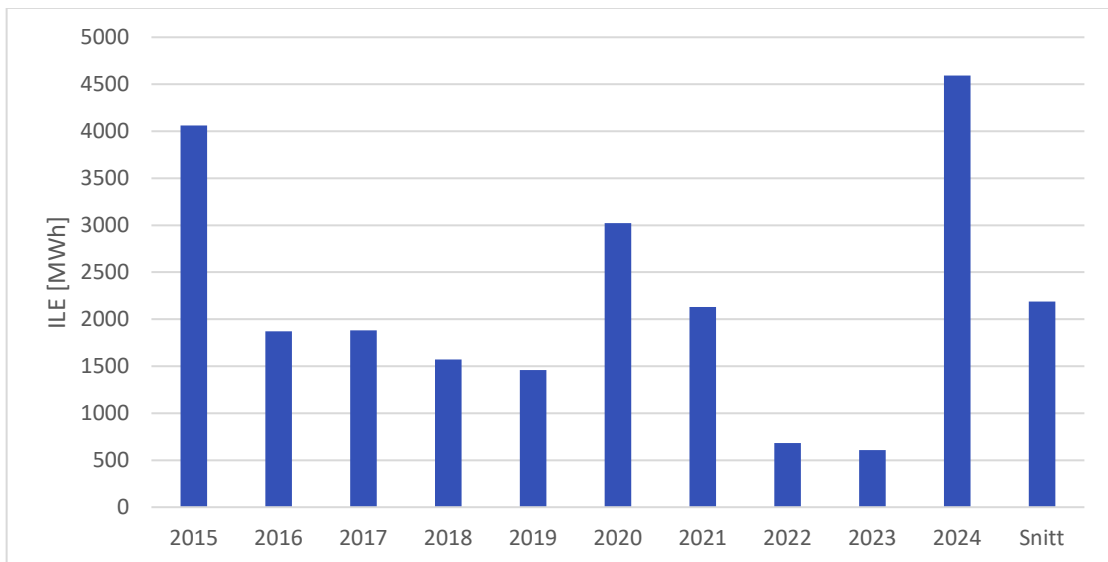
Figur 15 viser historisk utvikling for antall driftsforstyrrelser fordelt på hvorvidt forstyrrelsen førte til avbrudd og varighet på avbruddet i regional- og transmisjonsnettet<sup>10</sup>. I 2024 var det 761 driftsforstyrrelser på disse nettnivåene, hvorav omtrent 38 prosent medførte avbrudd. Dette er noe over snittet fra 2015-2024 på 727 driftsforstyrrelser.

<sup>10</sup> Regional- og transmisjonsnett har spenningsnivå fra 33 til 420 kV.



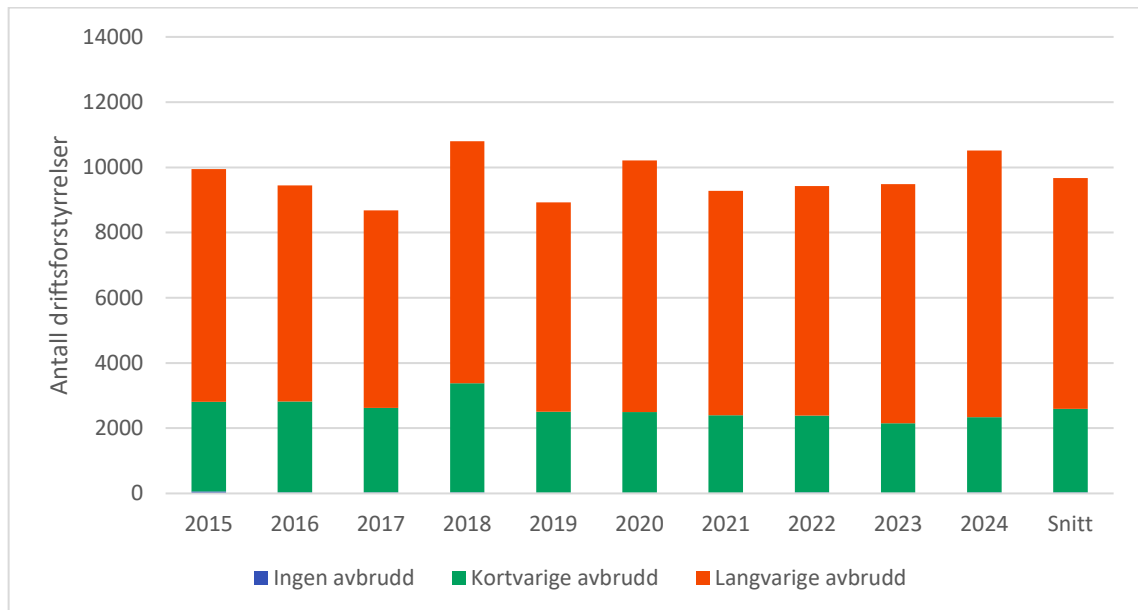
**Figur 15: Antall driftsforstyrrelser 33–420 kV i perioden 2015–2024 fordelt på varighet av avbruddet.**

Systemansvarlig rapporterer at ekstremværet Ingunn i månedsskiftet januar/februar med etterfølgende uvær de neste dagene medførte mange driftsforstyrrelser i regional- og transmisjonsnett. Flere av disse medførte store avbruddskonsekvenser, spesielt i Midt-Norge. Figur 16 viser mengden ILE forårsaket av driftsforstyrrelser i regional- og transmisjonsnett fra 2015 til 2024. Der antallet driftsforstyrrelser bare var noe over snittet de siste ti årene var mengden ILE i 2024 på 4 593 MWh, det høyeste siden 2013 og en stor økning fra 606 MWh i 2023. Perioden fra 31. januar til 5. februar under og i etterkant av ekstremværet Ingunn stod for 82 prosent av total ILE i regional- og transmisjonsnett. Dermed er det tydelig at den store økningen skyldes ekstremværet Ingunn.



**Figur 16: ILE forårsaket av driftsforstyrrelser i regional- og transmisjonsnett fra 2015-2024.**

I 2024 var det 10 520 driftsforstyrrelser i det høyspente distribusjonsnett<sup>11</sup>. 99,7 prosent av driftsforstyrrelsene medførte avbrudd, som vist i Figur 17. For det høyspente distribusjonsnett var antall driftsforstyrrelser som medførte langvarige avbrudd i 2024 noe over gjennomsnittet for perioden 2015–2024.



**Figur 17: Antall driftsforstyrrelser 1–22 kV i perioden 2015–2024 fordelt på varighet av avbruddet.**

Antall driftsforstyrrelser og andelen som fører til avbrudd blir generelt sett færre desto høyere spenningsnivå. Dette henger sammen med at regional- og transmisjonsnett driftes masket de fleste steder, mens det på lavere spenningsnivå i distribusjonsnett driftes radielt. Enkelthendelser i regional- og transmisjonsnett vil kunne føre til store mengder ILE sammenlignet med enkelthendelser i distribusjonsnett, som ekstremværet Ingunn var et eksempel på i 2024. Konsekvensene av enkeltfeil på høye spenningsnivå vil variere med hvor og når de inntreffer. For å redusere risiko for trefall på linjene og sammenslag av faser ved kraftig vind, er høyden og størrelsen på master og avstanden mellom faser økende relatert til spenningsnivå.

### 3.2.1 Driftsforstyrrelser fordelt på årsak

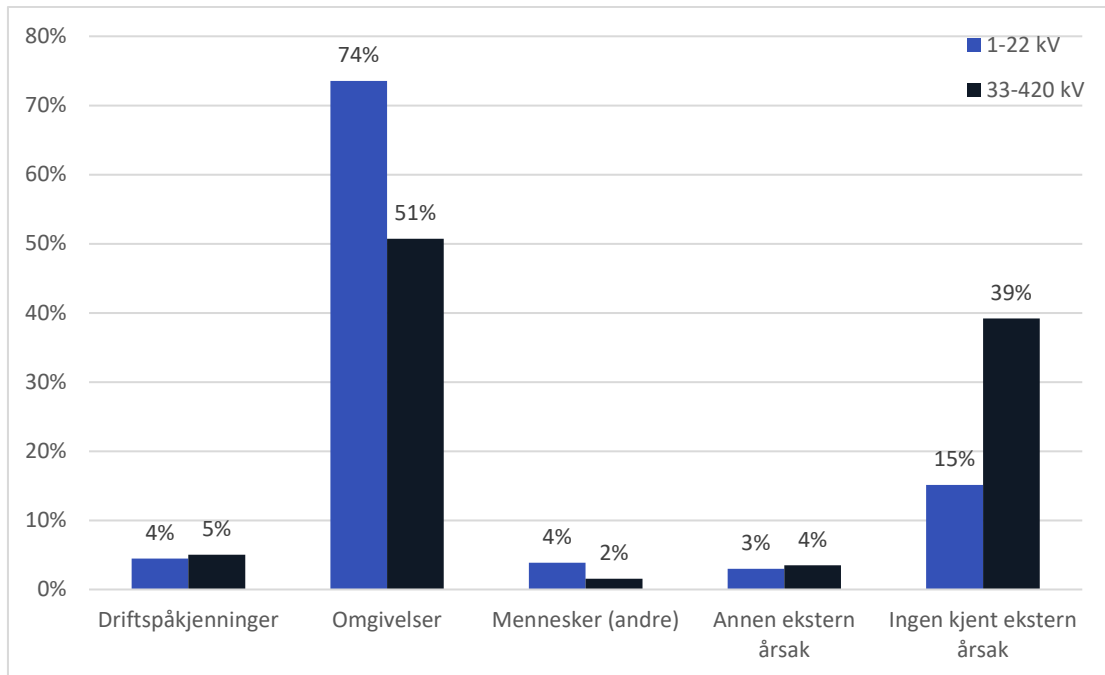
I FASIT-systemet registrerer nettselskapene utløsende årsak for driftsforstyrrelsen med å registrere en ekstern hovedårsak og en intern hovedårsak med gitte underkategorier. En ekstern feilårsak er relatert til eksterne påkjenninger, mens en intern feilårsak er relatert til anleggsdelen selv eller organisasjonen den tilhører. En driftsforstyrrelse kan ofte være sammensatt av ulike underårsaker, både interne og eksterne.

For 2024 var det i høyspent distribusjonsnett 1 161 driftsforstyrrelser med verken en kjent intern eller ekstern årsak, mens tilsvarende tall for regional- og transmisjonsnett i 2024 var 47. Dette tilsvarer hhv. 11 % og 6 % av driftsforstyrrelsene i høyspent distribusjonsnett og regional- og transmisjonsnett. For de resterende driftsforstyrrelsene med enten en kjent

<sup>11</sup> Høyspent distribusjonsnett har spenningsnivå fra 1 kV til 22 kV.

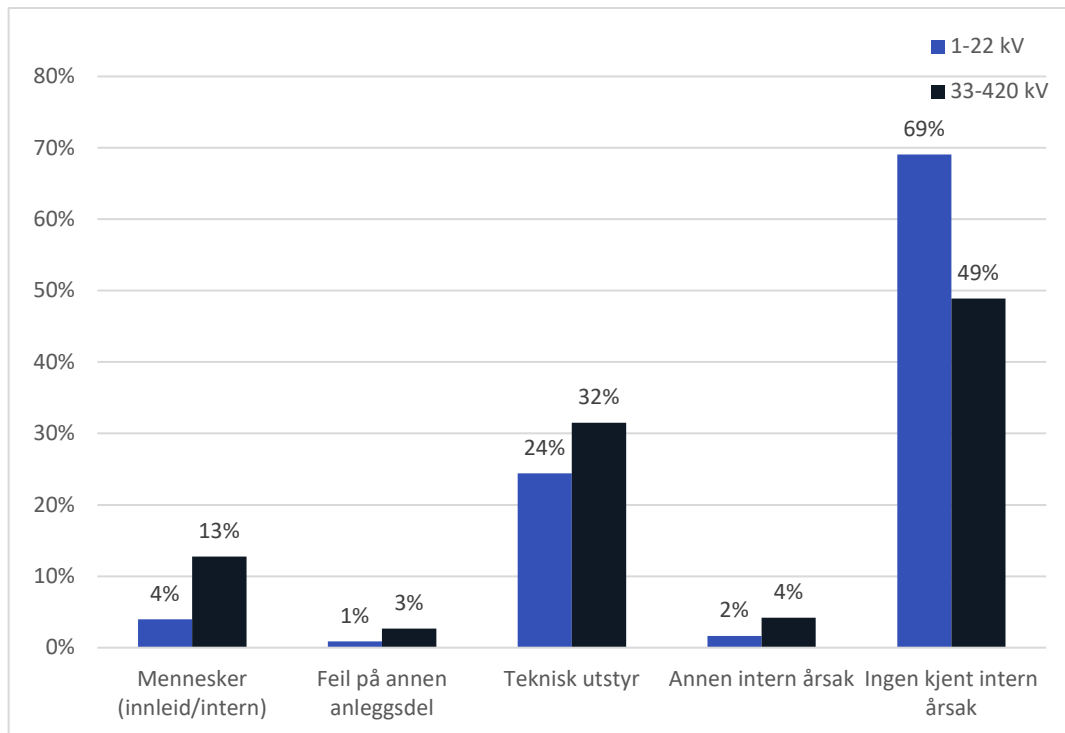
intern eller ekstern hovedårsak er andelen driftsforstyrrelser per underkategori i 2024 gitt i Figur 18 og Figur 19.

Figur 18 viser andelen av driftsforstyrrelser med en kjent årsak fordelt på eksterne underkategorier. Som tidligere, var det i 2024 omgivelser som førte til flest driftsforstyrrelser, spesielt dominerende for høyspent distribusjonsnett. Norge er et land med mye vær og natur, og dette vil mest sannsynlig også være den største årsaken fremover. Omfanget av driftsforstyrrelser som følge av omgivelser vil derimot variere fra år til år, hovedsakelig på grunn av variasjoner i været. Det er også mange tilfeller hvor det ikke er en kjent ekstern årsak, men for disse er det en kjent intern årsak.



**Figur 18: Årsak til driftsforstyrrelser i 2024 fordelt på ekstern hovedårsak. Figuren viser andel driftsforstyrrelser for de ulike årsakene av antall driftsforstyrrelser som hadde en kjent ekstern eller intern årsak. Figuren viser andelen i prosent for høyspent distribusjonsnett (1–22 kV) og regional- og transmisjonsnett (33–420 kV).**

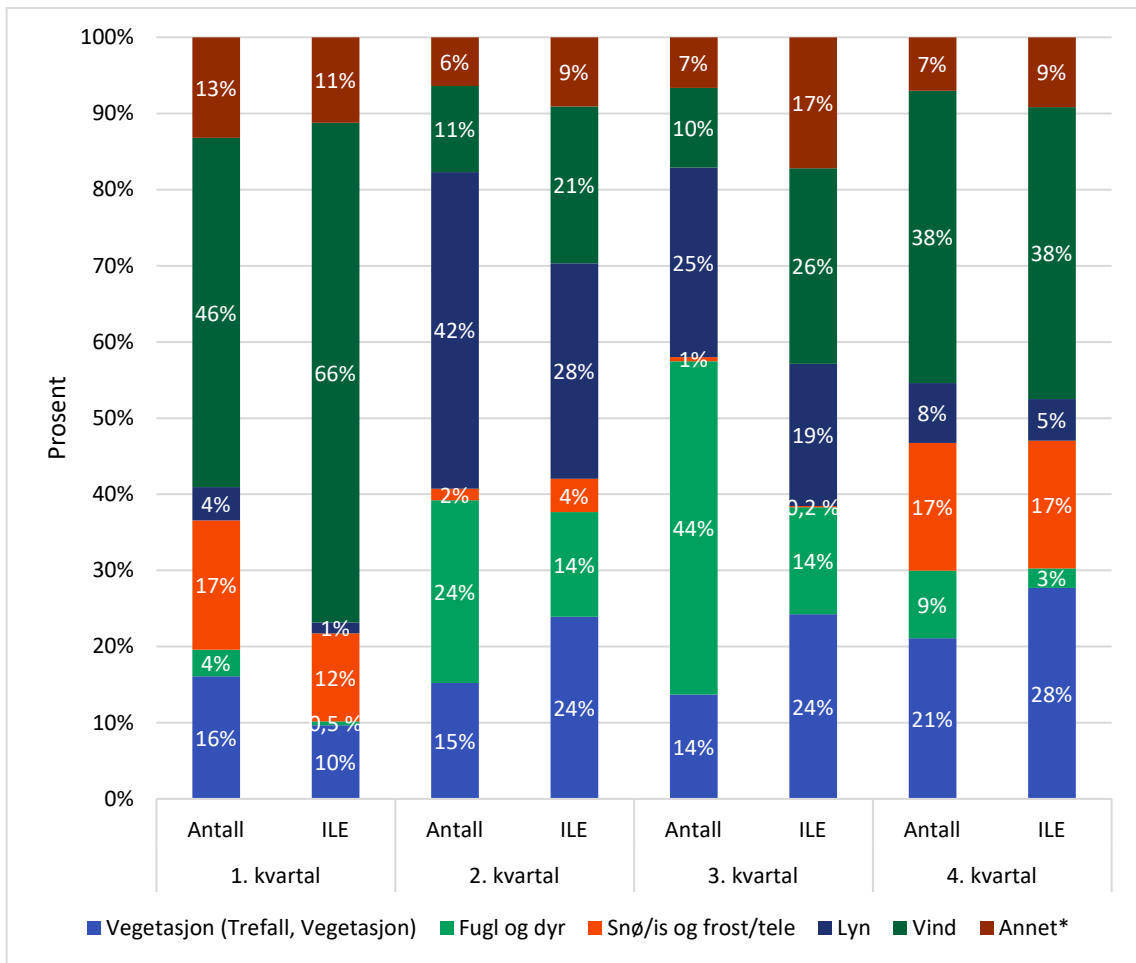
Figur 19 viser andelen av driftsforstyrrelser med en kjent årsak fordelt på interne underkategorier. Hovedvekten for driftsforstyrrelser på alle spenningsnivå i 2024 hadde ingen kjente interne årsaker, men med en kjent ekstern årsak. Dette kan eksempelvis være omgivelser, ettersom de fleste av disse driftsforstyrrelsene var registrert uten en kjent intern årsak. Teknisk utstyr hadde høyest andel av kjente interne årsaker, dette vil for eksempel være løse eller skadede deler på linjer, eller slitasje og aldring av komponenter.



**Figur 19: Årsak til driftsforstyrrelser i 2024 fordelt på intern hovedårsak. Figuren viser andel driftsforstyrrelser for de ulike årsakene av totalt antall driftsforstyrrelser som hadde en kjent ekstern eller intern årsak. Figuren viser andelen i prosent for høyspent distribusjonsnett (1-22 kV) og regional- og transmisjonsnett (33-420 kV).**

Sammenlignet med de andre hovedårsakene kan nettselskapene i mindre grad påvirke omgivelsene, men de kan for eksempel forsøke å unngå utsatte områder når de skal bygge nye anlegg. Der det er vanskelig å redusere årsaken til påvirkning fra omgivelser, kan risikoen reduseres gjennom effektivt vedlikehold, rasjonelle reinvesteringer og gode beredskapsplaner. Slik kan man sørge for at negativ påvirkning på kraftsystemet fra omgivelsene får så liten konsekvens som mulig. Dette inkluderer trasérydding, tilstrekkelig robust dimensjonering og tilfredsstillende beredskap. Driftsforstyrrelser som skyldes teknisk utstyr, kan selskapene påvirke gjennom effektivt vedlikehold og rasjonelle reinvesteringer.

For en hovedårsak vil det være flere mulige underkategorier som kan kategoriseres som feilårsak 1 og feilårsak 2. Figur 20 viser en kvartalsoversikt for 2024 med andel driftsforstyrrelser og ILE for hovedårsaken *Omgivelser*. Figuren er fordelt på underkategoriene *Vegetasjon, Fugl og dyr, Snø/Is og Frost/Tele, Lyn, Vind*, og *Annet*. Både driftsforstyrrelser som har, og ikke har medført avbrudd for sluttbrukere er med i oversikten.



**Figur 20: Andel driftsforstyrrelser og ikke-levert energi (ILE) hvor omgivelsene er årsak til driftsforstyrrelsene fordelt på underkategorier for omgivelser. Figuren viser en oversikt for 1-420 kV for hvert kvartal i 2024. \*Brann, flom, fremmedlegemer, fuktighet/vann, høy temp, regn/hagl, salt/forurensing, ras/skred.**

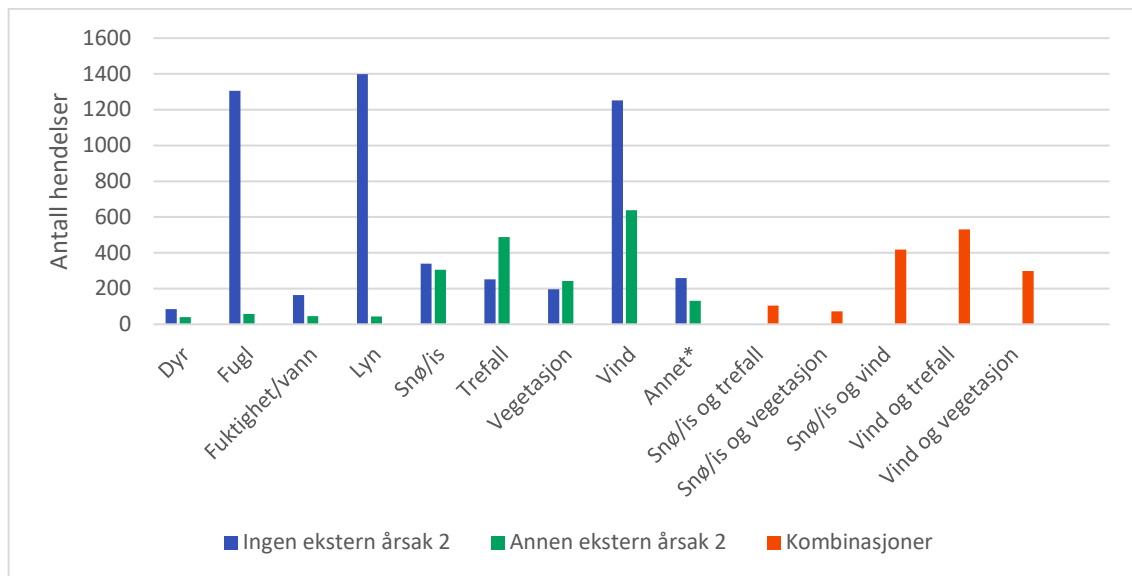
Figur 20 viser også hvordan forholdet mellom antall avbrudd og mengden ILE er ulik avhengig av årsaken til driftsforstyrrelsen. Størrelse, fordeling og type last i nettet vil også kunne påvirke forholdet mellom antall driftsforstyrrelser og mengde ILE.

Ekstremværet Ingunn i månedsskiftet januar/februar har hatt stor betydning for 1. kvartal av 2024. Mange av forstyrrelsene ble kategorisert med vind som årsak, og uværet førte til at det tok noe tid med å gjenopprette ordinær forsyning. I forhold til 2023 økte andelen hendelser med vind som årsak med 14 prosentpoeng mens andelen av ILE økte med 32 prosentpoeng.

Når vegetasjon er årsaken til en driftsforstyrrelse, må personell som oftest ut å fjerne vegetasjonen manuelt. Det vil derfor ta noe tid å gjenopprette ordinær forsyning. Dette vises i 2., 3. og 4. kvartal gjennom at vegetasjon står for høyere andel av ILE enn antall hendelser. Til sammenligning vil det normalt ta kortere tid ved gjenoppsetting dersom årsaken er fugl og dyr fordi disse ikke fører til en varig kortslutning. Nettet kan da kobles inn automatisk etter utfall ved automatisk gjeninnkobling (GIK). Dette er spesielt tydelig i 3. kvartal hvor kategoriene står for 44 prosent av antall hendelser, men bare 14 prosent av ILE.

Figur 20 viser også hvordan antall avbrudd og ILE henger sammen med været som ofte påvirker de ulike årstidene. Eksempelvis er sommeren preget av Lyn og Fugl/Dyr, mens vinterhalvåret er preget av Snø/Is og Vind.

Figur 21 viser en oversikt for driftsforstyrrelsene med «omgivelser» som ekstern hovedårsak fordelt på de ulike underkategoriene valgt som feilårsak 1 samt noen kombinasjoner av feilårsak 1 og 2. Som vist i Figur 21 er det flere årsaker som er tett knyttet sammen. Vind og Trefall; og Snø/Is og Vind er oppgitt i disse kombinasjonene som årsak til mange driftsforstyrrelser i 2024. I Figur 21 er det også mange driftsforstyrrelser som kun består av én årsak, for eksempel er det nesten utelukkende ingen annen årsak når årsak 1 er klassifisert som fugl eller lyn. Det er også flere som har en annen underkategori som årsak 1 enn de som er nevnt i figuren, disse er samlet under annet.



Figur 21: Oversikt over antall hendelser for 1–420 kV som skyldes hovedårsak omgivelser fordelt på underkategorier som feilårsak 1 i 2024 samt noen kombinasjoner av feilårsak 1 og 2. \* Brann/eksplosjon, flom/oversvømmelse, frost/tele, høy omgivelsestemperatur, fremmedlegemer, regn/hagl, salt/forurensing, setninger/ras/skred.

### 3.3 Beredskap og uønskede hendelser

NVE har i 2025 skrevet en tilstandsvurdering for kraftforsyningen, som rapportering til Energidepartementet [10]. Der blir det redegjort for om arbeid innenfor beredskap i kraftsystemet og om kartleggingen av uønskede hendelser det siste året. Informasjonen i dette kapittelet er en sammenstilling av informasjon fra denne rapporten.

#### 3.3.1 Beredskapsarbeid

NVE har rapportert om en skjerpet sikkerhetspolitisk situasjon og at sabotasje rettet mot kraftforsyningen ikke kan utelukkes. De skriver om at flere virksomheter i kraftforsyningen har begynt å legge til rette et totalforsvarsperspektiv i sikkerhetsarbeidet, og at oppmerksomhet rundt sikkerheten er høy. NVE skriver videre om rollen til kraftforsyningens beredskapsorganisasjon (KBO) og utvikling av distriktsjefrollen i KBO (KDS):

«Kraftforsyningas beredskapsorganisasjon (KBO), er ein struktur som har fungert godt gjennom mange tiår. KBO er inndelt i distrikt, nesten tilsvarende fylka våre. Kvart KBO distrikt er leda av ein distriktssjef – ein KDS. Rolla som KDS blir fort svært viktig i ein krevjande situasjon. Ein KDS bør då t.d. ha god oversikt over svake punkt i kraftforsyninga i heile regionen sin, over reparasjonsberedskapen, lager og om

*tilgjengeleg mannskap. Då treng KDS-eine ei tydelegare rollebeskriving og mandat og kanskje òg fullmakter som dei ikkje har i dag.*

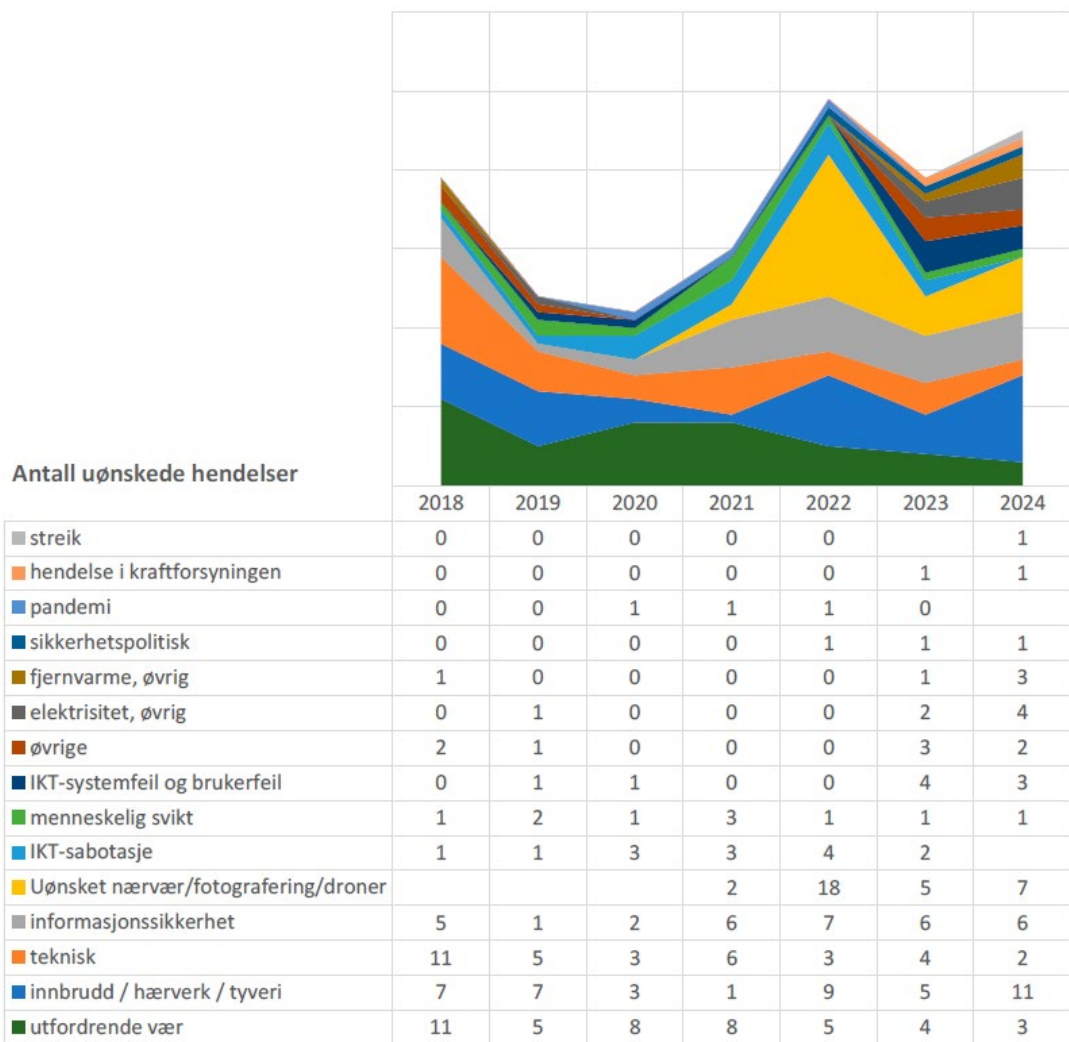
*NVE vil oppdatere og gjere tydeleg KDS-rolla. Dei fullmaktene rolla treng for å kunnehandtere ei større krise på ein god måte skal definerast tydelegare.»*

### **3.3.2 Uønskede hendelser**

Kraftberedskapsforskriften stiller krav om at KBO-enhetene skal rapportere uønskede hendelser uten ugrunnet opphold og senest innen tre uker. Formålet med å rapportere inn hendelsene er at myndighetene har behov for en oversikt over hendelser som har eller kunne ha redusert forsyningsikkerheten for elektrisitet og fjernvarme. Oversikten gir myndighetene bedre kjennskap til de påkjenningene og det trusselbildet som energisektoren er utsatt for.

I 2024 ble det rapportert inn 45 uønskede hendelser, noe som er en økning fra 2023. NVE har rapportert at værhendelser fortsatt er den viktigste årsaken til utfall i kraftsystemet. I 2024 omfattet det hendelser knyttet til snø- og vindforhold, i tillegg til ekstremværet Ingunn. Året 2024 hadde mange innrapporterte hendelser knyttet til innbrudd og tyveri. NVE skriver at dette ofte er vinningskriminelle som tar seg inn i inngjerdet område. Videre har NVE siden invasjonen av Ukraina oppfordret KBO til å varsle om observasjoner av mistenkelig nærvær ved anlegg i kraftforsyningen. Det har blitt rapportert flere slike hendelser i 2024.

Figur 22 viser en grov kategorisering av uønskede hendelser i perioden 2018-2024. De fleste uønskede hendelser oppstår på grunn av et samspill mellom flere faktorer som kan være menneskelige, tekniske og organisatoriske, i tillegg til naturgitte betingelser som værforhold. I 2024 har NVE opprettet en ny kategori, «uønsket nærvær/fotografering/droner», som tidligere var en del av informasjonssikkerhetskategorien. Årets figur er dermed oppdatert med denne informasjonen, også for tidligere år, og vil dermed se noe annerledes ut enn tidligere.



Figur 22: Grov kategorisering av uønskede hendelser som NVE er gjort kjent med i perioden 2018-2024 [10]. Hentet fra NVEs tilstandsvurdering for kraftforsyningen.

## 4 Frekvens- og spenningskvalitet

Spenningskvalitet inngår som en del av begrepet leveringskvalitet, og beskriver anvendeligheten av elektrisitet. Å holde spenninger i nettet innenfor definerte grenser er avgjørende for god leveringskvalitet. Dårlig spenningskvalitet kan føre til redusert overføringskapasitet, økte nettap, redusert levetid på komponenter i kraftsystemet og funksjonsfeil eller havari på tilknyttede apparater.

Spenningskvalitet kan deles i tre grupper avhengig av hvilken endring i spenningen som inntreffer: spenningens frekvens, spenningens effektivverdi og spenningens kurveform. Spenningens effektivverdi og kurveform er, i motsetning til frekvens, lokale parametere som påvirkes av mange ulike forhold. Dette kan blant annet være kortslutninger, lyn, koblinger i nettet og lastendringer. Spenningens frekvens har samme verdi i hele synkronområdet.

I kraftsystemet må det til enhver tid være balanse mellom produksjon, forbruk og utveksling av elektrisitet. Det vil si at det alltid må produseres og importeres like mye strøm som det forbrukes og eksporteres. Frekvensen er et mål for denne balansen. Ved mer produksjon og import enn forbruk og eksport vil frekvensen stige. I motsatt tilfelle vil frekvensen synke. Frekvensen er felles i hele det nordiske synkronområdet, og det kreves et tett samarbeid mellom de nordiske systemansvarlige for å sikre at frekvensreserver fordeles jevnt i synkronområdet, slik at det til enhver tid er nok reserver til å håndtere ubalansene som kan oppstå.

### 4.1 Frekvens

Frekvensen i det nordiske kraftsystemet skal normalt holdes innenfor  $50 \pm 0,1$  Hz. Frekvens utenfor det fastsatte intervallet betegnes som et frekvensavvik. Frekvenskvalitet måles på flere ulike måter, blant annet ved å registrere antall minutter med avvik fra det fastsatte frekvensintervallet. I perioder med avvik brukes reserver som normalt skal brukes ved feil til å balansere systemet i normal drift. Dette kan føre til at man må anskaffe og sikre noe mer reserver for å ivareta driftssikkerheten. Frekvensavvik kan blant annet føre til økte mekaniske belastninger på generator- og turbinakslinger, at elektriske klokker går feil, at elektriske motorer opererer med feil hastighet og at harmoniske filtre ikke har ønsket funksjonalitet.

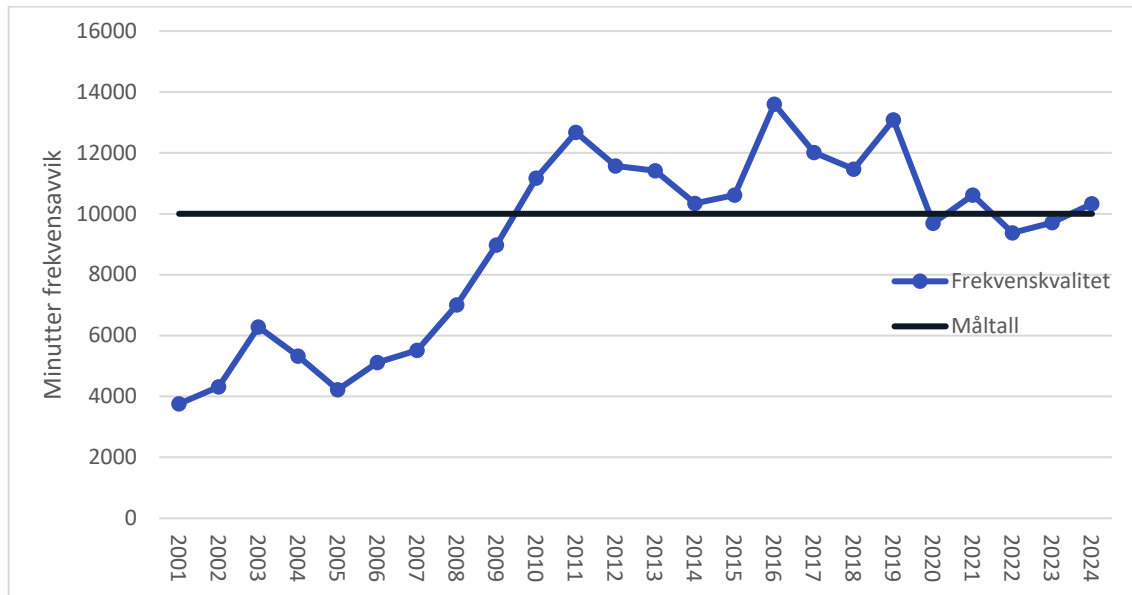
De nordiske TSOene opererer med et måltall for akseptabelt frekvensavvik på 10 000 minutter per år knyttet til normaldrift og større hendelser i kraftsystemet. I kommisjonsforordning for etablering av retningslinje for systemdrift (SO GL)<sup>12</sup> er det fastsatt en øvre grense for frekvensavvik på 15 000 minutter per år. I 2024 ble det registrert 10 330 minutter med frekvensavvik. Dette er 330 min over måltallet til de nordiske systemoperatørene, men fortsatt under grensen som er satt i SOGL. I 2024 var måneden april med flest minutter utenfor normalfrekvensbåndet, noe som er tett knyttet opp mot mye vindkraftproduksjon i Sverige i den perioden. Vindkraft kan få store endringer i produksjonsnivå i løpet av kort tid, uten at dette er forutsett eller at endringen kommer

---

<sup>12</sup> [Kommisjonsforordning om etablering av en retningslinje for systemdrift \(System Operation Guideline \(SO GL\)\)](#).

forskjøvet i tid i forhold til prognoser. Generelt har strukturelle ubalanser på grunn av timestift og døgnstift en innvirkning på frekvensavvikene.

Figur 23 viser utviklingen i antall minutter med frekvens utenfor normalfrekvensbåndet. Frekvenskvaliteten viste en gradvis forverring frem til 2007, men har siden 2010 holdt seg relativt stabil, til tross for at flere nye mellomlandsforbindelser har blitt satt i drift. Siden 2020 har også frekvenskvaliteten ligget stabilt tett på måltallet på 10 000 minutter, som vitner om at driften av kraftsystemet har stabilisert seg de siste fem årene. På grunn av økt uregulerbar produksjon og økt import og eksport, har systemansvarlig hatt behov for å innføre flere tiltak for å forbedre frekvenskvaliteten. Systemansvarlig skriver i sin årsrapportering at selv om det er noe variasjon fra år til år, viser det at tiltakene som er iverksatt har gitt effekt. Et slikt tiltak er nye restriksjoner for ramping på kabelforbindelsene ut av det nordiske synkronområdet, som begrenser ubalanser rundt timestift. Et annet tiltak er innfasingen av den nye reserven FFR (Fast frequency reserves), som bidrar til å stabilisere frekvensen i perioder med lite roterende masse i systemet. Samtidig sier systemansvarlig at endring i produksjonsmiksen, økt kapasitet ut av synkronområdet og tilknytning til de europeiske balanseplattformene vil utfordre frekvenskvaliteten i Norden.



**Figur 23: Utvikling av frekvenskvaliteten i perioden 2001 - 2024. Frekvenskvaliteten er her representert som antall minutter utenfor normalfrekvensbåndet.**

Implementering av en ny nordisk balanseringsmodell er forventet å bidra til å bedre frekvenskvaliteten fremover. Blant annet innebærer dette en overgang til kortere tidsoppløsning i markedene, som vil kunne redusere de strukturelle ubalansene i kraftsystemet. De nordiske TSO-ene vil også implementere ACE-basert balansering. Det innebærer at ubalansene blir overvåket og regulert for på budområdenivå, i stedet for på synkronområdenivå. Kjernen i ACE-basert balansering er en sentral optimeringsfunksjon som velger bud for aktivering og som finner den mest effektive løsningen for hvert tidssteg. Systemansvarlig forventer at ACE-basert balansering vil kunne medføre en forbedring av frekvenskvaliteten på grunn av hyppigere reguleringer. Videre har de nordiske TSO-ene også foreslått nye restriksjoner som begrenser økningen i total ramping for synkronsystemet.

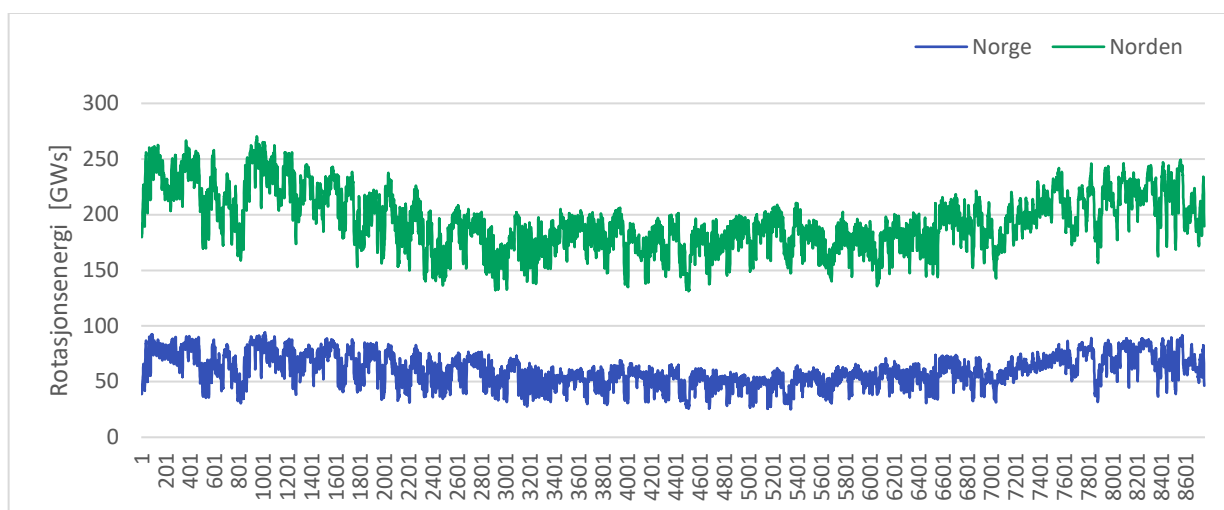
## 4.2 Roterende masse

Roterende masse representerer fysiske objekter sin motstand eller tregghet mot endringer i kraftsystemet, og bidrar derfor med å dempe virkningen av store ubalanser. Mer roterende masse fører til at frekvensen endrer seg saktere ved en ubalanse mellom forbruk og produksjon. Roterende masse forbindes som regel med store roterende maskiner, typisk i vannkraftverk og kjernekraftverk. På grunn av omformeranlegg mellom vindturbiner og kraftnettet, bidrar ikke vindparker med roterende masse. Solcellepaneler vil heller ikke bidra med roterende masse. Andelen roterende masse i kraftsystemet kan måles ved å se på hvor mye rotasjonsenergi som er lagret i den roterende massen, og måles i GWs. Et høyt nivå rotasjonsenergi gjør kraftsystemet mer robust mot raske endringer i frekvens- og effektubalanser.

Systemansvarlig forklarer i sin rapportering at variasjoner i mengde roterende masse avhenger sterkt av vær og hydrologisk balanse, i tillegg til den generelle utviklingen i produksjonsmiks og forbruk. Fremtidig variasjon i vær og hydrologi vil gi utslag på mengden roterende masse i kraftsystemet.

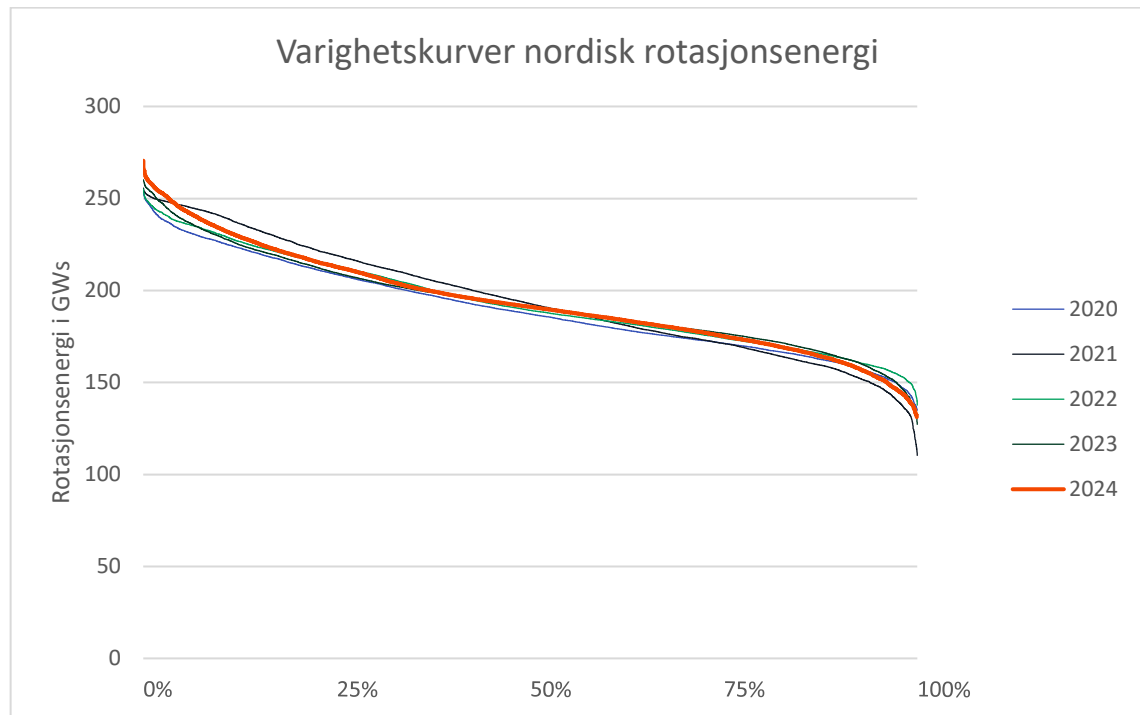
Figur 24 viser timesverdier for rotasjonsenergi i det nordiske synkronområdet i løpet av 2024. Oversikten viser en fordeling for Norge og Norden som helhet. I det nordiske systemet kreves det at nivået for rotasjonsenergi er rundt 155 GWs for å håndtere største dimensjonerende utfall, under dette nivået vil systemansvarlig iverksette tiltak. Den laveste mengden rotasjonsenergi i Norden var på 131 GWs i 2024, dette er omtrent på snitt sammenlignet med de fire foregående årene. I Norge var det laveste nivået i 2024 på 25 GWs. Dette er høyere enn minimumsnivåene de siste fem årene, og kan ha bakgrunn i den høye kraftproduksjonen ved vannkraftverkene i 2024.

Figur 24 viser også fordelingen av roterende masse over året. Det er mer rotasjonsenergi på vinter- enn på sommerhalvåret. Dette henger sammen med at det er høyere produksjon og forbruk av kraft om vinteren. Perioder med lav rotasjonsenergi sammenfaller med perioder med mye vindkraft og import.



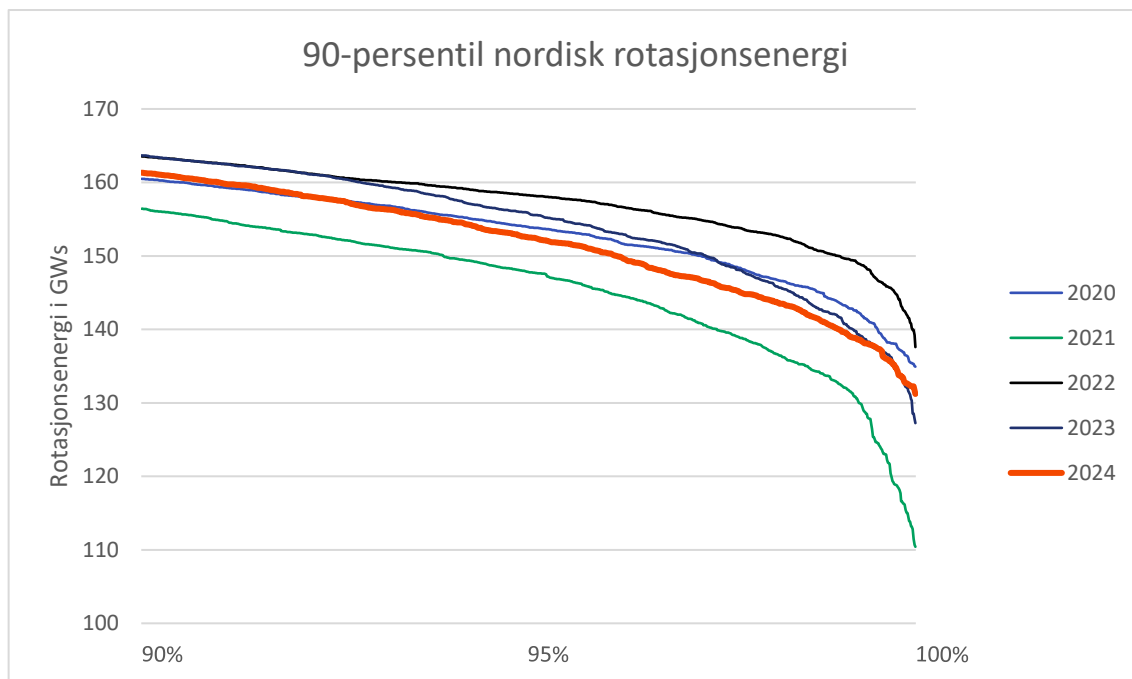
Figur 24: Timesverdier for mengde rotasjonsenergi i Norge og Norden for 2024.

Systemansvarlig har rapportert på utviklingen av roterende masse, se 25. Figuren er en sammenstilling av alle timesverdier for rotasjonsenergi i det nordiske kraftsystemet fra høyest til lavest. Mengden rotasjonsenergi i systemet vil kunne variere fra år til år. De siste årene har man sett at kombinasjoner av høy vindkraftproduksjon, import fra kontinentet, i tillegg til kjernekraft ute til revisjon har resultert i lave nivåer av rotasjonsenergi i systemet. Samtidig har Finland fått et nytt kjernekraftverk (Olkiluoto), som har hatt en positiv påvirkning. Fremover er det forventet at økt andel sol- og vindkraftproduksjon i systemet samt høy import på HVDC-forbindelsene i sommermånedene vil påvirke nivået av rotasjonsenergi negativt.



**Figur 25: Utvikling av mengden rotasjonsenergi fra 2020 til 2024.**

Figur 26 viser en sammenstilling av de ti prosent av timene med lavest rotasjonsenergi i det nordiske kraftsystemet.



**Figur 26: 90-persentil for rotasjonsenergi fra 2020 til 2024**

TSOene arbeider aktivt med å redusere konsekvensene ved reduserte mengder roterende masse i Norden, blant annet ved å gjøre tilpasninger i eksisterende markeder og inkludere nye tjenester. Generelt betyr lavere roterende masse at systemet er mindre motstandsdyktig mot forstyrrelser, noe som vil resultere i økte frekvensavvik. For å håndtere frekvensavvikene brukes blant annet systemtjenesten Frequency Containment Reserves (FCR) til å stoppe en frekvensendring, slik at frekvensen blir stabilisert på et nytt nivå. Les mer om FCR i kapittel 5.3.

For å kompensere for en hurtighet som FCR ikke kan levere, skal systemtjenesten Fast Frequency Reserves (FFR) sikre at frekvensvariasjonene ved utfall av store produksjonsanlegg eller HVDC-forbindelser, og lav mengde roterende masse håndteres på en robust måte. FFR har som mål å sikre at det ikke oppstår for dype frekvensfall ved utfall av dimensjonerende hendelse og skal bremse hastigheten på frekvensendringen. Som vist i 26, har mengden rotasjonsenergi de siste fem årene vært over 155 GWh i ca. 95 % av timene, med unntak av 2021, da det var rundt 90 % av timene. Ved verdier lavere enn 155 GWh, vil systemansvarlig anskaffe FFR for å unngå større konsekvenser for systemet. Les mer om FFR i kapittel 5.2.

FFR ble gjennomført som et demonstrasjonsprosjekt i 2020 og 2021, og ble videreført som et permanent produkt fra 2022. Systemansvarlig opplyser i sin rapport at det ikke ble utløst FFR i 2024.

### 4.3 Driftsspenninger i transmisjonsnettet

Den nominelle spenningen til en nettkomponent er den spenningen som komponenten er betegnet eller identifisert ved<sup>13</sup>. Nominell spenning tilsvarer som oftest det komponenten er

<sup>13</sup> Leveringskvalitetsforskriften § 1-4 nr. 26 / Forskrift om elektriske forsyningsanlegg § 1-5

dimensjonert til å driftes med over tid. Nettkomponenter skal også tåle høyere spenninger enn driftsspenningen i korte perioder, såkalte overspenninger. Hvor store overspenninger en komponent vil tåle avhenger av både varigheten og amplituden på overspenningen. Spenninger utover dette vil kunne føre til skade ved å forringe holdbarheten og dermed gi kortere levetid. I første omgang vil isolasjonsevnen svekkes ved for høy spenning, og i verste fall kan det føre til kortslutning.

For spenningsregulering kan systemansvarlig fastsette spenningsgrenser og grenser for utveksling av reaktiv effekt i regional- og transmisjonsnettet, i tillegg til at produksjonseenheter tilknyttet regional- og transmisjonsnettet skal bidra med reaktiv effekt innenfor enhetens tekniske begrensninger<sup>14</sup>. Systemansvarlig kan sette krav til nye anlegg eller ved en endring av eksisterende anlegg som er i eller tilknyttet disse nettnivåene. I Nasjonal veileder for funksjonskrav i kraftsystemet (NVF) [11] er det beskrevet krav til spenninger og varigheter som Statnett som netteier drifter nettet etter, og som de legger til grunn at utstyr må tåle. Nettet og tilknyttede anlegg skal kontinuerlig håndtere driftsspenninger opp til 300 kV og 420 kV. Kravene reguleres av Direktoratet for samfunnssikkerhet og beredskap (DSB).

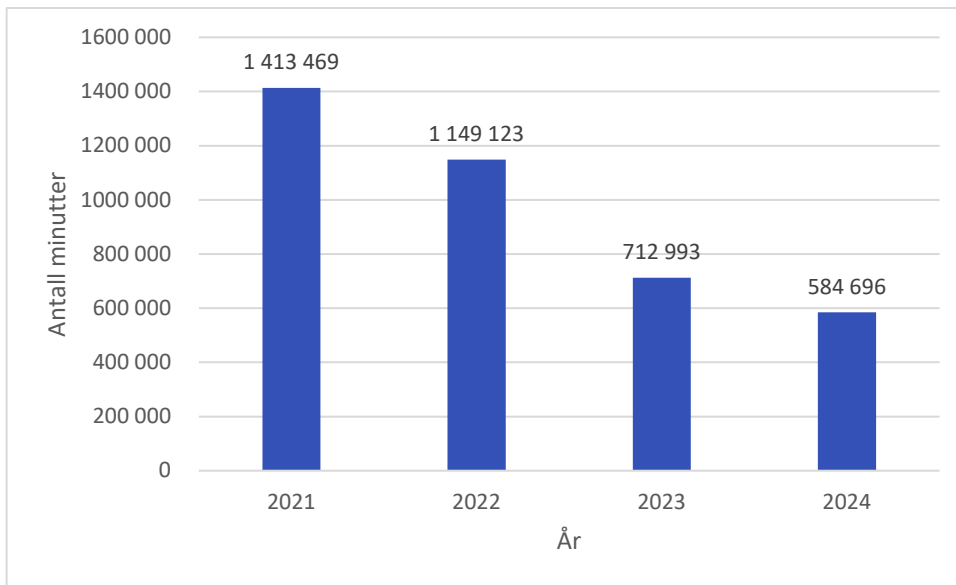
Systemansvarlig har siden 2008 ført statistikk over antall minutter de stasjonære driftsspenningene har vært over eller under gitte grenseverdier i stasjonene sine i transmisjonsnettet. Det mottas varsel ved spenninger over 301 kV og 421 kV og ved spenninger under 280 kV og 400 kV.

I 2024 var det summert for stasjonene i transmisjonsnettet totalt 584 696 minutter med spenning over 301 og 421 kV.

Figur 27 viser antall minutter med spenningsoverskridelse årlig siden 2021. Tilsvarende figur i tidligere års rapporter har inkludert data fra 2013, men for noen av disse årene var informasjonen begrenset til region Sør. Derfor viser figuren nå data for hele landet fra 2021 til 2024. Siden 2021 har antall minutter med spenningsoverskridelse blitt redusert hvert år, og i 2024 var det redusert med 128 297 minutter fra 2023. Systemansvarlig bemerker at spenningsoverskridelsene utvikler seg i riktig retning og at dette i stor grad skyldes nye reaktive komponenter i transmisjonsnettet. De peker på at det ble plassert en ny reaktor på Sogn transformatorstasjon sommeren 2023 som har hjulpet mye på avvikene i forhold til tidligere.

---

<sup>14</sup> Systemansvarsforskriften § 15.



**Figur 27: Antall minutter totalt med spenning over 301 og 421 kV for systemansvarliges stasjoner i transmisjonsnettet årlig siden 2021.**

## 5 Systemtjenester og effektreserver

Statnett benytter systemtjenester for å sikre kontinuerlig balanse mellom produksjon og forbruk i kraftsystemet. Dette er avgjørende for å opprettholde tilfredsstillende driftssikkerhet og leveringskvalitet. Disse tjenestene kan leveres av ulike typer nettkunder, som kraftprodusenter, store forbrukere og andre aktører med teknisk evne til å bidra til systemstabilitet.

Kraftmarkedene sikrer en planlagt balanse for hver enkelttime hele året. Kraftproduksjon og flyt på mellomlandsforbindelser planlegges utfra resultatene i kraftmarkedene, og vil derfor endres ved timestkift, mens energiforbruket endres løpende gjennom timene i døgnet. Dette fører til ubalanse mellom produksjon, forbruk og kraftutveksling. Denne ubalansen blir ofte kalt strukturelle ubalanser.

For å holde kraftsystemet i balanse til enhver tid og sikre at frekvensen holder seg stabil på 50 Hz, har man utarbeidet ulike virkemidler og markeder som raskt kan reagere når det skjer endringer i forbruk eller produksjon. I tillegg til frekvens skal systemansvarlig håndtere flaskehalsen i regional- og transmisjonsnett, samt sørge for at spenningen holdes innenfor gitte grenser for hva nettkomponentene tåler.

Flere systemtjenester anskaffes gjennom markedsløsninger. Dette er kapasitetsmarkeder der Statnett kjøper effektreserver fra tilbyderne i markedet, som må kunne stille denne reserven tilgjengelig i drift. Kostnadene systemansvarlig har i disse markedene inngår i systemansvarskostnadene og blir dekket gjennom transmisjonsnett-tariffene som alle nettkunder betaler. Det er også et aktiveringsmarked der systemansvarlig aktiverer bud med opp- eller nedreguleringsreserver. Det økonomiske oppgjøret i dette markedet inngår i ubalanseoppjøret, som betyr at de aktørene i kraftsystemet som er ansvarlig for ubalansene det reguleres for må betale markedsprisen for reguleringene. De ulike markedene er beskrevet i større detalj videre i kapitlet.

Det er likevel ikke alle systemtjenester som kan eller bør anskaffes gjennom markedsløsninger. I situasjoner der behovene er svært kritiske, geografisk betinget og/eller tidsbegrenset vil markedsbaserte løsninger ikke være tilstrekkelige, hensiktsmessige eller mulige for å sikre kraftforsyningen. I slike tilfeller kan systemansvarlig stille krav til aktører og fatte systemkritiske vedtak. Systemansvarsforskriften definerer hvilke av disse systemtjenestene det skal betales for, og videre at betalingen skal fastsettes ved vedtak av systemansvarlig.

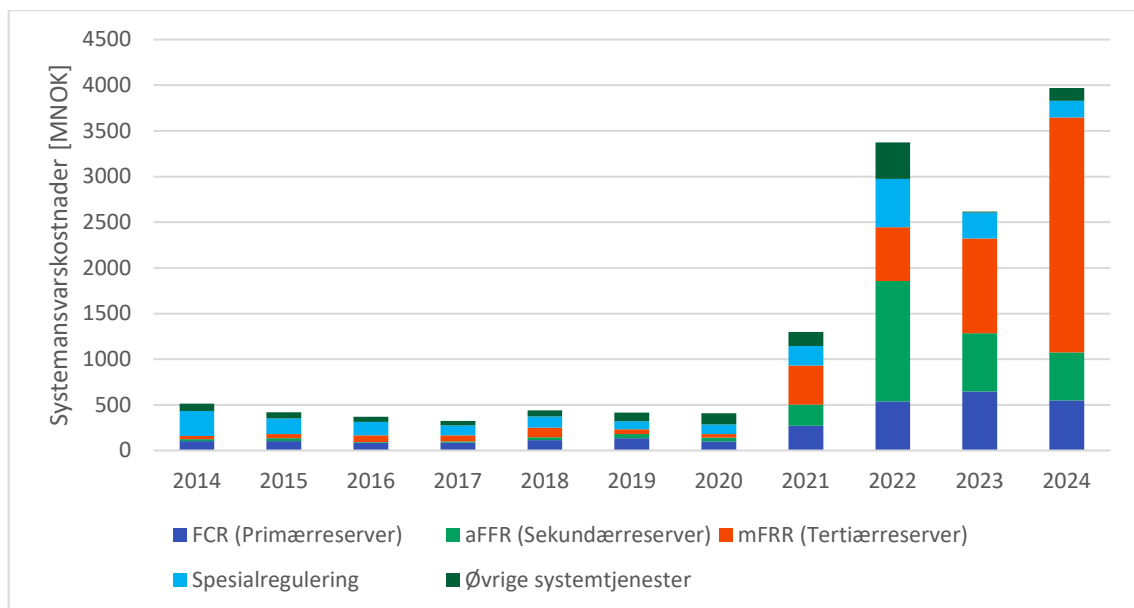
Dette kapitlet gir en nærmere beskrivelse av bruken av ulike systemtjenester og de samlede og individuelle systemansvarskostnadene for 2024.

### 5.1 Samlede kostnader for systemtjenester

Generelt varierer kostnadene for systemtjenester med den hydrologiske situasjonen gjennom året, temperatur om vinteren, prisene i kraftmarkedet og prisenes volatilitet, samt omfanget av driftsforstyrrelser og revisjoner som krever spesielle tiltak.

Figur 28 og Tabell 1 viser en oversikt over kostnadene for systemtjenester som systemansvarlig har hatt per år fra 2015 til 2024. Frem til 2021 holdt kostnadene for systemtjenester et relativt stabilt nivå, og 2021 markerer et skille sammenliknet med tidligere år, da anskaffet volum økte og energiprisene ble høyere. Kostnadene for 2024 steg med 51 prosent sammenliknet med kostnadene i 2023, og har nådd et nytt toppnivå. Dette er på tross av at kraftprisene i 2024 var lavere enn i perioden 2022-2023. Kostnadsøkningen i 2024 skyldes hovedsakelig økt innkjøp av reservevolum for å håndtere økt andel uregulerbar kraftproduksjon og høy HVDC-utveksling. Det er særlig innkjøp av tertiærreserver (mFRR) som har økt i forhold til tidligere år. Det anskaffes i dag et større volum med reservekapasitet sammenliknet med tidligere, både som følge av økt behov, og fordi det i perioder er begrenset med frivillige bud. En annen grunn til økte reservekostnader er at flytbasert markedskobling kom i drift i oktober 2024. Det medførte at overføringskapasitetene i kraftsystemet ble bedre utnyttet i spotmarkedet, og videre at det ble mindre tilgjengelig overføringskapasitet til utveksling av reserver mellom budområdene. Da må flere reserver handles lokalt i hvert budområde, og ikke nødvendigvis der de billigste reservene ligger. Det har bidratt til en kostnadsøkning.

Hovedårsakene for kostnadsutviklingen og enkeltpostene for kostnadene er beskrevet mer i detalj videre i kapittelet.



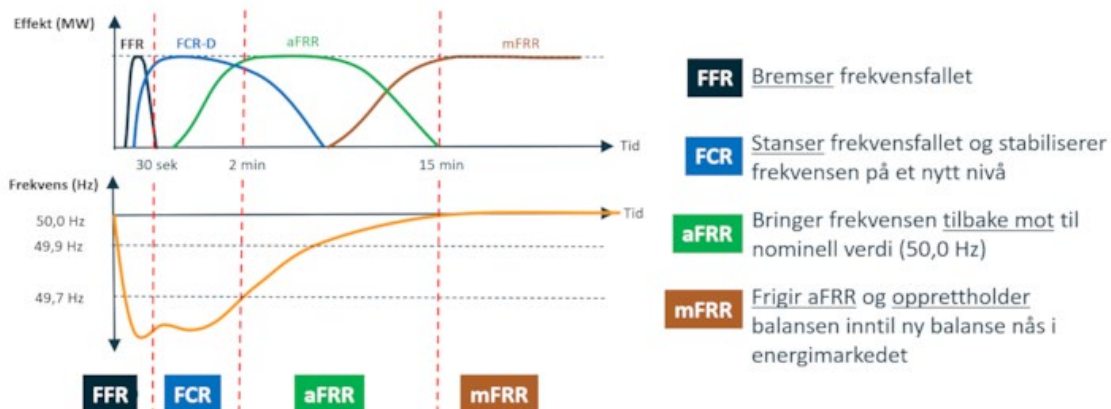
Figur 28: Systemansvarskostnader i MNOK for perioden 2015 – 2024.

Tabell 1: Kostnader for systemtjenester i MNOK for perioden 2015 - 2024.

| ANSKAFKET<br>SYSTEMTJENESTE/<br>RESERVE    | 2015       | 2016       | 2017       | 2018       | 2019       | 2020       | 2021         | 2022         | 2023         | 2024         |
|--|------------|------------|------------|------------|------------|------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Fast frequency reserves (FFR)              | -          | -          | -          | -          | -          | 8          | 28           | 30           | 24           | 24           |
| Primærreserver (FCR)                       | 103        | 85         | 87         | 114        | 134        | 98         | 273          | 538          | 647          | 549          |
| <i>Grunnleveranse</i>                      | 21         | 21         | 21         | 19         | 21         | 19         | 17           | 32           | 42           | 45           |
| <i>Marked</i>                              | 130        | 87         | 105        | 164        | 162        | 93         | 281          | 530          | 633          | 531          |
| <i>Salg</i>                                | -48        | -33        | -39        | -70        | -49        | -14        | -26          | -24          | -27          | -27          |
| Sekundærreserver (aFRR)                    | 29         | 7          | 13         | 32         | 47         | 44         | 229          | 1 317        | 638          | 525          |
| Tertiærreserver (mFRR)                     | 46         | 75         | 66         | 106        | 52         | 38         | 429          | 589          | 1 037        | 2 573        |
| Spesialregulering                          | 173        | 146        | 110        | 121        | 88         | 104        | 214          | 529          | 283          | 183          |
| Systemvern                                 | 13         | 11         | 15         | 16         | 49         | 3          | 1            | 10           | 5            | 77           |
| Produksjonsflytting                        | 4          | 7          | 7          | 13         | 6          | 3          | 15           | 113          | -19          | 10           |
| Produksjonsglatting                        | 6          | 10         | 9          | 17         | 14         | 3          | 31           | 48           | 26           | 18           |
| Energiopsjoner                             | 20         | 5          | -          | -          | -          | -          | -            | -            | -            | -            |
| Reaktiv effekt                             | 4          | 6          | 6          | 6          | 7          | 9          | 9            | -75          | -99          | -52          |
| Omberamming av planlagte revisjoner        | 1          | 1          | 2          | 8          | 4          | 2          | 0            | -            | -            | -            |
| Netto kjøp av balanse- og effektkraft      | 20         | 15         | 10         | 8          | 13         | 97         | 71           | 275          | 74           | 61           |
| Øvrige systemdriftskostnader <sup>15</sup> |            |            |            |            |            |            |              | 3            | 13           | -5           |
| <b>Totalt</b>                              | <b>420</b> | <b>368</b> | <b>325</b> | <b>441</b> | <b>414</b> | <b>409</b> | <b>1 300</b> | <b>3 377</b> | <b>2 629</b> | <b>3 962</b> |

Frekvensreservene, FFR, FCR, aFRR og mFRR, står for 93 prosent av kostnadene for systemtjenester. Hver reserve brukes i drift på ulikt vis for å opprettholde en god frekvenskvalitet. Figuren under viser hvordan ulike typer frekvensreserver aktiveres i rekkefølge for å stabilisere frekvensen etter et plutselig avvik. Først aktiveres FFR og bremser det innledende frekvensfallet. Deretter trer FCR inn og stanser fallet, og stabiliserer frekvensen midlertidig. aFRR aktiveres automatisk for å bringe frekvensen tilbake mot normalverdien på 50 Hz. Til slutt overtar mFRR, som frigjør aFRR og opprettholder balansen frem til ny likevekt er etablert gjennom markedet. Kapitlene under vil gå mer i detalj og forklare de ulike reservene.

<sup>15</sup> Øvrige systemdriftskostnader inneholder poster som ikke passer inn under allerede etablerte poster. Dette er kostnader knyttet til produksjonsglatting, refusjon for omprioritering av driftsstanser, viderefakturerte kostnader for black start tjenester på NSL til National Grid, og ytterligere refusjoner.



Figur 29: Oversikt over de ulike reservene og aktiveringstid [12].

## 5.2 Fast Frequency Response (FFR)

FFR som produkt ble introdusert gjennom et demonstrasjonsprosjekt i det nordiske markedet i 2020. FFR ble innført som et av tiltakene for å møte utfordringene med lav andel roterende masse i kraftsystemet. Formålet med produktet er å hindre dype frekvensdipper ved feilhendelser i kraftsystemet, som for eksempel utfall av mellomlandsforbindelser eller store produksjonsenheter. Fra 2022 har FFR blitt handlet i et nasjonalt marked gjennom sesongoppkjøp av to produkter, FFR Profil og FFR Flex. FFR profil skal sikre leveranse helg og nattetid gjennom sesongen, og FFR Flex leveres på bestilling fra systemansvarlig basert på en kortsiktig prognose for behovet. Behovet bestemmes i samarbeid mellom de nordiske systemansvarlige og baserer seg på forventet mengde roterende masse i systemet. De nordiske systemansvarlige dimensjonerer behovet samlet for Norden, og Statnett er da ansvarlig for anskaffelse av den norske forpliktelsen gjennom et nasjonalt marked. For 2024 var den norske forpliktelsen på 37,6 prosent, altså litt lavere enn i 2023. Les mer om utløsning av FFR i kapittel 4.2.

I 2024 brukte systemansvarlig 23,5 MNOK på FFR, som er på nivå med de to foregående årene med FFR-anskaffelse.

## 5.3 Primærreserver (FCR)

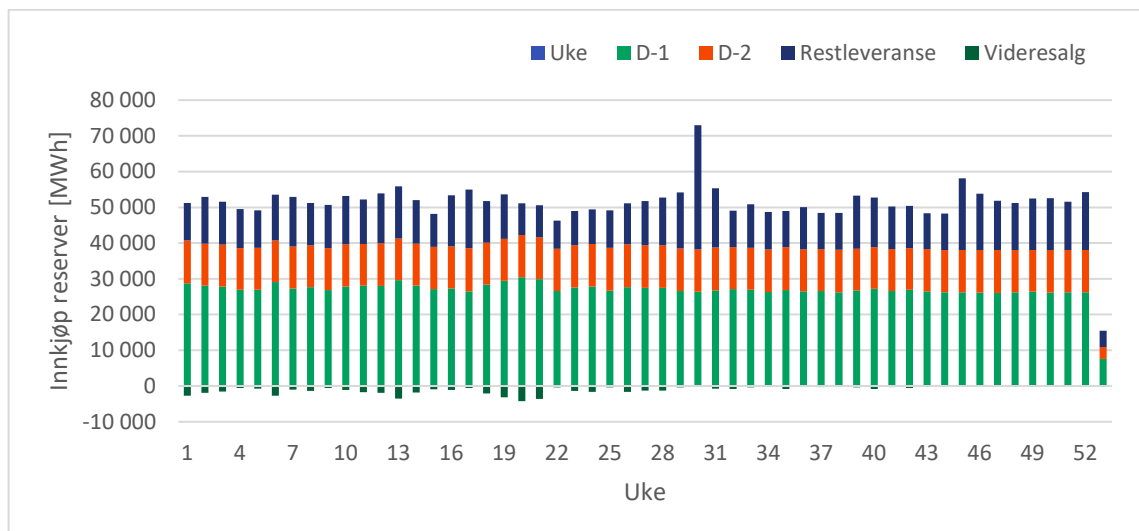
Primærreserver, eller frekvensreguleringsreserver (frequency containment reserves, FCR), i det norske kraftsystemet består av kjøp systemansvarlig foretar i markedet for FCR i tillegg til grunnleveransen. Grunnleveransen blir levert som følge av et vedtak fra systemansvarlig om regulatorinnstillinger ved kraftverkene. Da bidrar det enkelte kraftverket til å holde frekvensen stabil så lenge kraftverket kjører og har produksjon. Grunnleveransen kan også bys inn i markedet for FCR av de enkelte aktørene. I Norge er det i hovedsak kraftverk med vannmagasin som leverer primærreserver. Majoriteten av grunnleveransen kommer også fra magasinverk gjennom store deler av året, og bidrar dermed med ekstra leveranse av primærreserver som er distribuert i kraftsystemet.

Primærreservene er delt inn i normaldriftsreserver (FCR-N) og driftsforstyrrelsesreserve (FCR-D). I den nordiske systemdriftsavtalen er det fastsatt at normaldriftsreservene skal være minst 600 MW i Norden, hvor Norge skal dekke 226 MW av dette. Dimensjoneringen av driftsforstyrrelsesreserver skal være lik den dimensjonerende hendelsen i Norden.

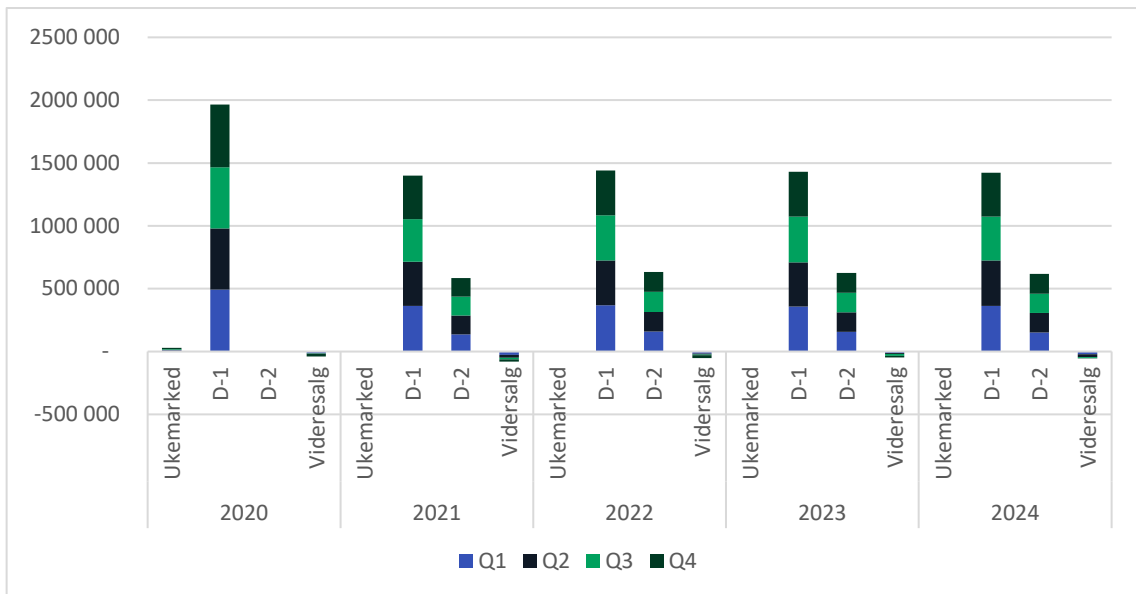
Kostnader for primærreserver er sterkt knyttet til den hydrologiske situasjonen. Lav produksjon og mye import som følge av tørrår kan gi høye kostnader hvis systemansvarlig må betale for at aggregat i magasinverk holdes roterende i perioder hvor de ellers ville stått. I motsatt tilfelle, det vil si når magasinverkene produserer full effekt på grunn av mye tilsig og/eller høye priser, vil også kostnaden for primærreserver øke fordi leveransen krever ledig effekt på aggregatet. De to ytterpunktene i den hydrologiske situasjonen vil altså drive prisen for primærreserver opp.

Kostnaden for primærreserver var 549 MNOK i 2024. Dette er en økning sammenliknet med de siste ti årene, men det er lavere enn i 2023, da det var en markant økning i kostnadene for FCR. Økningen i 2023 skyldes en kombinasjon av de overnevnte hydrologiske situasjonene, slik det også var i perioden 2021-2022, og idriftsettelse av et nytt marked for FCR-D.

I Figur 30 presenteres gjennomsnittlig timesinnkjøp, videresalg og restleveranse av FCR-N per uke i 2024. Restleveranse er den delen av grunnleveransen som ikke er bydd inn i, eller har fått tilslag i FCR-markedene, og som blir avregnet og betalt for etter en sats fastsatt i årlig vedtak om betaling. Systemansvarlig kjøper inn FCR-N i to markeder, et som klareres dagen før drift, D-1, og et to dager før, D-2. Oversikten over de anskaffede volumene er presentert i Figur 31 viser at anskaffelsen av FCR-N de siste tre årene har vært relativt lik.



Figur 30: Innkjøp og videresalg av normaldriftsreserver (FCR-N) i MWh per uke i 2024.



Figur 31: Innkjøp og videresalg normaldriftsreserve (FCR-N) i MWh per kvartal 2019-2024.

Systemansvarlig hadde for første gang i 2023 et aktivt marked for innkjøp av FCR-D. I 2024, i perioden mai-september, da det var få magasinverk i drift, ble det kjøpt inn 100 MW FCR-D. Dette ble gjort for å sikre at den norske andelen av de nordiske forpliktelsene for tilgjengelig FCR ble møtt.

## 5.4 Sekundærreserver (aFRR)

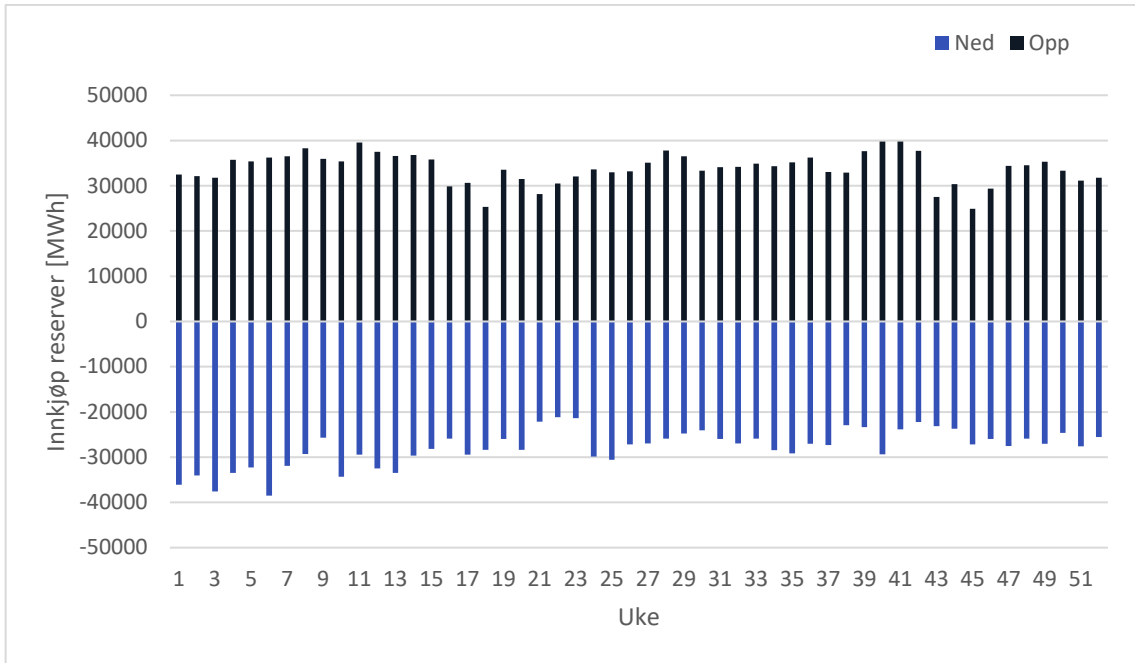
Sekundærreserver, eller automatiske frekvensgjenopprettingsreserver (automatic frequency restoration reserves, aFRR), kjøpes systematisk inn i de timene hvor det er størst strukturelle ubalanser. Fra januar 2022 har aFRR blitt anskaffet i et felles nordisk kapasitetsmarked. I Norden varierer volumet av aFRR som skal anskaffes mellom 300 og 400 MW, og det fordeles mellom de nordiske TSOene. Frem til 7. desember 2022 var den norske andelen på 35 %, men har økt til om lag 45 % av det totale nordiske aFRR volumet. Grunnen til dette er at det hyppigere oppstår raske flytendringer og ubalanser i NO2 som følge av driften av kablene NSL og NordLink. Fra Q3 2024 anskaffes aFRR gjennom hele uken. Oppkjøpet av aFRR optimaliseres på tvers av de nordiske budområdene basert på tilgjengelig aFRR kapasitet, men maksimalt 10 % av overføringskapasiteten mellom budområder kan brukes til å utveksle aFRR. Markedsklareringen vil da baseres på aFRR-kapasitetsbud, TSOenes reservebehov og overføringskapasitet mellom budområdene.

Kostnadene for sekundærreserver sank til 525 MNOK i 2024, fra 638 MNOK i 2023. Volumet som ble anskaffet i 2023 og 2024 er tydelig høyere enn i de foregående årene. Hovedgrunnene til kostnadsfallet er derfor primært knyttet til den ekstraordinære situasjonen i 2022, med høye kraftpriser, særlig i Sør-Norge der de fleste som tilbyr aFRR befinner seg. Med lavere og mer forutsigbare kraftpriser, samt en økning av antall aktører har aFRR-prisene derfor falt.

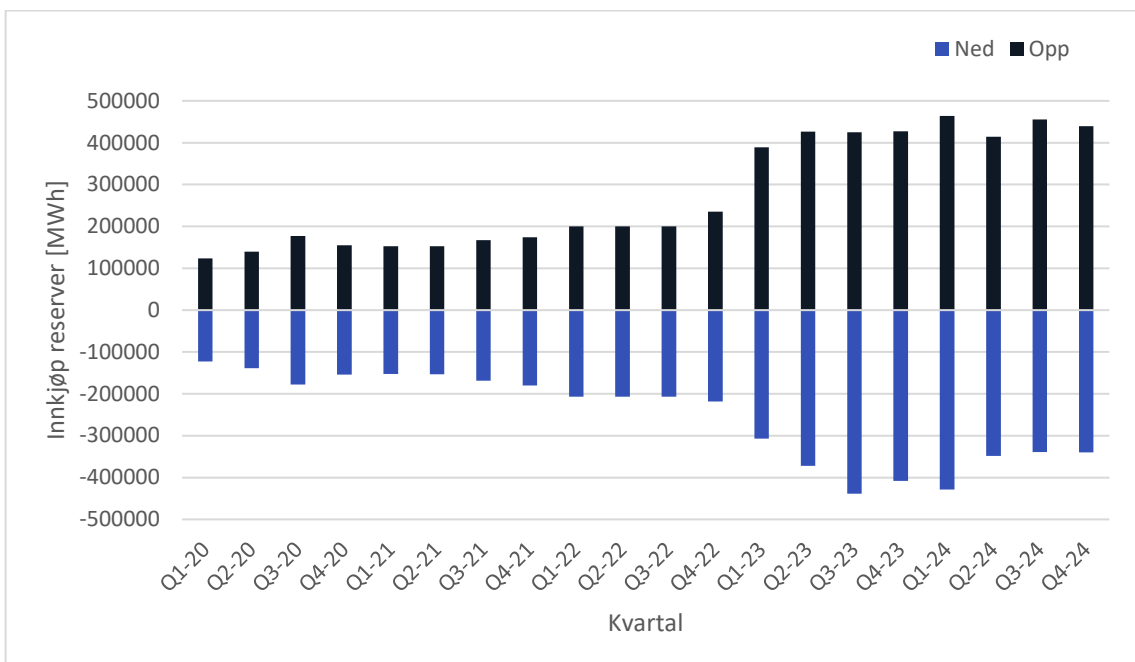
Volumet og antall timer med anskaffelse av aFRR bestemmes kvartalsvis mellom de nordiske TSOene. Økningen som ble gjort i 2022 og 2023 og som fortsetter i 2024, ble gjort for å

forsøke å bedre frekvenskvaliteten og forberede systemet for det nye nordiske balanseringskonseptet (NBM).

I Figur 32 er innkjøpt volum av aFRR for ukene i 2024 presentert, og innkjøpene i 2024 kan videre sammenlignes med tidligere år i perioden 2020-2024 i Figur 33.



Figur 32: Innkjøp av sekundærreserver (aFRR) i MWh per uke i 2024.



Figur 33: Innkjøp av sekundærreserver (aFRR) i MWh per kvartal 2019-2024.

## 5.5 Tertiærreserver (mFRR)

Tertiærreserver, eller manuelle frekvensgjenopprettelsesreserver (mFRR), ble tidligere handlet i regulerkraftopsjonsmarkedet (RKOM). Markedet gikk gjennom en endring fra RKOM til mFRR CM i februar 2024. Hovedforskjellen mellom RKOM og mFRR CM er at RKOM ble kjøpt på ukesbasis, mens mFRR CM blir kjøpt inn daglig.

Gjennom handel i RKOM eller mFRR CM sikrer systemansvarlig at det alltid er nok tilgjengelig mFRR til å håndtere ubalanser som måtte oppstå. Dette skjer ved at systemansvarlig betaler tilbydere som får tilslag i mFRR CM eller tidligere RKOM for å garantere at de legger inn bud i regulerkraftmarkedet (RK). RK blir brukt til å håndtere avvik fra planlagt produksjon og forventet forbruk, samt andre uønskede forhold i kraftsystemet. All betaling for aktivering av bud i RK inngår i ubalanseoppjøret, og det er derfor ikke en del av systemansvarliges kostnader for tertiærreserver. Aktiverte bud i RK skal leveres i henhold til anmeldt volum og være fullt aktiverte innen 15 minutter fra bestillingstidspunktet. Minstevolumet for bud er 10 MW<sup>16</sup>, og både produksjons- og forbruksenheter kan delta i markedet. I 2025 er det planlagt å gjøre store endringer i hvordan tertiærreservene blir aktivert som følge av endringene som følger med Nordic Balancing Model (NBM). RK ble erstattet med et automatisk aktiveringsmarked som heter mFRR EAM den 4. mars 2025.

Den nordiske systemdriftsavtalen stiller krav om at alle TSOene minimum skal sikre nok mFRR til å dekke sin dimensjonerende hendelse, og at en TSO kan sikre mer reserver dersom det er behov for dette. Systemansvarlig oppgir at de tidvis anskaffer noe mer enn det nordiske kravet for å sikre nok reserver til å håndtere ubalanser i kraftsystemet. Systemansvarlig viser til at kostnadene for sikring av tertiærreserver vil ligge på et høyere nivå fremover. Dette er fordi behovet har økt i takt med økt utvekslingskapasitet, som de siste årene innebærer idriftsettelse av NSL og NordLink.

Kostnaden for tertiærreserver var 2 573 MNOK i 2024. Dette er en økning på ca. 148 prosent sammenliknet med 2023. De seneste årene har sesongen for tertiærreserver blitt forlenget på grunn av økt utveksling av kraft, blant annet gjennom idriftsettelse av NordLink og NSL. De siste to årene har systemansvarlig også handlet nedreguleringsreserver i RKOM/mFRR CM. Systemansvarlig har hatt et behov for å kjøpe inn nedreguleringsreservene for å sikre at også disse er tilgjengelige i drift. Dette, i tillegg til at systemansvarlig har anskaffet et større volum med oppreguleringsreserver i 2024 enn tidligere, forklarer i stor grad den markante kostnadsøkningen man kan se mot tidligere år.

Både RKOM og mFRR CM er marginalpriset, så prisen til det budet som er dyrest, setter prisen for alle budene. Statnett kjøper inn for det oppkjøpet. Økte kostnader er dermed tett knyttet til økt voluminnkjøp. Med høyere innkjøpt volum kommer man lenger opp på budkurven, som igjen vil øke prisen for hele volumet som blir kjøpt inn. Dette kan også forklare noe av kostnadsøkningen for mFRR.

Systemansvarlig rapporterer at volumøkningen i 2024 er sammensatt. Det har blitt økte ubalanser i systemet som følge av økt fornybar, uregulerbar produksjon og HVDC-utveksling.

---

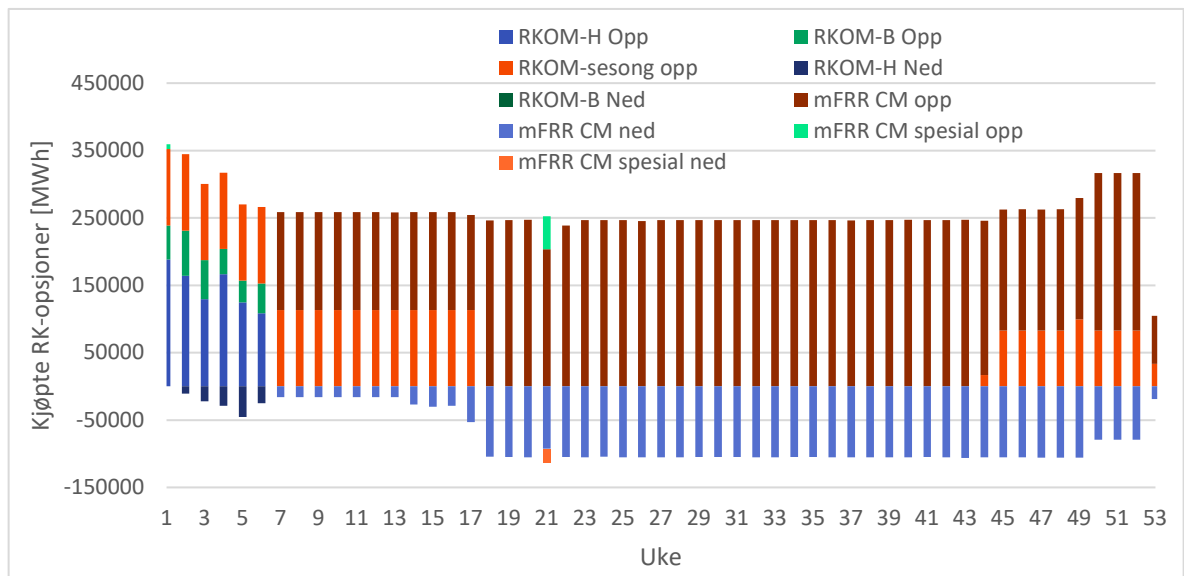
<sup>16</sup> I prisområdene NO1 og NO3 tillates det i tillegg inntil ett bud med kvantum fra og med 5 MW til og med 9 MW per stasjonsgruppe.

Det har vært en utvikling i HVDC-utvekslingen over flere år, noe som reflekteres ved utviklingen i tilgjengelig handelskapasitet over mellomlandsforbindelsene, som beskrevet i kapittel 6.2.1. Med økt tilgjengelig handelskapasitet øker også mengden store og hyppige flytendringer. I 2023 erfarte systemansvarlig flere tilfeller der det var mangel på tilgjengelige bud for oppregulering eller nedregulering i RK, noe som gjorde at de i 2024 anskaffet et jevnt over høyere volum for å sikre nok reserver i driften til alle timer.

Systemansvarlig rapporterer at de også gradvis har økt anskaffet volum av mFRR som forberedelser til automatisk balansering. Det har vært en forventning om at algoritmen knyttet til automatisk balansering fører til at flere bud blir aktivert enn tidligere, og vil bidra til at større reservevolum blir aktivert.

### 5.5.1 Innkjøp i RKOM og mFRR CM

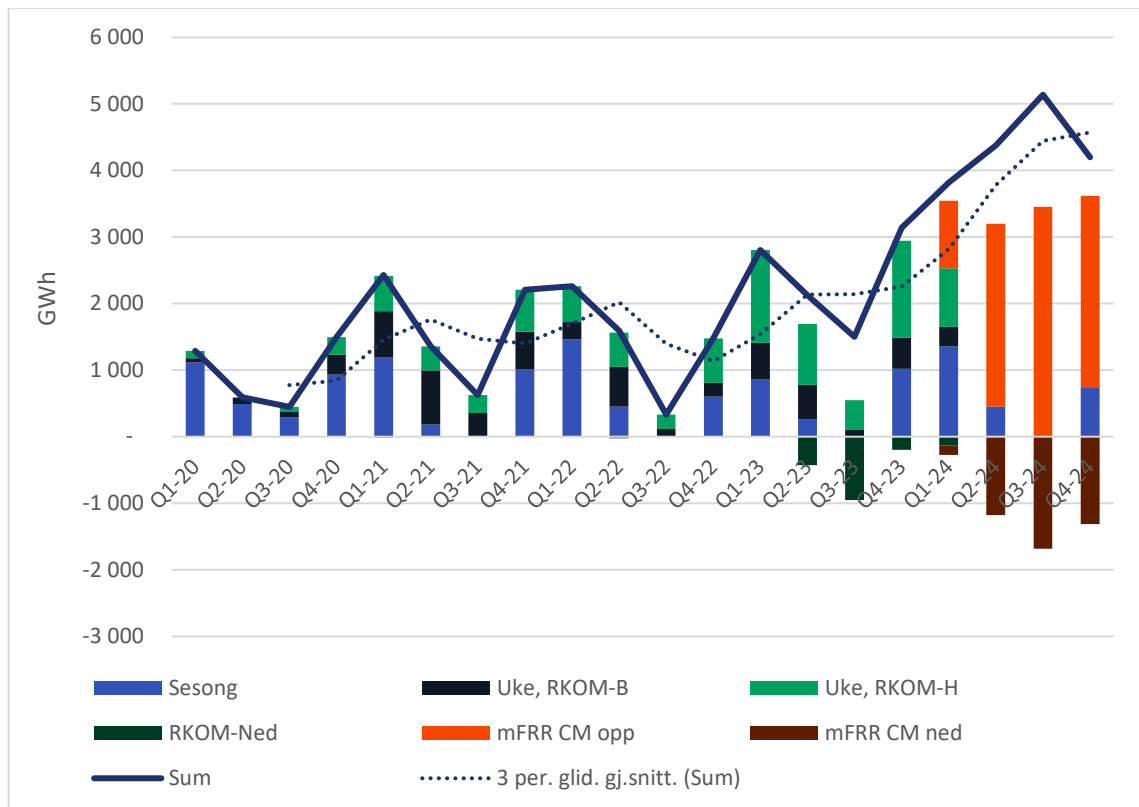
I figur 34 og figur 35 er innkjøp i RKOM på ukes- og sesongbasis presentert, og mFRR CM på døgnbasis. I figur 34 kan det sees at det gjennom året anskaffes relativt konstante volum mFRR, både for oppregulering, og for nedreguleringsreserver etter uke 18. mFRR CM spesial som vises i uke 21 nedenfor er en konsekvens av at en klarering feilet for 23.05.2024. Det ble kjøpt inn noe større volum enn normalt, som ett tiltak for å forenkle det manuelle innkjøpet. I de kalde vintermånedene hvor det kjøpes sesongbaserte oppreguleringsreserver er volumet totalt større enn for sommermånedene. Det er større variasjon på volumet av nedreguleringsressurser som er anskaffet. Det er ganske stabilt fra uke 18 til 49, ellers er det en god del variasjon.



**Figur 34: mFRR kapasitet i MWh fordelt ukesvis for 2024. Figuren skiller på produktene RKOM-H opp, RKOM-B opp, RKOM-sesong opp, RKOM-H ned, RKOM-B ned, mFRR CM opp, mFRR CM ned, mFRR CM spesial opp og mFRR CM spesial ned.**

I figur 34 ser vi at mFRR selges som flere ulike produkter. mFRR-produktene som er betegnet med opp eller ned brukes til hhv. oppregulering eller nedregulering. En oppregulering innebærer en økning i produksjon, eller en reduksjon i forbruk. For nedregulering gjelder det motsatte. RKOM, som ble brukt frem til uke syv i 2024, var delt inn i to ulike produkter, RKOM-H og RKOM-B. Førstnevnte står for høykvalitet, og var et produkt som kunne aktiveres

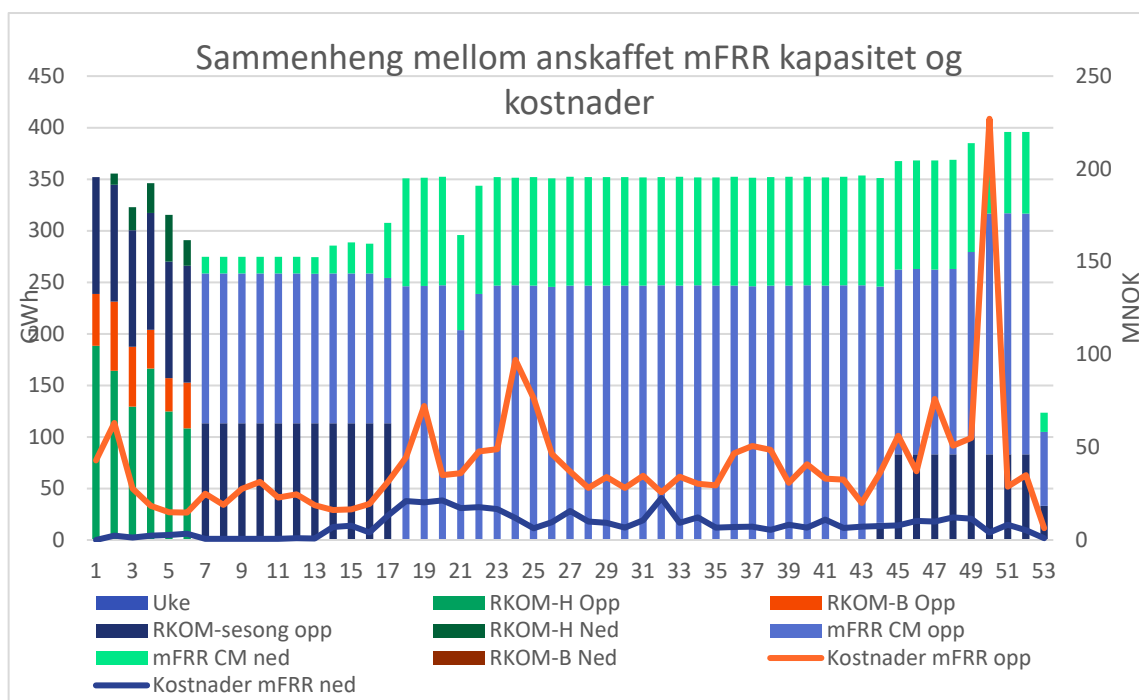
uten begrensninger. Sistnevnte hadde begrensninger i når og hvordan en ressurs kunne benyttes. RKOM var i tillegg delt inn i et sesongmarked og et ukemarked.



**Figur 35: Volum mFRR kapasitet i MWh fordelt kvartalsvis for perioden 2020-2024. Figuren skiller på de ulike innkjøpte produktene og viser et glidende snitt over tre kvartaler.**

Figur 35 viser utviklingen i anskaffet mFRR kapasitet de siste fire årene, og det kan ses av figuren at anskaffet volum har økt gjennom denne perioden.

Figur 36 viser en sammenligning mellom kostnad og innkjøpt mFRR-volum presentert for 2024. Av figuren fremgår det at det ikke kun er volum som driver kostnadene, men at pris også er en faktor som spiller inn. Det kan vi se av at kostnaden for enkelte uker er høyere enn andre, selv om volumet holdes relativt likt. Eksempelvis viser figur 36 en kostnadsspiker for innkjøp i mFRR CM i uke 50, på tross av at volumet som blir anskaffet er på nivå med andre uker. Kostnadsspikeren i uke 50 sammenfaller med dagen 12. desember 2024 da det også var svært høye priser i spotmarkedet. Prisene i mFRR CM blir påvirket av prisene i spotmarkedet. Dette er fordi tilbyderne av mFRR priser inn risikoen ved å ikke kunne selge volumet i spotmarkedet fordi de må holde av dette til en reserveaktivering.



Figur 36: mFRR kapasitet i MWh, sammenlignet med kostnader fordelt ukesvis for 2024. Figuren skiller på produktene RKOM-H opp, RKOM-sesong opp, RKOM-H ned, RKOM-B ned, mFRR CM Opp og mFRR CM ned.

## 5.5.2 Aktører og fordeling av volum i reservemarkedene

Tabell 2 viser en oversikt over fordelingen mellom aktører som deltar i RKOM og RK, og fordelingen av tilbudsvolum mellom forbruk og produksjon. Fordelingen mellom produksjon og forbruk er på samme nivå som de siste årene. Systemansvarlig rapporterer at likviditeten i 2024 som regel var tilstrekkelig med de dimensjoneringskravene som gjaldt. Likevel har de sett enkelte perioder og timer med lav likviditet som gir store utslag i kostnadene.

Systemansvarlig skriver at de jobber kontinuerlig med å få flere aktører og større volum inn i markedet. Blant annet har de tidligere pekt på redusert budstørrelse som et tiltak for å få flere aktører inn i markedet. Automatisering og innføring av europeisk regelverk fører til strengere krav til mFRR-aktiveringer og mFRR-kapasitet. Dette kan føre til reduserte volum med mFRR aktiverings- og kapasitetsbud. For å bidra til å opprettholde budvolum oppretter Statnett et produkt kalt driftsforstyrrelsesreserve (mFRR-D). Markedet for mFRR-D ble satt i drift samtidig som innføringen av mFRR-EAM i mars 2025.

Tabell 2: Antall aktører som har deltatt i regulerkraftmarkedet (RK) og regulerkraftopsjonsmarkedet (RKOM) i 2024. RKOM er fordelt på sesongmarkedet og ukesmarkedet.

| AKTØRER                      | RKOM-SESONG | RKOM-UKE | RK opp | RK ned |
|------------------------------|-------------|----------|--------|--------|
| <b>Produksjon</b>            | 40%         | 31,6%    | 83,3%  | 91,3%  |
| <b>Forbruk</b>               | 60%         | 63,1%    | 4,2%   | 0      |
| <b>Produksjon og forbruk</b> | 0           | 5,3%     | 12,5%  | 8,7%   |

## 5.6 Spesialregulering

Spesialregulering er en systemtjeneste som benyttes for å håndtere driftsutfordringer i kraftsystemet, som lokale flaskehals, feilsituasjoner og andre spesielle årsaker. Dette innebærer at systemansvarlig aktiverer bud utenom prisrekkefølge. Det betyr at man ikke

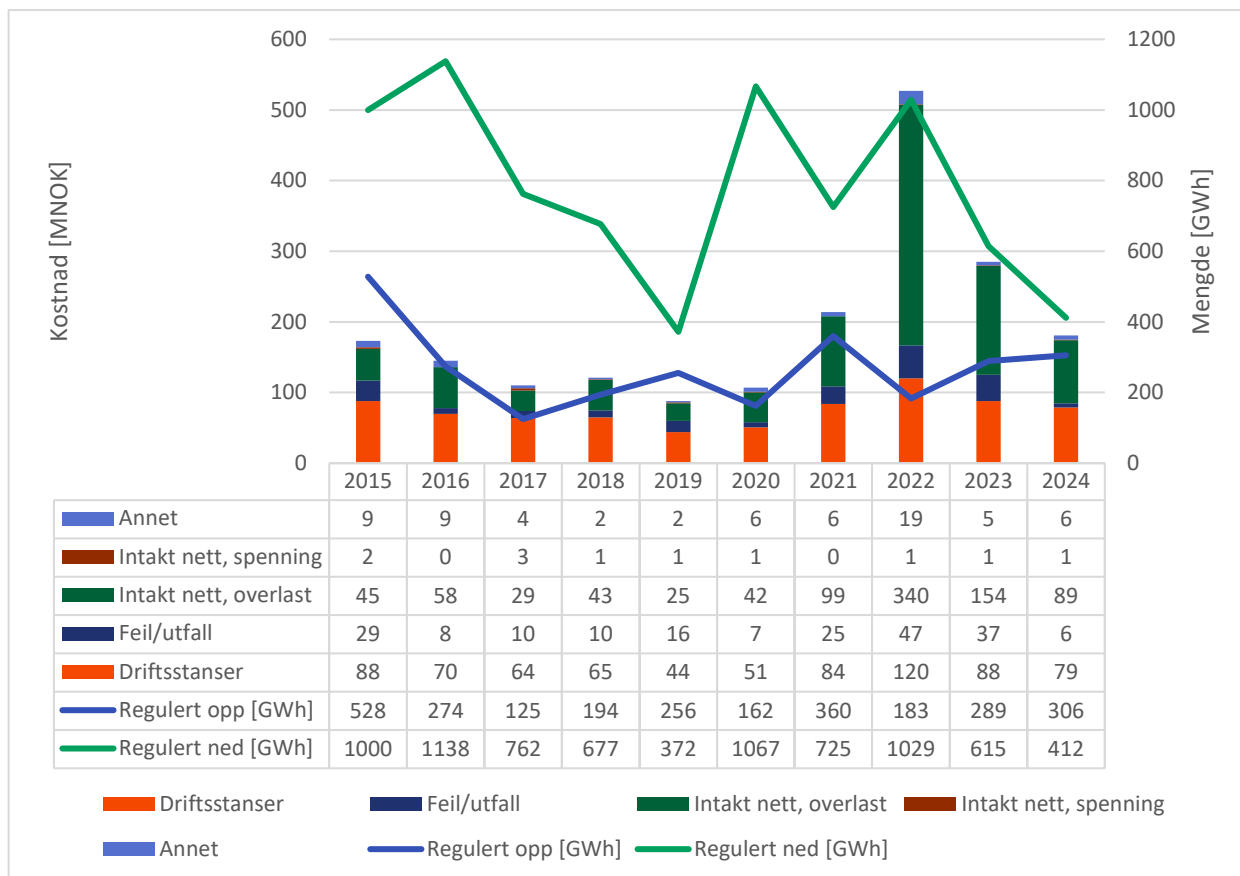
alltid kan bruke den rimeligste opp- eller nedreguleringsressursen. Merkostnaden blir at man ikke får benyttet den rimeligste ressursen. Behovet for spesialregulering henger tett sammen med kraftsituasjonen. Både tørre og våte perioder vil øke behovet for spesialregulering i nettet gjennom at det blir økt behov for overføring av kraft, og dermed vil flaskehalsen kunne oppstå. I tillegg til de hydrologiske forholdene avhenger mengden spesialreguleringer av flere faktorer, som antall revisjoner og utbyggingsprosjekter, samt utfall og feil i nettet og på produksjonsanlegg.

I 2024 ble til sammen 718 GWh spesialregulert for 183 MNOK. Både volumet og kostnader til spesialreguleringer i 2024 er dermed lavere enn de tre foregående årene. Statnett oppgir at en stor andel av kostnadene for spesialregulering i 2024 var grunnet flaskehalsen på Vestlandet. Statnett påpeker at nedgangen i kostnader for spesialregulering er knyttet til hvilke objekter som har blitt spesialregulert, i tillegg til at det kan skyldes færre tilfeller av overlast. Samtidig vil kostnadene også påvirkes av kraftprisene og hvordan kraftprodusentene prissetter budene sine i regulerkraftmarkedet.

Figur 37 viser en oversikt over mengde spesialregulert produksjon i GWh og kostnad for spesialregulering i MNOK fordelt på årsak i perioden 2015 – 2024. Årsak til spesialregulering er delt inn i fem hovedtyper: intakt nett overlast, intakt nett spenning, driftsstans, feil/utfall og annet. Antallet opp- og nedreguleringer er avhengig av hvilke hendelser som det reguleres for, noe som vil variere fra år til år. Generelt de siste ti årene har forholdet mellom opp- og nedreguleringer variert mye, og for 2024 er differansen mellom disse to mindre enn tidligere. Figur 37 viser videre at intakt nett med overlast stod for rundt 50 prosent av kostnadene, mens driftsstanser stod for rundt 45 prosent. Det resterende er i all hovedsak knyttet til feil og utfall.

Den spesialreguleringen som hadde størst kostnad i 2024 var knyttet til underskudd i området rundt Svabo. Det er spesielt underskudd i området som blir problematisk i tilfeller hvor produksjonen i området kjører ned, og medfører høy belastning på enkelte linjer i området. Videre har det vært store kostnader knyttet til revisjon på linjen mellom Aurland og Hol. Det var også høye spesialreguleringskostnader knyttet til belastning på transformatorene i Sauda ved høy import på mellomlandsforbindelsene til NO2.

Ifølge systemansvarlig er det ingen eksplisitte kostnader som direkte kan knyttes til oppgradering og bygging av regional- og transmisijsnett. Det forventes ikke at mengden spesialregulering som følge av slike oppgraderinger vil endre seg drastisk det kommende året.



Figur 37: Kostnader [MNOK] og mengde [GWh] spesialregulering for perioden 2014 - 2024. Stolpene i diagrammet viser kostnadene, mens linjene representerer mengden spesialregulering.

## 5.7 Systemvern

Systemvern benyttes til å øke overføringskapasitet i definerte snitt, redusere omfanget av et eventuelt avbrudd, redusere risiko for nettsammenbrudd ved frekvensfall og for å hindre lokale nettsammenbrudd.

Systemansvarlig kan pålegge konsesjonær å aktivere eller deaktivere systemvern i regional- og transmisjonsnett<sup>17</sup>. Systemansvarlig skal betale for kostnadene forbundet med systemvern. Det vil si at systemansvarlig skal dekke kostnader ved installasjon, drift, vedlikehold og avinstallasjon av vern og sambandsløsninger. Hvis utløsning av systemvernet innebærer utkobling av produsenter eller sluttbrukere, skal også kostnadene for de som kobles ut dekkes.

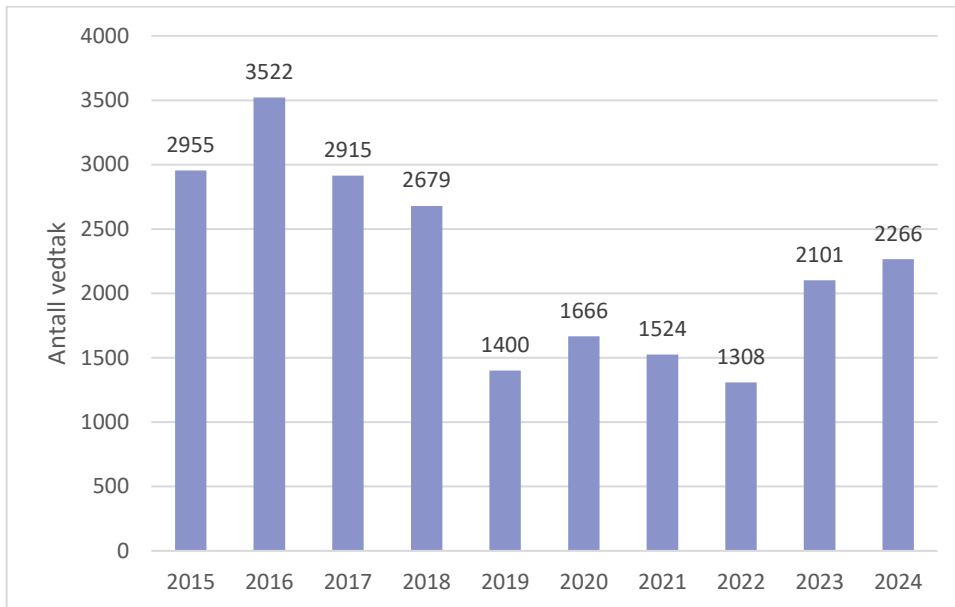
Totale regnskapsførte kostnader for systemvern i 2024 var 77 MNOK, som er en betydelig økning sammenlignet med 5 MNOK i 2023. Dette er et historisk toppnivå og en markant økning ift. de siste 10 årene. De siste fire foregående årene har kostnadene ligget mellom 1 – 10 MNOK.

Figur 38 viser antall aktiveringer av systemvern systemansvarlig har pålagt konsesjonærene fra 2015 til 2023. I 2024 påla systemansvarlig 2 266 aktiveringer. De siste to årene har det

<sup>17</sup> Systemansvarsforskriften § 21

vært en økning i antall aktiveringer. Antall aktiveringer ligger likevel på et lavere nivå enn før 2018.

Antall aktiveringer av systemvern inkluderer aktivering, deaktivering og endring av innstillinger, for eksempel på hvor mange generatorer som omfattes av systemvernet. Antall aktiveringer av systemvern vil variere med blant annet mengden hurtige endringer i markedet og utkoblinger av linjer i forbindelse med revisjoner.



**Figur 38: Antall systemvernsaktiveringer systemansvarlig har pålagt konsesjonærene i perioden 2015 – 2024.**

Systemansvarlig forklarer at det kontinuerlig er endringer i antall systemvern og hvilke deler av nettet som er tilknyttet systemvern. Kostnadene vil variere fra år til år, siden deler av kostnadene (og dermed utløsningen av systemvern) er knyttet til feil i nettet. Som beskrevet vil kostnadene også variere med hvilken type systemvern som utløses, hvor belastningsfrakobling (BFK) kan medføre betydelige kostnader. Systemansvarlig opplyser at det i 2024 var flere utfall som medførte store kostnader for BFK. Flere utfall av Viklandet-Fræna medførte størsteparten av kostnadene på systemvern.

Tabell 3 angir antall utløsninger av produksjonsfrakobling og belastningsfrakobling de siste ti årene. I 2024 ble systemvern i kategorien produksjonsfrakobling utløst ved ti tilfeller. Dette omfatter aggregat med totalt 2 389 MW produksjon. Det er registrert ni frakoblinger av forbruk på totalt 1 158 MW. Det utgjør et mye høyere volum enn de tre foregående årene. Man må tilbake til 2019 for å finne BFK-volum som var på tilsvarende nivå.

**Tabell 3: Antall utløsninger av belastningsfrakobling (BFK) og produksjonsfrakobling (PFK) i perioden 2015 - 2024.**

|      | Belastningsfrakobling (BFK) |       | Produksjonsfrakobling (PFK) |       |
|------|-----------------------------|-------|-----------------------------|-------|
|      | Antall utløsninger          | [MW]  | Antall utløsninger          | [MW]  |
| 2015 | 3                           | 200   | 11                          | 4 500 |
| 2016 | 1                           | 190   | 4                           | 2 060 |
| 2017 | 5                           | 557   | 8                           | 2 121 |
| 2018 | 1                           | 120   | 15                          | 4 423 |
| 2019 | 5                           | 1 730 | 3                           | 620   |
| 2020 | 1                           | 44,5  | 5                           | 1 754 |
| 2021 | 1                           | 290   | 7                           | 2 847 |
| 2022 | 5                           | 171   | 8                           | 1 478 |
| 2023 | 2                           | 415   | 9                           | 3 181 |
| 2024 | 9                           | 1 158 | 10                          | 2 389 |

Kostnadene for systemvern fordeles mellom produksjonsfrakobling (PFK) og BFK. For selve aktiveringen av et systemvern påløper det ingen kostnader. Kostnadene for BFK oppstår ved en utløsning, det vil si at en feil i nettet kobler ut forbruk. Ved utkobling av sluttbrukere skal systemansvarlig betale sluttbrukere i regional- og transmisjonsnett og berørt nettkonsekjonær ved utkobling av sluttbrukere i distribusjonsnett. Betalingen skal fastsettes med utgangspunkt i berørte sluttbrukeres avbruddskostnader (KILE). Ved utløsning av PFK vil systemansvarlig betale etter en fastsatt standardsats.

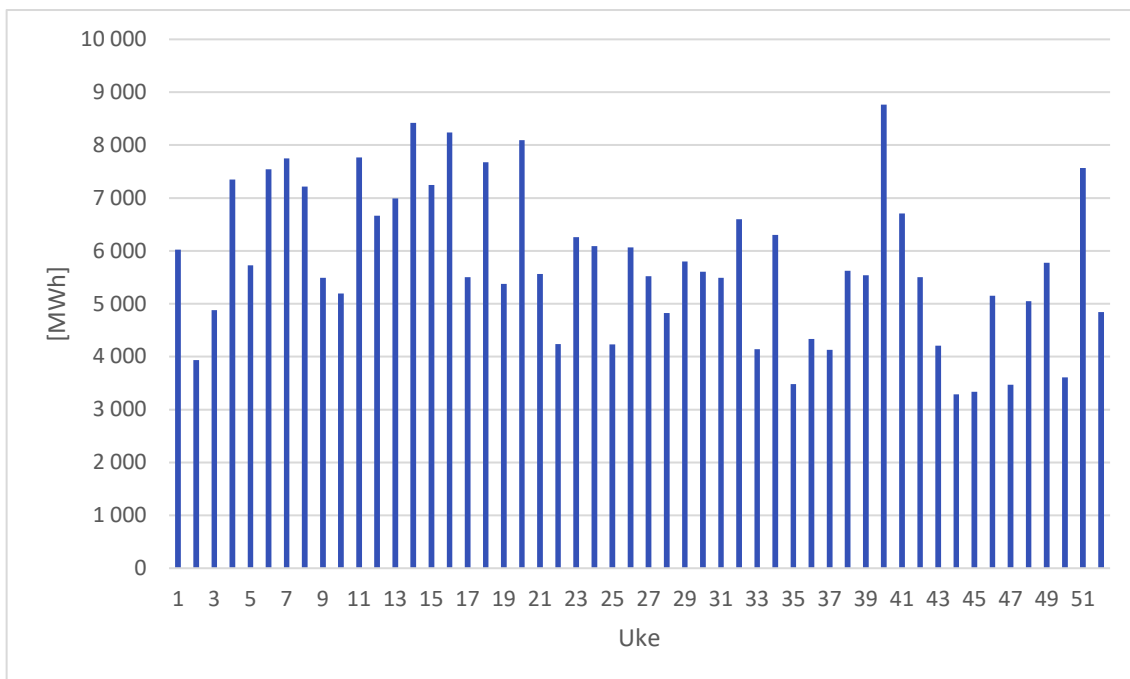
## 5.8 Produksjonsflytting og -glatting

Produksjonsflytting og -glatting benyttes for å utjevne endringer i planlagt produksjon innad i timen eller over timestykket med formål om å redusere strukturelle ubalanser. Produksjonen endres normalt innenfor kvarteret før eller etter timestykket, såkalt kvartersflytting. Kostnaden for disse produktene er direkte koblet til energiprisen og til volumet som blir flyttet eller glattet.

### 5.8.1 Produksjonsflytting

Omfanget av kvartersflytting av produksjon for 2024 er presentert i Figur 39. Kostnadene for produksjonsflytting er direkte koblet til volumet som er flyttet og kraftprisen. Det samlede kvartersflyttede volumet i 2024 var 302 GWh. Dette er en nedgang på 1 prosent sammenliknet med 2023. Kostnadene for produksjonsflytting endte på 10 MNOK.

Systemansvarlig betaler produsentene for kvartersflytting, hvor betalingen fastsettes med utgangspunkt i aktuelle markedspriser. Tjenesten og betaling for produksjonsflytting er samordnet i Norden, hvilket også innebærer at alle nordiske systemansvarlige er med å betale for tjenesten. Kostnadene for produksjonsflytting fordeles mellom de systemansvarlige gjennom en fordelingsnøkkel.

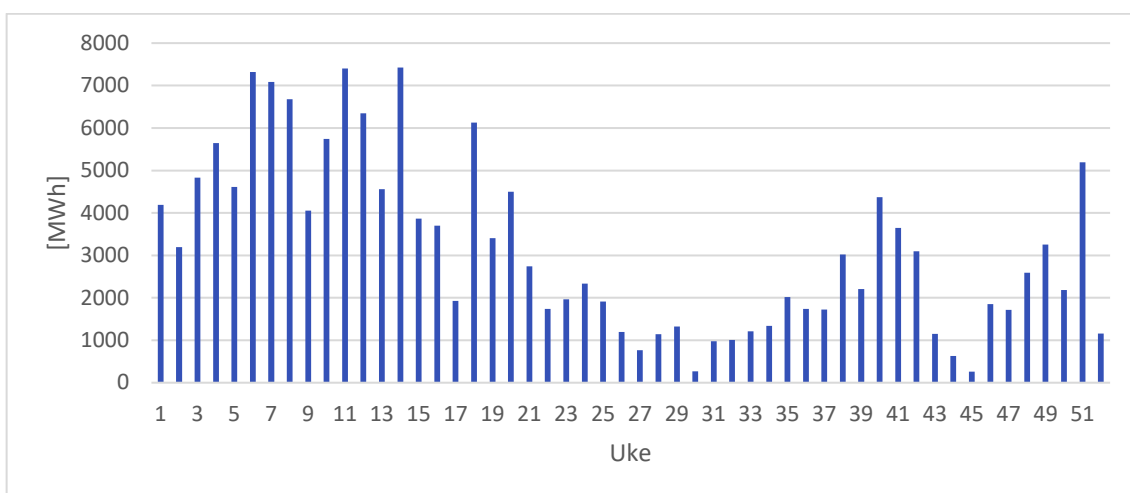


Figur 39: Omfang av produksjonsflytting (MWh) per uke for 2024.

### 5.8.2 Produksjonsglatting

Produksjonsglatting er en frivillig ordning som systemansvarlig tilbyr til konsesjonærer med fleksibel kraftproduksjon som jevnlig har produksjonsendringer over et timeskift som er større enn 200 MW per budområde. Systemansvarlig fordeler produksjonsendringene over hver time. Dette er for å redusere strukturelle ubalanser i kraftsystemet som igjen kan påvirke frekvensen negativt.

Figur 40 gir en oversikt over volumet som ble produksjonsglattet per uke i 2024. Kostnadene knyttet til produksjonsglatting er, som for produksjonsflytting, direkte knyttet til volum og kraftprisen. Kostnaden for produksjonsglatting i 2024 endte på 19 MNOK, som tilsvarer ca. 27 % reduksjon av kostnaden for 2023. Det samlede volumet som ble glattet var 166 GWh i 2024. Dette er en reduksjon sammenliknet med 2023, som endte på 171 GWh.



Figur 40: Omfang av produksjonsglatting (MWh) per uke for 2024.

## 5.9 Produksjonstilpasning

Produksjonstilpasning er et virkemiddel systemansvarlig har for å tilpasse produksjonen til tilgjengelig nettkapasitet ved planlagte driftsstanser eller ved feil eller utfall.

Produksjonstilpasning kan innebære en øvre begrensning i tillatt produksjon eller et pålegg om å produsere minimum et gitt volum. Det vil medføre en innskrenkning i produsentenes markedsadgang. Redusert produksjonsvolum kan ikke automatisk anses som tapt produksjon, da det ikke er gitt at et kraftverk har måttet slippe vann forbi turbinene eller at kraftverkene ville produsert full effekt under produksjonstilpasningen.

Produksjonstilpasningen behøver derfor ikke å ha en kostnad for produsentene. Likevel vil produksjonstilpasning for uregulerbar kraft, som vindkraft, elvekraft eller solkraft, i større grad kunne medføre et produksjonstap. Dette er fordi de ikke kan lagre vann og omdisponere produksjonen i forkant av produksjonstilpasningen slik magasinkraftverk kan. Det blir ikke gitt kompensasjon for produksjonstilpasning.

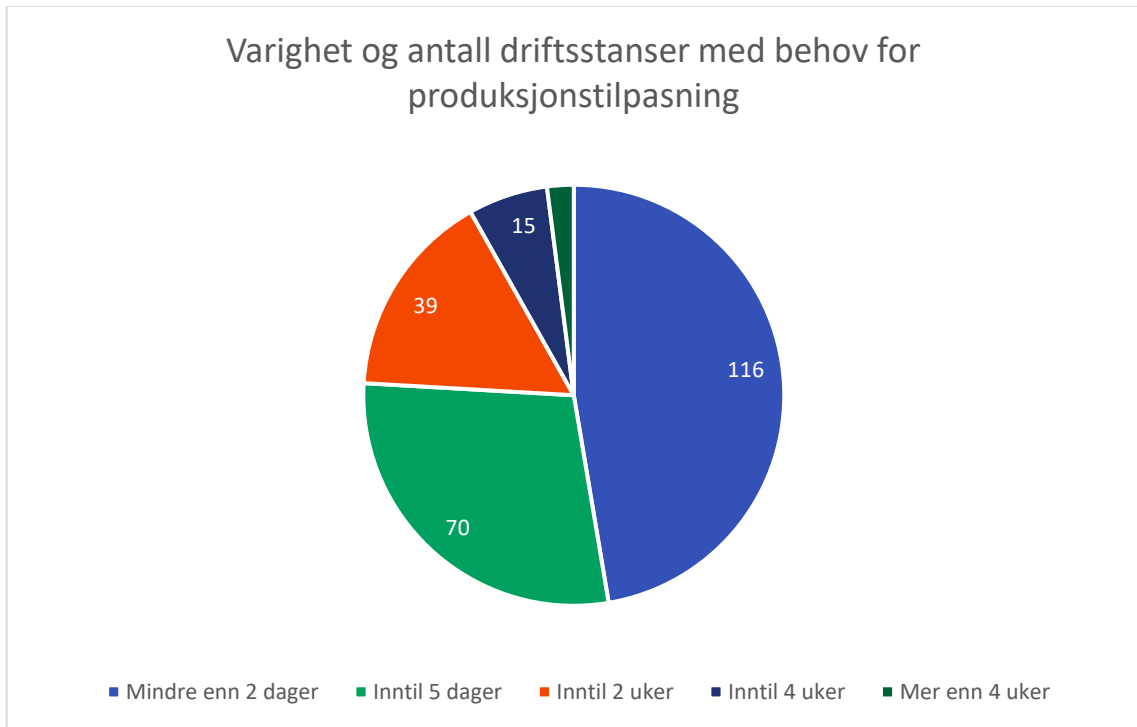
Systemansvarlig benytter produksjonstilpasning dersom det oppstår separatområder, i områder med kun én dominerende balanseansvarlig aktør og i områder med begrenset overføringskapasitet i et lengre tidsrom. Dersom det oppstår et separatområde, vil produksjonen som er tilknyttet innenfor dette området måtte tilpasses til forbruket i området. I områder med kun én dominerende balanseansvarlig aktør vil produksjonstilpasning benyttes fordi det ikke er tilstrekkelig konkurranse i området til å ha et velfungerende marked. Produksjonen i områder som har begrenset overføringskapasitet i et lengre tidsrom vil være gjenstand for vurdering av behov for produksjonstilpasning. Da vil størrelsen på kapasitetsbegrensningen og varigheten legges til grunn for en produksjonstilpasning. Videre vil systemansvarlig kun omfatte uregulerbar produksjon dersom det ellers ikke er mulig å håndtere kapasitetsbegrensningen.

Systemansvarlig fattet 245 vedtak om produksjonstilpasning i 2024.

Systemansvarlig har ikke anslått hvor mye produksjonstilpasningen har kostet samfunnet og produsentene, da systemansvarlig ikke har grunnlag for å vite hvor mye som ville blitt produsert dersom produksjonstilpasningen ikke ble pålagt. Tilpasningen vil typisk gjelde kun visse timer av døgnet og mengden vil også variere gjennom perioden. Systemansvarlig understreker at vedtak om produksjonstilpasning normalt sendes ut i god tid før selve tilpasningen slik at aktørene kan ha en mulighet til å gjøre eventuelle omdisponeringer eller legge eget planlagt arbeid i samme periode. Systemansvarlig opplyser at om at det ble sendt varsel om vedtak i forkant for 168 produksjonstilpasninger (69 %). For de resterende 77 produksjonstilpasningene lå det systemkritiske vedtak til grunn som skyldtes feil eller kritisk feilretting.

Figur 41 viser antall driftsstanser hvor det er registrert et behov for å sende ut ett eller flere vedtak om produksjonstilpasning. Som vist i figuren er de fleste produksjonstilpasningene knyttet til driftsstanser som har en varighet på mindre enn to dager, tilnærmet 47 % av det totale antallet. Av de produksjonstilpasningene som har hatt lengst varighet trekker systemansvarlig frem oppgradering av 132 kV-forbindelsen Adamselv-Lakselv, der flere kraftverk og vindparker i området ble produksjonstilpasset i nesten 9 uker. Den nest lengste var knyttet til ombygging av Eidum transformatorstasjon, som medførte at flere regulerbare kraftverk ble produksjonstilpasset i over 7 uker. Den tredje lengste produksjonstilpasningen

var på grunn av feilretting av anlegg i Austerdal og nødvendig utkobling av transformatorer, slik at elvekraft i underliggende nett ble produksjonstilpasset i drøyt fem uker.



Figur 41 Antall driftsstanser i 2024 hvor det var behov for å sende ut ett eller flere vedtak om produksjonstilpassning.

## 5.10 Balanse- og effektkraft

For alle handelskorridorer er det et oppgjør mellom TSOene der man ser på faktisk fysisk flyt og sammenlikner med markedsflyt per time. I tilfeller der det er avvik mellom fysisk flyt og markedsflyt får man det som kalles balansekraft. Balansekraft prises til gjennomsnittet av regulerkraftprisene i de to aktuelle prisområdene. I Norden samles alle regulerkraftbud i en felles liste og de billigste ressursene benyttes så lenge det er kapasitet i nettet til å gjøre det. Denne praksisen medfører også at balansekraft kan flyte fritt.

Effektkraft er utveksling mellom TSOene på utenlandskorridorer for å endre planlagt markedsflyt. Et eksempel på årsak til å endre handelsflyt kan være at det er feil på selve grenseforbindelsen. Prisen på effektkraft er avhengig av årsak. Ved feil på selve forbindelsen prises det til gjennomsnitt av døgmarkedspris i de aktuelle prisområdene, ellers benyttes «pay-as-bid» hvor man betaler for de faktiske reguleringene som benyttes for å endre kraftflyten.

I 2024 var kostnadene knyttet til netto kjøp av balanse- og effektkraft på 61 MNOK. Kostnaden avhenger av volumet som blir regulert, av prisdifferansen mellom områdene der balanse- og effektkraft blir utvekslet, eller prisen i regulerkraftmarkedet. Kostnadene for 2024 er lavere enn de to siste årene.

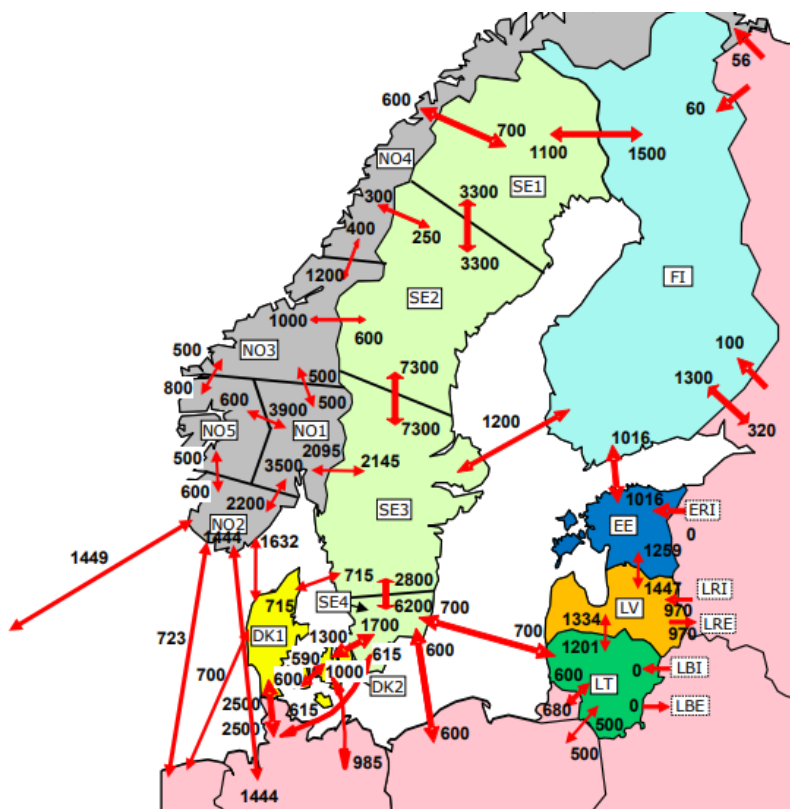
# 6 Handelskapasitet, kraftpriser og flaskehalsinntekter

Den fysiske driften av kraftsystemet er tett knyttet opp mot kraftmarkedene. Konfigurasjonen av budområder definerer faste og strukturelle overføringsbegrensninger. Hver dag blir det gitt handelskapasiteter for alle handelskorridorer mellom budområder til døgnet. Resultatet fra døgnet er en viktig del av TSOenes planlegging av den faktiske driften av kraftsystemet.

Budområder, handelskapasitet, kraftpriser og flaskehalsinntekter henger tett sammen. I dette kapittelet vil dette bli beskrevet stegvis for å gi et samlet bilde av 2024 for disse temaene. I 2024 var det generelt lavere kraftpriser enn i 2023, og prisene var, etter en periode med høye kraftpriser, på nivå med kraftprisene før energipriskrisa. Året var ellers preget av prisforskjeller internt i Norge.

## 6.1 Budområder

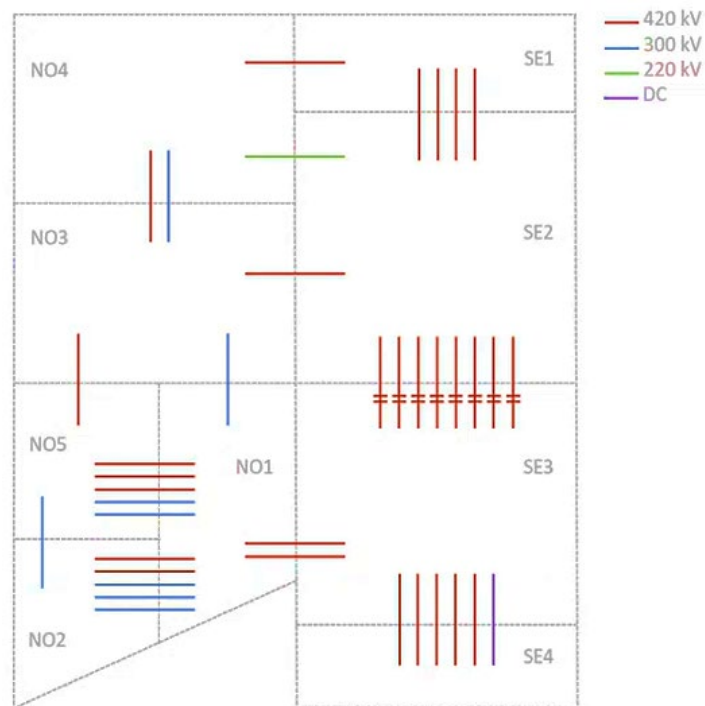
Det norske og nordiske nettet skal driftes slik at driftsforstyrrelser i et område ikke fører til store konsekvenser i andre områder, som frekvensfall, overbelastning og stabilitets- og spenningsproblemer. For å håndtere strukturelle overføringsbegrensninger i nettet, er strømmettet delt inn i ulike budområder. I Norge er det fem slike områder. Figur 42 viser et kart med oversikt over budområder og maksimale handelskapasiteter mellom budområdene internt i Norden og Baltikum, og mot kontinentet og Storbritannia.



Figur 42: Maksimal handelskapasitet (NTC) i Norden, gyldig i 2024 (oppdatert 25. mai 2022.) [13]

De røde pilene med tilhørende tall i Figur 42 representerer de ulike handelskorridorene med maksimal handelskapasitet i hver retning ved NTC-metoden. Norge har vekselstrømforbindelser med total eksport- og importkapasitet mot Sverige på henholdsvis 3 695 og 3 995 MW. Ved utgangen av 2024 var total installert kapasitet for import og eksport på likestrømkablene mot utlandet 5 248 MW.

Figur 43 viser en forenklet skisse med overføringsforbindelsene mellom budområdene i Norge og Sverige. Internt har Norge forbindelser fra nord til sør, men det norske kraftnettet er sterkest mellom øst og vest i Sør-Norge. Nettet i Sverige er sterkt mellom nord og sør. Årsaken til at nettet er bygd slik er historisk betinget og skyldes at man har bygd nett mellom områder med lett tilgang på kraft til områder med mye forbruk. En slik nettstruktur i Norge og Sverige påvirker hvordan kraften flyter gjennom landene. For å overføre kraft fra for eksempel Nord-Norge til Sør-Norge må strømmen finne en vei fra NO4 til NO2. Fysikkens lover tilsier at strømmen tar minste motstands vei, og Sveriges sterke nett er en bedre vei med lavere motstand sammenliknet med det norske nettet. Det vil si at mye strøm fra nord til sør i Norge flyter gjennom Sverige.



**Figur 43: Forenklet skisse av ledningene mellom prisområdene i Norge og Sverige [14]**

Alle budområdene i Norge er knyttet til tre eller flere andre budområder. Kraftflyt mellom to budområder bestemmes av balansen mellom produksjon og forbruk innad i hvert område, og kraften vil normalt flyte fra et område med overskudd og lav pris til et område med underskudd og høyere pris. Med tilstrekkelig handelskapasitet vil prisene jevnes ut. Hvis det ikke er nok kapasitet vil det oppstå flaskehalser og prisforskjeller mellom budområdene.

I 2024 ble det ikke gjort noen endringer av budområdeinndelingen i Norge.

## 6.2 Handelskapasiteter

Frem til 29. oktober 2024 ble handelskapasitetene fastsatt ved NTC-metoden. Etter dette ble flytbasert kapasitetsfastsettelse tatt i bruk i Norden. Siden både NTC-metoden og flytbasert kapasitetsfastsettelse ble brukt i 2024 gir vi en forklaring av begge metodene.

NTC står for Net Transmission Capacity, og innebærer at systemansvarlig fastsetter hvilken overføringskapasitet de forventer at det er mulig å tilgjengeliggjøre for hver handelskorridor. Da setter systemansvarlig en grense for hvor mye strøm som kan flyte mellom to budområder. Dette blir formidlet til markedet for alle handelskorridorene internt i Norge og mot utlandet. For interne forbindelser er det bare systemansvarlig som har ansvaret for å gi handelskapasitet til markedet. For korridorer mot utlandet er det et samarbeid mellom systemansvarlig og den aktuelle utenlandske TSOen. Ved behov for reduksjoner i overføringskapasitet på én side av en korridor, blir den laveste kapasiteten gitt til markedet. Systemansvarlig skal offentliggjøre informasjon knyttet til tilgjengelig overføringskapasitet i rimelig tid før reduksjonen tas i bruk. Årsaker til kapasitetsreduksjon kan for eksempel være feil på linjer og planlagt vedlikehold. Virkemidler for å opprettholde overføringskapasiteten er spesialreguleringer og endrede koblingsbilder. I Norge brukes det også systemvern for å øke overføringskapasiteten. Virkemidlene er omtalt i kapittel 5.

Flytbasert kapasitetsberegning er en ny metode for å beregne overføringskapasitetene som brukes i markedskoblingen. Med denne metoden reflekterer overføringskapasitetene mer presist de fysiske begrensningene i strømmettet. Det gjør det mulig å øke overføringskapasiteten som er tilgjengelig for markedet. I stedet for å oppgi en grense for hvor mye strøm som kan flyte mellom to budområder, som i NTC-metoden, så oppgis overføringskapasitetene i kraftnettet ved hjelp av to parametere. Den første parameteren er den tilgjengelige overføringskapasiteten for enkeltkomponenter i kraftnettet. Den andre parameteren er en nettmodell som hensyntar hvordan flyten i kraftnettet fordeler seg på de enkelte komponentene. Tidligere måtte Statnett ta høyde for alle de forskjellige sannsynlige flytmønstrene når overføringskapasiteten ble fastsatt. Når overføringskapasiteten oppgis som flere parametere i en nettmodell, blir de forskjellige flytmønstrene tatt hensyn til i markedsklareringen.

Med flytbasert kapasitetsberegning er det ikke lenger mulig å fremstille gjennomsnittlig tilgjengelig handelskapasitet slik vi har pleid å gjøre i denne rapporten for alle korridorer. Det er fortsatt mulig å gjøre dette for handelskorridorer over likestrømsforbindelser, men ikke for handelskorridorer med vekselstrømforbindelse, slik det er mot Sverige og mellom de norske budområdene. I fremstillingen av tilgjengelig handelskapasitet over vekselstrømforbindelsene blir det derfor bare brukt data frem til implementeringen av flytbasert kapasitetsberegning 29. oktober 2024.

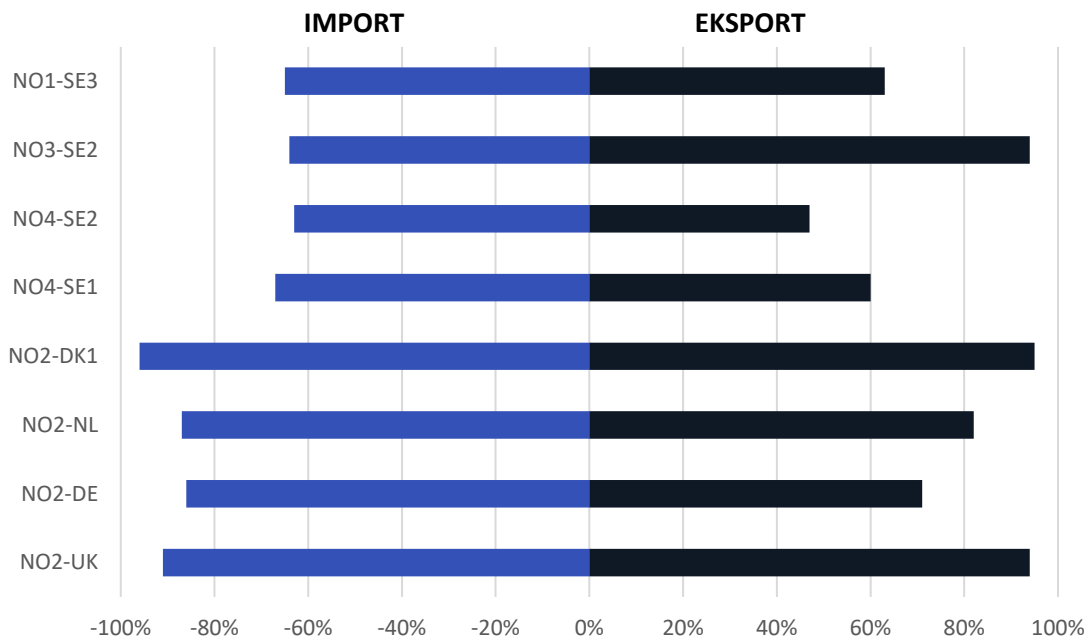
### 6.2.1 Tilgjengelig handelskapasitet ved utenlandskorridorer

Kapasitetstilgjengelighet per handelskorridor mot utlandet er gitt i Tabell 4 og Figur 44. Gjennomsnittlig tilgjengelig handelskapasitet mot utlandet for alle likestrøms- og vekselstrømforbindelsene samlet var 80 prosent import, og 78 prosent for eksport i 2024. Merk at for vekselstrømforbindelser er det bare brukt datagrunnlag frem til innføringen av flytbasert kapasitetsberegning. Tilsvarende tall for 2023 var 77 prosent for både eksport og

import. Dette gir en økning i importkapasiteten på 3 prosentpoeng og en økning i eksportkapasiteten på 1 prosentpoeng.

Tabell 4: Kapasitetstilgjengelighet for handelskorridorer mot utland for 2024 [15]

| HANDELS-KORRIDOR            | EKSPORT         |                               |                                | IMPORT          |                               |                                |
|-----------------------------|-----------------|-------------------------------|--------------------------------|-----------------|-------------------------------|--------------------------------|
|                             | Maks. kap. [MW] | Tidsandel maks. kapasitet [%] | Gj.snitt tilbudt kapasitet [%] | Maks. kap. [MW] | Tidsandel maks. kapasitet [%] | Gj.snitt tilbudt kapasitet [%] |
| <b>NO1-SE3<sup>18</sup></b> | 2145            | 0                             | 63                             | 2095            | 0 <sup>19</sup>               | 65 <sup>19</sup>               |
| <b>NO3-SE2<sup>18</sup></b> | 600             | 48                            | 94                             | 1000            | 0                             | 64                             |
| <b>NO4-SE2<sup>18</sup></b> | 250             | 0                             | 47                             | 300             | 0                             | 63                             |
| <b>NO4-SE1<sup>18</sup></b> | 700             | 0                             | 60                             | 600             | 4                             | 67                             |
| <b>NO2-DK1</b>              | 1680            | 68                            | 95                             | 1680            | 70                            | 96                             |
| <b>NO2-NL</b>               | 723             | 0                             | 82                             | 723             | 0                             | 87                             |
| <b>NO2-DE</b>               | 1444            | 24                            | 71                             | 1444            | 57                            | 86                             |
| <b>NO2-UK</b>               | 1449            | 92                            | 94                             | 1449            | 82                            | 91                             |
| <b>Totalt</b>               | <b>8991</b>     |                               | <b>78</b>                      | <b>9291</b>     |                               | <b>80<sup>19</sup></b>         |



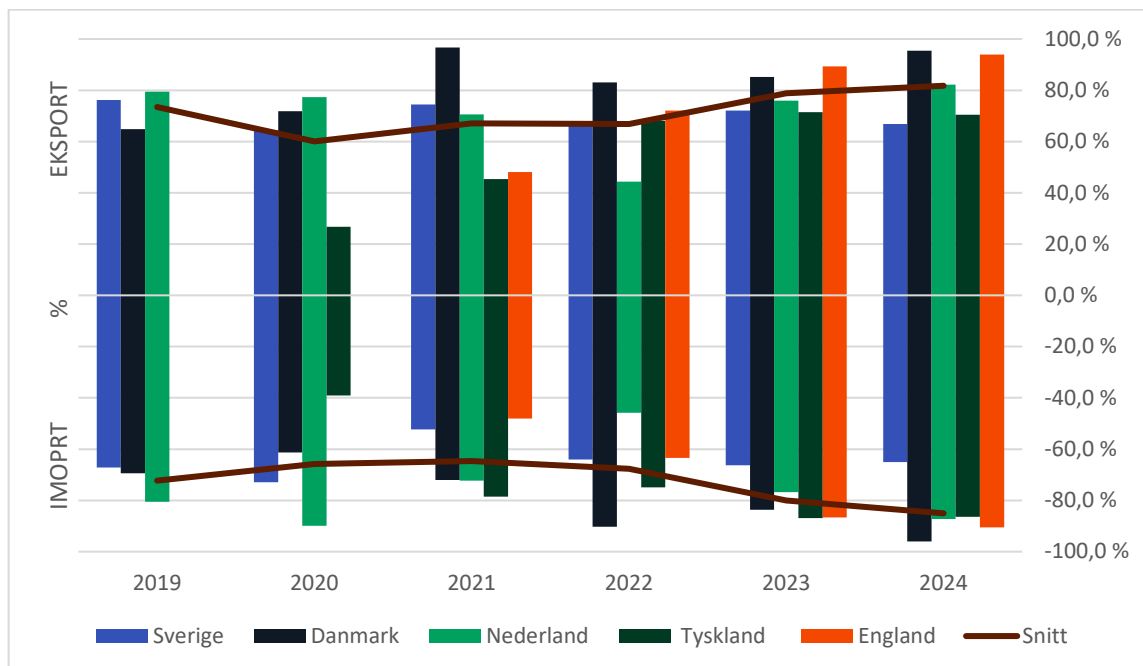
Figur 44: Gjennomsnittlig tilgjengelig handelskapasitet mot utlandet for 2024<sup>19</sup> [15]

<sup>18</sup> Det er bare inkludert data frem til innføringen av flytbasert kapasitetsberegning 29. oktober 2024.

<sup>19</sup> 30. mars 2022 ble det innført en sumrestriksjon på budområdegrensen SE3 til NO1 og DK1. Dette gjør at importkapasiteten på NO1-SE3 som oftest begrenses av denne sumrestriksjonen, og ikke av importkapasiteten på denne budområdegrensen. Tallene for import er beregnet basert på den bindende kapasiteten, som oftest sumrestriksjonen SE3 -> NO1 + DK1 pluss transittflyt fra DK1 via SE3. Grunnen til dette er at importkapasiteten ikke skal fremstå høyere enn hva den i realiteten har vært. Det tas forbehold om at dette ikke gir et fullstendig bilde av kapasiteten på forbindelsen.

Den totale økningen i importkapasiteten kommer av at handelskapasiteten på flere av forbindelsene har økt eller ligger på lignende nivå sammenlignet med 2023. Ved NO3-SE2 og NO4-SE1 har gjennomsnittlig tilgjengelig importkapasitet sunket noe siden 2023. Siden 2022 har den svenske TSOen, Svenska Kraftnät, anvendt en sumrestriksjon som har påvirket handelskapasiteten mellom NO1 og SE3. Sumrestriksjonen er etablert for flyt fra SE3 til NO1 og DK1, og skulle bidra til å håndtere flytmønsteret fra øst til vest innad i SE3. Importkapasiteten på forbindelsen mellom NO1 og SE3 har økt som følge av sumrestriksjonen siden den ble innført i 2022. Eksportkapasiteten for NO1-SE3 har sunket sammenlignet med 2023. Systemansvarlig rapporterer at høye temperaturer og ugunstige flytmønstre gjorde at de reduserte eksportkapasiteten fra NO1 mot SE3 i perioder. Etter innføringen av flytbasert kapasitetsberegning rapporterer Statnett at kapasiteten mellom NO1 og SE3 blir utnyttet bedre.

Over samtlige HVDC-forbindelser har det vært gjennomsnittlig høy tilgjengelig handelskapasitet. På NordLink-forbindelsen mot Tyskland har importkapasiteten sunket med 1 % sammenlignet med 2024. Eksportkapasiteten er på samme nivå i 2024 som i 2023. Statnett rapporterer at det har vært en del vedlikehold på forbindelsen, i tillegg til at den tyske TSOen reduserer handelskapasiteten over forbindelsen grunnet interne flaskehalsen i Tyskland. Flaskehalsene oppstår i stor grad ved høy vindkraftproduksjon i Tyskland. Handelskapasiteten på NorNed-forbindelsen mellom NO2 og Nederland har økt fra 2023 til 2024. Likevel har det vært en begrensning i handelskapasiteten ved kabel som følge av en feil som oppstod i 2022. Feilen er ikke ventet rettet før i juli 2025. NSL-forbindelsen til Storbritannia har også hatt en gjennomsnittlig høyere handelskapasitet i 2024. Systemansvarlig opplyser om at kapasiteten på forbindelsen har blitt redusert i perioder med utfordrende flaskehalsbehandling på Vestlandet, men at den problematikken ble løst med etablering av systemvern. I Figur 45 vises utviklingen av tilgjengelig handelskapasitet mot utlandet de siste seks årene.



Figur 45: Prosentvis tilgjengelig handelskapasitet de siste seks årene<sup>19</sup>. For 2024 er inkludert tallene for utveksling til Sverige kun data frem til implementering av flytbasert kapasitetsberegning.

Under er årsaker til reduserte handelskapasiteter mot utlandet i 2024 listet opp og redegjort for i korte trekk per grense:

- *NO2-NL*: Kapasiteten på NorNed har vært redusert med 100 MW gjennom året grunnet en feil på nederlandsk side som oppstod i 2022. I tillegg har forbindelsen hatt utfall to ganger, etter feil på nederlandsk side av kabelen. Den har også vært utkoblet tre dager for vedlikehold.
- *NO2-DK1*: Skagerakforbindelsene har hatt ti utfall som i varierende grad har begrenset kapasiteten. Det har blitt gjennomført et koordinert arbeid for å feilrette de fire kablene, og det har vært flere utkoblinger for å utbedre feil ved anleggene.
- *NO2-DE*: Det har vært ni utfall på forbindelsen, i tillegg til åtte dager med vedlikehold i løpet av siste halvdel av 2024.
- *NO2-GB*: Det har vært to driftsforstyrrelser på kabelen i 2024. Statnett har også redusert handelskapasitet på grunn av utfordringer med flaskehalshåndtering på Vestlandet i perioden mellom 10. februar og 13. mars 2024.
- *NO1-SE3*: Svenska Kraftnät (SvK) har gjennom hele året begrenset importkapasiteten til Norge grunnet driftssikkerhet i Sverige (øst-vest-flyt). I mars 2022 innførte SvK en sumrestriksjon for handelskapasitet ut av SE3 mot DK1/NO1 som også har vært gjennom hele 2023 og i 2024 frem til innføringen av flytbasert kapasitetsberegning. Sumrestriksjonen innebærer at kapasiteten gis som en sum fra SE3 -> NO1 + DK1, og at markedet bestemmer hvordan flyten fordeles. Dette medfører også at transittflyt mellom NO1 og DK1 muliggjøres. Innføring av sumrestriksjonen har gitt mer effektiv utnyttelse av tilgjengelig kapasitet enn tidligere, men gjorde at kapasiteten fortsatt var sterk begrenset. Etter innføringen av flytbasert kapasitetsberegning har handelskapasiteten økt. På grunn av høye temperaturer og ugunstige flytmønstre begrenset Statnett i perioder eksportkapasiteten mot SE3.

Som tidligere beskrevet er ofte minste motstands vei for strømmen fra nord til sør i Norge gjennom Sverige. Dette gjør at korridorene mellom Nord- og Sør-Norge normalt begrenses av andre handelskorridorer enn akkurat den mellom nord og sør i Norge. Systemansvarlig opplyser om at det typisk er korridorene NO1-SE3, NO5-NO1 og SE2-SE3 som vil være begrensede for flyten mellom nord og sør. Det vil si at selv om ikke linjene på korridorene NO3-NO5 og NO3-NO1 er fullt belastet er det ikke mulig å overføre mer strøm gjennom disse linjene. Dersom man overfører noe mer strøm gjennom disse linjene vil noe av kraften fordele seg på de korridorene som allerede har nådd sin maksimale kapasitet.

For å løse denne problematikken ved fastsettelse av handelskapasiteter med NTC-metoden, fastsetter TSOene først den fysiske kapasiteten på NO1-SE3, NO5-NO1 og SE2-SE3 som er de begrensede korridorene, og deretter fastsettes kapasitetene på NO5-NO3 og NO1-NO3 basert på forventet kraftflyt i systemet. Systemansvarlig prognoserer dermed flyten på disse forbindelsene og låser ofte kapasiteten i en retning. Dette vil kunne føre til at kraftflyten går mot prisretning, altså fra høypris til lavpris. Prognosering av flyt blir gjort for å hindre ubalanser i kraftsystemet.

### **6.2.2 Kapasitetstilgjengelighet ved norske budområdegrenser (NTC-metode)**

Kapasitetsfastsettelsen mellom de norske budområdene før innføringen av flytbasert kapasitetsberegning har vært preget av at det ofte har blitt gitt redusert kapasitet sammenlignet med de maksimale NTC-verdiene. Systemansvarlig henviser i sin rapportering

til dokumentet "Principles for determining the transfer capacities in the Nordic power market" [16] for forklaring på hvordan de fastsetter kapasiteten mellom de norske budområdene.

For budområdegrensen mellom NO3 og NO4 ble det gjennomsnittlig gitt 70 % av kapasiteten i retning eksport fra NO4, og 48 % i retning import til NO4 i 2024. Dette er en noe lavere eksportkapasitet sammenlignet med 2023, men importkapasiteten er på tilsvarende nivå. Systemansvarlig beskriver at området vanligvis er preget av overskudd i NO4 og underskudd i NO3. Systemansvarlig fastsetter handelskapasiteten på budområdegrensen basert på de forventede flaskehalsene i systemet [16].

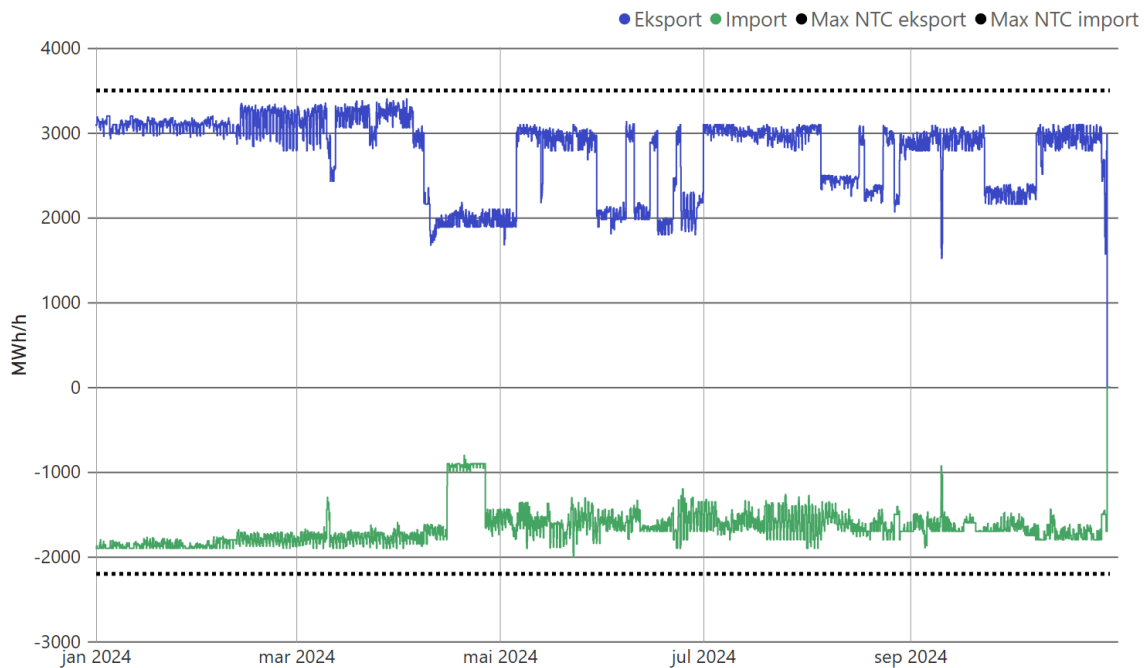
Ved budområdegrensen NO5-NO3 har kapasiteten blitt fastsatt ved at systemansvarlig har definert et bånd for mulig handelskapasitet, for å sikre at kapasiteten gitt til markedet er fysisk realiserbar. 420 kV-forbindelsen på budområdegrensen går i parallell med forbindelsene mellom SE2 og SE3, som har mye høyere kapasitet. Det gjør at den fysiske flyten mellom NO5 og NO3 blir sterkt påvirket av flyten i SE2-SE3, og kan avvike fra flyten satt i markedsklareringen. Systemansvarlig har derfor satt grenser for kapasitetsbåndene mellom null og maksimal NTC [16].

Handelskapasiteten ved budområdegrensen NO1-NO3 har blitt fastsatt basert på forventet flyt over forbindelsen. Systemansvarlig beskriver at på grunn av fysiske lover for flyten i kraftsystemet kan den fastsatte retningen for kapasiteten ende opp mot prisretning. Forklaringen ligger i at også denne forbindelsen går parallelt med SE2-SE3-snittet som har mye høyere kapasitet. Variasjoner i handelsbalansen i Sør-Norge påvirker derfor i liten grad flyten mellom Sør- og Midt-Norge [16].

Ved budområdegrensen NO5-NO2 har tilgjengelig handelskapasitet i stor grad blitt påvirket av forventet flyt over budområdegrensene NO5-NO1 og NO1-NO2, som har høyere kapasitet enn 300 kV-forbindelsen mellom NO5 og NO2. Kapasitetsfastsettelsen for NO5-NO2 har også måtte ta høyde for mulig systemteknisk flyt som ikke er reflektert kun i forventet markedsflyt mellom NO5 og NO2. Det gjør at systemansvarlig har redusert den tilgjengelige handelskapasiteten [16]. Gjennomsnittlig ble det i 2024 gitt 66 % tilgjengelig kapasitet i retning fra NO5 til NO2 sammenlignet med maksimal NTC, og 11 % i retning fra NO2 til NO5.

Ved budområdegrensen NO5-NO1 har gjennomsnittlig tilgjengelig importkapasitet fra NO1 til NO5 i 2024 ligget på 41 %, mens eksportkapasiteten var 79 %. NO5-NO1-korridoren er omfattet av en spesialrestriksjon/sumrestriksjon for summen av flyt inn eller ut av NO1. Også korridoren NO1-NO2 er omfattet av denne restriksjonen. Med en slik restriksjon er det mulig å kontrollere flyten inn og ut av NO1 i større grad uten å sette unødvendige restriksjoner for noen av de to korridorene. Restriksjonen gjør seg gjeldende ved stor belastning på begge korridorene samtidig, noe som hovedsakelig skjer ved høyt forbruk i Oslo-området om vinteren [16].

Systemansvarlig reduserer tilgjengelig handelskapasitet ved budområdegrensene NO1-NO2 og NO1-SE3 når det er lavt forbruk og høye utetemperaturer. I Figur 46 kan man se at dette gjorde seg gjeldende om sommeren i 2024, og vi ser at det var reduksjoner i kapasitet for import til NO2 i flere perioder. Gjennomsnittlig tilgjengelig importkapasitet fra NO1 til NO2 lå i 2024 på 75 %, og for eksport på 79 %.



**Figur 46: Tilgjengelig handelskapasitet gitt ved budområdegrensen NO2-NO1 i 2024 frem til 29. oktober. Importkapasitet vises ved grønn linje og er kapasitet fra NO1 til NO2. Eksportkapasitet vises ved blå linje og er kapasitet i motsatt retning.**

### 6.2.3 Erfaringer fra flytbasert kapasitetsberegning

Fra 29. oktober 2024 ble flytbasert kapasitetsberegning benyttet av de nordiske TSOene. Systemansvarlig rapporterer i årsrapporten om foreløpige erfaringer fra de to månedene i november og desember der den nye kapasitetsberegningemetoden ble anvendt. Systemansvarlig erfarer at kapasiteten i kraftsystemet blir utnyttet bedre, og at markedsflyten som blir beregnet etter markedsklareringen i større grad samsvarer med den målte flyten i drift. De beskriver at reguleringsbehovet for å håndtere et slikt avvik i drift dermed minker.

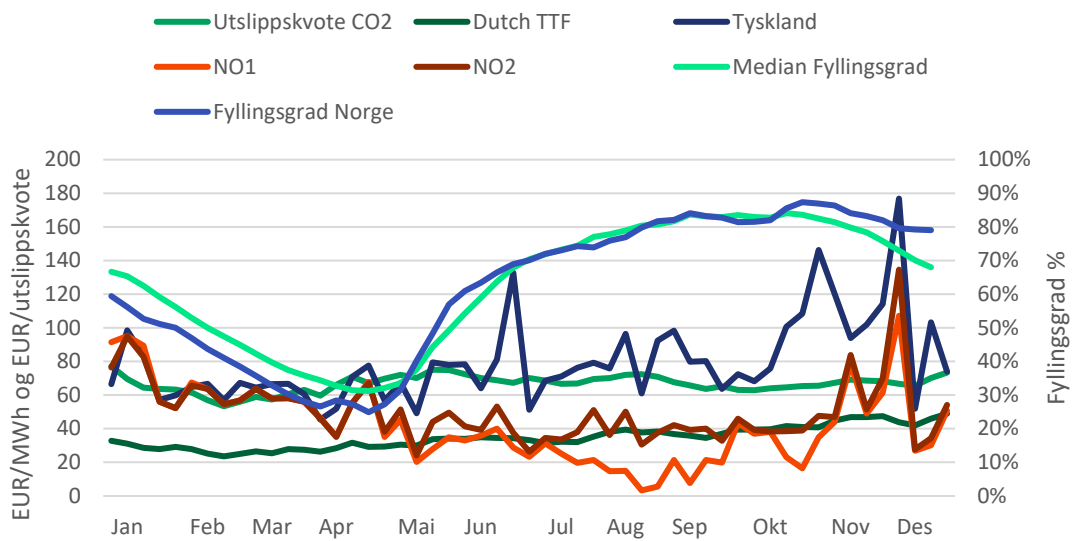
Videre ser systemansvarlig også en økning i flyt som går mot prisretningen mellom to budområder. Vanligvis vil markedsflyten mellom to budområder gå fra det budområdet med lav pris til det med høy pris. Likevel vil den totale markedsopptimeringen enkelte ganger beregne at flyt i motsatt retning er mer lønnsomt. Det tilsier at man totalt i det nordiske kraftsystemet får overført mer kraft når flyten mellom enkelte områder går fra høy pris til lav pris. Før innføringen av flytbasert kapasitetsberegning ble det gjennomført eksterne parallellkjøringer som simulerte kapasitetsfastsettelse med flytbasert metode. De eksterne parallellkjøringene viste også at andelen flyt mot prisretningen ville øke, og den faktiske driften med flytbasert er dermed i tråd med det de eksterne parallellkjøringene viste.

Systemansvarlig rapporterer også hvilke nettkomponenter som har hatt størst begrensning for markedet. Det er mulig å fremstille da det er en del av den flytbaserte kapasitetsberegningen. En del av resultatet i flytbasert kapasitetsberegning er skyggepriser for de markedsbegrensende komponentene. Skyggeprisen sier noe om hvilken verdi det hadde hatt for markedet dersom en ekstra MW ble tilgjengeliggjort over den enkelte komponenten eller snittet. I Norge ligger de tre mest markedsbegrensende snittene eller

komponentene i nettet rundt Aurland og Sogndal, mellom Mauranger og Blåfalli, samt Rjukan-Kvilldal og Husnes-Børtveit.

### 6.3 Kraftpriser

Kraftprisen per budområde blir bestemt av tilbud, etterspørsel og utveksling av kraft. På kontinentet er prisene på tilbudssiden sterkt avhengig av brenselspriser (gass, kull) og prisen på utslippskvoter for CO<sub>2</sub>. I Norden, og spesielt Norge, er en av de viktigste faktorene fyllingsgraden i vannmagasinene. Økende andel vind- og solkraft vil også ha påvirkning. Når det gjelder etterspørselen av kraft, er den avhengig av temperatur. I tillegg vil det bli en generell økning av forbruk på grunn av elektrifisering av samfunnet. Tilgjengelig handelskapasitet mellom budområdene og mot utlandet har også påvirkning på prisnivået.

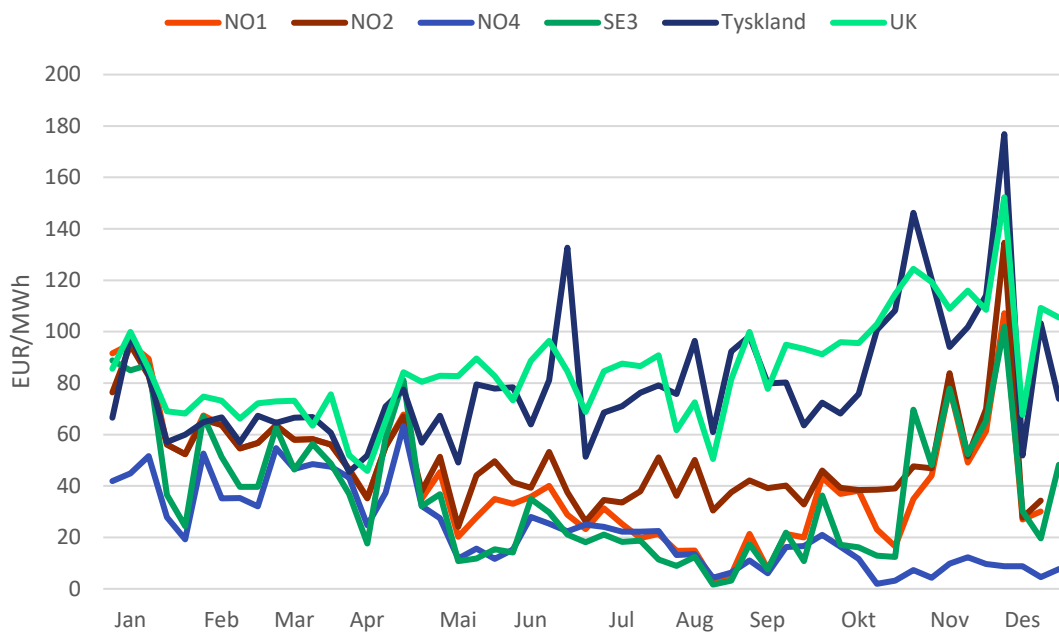


**Figur 47: Ukentlige gjennomsnittsverdier for kraftprisene i NO1 og NO2, fyllingsgrad, europeiske utslippskvoter CO<sub>2</sub> (Front Year 1) og nederlandske gass futures (Dutch TTF Front Month 1) i 2024 [17] [15].**

I Figur 47 vises ukentlige gjennomsnittsverdier for fyllingsgraden i norske vannmagasin, pris på future for utslippskvoter for CO<sub>2</sub> i Europa, pris på future for gass i Nederland samt kraftprisene i NO1, NO2 og Tyskland. Kraftprisene i 2024 var gjennomgående lavere enn i 2023, og ligger på nivå med prisene før energipriskrisen. Gassprisen i 2024 var også noe lavere enn i 2023, og ligger stabilt på nivå med gassprisen før energikrisa i 2022. Dette har også bidratt til lavere kraftpriser. Prisen for utslippskvote var på samme nivå i 2024 som i 2023. Den totale fyllingsgraden i Norge har ligget nærme median i 2024, med en god ressursituasjon gjennom året. I Nord-Norge startet året med en fyllingsgrad under median, og det ble historisk lav fyllingsgrad mot sommeren. Den ble styrket gjennom sommeren og utover høsten og endte på nær historisk maksimalnivå. I Sør-Norge lå fyllingsgraden rundt medianen gjennom året, men med et nytt historisk maksimalnivå under snøsmelteperioden før sommeren.

Figur 48 viser ukentlige gjennomsnittspriser for noen utvalgte budområder. Gjennom store deler av året kan vi se en prisforskjell mellom nord (representert ved NO4) og sør (representert ved NO1 og NO2) i Norge. Denne prisforskjellen skyldes en større flaskehals mellom nord og sør i både Norge og Sverige. Det er et produksjonsoverskudd i nord, men

ikke nok overføringskapasitet til å overføre nok energi sørover, der det er en større etterspørsel. Det har vært en stor vekst av uregulerbar installert produksjon i nord, spesielt i Sverige, de siste årene som også ha bidratt til vedvarende prisforskjeller. Likevel har det vært en betydelig mindre prisforskjell mellom nord og sør i Norge i 2024 sammenlignet med 2023. Hovedgrunnen til dette er lavere gjennomsnittlige priser, spesielt i Sør-Norge. Med lavere gjennomsnittlige priser synker også absoluttverdiene til prisforskjellene. Prisen i Sør-Norge blir i større grad enn i nord påvirket av prisene på kontinentet, og særlig i Tyskland. Lavere priser der fører også til lavere priser i Sør-Norge. Som beskrevet om ressursituasjonen i kapittel 2.1, har det vært et stort tilsig til magasinene i 2024, som også har bidratt til lavere priser. Det var også relativt mildt på slutten av året, som bidro til at det kom mye nedbør i form av regn heller enn snø, slik at vannverdien ble lavere.



**Figur 48: Ukentlige gjennomsnittlige kraftpriser<sup>20</sup> i Norge 2024 [18].**

Vi kan videre se av Figur 48 at det om sommeren oppstår en prisforskjell mellom NO1 og NO2. Dette gjelder også mellom NO2 og NO5. NO2 er tettere knyttet til kontinentet, enn NO1 og NO5. Ved produksjonsoverskudd i NO1 og NO5 om sommeren oppstår det ofte flaskehals mot NO2. Systemansvarlig skriver at det motsatte også skjer om vinteren, når det er høy import på mellomlandsforbindelsene inn til NO2 og det oppstår flaskehals videre mot NO1 og NO5. Systemansvarlig skriver at det er 300 kV- nettet på Vestlandet som i stor grad begrenser hvor mye kraft som kan flyte mellom NO2 og NO1 og NO5. Systemansvarlig rapporterer at det etter innføringen av flytbasert kapasitetsberegning er tydeligere hvilke deler av systemet som er begrensende for overføring av kraft og som bidrar til prisforskjeller. Det er ofte begrensninger i nettet på Vestlandet som ligger bak prisforskjellene både mellom NO2 og NO1 og mellom NO2 og NO5.

<sup>20</sup> Prisen for UK er hentet fra Syspower [15] og er gjort om til EUR/MWh fra GBP/MWh basert på gjennomsnittlige valutakurser fra samme kilde.

Tabell 5: Månedlige gjennomsnittlige kraftpriser<sup>20</sup> i EUR/MWh for 2024, avrundet til én desimal [18] [19].

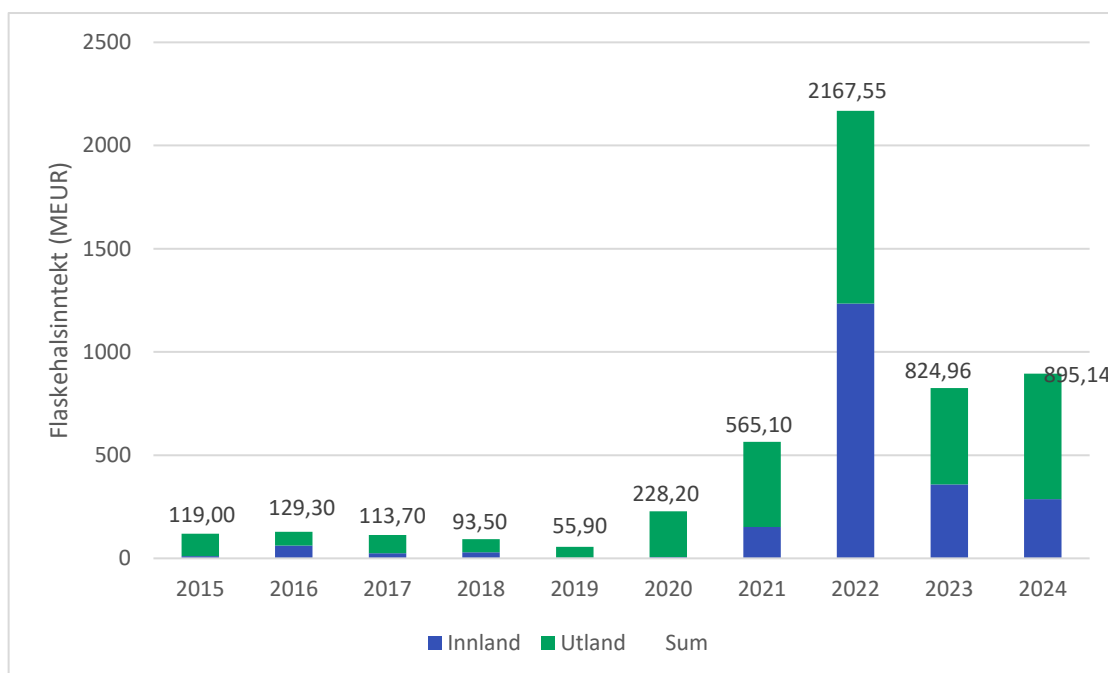
| BZ  | Jan   | Feb  | Mar  | Apr  | Mai  | Jun  | Jul  | Aug  | Sep  | Okt   | Nov   | Des   |
|-----|-------|------|------|------|------|------|------|------|------|-------|-------|-------|
| NO1 | 81,1  | 58,9 | 58,7 | 51,4 | 32,1 | 33,6 | 24,5 | 10,9 | 18,0 | 33,9  | 47,8  | 54,1  |
| NO2 | 76,1  | 58,5 | 58,7 | 51,1 | 41,5 | 42,0 | 34,7 | 40,4 | 38,2 | 41,7  | 55,3  | 63,5  |
| NO3 | 56,9  | 44,1 | 53,1 | 49,7 | 18,8 | 23,2 | 23,2 | 10,7 | 12,7 | 13,3  | 13,6  | 19,4  |
| NO4 | 39,3  | 36,4 | 42,1 | 48,1 | 18,7 | 22,1 | 23,3 | 10,8 | 12,7 | 11,5  | 7,9   | 7,7   |
| NO5 | 79,7  | 59,6 | 59,7 | 54,6 | 32,6 | 34,2 | 27,0 | 11,3 | 15,9 | 34,0  | 42,2  | 42,3  |
| SE1 | 54,2  | 39,8 | 50,1 | 43,5 | 15,1 | 21,3 | 17,9 | 7,7  | 8,4  | 11,1  | 21,5  | 10,9  |
| SE2 | 54,3  | 39,9 | 50,1 | 43,8 | 15,1 | 21,3 | 17,8 | 7,4  | 9,6  | 11,9  | 15,6  | 9,7   |
| SE3 | 71,2  | 44,7 | 52,6 | 48,5 | 20,4 | 24,2 | 18,0 | 7,41 | 14,5 | 20,2  | 57,8  | 50,5  |
| SE4 | 74,6  | 49,2 | 56,1 | 53,8 | 43,5 | 55,5 | 37,7 | 39,9 | 27,0 | 26,5  | 73,0  | 60,2  |
| FI  | 106,2 | 51,6 | 59,4 | 48,9 | 35,1 | 36,1 | 16,7 | 12,5 | 56,0 | 40,6  | 45,3  | 38,8  |
| DK1 | 74,7  | 58,6 | 61,2 | 59,2 | 58,5 | 63,8 | 62,0 | 73,0 | 71,7 | 76,7  | 95,9  | 91,8  |
| DK2 | 78,2  | 54,7 | 61,1 | 60,5 | 58,1 | 66,8 | 62,8 | 72,6 | 70,4 | 76,3  | 95,3  | 92,7  |
| DE  | 76,6  | 61,3 | 64,7 | 62,4 | 67,2 | 72,9 | 67,7 | 82,1 | 78,3 | 86,1  | 113,9 | 108,3 |
| NL  | 78,4  | 63,9 | 63,4 | 58,3 | 65,7 | 68,0 | 65,0 | 77,1 | 77,9 | 87,5  | 113,5 | 108,1 |
| NSL | 77,1  | 59,2 | 59,1 | 53,3 | 43,4 | 45,1 | 45,0 | 41,8 | 38,9 | 41,6  | 55,5  | 63,1  |
| UK  | 84,5  | 69,5 | 71,7 | 62,8 | 85,1 | 84,7 | 77,9 | 70,0 | 90,0 | 100,0 | 116,4 | 108,1 |

## 6.4 Flaskehalsinntekter

Flaskehalsinntektene blir beregnet ved prisdifferansen mellom to budområder, multiplisert med det planlagte overførte volumet i døgnmarkedet. Dette varierer fra time til time året rundt. På mellomlandsforbindelsene deles flaskehalsinntektene likt mellom Statnett og deres motpart, mens Statnett mottar hele flaskehalsinntekten på grenser innad i Norge. Flaskehalsinntekter inngår i Statnetts inntektsgrunnlag og inntektene er dermed med på å redusere transmisjonsnettariffen. I 2022 ble det innført en midlertidig forskrift<sup>21</sup> hvor deler av systemansvarligs flaskehalsinntekter ble fordelt på underliggende nettselskap. Formålet med den midlertidige forskriften er å redusere sannsynligheten for at nettkunder i områder med høye kraftpriser får økt nettleie som følge av økte kostnader til nettap i regionalt og lokalt distribusjonsnett. Forskriften vil være i kraft til juni 2025.

Figur 49 viser en oversikt over flaskehalsinntekter de siste ti årene.

<sup>21</sup> [FOR-2022-10-27-1806 Midlertidig forskrift om bruk av flaskehalsinntekter](#)

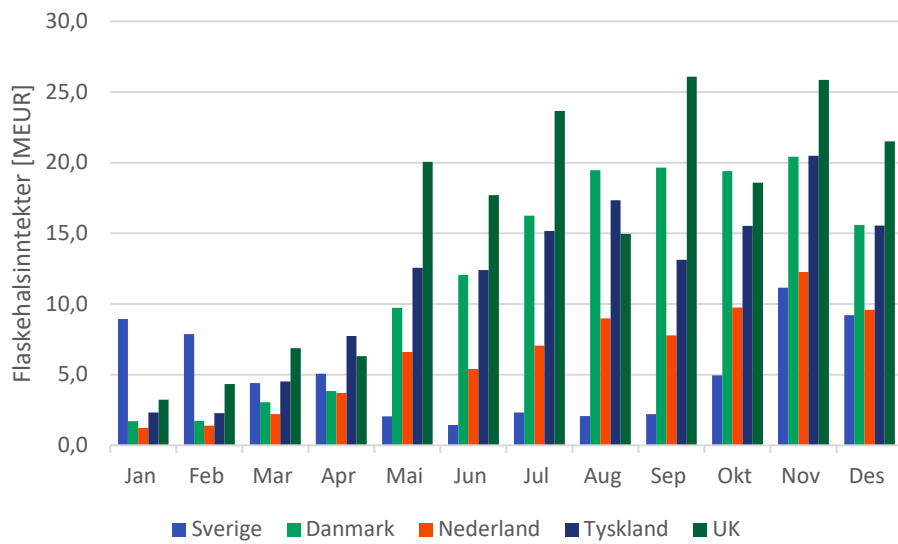


**Figur 49: Norges samlede flaskehalsinntekter mot utlandet og mellom budområdene internt i Norge i MEUR.**

Totale norske flaskehalsinntekter, inkludert interne grenser, var på 895 MEUR i 2024. Dette er noe høyere enn i 2023, men fortsatt under halvparten av nivået i 2022. Reduksjonen siden 2022 skyldes hovedsakelig at de europeiske kraftprisene var på et lavere nivå enn i 2022. Økningen i 2024 sammenlignet med 2023 kommer av høyere utvekslet volum mot utlandet. Prisforskjellen ved eksport var gjennomsnittlig også høyere enn ved import, og kombinert med en høy eksport har det bidratt til høye flaskehalsinntekter. Flaskehalsinntektene fra mellomlandsforbindelsene og forbindelsene mot Sverige var på 608,7 MEUR, og sto for 68 % av de totale flaskehalsinntektene i 2024.

Flaskehalsinntektene internt i Norge var på 286,4 MEUR, og utgjorde 32 % av de totale flaskehalsinntektene til systemansvarlig. Det er en reduksjon fra 2023, da de interne flaskehalsinntektene utgjorde 43 % av totalen. Reduksjonen er som følge av et lavere prisnivå, og mindre prisforskjeller mellom budområdene i 2024. Det er ved budområdegrensen mellom NO1 og NO2 de fleste interne flaskehalsinntektene kommer fra. Denne budområdegrensen bidrar med 43,5 % av de interne flaskehalsinntektene. Også ved NO1-NO5 og NO2-NO5 oppstår en stor del av flaskehalsinntektene.

Figur 50 viser flaskehalsinntekt per utlandsforbindelse per måned for 2024. Figuren viser at flaskehalsinntektene i stor grad påløp utover høsten, da prisforskjellene mot kontinentet og Storbritannia økte, som vist i Figur 48.



**Figur 50: Flaskehalsinntekt per måned for utlandsforbindelsene i 2024.**

## 7 Nordisk og europeisk koordinering

Å drifte kraftsystemet er en komplisert prosess hvor forbruk må være lik produksjon til enhver tid. For å sikre at forbrukeren har strøm i kontakten gjør systemansvarlig fortløpende vurderinger og avgjørelser. Disse avgjørelsene kan være langsiktige, som planlegging og bygging av nye linjer. De kan være på litt mer kortsiktig nivå, som å koordinere driftsstanser, og de kan være på veldig kortsiktig plan som å få et kraftverk til å produsere mer fordi forbruket øker. Alt dette handler om å håndtere utfordringer som skjer i driften, og sikrer på ulike stadier at kunden får strøm i driftsøyeblikket.

Ettersom forbruk må være lik produksjon i hele Norden samtidig, må disse avgjørelsene koordineres på tvers av land. Dette er for å sikre at man utnytter ressursene mest mulig effektivt, og ikke tar avgjørelser som vil skape driftsproblemer for et annet land. Felles regler, som krav til ulike produsenter, vil også være med på å effektivisere markedet, og sikrer at de ulike ressursene vil oppføre seg likt og påvirker strømmettet likt, uavhengig av hvor ressursen er plassert.

De siste årene har man sett en økning i andelen fornybar energi i Norden og Europa. Det er en høyere andel vind og solkraft som gjør tilgangen til strøm mer ustabil. Norge har tilknytning til andre synkronområder, og med økt utveksling vil det være et økende behov for koordinering. Mer omfattende koordinering vil være viktig for å øke andelen fornybar energi, samtidig som man ivaretar driftssikkerheten i det norske og det nordiske kraftsystemet, også når vinden ikke blåser og sola ikke skinner. EØS-avtalen sikrer at Norge deltar i dette. Forordninger og direktiver på energiområdet innlemmes fortløpende i avtalen.

### 7.1 Nordisk og europeisk samarbeid

Som nevnt i innledningen er det norske strømmettet tett knyttet til de andre nordiske landene. Det er i tillegg knyttet til det andre kraftsystemer gjennom flere mellomlandsforbindelser. Norge er i samme frekvensområde som resten av Norden. Dette vil si at forbruk og produksjon til enhver tid må være lik i hele Norden. Det er dermed avgjørende at drift- og markedsutviklingen for disse systemene koordineres, slik at kraftsystemet kan driftes sikkert og effektivt.

Statnett som systemansvarlig er etter tredje energimarkedspakke medlem av European Network of Transmission System Operators for Energy (ENTSO-E). ENTSO-E har flere oppgaver knyttet til utvikling og implementering av regelverk og er en viktig organisasjon i den felles-europeiske koordineringen. Systemansvarlig deltar i flere ulike komiteer for å ivareta norske og nordiske interesser. Systemansvarlig trekker særlig frem arbeid med ivareta forsyningsikkerhet og god utnyttelse av kraftsystemet når det kommer til nettvikling til havs. Spesielt er hensynet til systemdriften til havs og samspillet med systemdriften på land et viktig tema.

Videre har systemansvarlig i 2024, sammen med de andre europeiske TSOene og DSOene, jobbet med et nytt europeisk regelverk for forbrukerfleksibilitet. Arbeidet er viktig for koordineringen mellom TSOene og DSOene.

I tråd med tredje energimarkedspakke og tilhørende forordninger, samarbeider Statnett som systemansvarlig med andre nordiske og europeiske systemoperatører (TSOer) i utarbeidelse av tekniske vilkår og metoder. Når vilkårene og metodene er ferdig utarbeidet, oversendes forslaget til reguleringsmyndighetene i de aktuelle landene for diskusjon og koordinering. Mye av dette arbeidet foregår på nordisk nivå. I Norge sender Statnett som TSO forslag til metoder til RME for godkjenning. RME vil etter dette fatte et vedtak overfor Statnett som binder Statnett til å følge metoden. Prosjekter som metode for flytbasert kapasitetsberegning, 15-minutter tidsoppløsning i markedene og felles nettmodeller er eksempler på arbeid med dette fra 2024, og er viktige for å kunne videreutvikle og effektivisere driften av kraftsystemet. Statnett som systemansvarlig deltar i utarbeidelsen av disse forslagene, og RME deltar i diskusjonen om innhold og godkjenningen av forslaget sammen med de andre reguleringsmyndighetene.

## 7.2 Investeringsplaner

Annethvert år utarbeider de nordiske TSOene en felles nordisk nettutviklingsplan. Planen beskriver hvilke prosjekter og områder som blir viktige på nordisk nivå fremover. Den nordiske nettutviklingsplanen kommer i tillegg til nettutviklingsplanen som systemansvarlig utarbeider for Norge, samt den felles europeiske nettutviklingsplanen (Union-wide ten-year network development plan, TYNDP), som også Statnett gir innspill til. TYNDP og den nordiske nettutviklingsplanen er ikke bindende for Statnett, men gir en retning for den fremtidige utviklingen av kraftnettet. Alle beslutninger om investering i fremtidig strømnnett tas av det enkelte land selv. I Norge er ikke Statnett sin nettutviklingsplan bindende, og Statnett vurderer og beslutter selv hver enkelt investering. Myndighetene bestemmer utviklingen av strømnettet gjennom konsesjonsprosesser.

På nordisk nivå var det i 2024 flere prosjekter som var under bygging, konsesjonssøkt eller under utredning. Blant annet gjelder det nye eller reinvesteringer i mellomlandsforbindelser mellom Sverige og Finland, Sverige og Danmark, Danmark og Norge, og Norge til Finland. West Coast Line, en forbindelse mellom Danmark og Tyskland er under bygging.

I den nordiske nettutviklingsplanen, som ble publisert høsten i 2023, beskriver de nordiske TSOene den overordnede utviklingen og visjonen for det nordiske kraftnettet de neste 30 årene [20]. De skriver at de er fokuserte på å muliggjøre et karbonfritt system, men at det krever et robust kraftnett i Norden som det må investeres i fremover. Elektrifiseringen av sektorer som transport og industri gjør at TSOene forventer en kraftig økning i forbruk de kommende årene, og samtidig en økning i ny uregulerbar kraftproduksjon. Med det følger et behov for rask utvikling av fleksible løsninger i kraftsystemet, i tillegg til funksjonalitet for å ivareta stabiliteten som utfordres med innfasing av omformerbasert kraftproduksjon.

## 7.3 Nordisk koordineringscenter, Nordic RCC

Det nordiske kraftsystemet er tett knyttet sammen i ett felles synkronområde. Valgene de ulike TSOene gjennomfører i drift vil kunne påvirke kraftsystemet i resten av Norden. Med bakgrunn i dette og mål om å styrke og effektivisere koordinering og planlegging, har de nordiske TSOene etablert et selskap, Nordic Regional Coordination Center (NRCC), i København. Selskapet startet sin virksomhet 1. juli 2022, og er i stor grad en videreføring av den tidligere nordiske sikkerhetskoordinator (Nordic Regional Security Coordinator, RSC).

Det er også etablert en ny nordisk samarbeidskomité som skal fungere som hovedarena for operativt samarbeid mellom NRCC og de nordiske TSOene. Beslutninger knyttet til driften av kraftsystemet fattes av hver enkelt TSO.

NRCC har i hovedsak fem oppgaver; utarbeidelse av en felles-nordisk nettmodell, koordinert sikkerhetsanalyse av strømmettet, kapasitetsfastsettelse, analyse av effekttilstrekkelighet og koordinering av driftsstanser. I tillegg til de fem hovedoppgavene har NRCC flere mindre oppgaver som også omfatter planlegging og koordinering på tvers av ulike TSOer.

NRCCen skal utføre sikkerhetsanalyser av hele det nordiske strømmettet for å sikre at driften som planlegges de neste dagene er forsvarlig. Sikkerhetsanalysen er basert på en modell av hele strømmettet i Norden. NRCCen skal også, basert på planlegging sammen med de nordiske TSOene, koordinere om det er tilstrekkelig effekt i nettet, og vurdere hvorvidt en TSO kan koble ut gitte deler i strømmettet til revisjon. Denne planleggingen skal sammen med en rekke nettrekler gjøre at driften av strømmettet er bedre koordinert på tvers av landegrensene. NRCCen vil også fastsette tilgjengelig kapasitet i Norden til markedet i forkant av drift.

Systemansvarlig leverer daglig D-2 og D-1 nettmodeller til NRCCen. NRCCen setter disse sammen til en felles-nordisk nettmodell. I 2024 har Statnett fortsatt arbeidet med å heve kvaliteten på D-2 nettmodellen, øke automatiseringen av prosessen for oppdatering av den grunnleggende nettmodellen, forbedret operatørstøtte, i tillegg til utvikling av vaktfunksjonen for oppfølging av nettmodellene på kveldstid. Da flytbasert kapasitetsberegning ble innført i oktober 2024, ble D-2 nettmodellen en del av driften. Statnett rapporterer at denne tjenesten har vært stabil.

Gjennomføringen av den flytbaserte kapasitetsberegningen til døgnetmarkedet er en av RCCens oppgaver, og det har gjennom hele 2024 vært hovedprioriteten blant arbeidet til RCCen. Tjenesten ble idriftsatt 29. oktober 2024. Mer informasjon om de første erfaringene fra flytbasert kapasitetsberegning kan finnes i kapittel 6.2.3.

I september 2024 satte NRCC i drift første versjon av en nordisk sikkerhetsanalyse for alle de nordiske TSOene utenom den svenske TSOen, Svenske Kraftnät. Sikkerhetsanalysen er en daglig overlast- og utfallsanalyse for påfølgende dag, basert på felles D-1 nettmodell. Tjenesten har i 2022 og 2023 vært i prøvedrift, og videreutvikling og forbedring av tjenesten har blitt prioritert høyt i NRCCens arbeid. Sikkerhetsanalysen brukes til å kontrollere om markedsresultatet er driftsmessig sikkert. Det jobbes videre med modell- og datakvalitet for tjenesten, og å utveksle data i tråd med formater som ENTSO-E har definert.

NRCC gjennomfører i dag tilstrekkelighetsanalyser for Norden. Systemansvarlig sender daglig ukesprognoser til NRCC. Dette er viktig for å sikre at det ikke oppstår effektbrist i Norden. Videre vil de ulike RCCene i Europa sammenstille disse dataene for å gjennomføre pan-europeiske analyser. Systemansvarlig opplyser om at det gjenstår arbeid med å forbedre de norske prognosene for å heve de til tilstrekkelig kvalitet.

## 8 Oppfølging av systemansvarlig og erfaringer fra tilsyn

I forbindelse med driften av kraftsystemet er det tilsyn med bestemmelsene om beredskap, drift og vedlikehold, rasjonering, leveringskvalitet og systemansvar som er de mest relevante. Nedenfor skisseres kort noen erfaringer fra oppfølging og tilsyn innenfor nevnte områder.

### 8.1 Oppfølging av systemansvarlig

I 2024 ble det gjennomført to oppfølgingsmøter med systemansvarlig der systemansvarlig gjorde rede for driftsplanlegging og operativ drift. Referatene fra oppfølgingsmøtene publiseres fortløpende på RMEs nettsider<sup>22</sup>. RME har tidligere år også hatt en møteserie om oppfølging av systemdrifts- og markedsutvikling. I 2024 hadde RME tett oppfølging av dette i enge møter per tema. Eksempelvis ble det avholdt jevnlig møter om utviklingen i balansemarkedene og kapasitetsberegningen, samt om utvikling av metoder og retningslinjer. RME vil gjenoppta møteserien i 2025.

#### 8.1.1 Driftsplanlegging og operativ drift

Temaer som tas opp under oppfølgingsmøtene om driftsplanlegging og operativ drift er

- orientering om forhold i drift og utøvelsen av systemansvaret
- orientering om planlagt drift
- frekvenskvalitet
- roterende masse
- status om energi, effekt og kapasitet i nettet

I møtene er det et spesielt fokus på bruken av systemansvarsvirkemidler, utøvelsen av systemansvaret og hvordan ulike hendelser og utfordringer håndteres i drift.

Det blir i tillegg tatt opp problemstillinger som er knyttet til driftsplanlegging og operativ drift, som enten systemansvarlig eller RME ser behov for å løfte. For 2024 ble særlig drøftet om utfordrende drift på Vestlandet, i om problematikk knyttet til regulering av vindkraftverk og oppstart av døgnmarked for mFRR-kapasitet.

#### 8.1.2 Systemdrifts- og markedsutvikling

På møter knyttet til systemdrifts- og markedsutvikling fokuseres det på status for utviklingen på prosjekter og metoder. I 2024 fortsatte et særlig fokus på overgangen til flytbasert kapasitetsberegning og utviklingen av nordisk balanseringsmodell med automatisert balansering.

---

<sup>22</sup> [Oppfølging av systemansvaret - RME](#)

### **8.1.3 Enkelt saker om systemansvaret**

RME følger også opp Statnetts praktisering av systemansvaret gjennom enkelt saker som blir sendt til RME. I 2024 behandlet RME en sak om produksjonstilpasning ved driftsstans. Vi fattet vedtak om brudd på forvaltningsloven knyttet til klagebehandling og utredning.

## **8.2 Oppfølging med aktørenes plikter etter systemansvarsforskriften**

RME følger opp konsesjonærene sine plikter gjennom enkelt saker. Dette gjøres ved å få inn saker der systemansvarlig mener konsesjonærene har brutt systemansvarsforskriften. Særlig behandler RME saker hvor konsesjonær har satt i drift anlegg uten vedtak fra systemansvarlig etter systemansvarsforskriften § 14. I 2024 fattet RME 3 vedtak i saker der vi vurderte om konsesjonæren hadde brutt denne bestemmelsen. I alle sakene ble det avdekket brudd på forskriften.

RME mottar også enkelt saker om brudd på systemansvarsforskriften § 7, der konsesjonærene plikter å rapportere maksimale overføringsgrenser til systemansvarlig. I 2024 fattet RME ingen vedtak i denne typen saker.

I 2024 behandlet RME også en enkelt sak om brudd på systemansvarsforskriften § 16, der konsesjonærene skal melde planlagte koblinger som kan påvirke driften av regional- og transmisjonsnett til systemansvarlig når andre konsesjonærer blir berørt av koblingen. Vi fattet vedtak om brudd på systemansvarsforskriften § 16 ettersom en 132 kV-linje ble spenningsatt uten vedtak fra systemansvarlig i forbindelse med feilsøking i etterkant av en godkjent driftsstans.

RME har ikke gjennomført stedlig tilsyn med konsesjonærenes plikter etter systemansvarsforskriften i 2024. RME har i stedet prioritert å følge opp innkomne saker, spesielt knyttet til systemansvarsforskriften §§ 7 og 14.

## **8.3 Leveringskvalitet**

RME gjennomførte ingen tilsyn om leveringskvalitet i 2024 blant annet på grunn av pågående forskriftsarbeid. Leveringskvalitetsforskriften ble revidert og ikrafttredelse var 1. januar 2025. RME planlegger å gjennomføre tilsyn i 2025 etter den reviderte forskriften hvor blant annet nye krav til nettselskapenes saksbehandling ved klager på leveringskvalitet trådte i kraft.

I 2024 fattet RME vedtak i 17 klagesaker om leveringskvalitet.

## **8.4 Beredskap, rasjonering og vedlikehold av elektriske anlegg og fjernvarmeanlegg**

NVE oppsummerer erfaringer fra tilsyn om beredskap, rasjonering og vedlikehold av elektriske anlegg og fjernvarmeanlegg i NVEs årsrapport for 2024 [21]. Der skriver de følgende:

*Vi har utført 39 revisjonar og éin dokumentkontroll. Tre av revisjonane var oppfølging etter alvorlege hendingar. IKT/drifts kontroll, informasjonssikkerheit, sikringstiltak og*

reparasjonsberedskap har vore prioriterte tema. Tre av revisjonane har vi brukt for å førebu tilsyn etter den nye kraftrasjoneringsforskrifta og for oppfølging av solkraftverk. Anlegga i kraftforsyninga er klassifiserte frå 1 til 3, der 3 er dei aller viktigaste anlegga. Vi fører oftast tilsyn med verksemdene som har dei viktigaste anlegga.

Ein trend frå 2023 som vi også ser i 2024, er at verksemdene i KBO har begynt å ta IKT-sikkerheit og sikring av driftskontrollsystem meir på alvor. Dei fleste avvika vi finn, er innanfor informasjonssikkerheit og generell risikostyring. Avvik vi finn ved tilsyn med informasjons- og driftskontrollsystema til verksemdene, dreier seg i stor grad om mangelfull dokumentasjon og mangelfulle prosedyrar. Etter fleire år med avvik innanfor risikovurderingar ser vi at verksemdene treng betre rettleiing om risikovurdering og -styring. For eksempel har ikkje alle vurdert kva for metodikk som er eigna. Generelt finn vi avvik innanfor alle tema, det vil for eksempel seie manglande reparasjonsberedskap, avskjerming og tilgangskontroll for kraftsensitiv informasjon og manglande sikringstiltak, særleg for eldre anlegg.

Vi opplever at verksemdene ser nytte i revisjonane våre, som i tillegg til å vere ein kontroll av at forskriftskrav blir oppfylte, bidrar til viktig informasjonsutveksling og kompetanseheving.

Vi har ikkje gjort nokon vedtak i tilsynsverksemda i 2024, berre varsla vedtak om retting. NVE er tilsynsmyndigheit i kraftforsyninga etter sikkerheitslova, men har ikkje utført tilsyn etter sikkerheitslova i 2024. Vi deltar i eit pågåande arbeid om eit felles fokusområde for 2024–2025 i regi av NSM som ein del av samhandlinga mellom sektortilsyn, med utgangspunkt i den sikkerheitspolitiske situasjonen. I tilsynsarbeidet har vi også dialog med DSB og Nkom.

## 9 Endringer i rammeverk

Dette kapittelet gir en oversikt over endringer i rammeverket i løpet av 2024. Hensikten med kapittelet er å gi en oversikt over aktiviteten det aktuelle året.

Tabell 6 gir en oversikt over regelverksutvikling i 2024. Oversikten er begrenset til de tema som er mest relevante for driften av kraftsystemet. Høringer er ikke inkludert i oversikten.

Tabell 6 Oversikt over endringer i rammeverk i 2024

| DATO              | TEMA  | ENDRING   |
|-------------------|---|---|
| <b>18.06.2024</b> | Retningslinjer                              | Retningslinjer for §§ 8, 8a, 9, 12, 13, 14 og 15 godkjennes med vilkår om endring.  |
| <b>29.11.2024</b> | Retningslinjer                              | Retningslinjer for §§ 6, 8a, 8b, 9, 11, 12, 17 og 22 godkjennes med vilkår om endring.  |
| <b>01.01.2025</b> | Forskrift om leveringskvalitet              | Forskrift om leveringskvalitet §§ 2-1, 2-3, 2-5, 2-5a, 2A-10, 2A-11, 3-2, 3-4, 3-7, 4-2, 5-2a. Ikrafttredelse fra 1. januar 2025. |
| <b>01.01.2025</b> | Forskrift om systemansvaret i kraftsystemet | Forskrift om systemansvaret i kraftsystemet §§ 14a og 18. Ikrafttredelse fra 1. januar 2025.                                      |

## **Godkjenning av retningslinjer for utøvelsen av systemansvaret**

18. juni 2024 ble Statnetts retningslinjer for utøvelsen av systemansvaret i systemansvarsforskriftens bestemmelser iht. §§ 8, 9, 12, 13, 14 og 15 godkjent. Retningslinjene ble godkjent med forbehold om at systemansvarlig gjorde enkelte endringer før publisering. I tillegg godkjente RME den 29. november 2024 også Statnetts retningslinjer for systemansvarsforskriften §§ 6, 8a, 8b, 9, 11, 12, 17 og 22. Retningslinjene ble godkjent med forbehold om at enkelte justeringer skulle foretas før retningslinjene ble publisert. Systemansvarlig oversendte sammen med forslaget til disse retningslinjene et forslag til endring av retningslinjene til systemansvarsforskriften § 5 om prosess for endring av budområdeinndeling. RME godkjente ikke disse retningslinjene da vi vurderte at de ikke var i tråd med ordlyden i CACM artikkel 32.

## **Endringer i forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet**

I 2024 arbeidet RME med endringer i forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet. Blant annet var det behov for å tydeliggjøre kravene til nettselskapenes behandling av saker der nettkunder er misfornøyde med leveringskvaliteten, hvor det ble gitt nye krav til skriftlighet i §§ 2-5 og 2-5a. I tillegg var det behov for å vurdere endringer i reguleringen av spenningskvalitet i leveringskvalitetsforskriften ettersom europanormen EN50160 nylig hadde blitt revidert. På bakgrunn av dette ble det foretatt mindre endringer i leveringskvalitetsforskriften § 3-7. Forskriftsendringene trådte i kraft fra 1. januar 2025.

## **Endringer i forskrift om systemansvaret i kraftsystemet**

I 2024 arbeidet RME med endringer i forskrift om systemansvaret i kraftsystemet i §§ 14a og 18. Endringen i § 14a var en flytting av innhold fra energilovforskriften § 6-1 om rapportering av anleggsdata til systemansvarlig før idriftsettelse av anlegg. I § 18 ble det opprettet et nytt ledd som presiserte konsesjonærers plikt til å motta og svare på meldinger fra systemansvarlig. I tillegg inkluderte den en hjemmel for systemansvarlig til å fastsette funksjonalitet for å motta meldinger. Dette var som følge av flere hendelser der systemansvarlig ikke fikk kontakt med enkelte konsesjonærer i vanskelige driftssituasjoner. Forskriftsendringene trådte i kraft fra 1. januar 2025.

## **Godkjenning av metoder og vilkår etter kommisjonsforordninger**

Metoder utviklet etter krav i kommisjonsforordningene er en utdyping og supplering av enkelte bestemmelser i regelverket. Det er stort behov for å modernisere kraftmarkedsdesignet og hvordan en drifter kraftsystemet for at det skal være mulig å fase inn stadig mer ikke-regulerbar kraftproduksjon. Denne moderniseringen må koordineres mellom land fordi det fysiske kraftsystemet i Norden og Europa er koblet sammen. Utviklingen av metodene har som formål å understøtte denne koordineringen. Forslag til metodene utarbeides av TSOer eller utpekt operatør på markedet for elektrisk kraft (NEMO) i området hvor metoden skal gjelde, og blir deretter sendt til relevante reguleringsmyndigheter for godkjenning. RME fører tilsyn med at Statnett og kraftbørsene i Norge, følger metodene i utøvelsen av sine oppgaver. Overvåkingen blir koordinert med andre reguleringsmyndigheter.

RME fattet vedtak om 23 metoder i 2024.



## Kildeliste

- [1] Energidepartementet, «Supplerende tildelingsbrev til Norges vassdrags- og energidirektorat for 2025- Reguleringsmyndigheten for energi,» Energidepartementet, 2025.
- [2] Statnett SF, «Årsrapport fra systemansvarlig 2024 – Til RME om drift av Kraftsystemet i Norge,» Statnett SF, 2025.
- [3] NVE, «Forskrift 30. november 2004 nr. 1557 om leveringskvalitet i kraftsystemet».
- [4] NVE, «Forskrift 7. mai 2002 nr. 448 om systemansvaret i kraftsystemet».
- [5] Utarbeidet av "Referansegruppe feil og avbrudd", «Definisjoner knyttet til feil og avbrudd i det elektriske kraftsystemet, versjon 3, gyldig fra 1. januar 2018,» 2018.
- [6] Statnett SF, «Primærreserver - FCR,» <https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/systemansvaret/kraftmarkedet/reservemarkeder/primarreserver/>, [09.11.2018].
- [7] Statnett SF, «Sekundærreserver - aFRR,» 12 20 2018. [Internett]. Available: <https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/systemansvaret/kraftmarkedet/reservemarkeder/sekundarreserver/>. [Funnet 24 01 2025].
- [8] Statnett SF, «Tertiærreserve,» <https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/systemansvaret/kraftmarkedet/reservemarkeder/tertiarreserver/>, [31.10.2018].
- [9] NVE, «Tilstanden i kraftsystemet 2025,» NVE, Oslo, 2025.
- [10] NVE, «Tilstandsvurdering for kraftforsyninga - Samfunnssikkerheit - rapportering 2025,» NVE, Oslo, 2025.
- [11] Statnett SF, «Veileder; Nasjonal veileder for funksjonskrav i kraftsystemet,» Statnett SF, 2025.
- [12] Statnett SF, «Introduksjon til reserver,» Statnett SF, [Internett]. Available: <https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/systemansvaret/kraftmarkedet/reservemarkeder/introduksjon-til-reserver/>. [Funnet 20 April 2023].
- [13] NordPool, «Maximum NTC,» [Internett]. Available: <https://www.nordpoolgroup.com/globalassets/download-center/tso/max-ntc.pdf>. [Funnet 27 03 2023].
- [14] Statnett SF, «Webinar: Kapasitet og prisforskjeller mellom nord og sør,» 23 Mars 2022. [Internett]. Available: <https://www.statnett.no/om-statnett/moter-og-arrangementer/moter-og-arrangementer-2022/webinar-kapasitet-og-prisforskjeller-mellom-nord-og-sor/>. [Funnet 21 April 2022].
- [15] SKM Market Predictor, «Syspower,» [Internett].
- [16] Svenska Kraftnät, Statnett, Fingrid, Energinet, «Principles for determining the transfer capacities in the Nordig power market,» 2024.
- [17] NVE, «Magasinstatistikk,» [Internett]. Available: <https://www.nve.no/energi/analyser-og-statistikk/magasinstatistikk/>. [Funnet 29 04 2024].
- [18] NordPool, «NordPool Markedsdata,» [Internett]. Available: <https://data.nordpoolgroup.com/auction/day-ahead/prices>.

- [19] Nordpool, «N2EX Day-ahead Prices,» 26 03 2025. [Internett]. Available: <https://data.nordpoolgroup.com/auction/n2ex/prices>. [Funnet 10 05 2025].
- [20] Statnett SF, Svenska Kraftnett, Fingridv Energinet, «Nordic Grid Development Perspective 2023,» 2023.
- [21] Norges vassdrags- og energidirektorat, «Årsrapport for NVE 2024,» Norges vassdrags- og energidirektorat, Oslo, 2025.



## Reguleringsmyndigheten for energi

Middelthuns gate 29  
Postboks 5091 Majorstuen  
0301 Oslo  
Telefon: (+47) 22 95 95 95