



Driften av kraftsystemet 2025

RAPPORT NR 4 / 2026

SKREVET AV

Candice Yu, Kristian Dahl Larsen, Erlend Kringlebotten,
Sigrid Bilstad Neraasen, Karina Agerholm Arentsen, Lars Ekern,
Stian Henriksen og Anne Marthe ter Woerds Christensen

DRIFTEN AV KRAFTSYSTEMET 2025

RAPPORT NR 4 / 2026

Utgitt av:	Reguleringsmyndigheten for energi
Prosjektleder:	Anne Marthe ter Woerds Christensen
Redaktører:	Lars Ekern, Stian Henriksen og Anne Marthe ter Woerds Christensen
Forfattere:	Candice Yu, Kristian Dahl Larsen, Erlend Kringlebotten, Sigrid Bilstad Neraasen, Karina Agerholm Arentsen, Lars Ekern, Stian Henriksen og Anne Marthe ter Woerds Christensen
Forsidefoto:	Kraftledningsmast på Ulriken i Bergen. Foto: Bjørn Lytskjold/NVE
ISBN:	978-82-410-2556-3
ISSN:	2535-8251
Saksnummer:	202524504
Sammendrag:	Rapporten om Driften av kraftsystemet 2025 er en leveranse som følge av «Supplerende tildelingsbrev til Norges vassdrags- og energidirektorat – Reguleringsmyndigheten for energi for 2026» fra Energidepartementet (ED). Rapporten gir en oversikt over sentrale forhold i driften av kraftsystemet 2025.
Emneord:	Driftsforstyrrelser, Flaskehalsinntekter, Forsyningssikkerhet, Frekvenskvalitet, Handelskapasiteter, Kraftpriser, Kraftsystem, Leveringskvalitet, Nordisk og europeisk koordinering, Reserver, Systemansvar, Tilsyn

Reguleringsmyndigheten for energi

Middelthuns gate 29
Postboks 5091 Majorstuen
0310 Oslo

Telefon: 22 95 95 95

E-post: rme@nve.no

Internett: <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/>

Innholdet kan brukes videre mot kreditering.

Mai 2026

Forord

Rapporten om Driften av kraftsystemet 2025 er en leveranse som følger av «*Supplerende tildelingsbrev til Norges vassdrags- og energidirektorat for 2026 - Reguleringsmyndigheten for energi*» fra Energidepartementet (ED) [1].

Rapporten gir en oversikt over sentrale forhold i driften av kraftsystemet i 2025. Rapporten tar for seg temaer som har betydning for forsyningssikkerheten 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, og om handelskapasiteter, kraftpriser og flaskehalsinntekter.

Rapporten er basert på og sammenstiller informasjon mottatt fra Statnett SF som systemansvarlig (systemansvarlig) gjennom «*Årsrapport fra systemansvarlig – Til RME om drift av Kraftsystemet i Norge*» [2] for året 2025, rapporter utarbeidet av Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) og av Reguleringsmyndigheten for energi (RME), og oppfølgingsmøter med systemansvarlig avholdt i løpet av året.

Rapporten og informasjonen RME har mottatt i forbindelse med arbeidet er et viktig bidrag i RMEs videre arbeid med oppfølging av regelverket knyttet til driften av kraftsystemet og Statnett som systemansvarlig.

I rapporten bruker vi formuleringer som «RME vurderer» og «mener» for å uttrykke våre faglige vurderinger og hva vi mener er god praksis og ønsket utvikling. Dette er ikke i seg selv juridisk bindende krav eller pålegg – slike krav fremgår eksplisitt gjennom henvisninger til lov, forskrift eller vedtak. Samtidig er vurderingene ment å gi retning og peke på områder vi mener er viktige, og kan også forstås som forhold RME vil følge opp nærmere i etterkant av rapporten, enten gjennom dialog, tilsyn eller videre arbeid med regelverk.

Oslo, 21. mai 2026

Kjetil Lund
vassdrags- og energidirektør

Tore Langset
direktør
Reguleringsmyndigheten for energi

Dokumentet sendes uten underskrift. Det er godkjent i henhold til interne rutiner.

Innhold

Forord	ii
Innhold	i
Sammendrag	iii
Liste over sentrale begreper og forkortelser	vi
Introduksjon	1
DEL 1 – Hovedpunkter 2025	2
Nøkkeltall for 2025	3
Endringer i systemdriften og kraftmarkedene	4
Automatisert balansering ble innført i mars 2025	6
Erfaringer med flytbasert kapasitetsberegning	11
Økte systemdriftskostnader	14
Leveringspåliteligheten ble svekket av ekstremvær	18
Spenningskvalitet og kraftsystemstabilitet	21
DEL 2 - Detaljert om driften av kraftsystemet	23
1 Om systemdrift	24
2 Samlede kostnader for systemtjenester	26
3 Kraftpriser og ressursituasjon	28
4 Driftsstansplanlegging	29
4.1 Økning i antall planlagte driftsstanser	29
4.2 Produksjonstilpasninger ved driftsstanser	33
5 Dimensjonering og anskaffelse av reserver	34
5.1 Dimensjonering av reserver	34
5.2 Anskaffelse av reserver	35
5.3 FFR og FCR	35
5.4 aFRR	36
5.5 mFRR	38
5.6 Driftsforstyrrelsesreserve - mFRR-D	41

6	Flaskehalshåndtering og kapasitetsberegning	43
6.1	Budområder	43
6.2	Kapasitetsfastsettelse i døgnmarkedet.....	44
6.3	Samsvar mellom prognostisert og observert tilstand	48
6.4	Tilgjengelig kapasitet etter døgnmarkedet.....	50
6.5	Handelskapasitet på HVDC-forbindelser	52
6.6	Flaskehalshåndtering.....	54
6.7	Flaskehalsler i nettet.....	55
6.8	Flaskehalsinntekter.....	58
7	Balansering	60
7.1	Ubalanser	60
7.2	Aktiveringsmarkedet for mFRR.....	61
7.3	Ubalansepriser	63
7.4	Ubalansekostnader	63
7.5	Frekvenskvalitet.....	65
8	Tiltak i drift	67
8.1	Systemvern.....	67
8.2	Vedtak i vanskelige driftssituasjoner	68
9	Spenningskvalitet og kraftsystemstabilitet	69
9.1	Oppfølging av tilstanden på spenningskvalitet i kraftsystemet.....	70
9.2	Driftsspenning i transmisjonsnettets	73
9.3	Reaktiv effektinnmating fra lavere spenningsnivå	74
9.4	Utvikling av rotasjonsenergi i Norden	74
10	Leveringspålitelighet, driftsforstyrrelser og feilanalyse	76
10.1	Statistikk over leveringspålitelighet.....	76
10.2	Statistikk over driftsforstyrrelser.....	80
10.3	Feilanalyse.....	83
11	Nordisk og europeisk koordinering	86
11.1	Nordisk koordinering	86
	Referanser	88

Sammendrag

Kraftsystemet er i en overgangsfase

Kraftsystemet i Norge og de andre europeiske landene gjennomgår store endringer. Endringene må ses i sammenheng med økt elektrifisering, mer væravhengig kraftproduksjon, og mer kraftutveksling mellom land og regioner. Dette gir behov for nye og automatiserte løsninger. Kraftsystemet er nå i en overgangsfase, der nye markeds- og driftsløsninger tas i bruk. Dette innebærer også at aktørene må tilpasse egne systemer, rutiner og handelsmønstre til dette. 2025 var et år med store og samtidige endringer i både kraftmarkedene og systemdriften.

Flere av endringene er grunnleggende. Flytbasert kapasitetsberegning ble innført i døgnetmarkedet i oktober 2024, automatisert balansering ble innført i mars 2025, og tidsoppløsningen i markedene ble da også redusert fra 60 til 15 minutter. Formålet med disse endringene er å utnytte kapasiteten i det eksisterende kraftnettet bedre, tilpasse kraftsystemet en framtid med mer væravhengig kraftproduksjon, og samtidig ivareta driftssikkerheten. Dersom det eksisterende kraftnettet utnyttes bedre, vil det gi samfunnsmessige besparelser og gevinster. Samtidig har disse overgangene medført økte kostnader og mer volatile priser i enkelte markeder og områder. RME ser derfor et behov for videre justeringer og utvikling av driftssystemer og markeds løsninger.

RMEs overordnede vurdering er at endringene er nødvendige for å sikre effektiv og sikker drift i et kraftsystem som blir mer komplekst. Samtidig viser 2025 at innføringen av nye løsninger kan gi betydelige overgangskostnader. RME forventer at systemdriftskostnadene vil stabilisere seg etter hvert som løsningene blir mer innarbeidet, men at de likevel vil ligge høyere framover enn det som var normalt før 2020. En av årsakene til dette er at kraftsystemet i både Norge og resten av Europa endres, med en økende andel kraftproduksjon fra væravhengige og variable, fornybare energikilder. Dette bidrar til at verdien av og kostnadene for fleksibilitet i kraftsystemet øker. Som følge av at Norge både er fysisk og markedsmessig integrert med resten av Norden og Europa, vil også prisen på balansetjenester kunne øke over tid.

Automatisert balansering – en ny måte å drifte kraftsystemet på

Innføringen av automatisert balansering 4. mars 2025 var en av de største endringene i driften av det nordiske kraftsystemet på lang tid. Tidligere var balanseringen i hovedsak basert på manuelle prosesser hos systemoperatørene, med hovedmål om å holde frekvensen i det nordiske synkronområdet stabilt rundt 50 Hz. Den nye løsningen innebærer at aktivering av balanseenergi skjer automatisk gjennom en felles nordisk algoritme, under kontroll av operatørene.

Den nye balanseringen er områdebasert. Det betyr at produksjon, forbruk og utveksling i hvert enkelt budområde til enhver tid har som mål å være i balanse. Til sammen bidrar dette til å opprettholde frekvensen i hele synkronområdet. Områdebasert balansering synliggjør i større grad hvor ubalansene oppstår, og hva de koster. Dette har kommet til uttrykk gjennom svært høye priser i enkelte kvarter i enkelte budområder. Disse "prisspikrene" er et uttrykk for kostnadene ved å balansere forbruk og produksjon i dette området på dette tidspunktet, gitt tilgangen på balanseressurser i markedet. For markedsaktørene gir dette sterkere insentiver til å redusere egne ubalanser og til å tilby fleksibilitet der behovet er størst. Automatisert balansering var en forutsetning for å gå over til 15 minutters tidsoppløsning i markedene. Med kvartersoppløsning kan produksjon, forbruk og utveksling planlegges mer presist, og ubalanser som tidligere oppstod innenfor timesoppløsningen kan reduseres. Dette bidrar til både bedre driftssikkerhet og mer effektiv drift.

En tydelig positiv effekt av endringene er bedre frekvenskvalitet. Antall minutter utenfor normalfrekvensbåndet falt fra 10 330 minutter i 2024 til 5 094 minutter i 2025. Det er mer enn en

halvering. Dette er positivt fordi frekvensavvik kan føre til økt belastning eller feil på komponenter i eller tilknyttet kraftsystemet. Videre bidrar reduksjonen i ubalanser som følge av innføring av kvartersoppløsning i markedet til en bedre frekvenskvalitet, og også til et mindre behov for balansering.

Samtidig har overgangen gitt utfordringer. Prisene i energiaktiveringsmarkedet for mFRR har vært volatile og tidvis høye, særlig i NO3 og NO4. Det ble registrert 84 kvarter med ubalansepris over 1000 EUR/MWh, hovedsakelig i disse to budområdene. Det har også vært perioder med negative priser ved nedregulering. Dette viser at det er rom for forbedringer i operatørens driftssystemer, men også gevinster å hente for markedsaktører som kan redusere sine ubalanser eller tilby fleksibilitet. Samtidig er det viktig at systemansvarlig og nettselskaper legger til rette for at nye aktører kan delta i balansemarkedene.

Ett år med flytbasert kapasitetsberegning

Flytbasert kapasitetsberegning ble innført i døgnet markedet 29. oktober 2024, og 2025 var dermed det første hele året med den nye metoden. Formålet er å gi en mer presis og effektiv utnyttelse av kraftnettet ved å ta bedre hensyn til de fysiske begrensningene i nettet.

RME vurderer at metoden har gitt bedre utnyttelse av nettkapasiteten i døgnet markedet og en mer koordinert nordisk praksis for kapasitetsfastsettelse. Samtidig gir metoden mer presis informasjon om hvilke nettelementer som faktisk begrenser handelen.

Erfaringene er likevel sammensatte. Flere aktører har uttrykt at det er krevende å forholde seg til den nye metoden, og har etterspurt mer informasjon om grunnlaget for kapasitetsberegningen. Videre er flytbasert metode foreløpig bare innført i døgnet markedet. Intradagmarkedet og balansemarkedene bruker fortsatt den tidligere metoden for å beregne kapasiteter, noe som har medført mindre tilgjengelig kapasitet i intradag- og balansemarkedene.

Mindre tilgjengelig kapasitet i intradag- og balansemarkedet begrenser mulighetene til å utveksle balanserereserver mellom områder. Dette bidrar til økt behov for å anskaffe reserver i de enkelte budområdene, og gir dermed høyere systemdriftskostnader. RME vurderer at en langsiktig løsning vil være å innføre flytbasert kapasitetsberegning også i intradag- og balansemarkedene. Innføring av flytbasert kapasitetsberegning i intradagauksjoner er planlagt til begynnelsen av 2028.

Høye systemdriftskostnader – særlig knyttet til mFRR

Systemdriftskostnadene økte betydelig i 2025. De samlede kostnadene var 6,10 milliarder kroner, opp fra 3,96 milliarder kroner i 2024. Det tilsvarer en økning på 54 prosent. Den klart største kostnadsdriveren var anskaffelse av balansekapasitet fra mFRR. Kostnadene til mFRR økte fra om lag 2,57 milliarder kroner i 2024 til 4,57 milliarder kroner i 2025. Volumet som ble anskaffet i kapasitetsmarkedene for mFRR økte fra 17,69 TWh i 2024 til 27,29 TWh i 2025, en økning på 54 prosent.

Rapporten peker på flere årsaker til kostnadsøkningen. For det første var 2025 et spesielt overgangsår med innføring av automatisert balansering og dynamisk dimensjonering av reserver. Statnett økte anskaffelsen av reserver i forkant av og etter overgangen til automatisert balansering for å sikre at driftssikkerheten ikke ble svekket. Dette bidro særlig til høye kostnader i april og mai.

I begynnelsen av 2026 fattet RME et vedtak som innebar at Statnett ikke fikk full kostnadsdekning for systemkostnader fra perioden 2021-2024. Vår konklusjon var da at systemansvarlig i for liten grad hadde vurdert kostnadsvirkningen av sin anskaffelsesstrategi. For å holde kostnadene ved drift av kraftsystemet på et rimelig nivå, er det avgjørende at systemansvarlig kontinuerlig forbedrer prognoser, prosesser og verktøy som er relevante for kostnadsutviklingen. Dette er særlig viktig i perioder preget av store endringer.

Leveringspåliteligheten ble svekket av ekstremvær

Leveringspåliteligheten i Norge er generelt svært god. I fjor førte avbrudd til at sluttbrukerne i gjennomsnitt var uten strøm i 3 timer og 33 minutter. Dette er det høyeste nivået på fjorten år, mye grunnet ekstremværet Amy. Leveringspåliteligheten i 2025 lå likevel på 99,982 %.

Som i tidligere år var den dominerende årsaken til feil påvirkning fra vind, vegetasjon, snø og is. Svikt i teknisk utstyr er den nest viktigste årsaken. Avbrudd på grunn av vegetasjon, eksempelvis trefall, er en årsak til lange avbrudd, spesielt ved ekstremvær.

Ekstremværet Amy, som inntraff 3. og 4. oktober, medførte mange og enkelte lange driftsforstyrrelser, særlig i Trøndelag, hvor enkelte kunder var uten strøm svært lenge.

Kraftsystemet fremover må kunne håndtere en økende risiko fra ekstremvær, og økt risiko knyttet til sabotasje og cyberangrep. Nettselskapene kan redusere risiko for avbrudd gjennom tiltak som bedre skogrydding, vedlikehold og beredskap.

Spenningskvalitet og kraftsystemstabilitet

RME forventer at spenningskvalitet og kraftsystemstabilitet vil bli mer sentrale temaer å følge opp fremover. Dette skyldes både konkrete hendelser i 2025 og den langsiktige utviklingen i kraftsystemet. Spenningskvaliteten i regional- og transmisjonsnettene har i de fleste deler av landet vært god, men i noen få områder har det vært tilfeller med redusert spenningskvalitet.

Det er i tillegg økende utfordringer knyttet til innmating av reaktiv effekt fra lavere spenningsnivåer til regional- og transmisjonsnettene. Dette kan bidra til å gjøre reaktive reserver mer presset og løfte spenningen på transmisjonsnettene. RME vil vurdere om det bør gjøres tiltak som reduserer innmating av reaktiv effekt til regional- og transmisjonsnettene.

Samlet vurdering

Kraftsystemet er i betydelig endring. 2025 var et år der flere store reformer og tekniske endringer traff samtidig: automatisert balansering, 15 minutters tidsoppløsning og første hele år med flytbasert kapasitetsberegning. Endringene er nødvendige for å håndtere et mer komplekst, væravhengig og integrert kraftsystem, men de har også gitt en krevende overgangsfase.

De mest synlige utslagene i 2025 var høye systemdriftskostnader, særlig for mFRR, mer volatile ubalansepriser i enkelte budområder og lavere leveringspålitelighet som følge av ekstremvær. Samtidig ser RME også positive effekter: frekvenskvaliteten ble betydelig forbedret, flytbasert kapasitetsberegning har gitt bedre utnyttelse av nettkapasiteten i døgnet, og de nye markedsløsningene gir tydeligere prissignaler for fleksibilitet og ubalanser.

Hovedbudskapet er derfor todelt: Kraftsystemet er under endring og det innføres derfor mer presise og automatiserte drifts- og markedsløsninger, men overgangen er krevende og har medført kostnader. Fremover blir det viktig å videreutvikle og forbedre løsningene, bedre likviditeten i reservemarkedene ved at nye typer aktører og teknologier får mulighet til å levere fleksibilitet, innføre flytbasert kapasitetsberegning i intradag- og balansemarkedene, og styrke oppfølgingen av leveringspålitelighet, spenningskvalitet og kraftsystemstabilitet.

Liste over sentrale begreper og forkortelser

<i>Avbrudd</i>	Tilstand karakterisert ved uteblitt levering av elektrisk energi til en eller flere sluttbrukere, hvor alle forsyningsspenningsene er under 5 prosent av avtalt spenningsnivå. Avbruddene deles inn i langvarige avbrudd (> 3 min) og kortvarige avbrudd (≤ 3 min).
<i>Balansemarked</i>	Samlebetegnelse for kapasitet- og aktiveringsmarked for reservene aFRR og mFRR.
<i>Driftsforstyrrelse</i>	Automatisk, påtvungen eller utilsiktet utkobling.
<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>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) [3].
<i>Forsyningssikkerhet</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>Handelskapasitet</i>	Kapasitet som gjøres tilgjengelig for handel i kraftmarkedene når det er tatt hensyn til nødvendige sikkerhetsmarginer.
<i>HVDC</i>	High Voltage Direct Current, likestrømkabel
<i>ILE</i>	Ikke levert energi
<i>Kapasitetsmarked</i>	Opsjonsmarked hvor Statnett betaler for at aktører stiller kapasitet tilgjengelig for aktivering i driftsøyeblikket.
<i>KILE</i>	Kostnader ved ikke-levert energi, regulert i forskrift om strømmettselskapenes 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>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. Det er også en indikator som angir hvor stor andel av energien som faktisk ble levert, tatt hensyn til energien som ikke ble levert på grunn av avbrudd.

<i>Markedstidsenhet</i>	En markedstidsenhet er et tidsintervall som brukes i driftsplanlegging, handel i kraftmarkedene og avregning. I løpet av 2025 gikk døgn-, intradag- og balansemarkedene fra en tidsoppløsning på 60 min til 15 min.
<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>Nettelement</i>	Samlebegrep for ulike deler av strømnettet. Et nettelement kan være én enkelt komponent, som en kraftlinje eller en transformator (i fagterminologi omtalt CNE). Det kan også være en kombinasjon av flere elementer (dette kalles <i>Combined Dynamic Constraints</i> eller <i>snitt</i>), eller et element sammen med en bestemt feil- eller utfallssituasjon (i fagterminologi omtalt CNEC). Når flere elementer behandles samlet, er det fordi de påvirkes av den samme begrensningen for sikker drift.
<i>Overføringskapasitet</i>	Effektgrense for hvor mye strøm som kan overføres mellom budområder eller på enkelte nettelementer. Begrepet brukes både om fysiske effektgrenser for kabler og andre elektriske komponenter i kraftsystemet, samt om effektgrenser for hvor mye kraft som kan handles i kraftmarkedene (også kalt handelskapasitet)
<i>Produksjonsglatting</i>	Produsenter som frivillig deltar i produksjonsglatting, må på bestilling fra systemansvarlig fremskynde eller utsette planlagt produksjonsendring inntil en halvtime.
<i>Reserve</i>	Reserver brukes til å justere innmating og uttak av effekt i kraftsystemet for å holde det i balanse. Systemansvarlig anskaffer en viss mengde reserver i forkant av drift, som de kan aktivere dersom det oppstår ubalanser i driften. Det finnes ulike typer reserver, som aktiveres med ulik responstid (hurtig til saktere): <ul style="list-style-type: none"> - FFR (raske frekvensreserver) - FCR (frekvensreguleringsreserve) - aFRR (automatisk frekvensgjenopprettingsreserve) - mFRR (manuell frekvensgjenopprettingsreserve)
- <i>FFR</i>	FFR (Fast Frequency Reserve) er de raskeste frekvensreservene som aktiveres for å håndtere endringer i frekvens. Reservene aktiveres når systemfrekvensen synker under et bestemt nivå og bremser det innledende frekvensfallet. Dette skjer typisk ved store feil i kraftsystemet.
- <i>FCR</i>	FCR (Frequency Containment Reserves) er automatiske frekvensreguleringsreserver som benyttes for å stabilisere systemfrekvensen når det oppstår ubalanser.

- <i>aFRR</i>	aFRR (automatic Frequency Restoration Reserves) er automatiske frekvensgjenopprettingsreserver som benyttes ved frekvensavvik. aFRR aktiveres tregere enn FCR, og avløser FCR slik at slik at det blir frigjort til å håndtere ny endring i frekvens.
- <i>mFRR</i>	mFRR (manual Frequency Restoration Reserves) benyttes til å redusere ubalanser mellom forbruk og produksjon for å avlaste generatorene som har respondert med FCR eller aFRR, og til å håndtere regionale flaskehalsar. mFRR anskaffes i kapasitetsmarked for mFRR (mFRR CM), og aktiveres i aktiveringsmarked for mFRR (mFRR EAM)
<i>SOGL</i>	«System operation guideline», Kommisjonsforordning (EU) 2017/1485 av 2. august 2017 om fastsettelse av retningslinjer for drift av transmisjonsnett for elektrisk kraft.
<i>Strukturelle ubalanser</i>	Avvik mellom planlagt produksjon, forbruk og utveksling ved tidskift 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>	Vedtaket fattet av systemansvarlig som er definert i systemansvarsforskriften § 28 tredje ledd. Systemkritiske vedtak er unntatt forvaltningsloven kapittel IV-VI og VIII.
<i>TSO</i>	Transmission system operator. I Norge er Statnett TSO.

Introduksjon

Kraftsystemet er en helt sentral del av infrastrukturen i Norge. Både bedrifter, offentlige virksomheter og privatpersoner er avhengig av kraft og av at det norske kraftsystemet til enhver tid fungerer. 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 også en del av et større felles europeisk kraftsystem.

For at kundene skal motta kraft til riktig kvalitet, er det ikke tilstrekkelig å kun ha de fysiske anleggene, for eksempel luftlinjer, kabler, transformatorer og brytere. Man er også avhengig av at kraftsystemet er i balanse, ved at det hele tiden produseres like mye kraft som det forbrukes. Dette 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 utpekt som systemansvarlig og TSO i Norge. Dette innebærer at de har som oppgave å sørge for at det til enhver tid er balanse mellom produksjon og forbruk. Siden Norge er en del av et felles nordisk synkronområde, må Statnett som systemansvarlig samarbeide med de andre nordiske systemansvarlige om en rekke forhold, som blant annet balansering og flaskehalshåndtering. I tillegg til nasjonale løsninger, er dette samarbeidet avhengig av felles driftssystemer og markedsløsninger, som skal bidra til en effektiv og sikker drift av det samlede kraftsystemet.

Forskrift om systemansvaret i kraftsystemet, forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet, forskrift om sikkerhet og beredskap i kraftforsyningen og flere kommisjonsforordninger inntatt i norsk rett som forskrifter fastsetter plikter og rettigheter til systemansvarlig 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 derfor kontinuerlig med regelverksutvikling, tilsyn og oppfølging, for å sørge for at regelverket i så stor grad som mulig er i tråd med behov og utviklingstrekk og at aktørene overholder kravene fastsatt i regelverket. Forskriftsendringer og pågående arbeid med utvikling av 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.

Denne rapporten er delt inn i to hoveddeler. Del 1 tar for seg hovedpunktene for året 2025 og RMEs vurdering av disse. Del 2 er en mer detaljert beskrivelse av de ulike temaene innenfor driften av kraftsystemet.

DEL 1 – Hovedpunkter 2025

Nøkkeltall for 2025



Frekvensavvik

Antall minutter frekvensavvik:

2025: 5 094 ↓
2024: 10 330



Avbrudd

Gjennomsnittlig avbruddstid per sluttbruker:

2025: 3t 33 min ↑
2024: 1t 54 min



Systemtilstand

Antall minutter skjerpet drift:

2025: 114 ↑
2024: 48



Brutto eksport og import ¹

	Eksport	Import
2025:	33,4 TWh ↑	11,5 TWh ↓
2024:	33,1 TWh ↑	14,7 TWh ↓



Systemdriftskostnader

2025: 6 105 MNOK ↑
2024: 3 962 MNOK



Flaskehalsinntekter

2025: 1 066 MEUR ↑
2024: 895 MEUR

¹ Tall for import og eksport er hentet fra Statistikkbanken til SSB. Tall for 2024 er hentet fra tabell [11561](#), mens tall for 2025 er foreløpige, og beregnet ut fra tabell [14091](#).

Endringer i systemdriften og kraftmarkedene

2025 har vært preget av en rekke større endringer i måten man drifter kraftsystemet og kraftmarkedene på. Disse endringene har hatt betydelige konsekvenser for både Statnett som systemansvarlig og aktørene i kraftmarkedet, og for kostnadene og kvaliteten i driften av kraftsystemet som helhet.

Behovet for endringene har bakgrunn i utviklingen vi ser i kraftsystemet. Elektrifiseringen av samfunnet i Norge og Europa innebærer en overgang fra fossile energikilder til elektrisitet, blant annet innen transport, industri og petroleumsvirksomhet. Dette fører til en økning i det totale kraftforbruket, men også til nye forbrukspunkter i kraftnettet. Resultatet er økt behov både for mer kraftproduksjon, og for å styrke kraftoverføringen.

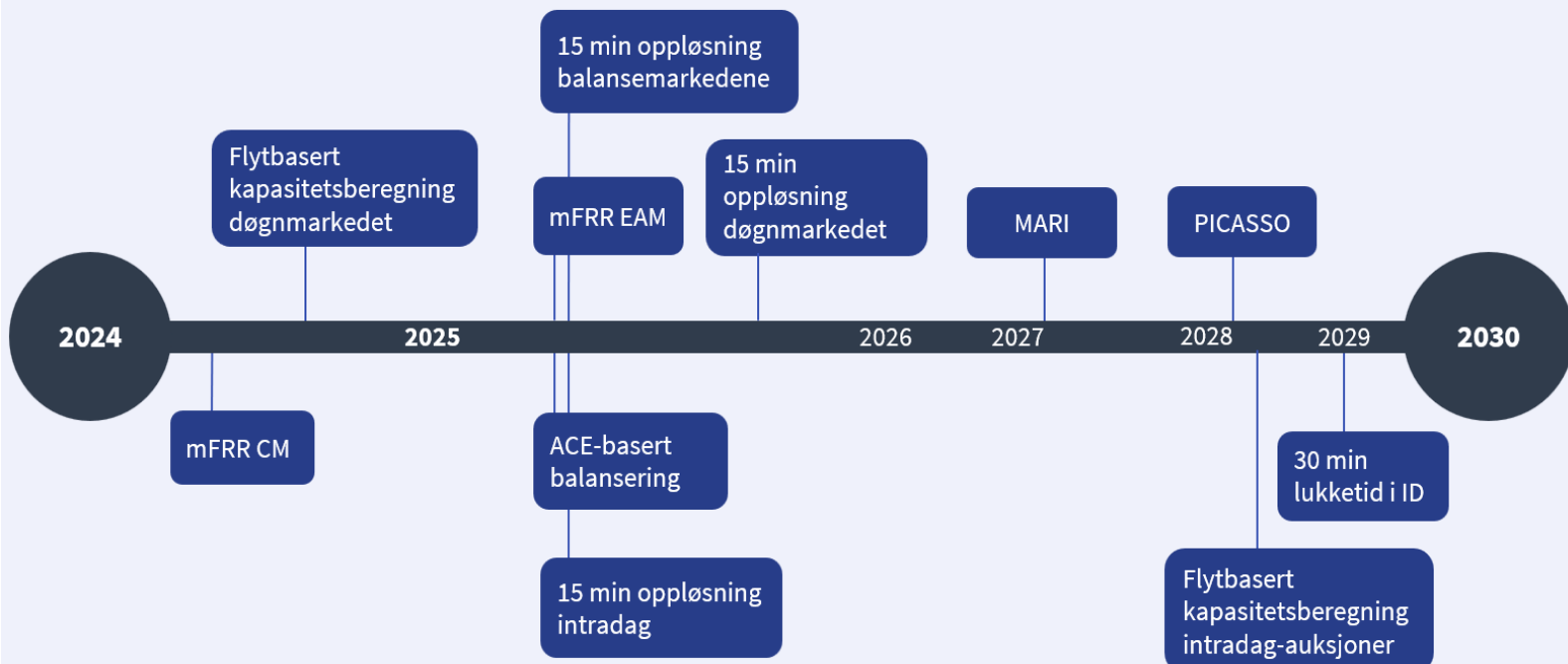
Samtidig er en stadig større del av kraftproduksjonen i Europa basert på væravhengige energikilder som vind- og solkraft. Disse produksjonsformene varierer med værforholdene og gir en mer uforutsigbar og variabel produksjon sammenlignet med tradisjonell vannkraft og termisk kraft. I tillegg har økt kraftutveksling mellom land og regioner også bidratt til å endre de tradisjonelle flytmønstrene i kraftnettet. Dette medfører et større behov for fleksibilitet i kraftsystemet, inkludert fleksible ressurser og en mer aktiv systemdrift med et behov for raskere og hyppigere respons fra både markedsaktører og systemansvarlig.

Samlet gir dette et økt behov for å etablere automatiserte systemer og prosesser for å håndtere kompleksiteten i kraftsystemet på en effektiv og sikker måte, i tillegg til økt behov for systemtjenester for spennings- og frekvensregulering. Et eksempel på dette er innføring av en mer presis og automatisert, områdevis balansering, fra og med mars 2025.

For å kunne håndtere de større og raskere endringene i produksjon, forbruk og utveksling, er det i løpet av 2025 innført en finere tidsoppløsning i kraftmarkedene, fra 60 minutter til 15 minutters tidsoppløsning i både balanse-, intradag- og døgnmarkedet. Den finere tidsoppløsningen legger til rette for at produksjon, forbruk og utveksling planlegges i balanse per kvarter istedenfor per time. Dette bidrar til å redusere kraftsystemets ubalanser. I tillegg reduseres ubalanser som oppstår som følge av endringer i utvekslingen på utenlandsforbindelene. Den finere tidsoppløsningen i markedene bidrar dermed til både økt driftssikkerhet og effektivitet i kraftsystemet.

Kraftnettet er en knapp ressurs. Kraftnett er dyrt å bygge og betales over nettleia til næringslivet og husholdningene. Utbyggingsprosessene for nytt kraftnett er kompliserte og tidkrevende, de medfører naturinngrep og kan enkelte ganger også være konfliktfylte. Samlet peker dette mot viktigheten av å utnytte det eksisterende kraftnettet effektivt. Et viktig tiltak i denne sammenheng er innføring av flytbasert kapasitetsberegning fra og med oktober 2024. Formålet med flytbasert kapasitetsberegning er å optimere bruken av kraftnettet gjennom en mer presis representasjon av nettet og begrensningene som ligger i det. Det gir grunnlag for bedre utnyttelse av den eksisterende nettkapasiteten.

Endringene i systemdriften og kraftmarkedene er innført for å understøtte denne utviklingen. I 2024 og 2025 har vi sett implementeringen av endringene som er illustrert i Figur 1.



Figur 1: Oversikt over innførte og kommende endringer i systemdriften og kraftmarkedene mellom 2024 og 2030.

2025 har vært et år med flere store avbrudd og hendelser i kraftsystemet i Norge og Europa. Det har vært et omfattende nettsammenbrudd i Spania og Portugal, skader på nettanlegg i Tyskland og på HVDC-forbindelser i Finland, samt økt bruk av cyberangrep mot det europeiske kraftsystem. I tillegg har ekstremværhendelser som stormen Amy truffet det norske kraftsystemet hardt og syklonen Kristin medførte omfattende og langvarige avbrudd i Portugal. Dette tydeliggjør at kraftsystemet står overfor økende utfordringer. Driften av

kraftsystemet vil måtte forholde seg til økende trusler fra ekstremvær og sabotasje, i tillegg til å håndtere en omfattende omstilling av kraftsystemet.

I de neste kapitlene i del 1 av rapporten beskriver vi nærmere noen av endringene i systemdriften og markedene i 2024 og 2025 og effekten av disse endringene. Det blir også beskrevet nærmere om leveringspåliteligheten og om arbeid med spenningskvalitet og kraftsystemstabilitet.

Automatisert balansering ble innført i mars 2025

ET NYTT AUTOMATISERT AKTIVERINGSMARKED FOR MFRR

Den 4. mars 2025 skjedde en av de største endringene i kraftmarkedene på lang tid, da et nytt automatisert og områdebasert aktiveringsmarked for reserven mFRR ble satt i drift i Norden. Endringen medførte en fundamental endring i hvordan balanseringen i Norden gjennomføres.

Hva er reserver?

Reserver brukes til å kunne justere innmating og/eller uttak av effekt i kraftsystemet for å holde det i balanse. Systemansvarlig anskaffer en viss mengde reserver i forkant av drift, som de kan aktivere dersom det oppstår ubalanser i driften. Det finnes ulike typer reserver, som aktiveres med ulik respons (hurtig til saktere):

- FFR (raske frekvensreserver)
- FCR (frekvensreguleringsreserve)
- aFRR (automatisk frekvensgjenopprettingsreserve)
- mFRR (manuell frekvensgjenopprettingsreserve)

Tidligere har balanseringen av det nordiske kraftsystemet i all hovedsak vært basert på manuelle prosesser fra systemoperatørens landssentraler. Den nye automatiske balanseringen innebærer isteden at valg om aktivering av mFRR foregår automatisk via en felles nordisk algoritme, under kontroll av de ulike systemoperatørene.

Mens balanseringen tidligere tok utgangspunkt i å holde frekvensen i hele det nordiske synkronområdet stabilt rundt 50 Hz, er målet i det nye automatiske markedet å opprettholde kraftbalansen i hvert enkelt budområde, hensyntatt muligheten for utveksling mellom de ulike budområdene. Dette bidrar samtidig til å sikre den samlede balansen og en frekvens stabilt rundt 50 Hz. Siden den områdebaserte balanseringen måler og baserer seg på ubalansen i hvert

enkelt budområde, bidrar dette til å synliggjøre hvor i kraftsystemet det er størst ubalanser og kostnadene ved disse.

Hva er balanseenergi?

Statnett aktiverer reserver for å frigjøre balanseenergi for å opprettholde balansen i kraftsystemet. Statnett aktiverer balanseenergi fra mFRR via et felles nordisk aktiveringsmarked, kalt mFRR EAM. I dette markedet kan markedsaktører som er prekvalifisert for å levere mFRR legge inn bud av balanseenergi for opp- og nedregulering, til en pris som reflekterer markedsaktørens kostnader for endring av produksjon eller forbruk. Statnett benytter i tillegg balanseenergi fra andre typer raskere reserver, slik som aFRR og FCR.

Automatisert balansering var også en forutsetning for å kunne endre tidsoppløsningen i kraftmarkedene fra 60 minutter til 15 minutter. Denne ble endret i både balansemarkedene og intradagmarkedet i løpet av mars 2025 og i døgnmarkedet fra oktober 2025. Den finere tidsoppløsningen gir markedsaktører og systemansvarlig muligheter og insentiver for å planlegge produksjon, forbruk og utveksling i balanse per kvarter istedenfor per time. Dette bidrar til å redusere kraftsystemets ubalanser, som følge av at endringer i produksjon i større grad samsvarer med endringer i forbruksmønstre. I tillegg reduseres ubalanser som oppstår som følge av endringer i utvekslingen på utenlandsforbindelene. Den finere tidsoppløsning i markedene bidrar dermed til både økt driftssikkerhet og effektivitet i kraftsystemet.

Overgangen til en automatisert og områdebasert balansering er en nødvendig modernisering for å opprettholde en effektiv og sikker drift i et kraftsystem med en stadig

større andel variabel fornybar energi og økt utveksling mellom land og regioner. Overgangen er også nødvendig for en videre europeisk integrasjon av balansemarkedene, via de felleseuropeiske balanseplattformene for utveksling av mFRR og aFRR balanseenergi, kalt MARI og PICASSO. Den automatiserte balanseringen og redusert tidsoppløsning legger også til rette for at teknologier slik som batterier og forbruk i større grad kan delta i balansemarkedene. Dette er viktige tiltak for sikre kraftsystemet tilgang til mer fleksibilitet og dermed forbedre likviditeten i disse markedene. Dette vil bidra til å kostnadene lavere over tid.

Flere store endringer på relativt kort tid i både markedsløsninger og driftssystemer, medfører at både markedsaktører og systemansvarlig må tilpasse og videreutvikle sine prosesser og interne systemer. Etter oppstarten av den automatiserte balanseringen har systemansvarlig løpende gjennomført tilpasninger for å forbedre effektiviteten og driftssikkerheten i balanseringen. Markedsaktørene har også gjort tilpasninger og likviditeten har blitt noe bedret. Selv om det allerede er gjort tilpasninger, er det trolig fortsatt et potensial for systemansvarlig å videreutvikle den automatiserte balanseringen for å finne den riktige avveiningen mellom driftssikkerhet på den ene siden og effektivitet på den andre siden.

DEN AUTOMATISERTE BALANSERENGEN HAR HATT FLERE EFFEKTER

Overgangen til automatisert balansering har hatt flere effekter for systemdriften og markedsaktører. Her vil vi gå nærmere inn på utviklingen i frekvenskvalitet, priser i aktiveringsmarkedet for mFRR og ubalansepriser gjennom 2025.

Frekvenskvaliteten har blitt bedre

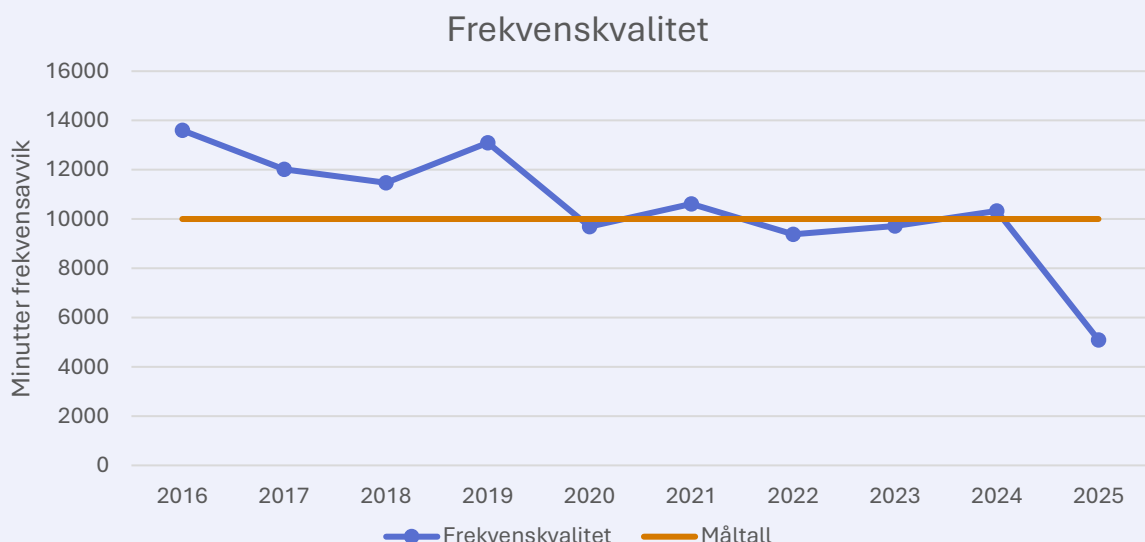
Innføring av automatisert balansering og overgangen til en tidsoppløsning på 15 minutter har bidratt til en betydelig forbedring i frekvenskvaliteten i det nordiske synkronområdet.

Hva er frekvens?

Frekvens er et mål på balansen i kraftsystemet. I det nordiske synkronområdet skal frekvensen normalt holdes innenfor $50 \pm 0,1$ Hz. Frekvens utenfor dette intervallet betegnes som frekvensavvik, og de nordiske systemoperatørene har et måltall for akseptabelt frekvensavvik på 10 000 minutter i løpet av ett år, som betegnes som normalfrekvensbåndet.

Mens det i 2024 var et avvik på 10 330 minutter utenfor normalfrekvensbåndet, ble dette i 2025 mer enn halvert til 5094 minutter. Figur 2 viser utviklingen i frekvenskvalitet de siste ti årene, og illustrerer den betydelige forbedringen i 2025 sammenlignet med de tidligere årene.

Figur 2: Frekvenskvalitet representert som antall minutter utenfor normalfrekvensbåndet, fra 2016 til 2025



Både den automatiserte balanseringen og 15 minutters tidsoppløsning bidrar til den forbedrede frekvensen. Den automatiserte og områdevis balanseringen legger til rette for en mer presis balansering. Den reduserte tidsoppløsningen gjør videre at planlegging av produksjon, forbruk og utveksling skjer mer i tråd med faktisk produksjon og forbruk. Den økte dimensjoneringen av reserver, som har medført mer innkjøp av reserver har trolig også medført at Statnett har hatt mer reserver tilgjengelig til å håndtere ubalanser når de oppstår.

Det har vært tidvis høye og volatile priser i aktiveringsmarkedet for mFRR

I aktiveringsmarkedet for mFRR aktiverer Statnett bud med balanseenergi for å dekke ubalanser som oppstår i driften. Ubalansene kan være i positiv eller negativ retning, det vil si at det er henholdsvis for mye eller for lite produksjon i systemet i forhold til forbruket. Hvis det er for lite produksjon i systemet, vil Statnett aktivere balanseenergi fra mFRR i positiv retning, som vil si aktivering slik at kraftverk øker produksjonen og sluttbrukere som deltar i markedet reduserer forbruk. I aktiveringsmarkedet for mFRR er det prisen av det dyreste aktiverte budet i det enkelte budområdet som fastsetter prisen på aktiveringene, såkalt marginalprising. Statnett fastsetter en mFRR-pris for både opp- og nedregulering, per driftskvarter.

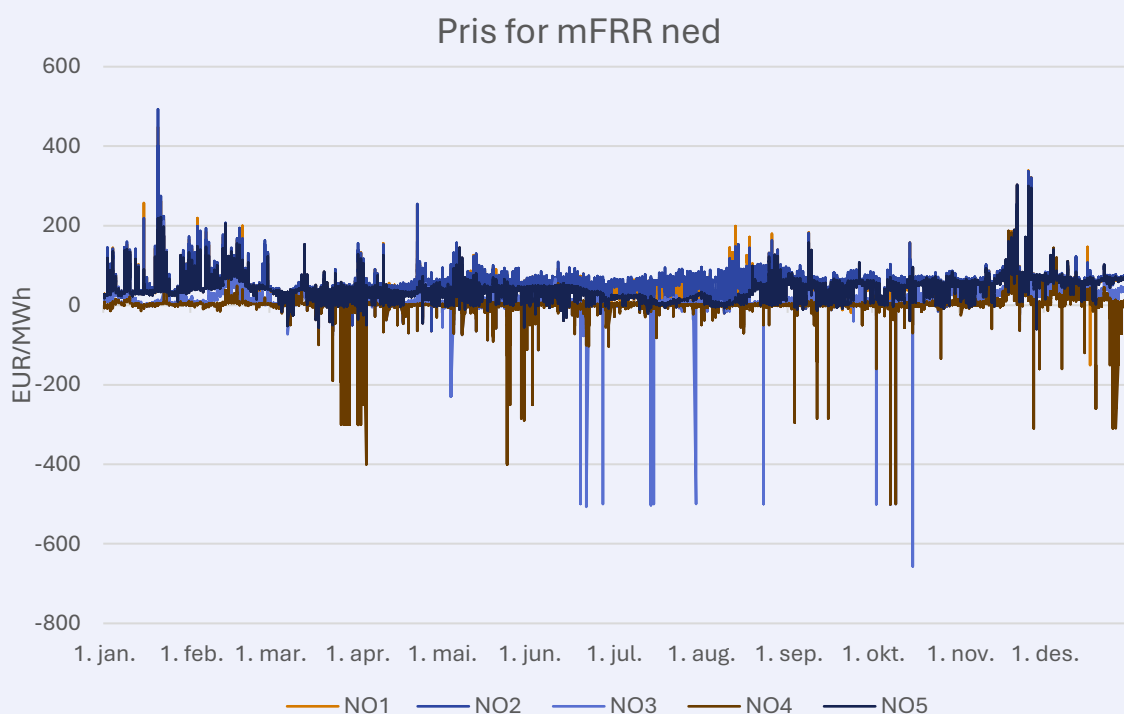
Pris for mFRR i nedreguleringsretning per kvarter er vist i Figur 3. Prisen for mFRR ligger stort sett rundt 50 EUR/MWh i de sørlige budområdene NO1 og NO2, og på et lavere nivå i de nordligste budområdene NO3 og NO4. NO3 og NO4 har samtidig også opplevd hyppigst tilfeller med negativ pris for mFRR og større prisspikere. Negative priser for mFRR henger ofte sammen med negative priser i spotmarkedet.

Figur 4 viser pris for mFRR per kvarter i oppreguleringsretning gjennom 2025. Stort sett kan man se at prisene ligger på et stabilt nivå godt under 100 EUR/MWh. Det har derimot vært enkelttilfeller av svært høye priser, spesielt i budområdene NO3 og NO4. Sett bort i fra disse pristoppene ligger disse budområdene stort sett på et gjennomsnittlig lavere prisnivå enn de sørlige budområdene NO1, NO2 og NO5.

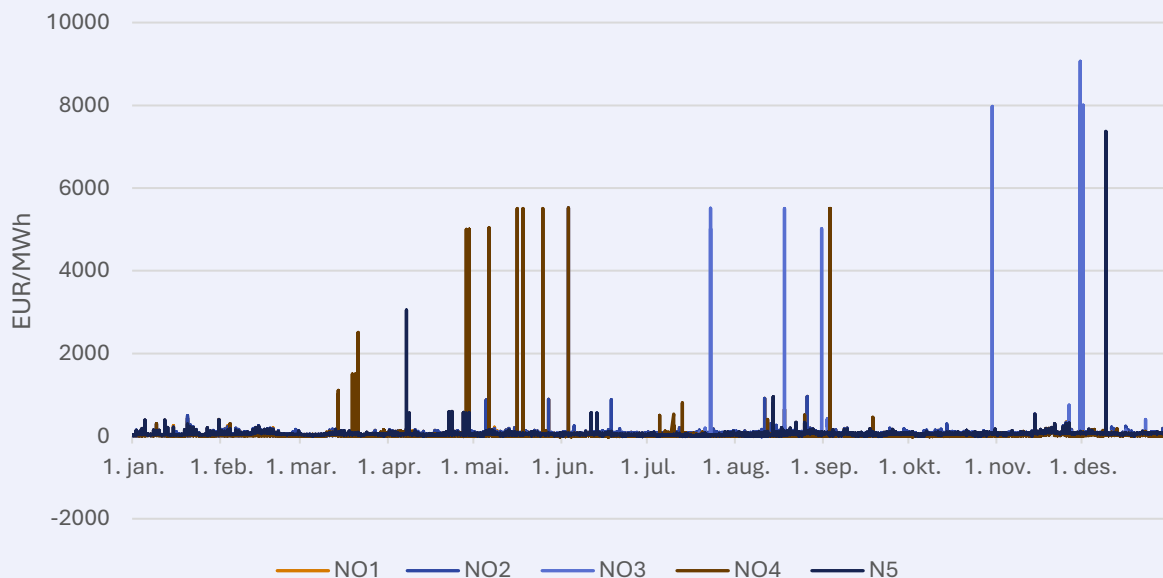
Ubalanseprisene gjennom 2025

Balanseansvarlige er økonomisk ansvarlig for de ubalansene de har, i form av for mye eller for lite produksjon eller forbruk sammenlignet med sine handelsposisjoner. Disse fysiske ubalansene avregnes i

Figur 3: Pris for mFRR i nedreguleringsretning per kvarter gjennom 2025 (Syspower, 2026)



Pris for mFRR opp



Figur 4: Pris for mFRR i oppreguleringsretning per kvarter gjennom 2025 (Syspower, 2026)

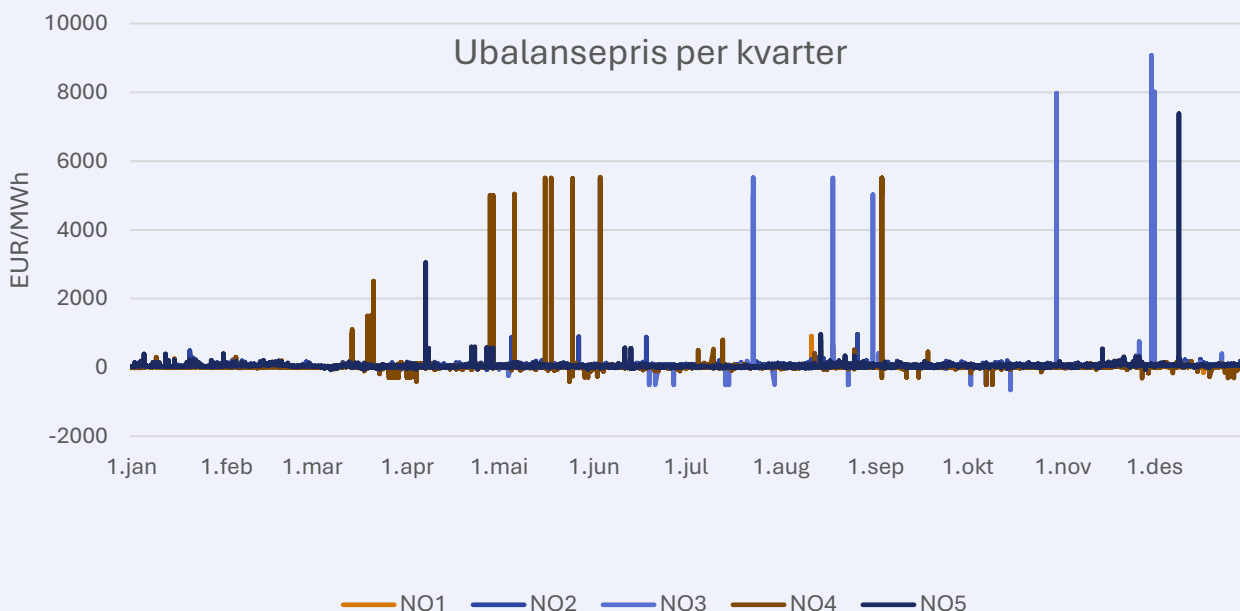
balanseavregningen, slik at det oppnås økonomisk balanse i kraftmarkedene.

De balanseansvarliges ubalanser avregnes til ubalanseprisen. Ubalanseprisen fastsettes i grove trekk basert på marginalprisen for aktivering av balanseenergi i den dominerende reguleringsretningen for ubalansene i de enkelte prisområdene. Ubalanseprisen reflekterer dermed kostnaden av å holde systemet i balanse. At det er et samsvar mellom prisen for de balanseansvarliges ubalanser og prisen Statnett betaler for å håndtere ubalansene i balansemarkedet, innebærer at de aktørene som påfører kraftsystemet ubalanser selv er med på å betale for disse. Dette gir balanseansvarlige incentiver til å redusere ubalansene.

Figur 5 viser ubalanseprisen per kvarter fordelt på hvert enkelt budområde gjennom 2025. Som man kan se av figuren, har det i enkelte kvarter forekommet ubalansepriser over 1 000 EUR/MWh i oppreguleringsretning. I nedreguleringsretning har ikke prisutslagene vært like store, men det har vært noen kvarter med priser på -200 EUR/MWh. Det er spesielt budområdene NO3 og NO4 som har hatt tilfeller av svært høye ubalansepriser i både opp- og nedreguleringsretning.

Totalt var det 84 kvarter i 2025 med en ubalansepris over 1 000 EUR/MWh, hvorav henholdsvis 27 og 54 av disse tilfellene var i budområdene NO3 og NO4.

Figur 5: Ubalansepris per kvarter gjennom 2025 fordelt på budområde



Figur 5 viser samtidig at i de aller fleste kvarter ligger ubalanseprisen på et langt lavere nivå. Den gjennomsnittlige ubalanseprisen i 2025 lå mellom 21 EUR/MWh til 61 EUR/MWh i alle de norske budområdene, slik vist i Tabell 1.

Tabell 1: Gjennomsnittlig ubalansepris i 2025 per budområde.

Budområde	Gjennomsnittlig ubalansepris i 2025, EUR/MWh
NO1	56,9
NO2	60,5
NO3	26,2
NO4	20,9
NO5	50,5

Årsaken til de svært høye ubalanseprisene er sammensatt. Gjennom 2024 og 2025 har det skjedd flere store endringer i kraftmarkedene og virkningene av disse endringene spiller trolig sammen. Overgangen til automatisert balansering innebar en stor endring for både Statnett og markedsaktørene. Statnett og de andre nordiske systemoperatørene har siden idriftsettelsen av mFRR EAM jobbet med å videreutvikle markedet basert på erfaringene de har gjort underveis. Flere justeringer har allerede blitt gjennomført, men det jobbes fortsatt med å videreutvikle markedet og Statnetts prosesser knyttet til dette.

Markedsaktørene har sannsynligvis behov for noe tid å tilpasse seg de endrede forutsetningene i markedet. For eksempel har den økte risikoen for høye ubalansekostander i enkeltkvarter medført et

sterkere insentiv til å unngå ubalanser. Dette kan igjen redusere tilfeller av ubalanser som Statnett som systemansvarlig må håndtere gjennom aktiveringer av balanseenergi, som til sist kan føre til reduserte tilfeller av slike tilfeller av svært høye priser. Økte priser for balanseenergi reflekterer at verdien av balansering har økt. Dette gir igjen insentiver til økt tilbud av fleksible balanseressurser, slik som fra f.eks. batterier.

RME mener det er viktig at de nordiske systemoperatørene fortsetter arbeidet med å videreutvikle sine felles markedsløsninger og driftsprosesser. Dette er nødvendig for å gjøre løsningene mer effektive, men også for å sikre en riktig avveining mellom driftssikkerhet og effektivitet.

I tillegg mener RME det er viktig at Statnett fortsetter arbeidet med å legge til rette for økt likviditet i balansemarkedene. RME vurderer særlig at å legge bedre til rette for adgang til balansemarkedene for teknologier som vindkraft, solkraft, batterier og forbruksressurser kan bidra til økt likviditet, og dermed også redusere de samlede kostnadene for å balansere kraftsystemet. Det pågår allerede tiltak og prosesser med mål om å sørge for dette, og det er etter RMEs vurdering behov for å prioritere dette arbeidet for å sikre videre fremdrift.

Erfaringer med flytbasert kapasitetsberegning

Alle nettelementer i kraftsystemet har fysiske begrensninger for hvor mye strøm som kan overføres på elementet. Disse begrensningene kalles «overføringskapasitet» og er effektgrenser som måles i MW. For å sikre at de fysiske kapasitetsbegrensningene overholdes i markedet, gjør Statnett og de øvrige nordiske systemansvarlige daglige kapasitetsberegninger for døgnet, intradagmarkedene og balansemarkedene. Kapasitetsberegningene bestemmer hvordan det fysiske kraftsystemet blir representert i kraftmarkedene ved å fastsette hvor mye av den fysiske kapasiteten på hvert av nettelementene som gjøres tilgjengelig for handel i kraftmarkedene når det er tatt høyde for nødvendige sikkerhetsmarginer. Dette omtales som handelskapasitet.

Den 29. oktober 2024 ble flytbasert kapasitetsberegning innført for døgnet, og 2025 ble derfor det første fulle året med flytbasert kapasitetsberegning.

Det eksisterende kraftsystemet bør alltid utnyttes så godt som mulig. Innføring av flytbasert kapasitetsberegning bidrar til dette gjennom kapasitetsbegrensninger som i større grad representerer de fysiske egenskapene til kraftnettet. I tillegg sikrer den nye metoden at alle de fire nordiske landene benytter samme, koordinerte praksis for fastsettelse av kapasitet. Dette kan bidra til en mer effektiv utnyttelse av det samlede nordiske kraftsystemet, til gjensidig nytte for alle de fire landene.

Tidligere ble handelskapasitetene fastsatt på budområdegrensene. Med flytbasert kapasitetsberegning lages i stedet en felles

nettmodell for hele det nordiske kraftsystemet, hvor de viktigste fysiske begrensningene i nettet er representert på nettelement-nivå som forklart i faktaboksen på neste side. Dette har gitt ny informasjon om de fysiske begrensningene, noe som har ført til nye mønstre i hvordan kraften flyter i nettet som følge av handel i døgnet.

Metoden for flytbasert kapasitetsberegning skal innføres for alle kraftmarkedene, men har så langt kun blitt innført for døgnet². Den fulle nytten av å innføre flytbasert kapasitetsberegning vil dermed ikke være realisert før metoden er innført i alle markedene. Likevel viser erfaringer fra 2025 at den fysiske overføringskapasiteten nå utnyttes bedre i døgnet. Eksempelvis har maksimumsverdien av markedsflyten fra nord til sør i Norden økt med 10 % etter innføring av flytbasert kapasitetsberegning sammenlignet med 2023. Dette bidrar til bedre ressursutnyttelse og økt samfunnsøkonomisk nytte. Resultatet tyder på at det er potensiale for bedre utnyttelse av det nordiske kraftsystemet ved å innføre flytbasert kapasitetsberegning i alle markeder.

Med resultater fra flere år med flytbasert kapasitetsberegning i døgnet vil effekten av endringen bli tydeligere. Det er også forventet at økt erfaring hos både systemansvarlig og markedsaktører vil føre til bedre prognoser. Prognoser brukes blant annet av markedsaktører til å lage driftsplaner og disponere over vannmagasiner, og av systemansvarlig til å fastsette kapasiteter. Bedre prognoser vil derfor føre til mer effektiv system- og ressursutnyttelse.

² Det er også innført flytbasert kapasitetsberegning for langsiktige tidsrammer (måned-før og året-før). Ettersom vi ikke har langsiktige transmisjonsrettigheter for norske budområder,

brukes ikke disse kapasitetene til handel, men som informasjon til aktører om kapasiteter frem i tid.

MINDRE KAPASITET TILGJENGELIG FOR INTRADAG- OG BALANSETIDSRAMMEN ETTER INNFØRINGEN AV FLYTBASERT

Så lenge flytbasert kapasitetsberegning ikke er innført i alle markeder må kapasiteten til intradagmarkedet og balansemarkedet oversettes fra flytbaserte kapasiteter, til såkalte «Available Transfer Capacity» (ATC)-kapasiteter, som er kapasitet tilgjengelig for hver budområdegrense. Denne omregningen medfører lavere tilgjengelig kapasitet i intradagmarkedet og balansemarkedet enn dersom flytbasert metode også var benyttet i disse markedene. Dette er illustrert i venstre del i Figur 6. Her vises det at ATC-domenet alltid vil være mindre enn flytbasertdomenet for tilsvarende nettbegrensninger.

I tillegg er det slik at dersom man har havnet i et hjørnepunkt av flytbasertdomenet etter markedsklareringen for døgnmarkedet (en optimal løsning), vil det kunne bli svært lite ATC-kapasitet tilgjengelig for enkelte budområder fordi ATC-domenet blir veldig begrenset. Dette blir gjerne omtalt som at

budområdet er i en «innelåst» situasjon fordi det er liten mulighet til å handle i import- og/eller eksportretning. Dette fenomenet er illustrert i Figur 6 (høyre del) hvor det røde krysset viser at markedsresultatet fra døgnmarkedet havnet i et hjørnepunkt av flytbasertdomenet.

Innføringen av flytbasert kapasitetsberegning i døgnmarkedet og omregningen til ATC-kapasiteter for intradagmarkedet har ført til endringer i tilgjengelig kapasitet i intradag for de ulike budområdene i Norge og resten av Norden. Noen budområder i Norge, slik som NO1, NO5 og NO4, ser en større nedgang i tilgjengelig kapasitet, mens andre budområder ikke er påvirket i like stor grad.

Tall for akkumulert handel i intradag per år viser imidlertid at handelsvolumet i de norske budområdene generelt er lavt i forhold til akkumulert tilgjengelig kapasitet i intradag. Dette gjelder både før og etter innføringen av flytbasert i døgnmarkedet og

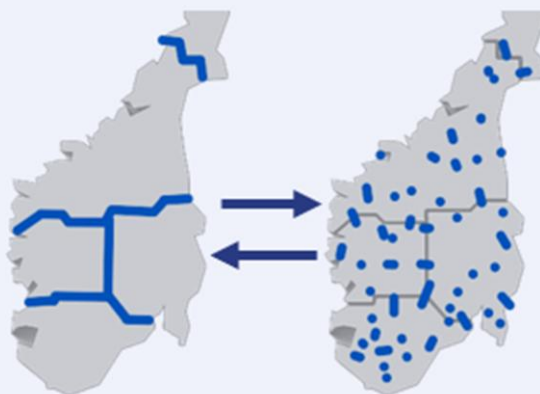
Begrepsforklaringer for kapasiteter

ATC står for “Available Transfer Capacity” og definerer kapasiteten mellom to budområder, som gjøres tilgjengelig for markedet.

Flytbasertkapasiteter oppgis på et annet format enn ATC- kapasiteter. I stedet for å oppgi kapasiteter for hver budområdegrense, oppgis kapasitetene gjennom to sentrale parametere:

- tilgjengelig kapasitet for handel på de enkelte nettelementene i strømmettet, og
- en lineær nettmodell som beskriver hvordan kraftflyten fordeler seg på de enkelte nettelementene.

Forskjellen mellom ATC-kapasiteter og kapasiteter på flytbasertformat er illustrert i figuren under (ATC-kapasiteter til venstre og flytbasertkapasiteter til høyre). De blå strekene viser at med ATC blir kapasiteter gitt på budområdegrenser, mens de med flytbasert blir gitt for utvalgte elementer i nettet. Bildet til høyre viser at ved flytbasert metode får man en mer presis representasjon av de faktiske begrensningene i strømmettet, men at det til gjengjeld blir mange flere verdier som beskriver den tilgjengelige kapasiteten.



omregningen til ATC-kapasiteter i intradagmarkedet. Det betyr at i mange tilfeller går mye av kapasiteten som frigis til intradagmarkedene videre til balansetidsrammen. Utvikling i tilgjengelig kapasitet i intradagmarkedet samt utvikling i intradaghandel før og etter innføringen av flytbasert drøftes nærmere i kapittel 6.4.

Den langsiktige løsningen for å bedre tilgjengelig kapasitet til intradag- og balansemarkedene er å innføre flytbasert kapasitetsberegning i disse markedene. Da vil man unngå å miste kapasiteten som går tapt ved at man må oversette flytbasertdomenet til et ATC-domene. På europeisk og nordisk nivå planlegges det at flytbasert kapasitetsberegning kan implementeres i intradagauksjonene mot starten av 2028, noe som forventes å bidra til mer kapasitet i intradagmarkedet. Det foreligger imidlertid ingen konkret plan for når man kan få flytbasert i intradag kontinuerlig handel eller i balansemarkedene.

MARKEDSAKTØRER SER UTFORDRINGER MED TILGJENGELIG INFORMASJON

Mange markedsaktører har uttalt at tilpasning av prognosemodeller til flytbaserte kapasiteter er krevende. Dette skyldes blant annet at flytbasertdomenet endrer seg fra dag til dag og publiseres så nærme lukketid for døgnet som det er utfordrende for

aktører å tilpasse prognoser og driftsplaner. Etter implementeringen av flytbasert kapasitetsberegning i døgnet har aktører også pekt på at informasjon om kapasiteter frem i tid er mangelfull.

Aktører har derfor etterspurt mer informasjon fra systemoperatørene på et tidligere tidspunkt og uttrykt behov for økt transparens. I 2026 har flere tiltak blitt iverksatt for å øke informasjonsdeling. Disse tiltakene omfatter blant annet publisering av prognoser for kapasiteter frem i tid. Videre planlegges det at markedsmeldinger, som informerer om endringer i tilgjengelig kapasitet, for eksempel grunnet feil i nettet eller utilgjengelig kapasitet på grunn av planlagt vedlikehold, blir publisert på flytbasertformat.

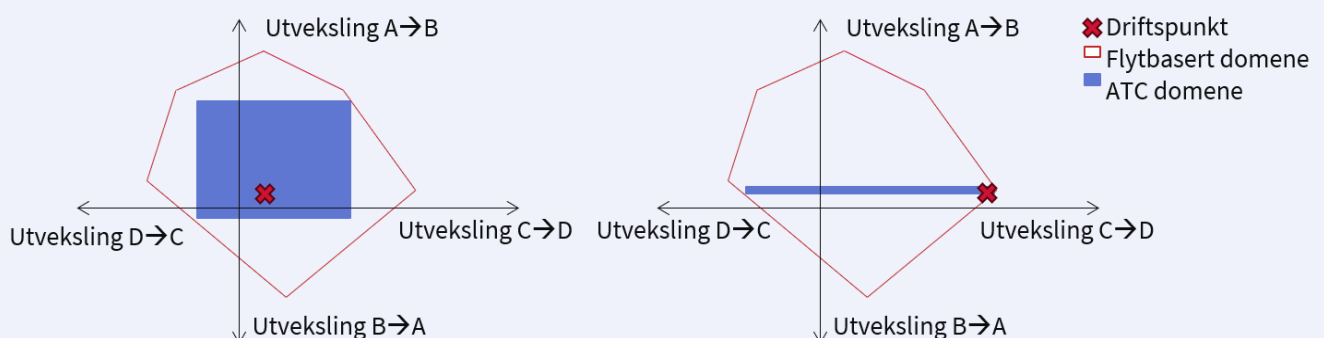
RME vurderer at tiltakene for økt informasjonsdeling mellom systemoperatører og markedsaktører, som innføres 2026, vil kunne bidra til bedre prognoser og driftsplaner.

FORBEDRING AV PROGNOSE I KAPASITETSFASTSETTELSEN

I kapasitetsfastsettelsen inngår flere prognoser og antakelser om produksjon, forbruk og nettoposisjoner. Disse prognosene er vesentlige for hvor mye overføringskapasitet som gjøres tilgjengelig for markedet (RAM). For eksempel kan en

Figur 6: Illustrasjon av oversettelse fra flytbasert- til ATC-kapasitetsdomene basert på et todimensjonalt eksempel med fire områder: A, B, C og D.

Figuren viser at ATC-domenet i et to-dimensjonalt eksempel alltid vil være rektangulært siden kapasitetsberegningene for utveksling mellom to områder er en effektgrense målt i MW. Flytbasert-domenet derimot kan ha mange forskjellige former, og begrensningene for utveksling er avhengig av flere faktorer som ikke kan måles som en enkel effektgrense. ATC-domenet vil ikke være større enn flytbasert-domenet, og det rektangulære domenet må være innenfor det flerdimensjonale flytbasert-domenet. I figuren fører dette til at arealet mellom det røde flytbasert-domenet og det blå ATC-domenet representerer kapasitet som ikke blir tilgjengelig for handel.



antakelse om høy produksjon i et område bidra til lavere tilgjengelig overføringskapasitet til markedet. Dersom prognosene avviker fra faktisk forbruk, produksjon eller utveksling i driftsøyeblikket, kan det gi en mindre effektiv utnyttelse av nettet.

RME mener at det er viktig at TSOene fortsatt jobber med forbedring av prognosene slik at forutsetningene for kapasitetsfastsettelsen i større grad samsvarer med de faktiske forholdene. Det bør også vurderes løsninger som reduserer konsekvensene av prognosefeil i døgnet.

Økte systemdriftskostnader

Systemdriftskostnadene har økt betydelig de siste årene, og økte igjen ytterligere i 2025. 2025 har vært et spesielt år, med implementeringen av flytbasert kapasitetsberegning, automatisert balansering og dynamisk dimensjonering av reserver. Økningen i systemdriftskostnader henger tett sammen med disse endringene.

Hva er systemdriftskostnader?

Systemdriftskostnader er kostnader knyttet til bruk av systemtjenester for å sikre at kraftsystemet holdes i balanse til enhver tid. Dette omfatter blant annet innkjøp av reserver til balansering, spesialregulering og flaskehalshåndtering.

I 2025 utgjorde de totale systemdriftskostnadene 6,10 milliarder kroner. Dette er en økning på 54 prosent fra 2024, da kostnadene var 3,96 milliarder kroner. Brorparten av kostnadene for begge

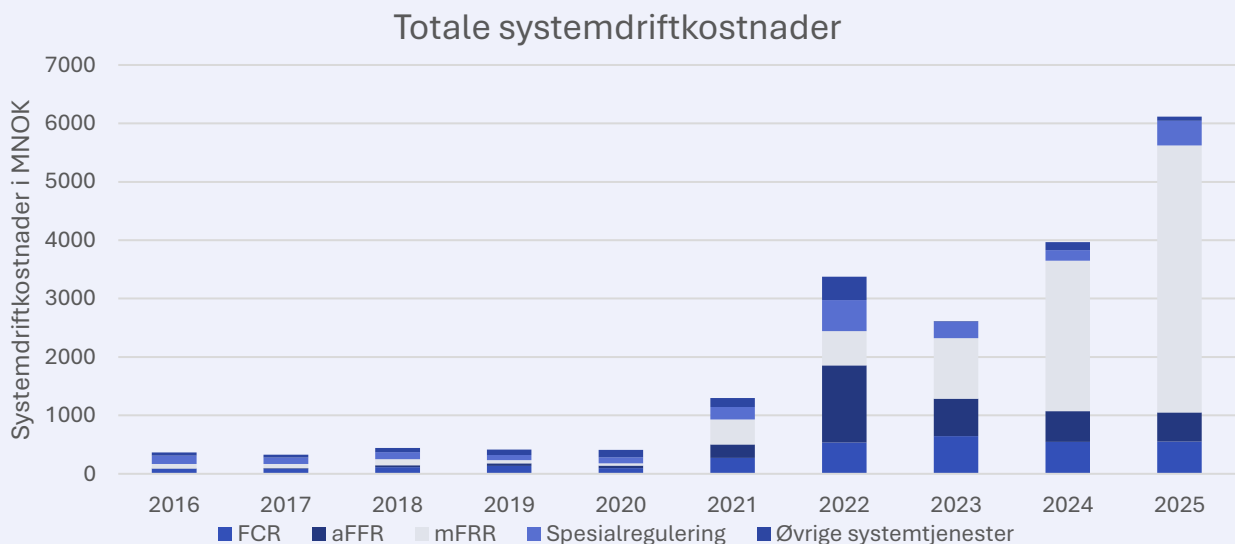
årene er knyttet til anskaffelser i kapasitetsmarkedet for mFRR. Disse utgjorde i 2024 2,57 milliarder kroner, mens kostnadene i 2025 økte til 4,57 milliarder kroner. Anskaffet volum i kapasitetsmarkedet for mFRR var 17,69 TWh i 2024, mens det var 27,29 TWh i 2025. Det er en betydelig økning i volum på 54 prosent.

DIMENSJONERING OG KAPASITETSMARKEDET FOR MFRR

Kapasitetsmarkedet for mFRR er et opsjonsmarked, hvor Statnett betaler for at aktører stiller kapasitet tilgjengelig i aktiveringsmarkedet for mFRR. Kostnadene for anskaffelsen i kapasitetsmarkedet for mFRR er én av systemdriftskostnadene, og finansieres i hovedsak via nett-tariffen til produsenter og forbruk.

Statnett sin dimensjonering handler om å sikre nok reserver til å håndtere ubalanser og større utfall i kraftsystemet til enhver tid.

Figur 7: Totale systemdriftskostnader for perioden 2016-2025.



Dette oppfyller Statnett blant annet gjennom å anskaffe reserver i kapasitetsmarkedet for mFRR.

Den 12. februar 2025 begynte Statnett med såkalt «dynamisk dimensjonering» av mFRR. I motsetning til såkalt «statisk dimensjonering», så tilpasser dynamisk dimensjonering behovet for reserver (oppregulering og nedregulering) over tid basert på prognoser tilpasset kraftsituasjonen.

Prognosene skal ta høyde for flere faktorer, som bl.a. det største utfallet per budområde, forventede normale ubalanser, tilgjengelig overføringskapasitet mellom budområdene og antatte frivillige bud fra markedsaktørene i aktiveringsmarkedet for mFRR. Totalt sett gir det systemansvarlig en indikator på reservebehovet i de ulike budområdene og hvor mye reserver som bør anskaffes i kapasitetsmarkedet for mFRR.

Prognosene som ligger til grunn for Statnetts dynamiske dimensjonering har gradvis blitt justert og forbedret etter innføringen. I juni 2025, endret og forbedret Statnett verktøyet for å fastsette prognoser for frivillig bud tilgjengelige i aktiveringsmarkedet for mFRR. Dette førte til en betydelig reduksjon av Statnetts anskaffelser i kapasitetsmarkedet for mFRR, som følge av at de forbedrede prognosene med høyere sikkerhet kunne anta tilgangen på bud i aktiveringsmarkedet,

uten anskaffelser i kapasitetsmarkedet.

RME vurderer at innføring av dynamisk dimensjonering i prinsippet er en positiv endring, som følge av at en mer presis vurdering av reservebehovet kan føre til en mer korrekt anskaffelse. Erfaringene har samtidig vist at et slikt verktøy ikke nødvendigvis er mer effektiv enn prognosene de baseres seg på, og at det er nødvendig at Statnett fortsetter med å forbedre prognosene slik at den resulterende anskaffelsen av reserver ikke blir høyere eller lavere enn ønskelig.

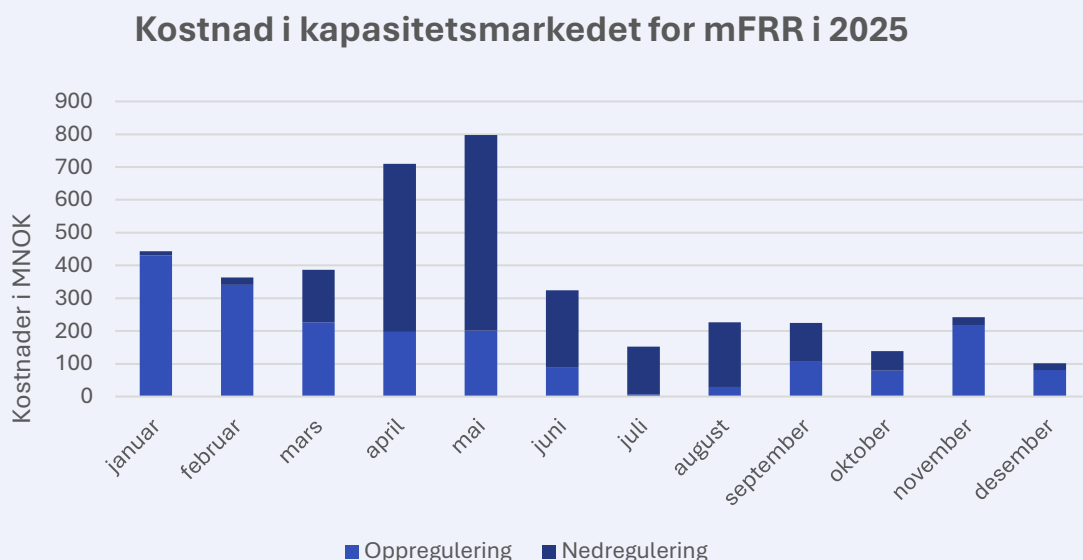
KOSTNADER I KAPASITETSMARKEDET FOR MFRR

Figur 8 viser at kostnadene for anskaffelser i kapasitetsmarkedet for mFRR har vært høye i 2025, men at det vært særlig høye kostnader i månedene april og mai.

Det er flere faktorer og drivere som kan bidra til å forklare kostnadsutviklingen i kapasitetsmarkedet for mFRR, og den viktigste faktoren er at Statnett har økt anskaffelsen.

Året 2025 var spesielt med tanke på overgangen til automatisk balansering. Statnett begynte stegvis å øke anskaffelsen av reserver frem mot overgangen til automatisert balansering i mars, med formål å sikre tilstrekkelig tilgang til reserver ved overgangen. I månedene etter overgangen til

Figur 8: Kostnader for innkjøpt volum i kapasitetsmarkedet for mFRR per måned i 2025



automatisert balansering, anskaffet systemansvarlig svært stort volum i kapasitetsmarkedet for mFRR. Statnett har begrunnet beslutningen om å øke anskaffelsen med at de ønsket å være trygge på at overgangen til et nytt balanseringssystem ikke gikk utover driftssikkerheten. Det er særlig for månedene april og mai, hvor vi ser svært høye kostnader som følge av denne beslutningen. Etter innføring av forbedret prognose for tilgjengelige bud i aktiveringsmarkedet for mFRR i juni, kan man derimot se av Figur 8 at kostnadene påfølgende måneder ble redusert.

En annen faktor som har påvirket behovet for anskaffelser og dermed kostnadene, er begrenset overføringskapasitet i balansemarkedet for å utveksle reserver mellom budområdene. Overgangen til automatisk balansering per budområde, innebærer at det kreves tilstrekkelig tilgang til balanseressurser i hvert enkelt budområde, eller tilgjengelig overføringskapasitet til å utveksle fra andre budområder. En utfordring i 2025 har vært lite tilgjengelig overføringskapasitet mellom flere av budområdene. Bakgrunnen for dette er at det i 2024 ble flytbasert kapasitetsfastsettelse innført i døgnetmarkedet. Dette har forbedret utnyttelsen av nettet i døgnetmarkedet, men har samtidig gitt mindre overføringskapasitet i både intradag- og balansemarkedet. Årsakene til dette er at disse markedene foreløpig ikke har samme metode for kapasitetsfastsettelse. Siden metodene er forskjellige, må kapasiteten «oversettes» fra flytbasert-format til ATC-format³. Dette fører ofte til begrenset overføringskapasitet tilgjengelig til både intradag- og balansemarkedet. For å sikre tilstrekkelig tilgang til mFRR i hvert enkelt budområde, har Statnett derfor økt anskaffelsen i kapasitetsmarkedet for mFRR.

Til sist bidrar trendene om en økende andel variabel kraftproduksjon i Norden og tilknytning av flere store HVDC-forbindelser til og fra Norden, til større og hyppigere endringer i kraftflyten som Statnett og de andre systemansvarlige må håndtere. Ett av virkemidlene for å håndtere dette er å øke anskaffelsen av reserver i kapasitetsmarkedet for mFRR.

RMES VURDERING

RME vurderer at økningen i de observerte systemdriftskostnadene henger tett sammen med Statnetts strategi om å øke anskaffelsen av reserver før innføringen av automatisk balansering i 2025. RME erkjenner at det i slike overgangsfaser kan oppstå ekstra kostnader til reserver, fordi kraftsystemet må være robust i en fase der nye rutiner, markeder og tekniske løsninger tas i bruk. Samtidig er vårt syn av Statnett burde ha lagt større vekt på å begrense økningen i systemdriftskostnadene for 2025.

I forbindelse med forberedelsene til innføring av flytbasert kapasitetsberegning og automatisk balansering er RMEs vurdering at Statnett valgte å anskaffe et større volum balansekapasitet enn det som trolig var nødvendig for å opprettholde en sikker systemdrift. At både anskaffelser og tilhørende kostnader ble betydelig redusert etter innføringen av et nytt prognoseverktøy for estimering av tilgjengelige frie bud i aktiveringsmarkedet for mFRR, er ett eksempel som indikerer at de samlede kostnadene kunne ha blitt vesentlig lavere dersom dette verktøyet hadde vært utviklet og tatt i bruk i forkant av de gjennomførte endringene.

I begynnelsen av 2026 fattet RME vedtak ovenfor Statnett i forbindelse med kostnadsdekning for systemkostnader fra perioden 2021-2024. Vår konklusjon var da at kostnadsvirkningen av systemansvarligs anskaffelsesstrategi i for liten grad har blitt

³ Dette er nærmere beskrevet i kapittel om «Erfaringer med flytbasert kapasitetsberegning».

vurdert av Statnett. Samtidig presiserte vi at det er viktig at Statnett holder fokus på å holde kostnader nede ved forbedring av prognoser, verktøy og systemer.

For å holde kostnadene ved drift av kraftsystemet på et lavt nivå, er det avgjørende at systemansvarlig kontinuerlig jobber med prosesser som er relevante for kostnadsutviklingen. Dette er særlig viktig i perioder preget av store endringer.

Statnett har over tid forbedret både prognoser, modeller og operative rutiner. Bedre grunnlag for planlegging og drift gjør det mulig å utnytte ressursene mer effektivt, noe som allerede har bidratt til lavere kostnader, og som antas å gi ytterligere gevinster fremover.

RME observerer i tillegg at det er relativt få aktører som tilbyr reserver og at likviditeten i enkelte områder er lav. Bakgrunnen for dette er sammensatt og avhenger i stor grad av den geografiske fordelingen av fleksible produksjonsressurser. De økte prisene for mFRR gjør det samtidig mer attraktivt å tilby mer balansekapasitet og balanseenergi, og gir også insentiv til markedsaktørene om å

reducere sine ubalanser. Disse effektene vil trolig bidra til å redusere kostnadene over tid.

Selv om overgangskostnadene forventes å avta, forventer RME at den samlede kostnaden ved drift av kraftsystemet trolig vil ligge på et vesentlig høyere nivå fremover enn det som var normalt i årene før 2020. En viktig årsak til dette er at kraftsystemene i både Norge, Norden og Europa gjennomgår store endringer. Økt andel variabel kraftproduksjon og reduksjon av tradisjonelle fleksible ressurser bidrar til at verdien av fleksibilitet øker. Over tid antas det at markedsaktører vil tilpasse seg markedsbehovet og at investere i ny fleksibilitet gjennom ulike teknologier.

Som følge av at Norge både er fysisk og markedsmessig integrert med resten av Norden og Europa, vil også prisen på balansetjenester kunne øke over tid. Dette vil kunne bidra til økt verdiskapning i Norge, men vil samtidig kunne øke kostnadene av å balansere kraftsystemet.

Leveringspåliteligheten ble svekket av ekstremvær

Kunder i Norge kan ikke forvente et kraftsystem helt uten avbrudd, men året 2025 skilte seg ut som et år med mange og lange avbrudd, sterkt påvirket av ekstremværet Amy. RME følger utviklingen i *leveringspåliteligheten*, som handler om hvor ofte og hvor lenge sluttbrukere er uten strøm.

Hva er et avbrudd?

Avbrudd er en tilstand hvor én eller flere sluttbrukere er uten strøm. Avbrudd deles inn i kortvarige avbrudd (mindre eller lik tre minutter) og langvarige avbrudd (lenger enn tre minutter).

RME PUBLISERER HVERT ÅR AVBRUDDSTATISTIKK

Nettselskapene må registrere alle avbrudd i kraftsystemet og rapportere disse løpende til systemansvarlig. Hvert år sender de også en egen årsrapport til RME.

RME publiserer en avbruddsstatistikk basert på disse dataene hvor vi presenterer flere standardiserte avbruddsindikatorer, brukt i store deler av Europa. Noen av de viktigste indikatorene som sier noe om hyppigheten og varigheten av avbrudd er:

- **SAIFI:** gjennomsnittlig antall avbrudd per sluttbruker
- **SAIDI:** gjennomsnittlig tid uten strøm per sluttbruker
- **CTAIDI:** gjennomsnittlig tid uten strøm per berørte sluttbruker (SAIDI fordelt på de som faktisk hadde avbrudd)
- **CAIDI:** gjennomsnittlig varighet per avbrudd.

I tillegg rapporterer Norge en indikator for hvor stor andel av energien som faktisk kom frem til sluttbrukerne, *leveringspåliteligheten*.

For hvert avbrudd beregner nettselskapene *ikke levert energi (ILE)*, altså den energimengden som ville vært levert dersom avbruddet ikke hadde skjedd. *Leveringspåliteligheten* beregnes ved å se på forholdet mellom total levert energi og summen av levert energi og ILE.

Nøkkeltall for leveringspåliteligheten i 2025:

Antall avbrudd: 12,5 millioner kortvarige og langvarige avbrudd

SAIFI - Gjennomsnittlig antall avbrudd per sluttbruker: 3,7 avbrudd

SAIDI - Gjennomsnittlig tid uten strøm per sluttbruker: 3 timer og 33 minutter

CTAIDI - Gjennomsnittlig tid uten strøm per sluttbruker berørt av langvarig avbrudd: 6 timer og 17 minutter

CAIDI - Gjennomsnittlig varighet per langvarig avbrudd: 1 time og 45 minutter

Ikke levert energi (ILE): 24 GWh

Levert energi: 134 TWh

Leveringspåliteligheten: 99,982 %

VARIGHETEN PÅ AVBRUDD FOR SLUTTBRUKERE VAR I SNITT DEN HØYESTE DE SISTE TI ÅRENE

Sluttbrukerne opplevde i snitt 3,7 avbrudd og var uten strøm 3 timer og 33 minutter i 2025, mens leveringspåliteligheten var på 99,982 %. Dermed var 2025 det året hvor kunder var lengst uten strøm de siste ti årene.

Figur 9 viser utviklingen for avbruddsindikatorene SAIDI, CTAIDI og CAIDI for langvarige avbrudd de siste ti årene gitt i timers varighet.

Alle tre indikatorene er på de høyeste de siste ti årene. Dette betyr at den gjennomsnittlige sluttbrukeren var uten strøm lengre enn tidligere år og at selve avbruddene varte lenger. Kunder som ble berørt av et langvarig avbrudd i 2025 var i snitt uten strøm 6 timer og 17 minutter. Dette er en stor økning fra tidligere år og betraktelig høyere enn 2018 med nest høyest verdi på 4 timer og 29 minutter. Årets verdier for SAIDI og CTAIDI er det høyeste siden 2011 da ekstremværet Dagmar traff Norge i desember. Varigheten per langvarig avbrudd, CAIDI, på 1 time og 45 minutter er det høyeste registrert etter 2010.

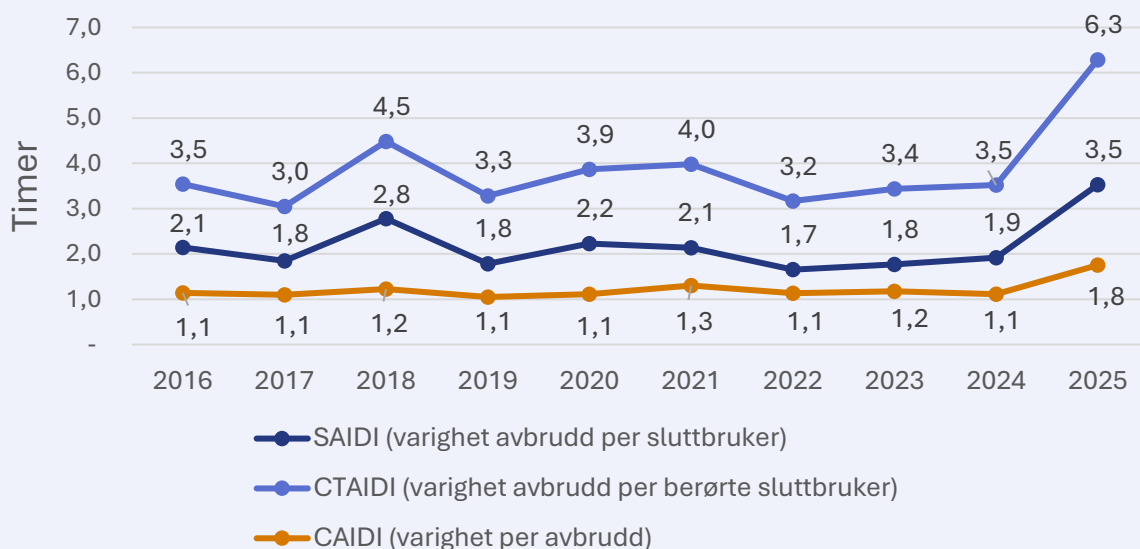
En medvirkende årsak til de høye tallene er ekstremværet Amy.

EKSTREMVÆRET AMY I OKTOBER 2025 FØRTE TIL STORE AVBRUDDSKONSEKVENSER OG SPESIELT LANGE AVBRUDD

Ekstremværet Amy inntraff 3. og 4. oktober 2025 og førte til store avbruddskonsekvenser, spesielt i Midt-Norge, på tvers av alle nettnivåene. Mange mistet strømmen under uværet og mange steder tok det lang tid å gjenopprette forsyningen.

I 2025 var det totalt 24 GWh elektrisk energi som ikke kom fram til sluttbrukerne, altså den ikke leverte energien (ILE). Figur 10 viser ILE fordelt per måned, og man kan se betydningen av ekstremværet Amy.

Det er tydelig fra figuren at oktober 2025 stod for den dominerende andelen av den tapte energien som følge av avbrudd. ILE i oktober utgjorde 38 % av total ILE i 2025, og perioden 3.–11. oktober 2025 (under ekstremværet og én uke etterpå) utgjorde 35 % av totalen.



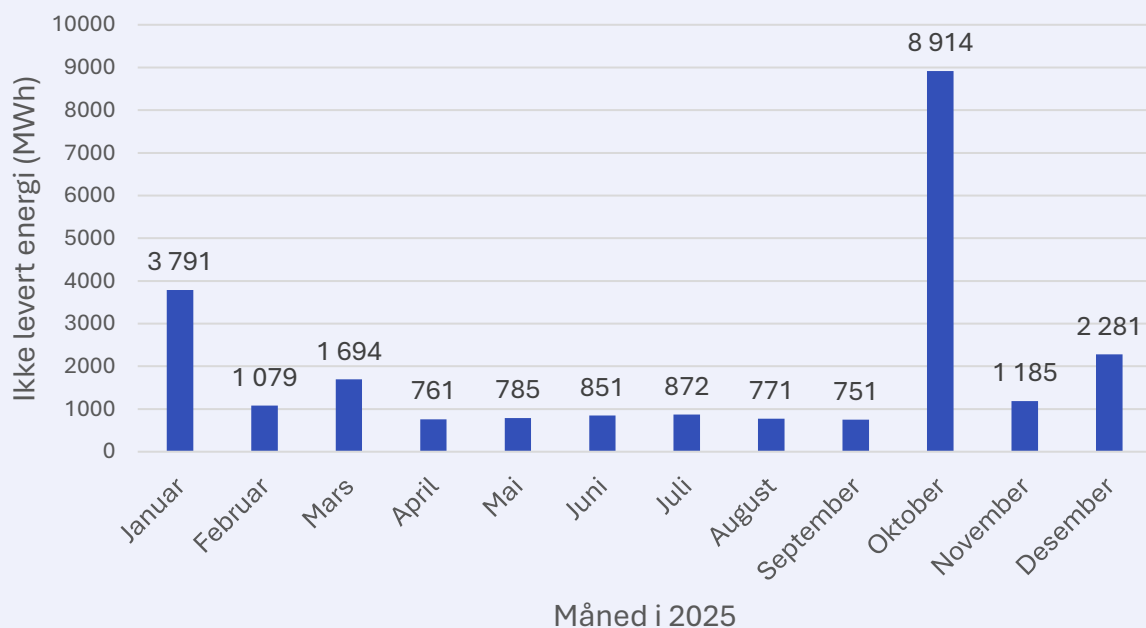
Figur 9: SAIDI, CTAIDI og CAIDI for langvarige avbrudd (mer enn tre minutter) fra 2019 til 2025. Data fra RMEs avbruddsstatistikk.

TRØNDELAG FYLKE BLE SPESIELT HARDT RAMMET AV AMY

Ekstremværet Amy gav spesielt store avbruddskonsekvenser for Trøndelag fylke. Trøndelag var det fylket i Norge som hadde mest ILE, flest avbrudd per sluttbruker og lengst varighet av avbrudd per sluttbruker i 2025. Fylket stod for 37 % av total ILE og 20 % av totalt antall avbrudd i 2025. Den gjennomsnittlige sluttbrukeren i Trøndelag var uten strøm i 11 timer og 23 minutter, betraktelig mer enn Telemark med nest lengst varighet med 5 timer og 53 minutter.

RME VIL FORTSETTE Å FØLGE OPP LEVERINGSPÅLITELIGHETEN

Året 2025 var et rekordår for varighet av avbrudd for sluttbrukerne sterkt påvirket av ekstremværet Amy. Det er vanskelig for nettselskaper å sikre seg helt mot avbrudd grunnet ekstremvær, men vi vil oppleve mer ekstreme værforhold fremover. Derfor vil det være særlig behov for å vedlikeholde nettet og gjøre forebyggende arbeid som linjerydding de kommende årene. Nettselskapene har også økonomiske insentiver for å minimere avbrudd gjennom KILE-ordningen⁴. For tilfeller hvor enkeltkunder opplever særlig lange eller mange avbrudd har RME også anledning til å pålegge nettselskapene å gjøre tiltak.



Figur 10: Ikke levert energi (ILE) i MWh fordelt per måned i 2025. Data fra Statnetts PQ-portal i Fosweb, hentet 26.3.2026

⁴ Les mer om [KILE-ordningen](#).

Spenningskvalitet og kraftsystemstabilitet

Systemansvarlig rapporterer at spenningskvaliteten i regional- og transmisjonsnettet i 2025 i de fleste deler av landet var god. Som tidligere år forekom det likevel perioder med redusert spenningskvalitet i noen få områder. Blant annet oppstod det en hendelse der mange kunder på Østlandet opplevde flimrer i belysningen der lav kortslutningsytelse i systemet ble identifisert som en medvirkende årsak⁵.

Fremover vil det være behov for å kartlegge om gjeldende funksjonalitet i kraftsystemet er tilstrekkelige for å sikre systemstabiliteten. Dette kan innebære endring av funksjonskrav, også med mulig tilbakevirkende kraft ved at nye krav også skal gjelde eksisterende anlegg. Det kan særlig være nødvendig å vurdere funksjonskravene til omformerbasert produksjon, som i mindre grad enn vannkraftverk bidrar til kortslutningsytelsen i kraftsystemet, samt for mindre produksjonsenheter tilknyttet distribusjonsnettene.

Videre er det nødvendig at viktig funksjonalitet i kraftsystemet testes. Dette gjelder blant annet testing av gjenoppretingsplaner, svartstart og overgang til separatdriftsområder, som er viktig for å opprettholde og gjenopprette forsyningen dersom driftsforstyrrelser skulle inntreffe. RME har sammen med NVE tatt initiativ til at Statnett utarbeider et planprogram for testing av svartstartsfunksjonalitet, gjenoppretingsplaner og separatdrift. RME vil følge opp dette arbeidet videre.

Det er systemansvarlig som er ansvarlig for å kartlegge behovet for eventuelle tiltak eller endringer av funksjonskrav. Forslag om endringer av funksjonskrav skal sendes på

offentlig høring og må godkjennes av RME. Enkelte endringer kan kreve forskriftsendringer og må da behandles av Energidepartementet.

Nettsammenbrudd i Spania og Portugal satte spenningskvalitet og kraftsystemstabilitet på agendaen

Den 28. april 2025 opplevde Spania og Portugal det største nettsammenbruddet i Europa på mer enn 20 år. Hendelsen førte til at store deler av befolkningen i begge landene var uten strøm i lang tid. Hendelsen har vært gjenstand for en rekke analyser, men det fremstår klart at sammenbruddet skyldtes et sammenfall av flere forhold som må sees i sammenheng, særlig knyttet til mangelfull spenningskontroll.

I 2026 publiserte NVE og RME en rapport som vurderte hendelsen i en norsk sammenheng. I rapporten ble det vurdert at det er svært usannsynlig at en tilsvarende landsdekkende hendelse kan inntreffe i Norge. Dette skyldes blant annet forskjeller i kraftsystemets oppbygning og driftsprinsipper.

Systemansvarlig har løftet opp problemer med økt reaktiv effektinnmating fra lavere spenningsnivåer til regional- og transmisjonsnettet til RME. Dette kan skape utfordringer for spenningsreguleringen ved at spenningen løftes på transmisjonsnettet og gjør reaktive reserver enda mer presset. Systemansvarlig ønsker derfor en mulighet til å tariffere reaktiv effektinnmating på lik måte som uttak kan tariffes.

RME ser at tariffing for uttak av reaktiv effekt har ført til at kunder og nettselskap gjør tiltak for å redusere uttaket. Vi ser samtidig at innmating av reaktiv effekt øker i

⁵ Se mer om hendelsen og hva kortslutningsytelse er i kapittel 9.1 i Del 2.



mange områder, og at det ikke er tilsvarende insentiver til å holde nivået på innmatet effekt nede. RME vil vurdere om det bør gjøres tiltak som reduserer innmating av reaktiv effekt til regional- og transmisjonsnettet.

RME ser det som viktig å følge opp spenningskvaliteten og kraftsystemstabiliteten i kraftsystemet og vi ser nå et behov for å få en enda bedre

oversikt over den overordnede tilstanden. I samarbeid med systemansvarlig arbeider vi med å etablere en referansegruppe for spenningskvalitet, med deltakelse fra relevante aktører. I år har vi også bedt systemansvarlig om mer data om spenningskvalitet. Dette ser vi som et startpunkt mot mer kontinuerlig rapportering på tilstanden for spenningskvalitet i det norske kraftsystemet.



DEL 2 - Detaljert om driften av kraftsystemet

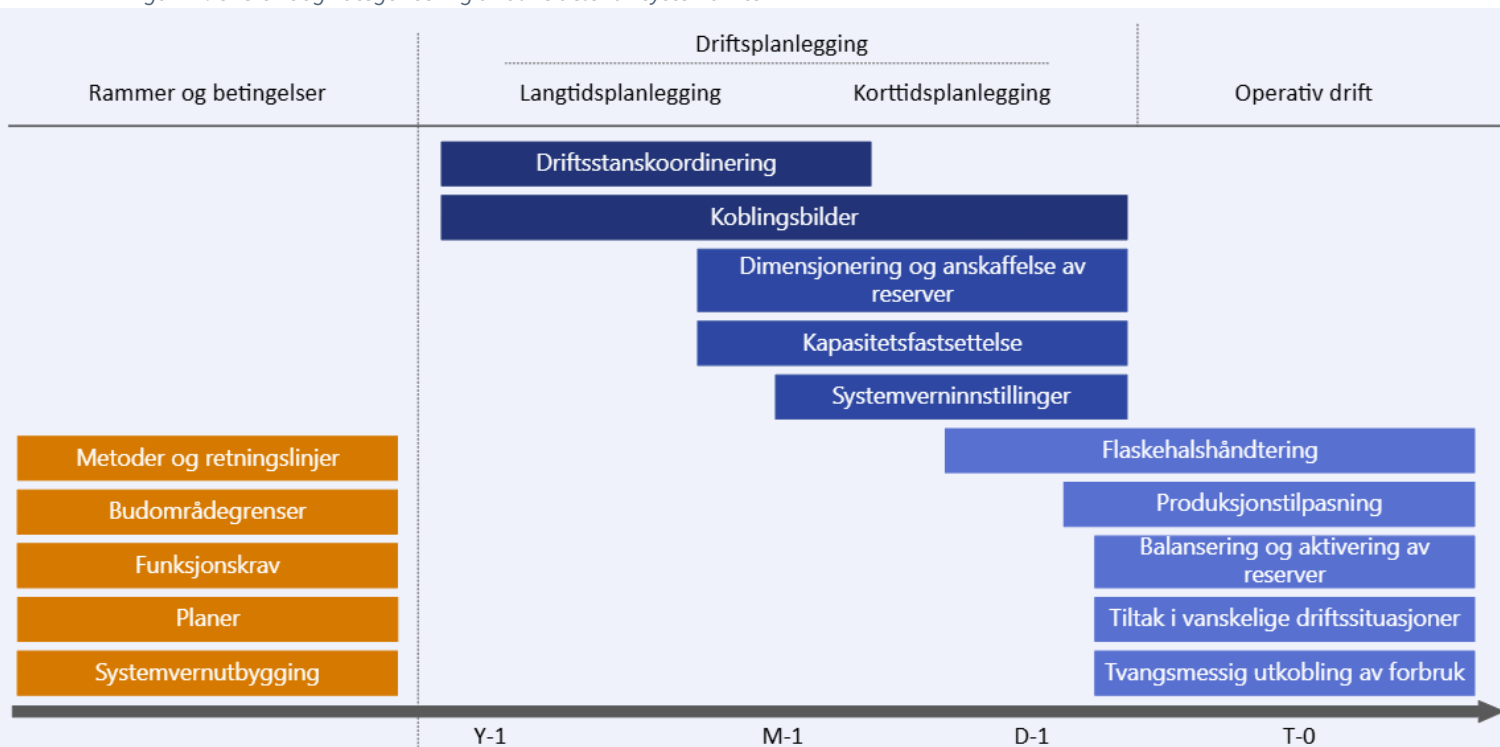
1 Om systemdrift

Systemansvarlig anvender en rekke virkemidler i systemdriften for å sørge for momentan balanse i kraftsystemet til enhver tid. Virkemidlene er regulert i forskrift, og følges opp av RME. Virkemidlene er både markedsbaserte og ikke-markedsbaserte, avhengig av hva som er den mest effektive måten å gjennomføre systemdriften på. Figur 11 gir en oversikt over og grov kategorisering av virkemidlene som systemansvarlig anvender for å opprettholde en effektiv og sikker systemdrift frem mot driftstimen, og som vi vil omtale videre i denne rapporten. Virkemidlene er sortert etter tidshorisont og brukes for å sette rammer og betingelser for driften, til kortsiktig og langsiktig driftsplanlegging og i operativ drift.

Systemansvarlig jobber kontinuerlig med å sette og utvikle rammer og betingelser for systemdriften. Dette gjøres blant annet gjennom utvikling av metoder og retningslinjer som beskriver praksisen til systemansvarlig, og sørge for at disse gir en sikker, effektiv og ikke-diskriminerende systemdrift. Blant annet innebærer dette å fastsette budområdegrenser for å håndtere strukturelle flaskehals i kraftsystemet. Systemansvarlig fastsetter også funksjonskrav til kraftanlegg for å ivareta kraftsystemets egenskaper og ytelse. I tillegg sørger systemansvarlig for at planer for gjenoppbygging av drift og tvangsmessig utkobling av forbruk er på plass, samt at de har oversikt over kraftverk som har funksjonalitet for svartstart eller separatområder.

Systemansvarlig har det overordnede ansvaret for planlegging av systemdriften og tilrettelegging for sikker og effektiv drift. Eksempelvis innebærer det koordinering av driftsstanser, analyser av forventet systemtilstand og fastsettelse av driftsstrategier og koblingsbilder. Planleggingen skal legge til rette for at vedlikehold og utbygging i minst mulig grad påvirker systemdriften og markedsfunksjonen. Driftsplanleggingen omfatter videre koordinering av kapasiteten i transmisjons- og regionalnettet med forventet produksjon og forbruk, samt vurderinger av driftsmessige begrensninger og behov for tiltak for å opprettholde forsyningsikkerheten. Planleggingen gjennomføres fra et langtidsperspektiv, et år i forveien (Y-1), og fremover mot operativ drift i kortere tidsperspektiv som måneden før drift (M-1), dagen før drift (D-1) og frem til driftstidspunktet (T-0).

Figur 11: Oversikt og kategorisering av ulike deler av systemdriften





I den operative driften, rundt driftstidspunktet(T-0), har systemansvarlig ansvar for å opprettholde balansen, driftssikkerheten og stabiliteten i kraftsystemet. Det innebærer å opprettholde frekvensstabiliteten, samt å overholde driftssikkerhets- og overføringsgrenser for de ulike komponentene i nettet. Systemansvarlig benytter flere virkemidler fra aktivering av reserver for å håndtere ubalanser, håndtere flaskehalsar med spesialregulering for å unngå overlast på komponenter, til mer inngripende tiltak for å håndtere vanskelige driftssituasjoner.

Mange av virkemidlene som benyttes er systemtjenester. 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. Disse tjenestene kan leveres av ulike typer nettkunder, som kraftprodusenter, store forbrukere og andre aktører med teknisk evne til å bidra til systemstabilitet.

2 Samlede kostnader for systemtjenester

Tabell 2 viser en oversikt over kostnadene for systemtjenester som systemansvarlig har hatt per år fra 2016 til 2025. I 2025 økte systemdriftskostnadene med 54 % fra 2024, og endte på 6 105 MNOK. Frem til 2021 holdt kostnadene for systemtjenester et relativt stabilt nivå. 2021 markerer et skille sammenlignet med tidligere år, da anskaffet volum økte og energiprisene ble høyere.

Tabell 2: Kostnader for systemtjenester i MNOK i perioden 2016-2025⁶

ANSKAFFET SYSTEMTJENESTE	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Fast frequency reserves (FFR)	-	-	-	-	8	28	30	24	24	23
Primærreserver (FCR)	85	87	114	134	98	273	538	647	549	555
Grunnleveranse	21	21	19	21	19	17	32	42	45	202
Marked	87	105	164	162	93	281	530	633	531	354
Salg	-33	-39	-70	-49	-14	-26	-24	-27	-27	0
Sekundærreserver (aFRR)	7	13	32	47	44	229	1 317	638	525	498
Tertiærreserver (mFRR)	75	66	106	52	38	429	589	1 037	2 573	4 572
Spesialregulering	146	110	121	88	104	214	529	283	183	422
Systemvern	11	15	16	49	3	1	10	5	77	39
Produksjonsflytting	7	7	13	6	3	15	113	-19	10	2
Produksjonsglatting	10	9	17	14	3	31	48	26	18	3
Energiopsjoner	5	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Reaktiv effekt	6	6	6	7	9	9	-75	-99	-52	-56
Omberamning av planlagte revisjoner	1	2	8	4	2	0	-	-	-	-
Netto kjøp av balanse- og effektkraft	15	10	8	13	97	71	275	74	61	56
Øvrige systemdriftskostnader⁷							3	13	-5	-8
Totalt	368	325	441	414	409	1 300	3 377	2 629	3 962	6 105

⁶ Tallene i tabellen er regnskapstall fra Statnett.

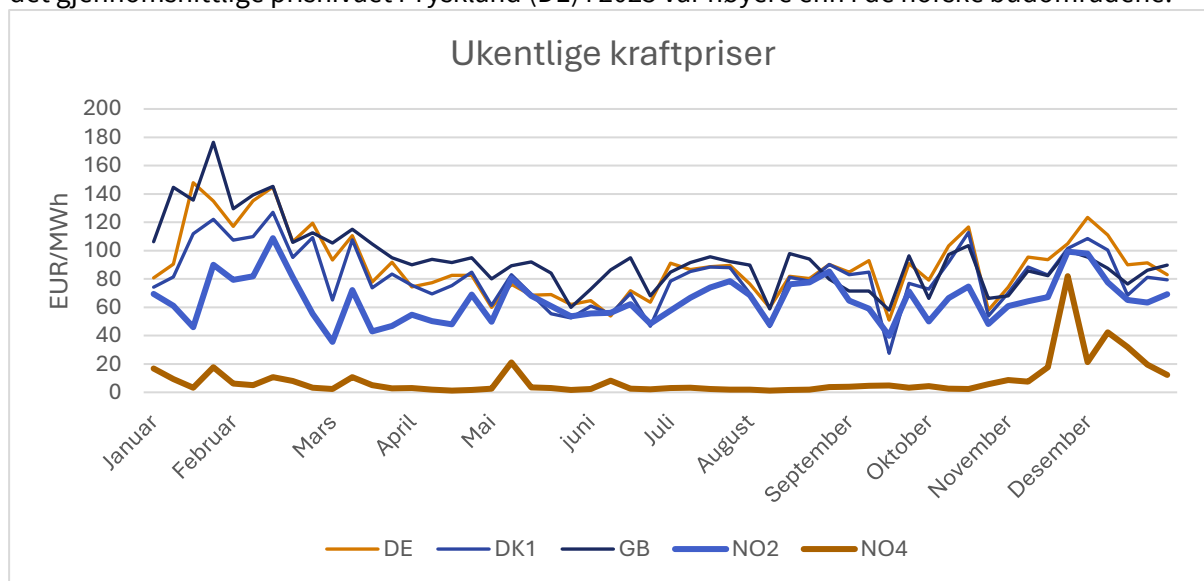
⁷ Øvrige systemdriftskostnader inneholder poster som ikke passer inn under allerede etablerte poster. Dette er kostnader knyttet til produksjonsglatting, refusjon for omprioritering av driftsstanser, viderefakturerte kostnader for svartstart tjenester på NSL til National Grid, og ytterligere refusjoner.

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. I 2025 var det kostnader for anskaffelse av mFRR som stod for den største økningen i kostnaden sammenlignet med 2024. Spesialreguleringskostnadene økte også fra 2024, mens resten av postene ble redusert eller holdt et stabilt nivå. Bruken og kostnadene for systemtjenestene blir beskrevet videre i rapporten.

3 Kraftpriser og ressursituasjon

I 2025 var det større prisforskjeller mellom budområdene i Midt- og Nord-Norge (NO3 og NO4) og budområdene i Sør-Norge (NO1, NO2 og NO5), enn i 2024. Figur 12 viser døgnmarkedsprisen i nord (representert ved NO4) og sør (representert ved NO2) i 2025. Prisforskjellen skyldes en større flaskehals mellom nord og sør i både Norge og Sverige. Det var et produksjonsoverskudd og en god ressursituasjon i nord, men ikke nok overføringskapasitet til å overføre mer energi sørover, der etterspørselen er større.

Prisen i Sør-Norge blir i større grad enn i nord påvirket av prisene på kontinentet. I Figur 12 ser vi at det gjennomsnittlige prisnivået i Tyskland (DE) i 2025 var høyere enn i de norske budområdene.



Figur 12: Gjennomsnittlige spotpriser per uke i 2025 for ulike budområder. Kilde: EPEX Spot

Kraftprisen per budområde blir bestemt av tilbud, etterspørsel og utveksling av kraft. På kontinentet er prisene på tilbudssiden avhengig av brenselspriser (gass, kull) og prisen på utslippskvoter for CO₂. I Norge er en av de viktigste faktorene fyllingsgraden i vannmagasinene. Økende andel vind- og solkraft har også påvirkning på kraftprisene, og vi ser at prisene blir mer volatile. Når det gjelder etterspørselen av kraft, er den avhengig av temperatur. I tillegg er det en generell økning av strømforbruk på grunn av elektrifisering av samfunnet, samt til etablering av ny næringsvirksomhet. Tilgjengelig handelskapasitet mellom budområdene og mot utlandet har også påvirkning på prisnivået.

På tross av et mildt år var kraftforbruket høyt, og totalt kraftforbruk i Norge endte på 137 TWh i 2025. Det er en svak økning fra 2024. Temperaturkorrigert var kraftforbruket 141 TWh, som er det høyeste registrert. Også kraftproduksjonen var høy, og endte på 160 TWh. Det var en økning på noe under 5 TWh fra 2024, og også den høyeste kraftproduksjonen registrert i Norge. Det var spesielt vannkraftverk i Nord- og Midt-Norge som hadde høy produksjon, som følge av en sterk ressursituasjon i disse områdene.

For mer informasjon om kraftprisene, ressursituasjonen, kraftproduksjon og forbruk, se NVEs rapport [Status og utvikling i kraftsystemet 2025-2030](#).

4 Driftsstansplanlegging

Det blir gjennomført rundt 8000 driftsstanser årlig, og det er systemansvarlig sin oppgave å koordinere disse. En planlagt driftsstans er en utkobling av deler av kraftsystemet slik at nødvendige vedlikeholds-, reinvesterings- eller prosjektarbeider kan gjennomføres på en sikker måte. Under en driftsstans tas komponenter eller ledninger midlertidig ut av drift, noe som kan påvirke både kraftflyt, kapasitet og risiko i systemet.

4.1 Økning i antall planlagte driftsstanser

Kraftsystemet står foran en periode med økende behov for planlagte driftsstanser. Høyere aktivitet i både transmisjons- og regionalnettet, med mer vedlikehold og flere utbyggingsprosjekter medfører at stadig flere anlegg eller ledninger må tas ut av drift på grunn av arbeid. Figur 13 viser at antallet planlagte driftsstanser har økt de siste fem årene. I 2025 var nivået historisk høyt. Statnett mottok totalt 8 811 søknader om driftsstanser, rundt 200 flere enn i 2024. Av disse ble 7 401 gjennomført, mens 1 410 ble avlyst eller avvist.

Aktørenes roller i driftsstansplanlegging

Nettselskaper

Ansvarlig for å planlegge og melde inn utkoblinger i egne nettanlegg. De vurderer tekniske behov, risiko og muligheter for koordinering, og sender planene videre til systemansvarlig for godkjenning.

Produsenter

Planlegger driftsstanser i egne produksjonsanlegg og vurderer hvordan tidspunkt, prisenivå og magasinforhold påvirker produksjonstap. De koordinerer internt mellom drift, prosjekt og revisjon før innmelding.

Statnett som netteier

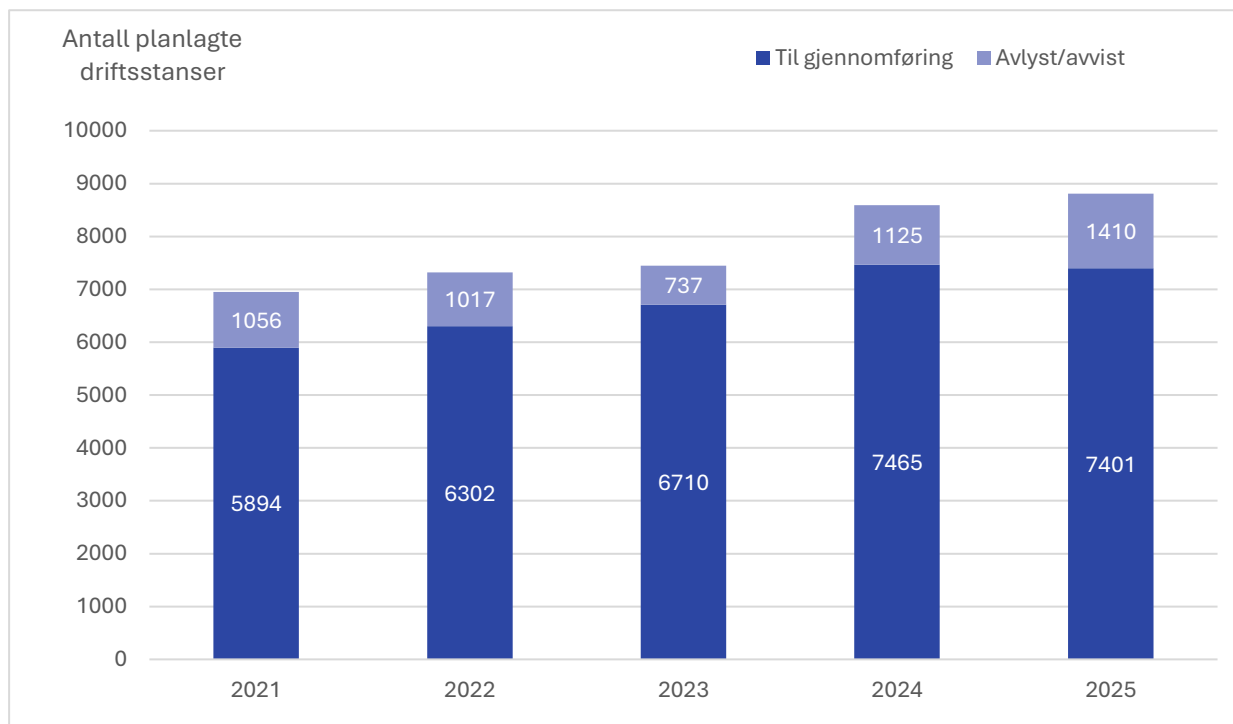
Har ansvar for driftsstanser i transmisjonsnettet og melder disse inn til fastsatte frister. Disse stansene har ofte størst konsekvens for kraftsystemet og krever omfattende koordinering.

Statnett som systemansvarlig

Systemansvarlig har en plikt i henhold til fos § 17, andre ledd om å samordne og behandle alle innmeldte driftsstanser. De må balansere hensyn til forsyningsikkerhet, kapasitet og konsesjonærens behov og de kan stille krav til endringer, spesialreguleringer eller produksjonstilpasninger.

Antall driftsstanser gir ikke alene et dekkende bilde av omfanget og konsekvensene av driftsstanser. En kortvarig driftsstans kan telle likt som en stans med betydelig lengre varighet, til tross for store forskjeller i påvirkning på systemdriften. Antall driftsstanser kan likevel gi en indikasjon på omfanget, og bidra til å belyse utviklingstrekk over tid. Rundt 19 % av driftsstansene hadde en planlagt varighet på mer enn én uke.

Mulighetsrommet for å gjennomføre disse stansene blir gradvis mer begrenset, ettersom flere aktører har behov for de samme utkoblingsvinduene, samtidig som hensynet til forsyningsikkerhet setter klare rammer [5]. Tall fra Statnett viser at det er høyere aktivitet i periodene mars – juni og august – oktober, noe som i hovedsak kan knyttes til ferieavvikling og temperaturens påvirkning på driftsgrenser. Større etterspørsel etter utkoblinger kan føre til at flere opplever å få avslag på sine søknader eller må endre tidspunkter. Dette tilsier at effektiviseringstiltak hos de ulike aktørene vil få økt betydning fremover, for å sikre at driftsstanser gjennomføres på en mest mulig optimal måte. Driftsstanser er en helt nødvendig del av driften av kraftsystemet. God planlegging og koordinering blir stadig viktigere for å sikre en trygg og effektiv gjennomføring.



Figur 13: Antall planlagte driftsstanser på alle spenningsnivåer behandlet av systemansvarlig. Oversikten er fordelt på antall planlagte driftsstanser til gjennomføring og avlyste/avviste driftsstanser.

SENTRALE KOSTNADSDRIVERE VED DRIFTSSTANSER

Driftsstanser er nødvendige for å vedlikeholde og utvikle kraftsystemet, men de medfører både direkte kostnader for aktørene og bredere samfunnsøkonomiske kostnader.

For det første oppstår det direkte kostnader hos den aktøren som gjennomfører arbeidet. Dette omfatter planlegging og utførelse av vedlikeholds- eller prosjektaktiviteter med bruk av både interne og eksterne ressurser. Dersom andre aktører blir berørt av utkoblingen, påføres også disse et ekstra planleggingsarbeid knyttet til tilpasninger i eget anlegg eller produksjon.

Systemansvarlig pådrar seg samtidig kostnader ved å behandle innmeldte driftsstanser, koordinere berørte aktører og iverksette nødvendige driftsmessige tiltak. Slike tiltak kan omfatte bruk av reserver, spesialreguleringer⁸ og mer krevende drift når nettet drives med et endret koblingsbilde. Dette arbeidet øker både ressursbruken og kompleksiteten i systemdriften.

⁸ Les mer om spesialreguleringer under avsnitt 6.6.

Driftsstanser påvirker også forsyningssikkerheten. Når deler av nettet tas ut av drift, reduseres ofte redundansen og risikoen for avbrudd øker. Dersom et avbrudd faktisk inntreffer under en driftsstans, reduseres inntektene til nettselskapene som følge av KILE⁹ og det oppstår økonomiske tap for berørte kunder. For store kraftkrevende aktører innebærer slike perioder i tillegg behov for å styrke egen beredskap. I enkelte tilfeller krever driftsstansen at forbruk kobles direkte ut. Dette medfører en umiddelbar kostnad for de berørte.

Driftsstanser kan også føre til at kraftprodusenter må redusere eller stoppe produksjonen. For uregulerbar produksjon innebærer dette et direkte energitap, mens regulerbar produksjon kan miste muligheten til å produsere i perioder med høye priser. I situasjoner der driftsstanser påvirker overføringskapasiteten mellom prisområder, oppstår det i tillegg effektivitetstap i kraftflyten, noe som påvirker både markedsbalanse og prisdannelse.

Dersom prisforskjellene mellom områder endres som følge av en driftsstans, vil dette ha konsekvenser for både produsent- og konsumentoverskudd. Endringer i prisnivå påvirker også flaskehalsinntektene.

Til sammen utgjør disse virkningene den samlede samfunnsøkonomiske kostnaden av en driftsstans. Det er ikke en enkelt kostnad, men en rekke ulike virkninger som treffer ulike aktører på ulike måter. Dette kan være fra direkte arbeidskostnader til mer omfattende konsekvenser for markedet.

UTFORDRINGER VED DRIFTSSTANSKOORDINERING

Driftsstanser kan begrense overføringskapasiteten, forverre flaskehalsene i nettet og føre til mindre effektiv utnyttelse av kraftressursene. RME identifiserte utfordringer knyttet til dette og igangsatte et eksternt konsulentoppdrag i 2025. Rapporten kartla aktørenes kostnader, insentiver og praksis, og vurderte tiltak for mer effektiv planlegging og gjennomføring av driftsstanser¹⁰. Blant tiltakene som løftes frem, er bedre beslutningsgrunnlag hos konsesjonærene, økonomiske insentiver og bedre forutsetninger for systemansvarlig til å koordinere og planlegge.

Konsesjonærene tar i stor grad utgangspunkt i egne kostnader og behov når de planlegger driftsstanser. Produsenter har sterkere insentiver til korte stanser på grunn av mulig tapt inntekt, mens nettselskaper i mindre grad påvirkes direkte av konsekvensene av egne utkoblinger. Samtidig mangler konsesjonærene ofte informasjon om hvordan en driftsstans påvirker andre aktører, markedet og systemdriften. Uten et helhetlig kostnadsbilde blir det krevende å vurdere samfunnsøkonomisk optimale løsninger, og muligheter for samordning kan gå tapt.

Systemansvarlig har begrenset informasjon når driftsstansene skal samordnes. Flere søknader er ikke ferdig koordinert eller tilstrekkelig vurdert før innmelding, og systemansvarlig har begrensede muligheter til å ettergå vurderingene bak behov, varighet og valg av tidspunkt. Dette gjør at systemansvarlig må være fleksibel overfor hver enkelt aktør, noe som kan svekke muligheten til å optimalisere helheten på tvers av konsesjonærer og nettnivå.

Det er også en utfordring for systemansvarlig at mange konsesjonærer melder inn driftsstanser sent. Figur 14 gir en oversikt over antall søknader mottatt innen fristene og antall søknader mottatt etter fristene. Som man ser i figuren, meldes en overvekt av driftsstansene for sent inn til systemansvarlig, dvs. seinere enn 3 måneder før gjennomføring. Det skjer også mange endringer

⁹ [KILE-ordningen](#)

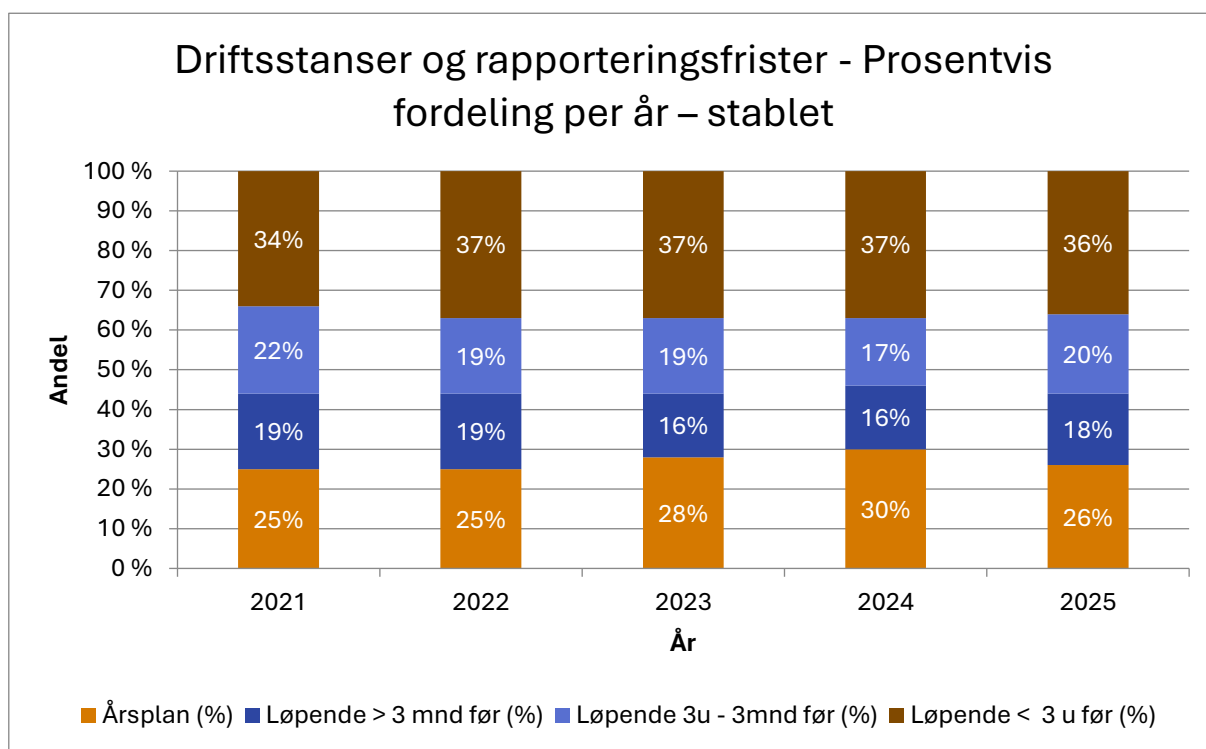
¹⁰ [RME Ekstern rapport 2/2026: Samfunnsøkonomiske kostnader av driftsstanser i kraftsystemet](#)

etter at driftsstansene er godkjent av systemansvarlig. Selv om en del av de sene innmeldingene er godt begrunnet, bidrar dette likevel i sum til at systemansvarlig i mindre grad kan planlegge for en optimal gjennomføring av driftsstansene. Alle sene innmeldinger og endringer har en administrativ kostnad og reduserer systemansvarliges mulighet til best mulig koordinering og planlegging.

Alle disse faktorene til sammen kan føre til at det gjennomføres flere driftsstanser enn nødvendig og at driftsstansene gjennomføres på mindre gunstige tidspunkt.

Rapporteringsfrister for innmelding av driftsstanser

Behov for driftsstanser i transmisjonsnett, mellomlandsforbindelser, nedtransformering til regionalnett og generatorer tilknyttet transmisjonsnett skal meldes til systemansvarlig innen 1. september. Systemansvarlig fastsetter deretter en koordinert årsplan innen 1. desember, som også samordnes med andre relevante TSO-er gjennom det nordiske koordineringssenteret (RCC). Som hovedregel skal øvrige driftsstanser meldes senest tre måneder før planlagt utkobling. Senere innmeldinger aksepteres kun ved særskilt begrunnelse og når stansen gjelder nødvendig feilretting, eller i andre tilfeller som følger av systemansvarliges retningslinjer.



Figur 14: Antall søknader om driftsstans fordelt på tidspunkt forespørselen ble sendt til systemansvarlig fra 2021 -2025.

4.2 Produksjonstilpasninger ved driftsstanser

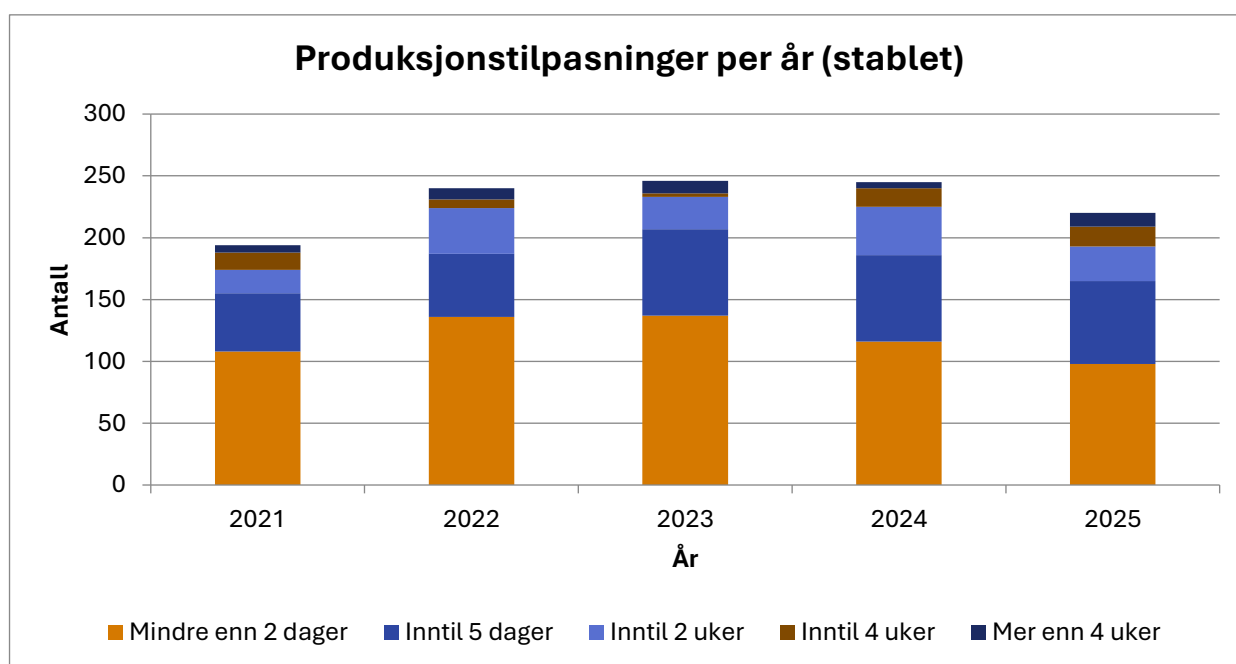
Driftsstanser kan medføre behov for produksjonstilpasninger når utkoblinger i nettet gjør det nødvendig å redusere eller stanse kraftproduksjon i berørte områder. Dette skjer typisk når driftsstansen påvirker forbruk- eller eksportmulighetene, eller når overføringskapasiteten mellom prisområder reduseres på en måte som gjør det driftsmessig uforholdsmessig å opprettholde normal produksjon. Produksjonstilpasninger brukes dermed som et virkemiddel for å holde kraftsystemet i balanse under arbeidet.

Produksjonstilpasninger

Produksjonstilpasning er et virkemiddel systemansvarlig har for å tilpasse produksjonen til tilgjengelig nettkapasitet ved planlagte driftsstanser eller ved feil eller utfall, iht. fos § 8b annet ledd. 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. Det blir ikke gitt kompensasjon for produksjonstilpasning.

For produsentene innebærer slike tilpasninger direkte økonomiske konsekvenser. Som nevnt over, væravhengig produksjon taper energi som ikke kan tas igjen senere, mens regulerbar vannkraft kan miste muligheten til å produsere i perioder der prisene er høye. Tapt produksjon, endrede vannverdier og mindre optimal magasindisponering kan gi betydelige inntektstap, i tillegg til økte systemkostnader dersom dyrere kraftkilder må settes inn for å dekke etterspørselen.

Produksjonstilpasninger er både et nødvendig styringsverktøy i en krevende driftsperiode og kan være en kostnadsdriver for både produsenter og samfunnet. Hvor store tilpasninger som kreves, avhenger av tidspunkt, lastforhold, prisnivå og hvor omfattende driftsstansen er. Dette understreker betydningen av god planlegging og samordning av driftsstanser for å redusere behovet for og konsekvensene av produksjonstilpasninger. Figur 15 viser at antall produksjonstilpasninger har vært færre i 2025 enn de siste årene.



Figur 15: Antall driftsstanser hvor det var behov for å sende ut ett eller flere vedtak om produksjonstilpasning fra 2021 - 2025.

5 Dimensjonering og anskaffelse av reserver

Dimensjonering og anskaffelse av reserver er sentrale virkemidler Statnett bruker for å sikre at de til enhver tid har tilstrekkelige reserver tilgjengelig til å håndtere løpende ubalanser, større driftsforstyrrelser, samt håndtere flaskehals i regional- og transmisjonsnettet. Dimensjoneringen fastsetter behovet for ulike typer reserver, mens anskaffelsen er prosessen der dette behovet dekkes gjennom markedsbaserte løsninger og andre virkemidler.

Reservene som anskaffes for å dekke det dimensjonerte behovet har ulike egenskaper og aktiveres i en gitt rekkefølge (FFR, FCR, aFRR og mFRR), der krav og volum fastsettes ut fra nordiske og nasjonale bestemmelser, samt nasjonale behov. Statnett anskaffer disse reservene fra kraftprodusenter, store forbrukere og andre aktører som kan bidra med fleksibilitet. I dette kapitlet beskriver vi rammene for dimensjonering og hvordan reservene anskaffes.

5.1 Dimensjonering av reserver

Dimensjonering av reserver er prosessen som fastsetter hvor store reservevolumer som er nødvendige for å opprettholde sikker og stabil drift. Reservene brukes både til å håndtere normale ubalanser og ved større driftsforstyrrelser. Dimensjoneringen må derfor ta høyde for begge deler.

I det nordiske kraftsystemet er dimensjonerende reservekrav fastsatt etter avtale mellom de nordiske TSOene gjennom den nordiske systemdriftavtalen (NSOA).

Alle nordiske TSO-er skal dekke sin dimensjonerende hendelse – definert som den største ubalansen som kan oppstå ved momentant utfall av:

- en produksjonseenhet
- en forbruksenhet
- en hovedlinje
- en HVDC-forbindelse

Hver TSO må minst dimensjonere for den dimensjonerende hendelsen i sitt kontrollområde, og i tillegg sikre nok frekvensgjenopprettingsreserver (FRR-reserver) til å dekke dimensjonerende hendelser i relevante budområder.

I Norden er dimensjonerende hendelse definert som bortfall av 1400 MW produksjon. For Norge vil det eksempelvis kunne være utfall av HVDC-kablene til England og Tyskland.

DYNAMISK DIMENSJONERING

Den 12. februar 2025 innførte Statnett dynamisk dimensjonering av mFRR-reserver som del av forberedelsene til idriftsettelse av automatisk balansering.

Dynamisk dimensjonering innebærer at beregnet reservebehov varierer på timebasis, per budområde og avhengig av om det skal reguleres opp eller ned. Tidligere ble reservebehovet fastsatt statisk for døgnet eller større tidsblokker. Hensikten med en overgang fra statisk til dynamisk dimensjonering, er at reservevolumet i større grad reflekterer faktisk situasjon i kraftsystemet etter produksjonsmønster, flytendringer og nettforhold. Den dynamiske dimensjoneringsprosessen er beskrevet videre i kapittel 5.5.

5.2 Anskaffelse av reserver

Anskaffelse av reserver er prosessen der Statnett sikrer tilgang til reserver som kan benyttes til å opprettholde balansen i kraftsystemet i driftskvarteret. Anskaffelsen er basert på dimensjoneringen i kombinasjon med andre vurderinger, slik som driftsrisiko, vurdering av tilgjengelighet av frivillige bud og overføringskapasitet mellom budområder. Dimensjoneringen beregner hvor mye reserver som er nødvendig for hver time og danner grunnlaget for en anbefaling om hvor mye reserver som burde anskaffes.

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 systemdriftkostnadene og blir dekket gjennom transmisjonsnettariiffene. Alle nettkunder bidrar derfor til å dekke disse kostnadene.

I dimensjonerings- og anskaffelsesprosessen tas det hensyn til tilgjengelig overføringskapasitet i nettet mellom budområder. Dersom det er tilgjengelig overføringskapasitet mellom to budområder, kan reservebehovet dekkes av de billigste reservene i de to budområdene. Statnett allokere derfor overføringskapasitet i kapasitetsmarkedene for aFRR og mFRR for utveksling av reserver, slik at balansekapasitet kan utveksles mellom budområder og dermed redusere kostnadene. Kapasiteten som allokere blir derfor ikke tilgjengelig for handel i døgn- og intradagmarkedene. Statnett har rett til å allokere overføringskapasitet for utveksling av balansekapasitet fra aFRR og mFRR mellom budområder på inntil 10 % av den installerte overføringskapasiteten, og inntil 20 % dersom det etterspurte kjøpsvolumet i et budområde ikke blir oppfylt. Statnett har valgt å i tillegg reservere ytterligere 10 % til deling av mFRR. Ifølge Statnett brukes denne kapasiteten i dimensjoneringsprosessen for mFRR.

5.3 FFR og FCR

Tabell 3 gir en samlet oversikt over dimensjoneringsnivå (nordisk krav/behov og norsk krav/behov) og anskaffelse (hvordan reservene kjøpes inn, samt volum/energi og kostnader) for FFR og FCR i 2025.

Hva er FFR?

FFR (Fast Frequency Reserve) er en svært hurtig reserve som aktiveres når systemfrekvensen synker under et bestemt nivå og bremser det innledende frekvensfallet. Dette skjer typisk ved store feil i kraftsystemet, for eksempel ved utfall av store produksjonsanlegg eller HVDC-forbindelser. FFR har typisk aktiveringstid på 0,7 – 1,3 sekunder. FFR bidrar også til å stabilisere frekvensen i perioder med lite roterende masse i systemet. Formålet er å hindre at frekvensen synker under 49 Hz (kritiske nivåer). Frekvensområdet for aktivering er så lavt at det ikke forekommer hvert år. Utløsning av effektresponsen forventes derfor å skje sjelden.

Hva er FCR?

FCR (Frequency Containment Reserves), eller frekvensreguleringsreserver, er raske reserver som aktiveres automatisk for å stabilisere systemfrekvensen. Reserven kan deles i to kategorier: FCR-N for normalubalanser og FCR-D for driftsforstyrrelser. FCR-N skal dempe og stabilisere mindre, kontinuerlige frekvensavvik som oppstår i normal drift, mens FCR-D aktiveres ved større ubalanser som følge av plutselige feilhendelser og skal stoppe den raske frekvensendringen etter et momentant utfall. FCR forblir aktivert til aFRR og mFRR aktiveres.

Tabell 3: Nøkkeltall for dimensjonering og anskaffelse av FFR og FCR i 2025

Nøkkeltall (2025)	FFR	FCR
Dimensjonering – nordisk krav / behov	Analyse indikerer maks nordisk behov rundt 300 MW (typisk mai–september).	FCR-N: 600 MW for nordisk synkronområde (fastsatt i NSOA).
Dimensjonering – norske krav / behov	117 MW.	FCR-N: 234 MW. FCR-D opp: 565 MW. FCR-D ned: 546 MW.
Anskaffelse – hovedmodell	Nasjonalt kapasitetsmarked (sesongkontrakter): FFR Profil og FFR Flex.	FCR-N dekkes gjennom anskaffelse av grunnleveranse og i kapasitetsmarked. FCR-D anskaffes normalt ikke gjennom egen markedsløsning.
Anskaffelse – mengde	150 MW (46,6 MW Profil + 103,4 MW Flex).	22 904 886 MWh FCR (anskaffet energi).
Anskaffelse – kostnad	23 MNOK.	555 MNOK.
Anskaffelse – ekstra	Anskaffes mer enn estimert behov pga. produktenes tidsvinduer; FFR Flex gir dekning utenfor FFR Profil og robusthet.	Ekstra FCR-D opp om sommeren: 100 MW (mai–september 2025).

Statnetts andel av det nordiske behovet for FFR økte fra 37,6 % (2024) til 39 % (2025). I 2025 ble det anskaffet 150 MW til om lag 23 MNOK, dette er på nivå med 2024.

Kostnadene for FCR i 2025 var på linje med 2024, men en større del av kostnadene kom fra grunnleveranse og en mindre del fra marked enn tidligere år. Dette skyldes en endring i bokføring av kostnadene. Statnett fortsatte praksisen med å anskaffe ekstra FCR-D opp om sommeren (100 MW i mai–september 2025).

5.4 aFRR

Hva er aFRR?

aFRR (automatic Frequency Restoration Reserve) er en automatisk frekvensgjenopprettingsreserve. Full aktiveringstid for aFRR er maksimalt 5 minutter, og reserven aktiveres for å bringe frekvensen i systemet tilbake til 50 Hz og avlaste aktivert FCR.

DIMENSJONERING

I 2025 har dimensjoneringen av aFRR vært basert på de nordiske TSO-ene sitt mål om frekvenskvalitet, og løpende vurderinger etter behov basert på risiko og observert balanseringskvalitet.

I 2025 har dimensjoneringen samlet nordisk variert gjennom året fra 200 MW til 500 MW opp og ned. I forbindelse med idriftsettelsen av det nye automatiserte aktiveringsmarkedet for mFRR, økte de nordiske TSOene volumene for aFRR. Dette var spesielt i mars og april, hvor dimensjonert volum var 400 – 500 MW. Fra mai og utover 2025 ble volumene redusert. Dimensjonert volum har siden mai vært noe høyere i nedretning enn i oppretning samlet for Norden. Det norske kravet til reserver fra den nordiske dimensjoneringen har vært mellom 92 MW – 230 MW i oppretning, og

86 MW– 215 MW i nedretning. Ifølge Statnett ble de dimensjonerte volumene midlertidig økt for å redusere operasjonell risiko i overgangsfasen til mFRR EAM.

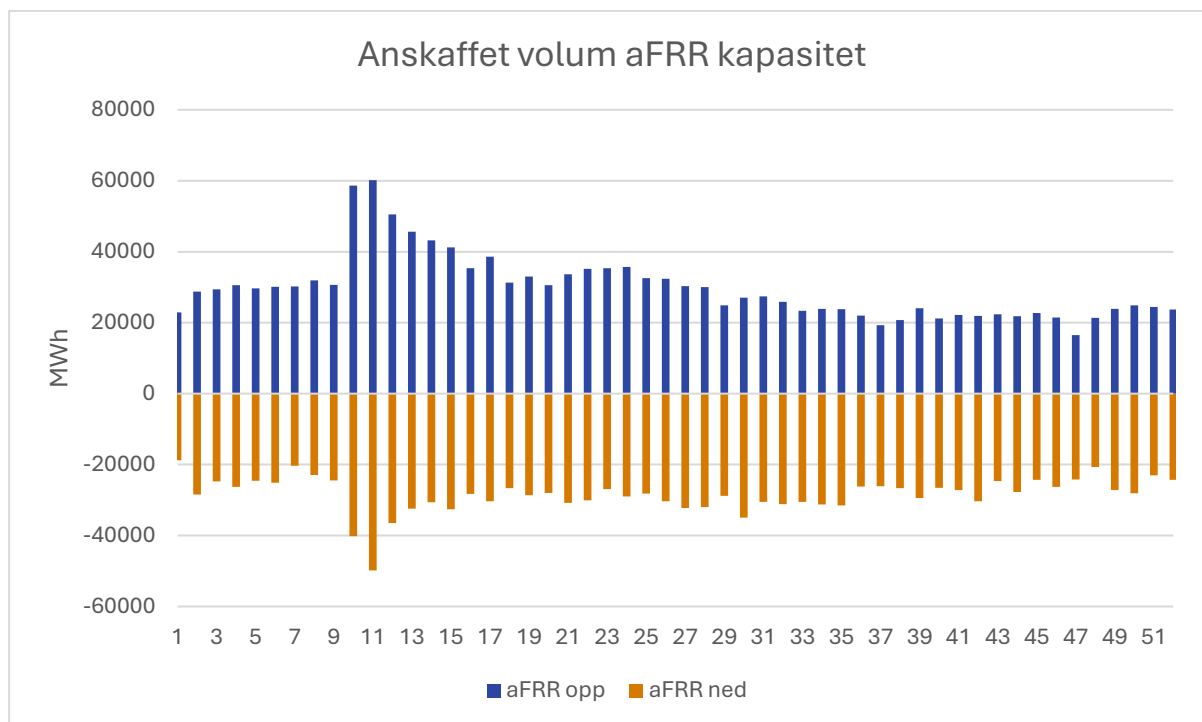
ANSKAFFELSE

Statnett anskaffer aFRR daglig i et felles nordisk kapasitetsmarked. Anskaffelsen skjer basert på dimensjoneringen beskrevet ovenfor. Oppkjøpet optimaliseres på tvers av de nordiske budområdene, hvor det er mulig å reservere inntil 10 % overføringskapasitet til utveksling av aFRR.

Aktiveringen av aFRR skjer pro rata via Statnetts driftssentralsystem, det vil si en jevn aktivering blant alle leverandører i hele Norden basert på frekvensen i systemet.

Anskaffet volum av aFRR i henholdsvis opp- og nedretning per uke gjennom 2025 er vist i Figur 16. Anskaffelsen økte betydelig fra uke 10 sammenlignet med de første ukene i året. Dette henger sammen med den økte dimensjoneringen, som ifølge Statnett var for å redusere risiko i forbindelse med overgangen til mFRR EAM. Senere i 2025 har Statnett redusert anskaffelsen sammenlignet med tidlig på året. Dette er på grunn av at den automatiserte balanseringen har ført til en bedre frekvenskvalitet.

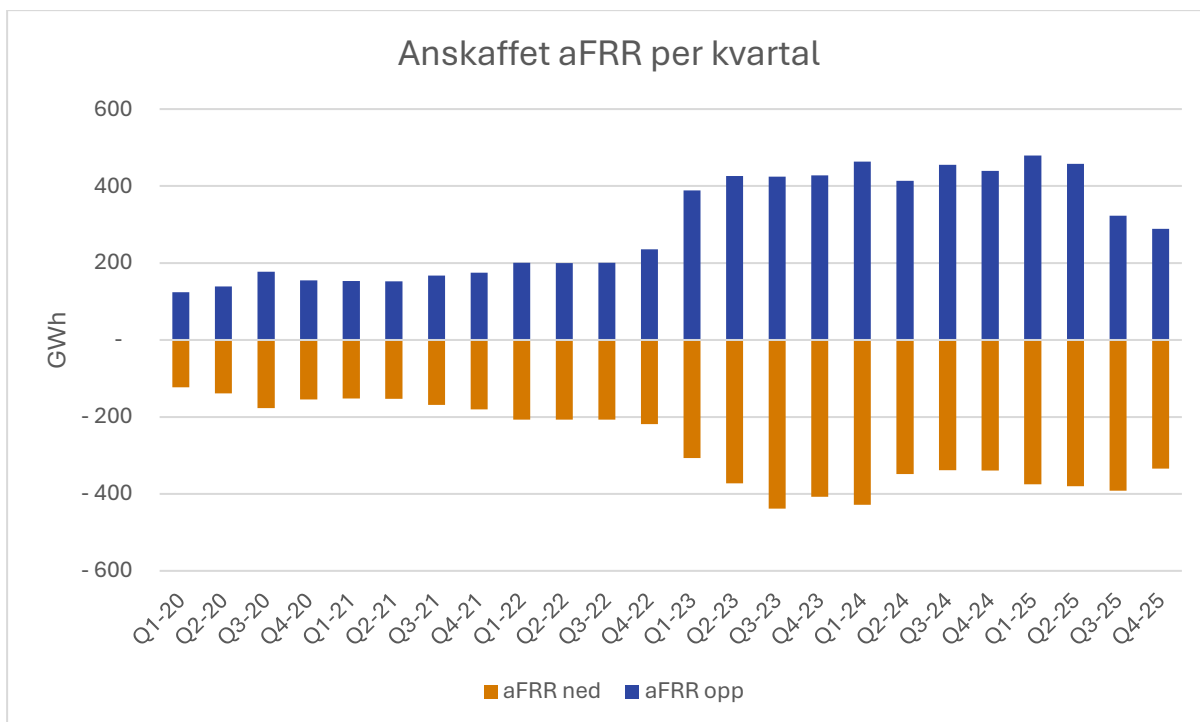
I likhet med den økte anskaffelsen, økte også kostnadene til aFRR rundt idriftsettelsen av mFRR EAM. Kostnadene har deretter sunket gradvis gjennom året, også mer enn anskaffelsen, noe som indikerer at prisene for aFRR også har sunket gjennom året.



Figur 16: Anskaffet volum aFRR kapasitet i opp- og nedreguleringsretning per uke i 2025.

I 2025 ble Statnetts samlede kostnader for aFRR 498 MNOK. Dette er en nedgang fra 525 MNOK i 2024. Statnett anskaffet om lag 2 808 GWh i Norge, solgte i underkant av 300 000 MWh til utlandet, og kjøpte 55 350 MWh fra utlandet i 2025.

Figur 17 viser anskaffet volum aFRR kapasitet per kvartal sammenlignet med tidligere år.



Figur 17: Anskaffet aFRR kapasitet per kvartal fra 2020-2025.

5.5 mFRR

Hva er mFRR?

mFRR (manual Frequency Restoration Reserve) er en manuell frekvensgjenopprettingsreserve med full aktiveringstid på 12,5 minutter. mFRR aktiveres for å opprettholde balansen, og frigir aktivert aFRR. mFRR benyttes også til spesialregulering.

Statnett anskaffer balansekapasitet fra mFRR i nasjonalt kapasitetsmarked og balanseenergi fra mFRR i et nordisk aktiveringsmarked. Aktiveringsmarkedet kan du lese mer om under kapittel 7.2.

DIMENSJONERING

Reservekravet til mFRR har tidligere vært 1400 MW oppregulering i Norge. Det er tilsvarende som den dimensjonerende hendelsen i det norske kraftsystemet. Statnett reserverte i tillegg 720 MW for å håndtere ubalanser.

Ved overgangen til automatisk balansering og innføringen av dynamisk dimensjonering, endret Statnett sin praksis. Den nye praksisen er mer dynamisk og innebærer i utgangspunktet at Statnett, basert på oppdaterte prognoser om forventede ubalanser, tilgjengelig bud på balanseenergi i aktiveringsmarkedet for mFRR og tilgjengelig overføringskapasitet mellom budområdene, sikrer en tilstrekkelig mengde reserver til at hvert budområde har evne til å håndtere normale ubalanser og dimensjonerende hendelse.

Faktaboks om dimensjoneringsprosessen for mFRR:

Statnetts dynamiske dimensjonering av mFRR, er en prosess som resulterer i en prognose for hvor mye reserver som bør anskaffes i kapasitetsmarkedet for mFRR per time.

Det er flere faktorer som inngår i prosessen. Først tar systemansvarlig høyde for den dimensjonerende hendelsen i hvert budområde. Dette omfatter for eksempel utfall av store produksjonsanlegg eller overføringsforbindelser. Samtidig må det tas høyde for normale ubalanser som oppstår etter avvik mellom faktisk produksjon og forbruk. Her brukes ofte historiske data. Disse to elementene definerer det totale behovet.

Deretter kartlegges faktorer som dekkes inn av andre ressurser. Derfor trekker man fra allerede anskaffet mFRR-D, samt estimerte frivillige bud fra total behovet. Frivillige bud er bud som vil tilbys frivillig av markedsaktørene i aktiveringsmarkedet for mFRR uten at Statnett har anskaffet kapasiteten i kapasitetsmarkedet.

Den dynamiske dimensjoneringen gir oss da følgende formell:

$$\text{mFRR behov} = \text{dimensjonerende hendelse} + \text{normale ubalanser} - \text{mFRR-D bud} - \text{frivillige bud}$$

Det må også være tilgjengelig overføringskapasitet dersom reservene skal deles eller utveksles på tvers av budområder. Derfor er prognose for forventet flyt mellom budområder og tilgjengelig overføringskapasitet også en del av i dimensjoneringsprosessen.

Til slutt kombineres faktorene for å gi en prognose for antatt nødvendig reservebehov å anskaffe i kapasitetsmarkedet for mFRR.

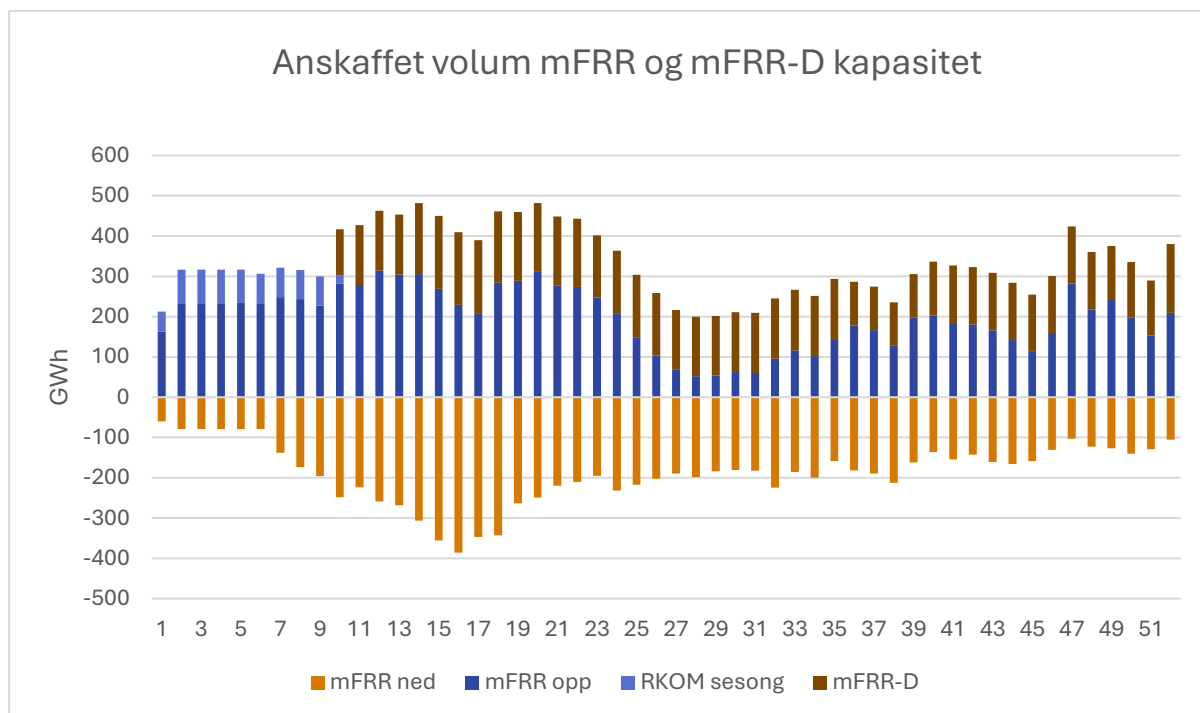
ANSKAFFELSE

Statnett anskaffer mFRR i et nasjonalt kapasitetsmarked med daglig oppkjøp i både opp- og nedreguleringsretning, med timesoppløsning. Leverandører som har fått tilslag på sine bud i kapasitetsmarkedet er forpliktet å by inn tilsvarende volum i aktiveringsmarkedet for mFRR. Både produksjons- og forbruksressurser kan delta i markedet.

Kapasitetsmarkedet for mFRR gikk gjennom en stor endring i februar 2024, da oppkjøpet ble endret fra ukesbasis til timesbasis. Sesongproduktet for mFRR (RKOM sesong) ble benyttet frem til 4. mars 2025. Etter det har et nytt marked, mFRR-D overtatt for dette sesongproduktet. Mer informasjon om mFRR-D finnes i neste underkapittel. Daglig oppkjøp legger til rette for en mer presis anskaffelse av nødvendige reservebehov, basert på oppdaterte analyser av hvor mye reserver Statnett reelt trenger kommende dag. En kortere tidshorisont skal også redusere

risikopåslaget for markedsaktører i budgivning og også gjør det også lettere for nye typer markedsaktører å komme inn i kapasitetsmarkedet.

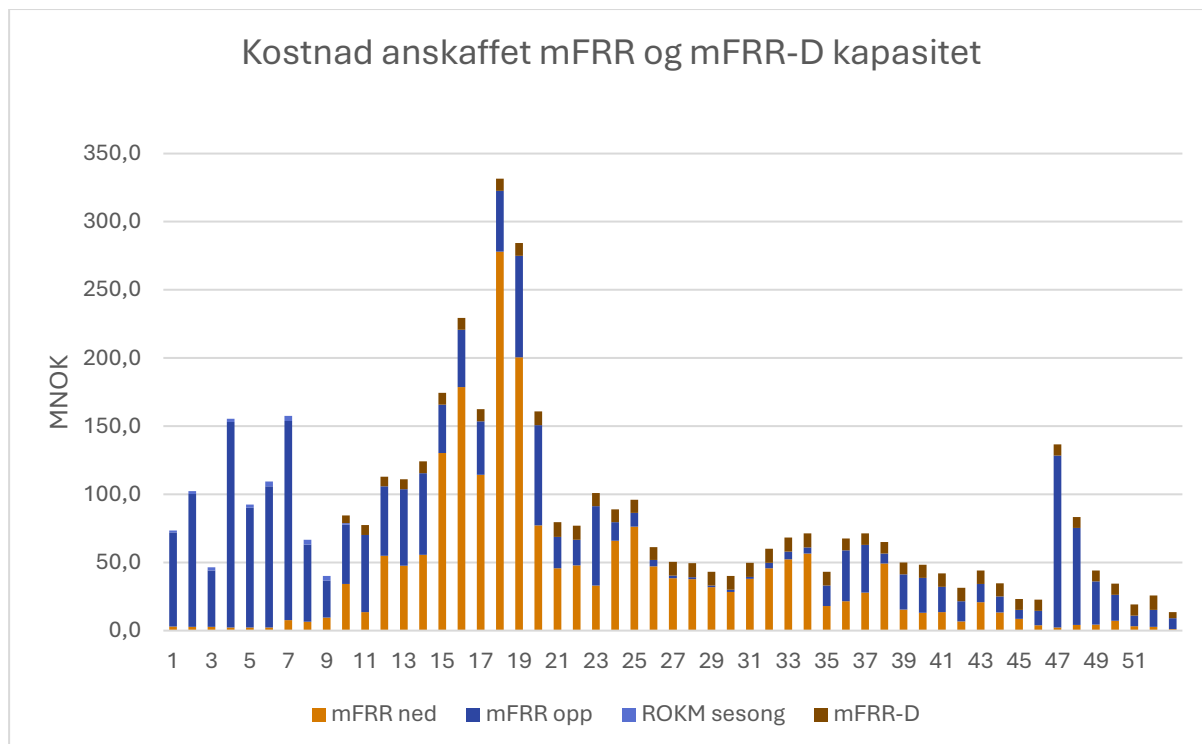
I første halvdel av 2025 økte Statnett anskaffelsen av mFRR kapasitet betydelig. Figur 18 viser anskaffelsen av RKOM sesong, mFRR i opp- og nedreguleringsretning, samt mFRR-D på ukesbasis gjennom 2025. Det er spesielt i nedreguleringsretning at Statnett har økt anskaffelsen, og da særlig fra uke 7 til uke 16. De anskaffede volumene sank deretter noe fra uke 17 og ut 2025. I oppreguleringsretning økte anskaffelsen noe fra uke 11, før den sank i sommerhalvåret og økte igjen mot slutten av 2025.



Figur 18: Anskaffet volum i kapasitetsmarkedet for mFRR, RKOM sesong og kapasitetsmarkedet for mFRR-D per uke gjennom 2025.

Den store økningen i anskaffede volumer i nedreguleringsretning har sammenheng med overgangen til dynamisk dimensjonering og automatisert balansering. Tidligere var den statiske dimensjoneringen i stor grad knyttet til oppreguleringsretning, nå dimensjoneres det i større grad i nedretning. Dermed har også anskaffelsen økt i nedreguleringsretning.

Økte anskaffede volumer har også medført økte kostnader for mFRR kapasitet. Figur 19 viser Statnetts kostnader for mFRR kapasitet, RKOM sesong og mFRR-D på ukesbasis gjennom 2025. Det er tydelig at anskaffelsen enkelte uker har medført svært høye kostnader. Fra uke 21 var det et betydelig fall i ukentlige kostnader sammenlignet med de dyreste ukene. Årsakene til dette er trolig sammensatt og kan påvirkes av både tilbud, etterspørsel og prisvariasjoner. RME antar at den viktigste årsaken til kostnadsreduksjonen var at Statnett i juni 2025 innførte en ny funksjonalitet for beregningen av tilgangen på frivillige bud i aktiveringsmarkedet, noe som førte til en reduksjon i Statnetts anskaffelse av balansekapasitet. En annen årsak til at kostnadene har blitt redusert, er gradvis økt likviditet i markedet i nedreguleringsretning.



Figur 19: Systemansvarliges kostnader for anskaffede volumer av mFRR opp og ned, ROKM sesong og mFRR-D på ukesbasis gjennom 2025.

I 2025 ble Statnetts samlede kostnader for anskaffelse av mFRR kapasitet, 4 572 MNOK. Dette er en økning på 1 999 MNOK sammenlignet med 2024.

5.6 Driftsforstyrrelsesreserve - mFRR-D

Hva er mFRR-D?

mFRR-D er en frekvensgjenopprettelsesreserve med manuell aktivering for driftsforstyrrelser. mFRR-D er en type balansetjeneste som ligner mye på mFRR, men som stiller mindre krav til blant annet full aktiveringstid. Et nasjonalt marked for balansekapasitet og et aktiveringsmarked ble opprettet i mars 2025. mFRR-D skal benyttes i situasjoner med større ubalanser eller andre spesielle situasjoner.

mFRR-D er et nasjonalt produkt med både et kapasitets- og aktiveringsmarked. Kapasitetsmarkedet har månedlig oppkjøp, mens aktiveringsmarkedet har daglig oppkjøp. Kravene til responstid, deaktivering og hviletid er lavere enn for mFRR, i dette markedet deltar derfor hovedsakelig store industrikunder fra forbrukssiden. Markedet for mFRR-D ble opprettet i forbindelse med overgangen til automatisert balansering og var ifølge Statnett nødvendig for å opprettholde tilgangen på reserver.

ANSKAFFELSE

Statnett har siden mars 2025 anskaffet mFRR-D i det månedlige kapasitetsmarkedet. Figur 18 viser anskaffede volumer per uke fra uke 11 og ut 2025. Volumene har ligget mellom omtrent 108 GWh og 181 GWh per uke. mFRR-D kan sees på som en forlengelse av ROKM sesong, og sammenligner vi disse markedene er anskaffelsen i mFRR-D økt sammenlignet med anskaffelsen av ROKM.



Figur 19 viser Statnetts kostnader til innkjøp av mFRR-D fra uke 10 og til uke 52 i 2025. Den dyreste uken i løpet av året var uke 52, hvor Statnett anskaffet mFRR-D for omtrent 10,7 MNOK. Samlet for 2025 har Statnett anskaffet mFRR-D for omtrent 397 MNOK.

mFRR-D har ikke blitt aktivert i løpet av 2025.

6 Flaskehalshåndtering og kapasitetsberegning

Den fysiske driften av kraftsystemet er tett knyttet opp mot kraftmarkedene gjennom konfigureringen av budområder og kapasitetsberegning. Konfigureringen av budområder definerer strukturelle flaskehalser, mens den daglige kapasitetsberegningen setter handelskapasiteter på utvalgte nettelementer i hvert budområde. I den daglige kapasitetsberegningen beregnes det hvor mye kraft nettet tåler å overføre gitt den forventede driftssituasjonen, som varierer avhengig av prognoser for produksjon og forbruk samt vedlikeholdsarbeid eller feil i nettet. I beregningen ser man på utvalgte, kritiske deler av nettet (nettelementer) og vurderer hvor mye belastning disse kan håndtere uten å gå på bekostning av driftssikkerheten. Resultatet av dette blir hvor mye kapasitet som kan gjøres tilgjengelig for handel mellom budområdene akkurat den dagen.

Budområdeinndeling, fastsettelse av handelskapasitet og håndtering av flaskehalser henger tett sammen. Dette kapitlet vil beskrive denne sammenhengen og samtidig gi et samlet bilde av tilgjengelig handelskapasitet og betydelige flaskehalser.

2025 er spesielt preget av å være det første hele året med flytbasert kapasitetsberegning som ble innført i oktober 2024. Overgangen til flytbasert kapasitetsberegning gir nye innsikter i lokasjon, størrelse og kostnader forbundet med fysiske flaskehalser i det nordiske kraftsystemet.

6.1 Budområder

I et værbasert kraftsystem som det norske, vil kraftsituasjonen variere mellom ulike deler av landet. Det er ikke tilstrekkelig kapasitet i strømmettet til å utjevne forskjellene i alle situasjoner. Fordi det finnes fysiske begrensninger i strømmettet, er Norge delt inn i budområder. Disse gjør at begrensningene, såkalte flaskehalser i nettet, kan håndteres på en effektiv måte, og de bidrar til at kraftproduksjon kan utnyttes best mulig.

Den fysiske driften av kraftsystemet er tett knyttet opp mot kraftmarkedene. Inndelingen i budområder bidrar til at nettets strukturelle flaskehalser gjenspeiles i kraftmarkedene, slik at markedsresultatene, i form av produksjon, forbruk, priser og handelsflyt i større grad samsvarer med nettets overføringsgrenser. Dette bidrar til at nettet utnyttes på en mer effektiv måte og det gis mer presise prissignaler om verdien av kraft i de ulike budområdene. En hensiktsmessig budområdeinndeling er dermed et viktig virkemiddel for å ivareta driftssikkerheten og å holde de samlede kostnadene for driften av kraftsystemet så lave som mulig. Inndelingen i budområder gir også gode signaler til markedet om hvor det er behov for mer kraft eller gunstig å etablere nytt forbruk.

For å håndtere strukturelle overføringsbegrensninger i nettet, er Norge delt inn i fem ulike budområder. 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 sammenlignet med det norske nettet. Det vil si at mye strøm fra nord til sør i Norge flyter gjennom Sverige.

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 flaskehals og prisforskjeller mellom budområdene.

I 2025 ble det ikke gjort noen endringer av budområdeinndelingen i Norge.

STATNETT HAR IGANGSATT PROSESS FOR Å VURDERE DELING AV BUDOMRÅDET NO4

Ved store og langvarige flaskehals i strømmettet er inndeling i budområder viktig for en sikker og effektiv systemdrift. Statnett gjennomførte i 2025 en forstudie som viste at inndelingen av de norske budområdene i stor grad fungerer godt og i tråd med hensikten, men at en deling av dagens budområde NO4 kan bedre effektiviteten. Statnett søkte derfor i desember 2025 om å starte opp en prosess for å vurdere en deling av budområdet NO4.

Etter gjeldende regelverk¹¹ kan gjennomgåelse av gjeldende budområdeinndeling innledes av en TSO med godkjenning fra sin reguleringsmyndighet, for budområder innenfor operatørens kontrollområde. Dette forutsetter at budområdenes konfigurasjon har uvesentlig innvirkning på andre operatørers kontrollområder, herunder overføringsforbindelser, som grenser til budområdet, og det er nødvendig å gjennomgå budområdets konfigurasjon for å bedre effektiviteten eller opprettholde driftssikkerheten.

Ifølge Statnett viste forstudien at en deling av NO4 vil gi en forbedring allerede i dagens markedssituasjon. Forstudien viste også at en deling av NO4 kunne være ekstra viktig ved høy og ujevn vekst i forbruket lokalt, og at det dermed ville være en fordel å ha en deling av NO4 også på lang sikt. Statnett vurderte dermed at vilkåret om at det er nødvendig å gjennomgå budområdets konfigurasjon for å bedre effektiviteten eller opprettholde driftssikkerheten var oppfylt.

Statnett anførte videre at forstudien viste at en eventuell deling av NO4 i to budområder ville ha uvesentlig innvirkning på Sverige og Finland, også når det gjaldt påvirkning på kraftprisene i landene.

Det var RMEs vurdering at kriteriene for at Statnett kunne igangsette en prosess for å vurdere gjeldende budområdeinndeling, med sikte på en eventuell deling av budområdet NO4, var oppfylt. RME godkjente derfor i januar 2026 at Statnett kunne igangsette en slik prosess.

6.2 Kapasitetsfastsettelse i døgnet

Fra og med 29. oktober 2024 ble flytbasert kapasitetsberegning tatt i bruk i døgnet av de nordiske TSOene. Dermed ble 2025 det første hele året der denne nye metoden for kapasitetsberegning var i bruk i Norden.

¹¹ Kommisjonsforordning (EU) 2015/1222 av 24. juli 2015 om fastsettelse av retningslinjer for kapasitetstildeling og flaskehalsbehandling (CACM) artikkel 32 nr. 1 bokstav d

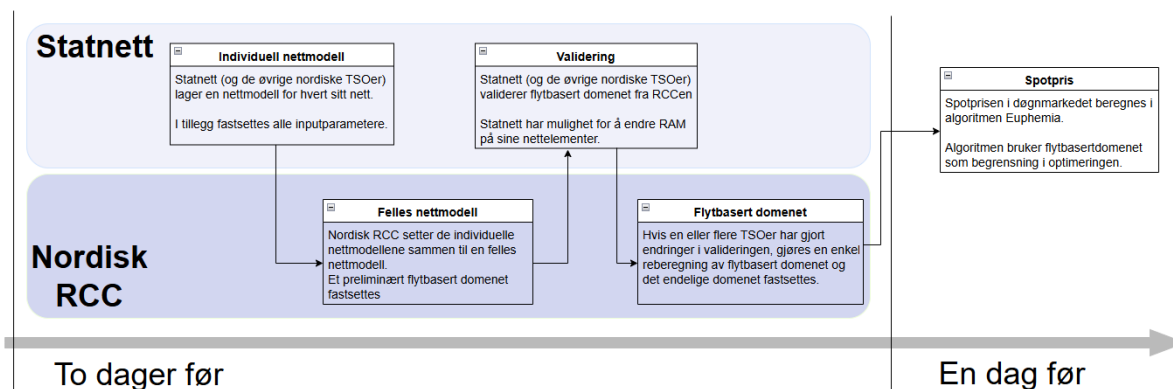
En sentral endring ved overgangen til flytbasert kapasitetsberegning er at beregningen nå gjennomføres ved hjelp av en felles og koordinert metode mellom de fire nordiske landene. Hver TSO utarbeider en modell av sitt eget strømnett, og disse modellene kombineres til én felles nettmodell for hele Norden. Sammenslåingen til en felles nettmodell gjøres hos Nordisk regionalt koordineringssenter (Nordisk RCC) i København. Den felles nettmodellen benyttes videre hos Nordisk RCC som grunnlag for beregning av tilgjengelige handelskapasiteter. I tillegg sender hver TSO flere inputparametere til kapasitetsberegningen.

Flytbasert kapasitetsberegning gir en mer presis beskrivelse av strømmettet enn tidligere praksis. Med den flytbaserte metoden angis kapasitetene gjennom to sentrale parametere:

1. tilgjengelig kapasitet for handel på de enkelte nettelementene¹² i strømmettet. Denne betegnes ofte som RAM (Remaining Available Margin), og
2. en lineær nettmodell som beskriver hvordan kraftflyten fordeler seg på de enkelte nettelementene. Disse verdiene kalles PTDF-verdier (Power Transfer Distribution Factor).

Hver TSO fastsetter hvilke nettelementer som skal inngå i kapasitetsberegningen. For hvert nettelement beregnes det både en RAM-verdi og PTDF-verdier for hvert budområde. RAM og PTDF-verdier beregnes hos Nordisk RCC på bakgrunn av flere inputparametere som sendes inn av de nordiske TSOene. De ulike inputparameterne er beskrevet nærmere nedenfor.

Figur 20 viser informasjonsflyten i kapasitetsberegningen mellom Statnett (og de øvrige nordiske TSOene) og Nordisk RCC. Prosessen skissert i figuren gjentas hvert døgn. Etter den første beregningen av flytbasertdomenet for Norden, sendes domenet til Statnett (og de øvrige nordiske TSOene) for validering. Med flytbasertdomenet for Norden menes nettelementer sendt inn av de nordiske TSOene sammen med deres tilhørende RAM-verdi og PTDF-verdier for alle nordiske



Figur 20: Informasjonsflyt mellom Nordisk RCC og Statnett. Den samme informasjonsflyt gjør seg gjeldende for de andre nordiske systemoperatørene og Nordisk RCC

budområder. Statnett skal i valideringen av flytbasertdomenet vurdere om resultatet for sine nettelementer er driftssikkert. Dersom Statnett oppdager brudd med driftssikkerheten, kan de justere ned tilgjengelig kapasitet, RAM, på relevante nettelementer for å oppnå et driftssikkert domene.

¹² Med «nettelement» menes et samlebegrep for ulike deler av strømmettet. Et nettelement kan være én enkelt komponent, som en kraftlinje eller en transformator. Det kan også være en kombinasjon av flere elementer, eller et element sammen med en bestemt feil- eller utfallssituasjon. Når flere elementer behandles samlet, er det fordi de påvirkes av den samme begrensningen for sikker drift.

INPUTPARAMETERE

Statnett fastsetter en rekke inputparametere som oversendes til Nordisk RCC sammen med den individuelle nettmodellen for det norske kraftnettet og relevante nettelementer for kapasitetsberegningen. Inputparameterne påvirker hvor mye kapasitet som gjøres tilgjengelig for markedet. Den nordiske metoden for kapasitetsberegning¹³ inneholder metoder for hvordan hver av disse parameterne skal fastsettes for å oppnå mest mulig kapasitet for markedet og en lik tilnærming hos de fire nordiske TSOene.

Noen av inputparameterne inngår i beregningen av den tilgjengelige marginen, RAM:

$$RAM = F_{max} + F_{RA} - F_{RM} - F_0 - F_{AAC}$$

Her er F_{max} driftssikkerhetsgrensen for hvert element. Driftssikkerhetsgrensen representerer den maksimalt tillatte flyten på et nettelement eller et sett av nettelementer, og er utgangspunktet for den tilgjengelige kapasiteten til markedet. Driftssikkerhetsgrensen kan bestemmes av termiske grenser, spenningsgrenser, frekvensgrenser eller dynamiske stabilitetsgrenser. For Statnett sine nettelementer er det ofte dynamiske stabilitetsgrenser som blir bestemmende for driftssikkerhetsgrensen. Dynamiske stabilitetsgrenser gjelder som regel for flere enn ett nettelement, og da oppgis de som et sett av elementer til kapasitetsberegningen med samme driftssikkerhetsgrense. Driftssikkerhetsgrensene kan variere fra dag til dag ettersom blant annet vær, temperatur, nettkonfigurasjon og systemtilstand i kraftsystemet endres.

F_{RM} er en pålitelighetsmargin som skal ivareta usikkerheten som følge av at kapasiteten som gis til markedet må beregnes over ett døgn før driftstimen. For eksempel vil det være usikkerhet knyttet til prognoser som brukes i kapasitetsberegningen, slik som produksjon fra vind- og solkraft, prognoser for forbruk og topologi i nettet. Prognosene kan avvike fra det som observeres i sanntid. Pålitelighetsmarginene skal også dekke usikkerhet knyttet til antakelser i beregningsmetoden, slik som linearisering av nettmodellen. Pålitelighetsmarginen reduserer den andelen av driftssikkerhetsgrensen som blir tilgjengelig for handel i markedet.

Beregningen av pålitelighetsmarginer er basert på statistiske metoder og pålitelighetsmarginen er ikke en parameter som endrer seg fra dag til dag. I henhold til den nordiske metoden for kapasitetsberegning skal Statnett gjennomgå og vurdere pålitelighetsmarginene minst årlig. Statnett hadde en gjennomgang av pålitelighetsmarginene i 2025, men valgte å ikke oppdatere verdiene fra de som ble fastsatt fra utgangen av 2024. Etter implementeringen av flytbasert i slutten av 2024 oppdaterte Statnett pålitelighetsmarginene fra 5 % av driftssikkerhetsgrensen til en endring i området 5-14 % av driftssikkerhetsgrensen for alle nettelementer.

F_{RA} er avbøtende tiltak som TSOen kan anvende for å øke kapasiteten som gis til markedet. Avbøtende tiltak kan være spesialregulering, mothandel, topologiendringer eller bruk av systemvern. Statnett benytter stort sett systemvern¹⁴ og topologiendringer.

Statnett vurderer daglig tilgjengeligheten til de avbøtende tiltakene som kan anvendes i kapasitetsberegningen. Det betyr at det kan forekomme endringer i blant annet størrelsen (antall MW) som legges til som avbøtende tiltak for relevante nettelementer.

I 2025 førte større markedsendringer til at Statnett reduserte bruken av systemvern for en periode. I forbindelse med implementeringen av automatisert balansering (mFRR EAM) ble bidraget fra

¹³ [CACM-Nordic-CCR-DA-and-ID-CCM-2020-1.pdf](#)

¹⁴ Begrepet «systemvern» samt hvordan det brukes er beskrevet i kapittel 8.1

systemvern redusert fra 1200 MW til 600 MW, noe som reduserte tilgjengelig kapasitet på enkelte nettelementer. Reduksjonen ble gjort for å redusere risikoen for feil og utfall i forbindelse med overgangen til automatisert balansering og flaskehalsbehandling som var en stor endring for driften hos Statnett. Reduksjonene varte fra 3. mars til 26. september 2025¹⁵. Etter dette hadde Statnett fått på plass nødvendig funksjonalitet i systemene for automatisert balansering for å håndtere et bidrag på 1200 MW fra systemvernene.

F_{AAC} er kapasitet som har blitt reservert eller tilordnet andre tidsrammer. For døgnet er F_{AAC} kapasitet som har blitt reservert til balansemarkedene.

F_0 er ikke en inputparameter, men en lineær tilnærming av flyten på et nettelement i situasjonen hvor budområdets nettoposisjon er 0, det vil si situasjoner uten handel over budområdegrensene. Denne parameteren beregnes av RCCen basert på prognoser og nettm modeller fra de nordiske TSOene.

F_0 vil kunne variere fra en markedstidsenhet¹⁶ til den neste, avhengig av om prognosene og nettm modellene endrer seg. Bidraget fra F_0 kan ha enten negativt eller positivt fortegn. Det vil si at F_0 både kan øke og redusere den tilgjengelige marginen. Fordi beregningen av F_0 er særlig avhengig av prognoser og nettm modeller som inngår i kapasitetsberegningen, kan det gi store utslag dersom det er feil i enten prognosene eller nettm modellene. En utfordring som Statnett særlig har, er at prognosen for flyten på NSL blir usikker når det er like priser i NO2 og Storbritannia. Fordi NSL ikke er med i den europeiske markedsklareringen og fordi auksjonstidspunktet for NSL er i forkant av den europeiske markedsklareringen, må Statnett anvende en prognose for flyten på NSL i kapasitetsberegningen for Norden. I de tilfellene Statnett bommer på prognosen, det kan gjelde både på retning og størrelse på flyten, kan dette gi svært upresise verdier for F_0 . Noe som igjen kan resultere i at det blir gitt mer kapasitet enn det som er driftssikkert for noen nettelementer, mens for andre blir det gitt mindre kapasitet enn det som egentlig er tilgjengelig for grensekryssende handel. Eventuelle overlaster må håndteres med mothandel eller spesialregulering i driften.

De to øvrige inputparameterne, allokeringbegrensninger og produksjonsfordelingsnøkler, inngår ikke direkte i beregningen av RAM, men har likevel direkte betydning for kapasiteten som blir tilgjengelig for markedet. TSOene kan anvende allokeringbegrensninger («Allocation Constraints») slik som implisitt tapsfunksjonalitet eller rampingrestriksjoner for å ivareta driftssikkerhetsgrenser. I tillegg definerer TSOene en produksjonsfordelingsnøkkel (GSK) for hvert budområde. GSK-strategiene brukes til to ting i kapasitetsberegningen. De skalerer PTDFFer fra nodenivå i nettm modellen til budområdenivå, og de benyttes til å skalere den forventede nettoposisjonen i et budområde ned til 0 for å bestemme F_0 i budområdet.

VALIDERING AV KAPASITETER

Som nevnt innledningsvis i dette kapitlet skal TSO validere kapasitetene som beregnes av Nordisk RCC. TSOen kan justere ned kapasiteten av hensynet til driftssikkerheten. I henhold til den nordiske kapasitetsberegningemetoden skal justering av kapasitet i valideringen begrunnes med en av tre ulike årsaker:

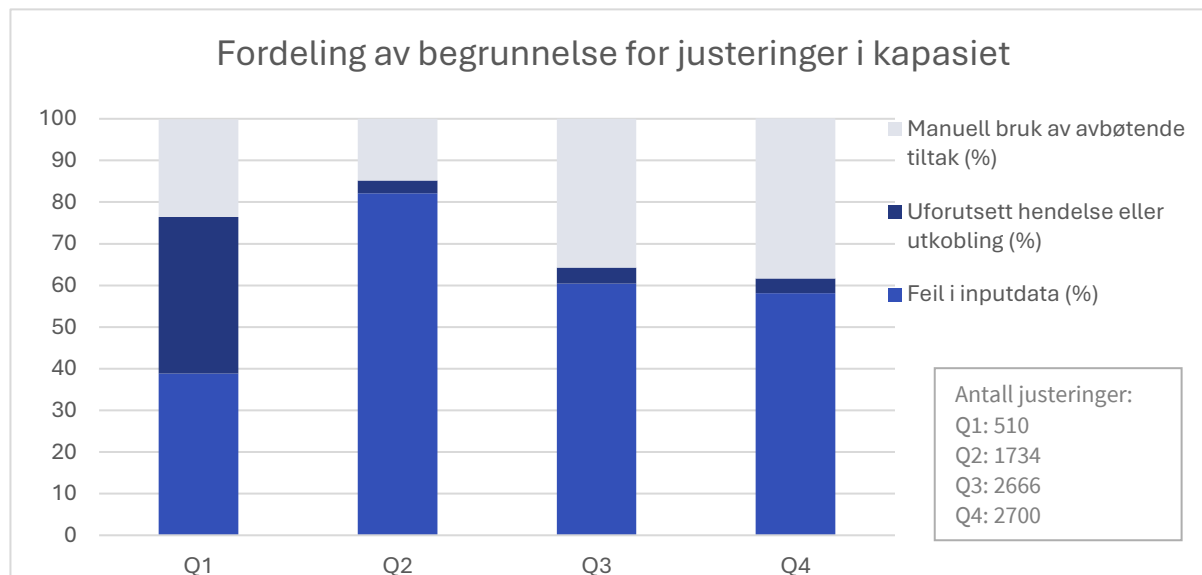
- 1) en uforutsett hendelse eller utkobling i kraftsystemet.
- 2) en feil i inputdata i beregningen av kapasiteter eller,

¹⁵ [Nord Pool - UMM Platform](#)

¹⁶ I 2025 ble markedstidsenheten endret fra 60 minutter til 15 minutter. Begrepet er forklart i begrepslisten i starten av dokumentet

- 3) bruk av avbøtende tiltak som ikke er hensyntatt i beregningen av kapasiteter (manuell bruk av avbøtende tiltak).

Årsak nummer en vil gi redusert kapasitet, mens årsak nummer to kan føre til at TSO justerer opp eller ned kapasiteten avhengig av feilen. Årsak nummer tre vil ofte bidra til å øke kapasiteten, men kan også være en nedjustering.



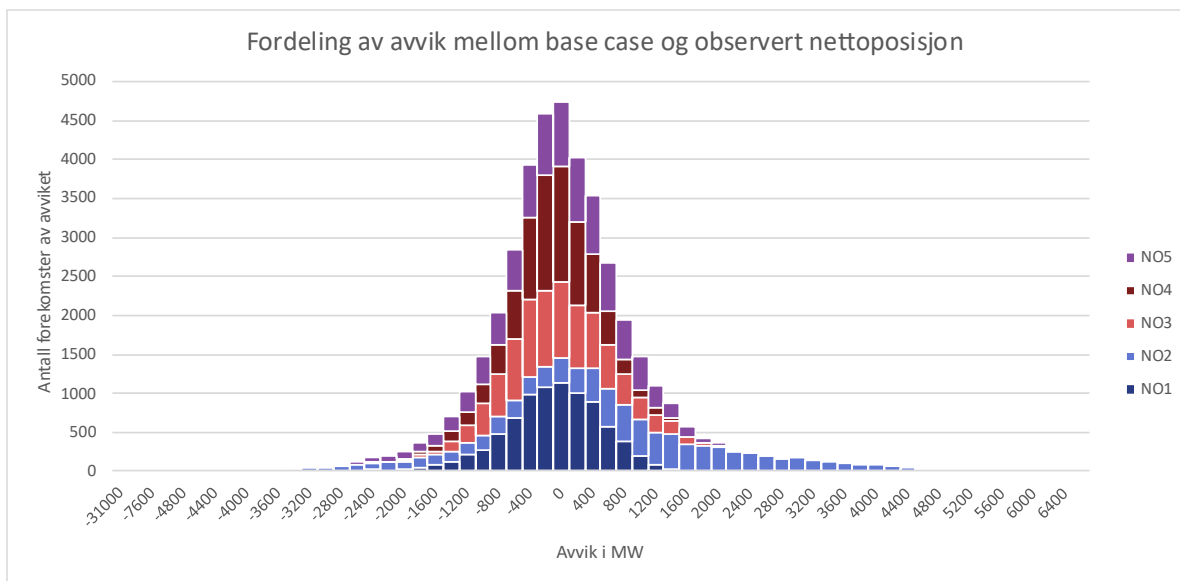
Figur 21: Fordeling av klassifisering av Statnetts validering justeringer for hvert kvartal i 2025. Figuren viser også antall justeringer per kvartal

Nordisk RCC lager kvartalsvise rapporter som oppsummerer de nordiske TSOenes bruk av justeringer i valideringen av kapasiteter. Statnett har i gjennomsnitt brukt 1902 slike justeringer per kvartal. Dette tilsvarer rundt 20 justeringer av kapasiteter daglig. I Q2 og Q3 er Statnett den TSOen som anvender flest justeringer i valideringen. Statnett anvender flest justeringer på grunn av feil i inputdata. Dette er i gjennomsnitt rundt 60 % av tilfellene per kvartal. Videre utgjør justeringer som følge av uforutsette hendelser eller utkoblinger i gjennomsnitt rundt 12 % av tilfellene per kvartal, mens justeringer som følge av bruk av avbøtende tiltak som ikke er hensyntatt i kapasitetsberegningen utgjør i gjennomsnitt 28 % av tilfellene. Figur 21 viser tallene per kvartal.

Det er en forventning om at antallet justeringer i valideringsfasen som skyldes feil i inputdata vil gå ned over tid ettersom Statnett får mer erfaring med flytbasert kapasitetsberegning og beregning av inputdata.

6.3 Samsvar mellom prognostisert og observert tilstand

Med overgangen til flytbasert kapasitetsberegning skal handelskapasitetene som gis til markedet være en bedre representasjon av de fysiske tilstandene i kraftnettet for å optimere utnyttelsen av det eksisterende nettet. Som det ses av Figur 20 blir kapasitetene beregnet to dager før driftsdøgnet, og kapasitetsberegningen baserer seg derfor på prognoser og antakelser om tilstanden i kraftsystemet. Prognoser danner grunnlag for en «base case» som sendes til Nordisk RCC sammen med Statnetts individuelle nettmodell, og som igjen danner grunnlag for kapasitetene som gis til markedet. Jo bedre samsvar det er mellom base case med den observerte tilstanden, jo bedre er grunnlaget for å beregne korrekte kapasiteter.



Figur 22: Fordeling av avvik mellom base case og observert tilstand for alle norske budområder. Hver søyle har en bredde på 200 MW

Figur 22 viser avvikene mellom nettoposisjonene¹⁷ i Statnetts base case og de observerte nettoposisjonene for alle norske budområder. Det ses at avvikene fordeler seg rundt 0 med en skjevhet mot negative avvik. Dette betyr at Statnetts nettoposisjoner i base case hverken er systematisk høyere enn de observerte nettoposisjonene eller lavere enn de observerte nettoposisjonene. Likevel ser vi at det spesielt i NO2 er tendens til positive avvik, hvilket betyr at den observerte nettoposisjonen er høyere enn nettoposisjonen antatt i base case. Dette analyseres nærmere ved å se på gjennomsnittlig avvik, standardavvik og skjevhet for Norge som helhet og for hvert enkelt budområde [6] [7]. Verdiene ses i Tabell 4.

Budområde	Gjennomsnitt	Standardavvik	Skjevhet
Norge	98	1092	-0,11
NO1	-116	641	-0,54
NO2	826	1815	-1,15
NO3	-46	688	0,23
NO4	-130	558	-0,38
NO5	-44	898	-0,37

Tabell 4: Gjennomsnitt, standardavvik og skjevhet for fordelingen av avvik mellom base case og overserverttilstand i hvert av de norske budområdene og Norge som helhet

Av Tabell 4 Tabell 4 ses det at gjennomsnittlig avvik for hele Norge er 98 MW med en skjevhet på -0,11. Disse tallene forteller at fordelingen av avvik mellom nettoposisjoner i base case og observert tilstand er omtrent symmetrisk rundt 0, men at Statnett gjennomsnittlig antar lavere nettoposisjon i base case enn hva som faktisk blir realisert. I beregning av skjevhet vil ekstremverdier påvirke resultatet mer enn verdier nærmere gjennomsnittet. Derfor viser den negative skjevheten at negative ekstremverdier i avvik er større enn positive ekstremverdier. Det vil si at det i 2025 har vært tilfeller hvor nettoposisjonen i observert tilstand har vært mye lavere enn i base case.

¹⁷ Nettoposisjonen for et budområde er forskjellen mellom produksjon og forbruk i budområdet. En positiv nettoposisjon betyr at det produseres mer enn det forbrukes, og budområdet eksporterer derfor kraft til omkringliggende budområder. Motsatt betyr en negativ nettoposisjon at budområdet har høyere forbruk enn produksjon, og budområdet importerer derfor kraft.

Tabell 4 viser også verdier for hvert av de norske budområdene. Verdiene viser spesielt store avvik for NO₂ hvilket ses av en høy gjennomsnittsverdi på 826 MW samt standardavviket på 1815 MW. Samtidig har NO₂ betydelig skjevhet i positiv retning i fordelingen. Skjevheten på -1,15 viser at det er tilfelle hvor nettoposisjonen i observert tilstand var mye lavere enn nettoposisjonen i base case. Likevel viser den positive gjennomsnittsverdi at den observerte nettoposisjonen i snitt er høyere enn antatt i base case.

At det er spesielt stor usikkerhet forbundet med base case i NO₂ kan blant annet ha sammenheng med at krafthandel på HVDC-kabelen til Storbritannia (NSL) ikke er en del av den europeiske markedskoblingen. Handelen på NSL skjer forut for den europeiske klareringen av døgnmarkedet, men etter den nordiske kapasitetsberegningen, og derfor benyttes det prognoser for antatt flyt på NSL i den nordiske kapasitetsberegningen. I de tilfellene prognosen bommer, og særlig i de tilfellene prognosen bommer på retningen på flyten, kan det gi store utslag for avvik i nettoposisjonen for NO₂.

Det er ønskelig at fordelingene over tid får gjennomsnittlig avvik og skjevhet nærmere 0, og at standardavviket minskes.

6.4 Tilgjengelig kapasitet etter døgnmarkedet

Etter døgnmarkedet stenges er det mulig å handle i intradagmarkedene som omfatter tre auksjoner og kontinuerlig handel mellom auksjonene. Intradagmarkedene stenger en time før driftsøyeblikket. Videre følger balansemarkedene. Allokeringen av kapasitet i døgnmarkedet påvirker derfor hvor mye kapasitet som er tilgjengelig for intradagmarkedene, og allokeringen i både døgnmarkedet og intradagmarkedene påvirker hvor mye kapasitet som er tilgjengelig for balansemarkedene.

Som nevnt tidligere, fastsettes handelskapasiteter til døgnmarkedet ved bruk av flytbasert kapasitetsberegningmetode. I intradag- og balansemarkedene er denne metoden ikke innført enda, og kapasitetene fastsettes fortsatt på ATC-format¹⁸. Oversettelsen fra flytbasert-domene til ATC-domene fører til at kapasiteten etter døgnmarkedet ikke kan utnyttes fullt i de etterfølgende markeder. I tillegg har flytbasert kapasitetsberegning ført til en mer effektiv utnyttelse av kapasitet i døgnmarkedet, og derfor minskes tilgjengelig kapasitet til intradagmarkedene.

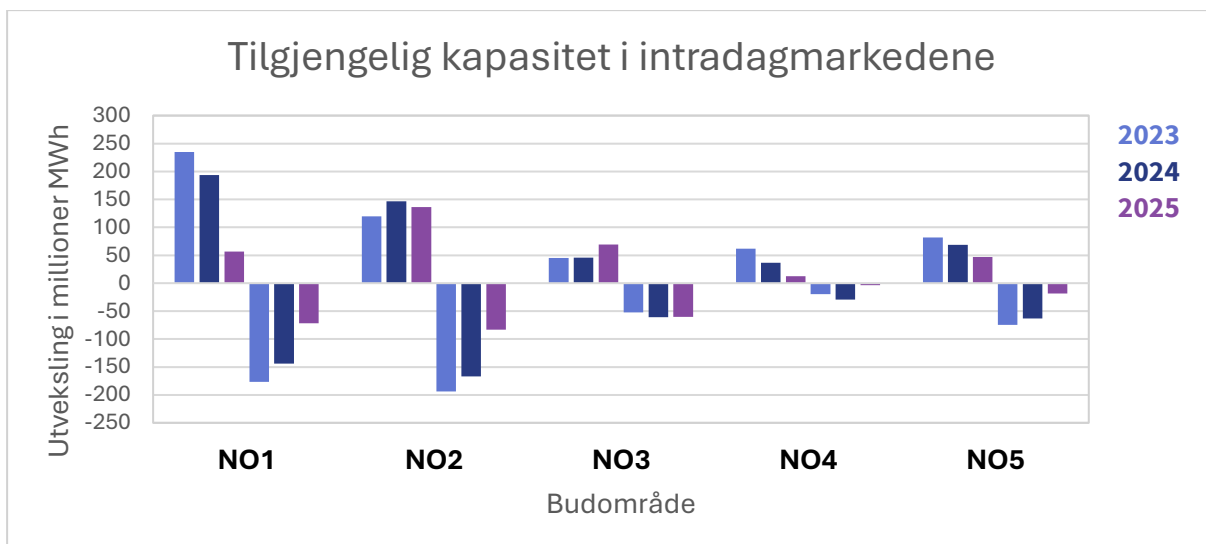
Til balansemarkedene allokere og reserverer også Statnett kapasitet som ikke blir tilgjengelig for døgn- og intradagmarkedene.

I dette kapitlet ser vi nærmere på hvor mye kapasitet som var tilgjengelig for intradagmarkedene i 2025 sammenlignet med 2024 og 2023, samt utviklingen i handel i intradagmarkedene.

KAPASITET TILGJENGELIG FOR INTRADAGMARKEDENE

Figur 23 viser både import- og eksportkapasitet tilgjengelig for intradagmarkedene for hvert av de norske budområdene. Importkapasitet vises som positive verdier, mens eksportkapasitet vises som negative verdier. Figuren viser utviklingen av tilgjengelig kapasitet de siste tre årene.

¹⁸ Forskjellen på begrepene ATC-format og flytbasert-format er nærmere beskrevet i faktaboksen i Del 1 om Erfaringer med flytbasert kapasitetsberegning



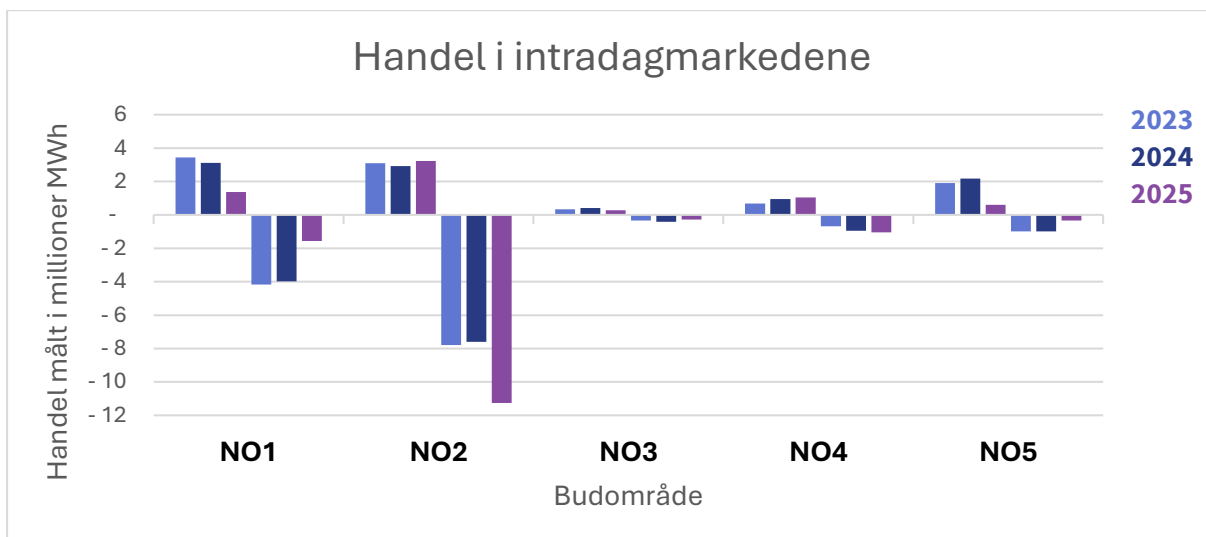
Figur 23: Årlig akkumulert kapasitet til intradagmarkedene. De positive verdiene viser importkapasitet, mens de negative verdiene viser eksportkapasitet.

Etter innføring av flytbasert kapasitetsberegning har flere nordiske aktører uttrykt bekymring for redusert kapasitet i intradagmarkedene. I intradagmarkedene har aktørene mulighet for å handle seg i balanse nærmere driftsøyeblikket. Hvis det ikke er kapasitet tilgjengelig for handel etter døgnet, mister aktørene muligheten for å håndtere sine ubalanser, og ubalansene må i stedet håndteres nærmere driften. Derfor er det spesielt interessant om kapasitet til intradagmarkedene er spesielt redusert i 2025 i forhold til de foregående årene.

Figur 23 viser spesielt store reduksjoner av tilgjengelig kapasitet i NO1, men også NO4 og NO5 har betydelige reduksjoner i tilgjengelig kapasitet i både import- og eksportretning. I NO4 har dette ført til veldig lite tilgjengelig eksportkapasitet i intradagmarkedene. I NO2 er tilgjengelig eksportkapasitet redusert, men tilgjengelig importkapasitet er tilnærmet uforandret i forhold til de to foregående årene. I NO3 ser vi uendret eksportkapasitet, men økt importkapasitet.

HANDEL I INTRADAGMARKEDENE

Figur 24 viser akkumulert handel i intradagmarkedene for årene 2023, 2024 og 2025 (merk at verdiene på aksene er markant lavere enn på Figur 23). Figuren viser at handelsvolumet i intradag for de norske budområdene generelt er lavt sammenlignet med årlig akkumulert tilgjengelig kapasitet i Figur 23. Selv om endringene i handelsvolum i intradag generelt er små, kan det observeres noen endringer i 2025. Økt handel i NO2 skyldes hovedsakelig at døgnet hadde timesoppløsning, mens intradagmarkedene hadde kvartersoppløsning i store deler av 2025. Det var dermed utnyttet kapasitet på kvartersnivå i intradagmarkedene for HVDC-forbindelsene i NO2. Ellers viser figuren at det var redusert handel inn og ut av NO1, NO3 og NO5, mens det var litt økt handel inn og ut av NO4.

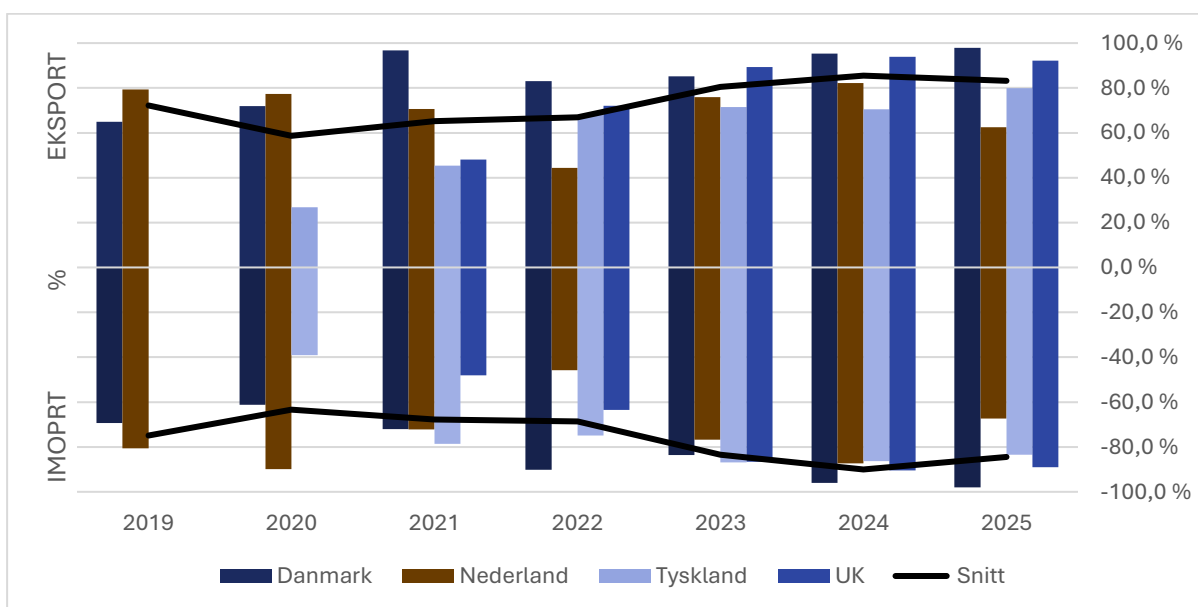


Figur 24: Årlig akkumulert handlet volum i intradagmarkedene. De positive verdiene viser importkapasitet, mens det negative verdiene viser eksportkapasitet. Lyseblå søyle er 2023, mørkeblå søyle er 2024 og lilla søyle er 2025

Ettersom akkumulert handel i intradag er betydelig lavere enn akkumulert tilgjengelig kapasitet til intradagmarkedene tyder dette på at mye av kapasiteten som gis til intradagmarkedet ikke brukes opp og går videre til balansetidsrammen. Dette ser også ut til å gjelde for 2025 etter innføringen av flytbasert i døgnmarkedet og oversettelsen til ATC-kapasiteter til intradagmarkedene. På en annen side blir situasjoner med lite tilgjengelig kapasitet og eventuelle innelåste situasjoner med få handelsmuligheter i enkelte timer, som beskrevet i Del 1 om Erfaringer med flytbasert kapasitetsberegning, ikke nødvendigvis fanget opp av figurene som viser akkumulerte verdier for kapasitet og handel i intradag.

6.5 Handelskapasitet på HVDC-forbindelser

I 2025 har det vært jevnt høy tilgjengelighet av kapasitet på HVDC-kablene, og vedlikehold av kablene har vært den vesentligste årsaken til reduksjoner. Norge har fire HVDC-forbindelser til utlandet, og Figur 25 viser tilgjengelig kapasitet på hver forbindelse i både import- og eksportretning siden 2019. Tilgjengelig kapasitet måles i prosent av installert kapasitet.



Figur 25: Gjennomsnittlig kapasitet tilgjengeliggjort ved mellomlandsforbindelsene mellom 2019 og 2025

Det ses av figuren at gjennomsnittlig tilgjengelig kapasitet på forbindelsen til Danmark har økt med ca. 2 % fra 2024 til 2025, og at eksportkapasiteten til Tyskland har økt med ca. 10 %. Samtidig har den gjennomsnittlige importkapasiteten fra Tyskland minket med ca. 3 % og import- og eksport kapasitet til UK har minket med henholdsvis 1 % og 2,6 %. Den største reduksjonen i gjennomsnittlig tilgjengelig kapasitet fra 2024 til 2025 ses på forbindelsen til Nederland som har minket med ca. 20 % i både import- og eksportretning.

Under oppsummeres de mest vesentlige reduksjonene i handelskapasitet i 2025 for hver forbindelse.

- *Skagerak kablene til Danmark (NO2-DK1)*: For 2025 ble i gjennomsnitt 98 prosent av installert kapasitet på Skagerak-forbindelsen gjort tilgjengelig for markedet. Den hyppigste årsaken til kapasitetsreduksjoner på Skagerak i 2025 var vedlikehold. Herav ble forbindelsen redusert med opp til 1680 MW (full kapasitet) i perioden 28. april til 30. april. I tillegg var det noen tilfeller med kortvarige reduksjoner som følge av en feil.
- *NorNed kabelen til Nederland (NO2-NL)*: For 2025 ble i gjennomsnitt 63 prosent av installert kapasitet på NorNed gjort tilgjengelig for eksport til Nederland mens det tilsvarende var 67 prosent for import til Norge. Kapasiteten på NorNed har siden 2022 vært redusert grunnet tekniske begrensninger. Anlegget tåler raske retningsendringer dårlig. For å drifte kabelen så skånsomt som mulig fram til forventet utbedring i 2026, er det innført flere tiltak:
 - Kapasiteten på kabelen reduseres med 103 MW fra 723 MW installert effekt til 620 MW tilgjengelig kapasitet¹⁹.
 - Det blokkeres for retningsendringer som følge av intradaghandel.I tillegg har det vært en rekke reduksjoner i kapasitet med lengre varighet som følge av planlagt vedlikehold. Den vesentligste av disse var i perioden 1. april til 7. juni hvor kapasiteten på forbindelsen ble redusert til 0 i både import- og eksportretning²⁰. I 2025 var det også to reduksjoner som følge av feil, som varte i flere døgn.
- *NordLink kabelen til Tyskland (NO2-DE)*: For 2025 ble i gjennomsnitt 80 prosent av installert kapasitet på NordLink gjort tilgjengelig for eksport til Tyskland mens det tilsvarende var 83 prosent for import til Norge. Den tyske systemoperatøren, TenneT Tyskland, reduserer i perioder kapasiteten på NordLink som følge av at Tyskland enda ikke har innført «Advanced Hybrid Coupling» (AHC)²¹. TenneT Tyskland reduserer derfor kapasiteten på NordLink for å ivareta begrensninger på interne elementer i AC-nettet. I tillegg ble kapasiteten på kabelen redusert flere ganger med opp mot 1444 MW (full kapasitet) grunnet vedlikehold. Det var også flere reduksjoner som følge av feil.
- *North Sea Link (NSL) til England (NO2-GB)*: For 2025 ble i gjennomsnitt 92 prosent av installert kapasitet på NSL gjort tilgjengelig for eksport til England mens det tilsvarende var 89 prosent for import til Norge. Ifølge en markeds melding vil import kapasiteten fra England til Norge varierer mellom 1200 MW og 1400 MW i perioden 30. mai 2025 til 30. november 2026. Dette betyr i praksis at importkapasiteten til Norge på NSL i perioder blir redusert med opp mot 200 MW av hensyn til forhold internt i det norske nettet²². I tillegg førte planlagt vedlikehold og et feil også til reduksjoner i kapasiteten på NSL i 2025.

¹⁹ [Nord Pool - UMM Platform](#) publisert 28. mars 2025

²⁰ [Nord Pool - UMM Platform](#) publisert 6. mai 2025

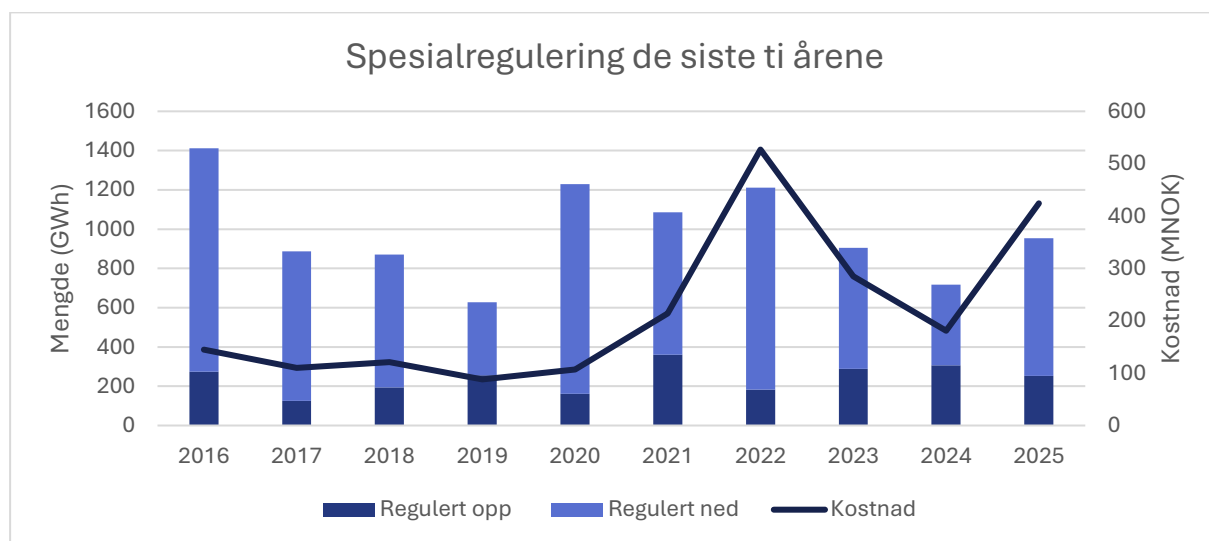
²¹ Med AHC innføres det virtuelle budområder på hver side av HVDC-kabelen slik at kapasiteten på HVDC-kabelen blir representert i flytbasertdomenet. Dette fører til at kraftflyten på elementer i AC-nettet som følge av utveksling på HVDC-kabelen blir hensyntatt i markedskoblingen. Potensielle overlaste på interne elementer i AC-nettet trenger derfor ikke tas høyde for når kapasiteten for HVDC-kabelen bestemmes. Ved bruk av AHC på begge sider av HVDC-kabelen kan kapasiteten til enhver tid være lik den fysiske tilgjengelige kapasiteten på kabelen.

²² [Nord Pool - UMM Platform](#) publisert 3. mars 2026

6.6 Flaskehalshåndtering

Systemansvarlig må overvåke og håndtere flaskehals som oppstår i drift, eller i tidsrommet frem mot driftstidspunktet, som ikke blir håndtert av kapasitetsfastsettelsen i markedene. For å håndtere disse flaskehalsene benytter Statnett spesialregulering, et virkemiddel som innebærer at systemansvarlig aktiverer bud i balansemarkedet mFRR EAM utenom prisrekkefølge. Det er de budene som er best egnet til å løse flaskehalsen som blir aktivert, og det betyr at man ikke alltid kan bruke det billigste opp- eller nedreguleringsbudet. Merkostnaden for spesialreguleringen blir dermed at man ikke får benyttet de rimeligste ressursene i markedet.

Figur 26 viser volum og kostnad for spesialregulering de siste ti årene. I 2025 ble til sammen 953 GWh spesialregulert for 424 MNOK. Volumet som har blitt spesialregulert i 2025 ligger rundt gjennomsnittet for de siste ti årene, mens kostnaden er den nest høyeste som har blitt registrert.



Figur 26: Mengde og kostnad for spesialregulering i perioden 2016-2025

Behovet for spesialregulering avhenger av flere forhold. Det avhenger av kraftsituasjonen, og tilhørende behov for kraftoverføring, av antall revisjoner og utviklingsprosjekter, samt utfall og feil i nettet og på produksjonsanlegg. Kostnaden for spesialregulering er tett knyttet til hvilke kraftverk som har blitt spesialregulert, volumet som har blitt spesialregulert og prissettingen av budene som blir spesialregulert.

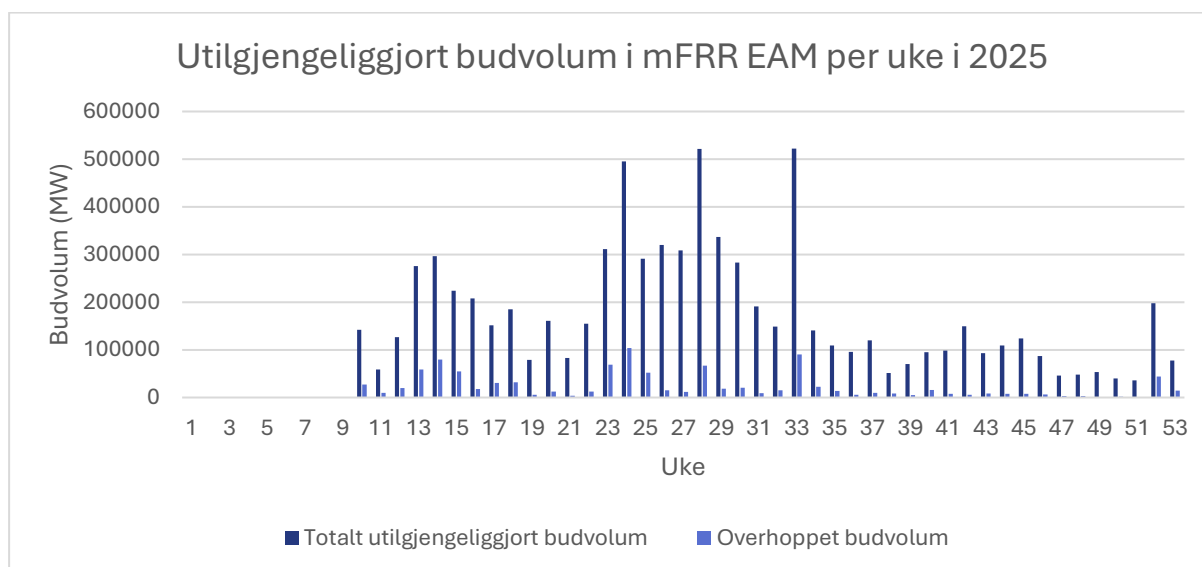
Samtidig med overgangen til automatisert balansering begynte systemansvarlig også med en mer proaktiv flaskehalshåndtering. Systemansvarlig forsøker nå i større grad å oppdage flaskehals som vil oppstå forut for driftstimen og håndtere dem i forkant, før de gir en overlast. Til dette har verktøyet ABOT (Avoiding BOTtlenecks) blitt utviklet. ABOT er et automatisk flaskehalshåndteringsverktøy med formål å redusere risikoen for overlast på de interne flaskehalsene i det norske kraftsystemet. ABOT har to mulige typer tiltak for å håndtere flaskehalsene:

- Utilgjengeliggjøring av bud i mFRR EAM som vil forverre en eksisterende flaskehals dersom det blir aktivert
- Spesialregulering ved aktivering av bud i mFRR EAM som vil motvirke flaskehalsen

Utilgjengeliggjøring av bud er et virkemiddel som ble innført samtidig som implementeringen av ABOT og den automatiserte balanseringen. Det blir benyttet for at den automatiske balanseringsalgoritmen ikke skal aktivere bud som vil forverre flaskehalsen som ABOT har

prognosert i forkant av at den automatiserte balanseringsalgoritmen kjører. Ettersom ABOT baseres på prognoser, vil ikke nødvendigvis et utilgjengeliggjort bud føre til at budet faktisk blir hoppet over i balanseringen. Dersom ABOT har prognosert et annet flaskehalsbilde og reguleringsbehov enn det som faktisk blir tilfelle, vil de påfølgende utilgjengeliggjøringene ikke ha en effekt på hvilke bud som blir aktivert i mFRR EAM. Statnett beskriver at 16 prosent av budvolumet som blir utilgjengeliggjort av ABOT medfører at balanseringsalgoritmen hopper over de aktuelle budene. Disse utilgjengeliggjøringene har dermed prispåvirkning i mFRR EAM, men bidrar også til flaskehalshåndteringen. De resterende 84 prosentene ender opp med å ikke være aktuelle for aktivering i mFRR EAM uansett, og får dermed ikke prispåvirkning i mFRR EAM.

I Figur 27 vises volumet med bud som blir utilgjengeliggjort av ABOT og den delen av disse som fører til at budet blir hoppet over i mFRR EAM i 2025. Ettersom automatisert balansering først startet opp 4. mars, er det kun registrert data etter dette.



Figur 27: Oversikt over utilgjengeliggjort budvolum per uke i 2025.

Av figuren kan vi se enkelte uker eller perioder med høyere utilgjengeliggjøring av bud, og vi kan se at volumet utilgjengeliggjorte bud blir mindre utover høsten. Spesielt om sommeren er det flere bud som blir utilgjengeliggjort. Statnett beskriver at ukene med høyest utilgjengeliggjort budvolum skyldes utkoblinger til vedlikehold eller begrensninger i ulike overføringssnitt. 2025 er det første året med denne statistikken, og RME vil følge opp denne fremover.

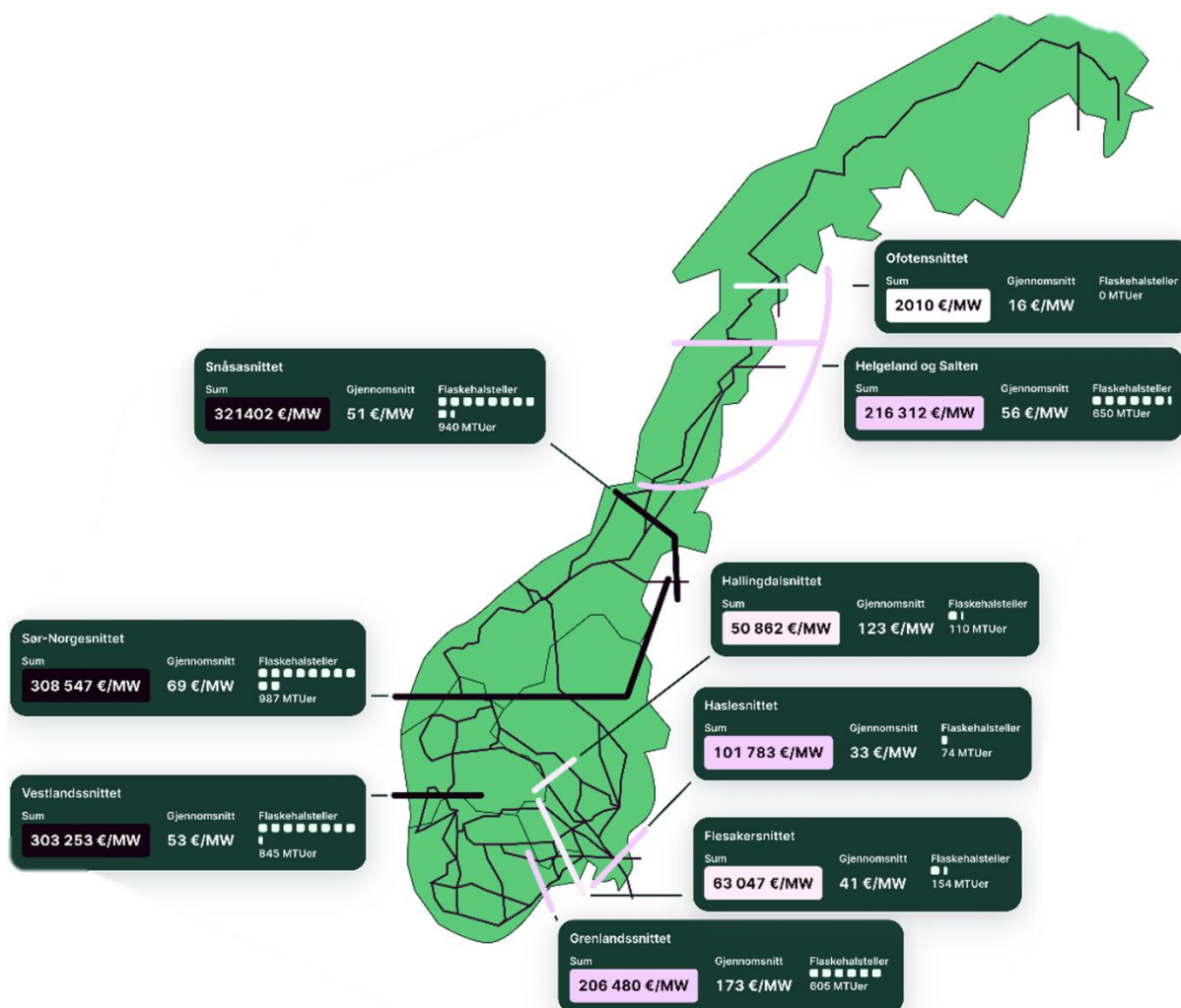
6.7 Flaskehalser i nettet

Med flytbasert kapasitetsberegning har det blitt mulig å vurdere gevinstene og kostnadene ved belastning og avlastning av flaskehalser i kraftsystemet. Når et nettelement begrenser handelskapasiteten, får denne en positiv skyggepris. For hver markedstidsenhet blir det publisert skyggepriser for begrensende nettelementer eller sett av nettelementer. Nettelementer med hyppig og høy skyggepris representerer flaskehalser i nettet, og skyggepriser kan derfor brukes som en vurdering av flaskehalskostnader.

Skyggeprisen forteller hvor mye den samfunnsøkonomiske nytten ville økt, hvis kraftflyten på en gitt flaskehals hadde økt med 1 MW. I tilfeller med generelt høyt prisnivå vil en flaskehals føre til høyere skyggepris enn i tilfeller med generelt lave prisnivåer. Derfor kan en flaskehals med lav skyggepris være like begrensende for markedet, som en flaskehals med høy skyggepris. Likevel er det størst samfunnsøkonomisk nytte ved å avlaste en flaskehals med høy skyggepris enn

flaskehalsler med lav skyggepris. Det er viktig å bemerke at skyggeprisen ikke er den direkte gevinsten ved å øke kapasiteten på en flaskehals, og en investering i økt nettkapasitet kan derfor ikke utelukkende basere seg på skyggepriser. Dette skyldes at et annet element i nettet kan begrense flyten, dersom en nåværende flaskehals avlastes, slik at det likevel ikke vil bli økt kapasitet til markedet.

På Figur 28 ses skyggepriser gruppert i såkalte storsnitt²³ som Statnett har definert. Flaskehalsler for markedet har blitt fordelt på storsnittene ut ifra den fysiske beliggenheten av flaskehalsene. For hvert storsnitt vises summen av skyggeprisene for de flaskehalsene som er tildelt det enkelte storsnittet. I tillegg vises en gjennomsnittlig skyggepris basert på de markedstidsenhetene hvor det forekommer skyggepris, samt en flaskehalsteller som viser antall markedstidsenheter hvor skyggeprisen var over 100 EUR/MW.



Figur 28: Skyggepriser på flaskehalsler i Norge fordelt på korridorer (storsnitt) definert av Statnett [2]

Det ses av figuren at Snåsasnittet, Sør-Norgesnittet og Vestlandssnittet har de største summerte skyggeprisene. Dette viser at det potensielt er stor verdi i å øke flyten over disse korridorene. Man kan også observere at disse tre snittene har høy flaskehalsteller, som betyr at det både ofte er flaskehalsler og at kostnadene for flaskehalsene er svært høye. Samtidig er gjennomsnittsskyggeprisene relativt lave, hvilket tyder på at disse snittene ofte er begrensende for

²³ Storsnitt er overføringskorridorer i kraftnettet som Statnett har definert på bakgrunn av erfaringer fra driften. Storsnittene inneholder flere nettelementer, som samlet setter begrensninger for flyten mellom deler av kraftsystemet.

markedet – også i timer med lave prisdifferensier mellom budområdene. Til sammenligning har Grenlandssnittet både en høy flaskehalsteller og høy gjennomsnittsskyggepris. Grenlandssnittet har den høyeste gjennomsnittsskyggeprisen av alle storsnittene, noe som tyder på at flaskehalser i dette snittet har stor innvirkning på den samfunnsøkonomiske nytten. Til gjengjeld er snittet ikke begrensende like ofte som eksempelvis Vestlandssnittet.

I Tabell 5 ses de 13 mest begrensende nettelementene i Norge målt i summert skyggepris. Statnett eier også elementer som er lokalisert i Sverige, men disse er ikke tatt med i listen.

Tabell 5: Skyggepris for de 13 mest begrensende nettelementer, som eies av Statnett.

Navn på nettelement	Fra Budområde	Til Budområde	Antall MTU	Gjennomsnitt skyggepris (EUR/MW)	Summert skyggepris (EUR/MW)
300 Refsdal-Modalen + Aurland1 T4 Transformator S	NO5	NO5	2116	97	204 750
300 Mauranger-Blåfalli	NO5	NO5	3804	53	200 669
420 Rød-Grenland + Rød T4 Transformator S + 300 Rød Porsgrunn	NO2	NO2	976	126	122 960
420 Surna-Viklandet + 300 Orkdal-Aura	NO3	NO3	835	132	110 433
420 Namsos-Ogndal + 300 Tunnsjødal-Verdal	NO4	NO4	2424	35	83 928
420 Klæbu-Surna + 300 Klæbu-Orkdal	NO3	NO3	1167	60	69 568
420 Loviseholm-Halden + 420 Borgvik-Hasle	SE3	NO1	1026	46	47 194
Sauda T2 Transformator P + Sauda T3 Transformator P	NO2	NO2	628	54	33 727
420 Høyanger-Sogndal + 300 Øvre Vinstra-Fåberg	NO1	NO1	751	31	23 573
420 Dagali-Ringerike + 300 Hemsil 2-Sogn	NO5	NO5	68	336	22 866
420 Sylling-Rjukan + 420 Hasle-Rød + 300 Sylling-Flesaker + 300 Tegneby-Flesaker	NO1	NO2	962	23	22 218
420 Aurland 1-Aurland 2 + 300 Modalen-Evanger	NO5	NO5	46	329	15 117
420 Usta-Dagali + 300 Hemsil 2-Sogn	NO5	NO5	40	367	14 678

Det ses av tabellen at de to snittene med høyest summert skyggepris er lokalisert i NO5 og at begge disse CNECene har en summert skyggepris på over 200 000 EUR/MW. Til sammenligning ses det av Figur 28 at de tre mest begrensende storsnittene har summert skyggepris på mellom

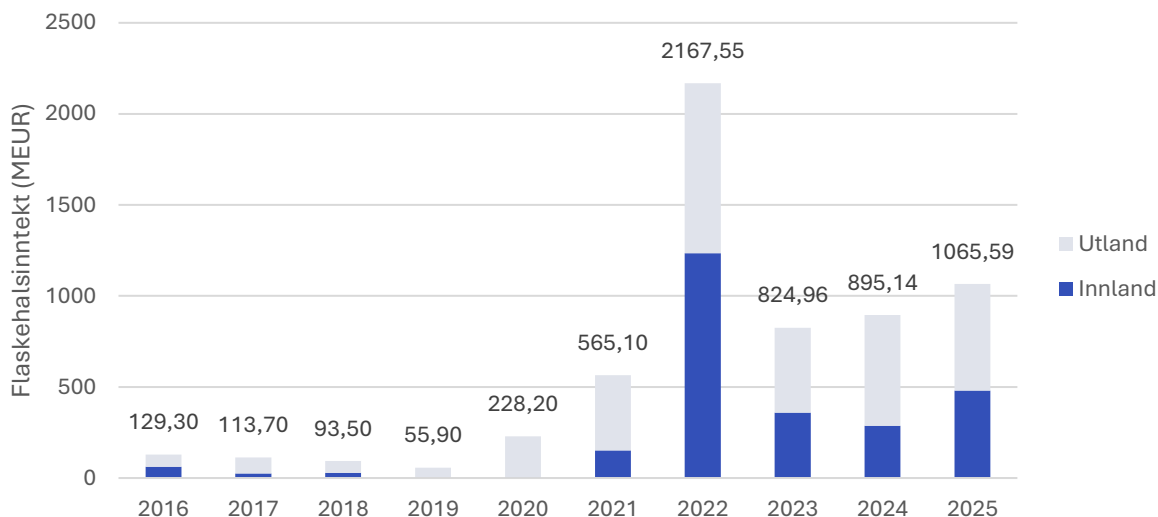
303 253 EUR/MW og 321 402 EUR/MW. Dette tyder på at 300 Refsdal-Modalen + Aurland1 T4 Transformator S og 300 Mauranger-Blåfalli fører til store begrensninger for markedet i 2025.

Den 2. oktober 2025 ble linjen mellom Sogndal og Aurland satt i drift etter spenningsoppgradering. Med oppgradering av denne linjen var 300 Refsdal-Modalen + Aurland1 T4 Transformator S ikke lenger det mest begrensende nettelementet for markedet. I stedet ble andre nettelementer begrensende i kapasitetsberegningen. Et eksempel på en begrensning som ikke tidligere inngikk i kapasitetsberegningen, men som har blitt begrensende etter oppgraderingen er 420 Nea-Klæbu + 420 Namsos-Ogndal + 300 Tunnsjødal-Verdal.²⁴

6.8 Flaskehalsinntekter

Statnett får flaskehalsinntekter ved forbindelser mellom budområder internt i Norge og ved mellomlandsforbindelsene. Flaskehalsinntektene blir beregnet ved prisdifferansen mellom to budområder, multiplisert med det planlagte overførte volumet i døgnet. 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 internt i Norge. Flaskehalsinntekter inngår i Statnetts inntektsgrunnlag og inntektene er dermed med på å redusere transmisjonsnettariffen. I 2022 ble det innført en midlertidig forskrift²⁵ hvor deler av systemansvarligs flaskehalsinntekter ble fordelt på underliggende nettselskap. Formålet med den midlertidige forskriften var å redusere sannsynligheten for at nettkunder i områder med høye kraftpriser fikk økt nettleie som følge av økte kostnader til nettap i regionalt og lokalt distribusjonsnett. Forskriften gjelder frem til 1. juni 2027.

Figur 29 viser en oversikt over flaskehalsinntekter de siste ti årene.



Figur 29: Norges samlede flaskehalsinntekter mot utlandet og mellom budområdene internt i Norge i MEUR de siste ti årene.

Totale norske flaskehalsinntekter, inkludert interne grenser, var på 1 066 MEUR i 2025. Dette er noe høyere enn i 2023 og 2024, 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 2025 sammenlignet med 2024 skyldes høyere interne flaskehalsinntekter, som følge av økt prisforskjell mellom budområdene internt i Norge. Flaskehalsinntektene fra

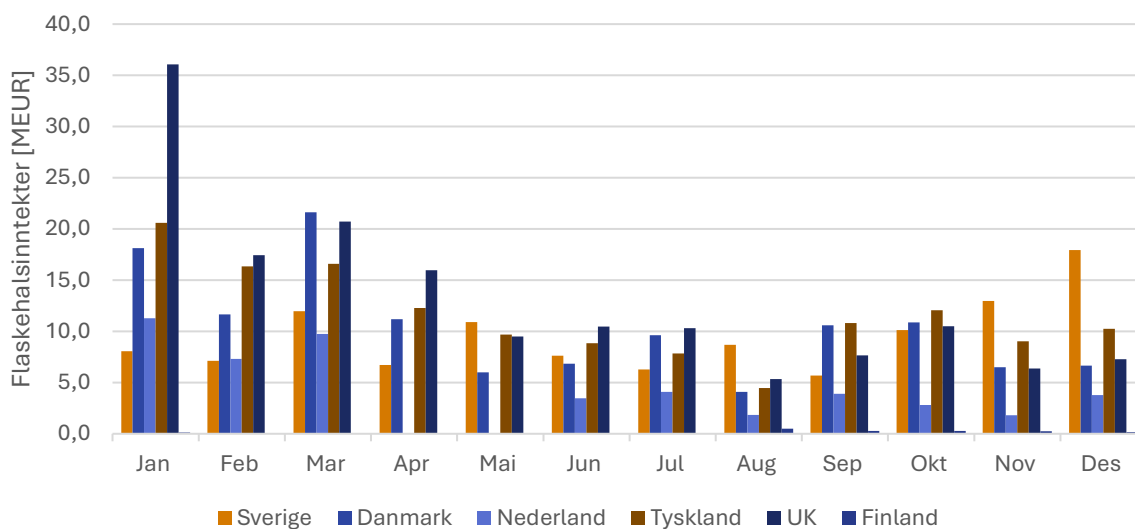
²⁴ Les mer om dette i NVE-rapporten [Status og utvikling i kraftsystemet 2025 - 2030](#)

²⁵ [Midlertidig forskrift om bruk av flaskehalsinntekter](#)

utenlandslandsforbindelsene var på 586 MEUR, og sto for 55 % av de totale flaskehalsinntektene i 2025. Det er lavere enn i 2024, og skyldes en noe lavere import.

Flaskehalsinntektene internt i Norge var på 479,7 MEUR, og utgjorde 45 % av de totale flaskehalsinntektene til systemansvarlig. Det er en økning fra 2024, da de interne flaskehalsinntektene utgjorde 32 % av totalen. Det er ved budområdegrensen mellom NO1 og NO5 de fleste interne flaskehalsinntektene kom fra i 2025, til forskjell fra tidligere år, da det har vært budområdegrensen mellom NO1 og NO2 som har gitt de høyeste flaskehalsinntektene.

Figur 30 viser flaskehalsinntekt per utlandsforbindelse per måned for 2025. Figuren viser at flaskehalsinntektene i stor grad påløp på begynnelsen av året, da prisforskjellene mot kontinentet og Storbritannia var høyest, som vist i Figur 12.



Figur 30: Flaskehalsinntekter per måned for utenlandsforbindelsene i 2025.

7 Balansering

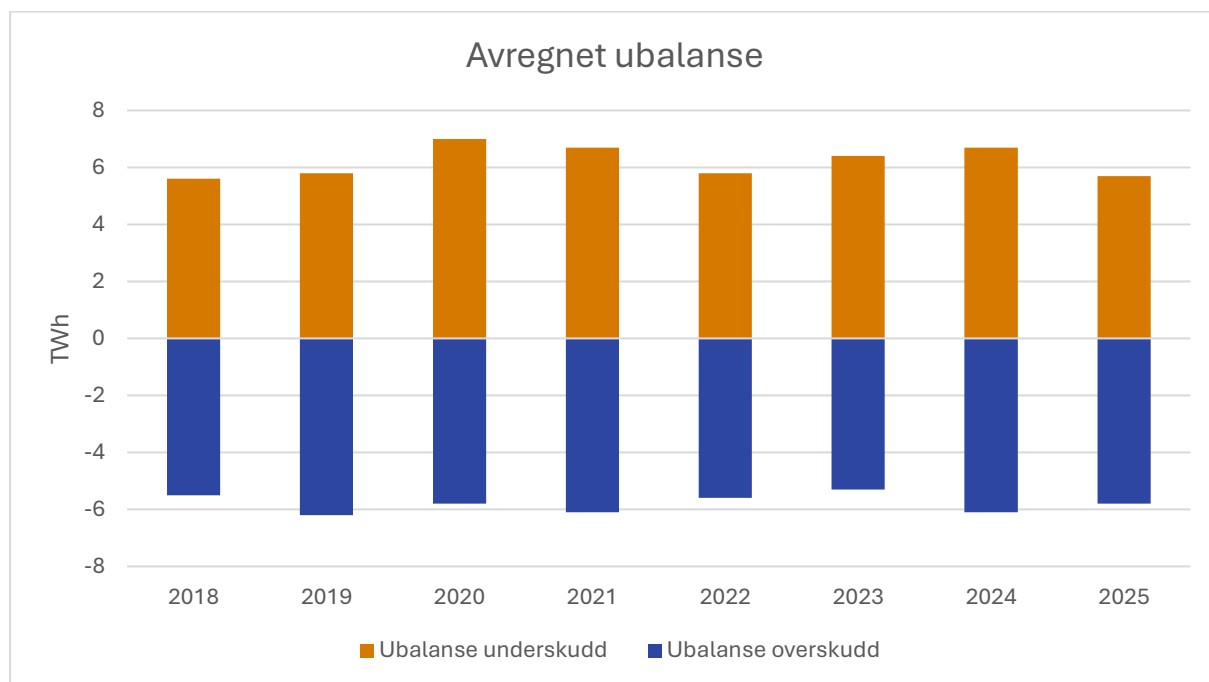
Frekvensen i kraftsystemet må til enhver tid være nær 50 Hz. Selv om kraftmarkedenes formål er å sikre en planlagt balanse for hvert kvarter gjennom året, kan ubalanser likevel oppstå i driftsperioden. Ubalanser kan oppstå av flere grunner, blant annet som følge av avvik mellom produksjonsplaner og faktisk produksjon, og forbruksplaner og faktisk forbruk. I tillegg kan det oppstå uforutsette feil eller utfall av komponenter i kraftsystemet. Statnett som systemansvarlig er ansvarlig for å håndtere disse ubalansene og anvender en rekke virkemidler for å sikre dette.

Aktiveringsmarkeder for balanseenergi er energimarkeder hvor Statnett aktiverer bud fra aktører i driftskvarteret for å balansere systemet. Budene kan komme både fra aktører som har fått tilslag i balansekapasitetsmarkedet eller fra aktører som kun deltar i aktiveringsmarkedet (såkalte «frivillige bud»). Produksjonsenheter kan tilby balanseenergi i både positiv og negativ retning, mens forbruksenheter oftest tilbyr balanseenergi i positiv retning, som vil si en reduksjon i forbruk.

7.1 Ubalanser

Avvik mellom produksjonsplaner og faktisk drift er en av forholdene som kan gi ubalanser i kraftsystemet. Avvik mellom produksjonsplaner og faktisk drift kan vurderes på to måter: kvaliteten på produksjonsplanene og avregnet ubalanse. Systemansvarlig bruker produksjonsplanene til å estimere hvor store ubalanser som vil oppstå i driftsøyeblikket og aktiverer reserver ut ifra dette. Kvaliteten på produksjonsplanene har gjennom 2025 vært på nivå med tidligere år.

Figur 31 viser den avregnede ubalansen de siste syv årene, fordelt på om ubalansen har vært i positiv eller negativ retning. Det er ingen tydelige endringer i 2025 sammenlignet med tidligere år.



Figur 31: Samlet årlig avregnet ubalanse fra 2018-2025, fordelt på ubalanseoverskudd og -underskudd. Ubalansen er gitt i TWh per år.

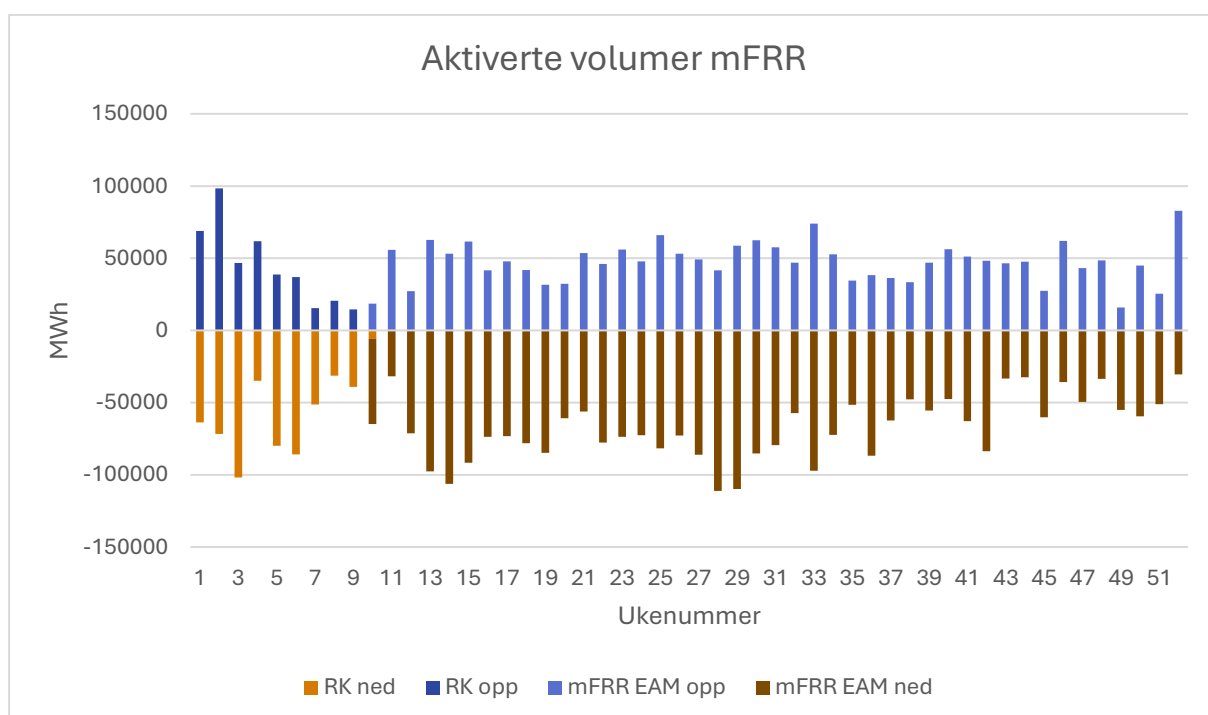
7.2 Aktiveringsmarkedet for mFRR

Hva er aktiveringsmarkedet for mFRR?

Aktiveringsmarkedet for mFRR, er et felles nordisk energimarked hvor systemoperatørene aktiverer bud fra aktører i driftskvartet for å balansere frekvensen. Markedet klareres hvert kvarter og aktiverer bud som både har vært anskaffet på forhånd i kapasitetsmarkedet for mFRR og frivillige bud uten kapasitetsforpliktelser. Det økonomiske oppgjøret fra dette markedet inngår i ubalanseoppjøret, som betyr at de aktørene i kraftsystemet som er ansvarlig for ubalansene det reguleres for, må betale for dette basert på markedsprisen for aktiveringene.

I 2025 ble det gjennomført en stor endring i balansemerkene i Norden, da det nye automatiserte og områdebaserte aktiveringsmarkedet for mFRR (mFRR EAM) ble satt i drift 4. mars. Denne endringen er nærmere beskrevet i del 1 av denne rapporten.

Aktivert volum av balanseenergi for mFRR i 2025, i henholdsvis opp- og nedreguleringsretning, er vist i Figur 32.



Figur 32: Aktiverte volumer RK opp og ned fra uke 1-11, og aktiverte volumer mFRR EAM opp og ned fra uke 11-52. Frem til idriftsettelsen av mFRR EAM ble markedet for mFRR kalt RK (Regulerkraftmarked).

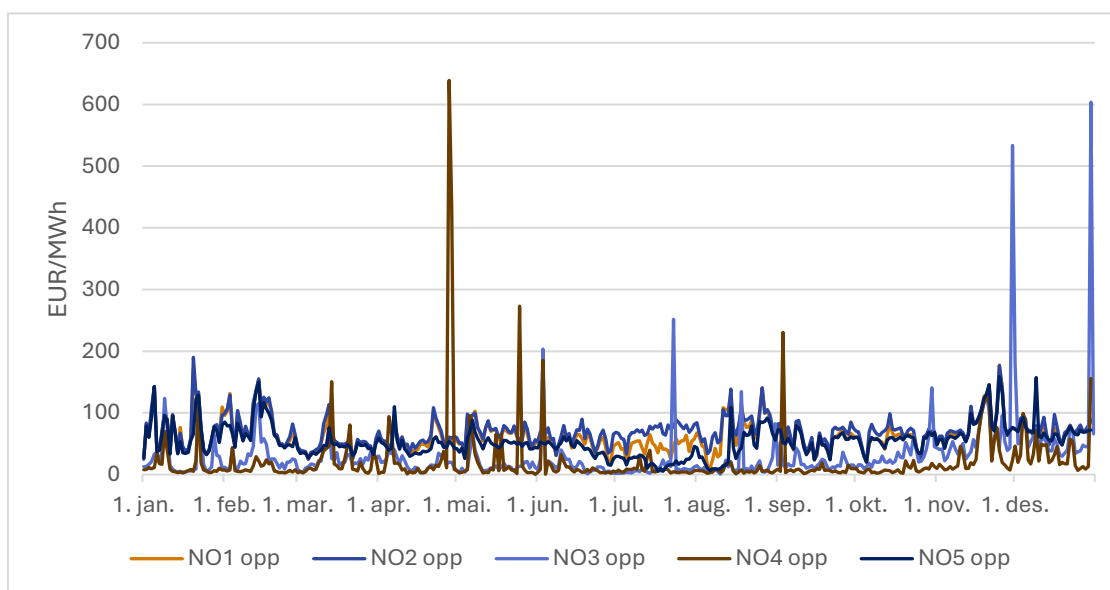
Det har vært en økning i aktiverte volumer av mFRR i 2025, sammenlignet med 2024. Bakgrunnen for at det aktiverte volumet har økt er trolig sammensatt, men innføring av flytbasert kapasitetsberegning i oktober 2024, overgangen til mFRR EAM og overgangen til 15 minutters tidsoppløsning i mars 2025 er alle hendelser som kan hatt en påvirkning på aktivert volum.

Innføring av flytbasert kapasitetsberegning kun i døgnetmarkedet, men ikke i intradag- eller balansemarkedet, har bidratt til redusert tilgjengelig overføringskapasitet til balansetidsrammen. Dette har redusert mulighet for å aktivere balanseenergi på tvers av budområder, og ført til at hvert enkelt budområde i større grad må reguleres i balanse for seg selv. Dette kan ha bidratt til et økt behov for aktiveringer.

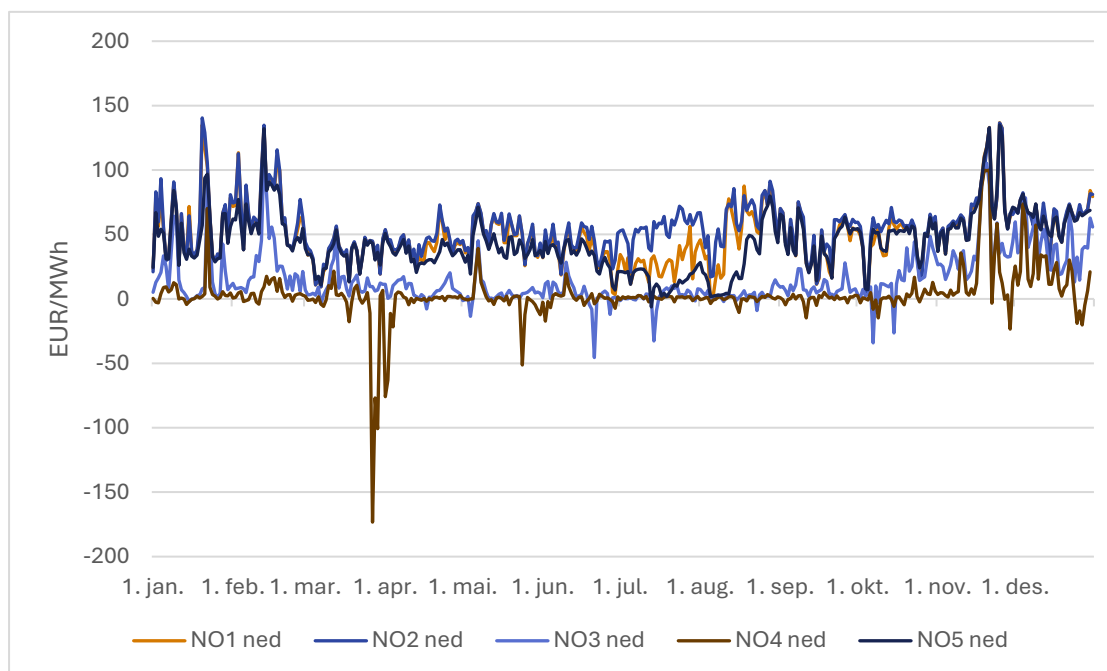
Økt aktivert volum er også en forventet effekt av overgangen til en algoritmestyrte balansering. Mens operatørene på landssentralen tidligere kunne vurdere aktiveringer opp mot størrelsen på ubalansen, budvolum og priser, er algoritmen utformet til å aktivere bud for å dekke hele det estimerte balanseringsbehovet. Dette fører til en bedre kvalitet på balanseringen, men kan også innebære flere aktiveringer.

Overgangen til 15 minutters tidsoppløsning kan tenkes å ha motsatt effekt på aktivert volum. Den finere tidsoppløsningen skal gi bedre samsvar mellom planlagt produksjon og forbruk, som isolert sett kan redusere Statnetts behov for aktiveringer av balanseenergi.

Gjennomsnittlig pris for mFRR i henholdsvis opp- og nedreguleringsretning per dag gjennom 2025 er vist i Figur 33 og Figur 34.



Figur 33: Gjennomsnittlig pris for mFRR i oppreguleringsretning per dag i 2025 (Syspower, 2026).

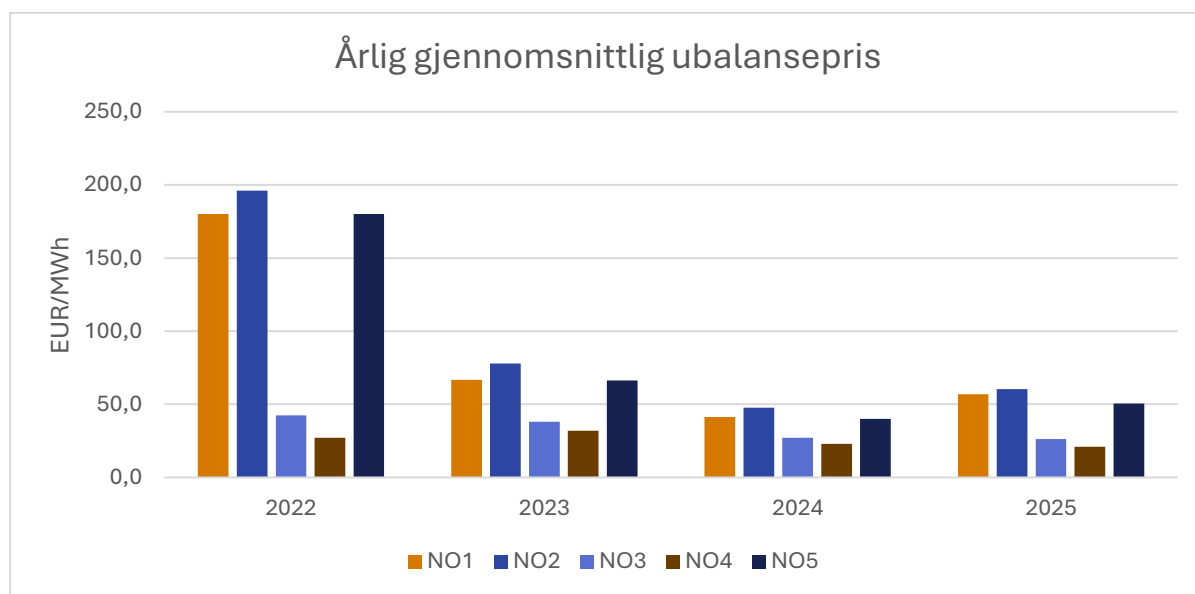


Figur 34: Gjennomsnittlig pris for mFRR i nedreguleringsretning per dag i 2025 (Syspower, 2026).

7.3 Ubalansepriser

Ubalanseprisen er prisen som brukes til å avregne ubalanser i forbruk eller produksjon. Prisen i aktiveringsmarkedet for mFRR danner grunnlaget for ubalanseprisen.

Den årlige gjennomsnittlige ubalanseprisen de siste fire årene er vist i Figur 35. I 2025 har det vært noe økning i den gjennomsnittlige ubalanseprisen sammenlignet med 2024, mens den i alle budområder er lavere sammenlignet med 2022 og 2023. Ubalanseprisen er tett koblet til den generelle kraftprisen og vil følge prisutviklingen der.



Figur 35: Årlig gjennomsnittlig absolutt ubalansepris fra 2022-2025 per budområde.

Slik det har blitt beskrevet i del 1 av denne rapporten, har det vært noen tilfeller av svært høye ubalansepriser i 2025. Disse kommer ikke tydelig frem i den årlige gjennomsnittlige ubalanseprisen. Totalt har det vært 84 kvarter i 2025 hvor ubalanseprisen i positiv retning har vært over 1 000 EUR/MWh. Det er stort sett i budområdene NO3 og NO4 hvor disse høye pristoppene har forekommet. I negativ retning er ikke pristoppene like høye, men det har vært forekomster av priser rundt -500 EUR/MWh. Det er også budområdene NO3 og NO4 som har hatt flest tilfeller av disse ubalanseprisene.

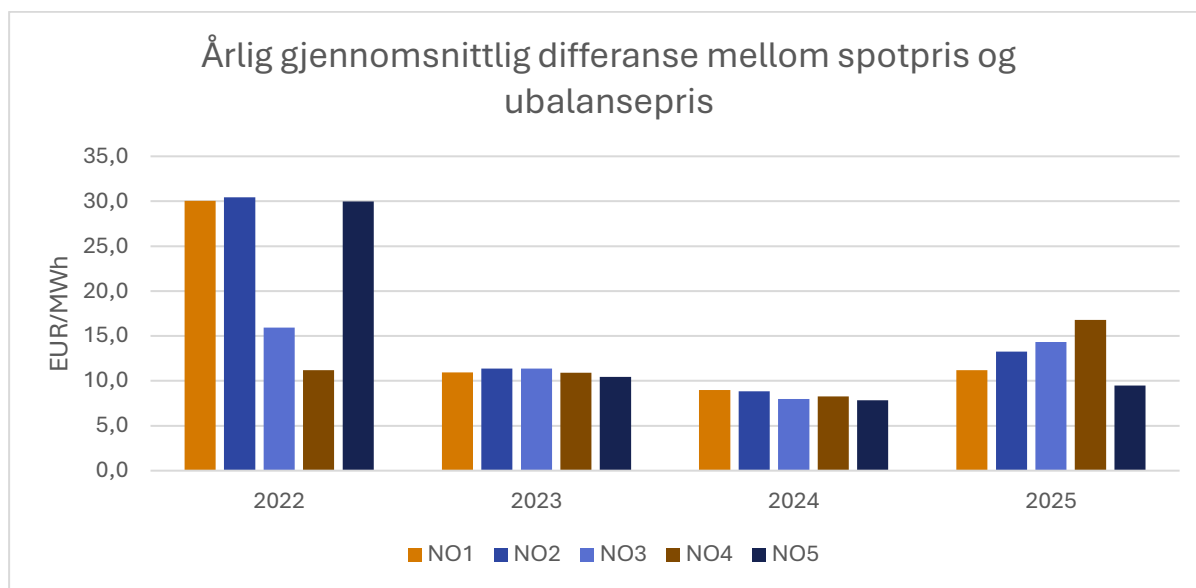
De volatile ubalanseprisene som har inntruffet sporadisk gjennom 2025 har påført de balanseansvarlige en økt risiko. En høy ubalansepris reflekterer at det er dyrt å løse ubalanser i systemet, og bidrar til å skape insentiver for å være i balanse, samt tilby ressurser i balansemarkedene der hvor ubalansene er høyest. Samtidig kan slike høye ubalansepriser fremstå tilfeldig, og for markedsaktørene kan det være krevende å forholde seg til priser og kostnader som varierer mye.

7.4 Ubalansekostnader

Differansen mellom spotpris og ubalansepris kan fungere som et mer presist mål på kostnaden av å være i ubalanse. Mange markedsaktører har handlet sine volumer i døgnetmarkedet, og spotprisen fungerer dermed som en referansepris for verdien av kraften.

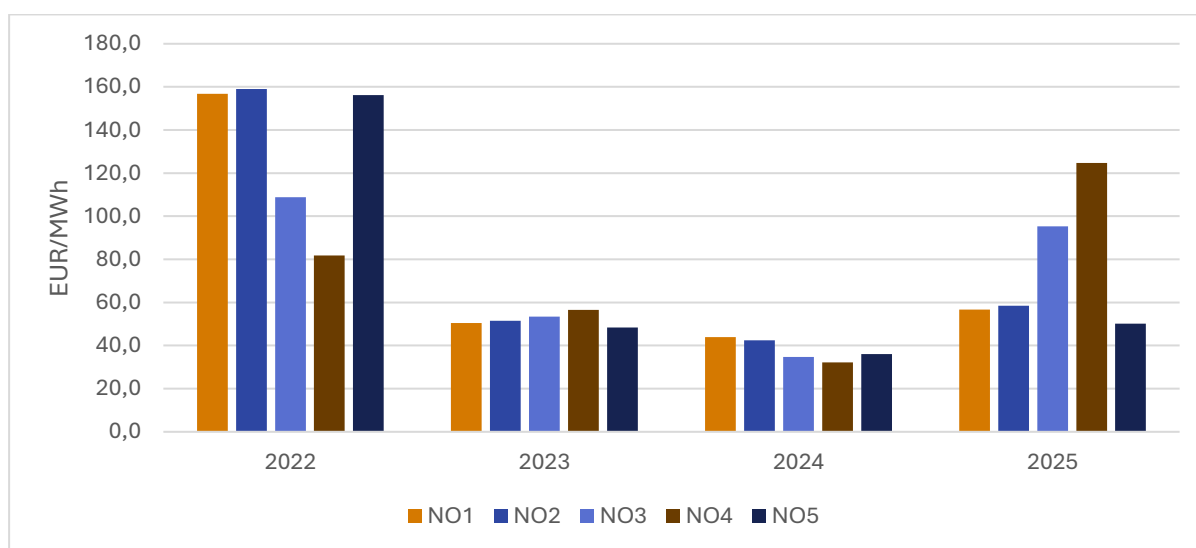
Den årlige gjennomsnittlige differansen mellom spotpris og ubalansepris de siste fire årene er vist i Figur 36. I 2025 har differansen i de fleste budområdene økt sammenlignet med 2023 og 2024, men

ligger under nivåene i 2022. Det er budområdene NO3 og NO4 som har den største økningen i differanse.



Figur 36: Gjennomsnittlig absolutt differanse mellom spotpris og ubalansepris per budområde fra 2022-2025.

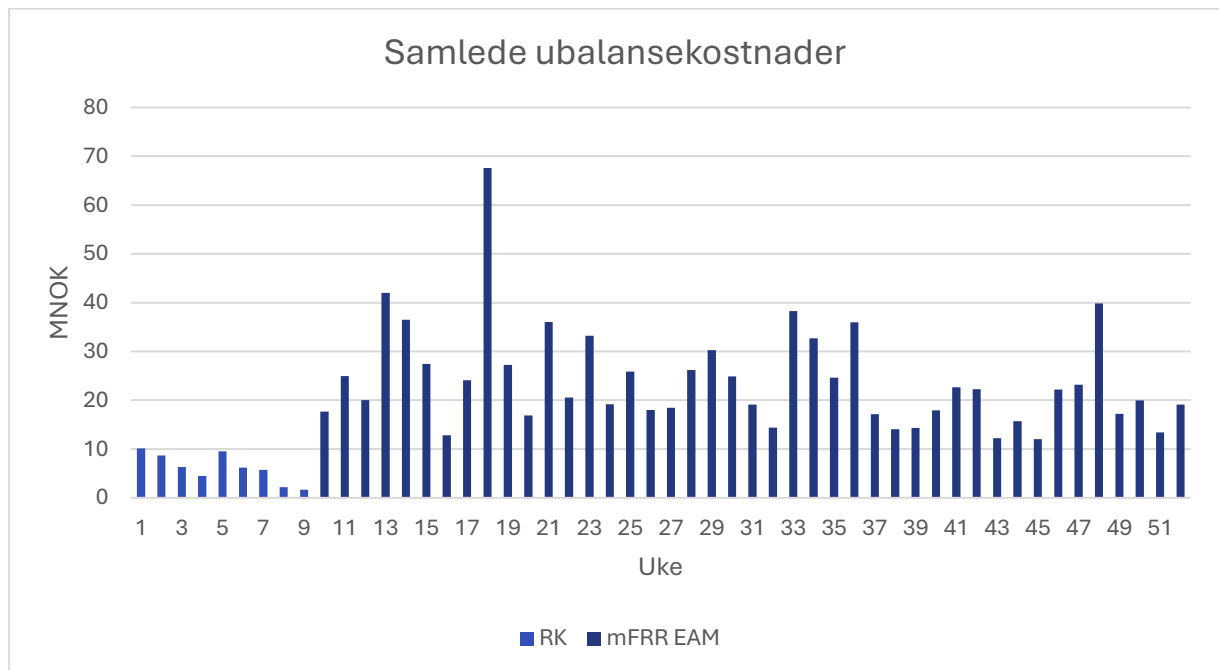
I Figur 37 vises gjennomsnittet av differansen mellom spotpris og ubalansepris for de 10 % høyeste markedstidsenhetene. Tallene gir et bilde av omfanget av størrelsen på differansen mellom spotpris og ubalansepris.



Figur 37: Gjennomsnitt av de 10 % høyeste tilfellene av differanse mellom spotpris og ubalansepris, per budområde fra 2022-2025.

Differansen mellom spotpris og ubalansepris multiplisert med ubalansevolum fungerer som et mål på den samlede ubalansekostnaden. Figur 38 viser de totale kostnadene som er brukt for å aktivere mFRR gjennom 2025, og dermed total ubalansekostnad i 2025. Figuren viser en tydelig økning i ubalansekostnadene fra og med uke 11, som samsvarer med innføring av automatisert balansering midtveis i uke 10. I uke 18, som var den uken med høyest ubalansekostnad, utgjorde ubalansekostnaden 67,6 MNOK.

Disse kostnadene som påføres aktører som skaper en ubalanse i systemet, medfører på den annen side inntekter for de aktørene som aktiveres i mFRR markedet og er med på å løse ubalansene, eller balanseansvarlige som har ubalanser i en retning som bidrar til å redusere ubalansene.



Figur 38: Samlede ubalansekostnader i aktiveringsmarkedet for mFRR per uke i 2025. Kostnadene er tillagt aktører som er i ubalanse.

7.5 Frekvenskvalitet

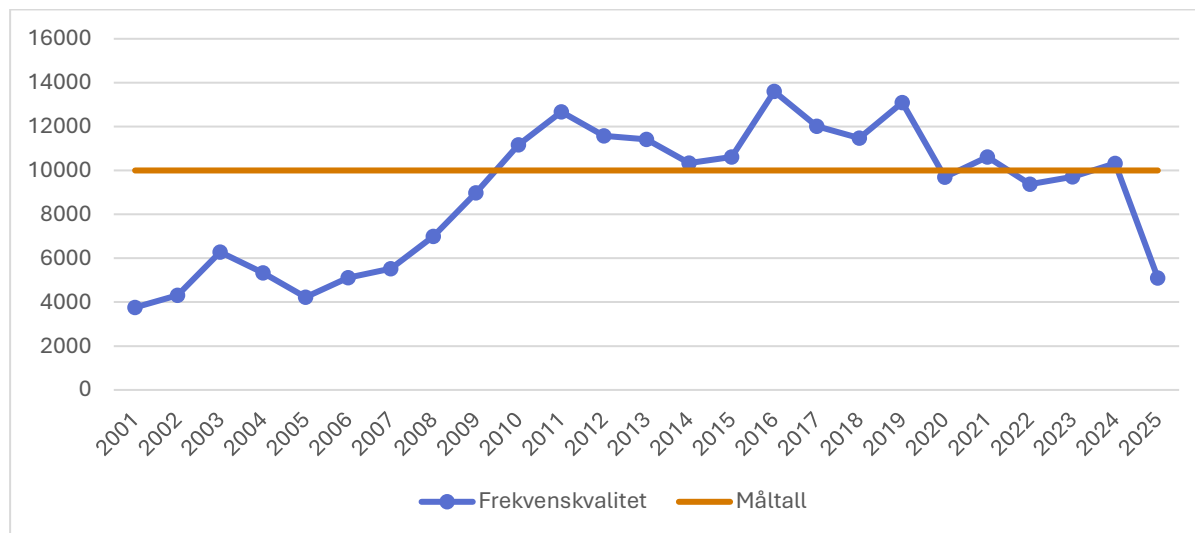
Frekvens er et mål på balansen som til enhver tid må være mellom produksjon, forbruk og utveksling av elektrisitet i kraftsystemet. Ved mer produksjon og import, enn forbruk og eksport, så vil frekvensen stige. I motsatt tilfelle vil frekvensen synke. Frekvensen er felles i hele det nordiske synkronområdet, og det kreves et tett samarbeid mellom de nordiske systemansvarlige for å sikre at reserver fordeles jevnt i synkronområdet, slik at det til enhver tid er nok reserver til å håndtere ubalansene som kan oppstå.

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. 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 (SOGL) er det fastsatt en øvre grense for frekvensavvik på 15 000 minutter per år. Moderate avvik i frekvensen kan ha konsekvenser for leveringskvaliteten på strømmen, belastninger på komponenter og gi utfordringer for systemstabiliteten.

I 2025 ble det registrert 5 094 minutter hvor frekvensen var utenfor frekvensbåndet. I 2024 var det 10 330 minutter hvor frekvensen var utenfor frekvensbåndet. Frekvensen i 2025 er derfor med god margin innenfor det nordiske målet på 10 000 minutter. Frekvensen var tilnærmet like mye over og under 50 Hz. Trenden gjennom 2025 var at året startet med noe avvik i januar, før avvikene synker i februar og mars, deretter øker frekvensavvikene i april, mai og juni. Ifølge Statnett har dette sammenheng med vårsmelting og et høyt kjøreønske for uregulerbar kraft. I juli er det et lavt

frekvensavvik, mens august er på høyde med vårmånedene, deretter synker avvikene utover høsten.

Figur 39 viser utviklingen i antall minutter utenfor normalfrekvensbåndet fra 2001 til 2025. Den oransje linjen henviser til det nordiske måltallet om 10 000 minutter per år.



Figur 39: Frekvenskvalitet representert som antall minutter utenfor normalfrekvensbåndet, fra 2001 til 2025.

Statnett peker på fire elementer som er medvirkende til den forbedrede frekvensen i 2025: automatisert balansering, 15 minutters tidsoppløsning i intradag- og døgnetmarkedet, økt tilgang på balanserereserver og bedre prognoser for forbruk og produksjon. Den automatiserte balanseringen gir rask respons på ubalanser og mer presis balansering. 15 minutters tidsoppløsning reduserer avvikene mellom planlagt og faktisk forbruk når tidsintervallene blir kortere. Den økte tilgangen på balanserereserver kommer av den økte anskaffelsen av balansekapasitet, som gir flere bud tilgjengelige for aktivering i driften. Statnett mener også at de tidvis høye ubalanseprisene har påvirket adferden til markedsaktørene, slik at de har forbedret sine prognoser for forbruk og produksjon som følge av at det har blitt dyrere å påføre systemet en ubalanse.

8 Tiltak i drift

For å håndtere driften av kraftsystemet skal systemansvarlig i størst mulig grad bruke tiltak 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 pålegge konsesjonær å endre systemverninnstillinger, rekvirere effekttilgang, kreve å benytte tilgjengelig regulerbar effekt, eller pålegge kortsiktig tvangsmessig utkobling av forbruk som en siste utvei.

Et annet viktig tiltak for å sikre at viktig funksjonalitet i kraftsystemet fungerer etter kravene, er å gjennomføre tester. Gjenopprettelsesplaner må være oppdatert og tilpasset det kraftsystemet vi til enhver tid har. I mange områder har gjenopprettelsesplaner og planer for separatudrift blitt brukt ved for eksempel værhendelser eller ved tekniske feil. Det er riktignok ikke alle planer som har blitt brukt og testet.

8.1 Systemvern

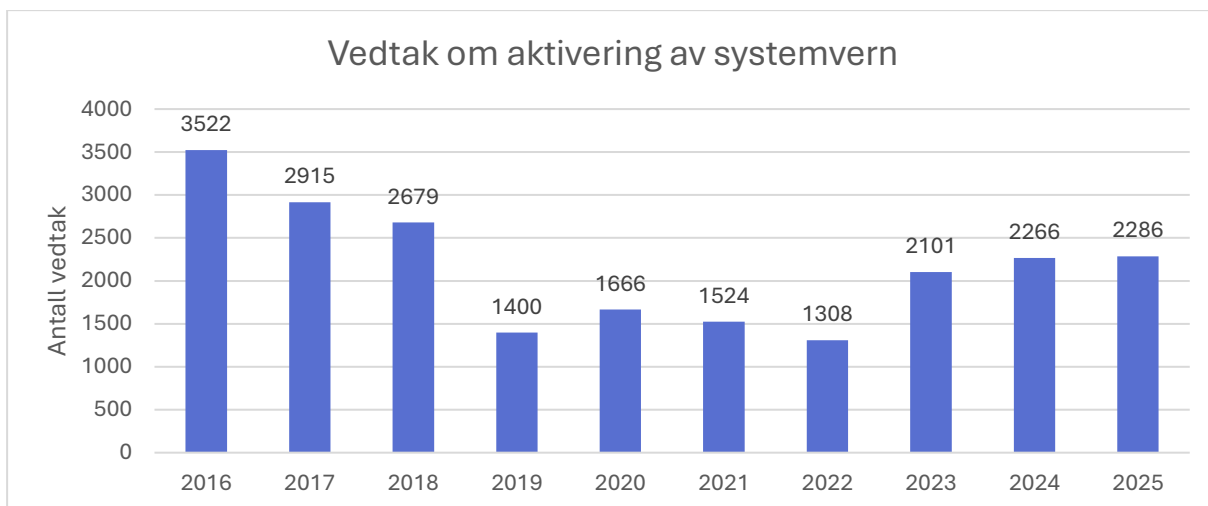
Hva er systemvern?

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. Systemvern er regulert i systemansvarsforskriften § 21.

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 2025 var 39 MNOK, som er en halvering av kostnaden sammenlignet med 2024. Kostnadsnivået ligger fortsatt høyere enn i årene 2020-2023, da kostnaden lå mellom 1 – 10 MNOK.

Figur 40 viser antall aktiveringer av systemvern systemansvarlig har pålagt konsesjonærene fra 2016 til 2025. I 2025 påla systemansvarlig 2 286 aktiveringer, som er på nivå med 2024. De siste to årene har det vært en økning i antall aktiveringer. Antall aktiveringer ligger likevel på et lavere nivå enn før 2018.



Figur 40: Antall systemvernaktiviseringer systemansvarlig har pålagt konsesjonærene i perioden 2016-2025.

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, feil i nettet og utkoblinger av linjer i forbindelse med revisjoner.

8.2 Vedtak i vanskelige driftssituasjoner

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, som i dag er aktiveringsmarkedet for mFRR. Dette er betegnet som et systemkritisk vedtak. Systemansvarlig rapporterer at de fattet syv slike vedtak i 2025. 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 2025 ble fattet om lag 438 vedtak etter systemansvarsforskriften § 12 femte ledd. Det er høyere enn tidligere år, og systemansvarlig beskriver at mange vedtak er knyttet til håndtering av driften i forbindelse med mastehavariet i Ofoten som medførte at NO4 ble delt opp i en periode.

9 Spenningskvalitet og kraftsystemstabilitet

Spenningskvalitet og kraftsystemstabilitet belyser ulike, men nært beslektede sider ved en sikker kraftforsyning. Mens spenningskvalitet beskriver egenskaper ved den elektriske leveransen slik den oppleves lokalt, beskriver systemstabilitet kraftsystemets evne til å tåle forstyrrelser og fortsatt fungere som en helhet.

God spenningskvalitet er avgjørende for stabil og sikker drift av nettet. Spenningskvalitet inngår som en del av begrepet leveringskvalitet, og beskriver anvendeligheten av elektrisitet. Nettet skal driftes innenfor fastsatte grenser og i samsvar med gjeldende krav til spenningskvalitet. Avvik kan redusere overføringskapasiteten, øke nettapene, forkorte levetiden til komponenter og i verste fall føre til funksjonsfeil eller havari i utstyr som er tilknyttet nettet.

Spenningskvalitet kan deles i tre grupper, avhengig av hvilken endring i spenningen som inntreffer: spenningens frekvens, spenningens effektivverdi og spenningens kurveform. I motsetning til frekvensen er både effektivverdien og kurveformen lokale parametere som påvirkes av en rekke forhold i nettet.

Spenningskvalitetsparametre

Spenningskvaliteten kan beskrives med flere parametere. Forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet (leveringskvalitetsforskriften) setter krav til flere av disse, men ikke alle gjelder for høyere nettnivåer.

De mest sentrale parameterne er:

- Spenningens frekvens
- Langsomme variasjoner i spenningens effektivverdi
- Kortvarige overspenninger, kortvarige underspenninger og spenningsprang
- Flimmerintensitet
- Spenningsusymmetri
- Overharmoniske spenninger

Les mer om de enkelte parameterne i veilederen til leveringskvalitetsforskriften: [Veileder for leveringskvalitetsforskriften: Om spenningskvalitetsparametrene](#)

Systemansvarlig har ansvar for å samle inn data og forvalte den nasjonale spenningskvalitetsdatabasen (NASDAT). Data innrapporteres automatisk fra spenningskvalitetsmålere på tvers av nettselskap og nettnivå. Alle nettselskap i Norge må ha én eller flere spenningskvalitetsmålere i eget høyspentnett.

Databasen muliggjør bruk av spenningskvalitetsdata utover rene statistikkformål, blant annet til feilanalyse og drift, ved at konsesjonærene får tilgang til oppdaterte målinger fra andre nettselskap.

Kraftsystemstabilitet handler om kraftsystemets evne til å opprettholde normal drift og raskt gjenopprette balanse ved forstyrrelser. Systemstabiliteten 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. Utviklingen i kraftsystemet de senere årene, med økt andel væravhengig produksjon, endrede flytmønstre og økende kraftutveksling, påvirker de fysiske egenskapene i systemet. Særlig

har tilgjengelig rotasjonsenergi og systemets samlede rotasjonsmasse fått økt oppmerksomhet, ettersom disse forholdene har betydning for hvordan kraftsystemet responderer på raske ubalanser. Det er etablert reserven FFR som et avbøtende tiltak for å begrense større konsekvenser i kraftsystemet.

9.1 Oppfølging av tilstanden på spenningskvalitet i kraftsystemet

Systemansvarlig har tidligere ikke rapportert omfattende om spenningskvalitet i sin årlige rapportering til RME, men har hatt tilgjengelige data for feilanalyse gjennom PQ-portalen i NASDAT. RME ser det som viktig å følge opp spenningskvaliteten i kraftsystemet og vi ser nå et behov for å en enda bedre oversikt over den overordnede tilstanden.

Som en del av dette har RME bedt systemansvarlig rapportere om overordnede trender knyttet til spenningskvalitet. Vi ser årets rapportering som et startpunkt, og har som mål at systemansvarlig i årene fremover skal utvide rapporteringen med flere analyser og indikatorer for spenningskvalitet.

SYSTEMANSVARLIGS GENERELLE VURDERING AV TILSTANDEN

Systemansvarlig opplyser at spenningskvaliteten i regional- og transmisjonsnettet i 2025 i hovedsak var på samme nivå som i foregående år. I de fleste deler av landet har spenningskvaliteten vært god, men som tidligere år har det i noen få områder vært perioder med redusert spenningskvalitet. Flimmernivået i Nordland var også i 2025 det mest vedvarende spenningskvalitetsproblemet. I tillegg har det vært noen få tilfeller av relativt kortvarige, men større forstyrrelser.

FEILHENDELSER MED UTFORDRINGER KNYTTET TIL SPENNINGSKVALITET I 2025

I 2025 var det enkelte feil i kraftsystemet som medførte utfordringer for spenningskvaliteten og som påvirket nettkundene.

Systemansvarlig rapporterer om en shuntreaktor som havarerte i desember 2025. Dette forventes å gi økte utfordringer med å overholde spenningsgrenser fremover i det området.

Den enkelthendelsen som berørte flest nettkunder og nettselskap, inntraff 15. januar. Under denne hendelsen måtte HVDC-kabelen North Sea Link (NSL) kobles ut som følge av kraftige spenningspendlinger. Det oppstod hurtige spenningsvariasjoner som resulterte i svært høye flimmerverdier som nettkunder i store deler av Sør-Norge og Østlandet observerte som flimmer i belysningsutstyr. Systemansvarlig opplyser at spenningspendlingene skyldtes lav kortslutningsytelse i systemet, og at en komponent på NSL ikke var tilpasset en så lav kortslutningsytelse.

Hva er kortslutningsytelse?

Kortslutningsytelse er et mål på evnen kraftsystemet har til å holde spenningen stabil, både i normal drift og ved driftsforstyrrelser. Begrepet omtales ofte som systemstyrke.

Omformerbasert kraftproduksjon, som for eksempel vindkraft, solkraft og HVDC-anlegg der strømmen mates inn via omformere, leverer i utgangspunktet lavere kortslutningsstrøm enn synkron kraftproduksjon. Synkron kraftproduksjon omfatter vann- og varmekraftverk med roterende generatorer direkte koblet til nettet. Lavere bidrag av kortslutningsstrøm fra produksjonen innebærer at den samlede kortslutningsytelsen i kraftsystemet kan bli lavere.

Et nett kan beskrives som sterkt eller svakt, avhengig av om det har høy eller lav kortslutningsytelse. Et godt utbygd regional- eller transmisjonsnett, med betydelig bidrag fra synkrone maskiner, vil normalt ha høy kortslutningsytelse. Svakere nett er typisk distribusjonsnett, hvor spenningsnivået er lavere, nettet er mindre robust, og det kan være større spenningsfall.

Lav kortslutningsytelse kan påvirke funksjonaliteten til vern. For å håndtere et kraftsystem med lavere kortslutningsytelse kan det blant annet være aktuelt å forsterke nettet, installere nye typer vern, eller stille nye funksjonskrav²⁶ til både omformerbaserte og synkrone kraftverk. Det er systemansvarlig som er ansvarlig for å kartlegge behovet for eventuelle tiltak eller endringer av funksjonskrav. Forslag om endringer av funksjonskrav skal sendes på offentlig høring og må godkjennes av RME.

UTVIKLINGEN AV KORTVARIGE UNDERSPENNINGER

Som en del av årets rapportering har RME bedt systemansvarlig om informasjon om utviklingen i kortvarige underspenninger, også kalt spenningsdipper. Flere industribedrifter kan være særlig sårbare for spenningsdipper, der både dybden og varigheten kan ha en stor betydning for hvilke konsekvenser hendelsene får.

Hva er en kortvarig underspenning?

En kortvarig underspenning, også kalt spenningsdipp, er en hurtig reduksjon i spennings effektivverdi til under 90 %, men større enn 5 %, av avtalt spenningsnivå og med varighet fra 10 ms til 60 s. Spenningsdipper oppstår normalt som følge av jordslutninger og kortslutninger i nettet, store lastpåslag eller gjeninnkobling mot feil. Spenningsdipp kan medføre feilfunksjon eller direkte utkobling av elektrisk utstyr, som igjen kan medføre følgeskader og produksjonstap ved utkobling av hele eller deler av anlegget.

Systemansvarlig har gjennomgått alle spenningsdipper fra tolv tilfeldig utvalgte stasjoner i transmisjonsnettet de siste fem årene. Hensikten med analysen var å undersøke om måledataene indikerer en utvikling i dybden på spenningsdippene over tid.

Dybden på en spenningsdipp påvirkes hovedsakelig av hvor feilen skjer, hva slags feil det er og hvor mange synkrongeneratorer som ligger inne. Hvordan koblingsbildet ser ut vil også påvirke forløpet til spenningsdipper. Undersøkelsen baserte seg kun på tilgjengelige måledata, og

²⁶ Funksjonskrav stilles i henhold til systemansvarsforskriften § 14. Systemansvarlig utdyper kravene i veilederen *Nasjonal Veileder for Funksjonskrav i Kraftsystemet (NVF)*.

systemansvarlig tok ikke eksplisitt hensyn til de nevnte faktorene da de gjennomførte undersøkelsen.

Basert på analysene fra de tolv målepunktene vurderer systemansvarlig at måledataene kan indikere at spenningsdippene blir dypere ved sju av stasjonene. Det er imidlertid usikkert om dette representerer en reell trend, eller om det er et resultat av stokastiske variasjoner. Systemansvarlig påpeker også at registrerte feil og uvær kan ha påvirket resultatene. Derfor vil de undersøke funnene nærmere for å vurdere om spenningsdippene faktisk blir dypere, hva som i så fall er årsaken, eller om det finnes andre forklaringer på hvorfor måledataene kan indikere en slik utvikling.

RME vil følge opp systemansvarlig videre for å muliggjøre flere og mer omfattende analyser av utviklingen for spenningsdipper. Per i dag er slike analyser en manuell prosess og frem til dette blir automatisert er antall målepunkter for slike analyser begrenset. Systemansvarlig opplyser at de fremover vil rette fokuset mot å automatisere analysene og føre statistikk. Parallelt ønsker de å se nærmere på faktorene som påvirker spenningsdippenes varighet og dybde.

UTVIKLINGEN AV OVERHARMONISKE SPENNINGER

I tillegg til kortvarige underspenninger har RME også bedt systemansvarlig vurdere utviklingen i overharmoniske spenninger. Dette henger blant annet sammen med nye typer laster og økt bruk av kraftelektronikk og omformere, som kan påvirke nivået av harmonisk støy i nettet.

Hva er overharmoniske spenninger?

Overharmoniske spenninger innebærer en forvrengning av spenningens ideelle sinusform for en frekvens på 50 Hz. En individuell overharmonisk spenning er sinusformet, men har en frekvens som er et helt antall ganger høyere enn den grunnharmoniske, angitt som orden (X. orden). Et mål på graden av forvrengning er total harmoniske forvrengning (THD), som inkluderer individuelle overharmoniske fra 2. orden til og med 40. orden.

Leveringskvalitetsforskriften § 3-7 fastsetter grenseverdier for THD og individuelle overharmoniske spenninger på ulike spenningsnivåer.

Overharmoniske strømmer som oppstår i anlegg med høyere spenningsnivåer, kan transformeres videre til lavere spenningsnivåer og dermed gi opphav til overharmoniske spenninger også i underliggende nett. Konsekvenser av overharmoniske spenninger kan blant annet være overbelastning og redusert ytelse i motorer, transformatorer og generatorer, økt elektrisk tap og feilfunksjon i elektronisk utstyr som benytter spenningens nullgjennomgang eller maksimalverdi som referanse.

Systemansvarlig har gjennomgått THD-målinger for 2025 ved de samme tolv målepunktene i transmisjonsnettet som ble benyttet i analysen av spenningsdipper. For én av stasjonene ble utviklingen vurdert tilbake til 2020. Målingene indikerer at THD-nivåene ved de utvalgte punktene var innenfor akseptable grenser i 2025.

Det er viktig å følge utviklingen av overharmoniske spenninger i transmisjonsnettet. RME vil derfor følge opp at systemansvarlig videreutvikler og automatiserer oppfølgingen, slik at det kan rapporteres mer omfattende om utviklingen i kommende årsrapporter.

Systemansvarlig påpeker at det vil være nødvendig å måle og rapportere målinger av THD fremover ved enda flere målepunkter for å kunne gi en systematisk vurdering av nivå og utvikling av overharmoniske spenninger. Innhenting av rådata for målinger er allerede automatisert i

NASDAT (PQ portalen) og systemansvarlig vil se på muligheten for å automatisere rapportføring av overharmoniske spenninger på en standardisert måte. Dette for å rasjonelt og konsistent kunne redegjøre for utviklingen i årsrapporter fremover.

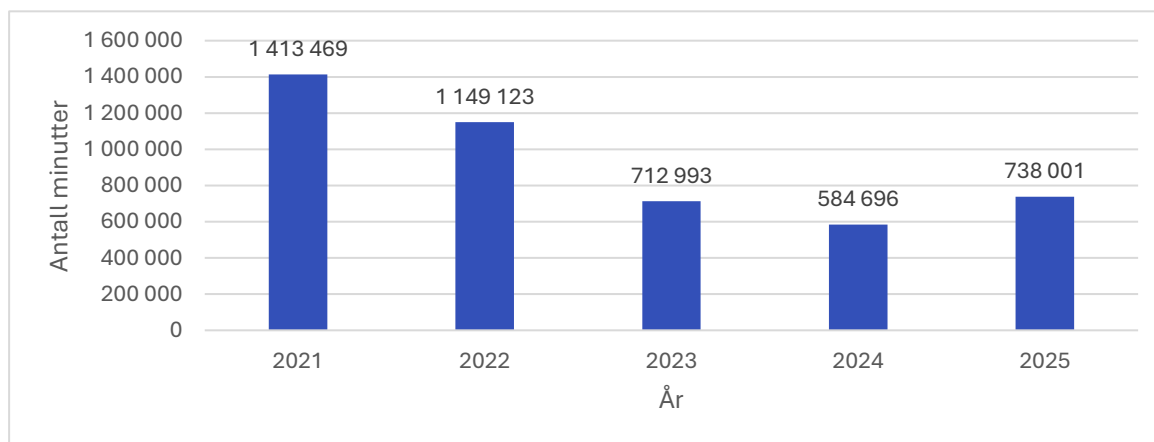
9.2 Driftsspenning i transmisjonsnettet

Leveringskvalitetsforskriften stiller eksplisitte krav til driftsspenning i lavspenningsnettet. For regional- og transmisjonsnettet har systemansvarlig anledning til å fastsette spenningsgrenser og grenser for utveksling av reaktiv effekt i henhold til systemansvarsforskriften § 15.

Systemansvarlig kan stille krav til nye anlegg eller ved en endring av eksisterende anlegg, som er tilknyttet disse nettnivåene. I Nasjonal veileder for funksjonskrav i kraftsystemet (NVF) 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 ligget over eller under gitte grenseverdier ved stasjonene sine i transmisjonsnettet. De mottar varsel ved spenninger over 301 kV og 421 kV og ved spenninger under 280 kV og 400 kV.

I 2025 var det summert for stasjonene i transmisjonsnettet totalt 738 001 minutter med spenning over 301 og 421 kV. Figur 41 viser antall minutter med spenningsoverskridelse årlig siden 2021.



Figur 41: Antall minutter totalt med spenning over 301 og 421 kV for systemansvarliges stasjoner i transmisjonsnettet i perioden 2021 – 2025.

Antall minutter med spenningsoverskridelser økte fra 2024 til 2025, etter en reduksjon hvert år fra 2021 til 2024. Selv om nivået fortsatt er lavere enn for noen år siden, representerer utviklingen fra 2024 en negativ endring. Systemansvarlig opplyser at årsakene er sammensatte, men at flyten i nettet og gjennomførte utkoblinger kan forklare deler av økningen.

Systemansvarlig påpeker samtidig at det er usikkerhet knyttet til tallene, da det eksempelvis er risiko for duplikater. De utvikler derfor et nytt verktøy som baseres direkte på målinger, fremfor grenser satt i SCADA-systemet. Det forventes å øke kvaliteten på rapporteringen fremover.

Systemansvarlig gjennomfører spenningsanalyser for hele landet, for å sikre at områdeplaner og prosjektene inkluderer tilstrekkelig med reaktive komponenter som kan bidra til å stabilisere spenningen. Videre automatiseres mange eksisterende reaktive komponenter (shuntreaktorer,

kondensatorbatterier og SVS-anlegg) slik at de i større grad kan reagere umiddelbart uten inngripen fra operatør. Nye reaktive komponenter leveres nå med automatikk fra start av.

Systemansvarlig har også utviklet et verktøy som gir oversikt over import av reaktiv effekt til transmisjonsnettet fra underliggende nett. Verktøyet synliggjør etter systemansvarligs vurdering at det mangler tilstrekkelige insentiver for nettselskapene til å balansere reaktiv effekt i eget område.

9.3 Reaktiv effektinnmating fra lavere spenningsnivå

Innmating av reaktiv effekt fra lavere spenningsnivåer til regional- og transmisjonsnettet kan skape utfordringer for spenningsregulering. Systemansvarlig skriver at utviklingen på dette området har vært negativ etter at reaktive effektinnmating ikke lenger kunne faktureres fra 2019. Dette indikerer etter deres vurdering at flere regionalnettseiere ikke investerer tilstrekkelig i reaktive kompenseringssystemer, men heller velger å "flytte" problemet til transmisjonsnettet. Dette bidrar til å løfte spenningen på transmisjonsnettet, og gjør at reaktive reserver blir enda mer presset.

Hva er reaktiv effekt?

I kraftsystemet finnes det både aktiv effekt og reaktiv effekt. Aktiv effekt er den effekten som faktisk utfører arbeid og måles i megawatt (MW), mens reaktiv effekt måles i megavoltampere reaktiv (MVar) og er knyttet til faseforskyvningen mellom spenning og strøm i nettet. Elektriske apparater benytter i hovedsak aktiv effekt, men mange typer utstyr, som motorer, varmekabler, datamaskiner og LED-belysning, er samtidig avhengige av reaktiv effekt for å fungere som forutsatt.

Kondensatorbatterier, reaktorer og generatorer kan benyttes til å regulere mengden reaktiv effekt i nettet. Produsentenes generatorer kan både produsere og trekke reaktiv effekt, og i utgangspunktet skal de kun bidra med dette når det er ønskelig fra systemoperatør. Denne kompenseringen bør skje så lokalt som mulig, slik at reaktiv effekt ikke fraktes over lengre avstander i nettet.

Systemansvarlig ønsker en endring i forskrift for omsetningskonsesjonærer slik at reaktiv effektflyt til transmisjonsnettet kan tariffes.

RME ser at tariffing av reaktiv effekt har ført til at kunder og nettselskap gjør tiltak for å redusere uttaket. Vi ser samtidig at innmating av reaktiv effekt øker i mange områder, og at det ikke er tilsvarende insentiver til å holde nivået på innmatet effekt nede. RME vil vurdere om det bør gjøres tiltak som reduserer innmating av reaktiv effekt til regional- og transmisjonsnettet.

9.4 Utvikling av rotasjonsenergi i Norden

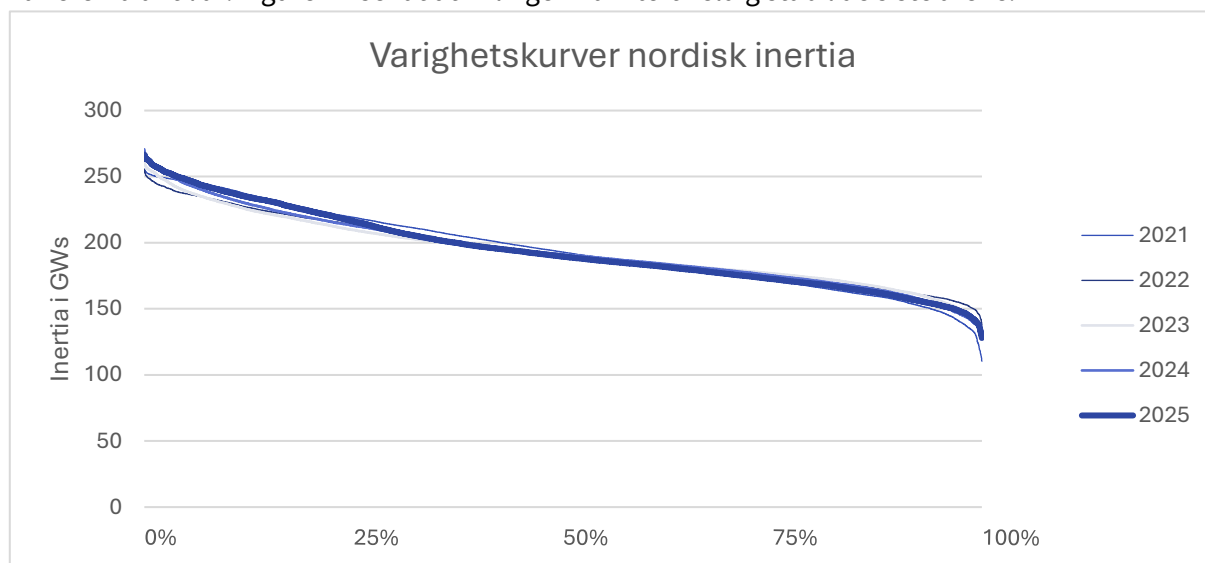
I 2025 varierte nivået av kinetisk rotasjonsenergi i det nordiske synkronområdet mellom 128 og 266 GWs, og mellom 27 og 96 GWs i Norge. Rotasjonsenergi avhenger i stor grad av antall

Rotasjonsenergi og roterende masse

Roterende masse er den mekaniske tregheten i store roterende maskiner, som turbiner i vannkraft- og kjernekraftverk. Denne tregheten demper virkningen av ubalanser i kraftsystemet ved å bremse hvor raskt frekvensen endrer seg når det oppstår avvik mellom forbruk og produksjon. Mengden roterende masse måles som lagret rotasjonsenergi i gigawattsekunder (GWs). Et høyt nivå av rotasjonsenergi gjør kraftsystemet mer robust mot raske frekvens- og effektendringer. De fleste vind- og solkraftverk bidrar ikke med roterende masse fordi produksjonen er koblet til nettet via omformere.

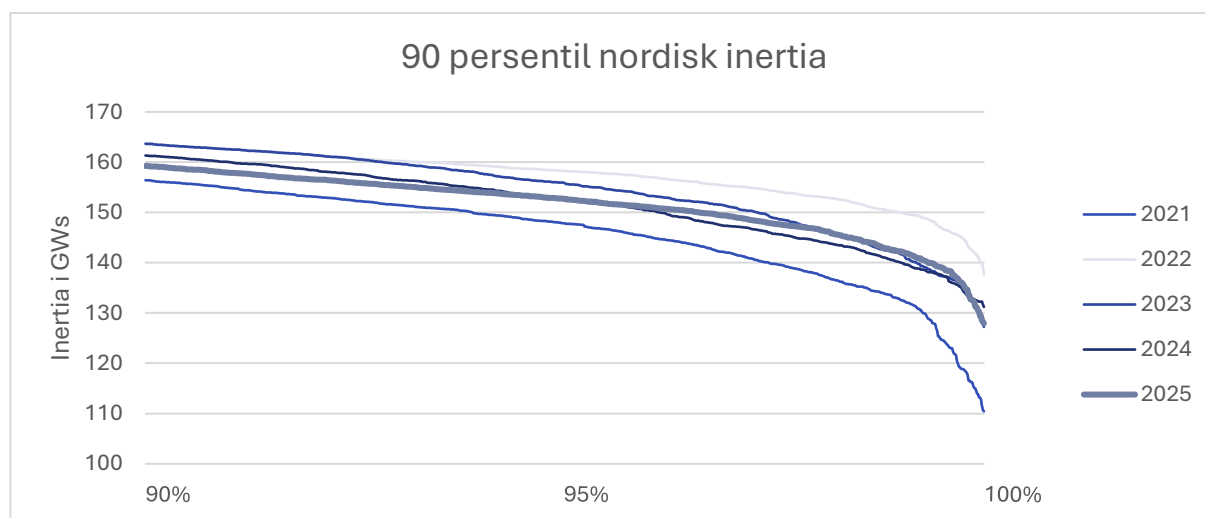
synkrontilkoblede generatorer i drift, som igjen påvirkes av blant annet hydrologiske forhold og prisdannelsen i kraftmarkedet.

I det nordiske systemet kreves det at nivået for rotasjonsenergi er minst 155 GWs for å håndtere største dimensjonerende utfall, under dette nivået vil systemansvarlig iverksette tiltak. Det viktigste tiltaket er å anskaffe FFR for å unngå større konsekvenser for systemet. Den laveste mengden rotasjonsenergi i Norden var på 128 GWs i 2025, dette er omtrent på likt nivå sammenlignet med de fire foregående årene. Systemansvarlig har rapportert på utviklingen av roterende masse, se Figur 42. 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. Figuren viser at utviklingen har vært veldig stabil de siste årene.



Figur 42: Utviklingen av mengden rotasjonsenergi i Norden 2021- 2025

De nordiske TSOene gjennomfører i perioden 2025–Q3 2026 en felles studie av rotasjonsenergien i systemet, med sikte på å oppdatere det faglige grunnlaget for vurderinger av minimumsnivå for rotasjonsenergi og videre utvikling av et stabilt nordisk kraftsystem. Parallelt pågår nordisk samarbeid om håndtering av omformerbasert produksjon og bruk av nye teknologiske løsninger. Figur 43 viser en sammenstilling av de ti prosent av timene med lavest rotasjonsenergi i det nordiske kraftsystemet.



Figur 43: 90-persentil for rotasjonsenergi fra 2021 til 2025.

10 Leveringspålitelighet, driftsforstyrrelser og feilanalyse

En viktig indikator for tilstanden til det norske kraftsystemet er omfanget av avbrudd og hvor mye elektrisk energi som ikke blir levert til sluttbrukerne i løpet av et år. Et sentralt begrep i denne sammenhengen er *leveringspålitelighet*, som er definert som kraftsystemets evne til å levere elektrisk energi til sluttbrukere. Begrepet er knyttet til hyppighet og varighet av avbrudd.

Hva er et avbrudd?

Avbrudd er definert som en tilstand der levering av elektrisk energi til én eller flere sluttbrukere uteblir, hvor alle forsyningsspenningsnivåene er under 5 % av avtalt spenningsnivå. Avbrudd oppstår enten som følge av driftsforstyrrelser i nettet eller som følge av planlagte utkoblinger, og 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.

10.1 Statistikk over leveringspålitelighet

RME publiserer årlig avbruddsstatistikk²⁷ for kraftsystemet. Avbruddsstatistikken gir informasjon om utviklingen i antall og varighet av avbrudd som sluttbrukerne i kraftsystemet opplever. Grunnlaget for statistikken er FASIT-rapporter som nettselskapene er pålagt å registrere i FASIT-systemet ved hendelser som fører til feil og avbrudd gjennom året. Basert på registreringene i FASIT rapporterer nettselskapene årlig en samlet oversikt over avbruddsdata til RME.

Hva er FASIT?

FASIT (Feil- og avbruddsstatistikk i totalnettet) er et standardisert system for registrering og rapportering av feil og avbrudd i kraftsystemet. En FASIT-rapport beskriver enten en driftsforstyrrelse eller en planlagt utkobling som har ført til avbrudd.

Rapporten kan bestå av inntil tre deler:

- en hendelsesrapport
- en eventuell avbruddsrapport
- én eller flere feilrapporter.

LEVERINGSPÅLITELIGHETEN OVER TID

I tillegg til å være et overordnet begrep for kraftsystemets evne til å levere elektrisk energi, beregner og publiserer RME *leveringspåliteligheten* årlig basert på avbruddsdata fra nettselskapene. Leveringspåliteligheten er en indikator som angir hvor stor andel av energien som faktisk ble levert, tatt hensyn til energien som ikke ble levert på grunn av avbrudd.

²⁷ [Avbrottsstatistikk - NVE](#)

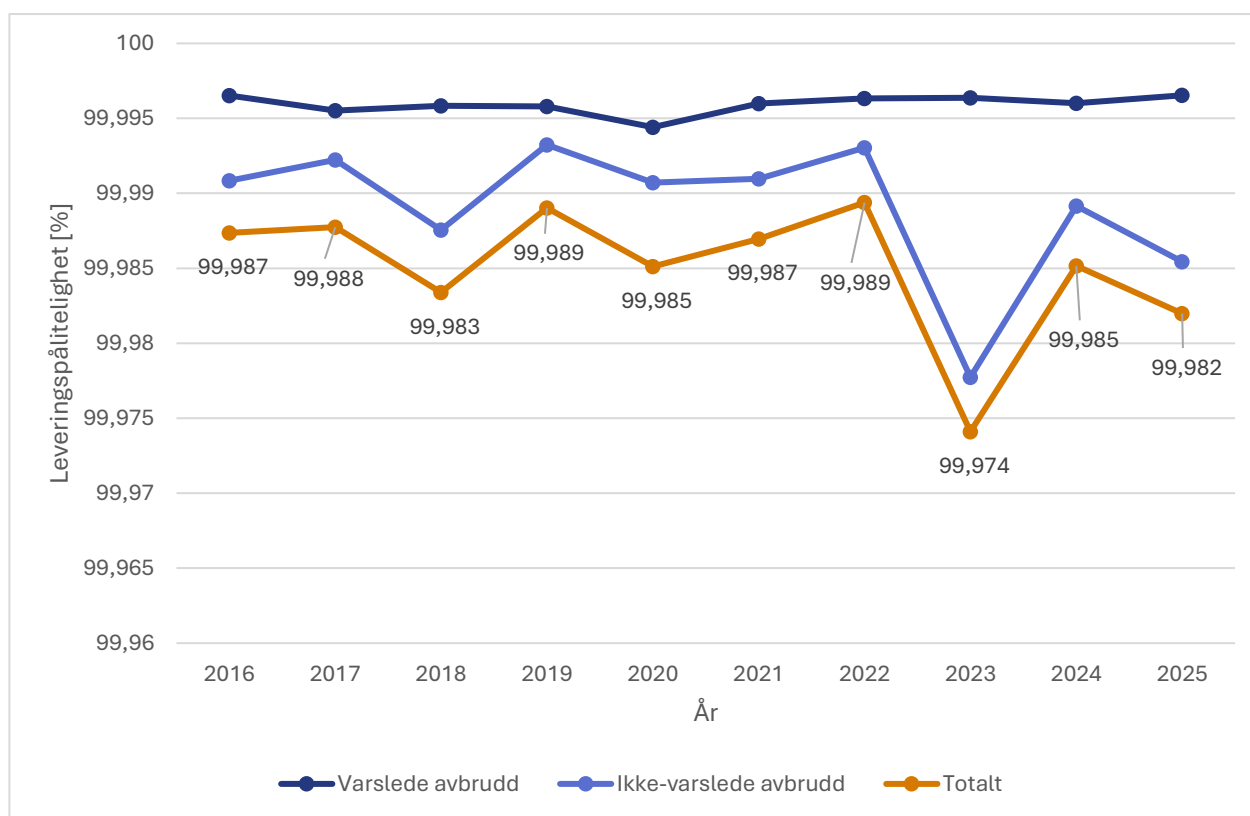
Leveringspåliteligheten for et gitt år er definert som:

$$\text{Leveringspålitelighet}_{\text{år}} = \frac{\text{Levert energi}_{\text{år}}}{\text{Levert energi}_{\text{år}} + \text{Ikke levert energi}_{\text{år}}}$$

Levert energi er den totale mengden energi som er levert til sluttbrukere i løpet av året. Ikke levert energi er den beregnede mengden energi som ville ha blitt levert dersom avbrudd ikke hadde inntruffet. Den beregnede mengden baserer seg på forventet forbruk i form av lastprofiler.

Figur 44 viser utviklingen av leveringspåliteligheten i Norge de siste ti årene, fra 2016 til 2025. Figuren viser leveringspåliteligheten for varslede avbrudd, ikke-varslede avbrudd og den totale leveringspåliteligheten. Figuren viser at leveringspåliteligheten gjennomgående har vært svært høy, men med noen variasjoner mellom år. Slike variasjoner kan i stor grad knyttes til kraftig uvær som rammer avgrensede områder og fører til betydelige avbrudd.

Det er flere faktorer enn uvær som kan påvirke tallet på leveringspåliteligheten. Nettselskapene har økonomiske insentiver til å redusere antall og varighet av avbrudd gjennom KILE-ordningen²⁸ (kostnader ved ikke levert energi). Statistikken kan også påvirkes av hvor nøyaktig avbruddene blir registrert av nettselskapene i FASIT-systemet.



Figur 44: Leveringspålitelighet for årene 2016-2025 (kortvarige, ≤ 3 minutter, og langvarige avbrudd, > 3 minutter). Mørkeblå linje viser leveringspåliteligheten for varslede avbrudd, lyseblå linje for ikke-varslede avbrudd og oransje linje den totale leveringspåliteligheten. Data fra RMEs avbruddstatistikk.

²⁸ Les mer om [KILE-ordningen](#).

LEVERINGSPÅLITELIGHETEN I 2025

I 2025 var den nasjonale leveringspåliteligheten på 99,982 prosent. Dette er en reduksjon på 0,003 prosentpoeng fra 2024 og det nest laveste nivået de siste ti årene. Det laveste nivået ble registrert i 2023, med en leveringspålitelighet på 99,974 prosent. Nedgangen i 2025 skyldes i hovedsak ekstremværet Amy i oktober, som omtales nærmere senere. Leveringspåliteligheten for varslede avbrudd er stabilt sammenlignet med 2023 og 2024.

AVBRUDDSIKATORER OVER TID

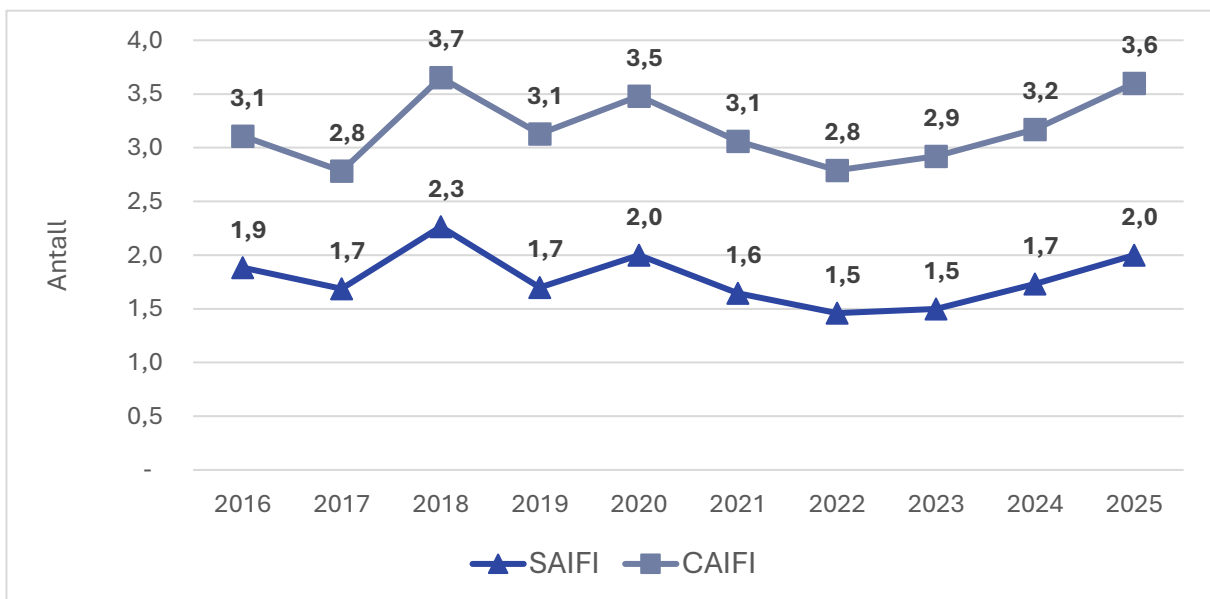
Basert på data fra nettselskapene om antall avbrudd og varigheten av disse, beregnes det flere standardiserte *avbruddsindikatorer* som benyttes i de fleste landene i Europa. Disse sier noe om gjennomsnittlig antall eller varighet sluttbrukere er berørt av. Noen indikatorer gir antall eller varighet per *berørt* sluttbruker, som baseres på sluttbrukerne som faktisk opplevde avbrudd i en gitt tidsperiode.

Avbruddsindikatorer:

- **SAIFI:** gjennomsnittlig antall avbrudd per sluttbruker
- **CAIFI:** gjennomsnittlig antall avbrudd per berørte sluttbruker
- **SAIDI:** gjennomsnittlig tid sluttbrukerne er uten strøm
- **CTAIDI:** gjennomsnittlig avbruddsvarighet per berørte sluttbruker
- **CAIDI:** gjennomsnittlig varighet per avbrudd.

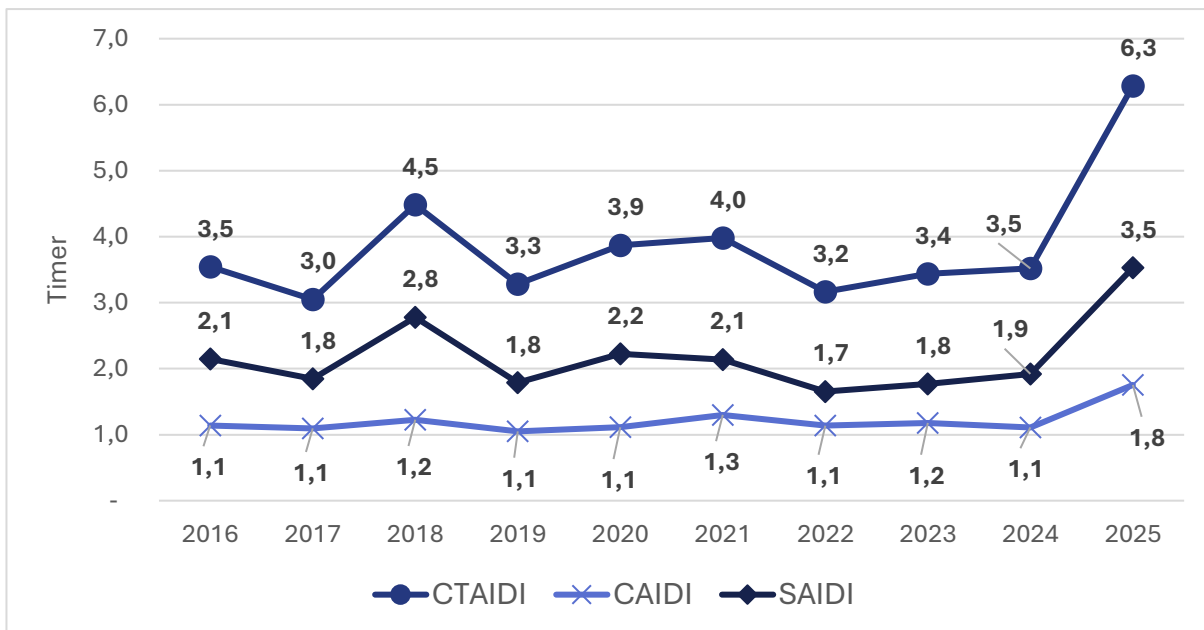
I 2025 opplevde sluttbrukerne i gjennomsnitt 3,7 avbrudd (SAIFI), herav 2,0 langvarige (> 3 min) og 1,7 kortvarige (\leq 3 min) avbrudd. I gjennomsnitt var sluttbrukerne uten strøm i 3 timer og 33 minutter (SAIDI).

Figur 45 viser utviklingen for antall avbrudd per sluttbruker (SAIFI) og per berørte sluttbruker (CAIFI) for *langvarige* avbrudd siden 2016.



Figur 45: Avbruddsindikatorene SAIFI (blå trekant) og CAIFI (grå firkant) for langvarige avbrudd i årene 2016-2025. Data fra RMEs avbruddsstatistikk.

Figur 46 viser utviklingen for avbruddsindikatorene SAIDI, CTAIDI og CAIDI for *langvarige* avbrudd i timers varighet.

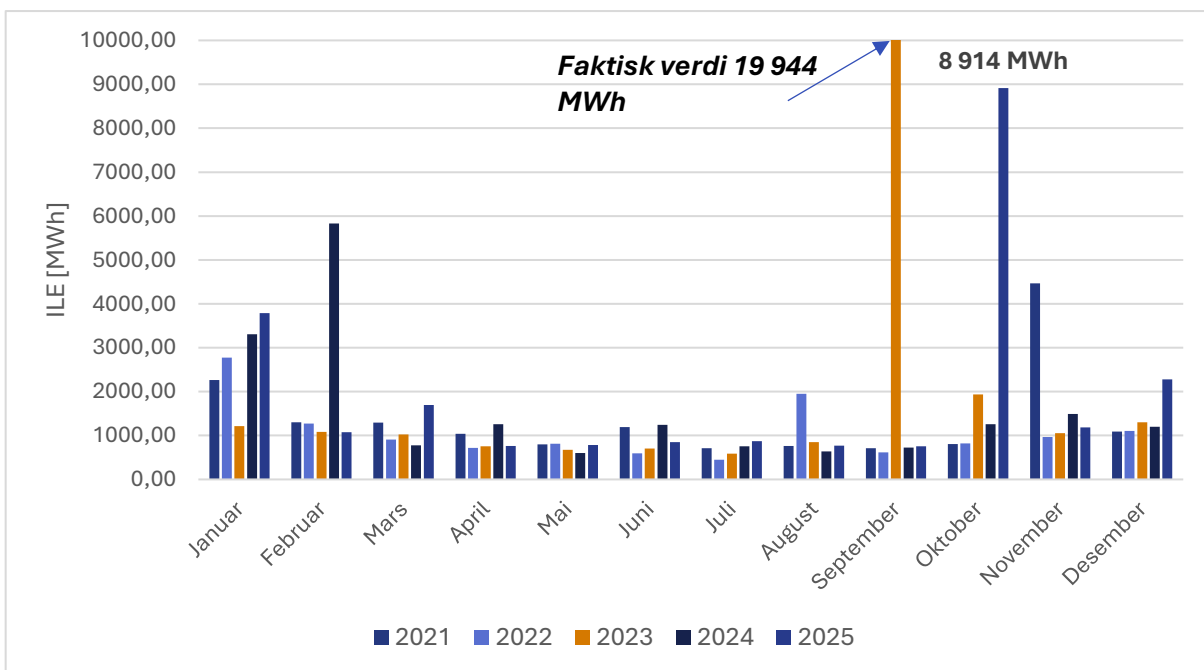


Figur 46: Avbruddsindikatorne CTAIDI (blå sirkel), CAIDI (blå kryss) og SAIDI (svart diamant) for langvarige avbrudd i årene 2016-2025. Data fra RMEs avbruddsstatistikk.

Alle tre indikatorne nådde sine høyeste nivåer de siste ti årene i 2025. Sluttbrukere som ble berørt av et langvarig avbrudd i 2025, var i gjennomsnitt uten strøm i 6 timer og 17 minutter (CTAIDI). Dette er en betydelig økning sammenlignet med tidligere år, og klart høyere enn nest høyeste verdi i 2018 på 4 timer og 29 minutter. Verdiene for SAIDI og CTAIDI i 2025 er de høyeste siden 2011. I 2011 rammet ekstremværet Dagmar Norge i desember, som resulterte i SAIDI lik 4 timer og 21 minutter og CTAIDI lik 6 timer og 37 minutter. Varigheten per langvarig avbrudd, CAIDI, var i 2025 1 time og 45 minutter noe som er det høyeste registrert etter 2010.

IKKE LEVERT ENERGI OVER TID

I 2025 var samlet mengde ikke levert energi (ILE) 24 GWh. Dette er det nest høyeste nivået de siste ti årene, og skyldes i hovedsak ekstremværet Amy 3.-4. oktober 2025.



Figur 47: ILE i MWh per måned for årene 2021-2025. Verdien for september 2023 er klippet ved 10 000 MWh for enklere sammenligning. Data fra Statnetts PQ-portal i Fosweb, hentet 26.3.2026.

Figur 47 viser utviklingen i ILE for perioden 2021-2025, fordelt per måned. Figuren viser at størstedelen av ILE for 2025 oppstod i oktober, da ekstremværet Amy rammet Norge. Oktober stod alene for 38 % av total ILE i 2025, mens perioden 3.–11. oktober 2025 stod for 35 % av totalen.

Som Figur 47 illustrerer, har ekstremvær og ekstraordinære hendelser stor betydning for total ILE i løpet av et år. Videre også for avbruddsindikatorene og leveringspåliteligheten. I 2025 var det ekstremværet Amy i oktober som dominerte tallene. Tilsvarende påvirkning ble observert i 2024 under ekstremværet Ingunn ved månedsskiftet januar/februar. I 2023 dominerte et avbrudd forårsaket av en brann som gav Mo Industripark redusert forsyning i september 2023.

EKSTREME HENDELSER SLÅR ULIKT UT PÅ LEVERINGSPÅLITELIGHETSINDIKATORENE

Avbruddsindikatorene SAIDI, CTAIDI og CAIDI var i 2025 de høyeste siste ti årene, mens leveringspåliteligheten var den nest laveste. Grunnen til at 2025 ikke var et bunnår også for leveringspåliteligheten når SAIDI, CTAIDI og CAIDI var på topp er at indikatorene er antall- eller tidsvektet mens leveringspåliteligheten er energivektet. Det vil si at et enkeltavbrudd for en sluttbruker med høy ILE vil ha større påvirkning på leveringspåliteligheten enn de andre avbruddsindikatorene. Dette var spesielt tydelig i 2023, da avbruddet som gav Mo Industripark redusert forsyning dominerte mengden ILE. Hendelsen resulterte i den laveste leveringspåliteligheten de siste ti årene, uten at de øvrige indikatorene nådde tilsvarende bunnivåer.

10.2 Statistikk over driftsforstyrrelser

Om en driftsforstyrrelse faktisk fører til avbrudd, avhenger i stor grad av nettstruktur og hvilke anleggsdeler driftsforstyrrelsen oppstår i. På høyere spenningsnivåer er nettet i stor grad masket, mens lavere nivåer forsynes radielt. Dette innebærer at et utfall av en enkeltlinje eller -komponent på høyere spenningsnivå ikke gir avbrudd for sluttbrukere, forutsatt at N-1 prinsippet er ivaretatt. I slike tilfeller opprettholdes forsyningen gjennom alternative linjer i det maskede nettet.

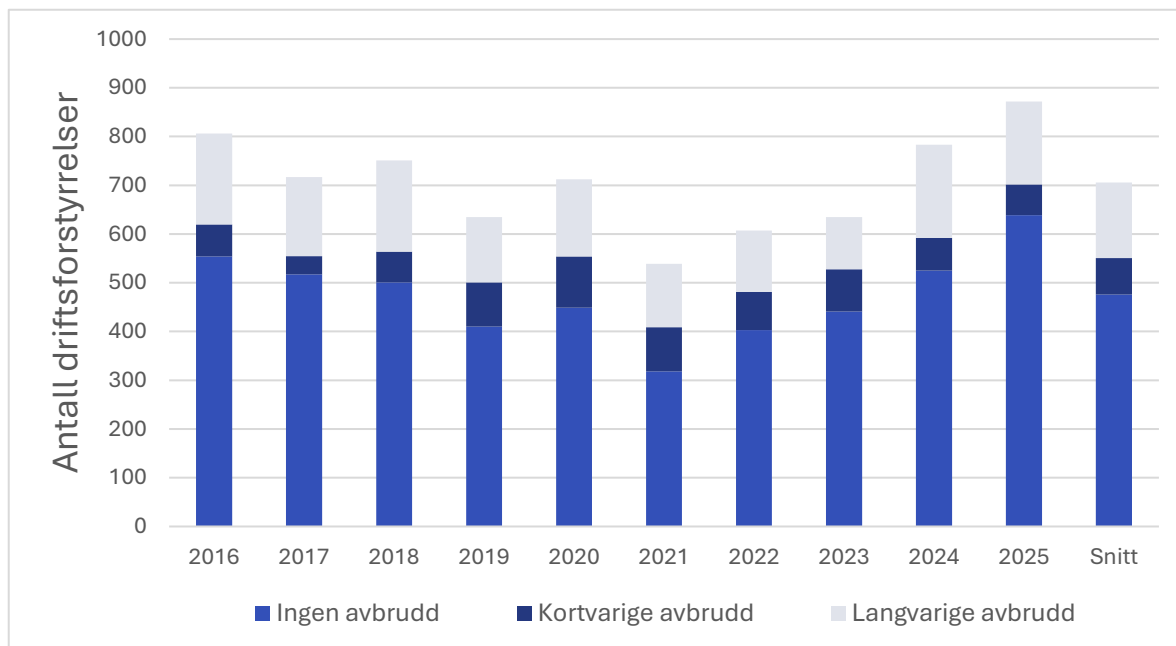
Hva er en driftsforstyrrelse?

En driftsforstyrrelse 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, men ikke alle driftsforstyrrelser fører til avbrudd for sluttbrukere. Forstyrrelsen kan bestå av én eller flere feil på ulike komponenter.

DRIFTSFORSTYRRELSE I REGIONAL- OG TRANSMISJONSNETTET

I 2025 var det 872 driftsforstyrrelser i regional- og transmisjonsnett²⁹. Figur 48 viser utviklingen i antall driftsforstyrrelser for regional- og transmisjonsnett de siste ti årene.

²⁹ Regional- og transmisjonsnett har spenningsnivå fra og med 33 til og med 420 kV.



Figur 48: Antall driftsforstyrrelser for 33–420 kV i perioden 2016–2025 fordelt på varighet av avbruddet og hvorvidt det oppstod avbrudd. Lyseblå er ingen avbrudd, mørkeblå kortvarige (< 3 min) avbrudd og grå langvarige (≥ 3 min) avbrudd. Data fra Statnetts PQ-portal i Fosweb, hentet 5.3.2026.

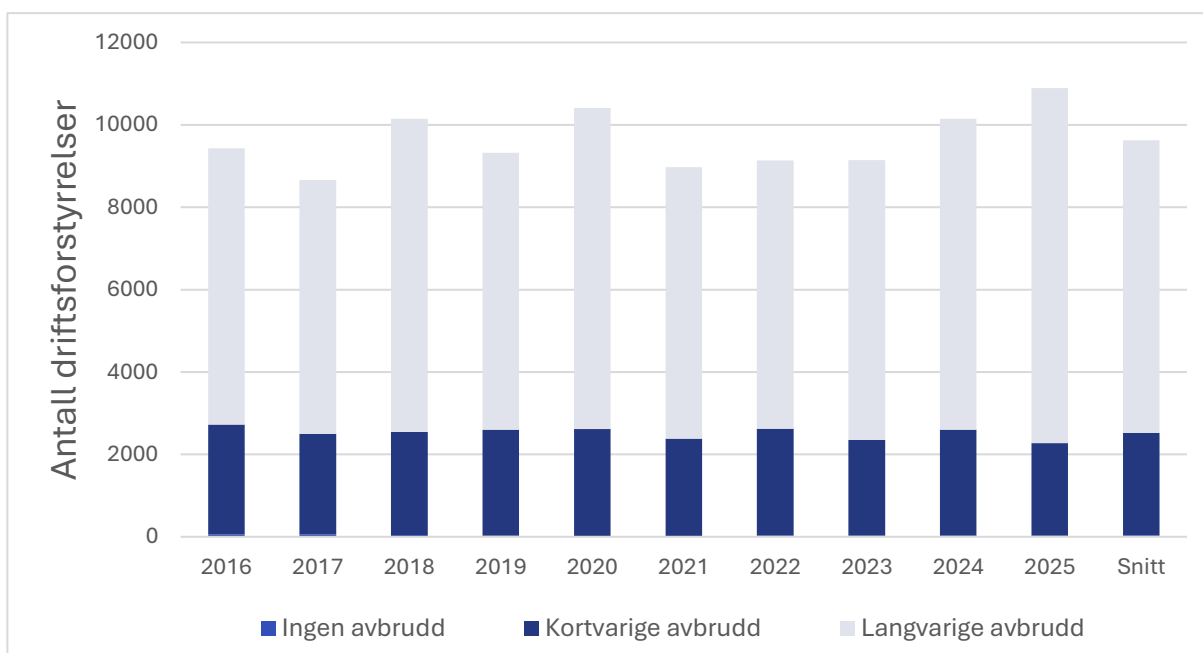
Trenden i antall driftsforstyrrelser i regional- og transmisjonsnett har vært stigende de siste fem årene, etter en fallende trend de fem foregående årene. Antall driftsforstyrrelser i 2025 var det høyeste på ti år. Noe av økningen i antall driftsforstyrrelser de to siste årene skyldes økt rapportering fra kraftprodusentene etter at de mottok brev fra systemansvarlig med påminnelse om rapporteringsplikten i henhold til systemansvarsforskriften § 22. I brevet ba systemansvarlig om etterrapportering av hendelser til minimum starten av 2024. Uten rapportene fra kraftprodusentene er økningen mindre, men det er fortsatt en svakt økende trend de siste fem årene også for nettselskapene.

I 2025 medførte 27 prosent av driftsforstyrrelsene i regional- og transmisjonsnett avbrudd. Den enkeltstående hendelsen som medførte størst mengde ILE i 2025, oppstod under ekstremværet Amy hos Tensio TS. Denne medførte 1 790 MWh ILE, som tilsvarer 7,5 % av samlet ILE i Norge i 2025. Hendelsen omfattet fire feil på to luftledninger, en feil på kabel og en vernfeil.

DRIFTSFORSTYRRELSE I HØYSPENT DISTRIBUTJONSNETT

I høyspent distribusjonsnett³⁰ var det totalt 10 892 driftsforstyrrelser i 2025. Figur 49 viser utviklingen for antall driftsforstyrrelser i høyspent distribusjonsnett de siste ti årene.

³⁰ Høyspent distribusjonsnett har spenningsnivå fra 1 kV til og med 22 kV.



Figur 49: Antall driftsforstyrrelser for 1–22 kV i perioden 2016–2025 fordelt på varighet av avbruddet og hvorvidt det oppstod avbrudd. Lyseblå er ingen avbrudd, mørkeblå kortvarige (< 3 min) avbrudd og grå langvarige (≥ 3 min) avbrudd. Data fra Statnetts PQ-portal i Fosweb, hentet 5.3.2026.

I 2025 medførte 99,8 prosent av driftsforstyrrelsene i høyspent distribusjonsnett avbrudd. Antallet er det høyeste i tiårsperioden, men nivået har over tid ligget relativt stabilt mellom om lag 9 000 og 11 000 i året.

Generelt blir antall driftsforstyrrelser og andelen som fører til avbrudd færre desto høyere spenningsnivå. Dette henger sammen med at regional- og transmisjonsnettet driftes masket de fleste steder, mens det på lavere spenningsnivå i distribusjonsnettet driftes radielt. Samtidig kan enkeltfeil på høye spenningsnivå føre til betydelige mengder ILE, som vist ved hendelsen under ekstremværet Amy.

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.

10.3 Feilanalyse

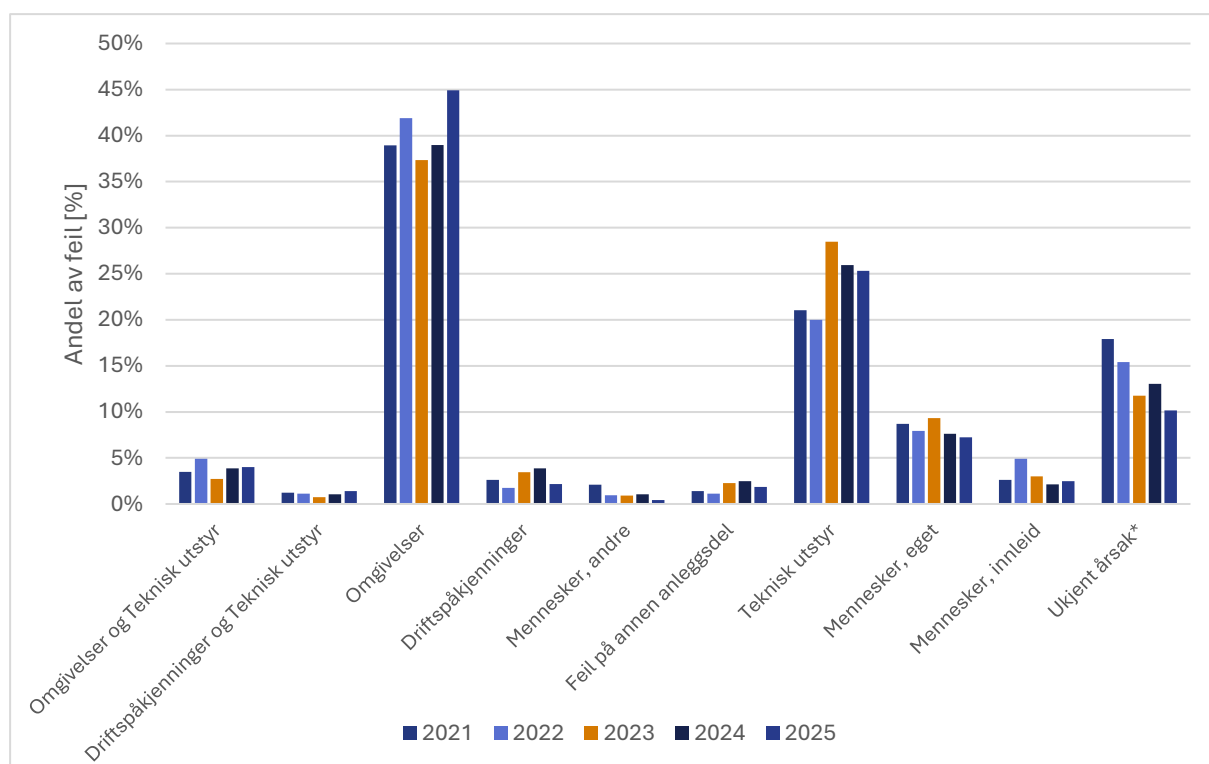
Hva er forskjellen på en feil og en driftsforstyrrelse?

En driftsforstyrrelse kan bestå av flere feil. Det vil si at det kan være en primærfeil som innleder driftsforstyrrelsen, og eventuelt en eller flere sekundærfeil som utvider eller forlenger driftsforstyrrelsen. For hver av feilene må nettselskapene lage en feilrapport som inngår i FASIT-rapporten for en driftsforstyrrelse.

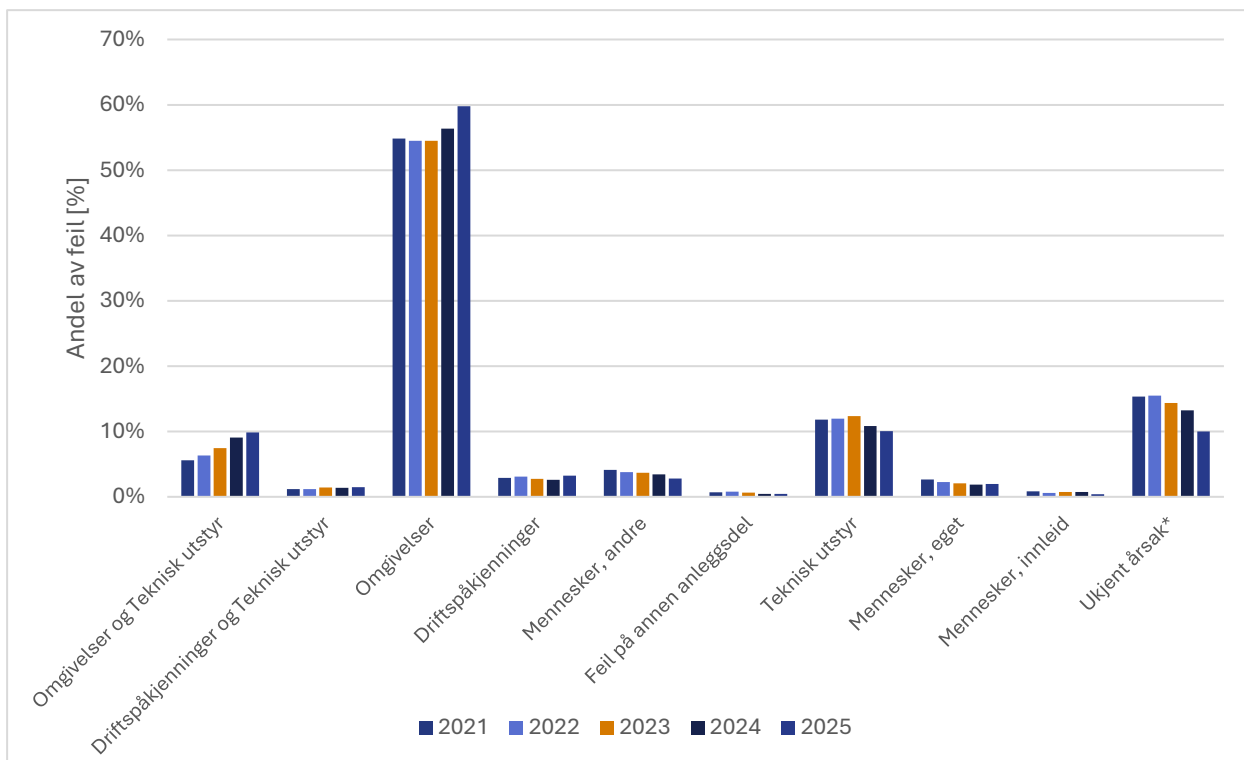
Nettselskapene rapporterer utløsende årsak til hver feil i en driftsforstyrrelse, bestående av en ekstern hovedårsak og en intern hovedårsak med tilhørende underkategorier. Eksterne hovedårsaker er relatert til ytre påkjenninger, mens interne hovedårsaker er relatert til anleggsdelen selv eller organisasjonen som eier den. Feil kan ofte være sammensatt av ulike underårsaker, både interne og eksterne.

Figur 50 og Figur 51 viser andelen av feil fordelt på hovedårsak for henholdsvis regional- og transmisijsnett og høyspent distribusjonsnett i perioden 2021-2025.

Feil med kjent ekstern hovedårsak presenteres enten alene eller i kombinasjon med intern hovedårsak for de mest dominerende kombinasjonene. For feil med ukjent ekstern årsak presenteres den interne årsaken. Ekstern hovedårsak er valgt som utgangspunkt, ettersom dette er forhåndsdefinert i FASIT-kravspesifikasjonen.



Figur 50: Prosent av feil fordelt på hovedårsak for 33-420 kV årene 2021 – 2025. *Ukjent årsak er for feil med ingen kjent ekstern og ingen kjent intern hovedårsak. Det er også når ekstern eller intern hovedårsak er «annen årsak» mens den andre er ingen kjent årsak. Data fra Statnetts PQ-portal i Fosweb, hentet 12.3.2026.



Figur 51: Prosent av feil fordelt på hovedårsak for 1-22 kV årene 2021 – 2025. *Ukjent årsak er for feil med ingen kjent ekstern og ingen kjent intern hovedårsak. Det er også når ekstern eller intern hovedårsak er «annen årsak» mens den andre er ingen kjent årsak. Data fra Statnetts PQ-portal i Fosweb, hentet 12.3.2026.

Figurene viser at «omgivelser» var den klart dominerende årsaken i 2025, spesielt tydelig i høyspent distribusjonsnett. Dette er tilsvarende som de siste fem årene. Det er også en høy andel feil knyttet til den interne hovedårsaken «teknisk utstyr», spesielt for regional- og transmisjonsnettet. Dette vil for eksempel være løse eller skadede deler på linjer, eller slitasje og aldring av komponenter. Det er også mange feil som har en ukjent årsak, men det er en nedadgående trend på tvers av nettnivåene.

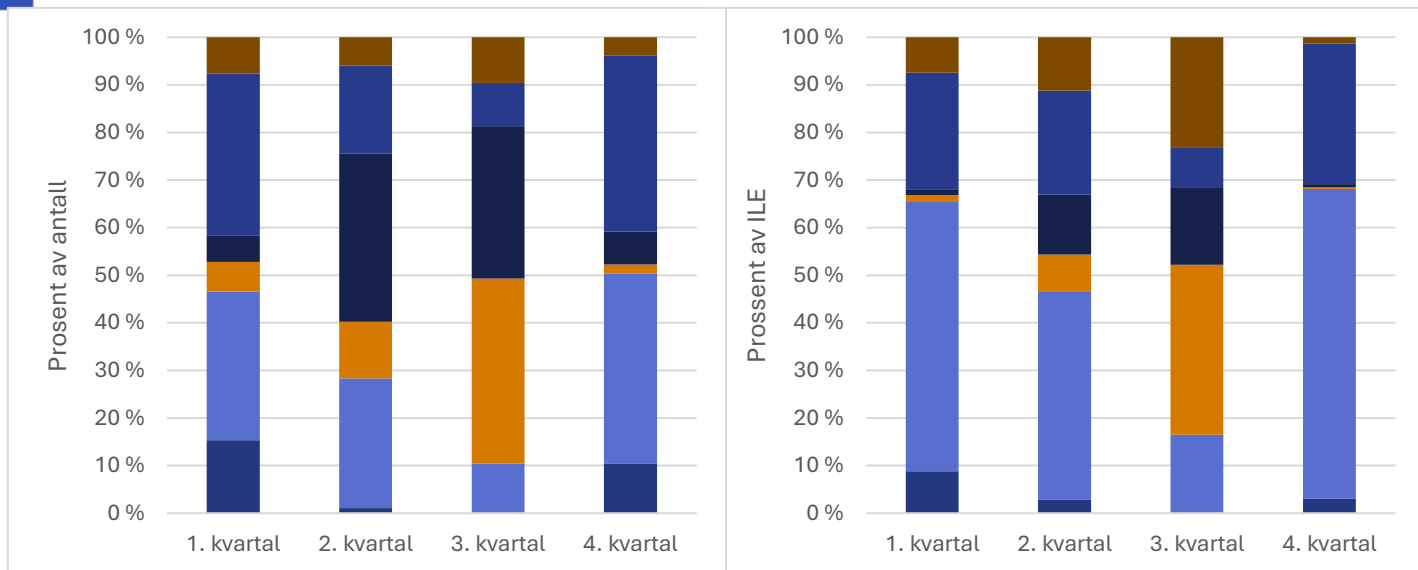
NETTSELSKAP KAN GJØRE NOEN TILTAK FOR Å REDUSERE FEIL

Norge er et land med mye vær og natur, og omgivelser vil mest sannsynlig også være den dominerende feilårsaken fremover. Omfanget av slike feil vil variere mellom år, hovedsakelig som følge av variasjoner i været. Selv om nettselskapene i begrenset grad kan påvirke omgivelsene direkte, kan risiko håndteres gjennom blant annet trasérydding, robust dimensjonering, effektivt vedlikehold, rasjonelle reinvesteringer og gode beredskapsplaner. Nettselskaper kan også forsøke å unngå utsatte områder når de skal bygge nye anlegg. Feil som skyldes teknisk utstyr, kan selskapene påvirke gjennom effektivt vedlikehold og rasjonelle reinvesteringer.

FEILANALYSE FOR OMGIVELSER

For hver hovedårsak finnes det underkategorier i FASIT som kan registreres som feilårsak 1 og feilårsak 2. For hovedårsaken omgivelser kan blant annet vind, trefall, vegetasjon samt snø/is registreres. Det varierer mellom nettselskapene i hvilken grad begge feilårsakene benyttes, og hvilken som registreres som feilårsak 1.

I 2025 var det totalt 8 853 feil med omgivelse som ekstern hovedårsak. Av disse inntraff 26 % i første kvartal, 13 % i andre kvartal, 26 % i tredje kvartal og 35 % i fjerde kvartal.



■ Snø/Is og Frost/Tele ■ Vegetasjon (Trefall, vegetasjon) ■ Lyn ■ Fugl og Dyr ■ Vind ■ Annet*

Figur 52 : Til venstre vises andel driftsforstyrrelser og til høyre presenteres andel ILE hvor omgivelsene er årsak til driftsforstyrrelsene fordelt på underkategorier som feilårsak 1. Figuren viser en oversikt for 1–420 kV for hvert kvartal i 2025. *Brann/eksplosjon, flom/oversvømmelse, fremmedlegemer, fuktighet/vann, høy omgivelsestemperatur, regn/hagl, salt/forurensing, setninger/ras/skred. Data fra Statnetts PQ-portal i Fosweb, hentet 17.3.2026.

Fordelingen av hvilken underkategori som dominerer i forhold til antall og mengde ILE for feilene varierer i løpet av året som vist i Figur 52. Figuren viser andelen av antallet og ILE for feilene i hvert kvartal i 2025, fordelt på underårsakene Vegetasjon, Fugl og dyr, Snø/Is og Frost/Tele, Lyn, Vind, og Annet som feilårsak 1. Både feil som har, og ikke har medført avbrudd for sluttbrukere er med i oversikten.

Vegetasjon var den klart dominerende underårsaken i 2025, både målt i antall hendelser og i mengde ILE. Dette er spesielt tydelig i fjerde kvartal, sterkt påvirket av ekstremværet Amy. Det er viktig å merke seg at mange feil også har en registrert feilårsak 2, særlig kombinasjonen vind og vegetasjon, og at denne sammensetningen ikke fullt ut kommer frem i figuren.

Figuren viser også at forholdet mellom antall feil og mengden ILE varierer mellom underårsakene. For vegetasjon er andelen ILE høyere enn andelen feil, ettersom feil ofte krever manuell rydding før forsyningen kan gjenopprettes. Dette medfører lengre avbruddsvarighet og mer ILE.

Feil som skyldes fugl og dyr fører som regel til kort gjenopprettingstid, fordi de sjelden gir varige kortslutninger. Nettet kan da kobles inn automatisk etter utfall ved automatisk gjeninnkobling (GIK). Dette er tydelig i tredje kvartal, hvor denne kategorien står for en relativ stor andel av feilene, men en mindre andel av ILE.

Figur 52 illustrerer også hvordan både antall feil 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 Frost/Tele, Vind og Vegetasjon.

11 Nordisk og europeisk koordinering

OMSTILLING AV ENERGISYSTEMET OG ROLLEN TIL SYSTEMANSVARLIG

Et velfungerende kraftmarked er en grunnleggende forutsetning for utøvelsen av systemansvaret. Statnett er utpekt som systemansvarlig i Norge og har ansvaret for å sikre at det er balanse mellom forbruk og produksjon i kraftsystemet til enhver tid.

Det nordiske og europeiske energisystemet står i en omfattende omstilling. Økt elektrifisering gjør samfunnet mer avhengig av kraftsystemet, samtidig som økt integrasjon av mer fornybar energi stiller nye krav til kraftsystemet. Systemansvaret står i kjernen av omstillingen ved å balansere kraftsystemet for å ivareta forsyningssikkerhet og sørge for en effektiv utnyttelse av nettinfrastrukturen.

I 2025 har det vært økt fokus på sikkerhet og beredskap i henhold til kraftsystemet. Kraftsystemet er kritisk infrastruktur og spiller en viktig rolle som del av totalforsvaret. De nordiske TSOene har alltid lagt høy vekt på sikkerhet og beredskap, men den geopolitiske utviklingen har ytterligere forsterket oppmerksomheten om temaet både i Norden og Europa.

REGELVERKSUTVIKLING I NORDEN OG EUROPA

Gjennom EØS-avtalen er Norge en integrert del av det indre energimarkedet og har et tett samarbeid med EU på energiområdet. Dette innebærer at en god og effektiv ivaretagelse av systemansvaret i stor grad henger sammen med utviklingen på energiområde i både Norden og Europa.

Statnett som systemansvarlig er medlem av den europeiske organisasjonen European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E). ENTSO-E spiller en sentral rolle i utvikling og implementering av regelverk og i den felles europeiske koordineringen. Systemansvarlig deltar i relevante komiteer og arbeidsgrupper for å ivareta norske og nordiske interesser, særlig knyttet til forsyningssikkerhet, effektiv utnyttelse av kraftsystemet og samspillet mellom systemdrift til havs og på land.

I tråd med tredje energimarkedspakke og tilhørende forordninger samarbeider Statnett med andre nordiske og europeiske systemoperatører om utvikling av tekniske vilkår og metoder. Når arbeidet er ferdigstilt, oversendes forslagene til reguleringsmyndighetene i de berørte landene for koordinert behandling. En betydelig del av dette arbeidet skjer på nordisk nivå. I Norge oversender Statnett forslag til metoder til RME for godkjenning, før RME fatter vedtak som pålegger Statnett å følge den fastsatte metoden.

11.1 Nordisk koordinering

Det norske kraftmarkedet har utviklet seg fra et nasjonalt og nordisk samarbeid til å bli en del av et større europeisk marked. I dag er det norske kraftsystemet tett integrert med de øvrige nordiske landene og koblet til kontinentet gjennom flere mellomlandsforbindelser. Norge inngår i samme synkrone frekvensområde som resten av Norden, noe som innebærer at produksjon og forbruk til enhver tid må være i balanse i hele regionen. Dette stiller høye krav til koordinert drift- og markedsutvikling mellom de nordiske TSOene.

Mer variabel fornybar energi i kraftsystemet øker også kravene til mer presis og kortsiktig driftsplanlegging, ettersom dette kan føre til større avvik mellom produksjon og forbruk gjennom planleggingsfasen. For å møte disse utfordringene etablerte de nordiske TSOene i 2022, i tråd med lovverket, et nordisk regionalt koordineringssenter (RCC) i København. Den nordiske RCCen skal støtte sikker og effektiv systemdrift på tvers av de nordiske landegrensene. Det innebærer blant annet å utvikle og operasjonalisere nye nordiske tjenester for driftsstøtte til TSOene, herunder koordinerte sikkerhetsanalyser, kapasitetsfastsettelse, utarbeidelse av felles nordisk nettmodell, analyse av effekttilstrekkelighet og koordinering av driftsstanser. TSOene leverer individuelle nettmodeller (IGM) for ulike tidshorisonter, fra ett år frem i tid (Y-1) til intradag-horizonten (ID), som sammenstilles av RCC til nordiske felles nettmodeller (Common Grid Modell, CGM).

I løpet av 2025 har Statnett og RCCen hatt fokus på flere viktige prosjekter. Statnett har utviklet og etablert systemer for produksjon, validering og distribusjon av individuelle nettmodeller (IGM) for ett år og én måned frem i tid (Y-1 og M-1). Disse modellene er sentrale for det nordiske arbeidet med langsiktig kapasitetsfastsettelse (LTCC), langtidsplanlegging og markedsmeldinger (NUCS). Parallelt har innføringen av flytbasert kapasitetsberegning i døgnmarkedet synliggjort et behov for tidligere informasjon om forventede kapasiteter, ettersom flytbaserte kapasiteter tradisjonelt publiseres kort tid før markedskoblingen. For å møte dette behovet ble det i 2025 besluttet å innføre publisering av preliminære kapasiteter to dager før leveringsdøgnet. Ordningen ble etablert 8. januar 2026, og nå publiseres kapasiteter via JAO-plattformen to ganger per døgn.

Samtidig benyttes fortsatt NTC-metodikk i intradagmarkedet, noe som ofte gir begrenset tilgjengelig kapasitet etter at nettet er effektivt utnyttet i døgnmarkedet. De nordiske TSOene har derfor i 2025 samarbeidet om forbedringer i intradag-kapasitetsberegningen, blant annet gjennom justering av beregningsparametere.

Langsiktig kapasitetsberegning har også vært et prioritert område i 2025, og Y-1-tjenesten gikk i produksjon mot slutten av oktober. Tilsvarende tjeneste for M-1 ble lansert i april 2026. Tjenesten leverer prognoser for tilgjengelig kapasitet kommende år, beregnet av Nordic RCC basert på Y-1 CGM. I tillegg startet de nordiske TSOene sammen med Nordiske RCC et prosjekt i 2025 for innføring av flytbasert kapasitetsfastsettelse i intradagauksjonene. Dette er forventet innført i første kvartal av 2028.

En av de største begivenhetene på nordisk nivå i 2025 var overgangen til automatisert balansering og flaskehalshåndtering i mars 2025. De viktigste milepælene knyttet til overgangen har vært innføringen av dynamisk dimensjonering for mFRR i februar, automatisert balansering i aktiveringsmarkedet for mFRR, med 15 minutter tidsoppløsning i balansemarkedet og intradagmarkedet i mars, samlet europeisk overgang til 15 minutter oppløsning for døgnmarkedet i oktober, samt investeringsbeslutning og oppstart av utviklingsarbeid for tilknytting av de europeiske plattformene MARI og PICASSO. Vi har skrevet mer om dette i kapittel 5 og kapittel 7.2.

Referanser

- [1] Energidepartementet, «Supplerende tildelingsbrev til Norges vassdrags- og energidirektorat for 2026- Reguleringsmyndigheten for energi,» Energidepartementet, 2026.
- [2] Statnett SF, «Årsrapport fra systemansvarlig – Til RME om drift av Kraftsystemet i Norge,» Statnett SF, 2026.
- [3] Utarbeidet av "Referansegruppe feil og avbrudd", «Definisjoner knyttet til feil og avbrudd i det elektriske kraftsystemet, versjon 3, gyldig fra 1. januar 2018,» 2018.
- [4] NVE, «Forskrift 7. mai 2002 nr. 448 om systemansvaret i kraftsystemet».
- [5] Oslo Economics, «Samfunnsøkonomiske kostnader av driftsstanser i kraftsystemet,» RME, Oslo, 2026.
- [6] K. F. Frøslie, «Store Norske Leksikon,» 2024. [Internett]. Available: <https://snl.no/standardavvik>.
- [7] Microsoft, «SCEW function,» [Internett]. Available: <https://support.microsoft.com/en-us/office/skew-function-bdf49d86-b1ef-4804-a046-28eaea69c9fa>.



Reguleringsmyndigheten for energi

Middelthuns gate 29
Postboks 5091 Majorstuen
0310 Oslo
Telefon: (+47) 22 95 95 95

<https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/>