

Nettfornyelse og effekt i NO2

November 2025



Innholdsliste

Forord og sammendrag

Kapittel 1	<u>Formål, avgrensning og metode</u>	6 - 13
Kapittel 2	<u>Behov, nettkonsept og realisert kapasitet</u>	14 - 24
Kapittel 3	<u>Produksjons- og pumpeeffekt – og virkning på kraftpris</u>	25 - 38
Kapittel 4	<u>Virkning på flyt og flaskehalser</u>	39 - 54
Kapittel 5	<u>Kostnader og overordnet vurdering av samfunnsøkonomisk lønnsomhet</u>	55 - 57

Forord

Det er store planer om oppgraderinger i vannkraftverk i mange deler av landet. Dette gjelder særlig i de indre strøkene av NO2, hvor de største regulerte vannkraftverkene ligger. For å sikre tilstrekkelig nettkapasitet til å møte denne utviklingen må vi forstå og tallfeste hvordan mer produksjonseffekt og pumpekraft i vannkraftverkene endrer flyten i nettet. I tillegg går 300 kV-nettet i området mellom Sauda og Lyse i vest og Flesaker og Rød i øst, mot endt levetid og et har behov for fornyelse.

Denne analysen ser på nettbehovet drevet av planlagte vannkraftoppgraderinger i NO2, og på hvordan vi kan møte dette behovet med en effektiv fornyelse av nettet mellom Sauda, Lyse og Flesaker. Vi vurderer hvilke netttiltak som er nødvendig på ulike tidspunkt, for ulikt volum produksjons- og pumpeeffekt. Analysen har fokus på ledningsnettet og vurderer ikke trafokapasitet eller behov i regionalnettet. Vi estimerer kostnader for netttiltakene og gjør en vurdering av lønnsomhet, men vi presiserer at det ikke er en komplett samfunnsøkonomisk analyse.

Analysen danner et viktig underlag for å svare ut tilknytningssakene fra vannkraftprodusentene i NO2. Videre danner analysen underlag for videre planarbeid i områdeplanene og framtidige konseptvalgutredninger, samt framtidige investeringsbeslutninger.

Gunnar Løvås

Konserndirektør Kraftsystem og kunder

Anders Kringstad

Direktør Markedsanalyse

November 2025

Analysen er utarbeidet av Julie Gunnerød, Sofie Morud Vågen, Nicolay Sevang, Mats Crona, Anne Line Løvholm og Erlend Røshol Åsheim, med bidrag fra flere

Sammendrag | 1/2

Studien viser at en effektiv oppgradering av nettet mellom Sauda, Lyse og Flesaker innebærer relativt få tiltak og vil gi tilstrekkelig kapasitet for opp mot 5 GW økt produksjons- og pumpeeffekt. De viktigste netttiltakene har begrenset omfang og kan være på plass til rundt 2035, som sammenfaller med når flere av vannkraftoppgraderingene er planlagt å komme i drift.

Behovet er primært drevet av aldrende nett og tilknytning av vannkraft

Nettet mellom Sauda, Flesaker og Lyse begynner å bli gammelt og vil ha behov for oppgradering fra rundt 2040. Statnett har skissert en full oppgradering av dette nettet i Områdeplanene. I denne studien har vi gjort en mer helhetlig analyse av hvordan dette best kan gjennomføres.

Området har stor vannkraftproduksjon, særlig rundt Rjukan og mellom Sauda og Lyse. Og det er planer om betydelig økt produksjonseffekt og etablering av pumpekraftverk i mange av vannkraftverkene. Statnett kjenner til planer om rundt 5 GW økt produksjons- og pumpeeffekt i dette området. Det er usikkert hvor mange av disse prosjektene som blir realisert, men enkelte kan være i drift fra tidlig på 2030-tallet.

Det er lite forbruk i dag og få planer om nytt forbruk i indre deler av NO2. I tillegg bekrefter denne analysen tidligere funn om at det mest sannsynlig vil være lite transportbehov gjennom dette området drevet av ytre faktorer. Behovet for nettoppgradering i dette området handler derfor mest om å opprettholde tilknytningen av eksisterende vannkraft og kunne gi nok kapasitet til planlagte vannkraftoppgraderinger.

Vannkraftoppgraderingene gir utjevning av kraftprisene

De sentrale drivkreftene for å oppgradere til økt effekt og pumpekraft er behovet for å reinvestere og å øke fleksibiliteten i kraftverket for å bedre

utnytte den økende variasjonen i kraftprisen og øke inntjeningen. Økt produksjonseffekt gir kraftverket mulighet til å flytte mer av produksjonen til timer med høye priser og stort behov for mye kraft. Pumpekraft gir ytterligere fleksibilitet ved å pumpe når kraftprisen er lav, slik at vannet kan benyttes til produksjon i timer med stort kraftbehov.

Den økte fleksibiliteten som kommer med vannkraftoppgraderingene gir en utjevning av variasjonen i kraftprisene. De høye prisene blir noe lavere og de lave prisene blir noe høyere. Dette gir også en utjevning i pris mellom sesongene, hvor høye vinterpriser blir noe lavere og lave sommerpriser blir noe høyere. I sum blir snittprisen over året noe lavere.

Økt produksjonseffekt i Sør-Norge gir flere timer med nok effekt til å dekke både norsk forbruk og full eksport, som igjen gjør at det blir færre timer hvor den norske kraftprisen blir lik den utenlandske kraftprisen. Om sommeren har pumpeforbruket samme virkning. Når det er færre timer med lik pris i Norge og utlandet blir det mulighet til å ha flere timer med full eksport eller import, slik at det blir færre timer uten utveksling.

Nettet for 2035 og 2050 er kostnadseffektivt og gir god kapasitet

Nettet vi presenterer for 2035* og 2050 møter behovene for kapasitet i en langsiktig situasjon (2050) og i et tidsrom rundt når mange av vannkraftoppgraderingene er tenkt å komme (2035). Nettoppgraderingene er kostnadseffektive og gir tilstrekkelig kapasitet for tilknytning av vannkraftoppgraderingene. Nettoppgraderingene innebærer langt færre kilometer ledning enn i dagens nett, da vi ikke har sett behov for en 1:1 reinvestering av dagens nett og heller ikke noen nye, lange transmisjonsnettforbindelser, i tillegg til dagens ledninger.

*Årstallet er indikativt. Det vi definerer som 2035-nettet indikerer nettet i et mellomstadium mellom dagens nett og nettet i en langsiktig situasjon (2050).

Sammendrag | 2/2

Vi har testet robustheten av dette nettet i 2035 og 2050 ved å undersøke primært to scenario for vannkraftoppgraderinger med 3 og 5 GW økt produksjons- og pumpeeffekt, kalt hhv. Minimum og Medium. Analysen har tatt utgangspunkt i datasett fra vår siste Langsiktige Markedsanalyse (LMA24*) for 2035 og 2050, med Medium forbruk og produksjon. Vi har også undersøkt scenario med høyere forbruk og utvekslingskapasitet og andre regionale energibalanser.

Vannkraftoppgraderingene gir økt flyt nord-sør – men lite begrensninger

Vannkraftoppgraderingene gir økt flyt ut og inn av stasjonene. Da utnyttelsen av mellomlandsforbindelsene også øker, forplanter den økte flyten seg særlig på økt flyt i transportkorridorene som leder til og fra forbindelsene mot utlandet i sør.

Selv om flyten øker betydelig med vannkraftoppgraderingene, så øker flaskehalsene og prisforskjellene internt i Norge i liten grad. Dette skyldes i hovedsak at de oppgraderte kraftverkene, og forbruket disse forsyner, er godt spredt. Dermed vil den økte flyten inn og ut av enkeltstasjonene spre seg godt i transportkanalene i Sør-Norge. I tillegg øker kraftflyten mest i Vestre og Midtre korridor, som er bygget for høy flyt og har god kapasitet.

I et alternativt scenario med høyere kraftforbruk i 2050, enn i Medium fra LMA24, kombinert med mer utvekslingskapasitet mot utlandet, er det generelt noe høyere flaskehals og prisforskjeller. Vannkraftoppgraderingene utnyttes også mer i et slikt scenario, da behovet er større. Dette gir økt flyt og noe mer begrensninger i korridorene som leder mot mellomlandsforbindelsene. Samtidig avlaster vannkraftoppgraderingene andre nettbegrensninger.

Målnettet kan knytte til 5 GW økt effekt og pumpekraft – trolig mer

Studien viser at målnettet i 2050 gir tilstrekkelig overføringskapasitet til 5 GW økt produksjonseffekt og 5 GW pumpeeffekt, lokalisert som i Medium-scenarioet. Trolig gir dette nettet også kapasitet til mer, noe vi undersøker i nærmere årets Analyse av Transportkanaler**.

Stabilitet og systembærende egenskaper er kun overordnet vurdert i denne studien. Videre analyser kan peke på behov for lengre elektriske avstander som potensielt kan gi noen mindre endringer i 2050-nettet.

2035-nettet gir tilknytning av nesten samme volum som med 2050-nettet

Nettet i 2035 gir kapasitet til tilknytning av nesten samme volum vannkraftoppgraderinger som i 2050. Unntaket er i Rjukan der 2035-nettet kun kan knytte til ett av de to planlagte pumpekraftverkene. For tilknytning av begge pumpekraftverkene i Rjukan vil en mer robust løsning være at Vemorktoppen-Eiker legges om og at det blir to ledninger mellom Rjukan og Eiker.

Blant nettforsterkningene som vurderes i et tiårsperspektiv, fremstår "Sauda-trekanten" som den viktigste. Dublert Rjukan-Eiker blir også sentral dersom begge de planlagte pumpekraftverkene i Rjukan realiseres. Dublert Østre korridor og Eiker-Reskjem-Rød er ikke avgjørende for å håndtere økt produksjons- og pumpeeffekt, men er relevante av andre grunner.

Vi vurderer at målnettet er mer rasjonelt enn å videreføre dagens nettstruktur

I nåverdi har målnettet marginalt høyere investeringskostnader enn nullalternativet, hvor nettet oppgraderes først på reinvesteringstidspunktet. Målnettet gir imidlertid økt kapasitet tidligere som gir betydelige samfunnsøkonomiske nyttevirksomheter. Vår overordnede vurdering derfor at målnettet er mer rasjonelt enn å videreføre dagens nettstruktur.

*Langsiktig Markedsanalyse 2024-2050

**Analyse av transportkanaler | Statnett

Kapittel 1

Formål, avgrensning og metode

I dette kapittelet introduserer vi problemstilling, formål med studien og avgrensning. Vi presenterer også metode for modellering av vannkraftoppgraderingene og nettkapasitet.



Behov drevet av aldrende nett og tilknytning for vannkraft

Nettet i området mellom Sauda, Flesaker og Lyse består av både 300 kV og 420 kV anlegg. En stor del av anleggene på 300 kV vil ha behov for reinvestering fra rundt 2040 og fremover. Parallelt med 300 kV nettet er det et noe nyere 420 kV nett, som vil ha behov for reinvestering fra rundt 2050 og fremover.

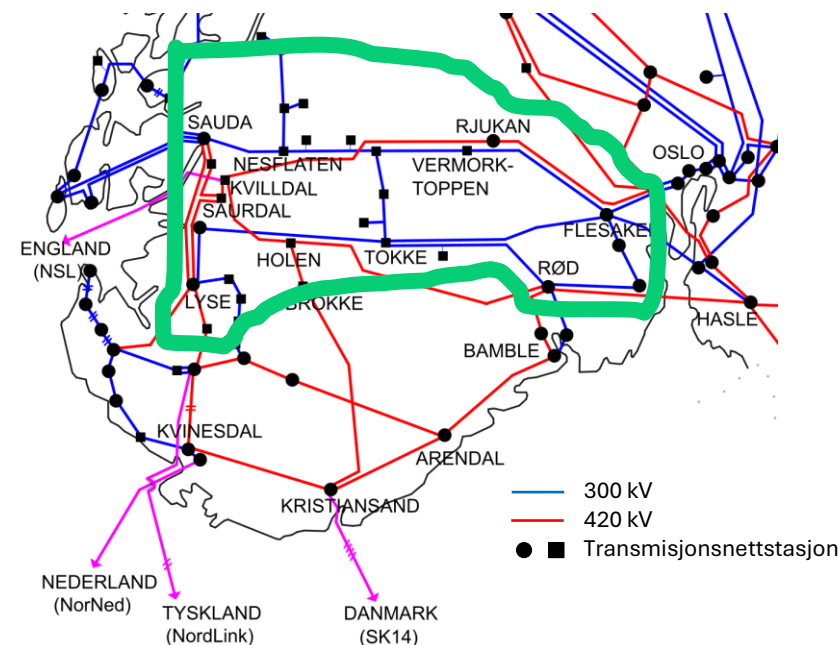
Statnetts plan er å fornye og oppgradere nettet i dette området. Og i enkelte deler av nettet har vi nå konkrete planer for forsterkninger. Selv om en full oppgradering av hele nettet i området er skissert i Statnetts områdeplaner har vi så langt ikke gjort noen helhetlig analyse av hvordan en slik oppgradering best kan gjøres. Hypotesen har lenge vært at oppgradering mest sannsynligvis kan gjøres mer effektivt enn en 1:1 reinvestering av nettet. Det er utgangspunktet for denne studien.

Sentralt i NO2 er det mye vannkraftproduksjon, der mesteparten er lokalisert rundt Rjukan og mellom Sauda og Lyse. Dette er i hovedsak store regulerbare kraftverk tilknyttet direkte til transmisjonsnettet. En sentral driver for utbygging av nettet mellom øst og vest på 1960- og 70-tallet var derfor tilknytning av vannkraftverk og frakte strømmen til forbrukstygdepunktene.

Mange av disse vannkraftverkene har nå planer om å øke produksjonseffekten, eller å etablere pumpekraftverk med både mer produksjons- og pumpeeffekt. I hele Norge kjenner Statnett til planer om rundt 10 GW økt produksjonseffekt og 9 GW pumpeeffekt. I NO2 er det planer* om rundt 6 GW økt produksjonseffekt og 5 GW pumpeeffekt. Det er imidlertid svært usikkert hvor mange av planene som blir realisert, og prosjektene har stor spredning i modenhetsgrad. De første prosjektene kan trolig bli satt i drift mellom 2030 og 2035.

Det er lite forbruk i de indre delene av NO2. Og tidligere analyser** har vist at det er tilstrekkelig kapasitet øst-vest, gjennom denne delen av nettet, noe denne analysen også bekrefter. Reinvesteringsbehovet for nettet i dette området er derfor i hovedsak drevet av at behovet for fortsatt tilknytning av eksisterende vannkraft, samt å sikre tilstrekkelig kapasitet til eventuelle vannkraftoppgraderinger som innebærer økt produksjons- og pumpeeffekt.

Dagens nett og regional avgrensning for analysen



*I [NVEs konsesjonsdatasbase](#) ligger det 1,2 GW vannkraft til behandling pr. september 2025. Dette er både effektutvidelser og pumpekraft.

**[Analyse av transportkanaler 2023-2050](#)

Analysen klargjør framtidig nett for vannkraften og reinvestering

Analysen "Nettfornyelse og effekt i NO2" er en områdestudie der vi analyserer markedet, vannkraften og nettet i sammenheng. Hensikten er å klargjøre fremtidig overføringsbehov, flaskehalser og egnede forsterkningstiltak i nettet mellom Sauda, Flesaker og Lyse. Studien svarer ut følgende hovedpunkter:

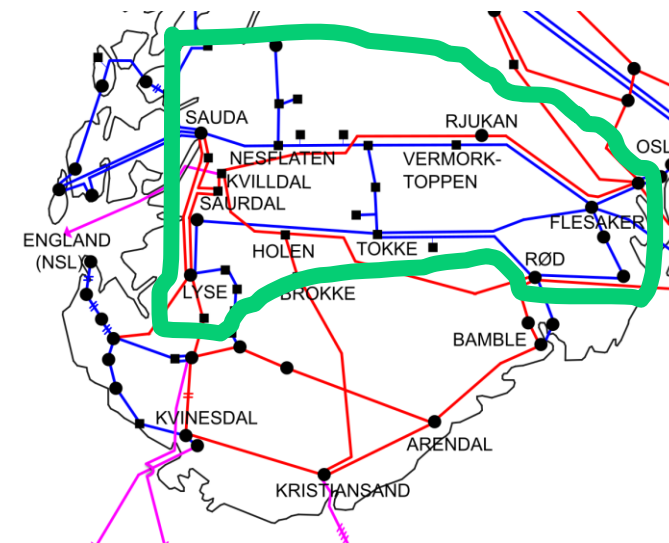
- Nettbehovet drevet av de planlagte vannkraftoppgraderingene i NO2
- Hvordan vi kan møte dette behovet med en effektiv fornyelse av 300 kV nettet
- Nødvendige netttiltak i ulike tidsstadier og for ulik mengde produksjons- og pumpeeffekt

Denne studien fokuserer på transmisjonsnettet for tidsstadiene 2035 og 2050. Det første nettet gir et utgangspunkt for å vurdere hvorvidt det er mulig å knytte til effktoppgraderingene med nettførsterkningene som så langt er planlagt til 2035. Det siste tidsstadiet representerer målbildet for det ferdig oppgraderte nettet. Eventuelle nødvendige tiltak i regionalnett som følger av ny nettstruktur i transmisjonsnettet er ikke inkludert i studien. Vi estimerer kostnader for netttiltakene for å sammenligne kostnader mot et nullalternativ hvor vi reinvesterer alle anlegg når de når sin levetid. Vi bruker også disse til å gjøre en overordnet vurdering av lønnsomheten av netttiltakene, men dette er ikke en full investeringsanalyse.

Studien inkluderer ikke en analyse av driftsmessig forsvarlighet*, men den gir kunnskap for å svare ut tilknytningssakene for ulike vannkraftoppgraderinger i dette området på systemnivå, vurdere effekten av netttiltakene og studere flaskehalser og prisvirkninger. I tillegg vil studien bli et utgangspunkt for videre planarbeid i regionen gjennom områdeplaner, områdestudier og videre konseptvalgutredninger.

Det er også planer om vannkraftoppgraderinger i NO5, NO3 og NO1. Dette påvirker også overføringsbehovet mellom Sauda, Flesaker og Lyse noe, men i langt mindre grad. Vi fokuserer derfor mindre på den samlede virkningen av vannkraftoppgraderinger i hele Sør-Norge og NO3 i denne analysen. I årets utgave av "Analyse av Transportkanaler"*** (ATK) går vi lenger i å undersøke dette.

Regional avgrensning for analysen



I tillegg ser vi på virkningene av effekt- og pumpeoppgraderinger i hele Sør-Norge samlet i en annen analyse: "Analyse av Transportkanaler"

*Vurdering om nettilknytning av ny produksjon og forbruk ikke gir uakseptable forhold for eksisterende kunder i nettet. En driftsmessig forsvarlig analyse kan også inkludere vilkår for tilknytning.

**[Analyse av transportkanaler | Statnett](#)

Fokus på 2035 og 2050 – med utgangspunkt i LMA-datasett

Å fornye nettet tar tid og det er derfor viktig å finne løsninger som gir økt kapasitet også før nettet er helt ferdig bygget. Vi fokuserer derfor analysen rundt datasettene våre for 2035 og 2050. Analysen med 2050-datasettet belyser de langsiktige behovene opp mot det ferdige oppgraderte nettet. Men siden mange av de planlagte vannkraftoppgraderingene er tenkt å komme rundt 2035, er det også viktig å klargjøre hvorvidt disse kan knyttes til med nettiltak som er mulig å gjennomføre i en tidshorisont på 10 år.

Vi tar utgangspunkt i våre datasett for 2035 og 2050 fra vår siste Langsiktige Markedsanalyse (LMA2024*). Vi bygger også videre på arbeid fra områdeplaner, tidligere ATK, områdestudier og temarapporter.

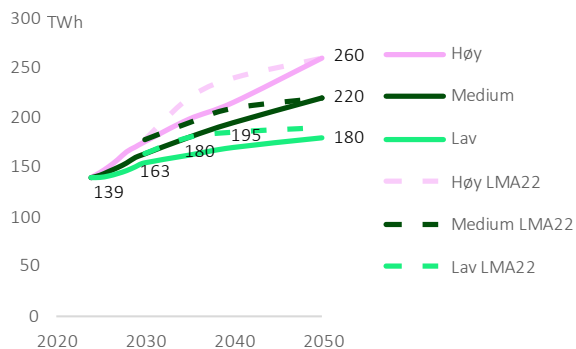
I LMA 2024 har vi tre ulike scenarioer for utviklingen i forbruk og produksjon, der forbruket har en vekst fra 140 TWh i dag til mellom 180 og 260 TWh innen 2050, i ulike scenarioer. I denne studien bruker vi primært Medium-scenarioet, da økningen i maksforbruket er omtrent på nivå med planene om økt effekt i vannkraften i NO2. I Medium øker forbruket til

180 TWh i 2035 og 220 TWh i 2050, og maksforbruket i en enkelttime øker med rundt 2 GW til 2035 og 4 GW til 2050. Produksjonen vokser omtrent like mye som forbruket, slik at norsk energibalanse er rundt -2 TWh i 2035** og -5 TWh i 2050, som snitt over alle simulerte værår. Men siden produksjonen primært kommer fra sol, vindkraft og uregulerbar vannkraft blir det et underskudd på effektbalansen dersom det ikke kommer mer produksjonseffekt i vannkraften.

I Medium har vi også forutsatt at de regionale energibalansene går mot null, mot 2035 og 2050. Dette har betydning for overføringsbehovet mellom regioner. Eksempelvis gir utviklingen mot et lavere energioverskuddet nord i både Norge og Sverige gradvis mindre enveis energitransport fra nord til sør. Dette erstattes av en mer vekslende flyt der det tidvis også er høy overføring nordover.

Vi gjør også en rekke sensitiviteter med ulike regionale energibalanser, høyere forbruksvekst og større utvekslingskapasitet mot utlandet.

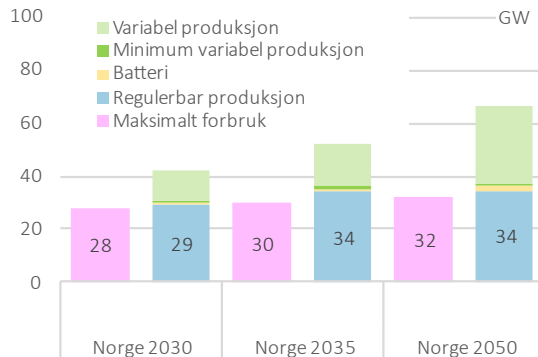
Utvikling i norsk kraftforbruk (TWh) i ulike scenario fra LMA 2024



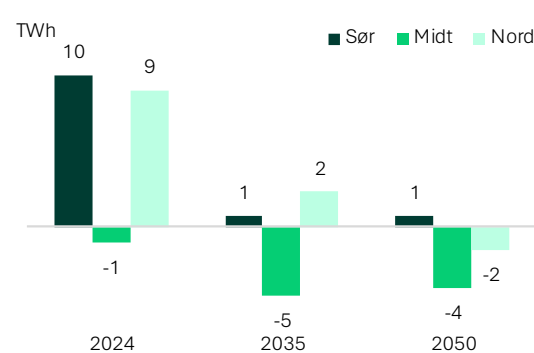
* [Langsiktig Markedsanalyse 2024-2050](#)

**Til sammenligning med i LMA-datasettene simulerer vi i denne studien uten 1,4 GW havvind tilknyttet med hybrid i 2035. Hybriden er inne i 2050-datasettet.

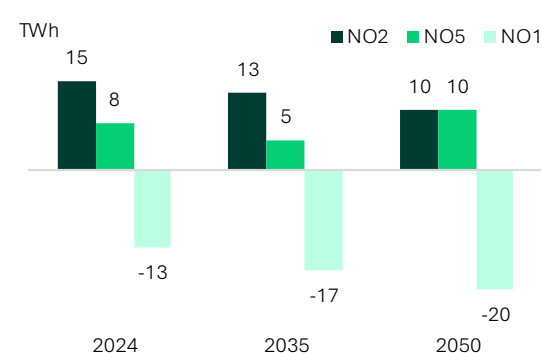
Utvikling i effektbalanse i Medium i LMA 2024



Utvikling i regional energibalanse



Utvikling i energibalanser i Sør-Norge



Modellberegninger gir grunnlaget for analysen

Vi bruker modellberegninger med utgangspunkt i modelldatasett for 2035 og 2050 og tilhørende forutsetninger om markedsutviklingen fra vår siste langsiktige markedsanalyse(LMA24*). Vi modellerer fremtidige topologier for nettet i den tekniske nettmodellen PSS/E basert på informasjon fra områdeplaner og Statnetts porteføljeplan, og bruker disse til å beregne nettkapasiteter i fremtidig nett. Med marked-nettmodellen Samnett simulerer vi marked og nett i samspill. Dette gir oss mulighet til å teste ut hvordan en lang rekke ulike sensitiviteter og scenarioer påvirker flyt og flaskehalser i det norske kraftsystemet.

I hvert datasett simulerer vi det samme "analyseåret" over 29 historiske værår med en tidsoppløsning på 3 timer. Dette gir ca. 85 000 tilstander for hele systemet per simulerte datasett. Vi ser modellberegningene våre opp mot driftserfaringer og teori, og drøftingen av resultatene er like viktig som modellresultatene i seg selv.

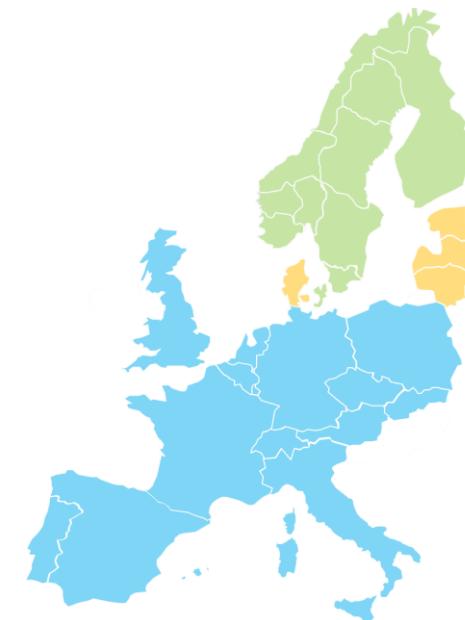
Vårt modelloppsett er imidlertid ikke egnet for å modellere pumping. Samnett har en optimalisering av vannkraftproduksjonen per område som deretter fordeles til detaljert produksjon per kraftverk basert på ulike regler. Og siden modellen med dette ikke beregner optimale vannverdier per kraftverk, er den heller ikke egnet til å gjengi effekten av pumping der disse individuelle vannverdiene er helt sentrale for kjøringen. Vi har derfor jobbet mye med alternative metoder for å oppnå en tilstrekkelig og gjengivelse av oppgraderingene i vannkraften, og hvordan disse påvirker kraftflyten.

PSS/E: Teknisk nettmodell som med detaljerte data og elkraftens matematiske ligninger gjengir øyeblikksbilder av den elektriske delen av kraftsystemet i Norden. Brukes til å beregne kapasitetsgrenser i nettet med utfallsanalyser, til bruk i Samnett.

BID 3.0: Markedsmodell som med optimeringsalgoritmer minimerer de løpende driftskostnadene for å møte etterspørselen time for time over ulike analyseår, basert på detaljert databeskrivelser av hele markedet. Brukes i Statnett til å gjengi det britiske og kontinentale markedet – og gir prisrekker for landene med grense til Norden som inngangsdata til Samnett.



Samnett: Integrert marked og nettmodell. Etterligner markedet bottom-up ved å minimere de løpende driftskostnadene for hele markedet time for time, innenfor grensene gitt av blant annet alle kraftverkene og nettet. Dette inkluderer en detaljert optimering av vannkraften. Har integrert nettmodell lik den i PSSE og beregner fysisk lastflyt time for time. Sikrer at flyten holder seg innenfor grensene beregnet i PSSE med prisområder og flytbasert markedskobling. I Statnetts oppsett dekker modellen Norden og henter markedspriser for kontinentet og UK fra simuleringer med BID-modellen.



- Samnett + BID + PSS/E
- Samnett + BID
- BID

*Langsiktig Markedsanalyse 2024-2050

Modellering av effektoppgraderinger og pumpekraftverk

En forutsetning for å kunne gjøre en slik analyse er å få en god nok modellering av effektoppgraderingene og pumpekraftverk. Dette for at simuleringene skal kunne gjengi hvordan produsentene drifter kraftverkene og videre hvordan dette påvirker flyten i nettet.

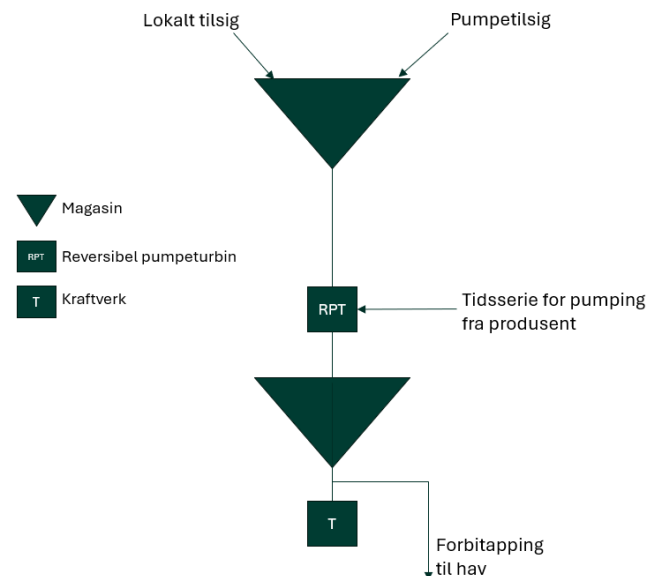
I Samnett beregnes vannverdier per delområde. Dette er en forenkling som i tidligere analyser har gitt en god nok gjengivelse av systemet, og er avgjørende for blant annet å ha overkommelige regnetider. I operativ produksjonsplanlegg benytter produsentene seg av modeller som beregner vannverdier per magasin for å optimere produksjonen i alle kraftverk i et vassdrag. Når det gjelder pumping er ikke dette noe som kun styres etter kraftprisene, men også etter å pumpe mellom ulike vannverdier. Kort fortalt er modeller med individuelle vannverdier derfor bedre egnet for beregning av pumping.

I vårt modelloppsett har vi vært nødt til å bruke alternative metoder for å få en god nok modellering av pumpekraft og hvordan dette påvirker systemet. Vi har modellert produksjonen og pumpingen separat, hvor produksjonen skjer **endogent**, mens pumpingen skjer **eksogent**. Effektoppgraderinger og nye kraftverk er modellert etter produsentens utbyggingsplaner, som innebærer modellering av nye vannveier, kraftverk, energiekvivalenter og slukeevner.

Vi har løst modelleringen av pumpekraftverk i Samnett ved å få pumpeforbruks-serier fra noen produsenter som har beregnet dette i sitt modelloppsett med prisrekker fra Statnetts LMA24 som utgangspunkt for den lokale optimeringen av det aktuelle vassdraget. Disse seriene tar dermed hensyn til både pris og individuelle vannverdier. Basert på antakelse om høy samtidighet mellom pumpekraftverk har vi skalert disse til å gjengi andre kraftverk som er planlagt oppgradert.

Et pumpekraftverk flytter vann fra magasin nedstrøms til magasin oppstrøms for kraftverket. Dette er modellert som en tilsigsserie for vann til magasinet oppstrøms, og en minimum forbitappingsserie for magasiner nedstrøms. I vårt oppsett har vi lagt inn at vannet forbitappes direkte til havet. Seriene for tilsig og forbitapping er samstemt med pumpeforbruksserien og volumet er beregnet basert på energiekvivalenten i kraftverket.

Når vi simulerer i Samnett er tidsseriene for pumpeforbruk lagt inn på samme node i nettet som kraftverket. Pumpeforbruket og flytting av vann tas inn eksogent. Selve produksjonen i vannkraftverkene blir derimot optimert på vanlig måte i modellen.



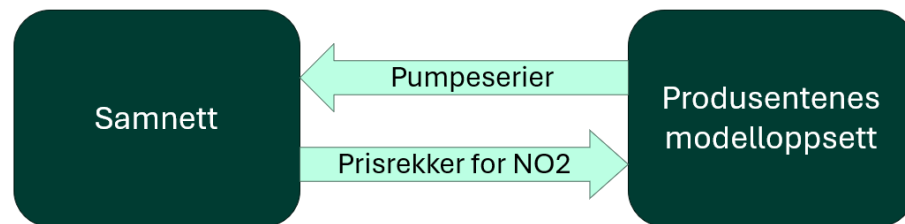
Utfordringer med modellering av pumpekraft

Det er viktig å presisere at metoden vår for å modellere pumpekraft ikke er perfekt, og at Samnett er en modell som i utgangspunktet ikke er tilpasset et kraftsystem med mye pumping. Ved å modellere produksjon og pumping separat får vi enkelte resultater som ikke ville oppstått i virkeligheten, eller i modellene som simulerer med individuelle vannverdier.

Pumpeforbruket i modellen tilpasser seg ikke kraftprisen. Pumpingen skjer basert på prisrekken som er blitt brukt som input i produsentenes modeller. Dersom pumpeseriene som sendes tilbake inn i Samnett endrer prisene mye, vil en kunne få timer med pumping på urealistiske priser. For eksempel vil mye samtidig pumping heve prisen i den aktuelle timen til et nivå hvor det vil være urealistisk for kraftverket å pumpe.

For å redusere antall timer med slike situasjoner har vi gjennomført en ekstra iterasjon med produsentene og deres modelloppsett. Prisrekken fra vår første simulering ble sendt tilbake til produsentene. Denne hadde mindre prisvariasjon enn den opprinnelige, på grunn av den ekstra produksjons- og pumpeeffekten. Siden prisrekken inneholdt færre nullpristimer og høyere lavpristimer, førte det til mindre pumping når produsentene optimerte sine vassdrag basert på disse prisene. Vi mottok deretter oppdaterte pumpeserier, som i korte trekk innebar redusert bruk av pumpene. På denne måten har pumpeforbruket til en viss grad tilpasset seg at andre pumper også påvirker kraftprisen.

Det er vanskelig å konkludere med hvilken av iterasjonene som gir det mest korrekte resultatet. Det er grunn til å tro at det vil ligge et sted i mellom, ettersom vi i første iterasjon får litt for mye pumping, mens vi i andre får litt for lite.



Da formålet med denne studien har vært å klargjøre nettbehovet og nettløsninger for nettet mellom Sauda, Flesaker og Lyse, har vi fokusert på resultatene fra den første iterasjonen når vi har analysert flyt og flaskehalser. Dette fordi denne iterasjonen i størst grad tester hva nettet kan tåle, og som i størst grad ville ha identifisert eventuelle flaskehalser.

Vi har nylig anskaffet en markedsmodell som kan simulere kraftsystemet med individuelle vannverdier for alle vassdrag i alle delområder. En slik modell vil i mye større grad være egnet for et kraftsystem med mye pumpeeffekt. Det kan derfor bli aktuelt å gjennomføre en liknende studie når dette modellverktøyet er på plass. Vi mener likevel at vi i denne studien i stor nok grad har lyktes med å gjenskape forventet kjøring av kraftverkene, og at vi får forventede resultater når det gjelder påvirkning på for eksempel priser og flyt på utenlandskabler.

Modellering av nettkapasitet ved store variasjoner i kraftflyten

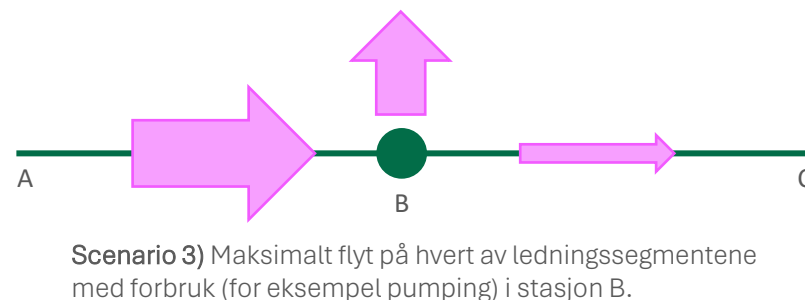
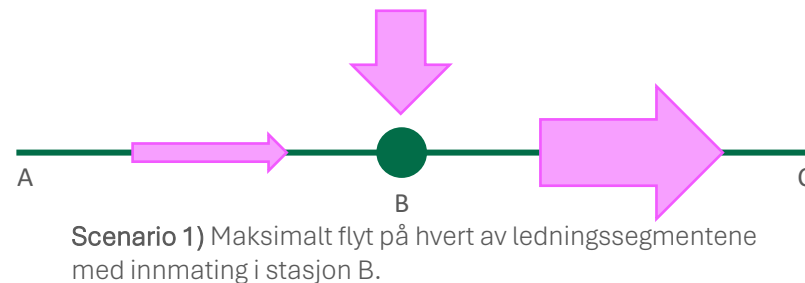
Vi drifter de sentrale delene av transmisjonsnettet etter N-1-prinsippet. Det betyr at det til enhver tid skal være mulig at en komponent kan falle ut uten at øvrig nett overbelastes eller at det blir mørklegging. I blant annet Analyse av transportkanaler 2023-2050* forklarer vi at vi overvåker et stort antall kombinasjonssnitt. Disse kombinasjonssnittene beskriver i hovedsak termiske- eller spenningsbegrensninger.

Vi bruker den tekniske nettmodellen PSS/E til å beregne nettkapasiteter i fremtidig nett. Nettkapasitetene bruker vi inn i marked-nettmodellen Samnett for å sikre at flyten holder seg innenfor grensene for sikker drift.

I denne analysen har vi jobbet mye med å fastsette hvordan tilknytning av stor produksjon og pumpeforbruk påvirker kapasiteten i nettet når spenning er begrensende. Ved spenningsbegrensninger er ofte kapasiteten avhengig av flytbildet i området, og ikke bare langs begrensende ledning. Det er fordi samlet reaktivt effekttap i flere ledninger bidrar til å trekke spenningen ned i området.

Kraftproduksjon og forbruk påvirker også kapasiteten. Med pumpekraft vil det bli stor forskjell på nettoinnmating og uttak i et punkt. I figurene til høyre viser vi tre scenarier for innmating, nullutveksling og forbruk i en stasjon som forbinder to ledningssegment. Alle scenariene viser maksimal kapasitet som kan overføres, etter en feil, før spenningen i nettet blir uakseptabelt lav. Som vist er det stor forskjell på kapasiteten gitt av de tre scenariene. I analysene våre er vi begrenset til å angi en fast kapasitet per kombinasjonssnitt. Det betyr at vi må analysere oss frem til ett sett av snitt som holder flyten innenfor hva nettet tåler (N-1-prinsippet), men som helst ikke begrenser den mer enn nødvendig.

Vi har i hovedsak valgt å prioritere kraftproduksjon og derfor satt snittbegrensninger som tillater maksimal innmating likt scenario 1) ved å begrense flyten på A-B. Dette fører til at vi undervurderer kapasiteten i øvrige tilfeller. Ved å bruke funksjonalitet som egentlig er til for å modellere belastningsfrakobling (BFK) har vi klart å sette opp kapasiteten for noen kritiske kombinasjonssnitt i perioder med pumping. Dette har redusert antallet tilfeller med urealistiske begrensninger betraktelig.



*[Analyse av transportkanaler 2023-2025](#)

Kapittel 2

Behov, nettkonsept og realisert kapasitet

I dette kapittelet presenterer vi nettet for 2035 og 2050 som vi vurderer at mest effektivt gir tilstrekkelig kapasitet for dagens behov og tilknytning av vannkraftoppgraderinger i området mellom Sauda, Lyse og Flesaker.

Vi klargjør også overføringsbehovet i dette området i 2035 og 2050 i våre hovedscenario fra LMA og i sensitiviteter, uten oppgraderinger av vannkraftverkene. Dette for å undersøke om nettet dekker overføringsbehovet som er der i utgangspunktet.



Vi har klargjort nettkonsept for 2035 og 2050

Planlegging og bygging av nett skal skje på en samfunnsøkonomisk rasjonell måte. Fremtidig nett skal gi god kapasitet i transportkanalene, for både eksisterende og nytt forbruk og produksjon – for å begrense flaskehalsene i nettet. Nettet må også gi tilstrekkelig forsyningssikkerhet til underliggende nett og kunder med direkte tilknytning i transmisjonsnettet. For å oppnå dette er det viktig med godt samarbeid med andre nettselskap. Transmisjonsnettet må også planlegges slik at det møter krav til systemsystembærende egenskaper. Videre skal nettet bygges kostnadseffektivt og naturinngrep skal begrenses.

Både i våre interne beslutninger og til konsesjonsmyndighetene er det nødvendig med en samfunnsøkonomisk analyse. Her vurderes nytte (fordeler) og kostnader (ulempen) for samfunnet av ulike nettalternativ.

I denne studien har vi fokusert på overordnet nettstruktur og tiltak i masket transmisjonsnett. Vi har i hovedsak sett på de kapasitetsmessige aspektene i transmisjonsnettet og hvordan de ulike nettalternativene presterer i ulike scenarier og med ulik mengde produksjons- og pumpeeffekt. Vi har i liten grad vurdert nødvendige tiltak i underliggende nett og på stasjonsnivå, samt systembærende egenskaper. Vi har tatt et overordnet hensyn til natur ved å vurdere mulighet for sanering av ledninger og gjenbruk av eksisterende traséer. Mulige justeringer av traseer for ytterligere forbedring kommer i en senere fase.

Vi har fokusert på tidsstadiene 2035 og 2050, for å undersøke nettkonsept som møter behovene i en langsiktig situasjon (2050) og i et tidsrom rundt når mange av vannkraftoppgraderingene er tenkt å knytte seg til (2035). Årstallene representerer stadier i utviklingen i forbruk, produksjon og nettutvikling og bør ikke ansees som et spesifikt tidspunkt for realisering.

2050-nettet som vi presenterer definerer vi som et målnett, dvs. et nettkonsept på lang sikt, som vil møte behov for overføringskapasitet for forbruks- og produksjonsscenarioene rundt 2050. I forkant av denne analysen har vi sett på flere forskjellige alternativer for målnett, og videreført alternativ som best dekker behov for fornyelse og kapasitet uten unødvendige investeringer. Eksempelvis så har vi ikke en 1:1 reinvestering av 300 kV nettet til 420 kV. Målnettet i Statnetts Områdeplan Telemark og Vestfold, som har vært under utredning, har i større grad antatt en 1:1 reinvestering av 300kV-nettet. Løsningen for målnettet som presenteres i denne rapporten er mer kostnadseffektiv, samtidig som den gir tilstrekkelig kapasitet. Det planlagte maskede transmisjonsnettet i området består av kun 420 kV mellom Sauda og Eiker, og dette gjør det mulig med mindre nett enn i dag.

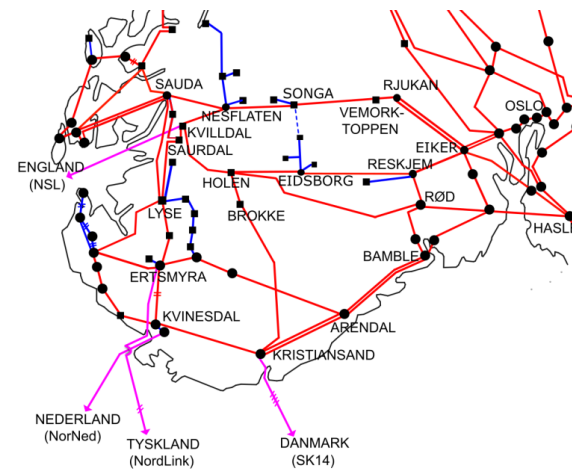
2035-nettet representerer et mellomsteg mellom dagens nett og målnettet rundt 2050. Her har det vært viktig å klargjøre netttiltak som kan komme i en tidshorisont på 10 år og som gir mest mulig økt kapasitet til de planlagte vannkraftoppgraderingene. I tillegg skal tiltakene være et steg på veien til målnettet.

Målnett (2050) gir god kapasitet med relativt få km ledning

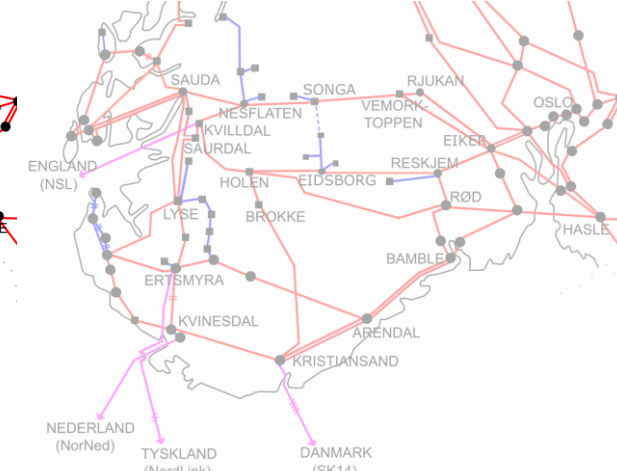
Målnett gir god kapasitet med effektiv bruk av eksisterende nett og lite behov for nye ledninger. Målnett er en forenkling av dagens nett mellom Sauda og Flesaker med i hovedsak 420 kV-nett uten sammenhengende 300 kV. Vi benytter i stor grad eksisterende ledninger på 420 kV som temperaturoppgraderes*, spenningsoppgraderer ledninger der hvor det er mulig og erstatter eventuelt gamle ledninger langs eksisterende traséer. I målnett har vi både færre kilometer med transmisjonsnett og færre transmisjonsnettstasjoner enn i dag. Gjenværende 300 kV-nett vil i hovedsak være radialer for tilknytning av produksjon. Ved reinvestering av disse anleggene bør lavere spenningsnivå vurderes.

Vi etablerer en nordlig 420 kV-gren med ny Sauda-Nesflaten som kobles sammen med eksisterende Kvilldal-Rjukan i ny stasjon ved Nesflaten. Ledningen får vesentlig økt kapasitet ved at de enkelte ledningene blir kortere**. Det gjør at det er tilstrekkelig med en gjennomgående 420 kV-ledning her. Ledningen legges også innom Songa og Vemorktoppen slik at vi unngår å reinvestere eksisterende 300 kV-ledning gjennom hele området. Vi spenningsoppgraderer eksisterende Vemorktoppen-Flesaker, og legger denne innom Rjukan, slik at vi får dubler Rjukan-Eiker. Det vil være hensiktsmessig å forsterke Rjukan med tre ledninger ved økning i vannkrafteffekten tilsvarende mediumscenarioet. Vi ser generelt god nytte av at stasjoner med stort over-/underskudd har minst tre forbindelser, bla. ved at vi ikke får radiell drift ved enkelt feil på eller vedlikehold av ledninger. Flersidig tilknytning på øst- og vestsiden av området gir god kapasitet inn og ut av området i begge retninger og bedre forutsetninger for vedlikehold enn en gjennomgående enkeltledning.

Målnett, økt robusthet i Rjukan (2050)



Målnett (modellert)***



Vi etablerer en 420 kV-forbindelse mellom Holen og nye Reskjem, via den nye stasjonen, Eidsborg. Dette forsterker Holen som transmisjonsnettstasjon, sikrer transport av produksjonen rundt Tokke og øker kapasiteten i vest-øst retning. Likt den nordlige delen får vi også her færre kilometer med transmisjonsnett enn i dag. Med tilknytning i ny stasjon Reskjem sparer vi ny ledning sammenliknet med tilknytning i Rød eller Flesaker, samtidig som vi ikke utvider omfanget av disse stasjonene.

Vi har ikke sett et åpenbart behov for å videreføre dagens forbindelse fra Tokke til Lyse via Førre og den er derfor ikke med i målnett. Behov for lengre elektriske avstander og hensyn til stabilitet og kan imidlertid gjøre endringer i dette området aktuelt. Dette er gjestående arbeid.

*Når en ledning temperaturoppgraderes vil den få høyere termisk kapasitet. Ledningen kan overføre større effekt, siden den får høyere strømgrenser.

**Ved å gjøre ledningen tilstrekkelig kortere vil kapasiteten bli begrenset termisk og ikke av spenning. Den termiske kapasiteten er vanligvis høyere enn kapasitet satt av spenningsbegrensninger.

*** Simuleringene våre er gjort med spenningsoppgradert Vemorktoppen-Eiker, i stedet for dubler Rjukan-Eiker 2, men vi at disse resultatene også vil stå seg i en situasjon med en dubler Rjukan-Eiker.

Nettet i 2035 sørger for tilknytning av økt effekt og pumpekraft

Vi har primært sett på ett hovednettalternativ for 2035, med noen varianter. Årstallet er indikativt og nettet representerer et steg på vei mot målnettet, som samtidig gir økt kapasitet for tilknytninger av kraftproduksjon. Alternativene har begrenset omfang og kan være på plass rundt 2035, som sammenfaller med når flere av vannkraftoppgraderingene er planlagt å komme på drift.

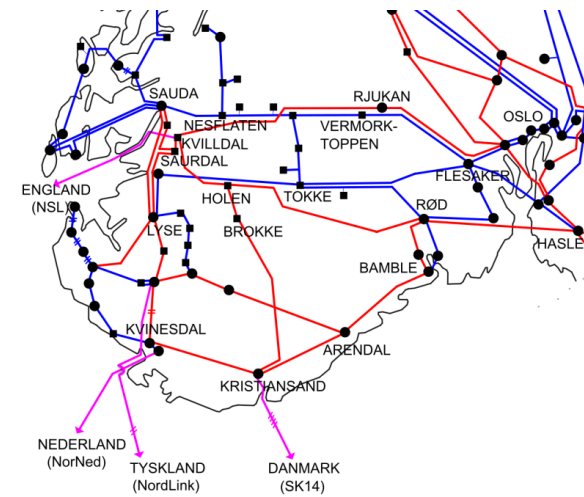
I hovednettalternativet for 2035 har vi bygget ny 420 kV Sauda-Nesflaten og lagt 420 kV Kvilldal-Rjukan innom ny stasjon ved Nesflaten. Dette innebærer en forsterkning av nettet rundt Nesflaten, som i dag utgjør en vesentlig flaskehals, og muliggjør tilknytning av ny produksjons- og pumpeeffekt i området. Vi oppnår økt kapasitet ved at Kvilldal-Rjukan blir delt og mindre begrensende med tanke på spenning og vi får et mer masket transmisjonsnett i vest.

Vi ser også på et alternativ der vi hever spenningen på Vemorktoppen-Eiker til 420 kV og legger denne ledningen innom Rjukan. Vi får da et mer masket nett på 420 kV i østre ende, som gir mer fleksibilitet og muligheter for utkoblinger. Dette gir også økt kapasitet for tilknytning av produksjon og pumpekraftverk ved Rjukan.

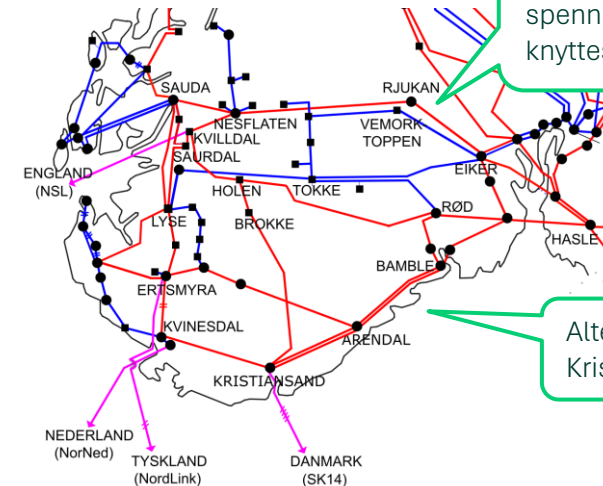
Vi legger til grunn at Østre Korridor blir forsterket med ytterlig en 420 kV-forbindelse Kristiansand-Arendal-Bamble, men ser også på hva som skjer hvis den ikke er satt på drift i 2035.

Andre signifikante tiltak nært studieområdet vårt er 420 kV-forbindelse mellom Sauda og Sogndal, en 420 kV forbindelse mellom Grenlandsområdet og Oslo samt en tredje 420 kV-forbindelse over Oslofjorden.

Dagens nett (2025)



2035-nettet



Realisert kapasitet over sentrale snitt øker til 2035 og 2050

Nettoppgraderingene som legges til grunn i 2035 og 2050 muliggjør økt flyt i nettet. Her ser vi nærmere på hvordan den realiserte kapasiteten på tre sentrale korridorer utvikler seg. Med realisert kapasitet mener vi her hvor mye som maksimalt kan flyte på snittet før det oppstår flaskehals et sted i nettet som begrenser flyten. Hvor mye som maksimalt kan flyte på et snitt vil avhenge av hvordan begrensninger i nettet løses i markedskoblingen, der fordelingen av forbruk og produksjon er avgjørende.

Figuren til høyre viser et spenn for maksimal kapasitet. Vi oppgir maksimal kapasitet som et spenn da kapasiteten vil avhenge av det aktuelle markedsscenarioet og de regionale energibalansene. Spennet er derfor mer usikkert lenger frem i tid, der utfallsrommet for markedsutviklingen er større. Hvor mye kraft som er mulig å overføre vil fortsatt avhenge av maksimum og minimum nettoposisjon, slik at ikke alle linjer kan ha maksimal flyt på en gang.

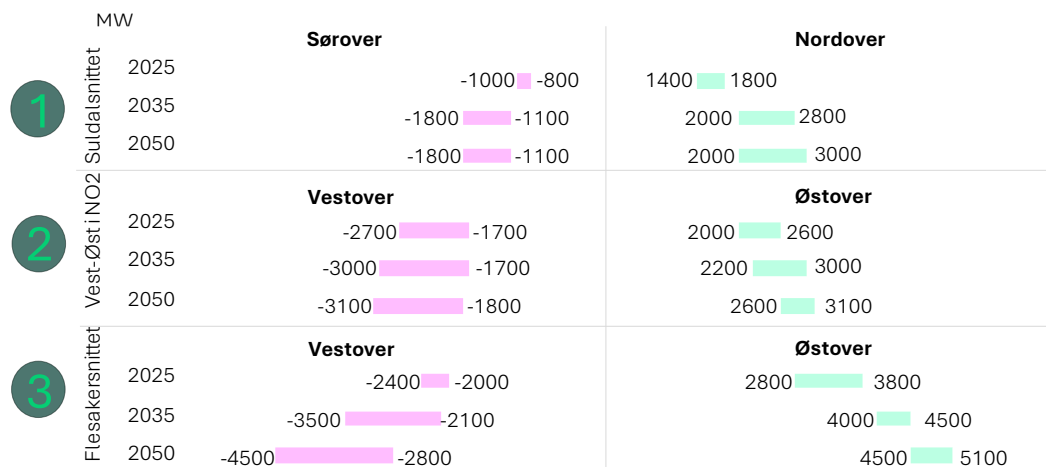
Følgende snitt er vist i nettopologiene nedenfor, der pilen viser mest relevant flytretning:

1. Suldalsnittet
2. Vest-øst i NO2
3. Flesakersnittet

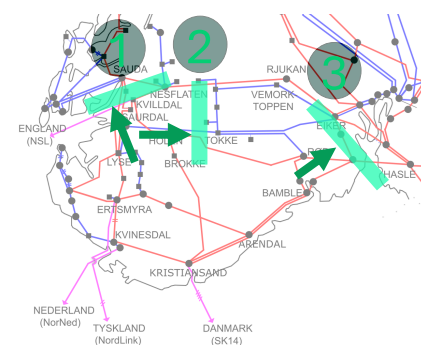
Flyten på linjene øst-vest i NO2 har vært lav både i våre analyser og historisk. Spennet reflekterer dermed at det er mulig å frakte mer kraft under gitte omstendigheter, for å utnytte denne delen av nettet i større grad enn det som er typisk i dag.

Sør for Sauda og rundt Flesaker/Eiker møter vi ofte på begrensninger i dag. Oppgraderinger nord og sørøst for Sauda, ny trafo i Sauda og oppgraderinger mellom Porsgrunn og Eiker muliggjør høyere kraftoverføring på disse snittene i 2035 og 2050.

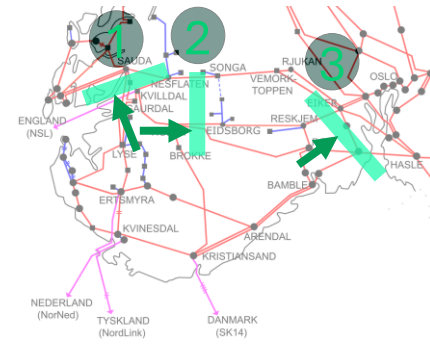
Utvikling i realisert kapasitet



Hovedalternativ mellomtrinn (2035)
med sentrale korridorer



Målnett (2045/2050)
med sentrale korridorer

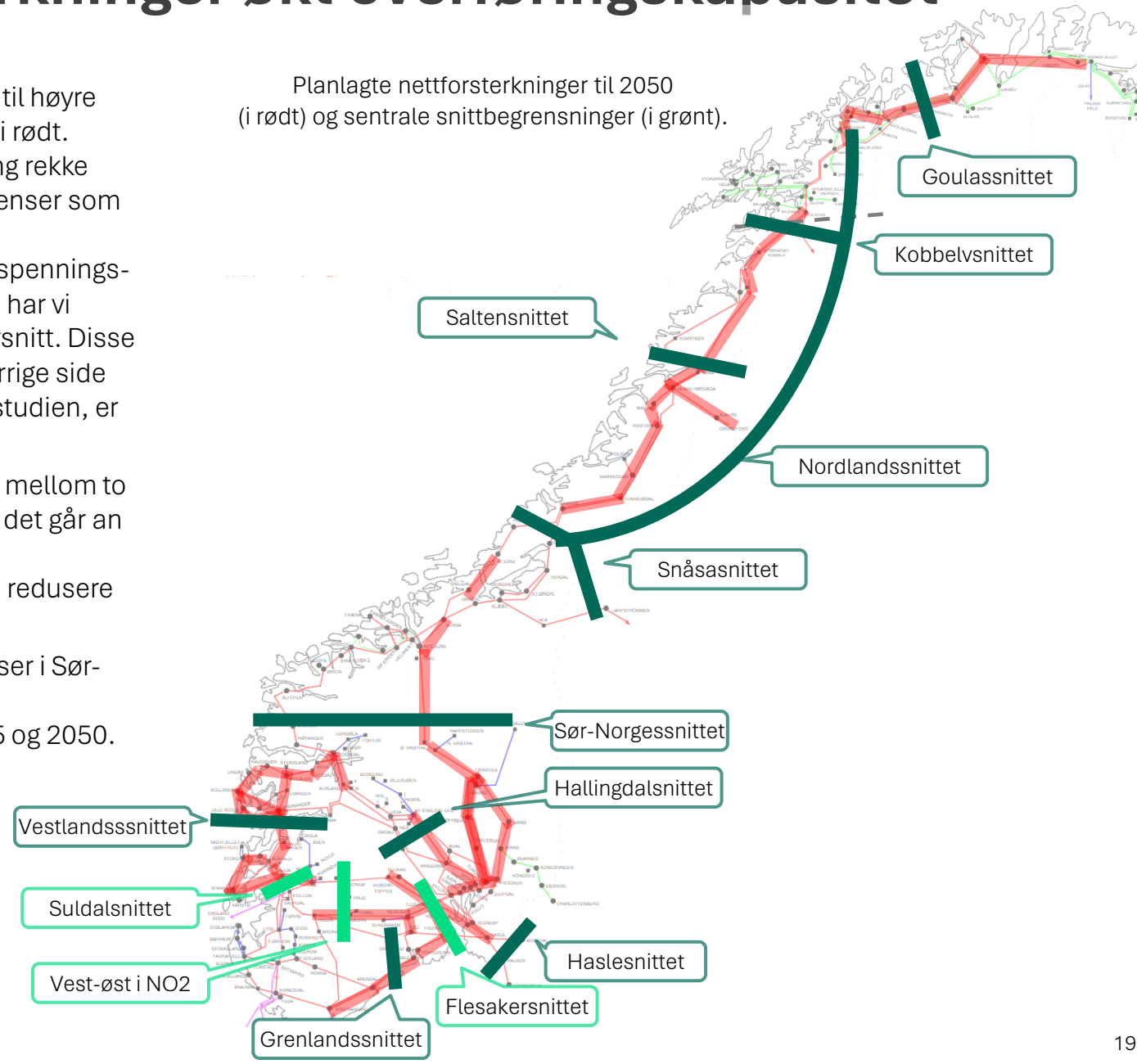


I hele landet gir nettforsterkninger økt overføringskapasitet

Statnett har planer om nettoppgraderinger i hele landet. Kartet til høyre viser store oppgraderinger i transportkanalene frem mot 2050, i rødt. Disse oppgraderingene øker overføringskapasiteten over en lang rekke sentrale snittbegrensninger i nettet. Nettet driftes etter sikre grenser som følger N-1-prinsippet. Grensene er definert ved en lang rekke kombinasjonssnitt med kapasitet gitt av termiske forhold eller spennings- og stabilitetsforhold. For å illustrere de største begrensningene har vi aggregert relevante kombinasjonssnitt til en rekke sentrale storsnitt. Disse er vist i mørk grønn farge i kartet. Snittene som ble omtalt på forrige side og som har mest betydning for området vi undersøker i denne studien, er vist i lys grønn.

Mange av disse snittbegrensningene er ikke direkte på grensen mellom to prisområder. Likevel bidrar økt kapasitet på disse snittene til at det går an å overføre mer kraft mellom prisområdene. I sum gir dette økt overføringskapasitet mellom regionene i Norge, som bidrar til å redusere flaskehalser og prisforskjeller.

På neste side ser vi nærmere på utviklingen på flyt og flaskehalser i Sør-Norge, og hvordan nettoppgraderingene bidrar sammen med markedsutviklingen, til å i sum gi mindre flaskehalser mot 2035 og 2050.



Nett- og markedsutvikling gir mindre flaskehals i Sør-Norge

Før vi ser på hvordan vannkraftoppgraderingene påvirker kraftsystemet, ser vi først på flyt og flaskehals i Sør-Norge samlet og i de indre delene av NO2, uten vannkraftoppgraderingene inne. Dette for å undersøke det underliggende flytmønsteret i regionen og transportbehovet for kraft, uavhengig av vannkraftoppgraderingene.

Overordnet så ser vi at det blir lavere prisforskjeller og flaskehals mot 2035 og 2050, enn i dag. Dette gjelder i hele landet og internt i Sør-Norge. Dette skyldes at nettoppgraderingene som vi planlegger frem mot 2035 og 2050 gir økt kapasitet på en rekke sentrale snitt og dermed økt overføringskapasitet mellom regioner. I tillegg går forbruks- og produksjonsutviklingen i LMA mot jevnere regionale energibalanser.

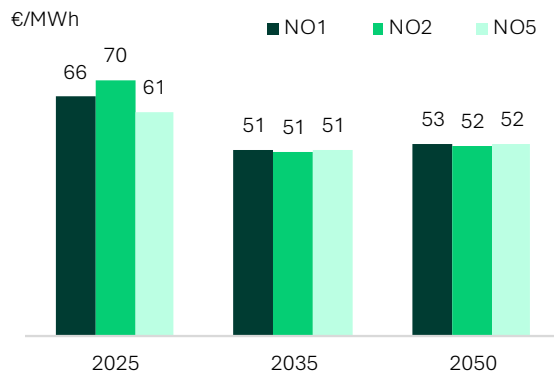
I Sør-Norge er den største flaskehalsen i dag knyttet til flyt inn mot NO2, fra NO1 og NO5, drevet av overskudd på energibalansen lenger nord og høy overføringskapasitet mot utlandet i Sør-Norge. Flaskehalsen er størst om

sommeren, hvor NO2 får høyere priser enn NO5 og NO1.

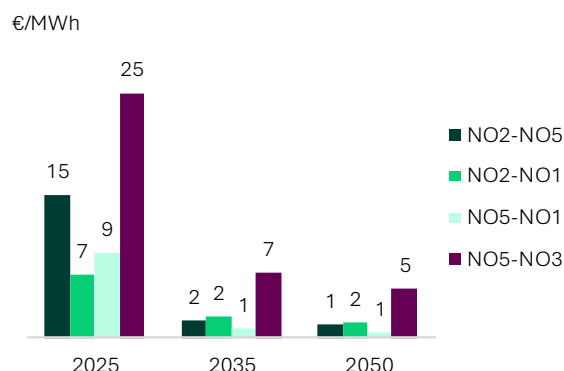
Mot 2035 og 2050 viser våre simuleringer at det blir en betydelig utjevning i prisene mellom prisområder. Dette er både drevet av økt kapasitet i nettet til 2035 og 2050, men også av at jevnere energibalanser demper overføringsbehovet fra nord til sør. Men selv i 2050 når målnettet er på plass vil det stadig være noe timevise prisforskjeller, drevet av variasjoner i været. Dette gir mer vekslende flyt der det tidvis også er høy flyt nordover.

For å isolere virkningene av nettførsterkningene som kommer til 2035 og 2050 fra virkningen av likere regionale energibalanser, har vi i en sensitivitet simulert dagens kraftsystem med dagens forbruk og produksjon, med nettet i 2035 og 2050. Simuleringen viser at nettførsterkningene til 2035 og 2050 gir en betydelig utjevning i kraftprisene. Men det er først med likere energibalanser at det blir en tilnærmet full utjevning i de simulerte snittprisene.

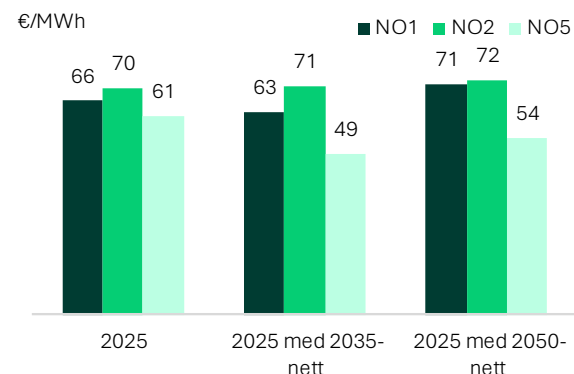
Gjennomsnittspriser i Sør-Norge



Gjennomsnittlig absolutt prisforskjell



Gjennomsnittspriser i en sensitivitet hvor kraftsystemet i 2025 er simulert med nett for 2035 og 2050



Flyten i Sør-Norge øker og går i retning av mer nordoverflyt

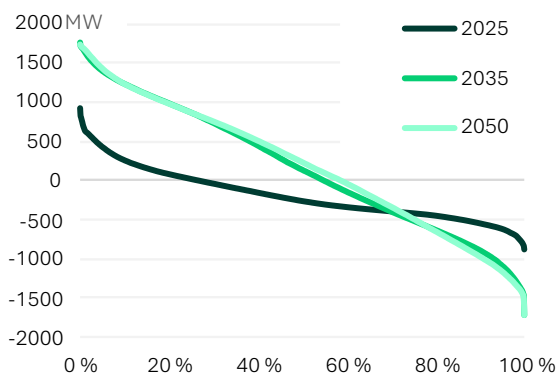
Våre simuleringer viser at flyten i Sør-Norge øker mot 2035 og 2050 i takt med økt overføringskapasitet i nettet og vekst i forbruk og produksjon.

Uttekslingen mellom nord og sør øker betydelig. I dag er flyten preget at mest flyt sørover, men mot 2035 og 2050 går flyten oftere nordover enn sørover. Dette gjelder både mellom NO2 og NO5 og mellom NO2 og NO1, og henger sammen med at overskuddet nord i Norden blir lavere.

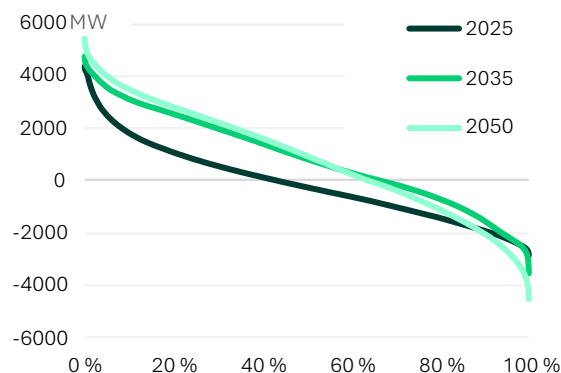
Mellom vest og øst i indre NO2 øker flyten noe, men en del mindre enn økningen i nord-sør flyt, og kapasiteten her er god i 2035 og 2050-nettet. I denne korridoren blir også flyten mer balansert. I dag er flytretningen på denne forbindelsen preget av en todeling der flyten går mest vestover, lengst vest på denne forbindelsen, mens lenger øst går flyten mest østover. Dette da det primært er produksjon som er lokalisert i de indre delene av NO2, mens forbruket er enten i vest langs kysten, eller i Grenlands- og Østlandsområdet. Dermed flyter produksjonen i retning av forbruket som ligger kortest unna.

Generelt er det langt mindre begrensninger i nettet i 2035 og 2050 enn i dag. Dette er kommet til syne i mindre prisforskjeller mellom prisområdene, men også på hvor mange timer enkelte snittbegrensninger begrenser kraftflyten. Figuren til høyre viser noen av begrensningene i 2035 og 2050. Dette er begrensninger som kun begrenser i få timer og som derfor ikke er tilstrekkelig høye til å vurdere nettforsterkninger.

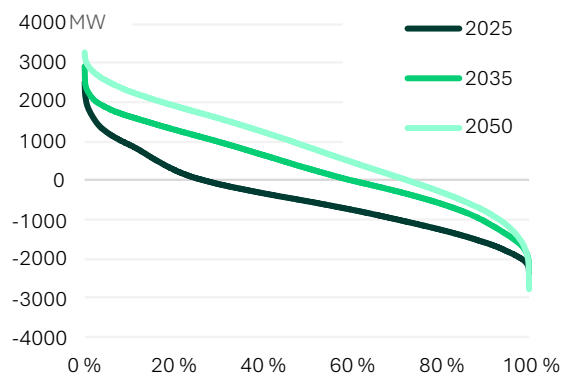
Varighetskurve for flyt NO2-NO5



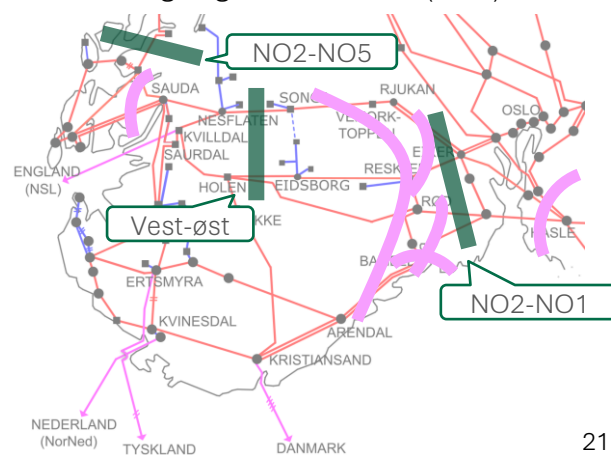
Varighetskurve for flyt NO2-NO1



Varighetskurve for flyt vest-øst i NO2



Sentrale korridorer i Sør-Norge (grønt) og begrensende snitt (rosa)



Store ubalanser gir økt prisforskjell i Sør-Norge – men lite trolig

I Medium-scenarioet fra LMA går de regionale energibalansene mot null, noe som bidrar til mindre overføringsbehov og flaskehals mellom regioner. Dersom det blir et større over- eller underskudd i en region vil dette gi større overføringsbehov. Av den grunn tester vi også nettet for mer ubalanserte scenarioer enn hva vi har i Medium-scenarioet. Vi ser her på to sensitiviteter som øker overføringsbehovet i Sør-Norge i 2050, som vi også så på i ATK23*.

I første sensitivitet øker vi forbruket i NO1 med 25 TWh. Parallelt legger vi inn økt vindkraftproduksjon på Haugalandet slik at den norske energibalansen forblir uendret. I den andre sensitiviteten reduserer vi energibalansen i NO5 med 15 TWh, uten å påvirke norsk energibalanse.

I begge sensitivitetene ser vi at snittprisen øker betydelig i det området som får redusert energibalanse. Dette for å sikre nok kraftflyt mot området slik at forbruket blir forsynt. I begge sensitivitetene resulterer dette i en årlig snittpris i disse områdene som er minst 10 €/MWh høyere enn prisen

i de andre prisområdene i Sør-Norge og den kontinentale snittprisen. Time for time er prisforskjellene langt høyere enn dette igjen.

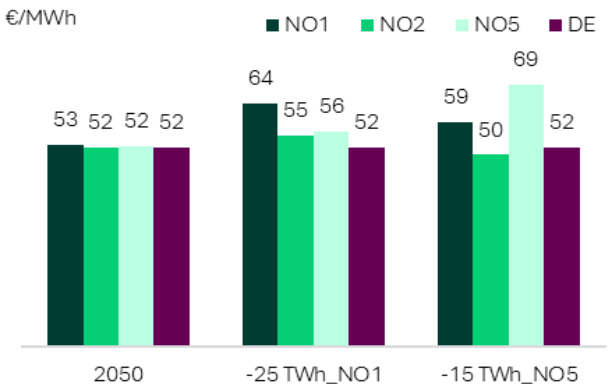
Når kraftprisen i en region avviker så mye fra prisene i områdene rundt, er det mindre sannsynlig at en slik situasjon vil vedvare over tid. Dette fordi en høy snittpris både gir insentiver til mer produksjon i høyprisområdet og en brems i forbruksutviklingen. Over tid vil dette trekke mot likere priser på tvers av områder igjen. Det er derfor lite sannsynlig at sensitivitetene vi viser her vedvarer over tid, selv om de kan oppstå i en kort periode.

I tillegg er det lite sannsynlig at en såpass høy vekst i ett prisområde kommer uten at forbruket også øker i områdene rundt. Eksempelvis vil det trolig være høy vekst i forbruket i hele Sør-Norge, dersom forbruket øker mye i NO1 eller NO5. Mer forbruk i hele Sør-Norge ville dempet forskjellene i kraftpris mellom prisområder i begge sensitivitetene. Et scenario med høy og ensidig vekst har derfor lav sannsynlighet og er derfor ikke noe vi kan vektlegge tungt i nettplanleggingen.

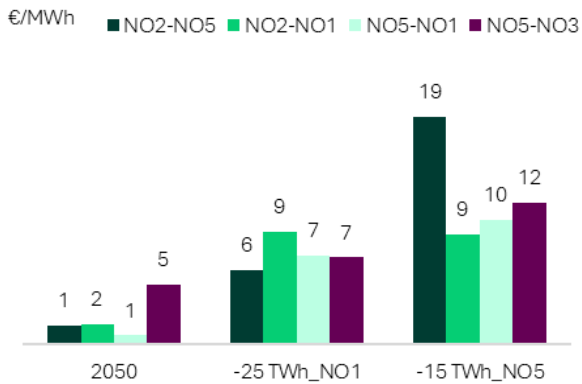
Beskrivelse av sensitiviteter

Navn	Beskrivelse
25 TWh redusert energibalanse i NO1	Redusert energibalanse på Østlandet drevet av 25 TWh økt forbruk og stort overskudd fra havvind på Vestlandet. Underskudd i NO1 på -50 TWh.
15 TWh redusert energibalanse i NO5	Redusert energibalanse i NO5 drevet av å flytte forbruk til NO5 og samtidig flytte vindkraft fra NO5 til Sørlige Nordsjø.

Snittpris



Absolutt gjennomsnittlig prisforskjell



*Analyse av transportkanaler 2023-2050

Overføringsbehovet vest-øst kan øke – men er lite trolig

I Medium-scenariet for forbruk og produksjon og med nettet vi planlegger til 2050, er det lite begrensninger i Sør-Norge og flyten er rimelig balansert mellom prisområdene. Dette drevet av god kapasitet i nettet og relativt jevne energibalanser i Sør-Norge. Flyten er størst mellom NO2-NO5 og NO2-NO1.

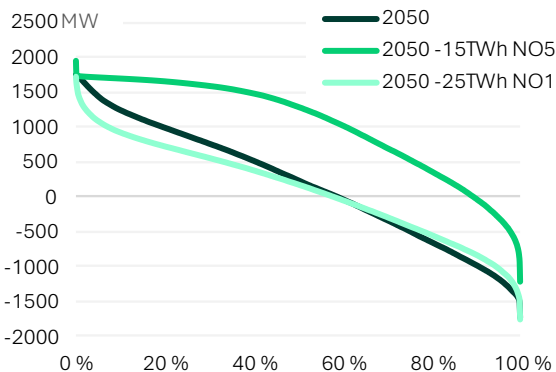
I sensitiviteten med 25 TWh redusert energibalanse i NO1, forsynt med havvind på Vestlandet, viser simuleringene en betydelig økning i flyt og flaskehals på strekningen fra Sauda til Nesflaten og videre østover mot Vemorktoppen. Dette gjør at snitt som innebærer utfall av/på forbindelsen mellom Sauda og Vemorktoppen blir mer langt mer begrensende.

Disse begrensningene håndteres imidlertid godt i markedet og gir riktige prissignaler. Det er derfor lite sannsynlig at dette blir en sentral faktor for å øke kapasiteten på denne strekning, da markedskreftene også trolig vil bremse utviklingen før den kommer så langt. I tillegg er det lite sannsynlig med en så høy forbruksvekst i NO1 uten samtidig vekst i andre områder.

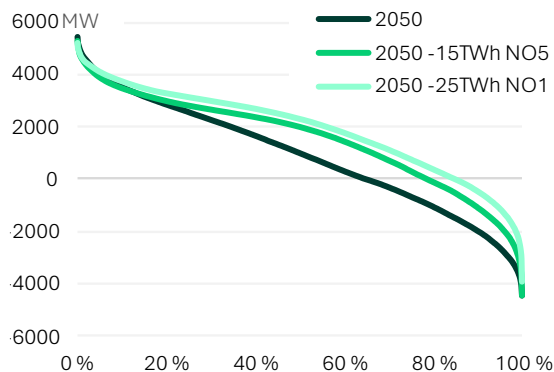
I sensitiviteten med redusert energibalanse i NO5, ser vi en kraftig økning i nordoverflyt i Vestre korridor mellom NO2 og NO5, som gir store flaskehalser mellom Sauda og Samnanger. Flyten mellom vest og øst i NO2 påvirkes langt mindre, noe som tyder på at det kun er en svak sammenheng mellom transportbehovet mellom NO2 og NO5 og flyten i nettet vest-øst i NO2. Energitransporten mellom vest og øst øker noe, men det blir samtidig færre timer med høy flyt.

Behovet for ytterligere kapasitet mellom Nesflaten og Rjukan i målnettets er altså kun drevet av et betydelig økt underskudd på Østlandet forsynt av produksjon på Vestlandet. Et slikt scenario er imidlertid lite trolig at vil oppstå og vil vedvare over tid, som beskrevet på forrige side. Dette underbygger at behovet for nett vest-øst i NO2 først og fremst er drevet av tilknytning av vannkraft og oppgraderinger av disse, og er lite drevet av behovet for transport mellom regioner. I kapittel 4 viser vi hvordan vannkraftoppgraderingene påvirker flyten vest-øst i NO2.

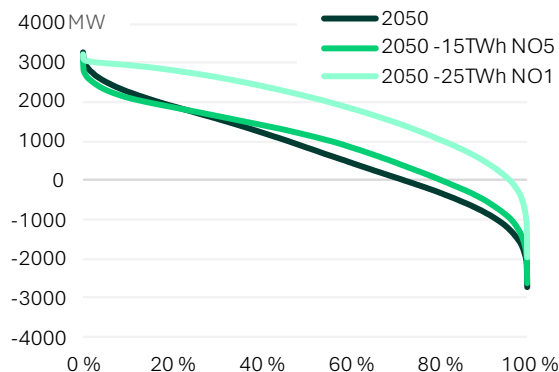
Varighetskurve for flyt NO2-NO5



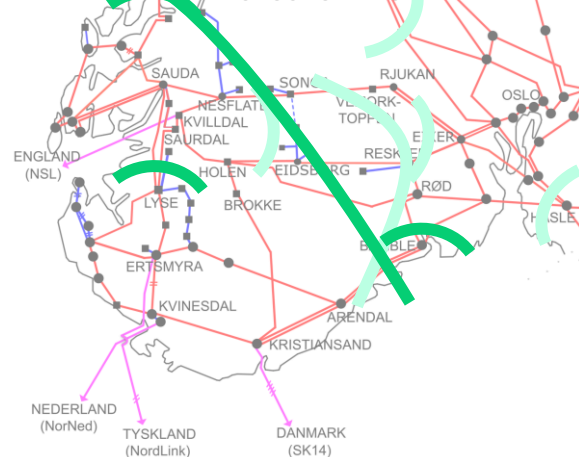
Varighetskurve for flyt NO2-NO1



Varighetskurve for flyt vest-øst i NO2



Begrensende snitt – ulik farge for hver sensitivitet

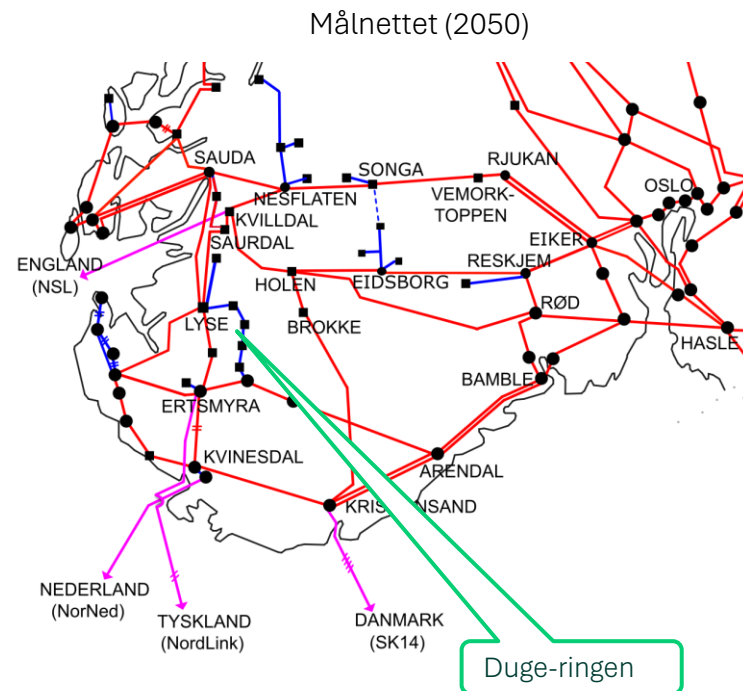


Gjenstående arbeid med nettstruktur

I denne studien har vi fokusert på kapasitet i transmisjonsnettet i deler av NO2. Hoveddelen av arbeidet med nytt målnett har vært fokusert på området mellom Lyse, Sauda og Flesaker. Det målnett vi har jobbet oss frem til er samordnet med målnett i nærliggende områder. Målnett i nærliggende områder er utviklet i tidligere studier og de resulterende nettene er beskrevet i de respektive områdeplanene.

Vi har ikke sett på alternativ for nettstruktur i Dugeringen (Lyse-Duge-Roskrepp-Kvinen-Solhom) som er tilstøtende område sør for studieområdet. Også denne delen av nettet vil ha behov for reinvestering rundt 2040. Behovet for nettoppgraderinger vil også avhenge av hva som kommer lokalt av ny produksjon og om forbindelsen begrenser vesentlig i vestre korridor. Vi har ikke sett noen begrensninger som motiverer forsering av ombygging av Dugeringen til 420 kV.

Studien har fokusert på at målnett skal utnytte eksisterende og nytt nett effektivt med tilstrekkelig overføringskapasitet for produksjon, forbruk og import/eksport til utlandet. Dette, sammen med overgangen til 420 kV, resulterer i et transmisjonsnett med større grad av maskethet enn i dag, hvor enkelte punkter i tillegg er knyttet til flere transportkorridorer. Maskingen leder til kortere elektriske avstander hvilket er gunstig for kapasiteten, men som også kan føre til at feilhendelser får større konsekvens ved at de påvirker et større område og flere anlegg. Vi må verifisere at denne risikoen er akseptabel i det nettet som til slutt blir bygd. Videre analyse kan vise at vi må ha mindre masking noe som kan føre til at det vil kreves ytterligere ledninger.



Andre aspekter som vi må se videre på og som kan påvirke endelig nettstruktur er forsyningssikkerhet og at ikke for mye produksjon blir stengt inne i lengre perioder ved eventuelle feil eller for vedlikehold.

Dimensjonerende utfall i Norden er på 1400 MW. For stasjoner hvor samlet installert effekt blir større enn dette må vi utforme stasjonen slik at risiko for enkelthendelser som kan gi samtidig utkobling av all produksjon eller forbruk i stasjonen blir tilstrekkelig redusert. Dette er aktuelt for flere stasjoner i området hvis effektutvidelsene blir en realitet.

Kapittel 3

Produksjons- og pumpeeffekt – og virkning på kraftpris

I dette kapittelet fokuserer vi på hvordan økt produksjons- og pumpeeffekt påvirker kjøringen av vannkraftverkene og kraftprisen i våre simuleringer.

Analyse av disse simuleringsresultatene har vært sentralt i vurderingen av hvor godt vi klarer å gjengi vannkraftoppgraderingene i vårt modelloppsett.

Vi viser her kun resultater fra 2035-datasettet, da virkningen på kraftpriser og drift av kraftverkene er nokså like i 2035 og 2050. Vi kommenterer der det er forskjeller.



Mange planer om effektoppgraderinger – og pumpekraftverk

Det er mange regulerte vannkraftverk i Sør-Norge og flere av disse vurderer nå muligheten for effektoppgradering. En viktig drivkraft er behovet for reinvesteringer, da mange av dagens kraftverk vil ha behov for reinvesteringer i løpet av de neste ti årene. En annen sentral drivkraft er å øke fleksibiliteten i kraftverket for å bedre kunne utnytte den økende variasjonen i kraftprisen, for å øke inntjeningen.

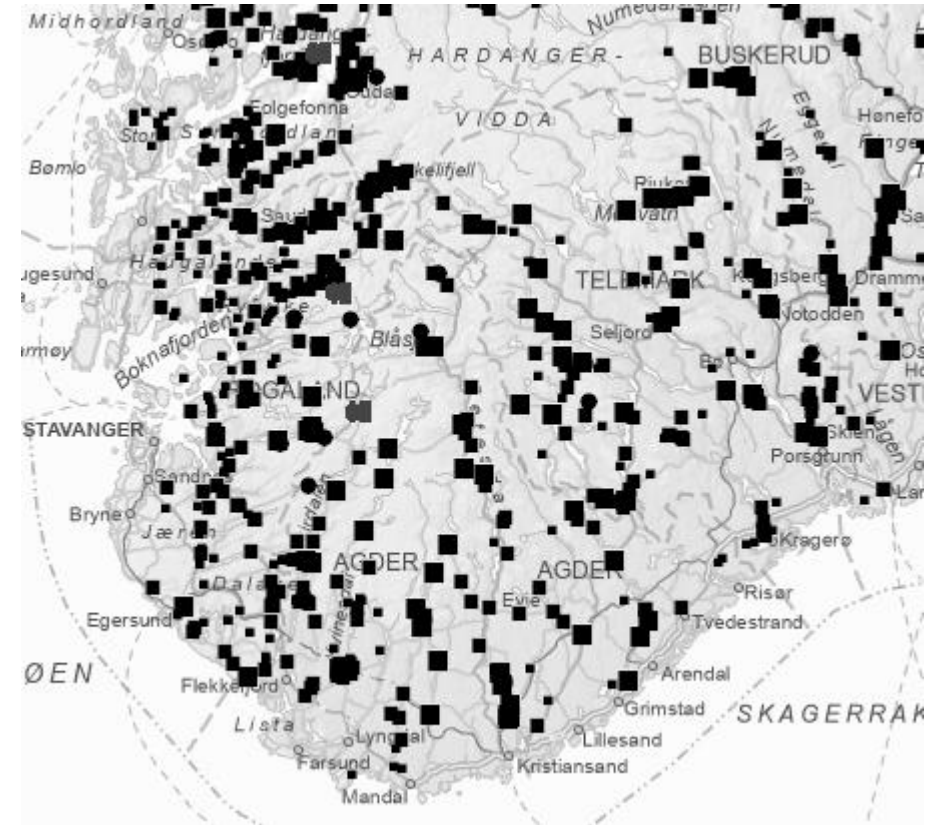
Store deler av norske vannkraftverk ble bygget før 1990. Kraftverkene ble da dimensjonert for å møte datidens behov, som var stabil kraftforsyning til nærliggende industri. Siden den gang har energisystemet endret seg betydelig. Med økt innslag av variabel produksjon, flere mellomlandsforbindelser og høyere CO₂ pris har vi nå mer varierende kraftpriser. Økt produksjonseffekt i kraftverket øker fleksibiliteten slik at kraftverket bedre kan utnytte den økte prisvariasjonen.

I dag har mange av vannkraftverkene lang brukstid på maksimal effekt, noe som betyr at mye av produksjonen skjer i timer med lav pris. Med økt installert effekt i kraftverket kan kraftverket i større grad tilpasse produksjonen til perioder med høyere pris og etterspørsel og øke lønnsomheten. Dette vil også bidra til å dempe pristoppene, samtidig som kraftverkene slipper å måtte produsere i perioder med lave priser.

Enkelte prosjekter vurderer å installere pumpekraft i eksisterende eller nye anlegg. Pumpekraft gir muligheten til å lagre energi ved å pumpe vann tilbake til magasinet når prisene er lave, og produsere kraft når prisene er høye. Dette bidrar til ytterligere økt fleksibilitet og bedre ressursutnyttelse.

I hele Norge kjenner Statnett til planer om rundt 10 GW økt produksjonseffekt og 9 GW pumping. I NO2 er det planer om rundt 6 GW økt produksjonseffekt og 5 GW pumpeeffekt. I [NVEs konsesjonsdatasbase](#) ligger det 1,2 GW vannkraft til behandling pr. september 2025. Dette er både effektutvidelser og pumpekraft.

Eksisterende vannkraftverk i Sør-Norge



(Hentet fra NVE Atlas)

Flere faktorer påvirker utviklingen i produksjonseffekt

Inntjeningen til regulerbare kraftverk øker med variasjonen i kraftprisen og kraftverkets evne til å produsere i timene med høyest mulig pris. Økt produksjonseffekt gir kraftverket større mulighet til å høste høypristimer, men også å flytte produksjonen bort fra lavpristimer.

En investering i økt produksjonseffekt vil primært avhenge av forventningen til variasjon i kraftprisen fremover, kraftverkets fleksibilitet før og etter oppgradering og investeringskostnadene opp mot reinvesteringsbehovet. Mange kraftverk i Sør-Norge nærmer seg reinvesteringstidspunktet.

Variasjonen i kraftprisen i Sør-Norge avhenger i hovedsak av prisvariasjonen i utlandet, forbruket og den samlede utvekslingskapasiteten ut av Sør-Norge, opp mot samlet tilgjengelig produksjonseffekt. Dette avgjør i hvor stor grad kraftprisen i Sør-Norge følger utenlandsk kraftpris, som har høyere prisvariasjon enn norsk.

I dag er samlet regulerbar effekt i Sør-Norge lavere enn maksforbruket og utvekslingskapasiteten i Sør-Norge. Jo flere timer den tilgjengelige produksjonseffekten ikke er tilstrekkelig til å dekke norsk forbruk og samtidig ha full eksport, jo flere timer vil prisen i NO2 følge prisen i utlandet direkte.

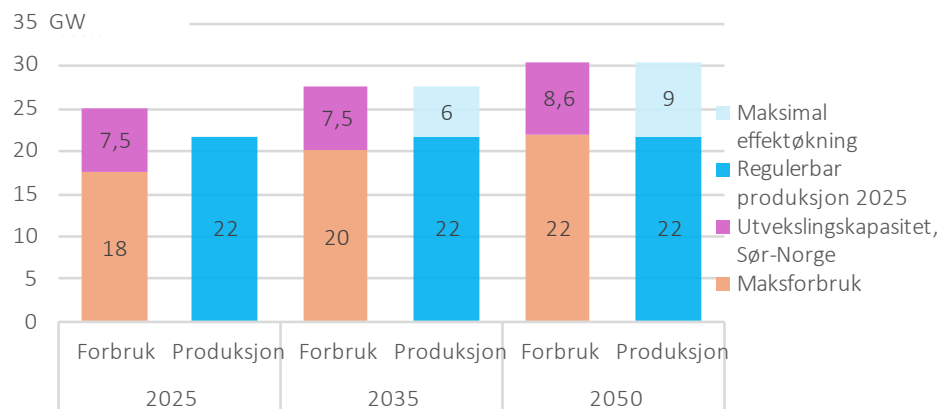
Dersom samlet produksjonseffekt er høyere enn det aktuelle forbruket samt utvekslingskapasiteten, blir vannkraften prissettende. Tilstrekkelig med produksjonseffekt vil derfor gi lavere pristopper, og mindre prisvariasjon i Norge.

Hvor stor økning i installert effekt som vil komme er usikkert, men jo større prisvariasjonen i Sør-Norge er, jo bedre vil lønnsomheten være. Dersom den samlede produksjonseffekten er tilstrekkelig for å dekke seg fra utenlandsk pris i store deler av året, kan det i mindre grad bli lønnsomt med en ytterligere økning i effekt. Lønnsomheten til effektutvidelser i vannkraften avhenger dermed av prisvariasjon i utlandet, vekst i forbruk og samlet utvekslingskapasitet.

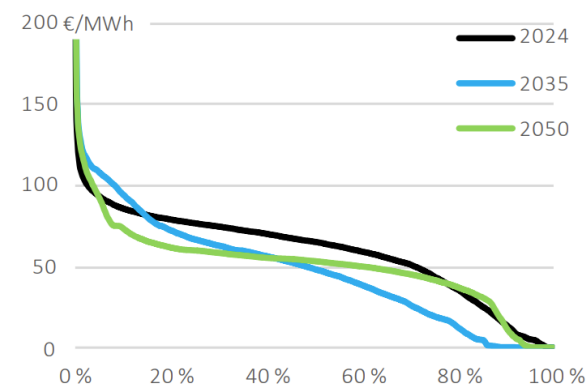
Stilisert bilde av hva som kan være maks for effekt i Norge – for en gitt mengde forbruk og utvekslingskapasitet

Forbruk og produksjon er i disse datasettene som i Medium fra LMA. Det innebærer et forbruk/produksjon på rundt 180 TWh i 2035 og 220 TWh i 2050

Maksforbruk og utvekslingskapasitet i Sør-Norge
i Basis for denne analysen



Prisvariasjon i Norge i ulike år
hentet fra LMA



Tre scenarier for effektutvidelser og pumpekraft

For å undersøke nettbehovet med ulik mengde produksjons- og pumpeeffekt har vi etablert tre ulike scenarier for effektutvidelser, med et spenn på mellom 3 GW og 9 GW økt produksjonseffekt og pumpeeffekt, mellom Minimum og Maksimum-scenariet.

Plassering og installert effekt for pumper og produksjon for de ulike prosjektene er Statnetts analyseforutsetninger. Prosjektene reflekterer ikke nødvendigvis reelle prosjekter, men gir et tilstrekkelig godt omfang for analyse av nettrestriksjoner og markedsvirkninger.

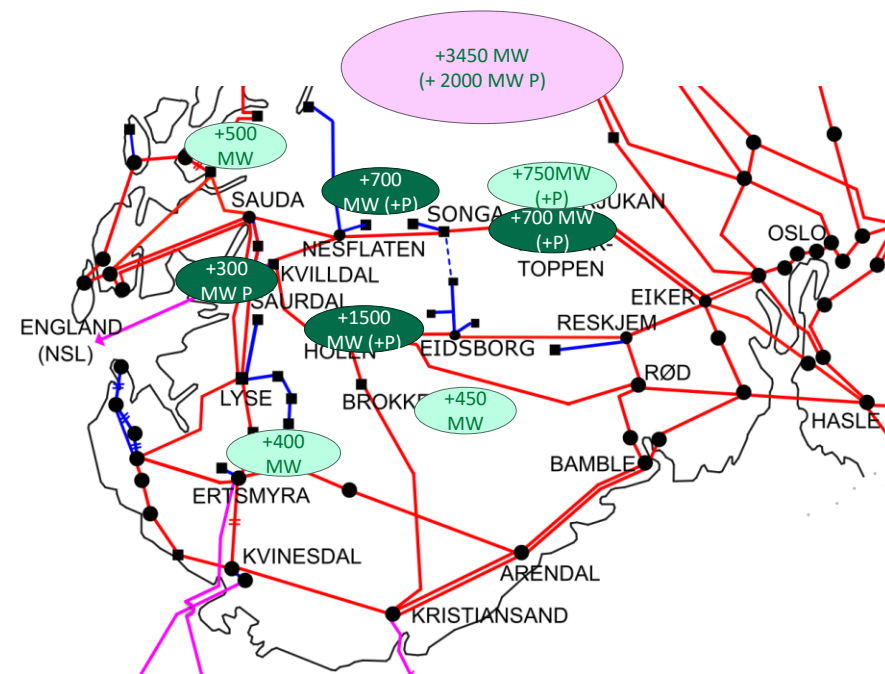
Denne analysen fokuserer på Minimum og Medium scenariet, da prosjektene i disse scenarioene er sentralt plassert i området rundt Sauda, Lyse og Flesaker. Størrelsesordenen på de samlede effektoppgraderingene er også konsistente med vårt scenario fra LMA med Basispris og Medium vekst i forbruk og produksjon.

Maximum-scenariet blir ikke presentert i denne analysen, men er undersøkt nærmere i Analyse av transportkanaler 2025-2050*.

Maksimum-scenariet har produksjons- og pumpeeffekt i en størrelsesorden som er mer konsistent med et scenario med enda høyere prisvariasjon på norsk side, drevet av høy vekst i forbruk og produksjon og mer utvekslingskapasitet. Dette scenarioet strekker seg også over oppgraderinger i et større geografisk område.

I analysen omtales scenarioet hvor det ikke legges til noen effektutvidelser eller nye pumpekraftverk som "Uten effekt".

Scenario for produksjons- og pumpeeffekt



Minimum: rundt +3 GW / + 3 GW pumpekraft

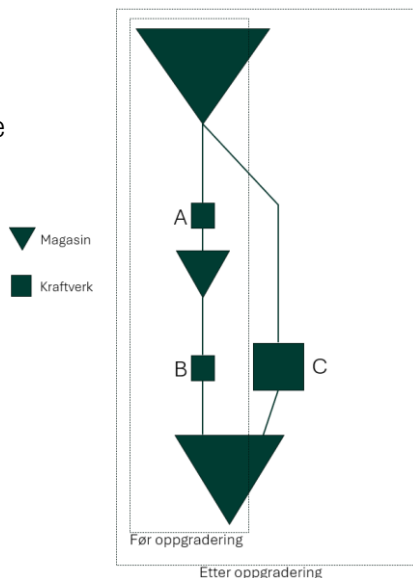
Medium: rundt +5 GW / +4 GW pumpekraft

(Maximum: rundt +9 GW / +5 GW pumpekraft)

Effektoppgradering gir økt maksproduksjon og lavere brukstid

Formålet med en effektoppgradering er å bedre utnytte de fysiske forholdet i vassdragene og gi økt fleksibilitet til å utnytte prisstrukturen i kraftmarkedet. For å oppnå dette vil en effektoppgradering typisk innebære å øke produksjonseffekten med større turbiner, samt å bygge nye vannveier, slik at slukeevnen øker og/eller sørge for at tappingen skjer mellom magasiner med større høydeforskjell. Dette er illustrert i figuren under. Her er kraftverk C et nytt kraftverk, og vil utnytte fallhøyden til eksisterende kraftverk A og B til sammen. Den økte fallhøyden gjør at kraftverket produserer på høyere effekt per enhet vann som slukes. I praksis vil effekten normalt være noe høyere på grunn av lavere tap i tunneller og moderne maskineri.

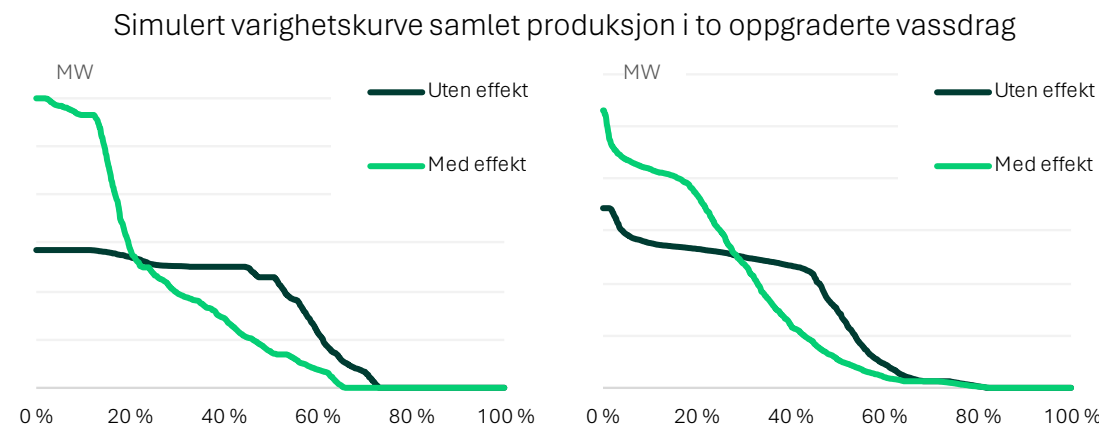
Illustrasjon på ny produksjonsvannvei for å utnytte fallhøyde bedre, og løse begrensninger i vassdraget



Utbyggingsplanene innebærer i hovedsak ikke etablering av nye magasiner eller mer vann i magasinene, og gir dermed liten endring i produsert energi. Likevel vil økt total slukeevne bidra til å redusere flomtap i vassdrag der det er relevant.

Etter oppgraderingen vil mer av produksjonen typisk skje gjennom det nye kraftverket med høyere energiekvivalent, mens det vil gå mindre vann gjennom den opprinnelige vannveien. Produksjonen i den gamle delen blir heller knyttet til eventuelle miljørestriksjoner som minstevassføringskrav, eller for å få mer produksjon når det nye kraftverket allerede går for fullt.

Figurene under viser simulerte varighetskurver for samlet produksjon for kraftverk i to ulike vassdrag, før og etter oppgradering. Begge vassdragene får et nytt kraftverk, og utnyttet effekt er høyere enn tidligere makseffekt, i omtrent 20% av tiden. Etter oppgraderingen er brukstiden på lavere effekt redusert. Total energiproduksjon i vassdraget endres i liten grad.



Pumpekraft gir ytterligere fleksibilitet

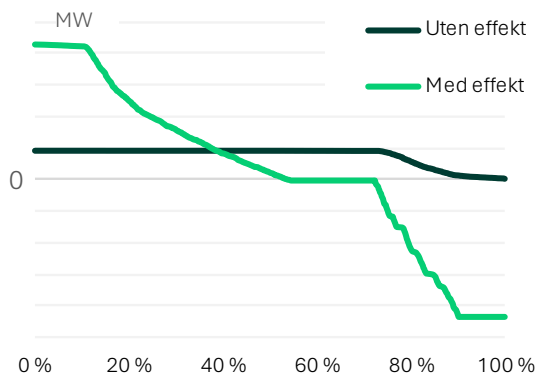
Flere av utbyggingsplanene innebærer også pumpekraft, som gir ytterligere fleksibilitet i vassdragene til å utnytte prisvariasjonen. Med pumpekraft kan vannet som allerede er brukt til produksjon pumpes tilbake i magasinet når kraftprisen er lav, og bli brukt på nytt til ny produksjon i timer med stort kraftbehov og høye priser.

Pumpekraftverk benyttes til ulike formål. Det vanligste i Europa* er pumpekraftverk som løfter vannet fra et magasin nedstrøms til et magasin oppstrøms, før vannet benyttes til produksjon tilbake igjen. Her er kortsiktige variasjoner i kraftprisen avgjørende for når det pumpes og når det produseres. Når kraftprisen er lav vil det typisk være lønnsomt å pumpe, mens produksjonen skjer i timer med høyere priser. Vannet pumpen tilfører gjør at kraftverket kan produsere på maks effekt i betydelig flere timer enn det ville gjort uten mulighet for pumpedrift.

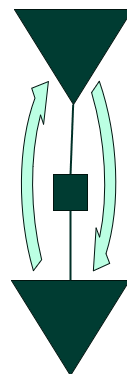
Selv om pumpekraft vil kunne være lønnsomt reduseres nettoproduksjonen sammenlignet med før. Dette fordi energien som trengs for å løfte vannet til oppstrøms magasin er større enn innvunnet energi under produksjon.

I tillegg til å pumpe for å gjenbruke vannet, brukes pumpene aktivt i komplekse vassdrag for å dra nytte av større fallhøyder. Dette er illustrert i figuren til høyre hvor vannet pumpes fra magasin A, og videre brukes til produksjon fra B til C. På denne måten vil mer av produksjonen skje gjennom et kraftverk med større fallhøyde. I tillegg kan lokale forhold gjøre det slik at magasin A får for mye tilsig slik at det ofte flommer over, mens en sliter med å fylle opp et stort magasin B kun med lokalt tilsig. God utnyttelse av vannet vil da være å pumpe vannet til magasin B hvor får en høyere verdi, og slik at en har mer energi tilgjengelig til perioder med høyere priser.

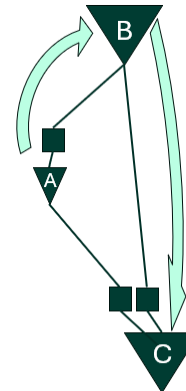
Varighetskurve for produksjon og pumpedrift i et typisk pumpekraftverk



Pumping og produksjon mellom to magasin



Illustrasjon på bruk av pumpekraft i komplekse vassdrag



*Eksisterende pumpekraftverk bidrar også med systemtjenester i form av å kunne gi stabilitet i kraftsystem med mye variabel vind- og solkraft

Flere faktorer påvirker fleksibiliteten til regulert vannkraft

Det er flere faktorer som påvirker fleksibiliteten i et vannkraftverk. Som vist gir økt generatorkapasitet kraftverket mulighet til å flytte produksjonen til timer med høyere priser. I tillegg vil magasin størrelsen påvirke fleksibiliteten i forhold til hvor mye energi den har tilgjengelig.

Samtidig er et vannkraftverk ofte en del av større system, hvor det er sammenkoblet med magasiner og kraftverk oppstrøms og nedstrøms. Dette kan gi begrensninger i driften, da produsentene optimerer driften i sine vassdrag ved å optimere vassdraget som en helhet og ikke kraftverk for kraftverk. I tillegg vil eventuelle miljørestriksjoner som for eksempel krav om minstevannføring påvirke fleksibiliteten.

Ved inngangen til vinteren er magasinkapasiteten typisk fylt opp. Da vil ikke pumpekraft gi økt fleksibilitet, ettersom ekstra tilført vann bare ville flommet over. Magasinkapasiteten vil her være begrensningen.

I enkelte vassdrag er det ikke alltid mulig å fylle opp magasinene før vinteren kun ved hjelp av det lokale tilsiget. Her vil pumpekraft gi økt fleksibilitet ved å utnytte perioder med overskuddskraft til å pumpe vann opp i magasinet, slik at man kan gå inn i vinteren med mer energi tilgjengelig. Dette omtales gjerne som sesongpumping, og er hovedfunksjonen til eksisterende pumpekraftverk i Norge. I tillegg har pumpene en flomdempende funksjon dersom de pumper fra mindre magasiner som raskt fylles opp i perioder med mye nedbør. Dette er energi som uten mulighet for å pumpe det opp til et lager ville gått til spille.

Blant prosjektene som vurderer installasjon av pumpekraft, finnes det både kraftverk som primært fokuserer på kortsiktige prisvariasjoner, og kraftverk som baserer seg på sesongpumping. Kraftverkene i indre NO2 som vi ser på i denne studien baserer seg primært på kortsiktig pumping.

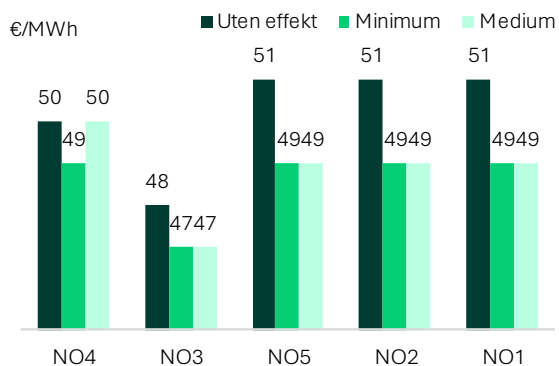
Mer produksjons- og pumpeeffekt jevner ut kraftprisene

På de neste sidene vil vi gå inn på hvordan vannkraftoppgraderingene påvirker norske kraftpriser og dermed også inntjeningen i ulike kraftverk. Analyse av disse simuleringresultatene er sentralt i vår vurderingen av hvor godt vi klarer å gjengi vannkraftoppgraderingene i vårt modelloppsett.

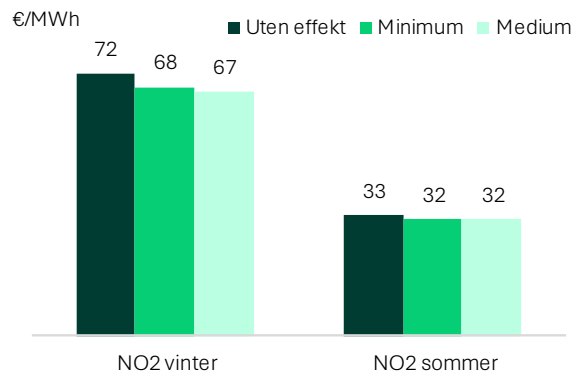
Våre simuleringer med Minimum og Medium-scenariet for vannkraftoppgraderinger viser at snittprisene i Norge synker noe når produksjons- og pumpeeffekt kommer inn. I både Minimum og Medium synker snittprisen med rundt 2 €/MWh.

Virkningen på kraftprisen er enda tydeligere om vinteren hvor økt produksjonseffekt i kraftverkene bidrar til å redusere de høyeste prisene. Om vinteren senkes kraftprisene i NO2 med 4-5 €/MWh. Om sommeren holder kraftprisen seg relativt uforandret. Pumpingen er med på å heve prisen i lavpristimer, men det vil bli lavere pristopper også om sommeren som følge av mer installert effekt og dette reduserer den samlede prisvirkningen.

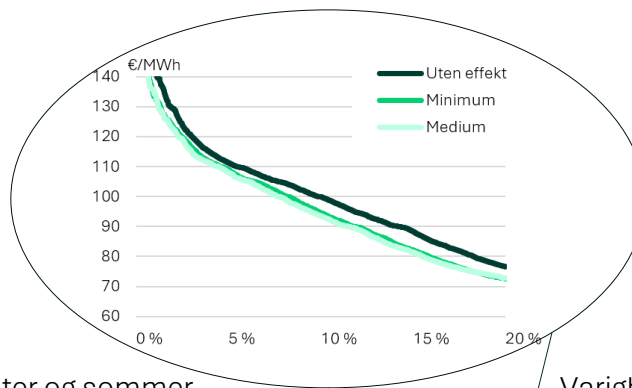
Snittpris i ulike scenario for effektutvidelser i 2035



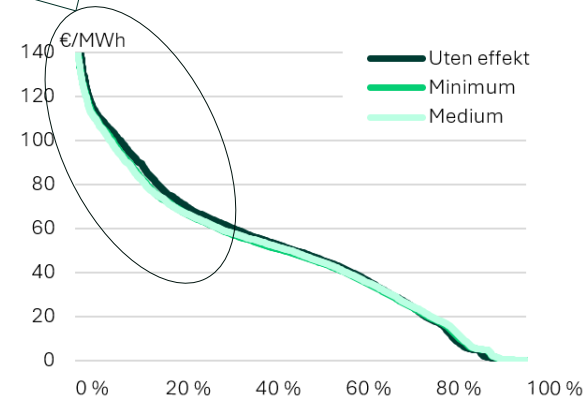
Snittpris NO2 vinter og sommer



Mer produksjonseffekt og pumpekraft gir en utjevning av kraftprisene gjennom året som også er synlig i varighetskurven for kraftprisen i NO2. Her ser vi at mer produksjonseffekt demper prisen noe i høypristimer, typisk i timer med høyt forbruk i vinterhalvåret, mens pumpeforbruk hever prisen i lavpristimer, typisk i timer med lavt forbruk i sommerhalvåret.



Varighetskurve pris NO2 hele året



Færre timer med priskobling med utlandet – mer eksport/import

Med økt produksjonseffekt i det sørnorske kraftsystemet blir det flere timer hvor samlet produksjon er nok til å dekke norsk forbruk og samtidig ha full eksport. Dette fører til færre timer med direkte priskobling* mot utlandet, særlig om vinteren. Som vist i figuren lengst til venstre bidrar mer effekt til å kutte mye av pristoppene om vinteren. I denne vinteruken bidrar mer effekt til at det i større grad er vannverdien som setter prisen i NO2, som i dette tilfellet ligger et sted i nærheten av 60 €/MWh. Vannverdien er i større grad knyttet til tilgjengelighet på energi, ikke tilgjengeligheten på effekt. Derfor vil en fremdeles se priskobling mot utlandet, for eksempel i perioder hvor det er knapphet på energi.

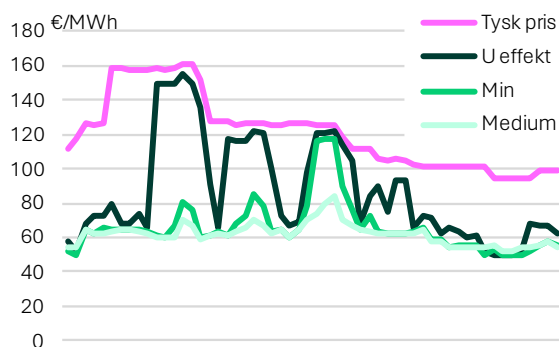
I tillegg bidrar pumpeforbruk til at det blir flere timer hvor norsk forbruk heves til et nivå hvor den ikke kan dekkes med full import, noe som fører til mindre priskobling sommerstid. Uten pumpeeffekt settes prisen i NO2 oftere av nullpristimer fra kontinentet med høy andel av uregulerbar produksjon. I disse timene vil det typisk være gunstig for produsentene å

pumpe, noe som vil øke forbruket og dermed også prisen dersom dette ikke kan dekkes av import. I sum gir effektoppgraderingene en jevnere kraftpris over året.

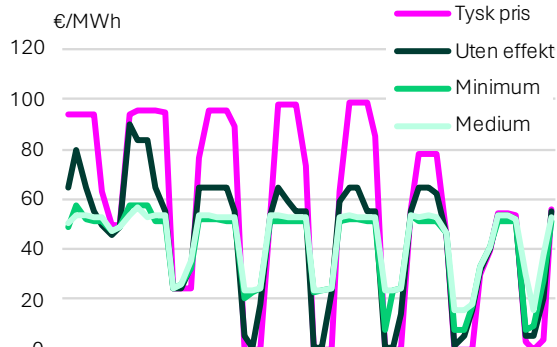
Økt produksjons- og pumpeeffekt gir altså færre timer med direkte priskobling mellom Norge og utlandet. Andelen timer med priskobling mot Danmark synker mest, som følge av at prisforskjellen mot Danmark er mindre enn mot landene på kontinentet. Vi ser også at det er størst reduksjon i omfang av priskobling fra scenarioet Uten effekt til Minimum, og at fra Minimum til Medium får vi mindre reduksjon.

Mindre priskobling med utlandet gir også økt utnyttelse av mellomlandsforbindelsene mot utlandet, vist i figuren til høyre. Andelen timer med enten full eksport eller full import øker, og andelen timer med null utveksling synker. Imidlertid er den samlede årlige nettoeksporten fra Norge er uendret, som følge av vannkraftoppgraderingene, da norsk årlig nettoeksport bestemmes av differansen mellom forbruk og produksjon.

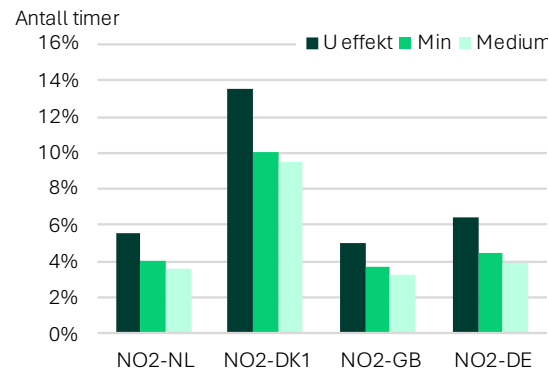
Priser gjennom en vinteruke
(2035, værår 1988, uke 3)



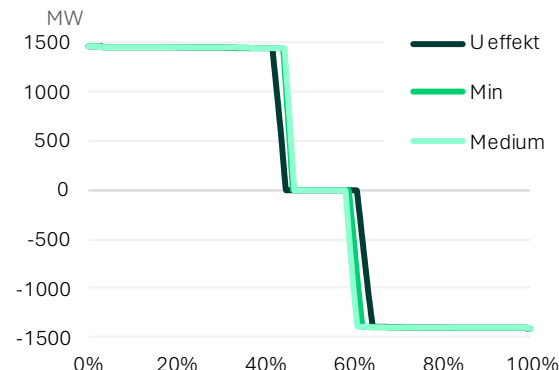
Priser gjennom en sommeruke
(2035, værår 1992, uke 26)



Antall timer med priskobling mot
utlandet [%] i ulike scenario i 2035



Flyt mellom Norge og Tyskland i 2035
(positive verdier er eksport)



*Priskoblingen mellom Norge og utlandet er både direkte ved at norsk pris blir lik utenlandsk kraftpris i en enkelttime, men den er også indirekte ved at vannverdiene i kraftverkene speiler produksjonskostnadene i utenlandske kraftverk.

Liten endring i prisforskjellene internt – de mot utlandet øker

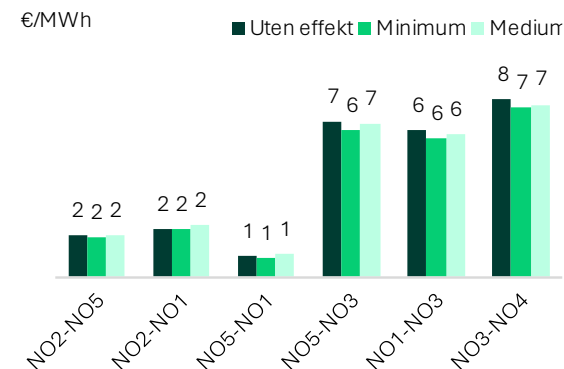
Mer produksjons- og pumpeeffekt i NO2 påvirker de timesvise prisforskjellene internt i Norge i svært liten grad. Internt i Sør-Norge øker de timesvise prisforskjellene kun med noen desimaler, mens mellom Nord- og Midt-Norge reduseres de timesvise prisforskjellene med 1 €/MWh. Det er uansett svært små endringer, drevet av kun små endringer i snittprisen i hvert prisområde.

Prisforskjellene mellom Norge og utlandet påvirkes mer av effektutvidelsene. I Minimum-scenarioet øker den timesvise prisforskjellen mellom NO2 og kontinentet med rundt 3 €/MWh, mens den i Medium-scenarioet øker med ytterligere 1 €/MWh. Igjen ser vi at prisbildet endrer seg mest til Minimum, og at det blir mindre endringer av de ekstra oppgraderingene som kommer i Medium.

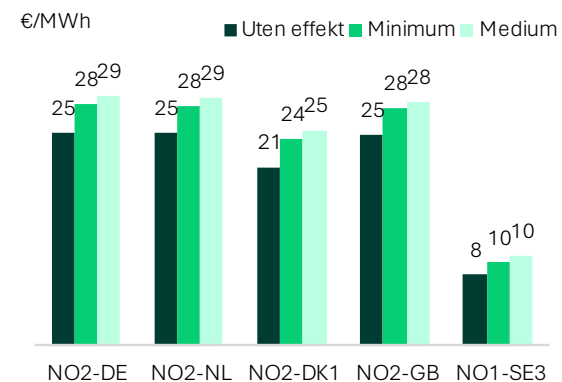
Økningen i timesvise prisforskjeller mellom Norge og utlandet kan i all hovedsak forklares med at mer produksjonseffekt gir lavere priser i NO2 enn i utlandet om vinteren, mens et større pumpeforbruk gir høyere lavpristimer i NO2 om sommeren, som vist i eksemplene på forrige side.

Økte prisforskjeller mot utlandet gir høyere flaskehalsinntekter på mellomlandsforbindelsene mellom Norge og utlandet.

Timevis prisforskjell internt i Norge



Timevis prisforskjell mot utlandet



Økt effekt gir økt verdifaktor – men sterk kannibalisering

Statnett kan ikke beregne lønnsomheten av de ulike prosjektene for oppgradere vannkraftverk med mer effekt og pumpekraft. Primært skyldes dette at vi ikke har kjennskap til utbyggingskostnadene og hva som er produsentenes nullalternativ. Produsentene har også bedre egnede verktøy og modeller til å beregne inntjeningen i kraftverkene. Det er likevel interessant å belyse trenden i hvordan inntjeningen til kraftverkene påvirkes – både de som oppgraderes, men også de kraftverkene som ikke oppgraderes. Simuleringsresultatene på inntjening har også vært viktige i å vurdere gjengivelsen av vannkraftoppgraderingene i vårt modelloppsett.

Verdifaktoren er den oppnådde gjennomsnittlige kraftprisen* til kraftverket delt på snittprisen i det samme prisområdet gjennom året. Dette gir et mål på hvor høyt produksjonen blir verdsatt i spotmarkedet.

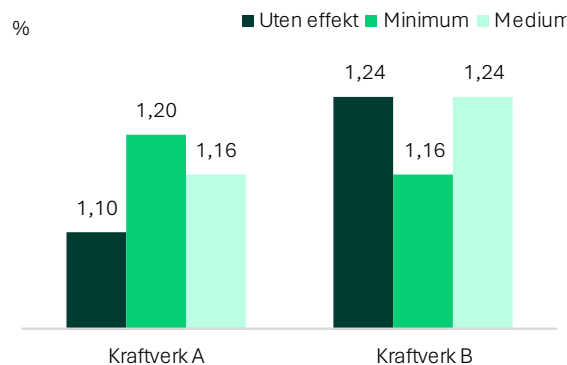
Regulerbar vannkraft oppnår en høyere kraftpris enn den gjennomsnittlige kraftprisen gjennom året. Årsaken til dette er at kraftverkene har fleksibilitet til å produsere mer i høypristimer enn lavpristimer. Våre simuleringer viser at verdifaktoren øker for kraftverkene som blir

effektoppgradert. Da kan mer av produksjonen flyttes til timer med høyere priser. Færre og lavere pristopper gjør samtidig at andre kraftverk ikke blir oppgradert får redusert verdifaktor og inntekspotensial. Slik oppstår det en kannibaliseringseffekt på inntjeningen i de øvrige kraftverkene.

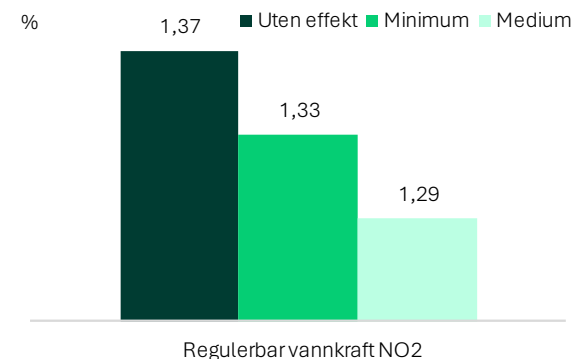
Figuren under til venstre viser verdifaktoren til to kraftverk som blir effektoppgradert i våre simuleringer. I Minimum er kun kraftverk A oppgradert, som gir A en økt verdifaktor. Kraftverk B er ikke oppgradert og får derfor redusert verdifaktor. I Medium blir kraftverk B oppgradert. Da får vi en motsatt effekt hvor kraftverk B får økt verdifaktor, mens verdifaktoren til A går ned, da oppgraderingen i B kannibaliserer på inntjeningen til kraftverk A.

Verdifaktoren til regulerbar vannkraft i sin helhet i NO2, blir redusert i Minimum og Medium. Dette fordi det kun er noen kraftverk som oppgraderes, mens resten ikke i like stor grad kan profitere på fleksibiliteten som tidligere.

Verdifaktor for to enkeltkraftverk



Verdifaktor all regulerbar vannkraft i NO2



*Produksjonsvektet gjennomsnittspris. Den gjennomsnittlige kraftprisen kraftverket får solgt kraften for.

Uregulerbar produksjon og husholdninger oppnår gevinster

Uregulerbar produksjon som solkraft og vindkraft har en oppnådd kraftpris som ligger under snittprisen. Dette skyldes høy samtidighet i uregulert produksjon og at prisene dermed blir lave når disse produserer mest.

Med mer pumpekraft vil denne typisk kjøre i pumpedrift når det er lave priser. Forbruket fra pumpingen er dermed med på å heve prisen i disse timene, som fører til en økt verdifaktor på solkraft, vindkraft og uregulert vannkraft. Som vist faller den årlige snittprisen i NO2 litt med mer produksjonseffekt og pumpekraft, mens sommerprisene holder seg ganske uendret. Sol og uregulert vannkraftproduksjon skjer om sommeren, og pumpeforbruk gir teknologien bedre relativ inntjening.

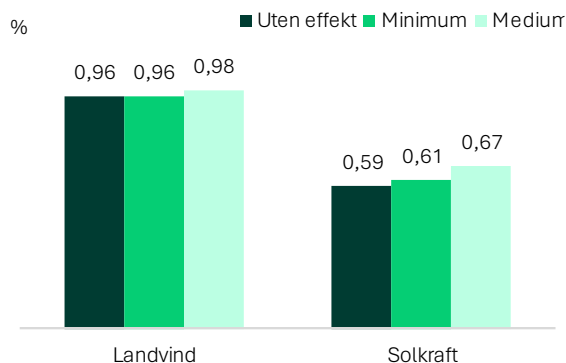
Vi ser at også vindkraft får økt verdifaktor med effektutvidelsene. Den oppnådde kraftprisen ligger nærmere snittprisen, ettersom mer av produksjonen foregår om vinteren. I timer med vindkraft og lave priser, bidrar pumpeforbruk til å heve inntjeningen til vindkraft.

Husholdningene betaler mindre med mer effekt og pumpekraft. Forbruket følger i stor grad temperaturen og er høyere om vinteren enn om sommeren, som sammenfaller i stor grad med kraftprisen. På grunn av dette ligger den forbruksvektede kraftprisen noe over snittprisen.

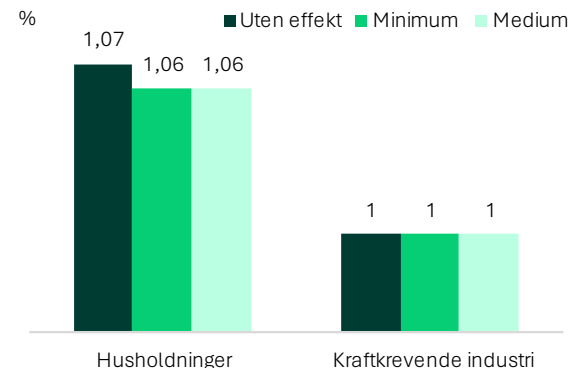
Effektoppgraderingene bidrar til å dempe pristopper særlig om vinteren. Ettersom forbruket er større om vinteren enn om sommeren får dette en større effekt på hva husholdningene må betale, enn at pumpeforbruk drar opp prisen i lavpristimer om sommeren. Dette reflekteres også i verdifaktoren som synker litt, som vil si at nedgangen i betalt kraftpris er litt større enn nedgangen i snittpris.

Den kraftkrevende industrien modelleres som et jevnt forbruk og betaler dermed det samme som snittprisen. Som vist tidligere synker prisen i NO2 litt med mer effekt og pumpekraft.

Verdifaktor for uregulerbar produksjon i NO2



Verdifaktor for husholdninger og industri i NO2



Vannkraftoppgraderingene gir økt norsk og europeisk nytte

Økt produksjons- og pumpeeffekt bidrar både til høyere timevise prisforskjeller mot utlandet og økt utnyttelse av utenlandsforbindelsene. I sum viser våre simuleringer at dette gir både økt norsk nytte av kraftutveksling mot utlandet og økt samlet europeisk nytte.

Økningen i europeisk nytte er robust i mange scenario, men økningen i norsk nytte er noe mer usikker og vil avhenge av hvor mye prisutjevning og hvor mye mindre priskobling mellom norsk og utenlands kraftpris, vannkraftoppgraderingene gir. Dette påvirker igjen andelen av norsk nytte som kommer som flaskehalsinntekt eller handelsoverskudd. Om en høyere andel kommer som flaskehalsinntekter, kan norsk nytte bli negativ, selv om europeisk nytte er positiv.

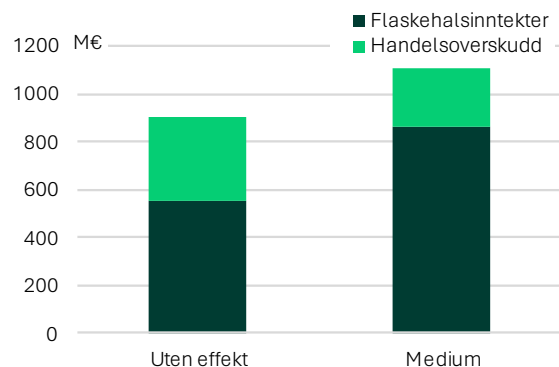
Norske flaskehalsinntekter mot utlandet vil alltid øke med mer produksjons- og pumpeeffekt da mer effekt gjør at det blir færre timer hvor norsk kraftpris blir likt utenlandsk, noe som øker prisforskjellene mellom Norge og utlandet. I tillegg øker vannkraftoppgraderingene utnyttelsen av mellomlandsforbindelsene. Flaskehalsinntektene blir særlig høye om

vannkraftoppgraderingene gir mye reduksjon i den kortsiktige prisvariasjonen i Norge og mindre kobling mellom norsk og utenlandsk kraftpris.

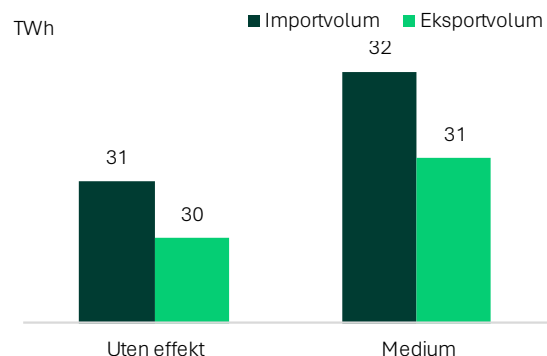
I vår simulering reduseres det norske handelsoverskuddet, da vannkraftoppgraderingene gir prisutjevning og mindre kortsiktig prisvariasjon. Dette øker flaskehalsinntektene, men samtidig reduserer det differansen mellom snittprisen vi eksporterer for og importerer for, som reduserer handelsoverskuddet. I Medium er økningen i flaskehalsinntekter imidlertid større enn reduksjonen i handelsoverskudd, som gir en nettoøkning i norsk handelsinntekt med vannkraftoppgraderingene.

Vannkraftoppgraderingene bidrar også til å gi mindre avtagende nytte ved en eventuell utbygging av mer handelskapasitet til andre land i framtiden.

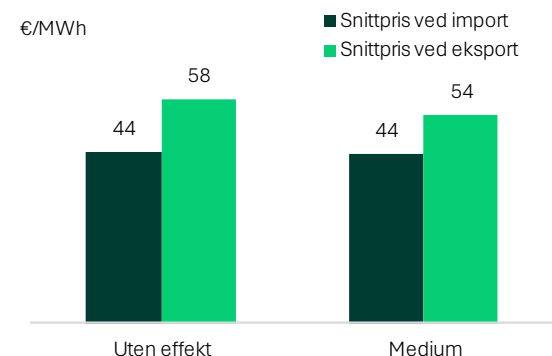
Samlet norsk bruttoinntekt* fra handel med utlandet i 2035 i ulike scenario



Volum import og eksport på forbindelsene mellom Norge og utlandet



Gjennomsnittspris per solgte og kjøpte MW på forbindelsene til utlandet



*Nettoinntekten fra handel med utlandet er summen av de norske flaskehalsinntektene på utenlandsforbindelsene og det norske handelsoverskuddet fra krafthandel, som er inntektene fra eksport fra trukket kostnadene med import.

Forbruk og utvekslingskapasitet påvirker utnyttelsen av effekt

Resultatene har til nå vist at det generelt blir størst endringer med vannkraftoppgraderingene som kommer i Minimum. Den ekstra effekten som legges til i Medium har mindre påvirkning på priser og prisforskjeller. Dette henger sammen med at hva som produseres av kraft i en time er drevet av det norske forbruket i den aktuelle timen og det som kan utveksles på mellomlandsforbindelsene. Stor økning i effekt bør derfor også sees i sammenheng med en økning i forbruk, samt økt kapasitet på mellomlandsforbindelsene.

Dette er årsaken til at utnyttelsen av den samme installerte produksjonseffekten er høyere i 2050 enn i 2035, da forbruket i 2050 er 220 TWh, mot 180 TWh i 2035 i Medium-scenariot. I tillegg er det mer utvekslingskapasitet mot utlandet i vårt datasett for 2050, i form av en hybrid*.

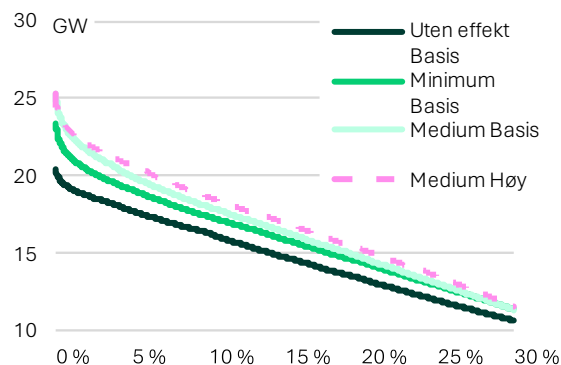
I 2050 undersøker vi derfor også virkningen av vannkraftoppgraderingene i vårt Høyscenario for norsk forbruk og produksjon, hvor vi også har økt utvekslingskapasiteten til utlandet. I dette scenarioet er forbruket 260

TWh i 2050, og utvekslingskapasiteten er økt med 1700 MW.

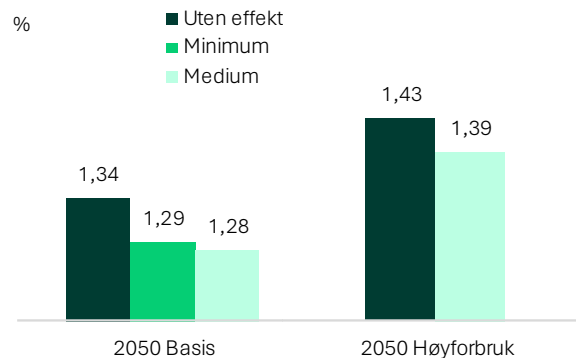
I dette scenarioet viser simuleringene at blir det flere timer med høy samlet produksjon fra vannkraften, da behovet for effekt er høyere. I dette scenarioet er også variasjon i prisene høyere noe som øker behovet og dermed også lønnsomheten til vannkraftoppgraderingene i Medium-scenariot. Dette øker sannsynligheten for at flere av prosjektene blir realisert.

De timevise prisforskjellene i Norge er i utgangspunktet på et høyere nivå i scenarioet med høyt forbruk, produksjon og utvekslingskapasitet. Når vannkraftoppgraderingene kommer øker de timevise prisforskjellene noe, men fremdeles i liten grad. Dette skyldes at det blir noe mer begrensninger i nettet når utnyttelsen av mellomlandsforbindelsene øker som også øker flyten i transportkorridorene mot mellomlandsforbindelsene.

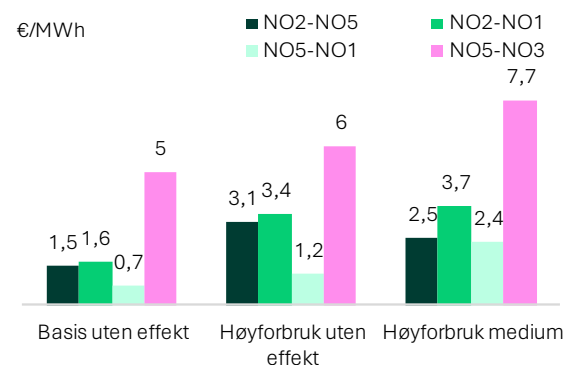
Produksjon fra regulerbar vannkraft
i Sør-Norge i 2050



Verdifaktor for regulerbar vannkraft i NO2
i ulike 2050-scenario



Gjennomsnittlig absolutt prisforskjell i ulike
2050-scenario



*I 2050-datasettet fra LMA24 har vi en hybrid med 1,4 GW vindkraft og 1,4 GW utvekslingskapasitet mellom Norge og utlandet.

Kapittel 4

Virkning på flyt og flaskehalser

I dette kapittelet ser vi på hvordan de ulike scenarioene for vannkraftoppgraderinger påvirker flyt og flaskehalser i 2035- og 2050-nettet.



Økt produksjonseffekt og virkningene på kraftflyt

Før vi ser nærmere på effekten vannkraftoppgraderingene har på flyt og flaskehalser i nettet i 2035 og 2050, oppsummerer vi noen sentrale sammenhenger som påvirker flyten:

- Mer effekt demper pristopper og pumpeeffekt hever lavpristimene. I sum gir det mindre prisvariasjon. Dette gjør også at de timevise prisforskjellene mellom Norge og utlandet øker. Dermed øker også utnyttelsen av mellomlandsforbindelsene.
- Når produksjonseffekten øker blir forbruket forsynt mer effektivt og til en lavere kostnad, enn før økningen i produksjonseffekt. I de fleste timer innebærer dette en omfordeling av produksjonen mellom kraftverk. Det er kun i timene med strammest effektmargin, og kun dersom maksforbruket er like høyt eller høyere enn samlet regulerbar effekt, at samlet samtidig produksjon vil øke.
- Utnyttelsen av den økte produksjonseffekten er styrt av mengden norsk forbruk og utvekslingskapasiteten mot utlandet. Utnyttelsen av produksjonseffekten øker kun om forbruket eller utvekslingskapasiteten øker samtidig som produksjonseffekten.

For å undersøke maksimal flyt inn og ut av stasjonene, og i transportkanalene, må vi derfor øke forbruket og utvekslingskapasiteten, samtidig med produksjonseffekten.

I denne studien benytter vi hovedsakelig Medium-scenarioet, med et forbruk på 180 TWh i 2035 og 220 TWh i 2050 – opp fra dagens forbruk på rundt 140 TWh. I tillegg vurderer vi et Høy-vekstscenario for 2050 med 260 TWh forbruk og produksjon, kombinert med høyere utvekslingskapasitet. Dette scenarioet er ikke vurdert for 2035, da det anses som lite sannsynlig innen den tid.

I datasettet ligger forbruket allerede inne når vi legger inn vannkraftoppgraderingene. I virkeligheten vil utviklingen av forbruk og vannkraftoppgraderinger typisk gå mer trinnvis. Det vil gjøre at både prisvirkninger og flytendringer vil oppstå mer gradvis i virkeligheten enn det vi viser her.

Vannkraftoppgraderingene gir økt flyt nord-sør i Sør-Norge

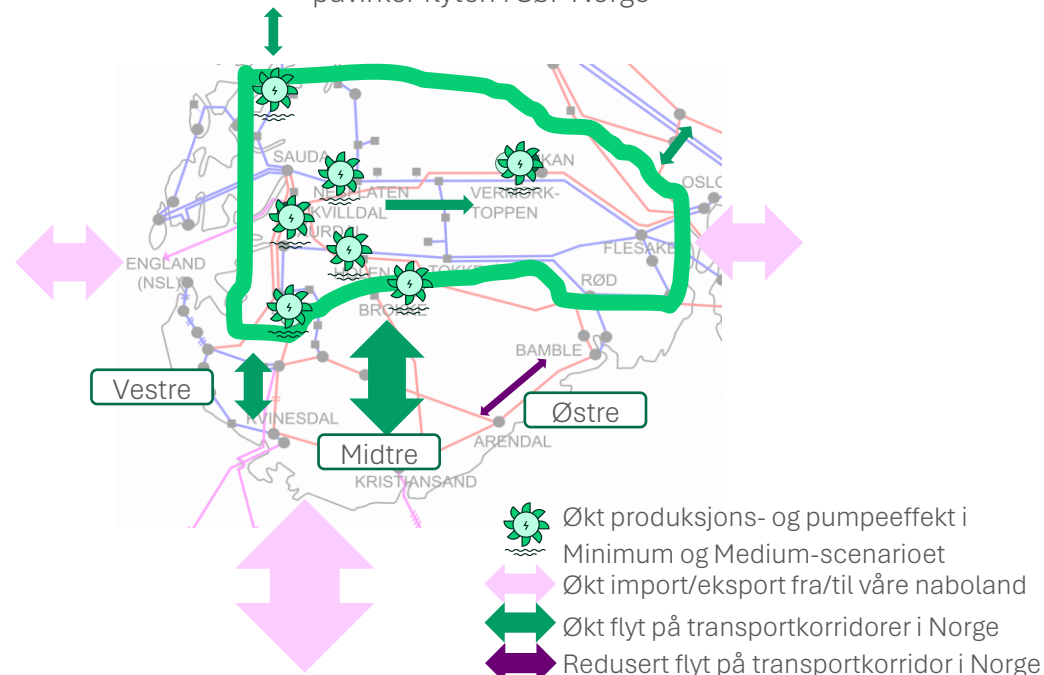
Med økt produksjonseffekt og nye pumpekraftverk får vi økt maksproduksjon i vannkraftverkene som er oppgradert i timer med relativt høye priser, og økt forbruk i timer med relativt lave priser. Dette gir en betydelig økt flyt ut og inn av stasjonene hvor vannkraften er tilknyttet, i takt med prisvariasjonen.

Den økte flyten til og fra kraftverkene forplanter seg videre i nettet i Sør-Norge. Særlig i transportkorridorene som leder til og fra forbindelsene mot utlandet blir det flere timer med høy flyt. Det skyldes at mer produksjonseffekt gir flere timer med full eksport. Samtidig gjør pumpeforbruket at vi får økt import i timer med lave priser og dermed lavt ønske om å produsere.

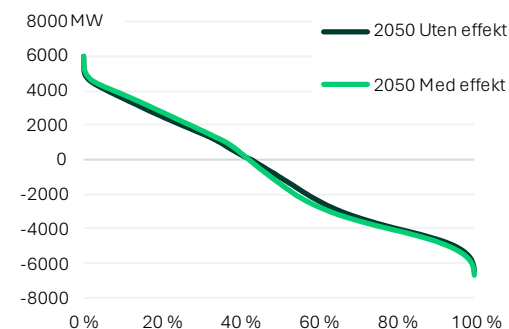
Maksflyten i transportkanalene øker imidlertid ikke av mer produksjons- og pumpeeffekt i seg selv, det blir bare flere timer med flyt opp mot maks. Det er først når samlet utvekslingskapasitet ut av Sør-Norge og norsk forbruk øker, samtidig som produksjons- og pumpeeffekten øker, at maksflyten vil øke.

Illustrasjonen øverst til venstre viser hvordan det overordnede flytbildet i Sør-Norge endrer seg med vannkraftoppgraderingene. Det blir flere timer med eksport og import på forbindelsene mot utlandet, som gjør at flyten mellom vannkraftområdet i indre NO2 og mellomlandsforbindelsene i sør øker, som vist i varighetskurven for flyt nord-sør på Sørlandet. Flyten fordeler seg på de ulike transportkorridorene, i ulik grad, der flyten øker mest i Midtre korridor, dernest Vestre korridor. Dette da disse korridorene mest effektivt forbinder vannkraftområdet i indre NO2 med mellomlandsforbindelsene. Flyten i Østre korridor er lite endret, men blir noe redusert.

Illustrasjon på hvordan økt produksjon- og pumpeeffekt påvirker flyten i Sør-Norge



Varighetskurve for flyt nord-sør på Sørlandet



Flyten øker mest i Midtre korridor som har mye ledig kapasitet

Figurene under viser hvordan flyten i de ulike korridorene påvirkes av de ulike scenarioene for økt produksjons- og pumpeeffekt i 2050, alt annet likt. En trinnvis utviklingen i forbruk og produksjonseffekt ville gitt mindre flytendringer, enn simuleringene viser her. Virkningen er tilnærmet lik i 2035.

Med økt produksjons- og pumpeeffekt blir det flere timer med full eksport og full import mellom Sør-Norge og utlandet. Dette gir økt flyt på transportkorridorene til og fra mellomlandsforbindelsene i sør. Flyten mellom NO1 og SE3 påvirkes også, og da særlig av pumpeeffekten. Med mye pumpekraft i NO2 blir det mer import fra SE3 enn før, selv om antall timer med import ikke øker nevneverdig.

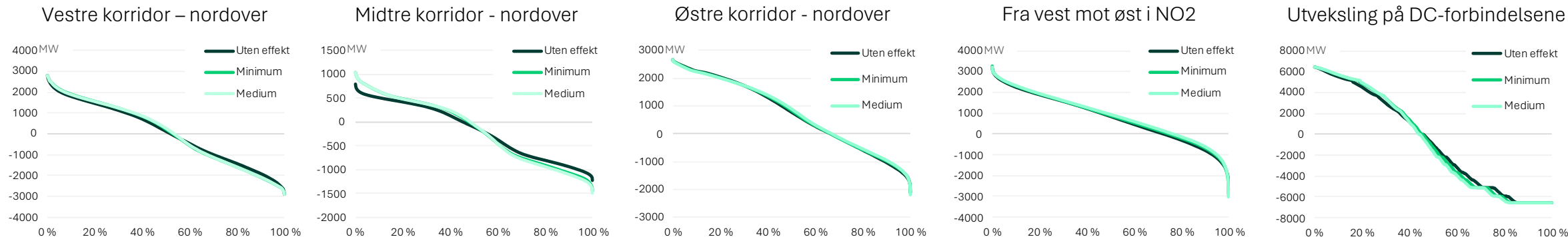
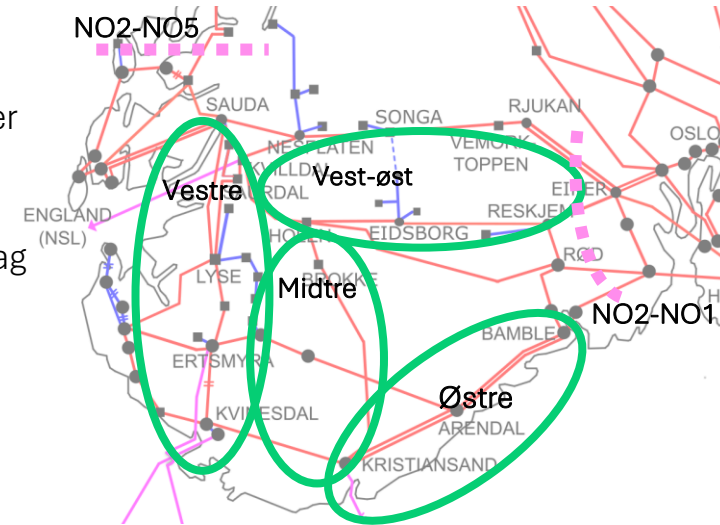
Flyten øker mest i Midtre korridor, da flere av de oppgraderte vannkraftverkene er tilknyttet til denne korridoren som fører direkte til forbindelsene mot Danmark. Midtre korridor er også ganske lavt utnyttet i dag og er derfor godt egnet til å ta imot økt flyt uten at det blir flaskehals. Flyten øker også i Vestre korridor.

Mellom vest og øst i NO2 går flyten østover store deler av tiden. Transportbehovet endrer seg lite med vannkraftoppgraderingene siden vannkraften er spredt på begge sider av forbindelsen.

Mellom NO2 og hhv. NO1 og NO5 reduseres flyten noe. Dette da økt produksjon primært går sørover mot mellomlandsforbindelsene, mens importen absorberes av pumpekraften i indre NO2.

Litt senere i kapittelet viser vi at scenarioet med Høy forbruksvekst, mer utvekslingskapasitet og Medium vannkraftoppgraderinger gir høyere maksflyt på utvekslingen mellom Sør-Norge og utlandet og også mer flyt i alle korridorer.

Illustrasjon på de sentrale transportkorridorene i Sør-Norge



Lite begrensninger i 2050-nettet med effektutvidelsene

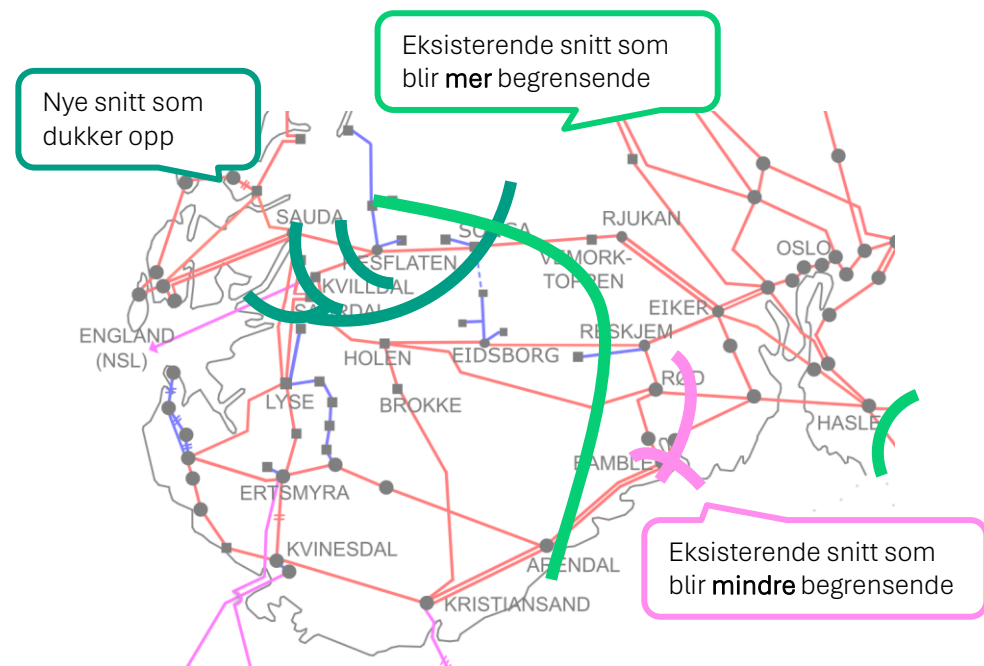
Til tross for økt flyt nord-sør med vannkraftoppgraderingene ser vi lite flaskehalser i målnettets i 2050 i både Minimum og Medium-scenariot. Med økt utnyttelse av Midtre og Vestre korridor, og tidvis redusert flyt i Østre korridor, avlastes noen eksisterende flaskehalser og det oppstår noen nye, mindre begrensninger.

Noen snitt blir noe mer begrensende, men dette skjer fra et lavt utgangspunkt. Dette gjelder særlig snitt knyttet til utfall av Songa-Vemorktoppen. Flyten mellom NO1 og SE3 øker, spesielt i timer med lav vannkraftproduksjon, høyt pumpeforbruk og import, noe som gir økt belastning på Haslesnittet, særlig i importretning.

Økt produksjons- og pumpeeffekt gjør også at nye snitt rundt Nesflaten, Sauda og Saudal blir begrensende i perioder med høy produksjon ut fra Nesflaten. Samtidig blir enkelte snitt mindre begrensende, spesielt rundt Bamble og Rød, ettersom den økte flyten fra vannkraftoppgraderingene i liten grad belaster Østre korridor.

Endringene i snittbelastning henger sammen med at mer effekt og pumpekapasitet gir økt nord-sør-flyt i Sør-Norge, og at Midtre og Vestre korridor utnyttes mer, mens Østre korridor påvirkes i mindre grad.

De virtuelle budområdene på kablene bidrar til å håndtere flaskehalser mer effektivt. Dette gjøres ved at flyten på kablene håndteres som en del av markedsklareringen i stedet for at størrelsen på flyten bestemmes eksplisitt. Med vannkraftoppgraderingene benyttes kablene hyppigere i håndteringen av interne flaskehalser. Dette henger sammen med at det blir økt flyt nord-sør i nettet med oppgraderingene, og at det er noe mer begrensninger med vannkraftoppgraderingene enn uten, selv om det er begrensninger på et lavt nivå.



2050 – lite flaskehals da økningen i flyt fordeler seg godt i nettet

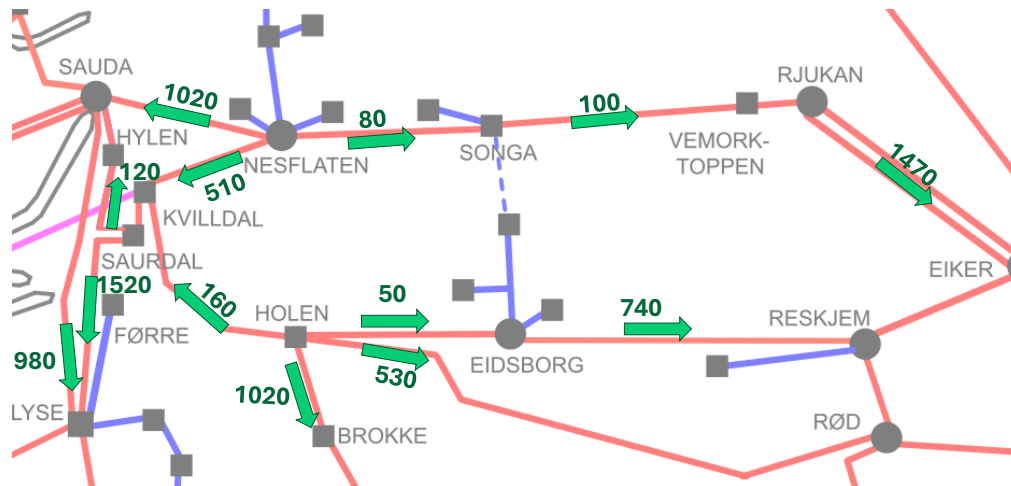
Oppgraderingene i vannkraften gir økt flyt og utnyttelse av nettet nord-sør i Sør-Norge. I figurene nedenfor ser vi nærmere på hvordan flyten fordeler seg i nettet i Medium-scenariot, for noen representative timer i 2050 med høy produksjon, og timer med høyt pumpeforbruk.

I timer med mye produksjonseffekt er det stor flyt ut av stasjonene der kraftverkene med oppgraderinger er tilknyttet. Linjene mellom Holen-Rød og Holen-Brokke-Kristiansand benyttes i stor grad til å frakte kraften sørover mot kablene og østover mot NO1. Siden Midtre korridor historisk har vært lite utnyttet, tåler det eksisterende nettet godt konsekvensene av stor produksjonsøkning i områdene rundt Holen og Brokke.

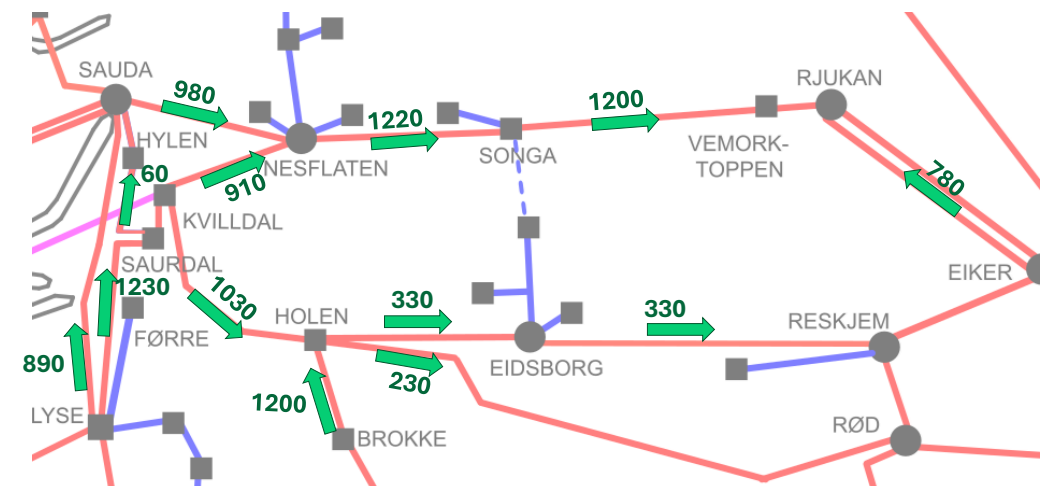
Videre fordeler flyten seg vestover fra Nesflaten og østover fra Rjukan når det er mye produksjon her. Da er det et lavt behov for å sende kraft øst-vest mellom Rjukan og Nesflaten, og denne korridoren utnyttes dermed lite i timer med mye effekt.

En typisk time med høyt pumpeforbruk vil være en sommertime med lav kraftpris i NO2 og nullpriser på kontinentet. Da får vi et helt annet flytmønster i nettet, med import på kablene og høy flyt nordover gjennom korridorene i NO2. Lokalt gir dette høy flyt inn mot stasjonene med stor pumpeeffekt. Igjen ser vi at Midtre korridor tåler denne økte flyten svært godt. Med et høyt pumpeforbruk i Rjukan får vi et større behov for å forsyne dette vestfra via Nesflaten, og vi ser at utnyttelsen av denne linja øker betraktelig.

Kraftflyt i en time med høy utnyttelse av effekten i vannkraften



Kraftflyt i en sommertime med mye pumpeforbruk



2050 og Høy-scenarier – økt bruk av effekt og mer flyt nord-sør

Vi har simulert 2050 med Høy-scenarier for bruk og produksjon (260 TWh) fra LMA24, og en økning på 1700 MW i utvekslingskapasitet ut fra Sør-Norge (økt kapasitet mot Danmark og en hybrid med mer utvekslingskapasitet). Vi har simulert dette scenarioet med og uten vannkraftoppgraderingene i Medium.

I utgangspunktet er flyten høyere i Høy-scenariet uten vannkraftoppgraderingene, enn i scenarioet med lavere forbruk og utvekslingskapasitet. Dette gjelder utvekslingen mellom Sør-Norge og utlandet, samlet flyt nord-sør på Sørlandet, flyten mellom NO2 og hhv. NO5 og NO1 og i de sentrale transportkorridorene.

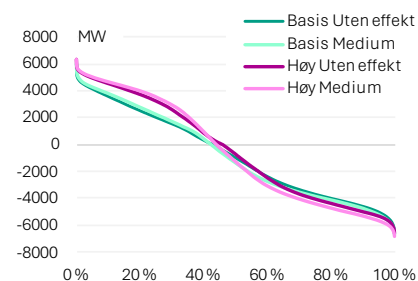
Når vi legger til vannkraftoppgraderingene reduseres flyten mellom NO2 og hhv. NO5 og NO1, da produksjonen primært flyter sørover og import på mellomlands-forbindelsene primært absorberes i pumpekraftverkene i indre NO2. Flyten nord-sør på Sørlandet øker noe. Vi ser også at denne flyten er langt høyere enn i simuleringen med vannkraftoppgraderinger, lavere forbruk og utvekslingskapasitet. Dette viser at det er mengden forbruk og utvekslingskapasitet som er styrende for utnyttelsen av vannkraftoppgraderingene og dermed også flyten.

Som tidligere får Midtre korridor den mest markante økningen i flyt, når vannkraftoppgraderingene er lagt til. Dette skyldes både plasseringen av oppgraderte vannkraftverk og økt eksport og import på forbindelsene mot Danmark og gjennom den ytterligere hybridforbindelsen som er tilknyttet her. Flyten øker også her da det er god kapasitet i denne korridoren.

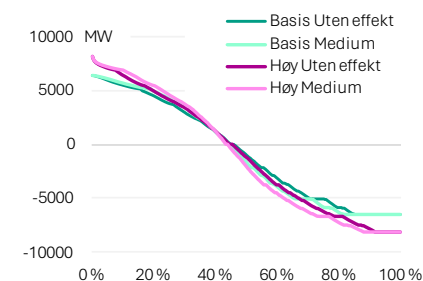
Vestre korridor får også økt flyt, og flere timer med høy flyt, både nordover og sørover. Flyten fra vest til øst øker også med vannkraftoppgraderingene, og de blir noe mer energitransport vestover.

I Østre korridor er det lite endring i flyten, når vannkraftoppgraderingene kommer. Det blir noe mer nordoverflyt, drevet av pumpeforbruket.

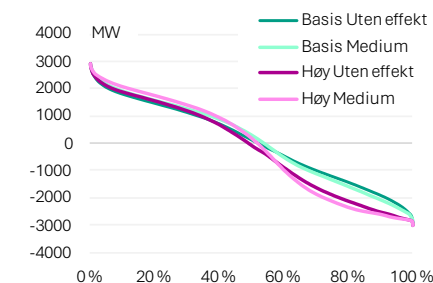
Flyt nord-sør på Sørlandet



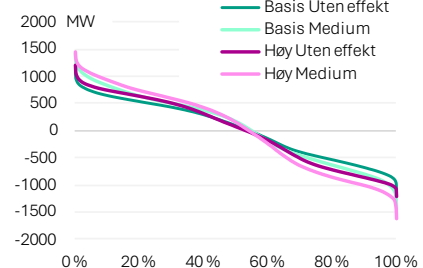
Sørnorsk utveksling mot utlandet



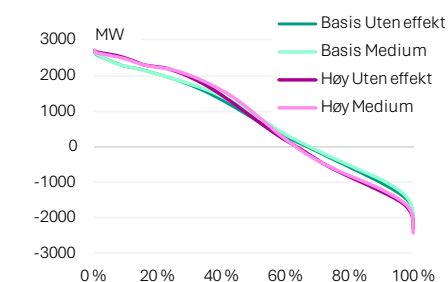
Vestre korridor – nordover



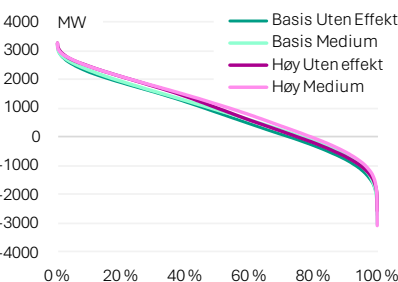
Midtre korridor - nordover



Østre korridor - nordover



Fra vest mot øst i NO2



2050 og Høy-scenariot – noe mer nettbegrensninger

I Høy-scenariot er det i utgangspunktet høyere begrensninger i nettet, sammenlignet med scenariot med lavere forbruk og utvekslingskapasitet. Dette vises blant annet gjennom høyere timevise prisforskjeller mellom prisområdene.

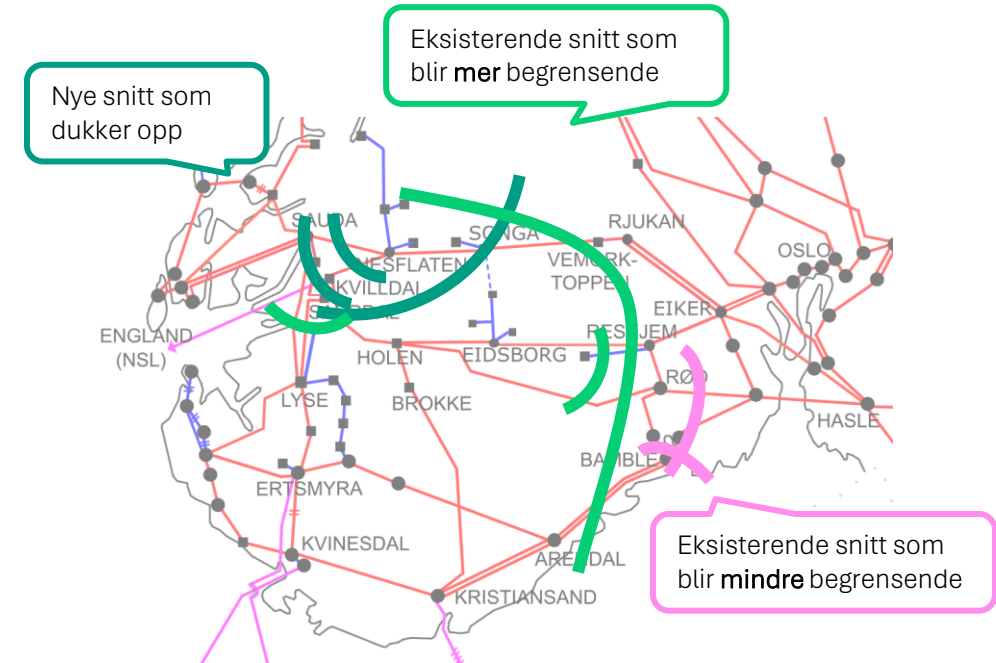
Når vannkraftoppgraderingene kommer, øker de timevise prisforskjellene mellom prisområder i snitt noe. Det blir flere begrensninger, samtidig som noen begrensninger avlastes.

Høy-scenariot har i utgangspunktet høyere begrensning sør for Sauda og Saudal ved søroverflyt. Denne forsterkes betydelig med vannkraftoppgraderingene. Ved nordoverflyt er det derimot lite eller ingen begrensning, da flyten også fordeles over Østre korridor og belastningen på snittene er lavere. Det blir også tydelig mer begrensning på snitt knyttet til utfall av Songa-Vemorktoppen og Holen-Rød da vannkraftoppgraderingene gir noe mer flyt fra vest til øst. Det dukker også opp noen nye snitt rundt Nesflaten som blir begrensende i perioder med høy produksjon ut fra Nesflaten.

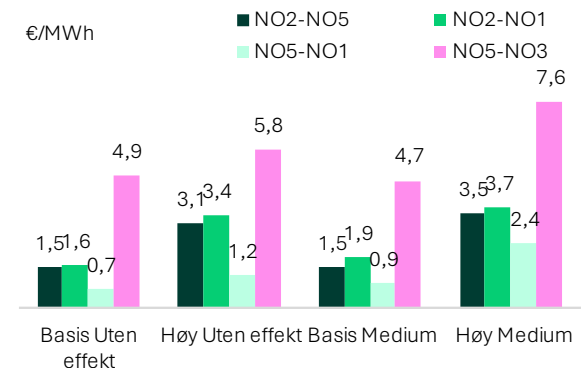
Den største begrensningen er på flyten i AC-nettet er mellom NO1 og SE3. Med vannkraftoppgraderingene øker flyten primært i importretning og flaskehalsen øker ytterligere.

Vannkraftoppgraderingene gir en tydelig avlastning av begrensninger ved nordoverflyt rundt Bamble og Rød, da vannkraftoppgraderingene i noen timer gir mindre flyt på Østre korridor. Da det blir mindre flyt mellom NO2 og NO5 med vannkraftoppgraderingene, så avlastes også begrensningen som oppstår ved utfall av forbindelsen mellom NO2-NO5 på Arendal-Bamble.

Samlet sett viser simuleringene at det er høyere nettbegrensninger i Høy-scenariot med vannkraftoppgraderingene, men økningen i begrensningene er moderate og fremdeles på et relativt lavt nivå, og lagt lavere enn i dagens system.



Gjennomsnittlig absolutt prisforskjell



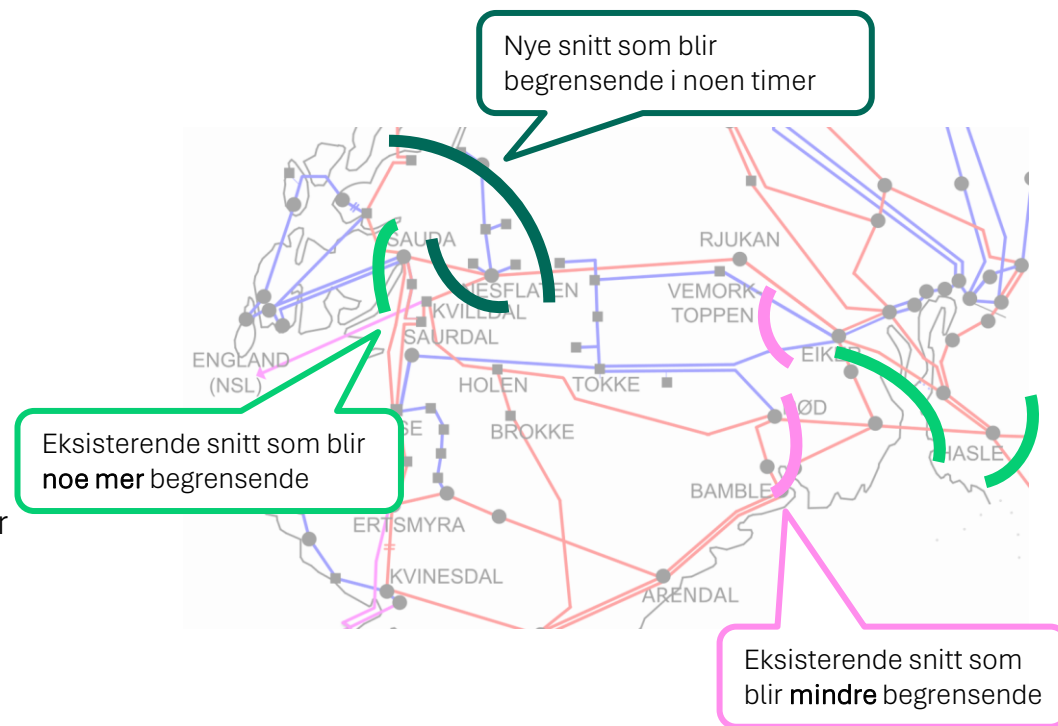
2035 - Lite begrensninger med effektutvidelsene

Vi ser også lite flaskehalser i 2035-nettet med vannkraftoppgraderinger i både Minimum og Medium-scenarioet. I 2035-nettet er nettet primært oppgradert rundt Sauda, samt mellom Bamble og Eiker.

Snittene som blir noe mer begrensende sammenliknet med scenarioet uten effekt, øker fra et relativt lavt nivå. Dette gjelder et snitt nord-vest for Sauda, som belastes ved høy import, samt et snitt sørover fra Eiker, som begrenser flyten fra NO1 til NO2 i timer med eksport, blir begrensende i noen flere timer. I tillegg blir Haslesnittet mer begrensende i eksportretning i timer med mye effekt i vannkraften, og mer begrensende i importretning i timer med høyt pumpeforbruk.

Det dukker opp noen nye snitt som blir begrensende, men disse begrenser heller ikke i veldig mange timer. Dette gjelder enkelte snitt rundt Nesflaten der det blir mer flyt til og fra stasjonen som følge av den økte produksjons- og forbrukseffekten i området.

På samme måte som i 2050-nettet blir snitt i enden av Østre Korridor avlastet. Flesakersnittet avlastes i østlig flytretning av økt flyt i Vestre og Midtre korridor. Mer effekt i Rjukan avlaster også 300 kV-nettet fra vest inn mot Eiker.



2035 – flyten fordeler seg også godt med færre forsterkninger

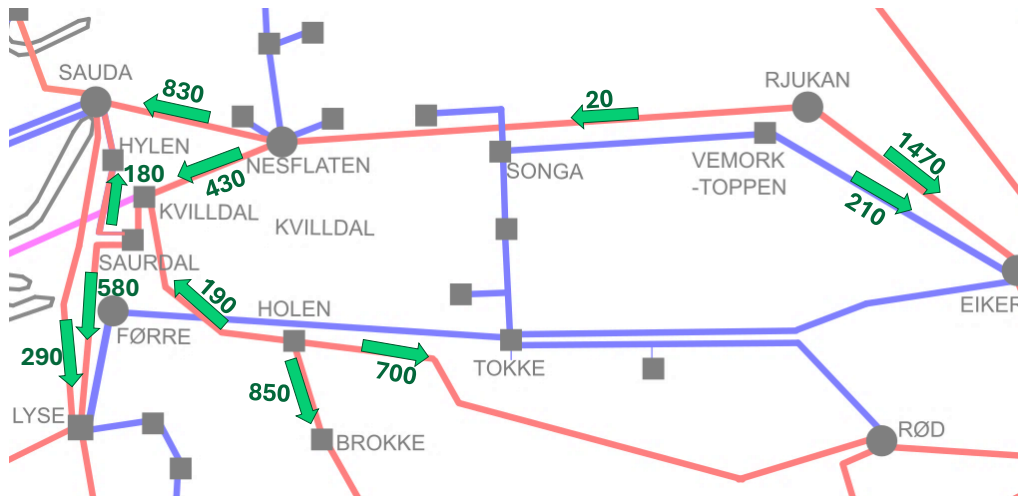
Som vi har sett fordeler flyten seg godt i målnettet for representative timer med mye produksjonseffekt eller mye pumpeforbruk. Selv om oppgraderingene i vannkraften gir økt flyt, utnyttes nettet nord-sør i Sør-Norge svært godt også i nettalternativet for 2035. I figurene nedenfor ser vi nærmere på hvordan flyten fordeler seg i nettet i noen representative timer med høy produksjon, og timer med høyt pumpeforbruk i Minimum-scenariot i 2035.

Med høy produksjonseffekt får vi også i 2035 stor flyt ut av stasjonene der kraftverkene med oppgraderinger er tilknyttet. Flyten fordeler seg med det samme flytmønsteret som i 2050. Ettersom Midtre korridor og Holen-Rød har samme nettopologi som i 2050, vil nettet i 2035 også tåle økt flyt som følge av effektutvidelsene svært godt.

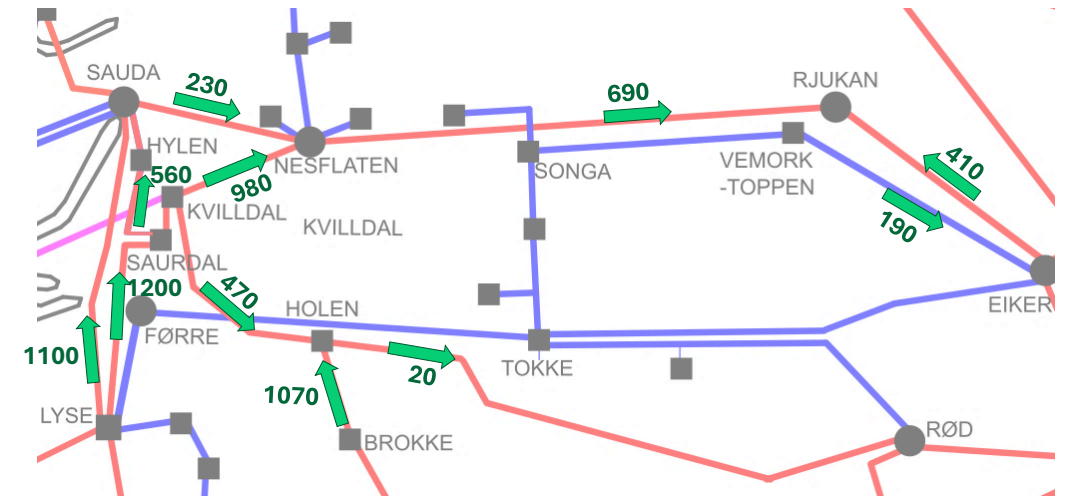
Også ellers i analyseområdet følger flyten de samme trendene som 2050. Overføringsbehovet øst for Nesflaten er lavt når det er mye produksjon i både Nesflaten og Rjukan.

En representativ time med høyt pumpeforbruk i 2035 likner også mye på det vi har sett i 2050. Med stor forbrukseffekt sentralt i NO2 trekkes det mye import fra kablene nordover i Midtre korridor, samt mot Rjukan både fra vest og øst. Lokalt får vi generelt høy flyt inn mot stasjonene med stor pumpeeffekt.

Kraftflyt i en time med høy utnyttelse av effekten i vannkraften



Kraftflyt i en sommertime med mye pumpeforbruk



Nettet ut til mellomlandsforbindelsene tåler mye flyt

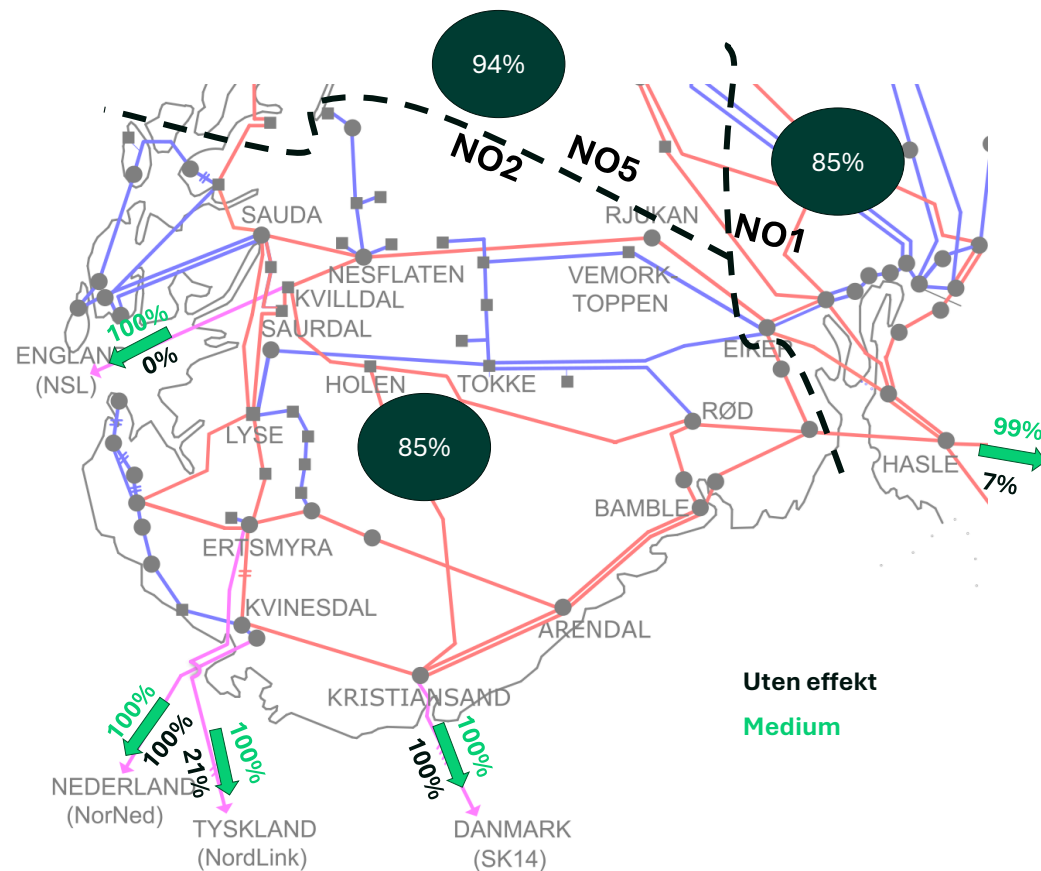
Med mer produksjons- og pumpeeffekt blir mellomlandsforbindelsene utnyttet i flere timer. I figuren vises et øyeblikksbilde av en time med mye samtidig produksjon av regulerbar vannkraft i hele Sør-Norge i 2035. I figuren er det markert hvor stor belastning det er på mellomlandsforbindelsene i scenarioene Uten effekt og Medium. I tillegg vises residualforbruket i NO1, NO2 og NO5 i den aktuelle timen som en prosent av det maksimale residualforbruket observert i området fra simuleringene.

Det er det samme residualforbruket som skal dekkes i de to scenarioene, og i denne timen er dette relativt høyt. I Uten effekt er samlet produksjon fra regulerbar vannkraft ca. 19 GW denne timen. Eksport på kablene mot Storbritannia og Tyskland blir her ikke prioritert, ettersom prisforskjellen mellom NO2 og Storbritannia er lavere enn mot kontinentet, mens tapet i kabelen mot Tyskland er litt høyere enn i de andre. I Medium øker samlet produksjonseffekt til 24 GW, og den ekstra produksjonseffekten gjør at produksjonen kan dekke både residualforbruket og full norsk eksport. Norsk kraftpris dekobles da fra de europeiske, og flyten på mellomlandsforbindelsene øker til maks kapasitet.

Vi ser svært få flaskehalser i dette øyeblikksbildet. Som vist går mye av flyten i retning av kablene, og dette nettet er bygd for å tåle høy flyt. Flyten vil heller ikke øke mer enn kapasiteten på mellomlandsforbindelsene, uavhengig av hvor mye effekt som er installert i vannkraften.

I tillegg er både forbruket og mye av vannkraften godt distribuert i nettet. Det gjør at selv om samlet produksjon er høy i den aktuelle timen, er flyten allerede godt spredd. Det samme gjelder forbruket. Hadde derimot alle kraftverkene ligget i et konsentrert område, eller alt forbruket lagt seg på et kabelpunkt, ville vi sett mye større flaskehalser. Dette er da ikke tilfellet.

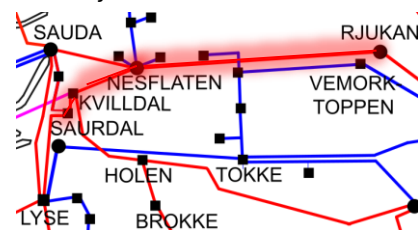
Residualforbruk og flyt på mellomlandsforbindelser i en vintertime i 2035



Temperaturoppgraderinger reduserer prisforskjellene

Med de strukturendringer vi gjør i nettet så ser vi at det gir nytte å løfte den termiske kapasiteten ved å temperaturoppgradere flere ledninger. For eksempel gjør omlegging av Kvilldal-Rjukan at termisk kapasitet vil begrense tidvis, og ikke bare spenning. I våre simuleringer ser vi god nytte av temperatur-oppgradering for følgende linjer:

- 420 Kvilldal-Nesflaten
- 420 Kvilldal-Saurdal
- 420 Nesflaten-Rjukan



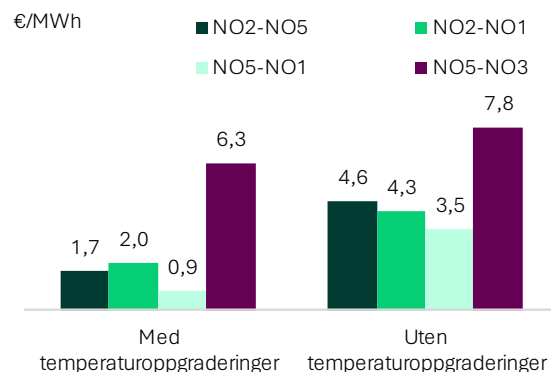
Disse temperaturoppgraderingene gir rundt 400 MW økt kapasitet på viktige kombinasjonssnitt i nettet. Uten denne ekstra kapasiteten vil det være betydelige flaskehalser på mange snitt der disse linjene inngår. Med økt kapasitet får vi færre timer med flaskehals på interne norske snitt, som gir flere timer med høy flyt til og fra mellomlandsforbindelsene. Utnyttelsen av mellomlandsforbindelsene øker i både i import- og eksportretning.

Prisforskjellene mellom norske budområder blir betydelig lavere med temperaturoppgraderinger, mens flaskehalsen i større grad flytter seg til mellomlandsforbindelsene. Flaskehalser i timer med høy pris gir opphav til større prisforskjeller mellom norske budområder. Reduksjonen i prisforskjellene internt i Norge skyldes altså at temperatur-oppgraderingene bidrar til å avlaste flaskehalsene på korridorene mellom norske budområder i enkelttimer med stor prisforskjell.

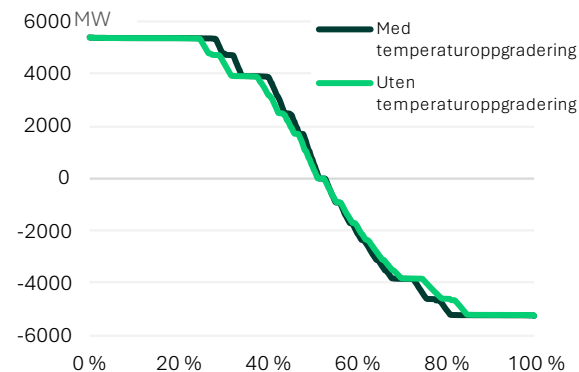
Vi ser også behov for å temperaturoppgradere Vemorktoppen-Eiker i sammenheng med at den spenningsoppgraderes, slik at den får lik kapasitet som den parallelle 420 Rjukan-Eiker.

På bakgrunn av dette har vi lagt til grunn de overnevnte temperaturoppgraderingene som en forutsetning i analysen av vannkraftoppgraderingene i 2035 og målnett(2050). Disse temperaturoppgraderingene er også en del av Statnetts temperaturoppgraderingsprogram.

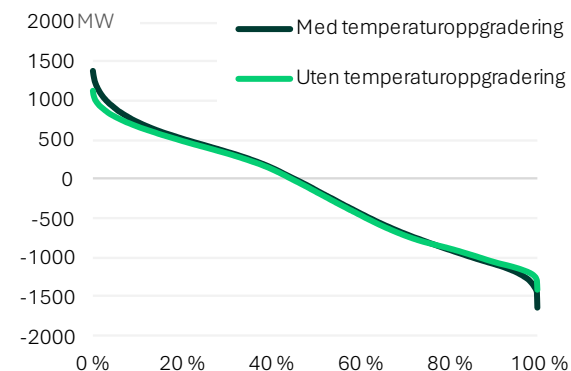
Gjennomsnittlig absolutt prisforskjell i 2035 med og uten temperaturoppgradering



Flyt NO2-HVDC



Flyt Nesflaten-Kvilldal



Sauda-trekanten er nødvendig for tilknytning i Nesflaten

Sauda-Nesflaten er en flaskehals i dag, der flyten historisk har gått primært fra Nesflaten og i retning Sauda. Begrensningen på ledningen er høyest om våren og sommeren når produksjonen bak Nesflaten er høy og kapasiteten på ledningene er lavest.

Forsterkning av Sauda-Nesflaten er drevet av behov for å redusere dagens flaskehals og behovet for å fornye ledningen pga. tilstand. I tillegg er oppgraderingen nødvendig for å knyttet til mer produksjons- og pumpeeffekt i Nesflaten.

Mot 2035 og 2050 vil flyten på Sauda-Nesflaten øke betydelig og bli noe mer balansert mellom østlig og vestlig retning. Dette er drevet av mer forbruk på Østlandet og vindkraft på Vestlandet. Etablering av pumpekraft i Nesflaten og i Rjukan-området vil også bidra til dette.

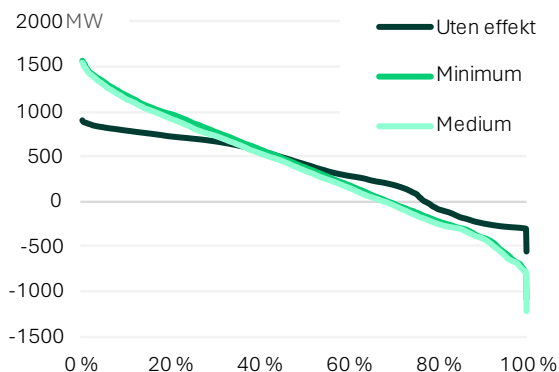
Vi ser at løsningen med oppgradering av Sauda-Nesflaten til 420 kV hvor vi samtidig knytter Rjukan-Kvittdal ledningen innom Nesflaten, er et effektivt

tiltak som gir betydelig økt kapasitet ut fra Nesflaten. Denne løsningen gjør det mulig å knytte til mer produksjonseffekt og pumpekraftverk i Nesflaten, samtidig som det gir langt mindre flaskehalser i området enn i dag.

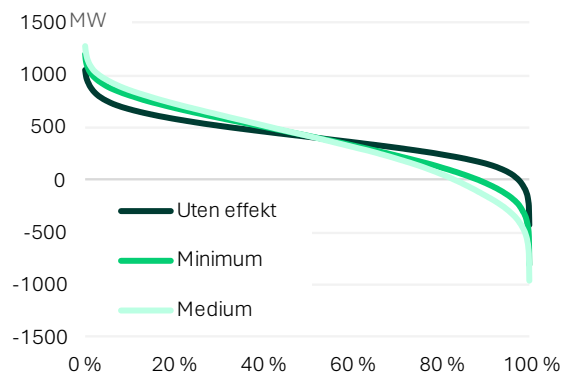
Våre simuleringer viser flyten ut av Nesflaten øker mye ved tilknytning av økt produksjons- og pumpeeffekt i Nesflaten, men vi ser likevel få begrensninger i nettet, både i nettalternativet for 2035 og for 2050, for både Minimum og Medium-scenariet for vannkraftoppgraderinger. Det oppstår noen begrensende snitt ut fra Nesflaten og Sauda, i timer med høy produksjon, men disse er på et lavt nivå i både 2035 og 2050.

Disse snittene blir noe mer begrensende i Høy-scenariet i 2050, med 260 TWh forbruk, mer utvekslingskapasitet og Medium vannkraftoppgraderinger, der maksflyten ut fra Nesflaten øker opp mot 2000 MW i noen enkelttimer. Begrensningene er imidlertid fremdeles på et lavt nivå.

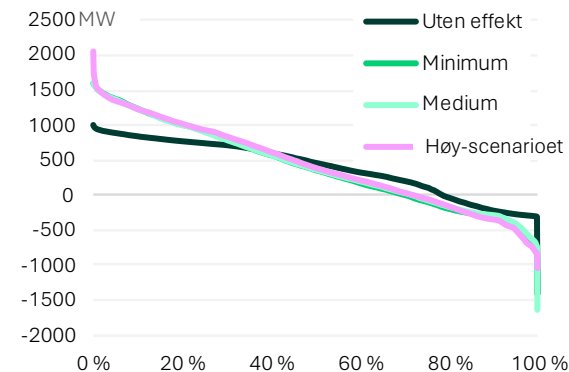
Flyt ut av Nesflaten i 2035



Flyt Nesflaten-Sauda i 2035



Flyt ut av Nesflaten i 2050



Mye effekt i Rjukan vil kreve en tredje 420 kV-ledning

Det er planer om to pumpekraftverk rundt Rjukan, og dersom begge knyttes til stasjonen der, kan samlet produksjon bli opp mot 2000 MW. I tillegg til nettbegrensninger må vi da vurdere vedlikehold og systemstabilitet.

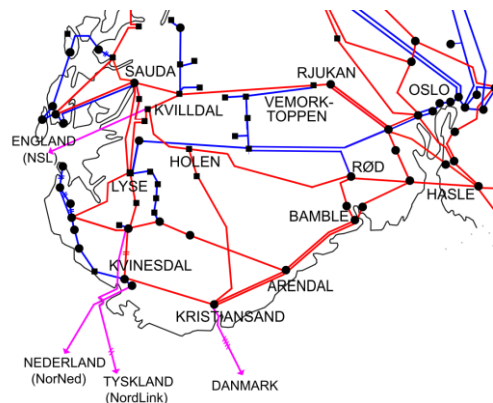
Med begge pumpekraftverkene tilknyttet i Rjukan ser vi behov for en tredje ledning til stasjonen av hensyn til stabilitet, vedlikehold og utkoblinger. Med kun ett pumpekraftverk i Rjukan er det ikke behov for denne forsterkningen.

En tredje ledning til Rjukan kan etableres ved å forbinde Vemorktoppen-Eiker til Rjukan og heve spenningen til 420 kV. Rjukan-Eiker blir da dublert, som vist i illustrasjonen nede til venstre. Vi sikrer forsyningen av Vemorktoppen og øvrig 300 kV-nett ved å fremskynde overgangen til målnett, hvor Vemorktoppen spenningsoppgraderes og legges innom Rjukan-Kvilldal. Dette krever også en autotransformator i stasjonen. Om begge prosjektene ligger an til å bli realisert, må den konkrete gjennomføringen vurderes nærmere.

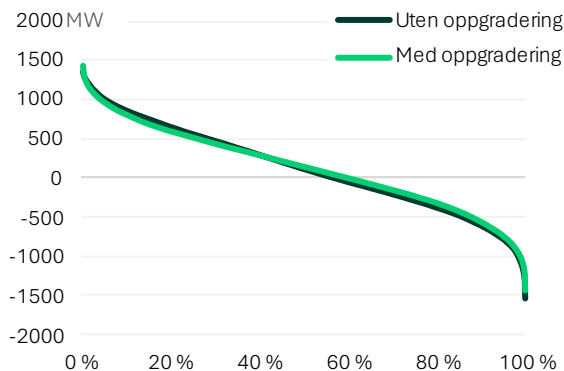
Simuleringene våre er gjort med spenningsoppgradert Vemorktoppen-Eiker, i stedet for Rjukan-Eiker 2, noe som forklarer figurtekstene under. Vi vurderer imidlertid at disse resultatene også vil stå seg i en situasjon med en dublert Rjukan-Eiker.

Vi har simulert med begge pumpekraftverkene tilknyttet i Rjukan i 2035-nettet, med og uten en dublert Rjukan-Eiker. Simuleringene viser noe økte flaskehalser uten dubleringen. Likevel er det fortsatt svært få begrensninger som følge av de to pumpekraftverkene både i 2050 og 2035. Prisforskjellen time for time mellom prisområdene påvirkes også svært lite av dubleringen. Dubleringen fordeler imidlertid flyten til og fra Eiker over to ledninger som gir en jevnere fordeling i nettet og avlaster den eksisterende Rjukan-Eiker ledningen.

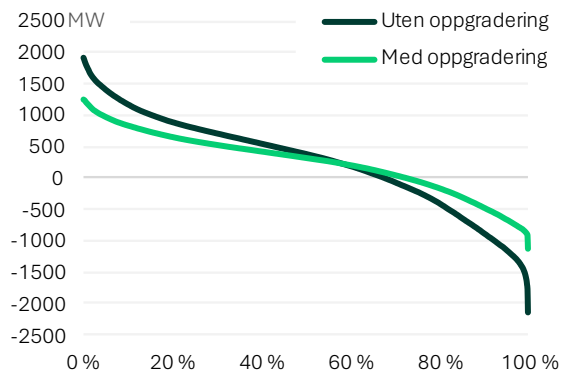
Nettopologi ca. 2035 med doblet Rjukan-Eiker



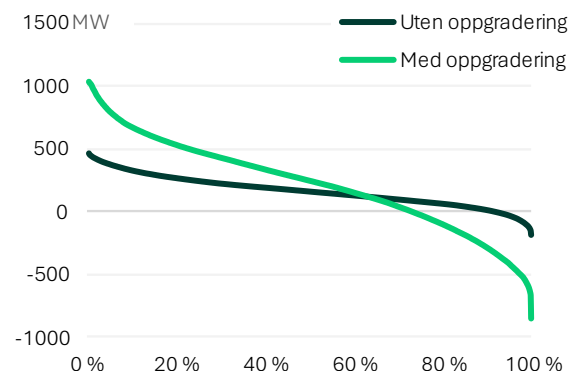
Flyt Nesflaten-Rjukan/Vemorktoppen med og uten spenningsoppgradering i Medium



Flyt Rjukan-Eiker med og uten spenningsoppgradering i Medium



Flyt Vemorktoppen-Eiker med og uten spenningsoppgradering i Medium



Dublert Østre korridor er ikke avgjørende for effektutvidelsene

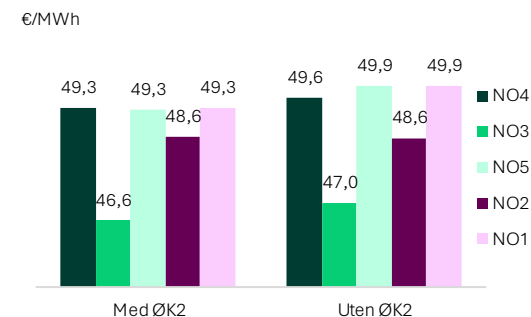
Vi har tidligere vist at økt produksjons- og pumpeeffekt ikke bidrar til økt flyt i Østre korridor. Denne sammenhengen gjelder også for et nett hvor vi ennå ikke har forsterket korridoren ved å doble 420 kV-forbindelsen Kristiansand-Arendal-Bamble. Vi ser heller ingen begrensninger i denne del av nettet som forverres av oppgraderingene. Forsterkning av Østre korridor i mellomtrinnet er derfor ikke avgjørende for at nettet skal kunne ta imot økt produksjons- og pumpeeffekt.

Behovet for Østre Korridor er primært knyttet til økt forbruk i Grenlandsområdet, kombinert med havvind i sør. Dette er blant annet dokumentert i [KVU Østre korridor](#).

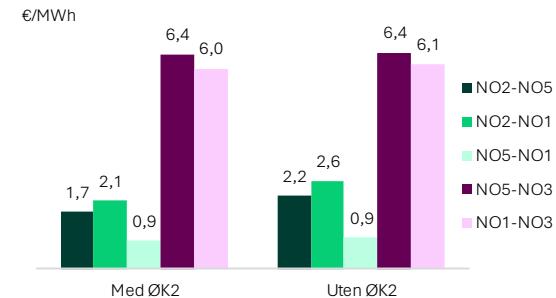
I scenarioene med økt produksjons- og pumpeeffekt vil en forsterket Østre korridor medføre at noe mer kraftflyt fordeler seg dit, enn i tilfellet uten forsterkning av denne. Dette som følge av at forbindelsen får økt kapasitet og vesentlig redusert impedans. En slik omfordeling av flyt til Østre Korridor innebærer i tillegg at det vil flyte noe mindre effekt langs øvrige forbindelser selv om samlet kapasitet øker. Forsterkning av Østre korridor gir også en liten økning i samlet importvolum på mellomlands-forbindelsene som følge av redusert importflaskehals mellom NO2-NO1.

De gjennomsnittlige kraftprisene er tilnærmet like med og uten forsterket Østre korridor. Gjennomsnittlig absolutt prisforskjell både mellom norske budområder og mot utlandet påvirkes også lite, selv om prisforskjellen mellom NO1-NO2 er noe høyere dersom Østre korridor ikke er dublert.

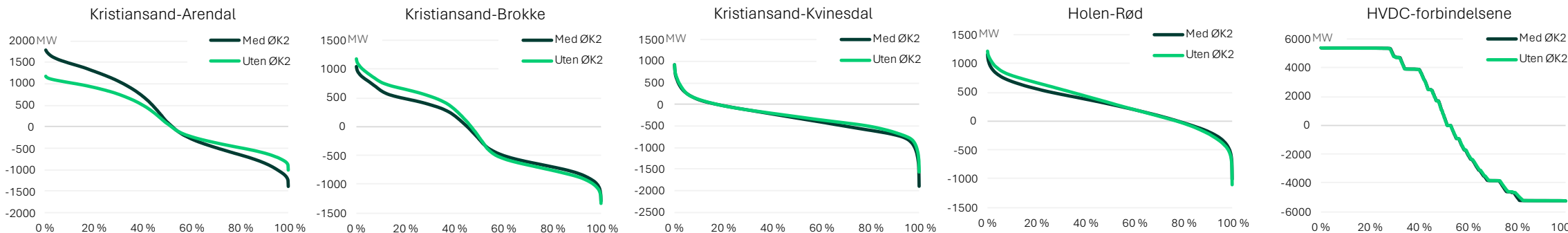
Gjennomsnittspriser i 2035



Gjennomsnittlig absolutt prisforskjell i 2035



Varighetskurver for kraftflyt



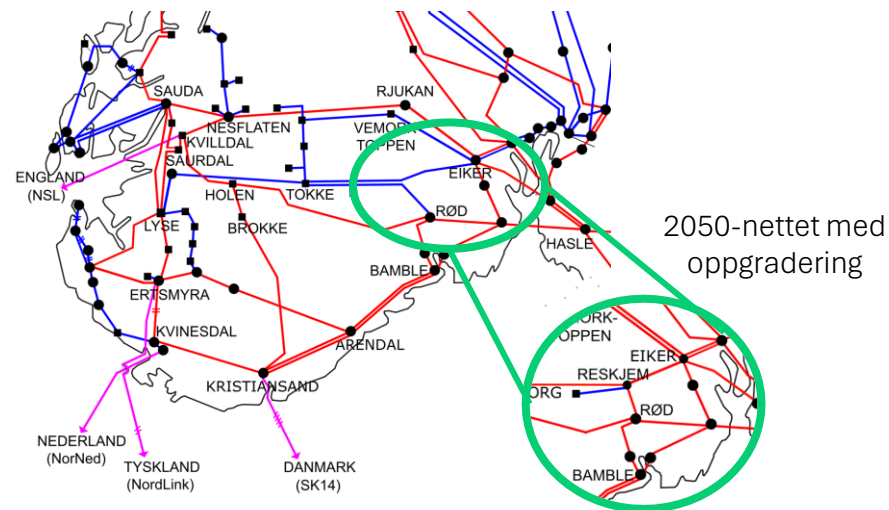
Eiker-Reskjem-Rød er ikke nødvendig for 5 GW ny effekt

I 2035-nettet legger vi til grunn at det ennå ikke er blitt etablert en andre 420 kV-forbindelse mellom Rød og Eiker via Reskjem. Denne forbindelsen vil blant annet bidra med økt kapasitet mellom NO2 og NO1 og øke utnyttelsen av en forsterket Østre korridor, men er ikke avgjørende for å kunne knytte produksjons- og pumpeeffekt til nettet.

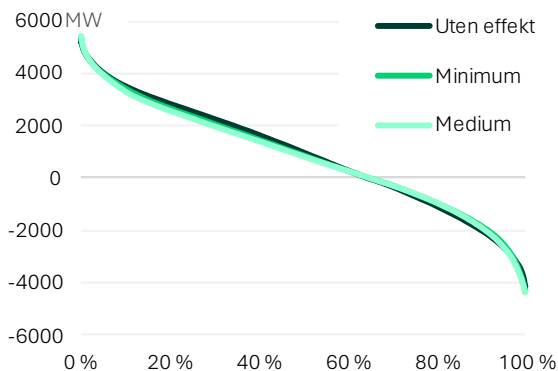
Vi har tidligere vist at effektoppgraderingene har lite påvirkning på flyten langs Østre korridor, mellom NO2 og NO1. Det samme gjelder også flyten i området rundt Rød og Eiker. Flyten på de 300 kV-ledninger som planlegges oppgradert til 420 kV påvirkes heller ikke i noen større grad, da ingen av de studerte vannkraftoppgraderingene knyttes til i 300 kV-nettet.

Behovet oppgraderingen Eiker-Rekjem-Rød er beskrevet i [Områdeplan Vestfold og Telemark](#)

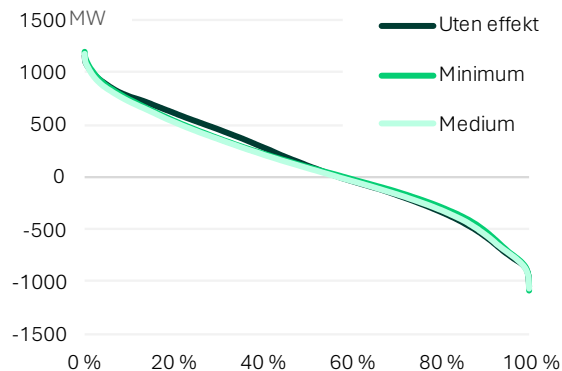
2035-nettet uten oppgradert Eiker-Reskjem-Rød



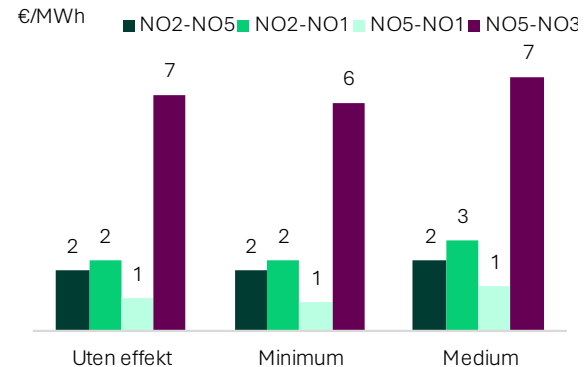
Flyt NO2-NO i 2035



Flyt Rød-Tønsberg i 2035



Gjennomsnittlig absolutt prisforskjell i 2035



Kapittel 5

Kostnader og overordnet vurdering av samfunnsøkonomisk lønnsomhet

I dette kapittelet ser vi på estimerte kostnader for målnettene i 2050 opp mot et nullalternativ og drøfter forskjellene i nyttevirksomheter. Vi gjør en overordnet vurdering av lønnsomhet, men understreker at dette ikke er en komplett samfunnsøkonomisk analyse.



Vi sammenligner målnettet mot et nullalternativ

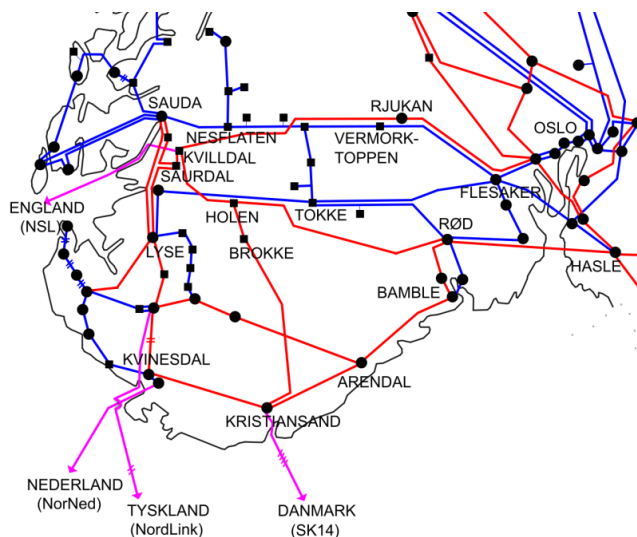
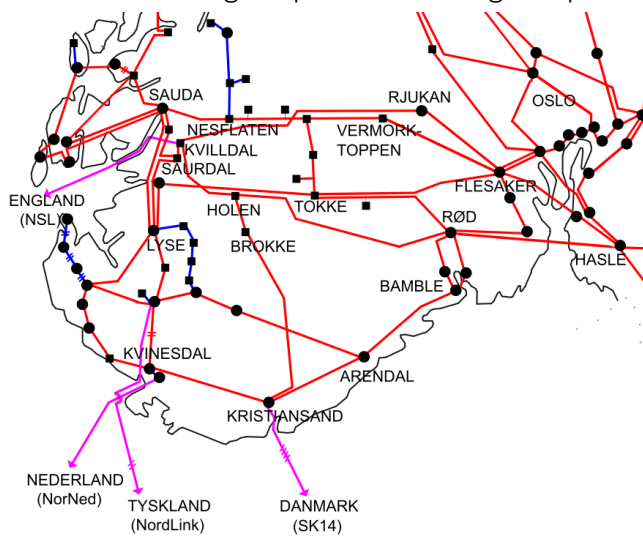
For å gjøre relevante vurderinger av rasjonaliteten av målnettet, sammenligner vi det med en situasjon hvor vi viderefører dagens nettstruktur, dvs. et nullalternativ. Vi har estimert kostnadene for målnettet og nullalternativet og belyser forskjellene i markedsnytte og naturinngrep.

Vi understreker at dette er en overordnet vurdering av lønnsomhet, og ikke en komplett samfunnsøkonomisk analyse.

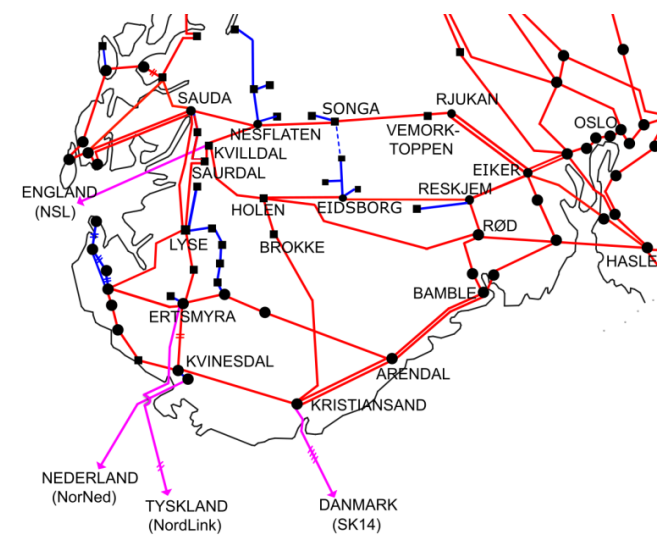
I nullalternativet legger vi til grunn at reinvesteringene blir gjort når nettanleggene når endt levetid.

I målnettet har vi lagt til grunn at tiltakene blir gjennomført etter tidsplanen fra områdeplanene. Dette skyldes at enkeltprosjekt er planlagt gjennomført tidligere enn reinvesteringstidspunktet, drevet av behovet for å redusere dagens flaskehalser og/eller knytte til mer forbruk. Rasjonaliteten av disse enkeltprosjektene er synliggjort i den enkelte konsesjonssøknad.

Dagens nett

Nullalternativet:
Reinvestering 1:1 på reinvesteringstidspunktet

Målnettet i 2050



Vi vurderer målnettet som mer rasjonelt enn dagens struktur

Målnettet øker overføringskapasiteten i området rundt Sauda, Lyse og Flesaker. Dette muliggjør økt kraftflyt, reduserer flaskehalsene og jevner ut prisene, som er sentrale samfunnsøkonomiske nyttevirksomheter. I tillegg gjør målnettet at de planlagte vannkraftoppgraderingene kan knytte seg til, uten behov for noen nye, lange transmisjonsnettforbindelser, i tillegg til dagens ledninger. Vannkraftoppgraderingene bidrar til utjevning av kraftprisene og bedre utnyttelse av mellomlandsforbindelsene, som øker den samfunnsøkonomiske nytten ytterligere. Vi har ikke regnet på den samlede verdien av dette.

Omfanget i målnettet, nettstrukturen, er vesentlig mindre enn dagens nett. I faste kroner koster målnettet om lag 4 mrd. kr mindre, enn om vi skulle reinvestert dagens nettstruktur 1:1 (nullalternativet). Mange av reinvesteringene ligger langt ut i tid, med hovedtyngden 2040-2050. Dette er tidligfaseestimer og vi viser kun den relative forskjellen mellom målnettet og nullalternativet.

De samlede naturinngrepene blir også redusert i målnettet, sammenlignet med nullalternativet, som følge av vesentlige færre ledningskilometer enn i dagens nett.

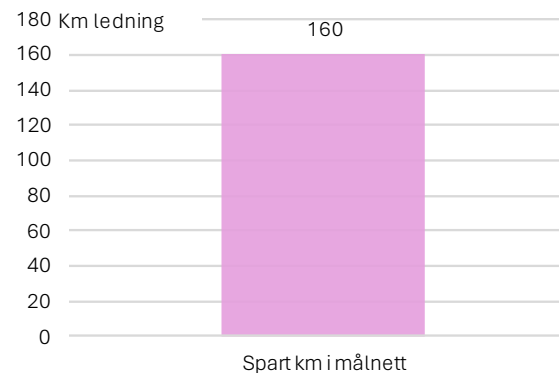
Statnett har allerede satt i gang noen fremskyndede reinvesteringer i målnettet, drevet av både forbrukstilknytning og for å redusere allerede eksisterende flaskehals. Det å fremskynde deler av målnettet øker nåverdien av investeringskostnadene til målnettet med om lag 1 mrd. kr, sammenlignet med å vente til reinvesteringstidspunktet. At nytten overstiger fremskyndingskostnadene for disse enkeltprosjektene er redegjort for i prosjektene, og vi drøfter ikke dette eksplisitt her.

Analysen viser at nettoppgraderinger i målnettet, er tilstrekkelige for å kunne knytte til hvertfall 5 GW økt produksjons- og pumpeeffekt frem mot 2050. Også 2035-nettet gir kapasitet til tilknytning av nesten samme volum vannkraftoppgraderinger som i 2050.

Oppsummert koster det målnettet mindre i faste kroner, naturinngrepene går ned, det gir mer overføringskapasitet, reduserer flaskehalsene og gir kapasitet til 5 GW vannkraftoppgraderinger, som er planlagt bygd de neste drøye 10 årene.

Nåverdien av investeringskostnadene av målnettet er imidlertid om lag 1 mrd.kr høyere enn i nullalternativet, da investeringskostnadene kommer på et tidligere tidspunkt, noe som øker nåverdien. Men målnettet gir samtidig betydelige samfunnsøkonomiske nyttevirksomheter. Vår overordnede vurdering er derfor at målnettet er mer rasjonelt enn å reinvestere nettet med dagens nettstruktur.

Sparte kilometer ledning i målnettet



Sparte investeringskostnader i faste kroner og i nåverdi mrd.NOK

