



NVE



RAPPORT

NR. 24 / 2025

Scenarier for kraftmarkedet 2025

Omstillingsdrevet forbruksvekst mot 2035

SKREVET AV Ole Kristian Ådnanes, Katrine Hildre Storaker, Åsa Grytli Tveten, Kevin Johnsen, Lasse Nygaard Kvasnes, Kjetil Karlsen Saxegaard, Ellen Skansaar, Dag Spilde, Maria Eri Sørbye og Jørgen Kristoffer Tuset, med bidrag fra flere.

NVE Rapport nr. 24/2025

Scenarier for kraftmarkedet 2025. Omstillingsdrevet forbruksvekst mot 2035

Utgitt av: Norges vassdrags- og energidirektorat
Prosjektleder: Ole Kristian Ådnanes
Redaktører: Katrine Hildre Storaker og Åsa Grytli Tveten
Forfattere: Kevin Johnsen, Lasse Nygaard Kvasnes, Kjetil Karlsen Saxegaard, Ellen Skansaar, Dag Spilde, Maria Eri Sørbye og Jørgen Kristoffer Tuset, med bidrag fra flere.
Omslagsbilde: Vindpark i Bjugn. Foto: Arne T. Hamarsland/NVE

ISBN: 978-82-410-2498-6
ISSN: 2704-0305
Saksnummer: 202520785

Sammendrag: I Scenarier for kraftmarkedet 2025 ser vi på hvordan kraftmarkedet påvirkes av økt kraftforbruk som følge av at det gjennomføres tiltak for å kutte klimagassutslipp. Rapporten tar utgangspunkt i NVEs basisbane i Langsiktig kraftmarkedsanalyse 2025 (LA25), og vi antar at det gjennomføres ytterligere forsterkede klimatiltak utover det vi allerede har lagt til grunn i basisbanen som følge av vedtatte virkemidler. Vi analyserer virkningene på kraftmarkedet av to ulike forbruksbaner for Norge. I Klimaplan legger vi til grunn at virkemidlene i regjeringens klimaplan for 2026 innføres. I Klimatiltak analyserer vi virkningene på kraftmarkedet dersom alle tiltakene i Miljødirektoratets klimatiltaksanalyse for 2025 skulle gjennomføres. I tillegg utarbeider vi et scenario for Norden, der vi utforsker en mulig utvikling av det nordiske kraftmarkedet ved en omstillingsdrevet forbruksvekst i hele Norden.

Emneord: Elektrifisering, kraftbalanse, kraftforbruk, kraftpriser, klimapolitikk, klimatiltak, energiomstilling, scenarioanalyse, virkemidler

Norges vassdrags- og energidirektorat
Middelthuns gate 29
Postboks 5091 Majorstuen
0301 Oslo

Telefon: 22959595
E-post: nve@nve.no
Internett: www.nve.no

Innholdet kan brukes videre mot kreditering.

Oktober 2025

INNHold

FORORD	4
SAMMENDRAG	5
I INNLEDNING	8
1.1 Formål	8
1.2 Bakgrunn	9
1.2.1 Norges klimamål	9
1.2.2 Regjeringens plan for å oppfylle klimamålene	10
1.2.3 Miljødirektoratets kartlegging av klimatiltak i Norge	10
1.3 Scenariooversikt	11
1.4 Rammene for analysen	13
2 FORBRUKSBANER FOR NORGE	13
2.1 Basis: Langsiktig kraftmarkedsanalyse 2025	15
2.2 Forutsetninger	18
2.2.1 Klimaplan: Regjeringens planlagte virkemidler	18
2.2.2 Klimatiltak: Miljødirektoratets kartlegging av klimatiltak	19
2.2.3 To ulike baner for forbruksvekst som følge av klimatiltak i Norge	20
2.2.4 Sesong- og døgnprofil for nytt forbruk	21
2.3 Virkninger på kraftmarkedet	22
2.3.1 Kraftbalanse og kraftutveksling med utlandet	22
2.3.2 Gjennomsnittlige kraftpriser	24
2.3.3 Prisvariasjon	25
2.3.4 Værvariasjoner	28
2.3.5 Mulige barrierer og begrensninger	30
3 SCENARIO FOR NORDEN	33
3.1 Forutsetninger	33
3.1.1 Omstillingsdrevet forbruksvekst i hele Norden	33
3.1.2 Drivere og markedsmekanismer	35
3.1.3 Markedsaktørenes respons på drivere	36
3.2 Klimaplan Norden	38
3.2.1 Langsiktige tilpasninger i kraftmarkedet	38
3.2.2 Virkninger på kraftbalanse og kraftpriser	42
BEGREPSAVKLARINGER	47
VEDLEGG	49
Vedlegg A Generelle forutsetninger	49
Vedlegg B Metode for tilpasninger i Klimaplan Norden	49

Forord

I NVEs tildelingsbrev for 2025 framgår det under delmål 2.2 at NVE skal utarbeide «regelmessige analyser av kraft- og effektbalansen i lys av ulike utviklingstrekk og målsettinger på klima-, nærings- og energiområdet». *Scenarioer for kraftmarkedet 2025* er den andre rapporten vi publiserer med analyser av utviklingstrekk på klimaområdet. Rapporten bygger videre på fjorårets rapport, *Scenarioer for kraftmarkedet 2024*.

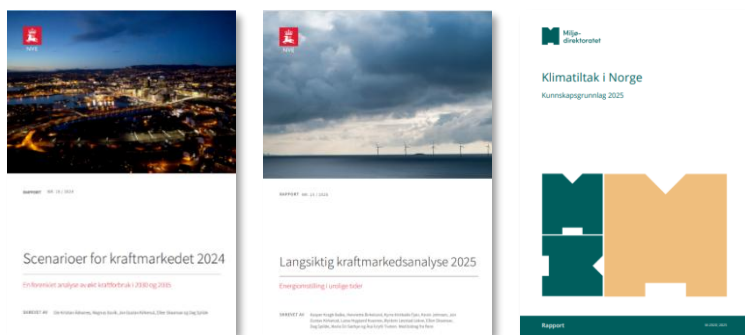
Rapporten tar utgangspunkt i NVEs basisbane i *Langsiktig kraftmarkedsanalyse 2025* (LA25). LA25 representerer NVEs syn på utviklingen i kraftmarkedet, gitt vedtatte virkemidler og drivere og at dagens klimapolitikk ligger fast. I denne rapporten antar vi at det gjennomføres ytterligere forsterkede klimatiltak utover det vi allerede har lagt til grunn i basisbanen som følge av vedtatt politikk.

I årets rapport analyserer vi de isolerte virkningene på det norske kraftmarkedet av endret kraftforbruk, under forutsetning om ellers like forhold.

- Forbruksbanen **Klimaplan** viser den ventede forbruksutviklingen i Norge ved gjennomføring av virkemidler som inngår i regjeringens klimaplan, som presentert i *Klimastatus og -plan* for 2026. En analyse av regjeringens klimaplan er nytt i årets rapport.
- Forbruksbanen **Klimatiltak** illustrerer den ventede forbruksveksten for Norge dersom *alle* tiltakene i Miljødirektoratets oppdaterte *Klimatiltak i Norge: Kunnskapsgrunnlag 2025* skulle gjennomføres. Denne forbruksbanen innebærer gjennomføring av flere klimatiltak enn politikken som inngår i regjeringens klimaplan.

I tillegg har vi utarbeidet scenarioet **Klimaplan Norden**, der vi utvider perspektivet til hele Norden og antar en omstillingsdrevet forbruksvekst i alle de nordiske landene. Dette er et utforskende scenario, der vi vurderer og diskuterer hvilke tilpasninger vi kunne ha ventet oss på lang sikt ved en forbruksøkning i Norden drevet av klimatiltak.

En ekstern referansegruppe ledet av Energidepartementet med medlemmer fra Finansdepartementet, Klima- og miljødepartementet og Nærings- og fiskeridepartementet har gitt innspill til årets rapport. Referansegruppen har også bistått NVE med underlagsinformasjon og -tall for *Regjeringens klimastatus og -plan*. Videre har Miljødirektoratet bistått med tekstdelene om forbruksutviklingen som bygger på klimatiltaksanalysen deres.



Oslo, oktober 2025

Inga Nordberg
Direktør for energi- og konsesjonsavdelingen

Ane T. Brunvoll
Seksjonssjef energisystem

Sammendrag

I *Scenarioer for kraftmarkedet 2025* ser vi på hvordan kraftmarkedet påvirkes av økt kraftforbruk som følge av at det gjennomføres tiltak for å kutte klimagassutslipp. Norge har meldt inn mål om reduserte klimagassutslipp gjennom Parisavtalen. Parisavtalens artikkel 6 åpner opp for at land kan samarbeide om å nå sine utslippsmål, og regjeringen planlegger for å oppfylle 2030- og 2035-målene gjennom samarbeid med EU. Norges klimaforpliktelser vil derfor oppfylles delvis gjennom klimasamarbeid, og delvis gjennom nasjonale utslippskutt. I rapporten analyserer vi virkningene på kraftmarkedet av et økt kraftbehov som følge av at det gjennomføres økte utslippskutt nasjonalt. Vi tar utgangspunkt i NVEs basisbane (også kalt *Basis*) i *Langsiktig kraftmarkedsanalyse 2025 (LA25)*. Tross betydelig usikkerhet, representerer denne NVEs syn på utviklingen i kraftmarkedet, gitt vedtatt politikk og kjente drivere. I analysene antar vi at forsterkede virkemidler gjør at det gjennomføres klimatiltak utover tiltakene vi allerede har lagt til grunn i basisbanen.

I rapporten analyserer vi to ulike forbruksbaner for Norge fram mot 2035, *Klimaplan* og *Klimatiltak*. Analysene har til hensikt å undersøke hvordan kraftmarkedet påvirkes av økt kraftforbruk som følge av at det gjennomføres klimatiltak utover vedtatt politikk. Det er viktig å understreke at vi i vår basisbane allerede antar at det norske kraftforbruket vil øke betydelig fram mot 2035. I basisbanen legger vi til grunn at forbruksveksten framover vil drives av økt elektrifisering i transport og industri, samt av økt kraftbehov fra blant annet datasentre. Forbruksutviklingen i *Klimaplan* og *Klimatiltak* innebærer en enda sterkere vekst enn den forbruksøkningen vi har lagt til grunn i basisbanen. I analysene endrer vi kun på forbruksbanene for Norge, mens resten av forutsetningene holdes like som i basisbanen.

- **Klimaplan** viser den ventede forbruksbanen for Norge mot 2035 ved innføring av regjeringens planlagte virkemidler i *Klimastatus og -plan* for 2026. Virkemidlene i *Klimaplan* er rettet mot utslipp under innatsfordelingsforordningen (ESR), og fanger ikke opp effektene av all klimapolitikk. Vi legger til grunn at disse virkemidlene bidrar til mer elektrifisering og økt kraftforbruk innen vei- og sjøtransport, samt i andre næringer, eksempelvis deler av industrien og bygg- og anleggsvirksomhet. Det knytter seg betydelig usikkerhet til beregningene av kraftbehovet ved planlagte virkemidler. Likevel gir en slik analyse av regjeringens klimaplan økt innsikt i mulige virkninger på kraftmarkedet av planlagt virkemiddelbruk, og representerer et nytt element i årets rapport.
- **Klimatiltak** illustrerer den resulterende forbruksbanen for Norge mot 2035 dersom *alle* tiltakene i årets klimatiltaksanalyse fra Miljødirektoratet, *Klimatiltak i Norge: Kunnskapsgrunnlag 2025*, skulle gjennomføres. Tiltakene i *Klimatiltak* er rettet mot utslipp i alle sektorer, inkludert sektorene som inngår i klimakvotesystemet (EU ETS), som for eksempel kraftkrevende industri og petroleumsnæringen. Forbruksbanen *Klimatiltak* reflekterer ikke planlagt politikk, men kan betraktes som Miljødirektoratets kartlegging av mulige utslippskutt nasjonalt mot 2035.

I tillegg har vi utarbeidet scenarioet **Klimaplan Norden** der vi utvider perspektivet til hele Norden. *Klimaplan Norden* er et utforskende scenario, der vi vurderer hvordan en mulig utvikling av det nordiske kraftmarkedet kunne blitt, dersom vi antar en omstillingsdrevet forbruksvekst utover basisbanen i alle de nordiske landene. Forbruksbanen for Norge holdes lik som i *Klimaplan*. I *Klimaplan Norden* utforsker vi hvilke tilpasninger vi kan vente oss på lang sikt, både på tilbuds- og etterspørselssiden, i det nordiske kraftmarkedet ved en omstillingsdrevet forbruksøkning i Norden.

I avsnittene under presenterer vi hovedfunnene og -budskapene fra analysen.

STYRKET KLIMAPOLITIKK I NORGE KAN GI 4-17 TWH ØKT FORBRUK MOT 2035

I 2024 utgjorde det totale kraftforbruket i Norge 139 TWh. I vår basisbane antar vi en økning i det norske kraftforbruket på om lag 23 TWh fram mot 2035. De planlagte klimavirkemidlene i *Klimaplan* vil kunne øke det totale kraftforbruket ytterligere, med anslagsvis 3 TWh i 2030 og 4 TWh i 2035, sammenlignet med *Basis*. Økningen fra *Basis* er forholdsvis moderat, fordi vi allerede har lagt til grunn en betydelig forbruksvekst i vår basisbane, til dels som følge av vedtatt klimapolitikk. Gjennomføring av alle tiltakene i

Klimatiltak vil gi større nasjonale utslippskutt, mer elektrifisering, og en økning av kraftforbruket på anslagsvis 8 TWh i 2030 og 17 TWh i 2035, sammenlignet med *Basis*.

Regjeringens klimastatus og -plan for 2026 redegjør for måloppnåelse og plan for Norges klimamål. De to forbruksbanene for Norge, *Klimaplan* og *Klimatiltak*, reduserer ikke alene utslippene tilstrekkelig til å oppfylle klimaforpliktelsene som er meldt inn under Parisavtalen for 2030 og 2035. Regelverkene åpner imidlertid opp for at Norge kan samarbeide med EU om måloppnåelse, inkludert deltakelse i EUs kvotesystem, og eventuelt samarbeid med land utenfor Europa. Det kan derfor være mulig for Norge å oppfylle målene for 2030 og 2035 selv om utslippene skulle utvikle seg som i de to forbruksbanene. Regjeringen vurderer hvert år behovet for å justere virkemidlene i klimaplanen. Ytterligere innstramminger i politikken vil kunne øke kraftforbruket utover anslagene for kraftbehov knyttet til årets klimaplan.

FORBRUKSVEKSTEN GIR LAVERE NORSK KRAFTBALANSE OG ØKT KRAFTPRIS

I NVEs basisbane venter vi en positiv norsk kraftbalanse på 8 TWh i 2030 og 20 TWh i 2035. Økt forbruk som følge av styrket klimapolitikk vil svekke kraftbalansen, alt annet likt. I *Klimaplan* reduseres kraftbalansen til om lag 5 og 16 TWh i et normalår i henholdsvis 2030 og 2035, sammenlignet med *Basis*. I *Klimatiltak*, hvor tiltakene er flere og kraftbehovet større, svekkes den norske kraftbalansen ytterligere. Gitt denne forbruksbanen, ender Norge opp med en svakt negativ kraftbalanse på -1 TWh i 2030, og en svak positiv kraftbalanse på 3 TWh i 2035.

I basisbanen ligger årsgjennomsnittet for de norske kraftprisene på om lag 67 øre/kWh i 2030, og om lag 54 øre/kWh i 2035. Dersom vi legger til grunn forbruksbanen *Klimaplan*, øker gjennomsnittsprisen i de norske prisområdene med henholdsvis 2-3 og 4-5 øre/kWh i 2030 og 2035, sammenlignet med *Basis*. Forutsetter vi at alle tiltakene i forbruksbanen *Klimatiltak* gjennomføres øker kraftprisene med henholdsvis 7-9 og 16-21 øre/kWh i 2030 og 2035 sammenlignet med *Basis*. Både i *Klimaplan* og *Klimatiltak* holder likevel snittprisene i de norske prisområdene seg lavere enn i de fleste europeiske land, der prisene i et normalår forventes å ligge rundt 85 øre/kWh i både 2030 og 2035. Det økte forbruket gir en økning i antall høypristimer sammenlignet med *Basis*, og vi blir mer avhengige av import i tørre og kalde år. Endringen er størst dersom vi legger til grunn forbruksbanen *Klimatiltak*.

STYRKET KLIMAPOLITIKK KAN GI MER PRODUKSJON OG MINDRE NY INDUSTRI

I scenarioet *Klimaplan Norden* utvider vi perspektivet til hele Norden, og utforsker en mulig utvikling av det nordiske kraftmarkedet ved en omstillingsdrevet forbruksvekst i alle de nordiske landene. I dette scenarioet forutsetter vi en samlet økning i kraftforbruket i Norden som følge av klimatiltak på om lag 60 TWh i 2035, sammenlignet med *Basis*. I scenarioet antar vi at forbruksveksten gir en forventning om økte priser, som blir en driver for tilpasninger i markedet på lang sikt, både på tilbuds- og etterspørselssiden. Det er et stort mulighetsrom for hvordan kraftforbruket og kraftproduksjonen vil kunne utvikle og tilpasse seg. Scenarioet *Klimaplan Norden* utforsker kun én mulig utvikling av det nordiske kraftmarkedet mot 2035, og vi har ikke gjort vurderinger av sannsynligheten for at dette scenarioet vil inntreffe.

I basisbanen har vi lagt til grunn betydelig økt kraftbehov fra ny industri i Norden mot 2035, blant annet innen datasentre. I *Klimaplan Norden* antar vi at forventningene om økte nordiske kraftpriser fører til at noe ny industri, heller etablerer seg utenfor Norden, hvor kraftprisen er lavere. Vi antar at dette utgjør om lag 5 TWh reduksjon i ny industri i 2035, sammenlignet med *Basis*. På produksjonssiden antar vi at mer fornybar kraftproduksjon vurderes som lønnsom, og at ytterligere 49 TWh bygges ut mot 2035, sammenlignet med *Basis*. Videre antar vi at forbruket i husholdninger, fritidsboliger og tjenesteyting reduseres med 5 TWh som respons på de økte kraftprisene. De samlede tilpasningene i markedet bidrar til at både kraftbalansen og kraftprisene i Norden ender på om lag samme nivå som i *Basis*. Mer ufleksibelt forbruk og uregulerbar kraftproduksjon gjør likevel at antall høy- og lavpristimer øker. Til tross for nokså lik kraftbalanse som i *Basis*, resulterer scenarioet *Klimaplan Norden* i både et større og endret nordisk kraftsystem, med mer kraftforbruk og -produksjon, og endret sammensetning av forbruk og produksjonsteknologier.

Mens vi finner at kraftbalansen svekkes i både *Klimaplan* og *Klimatiltak*, er kraftbalansen i *Klimaplan Norden* nokså uendret fra *Basis*. Dette skyldes at vi i *Klimaplan Norden* har en annen metodisk tilnærming. I *Klimaplan*

og *Klimatiltak* analyserer vi de *isolerte* virkningene på kraftmarkedet av et økt forbruk for Norge utover basisbanen, under forutsetning om ellers like forhold (*ceteris paribus*, se *Begrepsavklaringer*). I virkeligheten ville også forbruksøkningene i *Klimaplan* og *Klimatiltak* påvirke det øvrige kraftsystemet. Dette diskuterer vi nærmere i avsnittene under.

BEHOVET FOR KRAFT OG NETT MÅ BALANSERES MED ANDRE HENSYN

Premisset for analysene av forbruksbanene *Klimaplan* og *Klimatiltak* er at tiltakene for å redusere klimagassutslipp gjennomføres, uten å ta hensyn til hvilke endringer dette vil medføre i resten av kraftmarkedet. Tiltakene vil imidlertid kreve både kraft og nettkapasitet, som begge er knappe ressurser i samfunnet. Det norske kraftnettet har allerede begrenset kapasitet, og nytt forbruk vil legge beslag på begrensede nettressurser. Dersom ikke forbruksøkningen møtes av økt produksjon, vil kraftprisene øke, noe som igjen gir økte kostnader for både nye og eksisterende forbrukere. Dette illustrerer vi i *Klimaplan Norden*, der den forsterkede klimapolitikken fører til redusert kraftforbruk på andre områder. Utbygging av både ny kraftproduksjon og nytt nett tar tid og må balanseres mot andre samfunnshensyn, som hensyn til natur, kulturminner eller samiske rettigheter.

Rammene for *Klimaplan* og *Klimatiltak* er å se på klimatiltak i form av elektrifisering og andre tiltak som gir økt kraftforbruk. Andre tiltak i kraftsystemet vil imidlertid også kunne tilrettelegge for utslippsreduksjoner nasjonalt. For eksempel vil tiltak som styrker den norske kraftbalansen, som økt kraftproduksjon eller mer energieffektivisering, gi reduserte kraftpriser. Dette vil igjen kunne dempe priseffektene av en forbruksøkning som følge av klimatiltak. Dette ser vi i scenarioet *Klimaplan Norden*, der tilpasninger i forbruk og produksjon bidrar til at kraftprisene holdes på om lag samme nivå som i *Basis*, tross en betydelig omstillingsdrevet nordisk forbruksvekst.

Forutsetningene om forbruksveksten i Norge og Norden i denne rapporten innebærer at elektrifisering for å kutte klimagassutslipp prioriteres og gjennomføres, og står for en stor andel av veksten til 2035. Det er usikkert både hvor stor veksten blir, og hva slags forbruk som faktisk kommer. I virkeligheten vil det være de aktørene som er mest modne og får tildelt nettkapasitet, og som har tilstrekkelig betalingsvilje for kraft, som raskest vil etablere seg. Etableres det mye annen ny industri før eksisterende industri har rukket å omstille seg, kan dette øke prisnivået og gjøre en eventuell omstilling mer kostbar. Her vil samspillet mellom kraftpris og virkemidler som fremmer klimatiltak kunne påvirke utviklingen. Andre faktorer, som markeds- og forvaltningsmessige forhold og politiske avveininger, vil også spille inn.

I scenarioet *Klimaplan Norden* forutsetter vi at markedet tilpasser seg en forventning om økt kraftforbruk og -priser, blant annet gjennom økt kraftproduksjon og mer energieffektivisering. Det er imidlertid usikkert om tilpasningene i markedet vil kunne skje like raskt som vi har lagt til grunn i denne analysen, som har en begrenset tidshorisont fram til 2035. En betydelig forbruksøkning i de andre nordiske landene vil trolig også gi behov for økt nettutbygging, noe som kan være tidkrevende. Dersom en forbruksøkning drevet av klimavirkemidler skjer raskere enn at resten av markedet rekker å tilpasse seg, vil endringene i kraftbalanse og kraftpriser kunne bli større enn det vi legger til grunn i *Klimaplan Norden*.

I Innledning

I dette kapittelet introduserer vi formålet med og bakgrunnen for analysen. Delkapittel 1.1 beskriver motivasjonen for analysen, hvilket tidligere kunnskapsgrunnlag rapporten bygger på og hvilke aktører som har vært involvert i arbeidet. Videre gir delkapittel 1.2 gir en introduksjon til Norges klimaforpliktelser, regjeringens plan for å nå klimamålene, og Miljødirektoratets kartlegging av klimatiltak. Delkapittel 1.3 gir en oversikt over de to norske forbruksbanene vi analyserer i kapittel 1.4 og det nordiske scenarioet vi utforsker i kapittel 3. Disse er også beskrevet i mer detalj i de respektive kapitlene.

1.1 Formål

Formålet med denne rapporten er å utforske hvordan kraftmarkedet påvirkes av økt kraftforbruk på grunn av tiltak for å kutte klimagassutslipp. Rapporten har som hensikt å gi økt kunnskap og faglig underlag for hvordan ulike klima- og energipolitiske veivalg påvirker kraftsystemet.

Rapporten har blitt utarbeidet av NVE, med innspill fra Energidepartementet (ED) og en ekstern referansegruppe med medlemmer fra Finansdepartementet (FIN), Klima- og miljødepartementet (KLD) og Nærings- og fiskeridepartementet (NFD). Referansegruppen har også gitt NVE underlagsinformasjon og -tall fra *Regjeringens klimastatus og -plan*. Forbruksbanene vi analyserer utvikles med utgangspunkt i underlagsrapporter og analyser fra flere statlige aktører, som beskrevet nærmere i 1.3. Miljødirektoratet har bistått med tekstdelene om forbruksbanen som bygger på klimatiltaksanalysen deres.

NVE ANALYSERER JEVNLIK EFFEKTEN AV UTVIKLINGSTREKK I KRAFTSYSTEMET

NVE publiserer jevnlig sin langsiktige kraftmarkedsanalyse. I den siste versjonen, *Langsiktig kraftmarkedsanalyse 2025*¹ (LA25), prøver vi å si noe om hvordan kraftmarkedet er ventet å utvikle seg fram mot 2050. Analysen legger til grunn vedtatt politikk, eksisterende virkemidler og kjente drivere. I vår framskriving av kraftforbruk knyttet til reduserte klimagassutslipp har vi søkt å være konsistente med referansebanen for framskriving av klimagassutslipp i *Nasjonalbudsjettet* for 2025, som er basert på at dagens vedtatte klimapolitikk ligger fast.

I NVEs tildelingsbrev for 2025 framgår det under delmål 2.2 at NVE skal utarbeide «regelmessige analyser av kraft- og effektbalansen i lys av ulike utviklingstrekk og målsettinger på klima-, nærings- og energiområdet».² Denne rapporten er den andre analysen vi gjennomfører av klimapolitiske virkemidler. Årets analyse bygger videre på fjorårets rapport, *Scenarioer for kraftmarkedet 2024*³, der vi undersøkte virkningene på kraftmarkedet av et høyere kraftforbruk som følge av forsterket nasjonal klimapolitikk. Analysen tok utgangspunkt i basisbanen i NVE-rapporten *Langsiktig kraftmarkedsanalyse 2023*⁴ (LA23). Analysen utforsket to hovedscenarioer, Klimatiltak og Elektrifisering, som bygget på Miljødirektoratets kartlegging av tiltak i rapporten *Klimatiltak i Norge: Kunnskapsgrunnlag 2024*⁵. I Boks 1-1 i delkapittel 1.3 gir vi en oversikt over de viktigste endringene i årets rapport sammenlignet med fjorårets.

ÅRETS ANALYSE OPPDATERER KUNNSKAPSGRUNNLAGET OG UTVIDER ANALYSEN

I likhet med fjorårets rapport, undersøker vi i årets analyse virkningene på kraftmarkedet av økt kraftforbruk som følge av at det gjennomføres klimatiltak, utover det som allerede utløses av vedtatte virkemidler og inngår i NVEs basisbane.⁶ Vi har oppdatert kunnskapsgrunnlaget, og tar utgangspunkt i årets

¹ [Langsiktig kraftmarkedsanalyse 2025 - Energiomstilling i urolige tider](#), NVE, rapport 15/2025.

² [Tildelingsbrev til Norges vassdrags- og energidirektorat for 2025](#), Energidepartementet, 2025.

³ [Scenarioer for kraftmarkedet 2024. En forenklet analyse av økt kraftforbruk i 2030 og 2035](#), NVE, rapport 18/2024.

⁴ [Langsiktig kraftmarkedsanalyse 2023. Energiomstillingen – en balansegang](#), NVE, rapport 25/2023.

⁵ [Klimatiltak i Norge: Kunnskapsgrunnlag 2024](#), Miljødirektoratet, 2024.

⁶ For definisjon av tiltak og virkemiddel, se *Begrepsavklaringer*

klimatiltaksanalyse fra Miljødirektoratet, *Klimatiltak i Norge: Kunnskapsgrunnlag 2025* (omtales heretter også som KiN25).⁷ I tillegg utvider vi analysen med to nye perspektiver: For det første analyserer vi virkningen av regjeringens planlagte virkemidler i *Klimastatus og -plan* for 2026 (heretter også kalt «KSP26»)⁸. Dette er nytt av årets rapport, og bidrar til økt kunnskap om mulige virkninger på kraftmarkedet av den planlagte virkemiddelbruken. For det andre utforsker vi et scenario for en mulig omstillingsdrevet utvikling i hele Norden, og vurderer hvilke langsiktige tilpasninger i markedet vi kunne ha ventet oss ved en slik forbruksvekst, og hvordan effektene på det nordiske kraftmarkedet ville kunne blitt.

VI SER PÅ KRAFTBALANSE OG KRAFTPRISER FRAM MOT 2035 FOR ET NORMALÅR

Vi gjennomfører analysene ved hjelp av kraftmarkedsmodeller, der vi benytter det samme modellapparatet som vi bruker i LA25. En detaljert beskrivelse av metoden og modellene finnes i kapittel 6.2 i LA25.⁹ I analysene setter vi spesielt søkelys på påvirkningene på kraftprisene og den *underliggende kraftbalansen*, omtalt som «kraftbalansen» (se definisjon i *Begrepsavklaringer*) i Norge. Vi tar utgangspunkt i dagens kraftmarked, med 2023 som referanseår, og ser på utviklingen i kraftmarkedet fram mot 2030 og 2035. Med mindre annet er spesifisert, vil resultatene vi viser være for et *normalår*, altså ved gjennomsnittlig vær (se også *Begrepsavklaringer*). Vi viser gjennomsnittlig resultat fra 30 modellkjøringer, én per værår, basert på værdata for de historiske årene 1991-2020. I modellkjøringene simuleres kraftmarkedet med timesoppløsning, til tross for at det fra 1. oktober 2025 opereres med kvartersoppløsning i markedsklareringen.

1.2 Bakgrunn

I dette delkapittelet gir vi en kort beskrivelse av Norges klimamål, regjeringens plan for å oppfylle klimaforpliktelsene og Miljødirektoratets kunnskapsgrunnlag for klimatiltak i Norge. Beskrivelsene er viktige for å forstå hva som ligger til grunn for de ulike forbruksbanene vi analyserer, og hva som skiller dem. Mer utdypende informasjon enn det som presenteres i dette delkapitlet kan finnes i KSP26 og KiN25.

1.2.1 Norges klimamål

Norge har meldt inn klimamål under Parisavtalen for årene 2030 og 2035.¹⁰ For 2030 er Norges mål å redusere utslippene med minst 55 prosent sammenlignet med utslippsnivået i 1990. For 2035 er målet at utslippene skal reduseres med minst 70-75 prosent fra 1990-nivået. Disse klimamålene er lovfestet i klimaloven. Norge har også lovfestet målet om at Norge skal være et lavutslippssamfunn i 2050, der utslippene reduseres med minst 90-95 prosent fra 1990-nivået.¹¹

KLIMAMÅLENE KAN OPPFYLLES GJENNOM SAMARBEID MED EU

Ifølge Parisavtalens artikkel 4 nr. 2 skal landene gjennomføre nasjonale utslippsreducerende tiltak. Parisavtalens artikkel 6 åpner også for at et land kan nå sine klimaforpliktelser gjennom samarbeid med andre land. For perioden 2021-2030 har Norge inngått et klimasamarbeid med EU, som inkluderer tre pilarer: 1) Klimavotesystemet (EU ETS), 2) innsatsfordelingen¹² (ESR) og 3) skog- og arealbruksregelverket (LULUCF). Norge kan regne inn deltakelse i EUs klimaregelverk når oppnåelse av målet for 2030 under Parisavtalen skal vurderes. Regjeringen planlegger også for at klimamålet for 2035 skal nås med utslippsreduksjoner i Norge og i samarbeid med EU.

Utslippene som er omfattet av EU ETS omtales ofte som «kvotepliktige utslipp», og inkluderer utslipp fra industri, olje- og gassutvinning, luftfart og skipsfart. Utslippene som omfattes av ESR kalles gjerne «ikke-

⁷ [Klimatiltak i Norge: Kunnskapsgrunnlag 2025](#), Miljødirektoratet, 2025.

⁸ [Regjeringens klimastatus og -plan for 2026](#), Klima- og miljødepartementet, 2025.

⁹ [Langsiktig kraftmarkedsanalyse 2025](#), NVE, rapport 15/2025, kapittel 6.2 Metode.

¹⁰ [Regjeringens klimastatus og -plan](#)

¹¹ [Lov om klimamål \(klimaloven\) - Lovdata](#)

¹² [Effort Sharing Regulation \(Regulation \(EU\) 2023/857\)](#), European Commission, 2023

kvotepliktige utslipp», og omfatter utslipp fra transport (inkl. innenriks skipsfart, ekskl. luftfart), jordbruk, bygg, avfall, deler av utslippene fra industri og petroleum. De ulike pilarene og mål for og beregninger av utslippskutt innenfor hver pilar er beskrevet i mer detalj både i *Regjeringens klimastatus og -plan for 2026* og i *Klimatiltak i Norge – Kunnskapsgrunnlag 2025*.

1.2.2 Regjeringens plan for å oppfylle klimamålene

I dette delkapitlet gir vi en introduksjon til regjeringens klimaplan, som presenteres årlig i *Regjeringens klimastatus og -plan*. Årets klimaplan, *Klimastatus og -plan for 2026* (KSP26), brukes som underlagsrapport for *Klimaplan* (se kapittel 1.3) og den norske forbruksbanen i *Klimaplan Norden* (se kapittel 3).

REGJERINGEN RAPPORTERER ÅRLIG PÅ OPPNÅELSE AV KLIMAMÅLENE

Regjeringen rapporterer årlig på måloppnåelse og plan for Norges klimaforpliktelser i *Klimastatus og -plan*. *Regjeringens klimastatus og -plan* redegjør for hvordan Norge ligger an til å nå klimamålene, og hvordan regjeringen forsterker politikken for å oppfylle klimaforpliktelsene. *Regjeringens klimastatus og -plan for 2026*¹³ ble publisert 15. oktober 2025, og gir oppdaterte tall og beregninger av hvordan Norge ligger an til å nå målene og anslåtte utslippseffekter av planlagte virkemidler.

Framskrivningene i *Klimastatus og -plan for 2026* tar utgangspunkt i Finansdepartementets utslippsframskrivning utarbeidet i forbindelse med *Nasjonalbudsjettet for 2026*. Utslippsframskrivningen omtales heretter også som «referansebanen» eller «NB26». I referansebanen framskrives norske klimagassutslipp fram mot 2040. Referansebanen er ikke en prognose for forventet framtidig utvikling, men en framskriving av hvordan utslippene kan utvikle seg, gitt forutsetningene om økonomiske og teknologiske forhold, og at virkningen av politikk som allerede er vedtatt ligger fast. Framskrivningen danner grunnlaget for å vurdere utslippseffektene av endringer i klimapolitikken eller andre forhold.

REGJERINGEN PLANLEGGER YTTERLIGERE VIRKEMIDLER FOR NASJONALE KUTT

I *Klimastatus og -plan for 2026* redegjør regjeringen for framdrift i arbeidet med å nå de norske klimamålene. Politikken som presenteres, rettes mot utslippsreduksjoner for å oppfylle målene for 2030 og 2035, på veien til at Norge skal bli et lavutslippssamfunn innen 2050. For å oppfylle Norges forpliktelser under innsatsfordelingen (se 1.2.1) planlegger regjeringen å forsterke nasjonal politikk og å arbeide med og framskaffe utslippsreduksjoner gjennom fleksible mekanismer (kjøpe utslippsenheter fra andre land i EU/EØS). Regjeringens planlagte politikk inkluderer generelle virkemidler som treffer bredt, som for eksempel økninger i klimaavgiftene og krav til mer innblanding av biodrivstoff, så vel som målrettede satsinger mot enkeltsektorer. I KSP26 anslås utslippsvirkning og kraftbehov for virkemidlene som retter seg mot utslipp under innsatsfordelingen. Beregningene for både utslippseffekter og kraftbehov er usikre. Beregningene fanger ikke opp effektene av all klimapolitikk, kun de som retter seg mot utslipp omfattet av innsatsfordelingen. Det er også flere virkemidler i klimapolitikken som det per i dag ikke er metoder for å tallfeste. Eventuelle virkninger på kraftsystemet av regjeringens forslag til virkemidler rettet mot utslipp i EU ETS, er ikke tallfestet.

Regjeringen vurderer hvert år behovet for å justere virkemiddelbruken i klimaplanen. Dermed vil kraftbehovet knyttet til virkemiddelbruken kunne endre seg fra en plan til den neste.

1.2.3 Miljødirektoratets kartlegging av klimatiltak i Norge

I dette delkapitlet beskrives Miljødirektoratets klimatiltaksanalyser, med søkelys på årets rapport, *Klimatiltak i Norge – kunnskapsgrunnlag 2025* (KiN25). KiN25 brukes som underlag for forbruksbanen *Klimatiltak* (se kapittel 1.3).

¹³ [Regjeringens klimastatus og -plan for 2026, Klima- og miljødepartementet, 2025.](#)

MILJØDIREKTORATET GIR ÅRLIG FAGLIG UNDERLAG FOR KLIMAPOLITIKKEN

Miljødirektoratet publiserer årlige klimatilaksanalyser på oppdrag fra KLD. Klimatilaksanalysene utarbeides i samarbeid med flere andre statlige fageter, og utreder mulige klimatilaks som kan gjøres i alle utslippssektorer i Norge. Klimatilaksanalysene kartlegger mulige utslippsreduksjoner i Norge, mulige virkemidler som kan utløse tiltakene, og barrierer som er til hinder for tiltakene. Kartleggingen og vurderingene som gjøres danner et kunnskapsgrunnlag for regjeringen.

Årets klimatilaksanalyse, *Klimatilaks i Norge – kunnskapsgrunnlag 2025*, gir oppdatert kunnskap om klimatilaks, barrierer og mulige virkemidler.¹⁴ Klimatilaksanalysen ser også nærmere på klimasamarbeidet med EU. Tiltakene som utredes omfatter hele økonomien og alle de tre pilarene som inngår i klimasamarbeidet med EU (se 1.2.1). Klimatilaksanalysen tar utgangspunkt i referansebanen (utslippsframskrivingene) fra *Nasjonalbudsjettet* for 2025, (se 1.2.2) men med justeringer for enkelte av utslippssektorene.

I årets klimatilaksanalyse er kraftbehovet noe lavere enn i klimatilaksanalysen fra 2024 (se også boks i slutten av delkapittel 1.3). Nedgangen i samlet kraftbehov til tiltakene fra 2024 til 2025 har flere årsaker:

- Tiltak tar lenger tid å gjennomføre enn tidligere anslått, fordi virkemidlene ikke er kommet på plass.
- Tiltak antas å helt eller delvis bli utløst av at virkemiddelbruk har blitt vedtatt, slik at kraftbehovet i stedet regnes som en del av referansebanen.
- Tiltak vurderes ikke lenger som aktuelle, eller kan ha blitt erstattet med mindre kraftkrevende tiltak.

1.3 Scenariooversikt

Under gir vi en kort oversikt over forbruksbanene og scenarioene som inngår i analysen. Disse beskrives nærmere i kapittel 1.4 og 3.

Formålet med analysen er å utforske påvirkningene på kraftmarkedet av ytterligere forsterkede klimatilaks som øker det samlede kraftbehovet *utover* det forbruket som allerede utløses av eksisterende virkemidler. Resultatene i analysen sammenlignes derfor med vår basisbane:

- **Basis** tilsvarer **basisbanen** i *Langsiktig kraftmarkedsanalyse 2025*, og representerer NVEs syn på utviklingen i kraftmarkedet, gitt vedtatt politikk og kjente drivere.¹⁵ I framskrivningen av det norske kraftforbruket i basisbanen har vi søkt å være konsistent med *Nasjonalbudsjettet* for 2025 («NB25»), som framskriver utviklingen i klimagassutslipp, gitt at dagens klimapolitikk ligger fast. Mer detaljert beskrivelse av basisbanen med forutsetninger finnes i delkapittel 2.1.

Med utgangspunkt i *Basis*, analyserer vi hvordan en forbruksvekst drevet av klimatilaks påvirker kraftmarkedet, alt annet likt. I disse analysene endrer vi kun på forbruksbanen for Norge, mens resten av forutsetningene er like som i *Basis*. Vi analyserer følgende to forbruksbaner for Norge:

- **Klimaplan** viser den ventede forbruksbanen for Norge mot 2035 ved innføring av regjeringens planlagte virkemidler rettet mot utslipp under ESR i *Klimastatus og -plan* for 2026 (se delkapittel 1.2.2). Dette innebærer et høyere kraftforbruk enn i basisbanen. Beregningene av økt kraftforbruk utløst av virkemidlene er gjennomført av Klima- og miljødepartementet og Finansdepartementet. Det knytter seg betydelig usikkerhet til beregningene av kraftbehovet ved planlagte virkemidler. Mer detaljert beskrivelse av *Klimaplan* med forutsetninger finnes i delkapittel 2.2.1.

¹⁴ [Klimatilaks i Norge: Kunnskapsgrunnlag 2025, Miljødirektoratet, 2025.](#)

¹⁵ *Basis* her baseres på egne modellkjøringer, og det vil kunne forekomme forskjeller mellom *Basis* som vises her og basisbanen i LA25.

- **Klimatiltak** illustrerer den resulterende forbruksbanen for Norge mot 2035 dersom *alle* tiltakene i årets klimatilaksanalyse fra Miljødirektoratet, *Klimatiltak i Norge: Kunnskapsgrunnlag 2025*, skulle gjennomføres (se delkapittel 1.2.3). Beregningene av økt kraftforbruk som følge av tiltakene er gjennomført av Miljødirektoratet. Tiltakene er rettet mot utslipp i alle sektorer, og gir en sterkere forbruksvekst for Norge enn i *Klimaplan*. Beregningene av økt kraftforbruk som følge av klimatiltakene er gjennomført av Miljødirektoratet. Denne forbruksbanen innebærer gjennomføring av flere klimatiltak enn politikken som inngår i regjeringens klimaplan, og illustrerer et utredet mulighetsrom for klimatiltak. I delkapittel 2.2.2 beskrives *Klimatiltak* med forutsetninger i mer detalj.

I tillegg til analysene av forbruksbanene, utarbeider vi et scenario der vi utvider perspektivet til hele Norden. Dette er et utforskende scenario, der vi vurderer en mulig omstillingsdrevet utvikling av det nordiske kraftmarkedet, og hvilke tilpasninger vi kunne ha ventet oss på lang sikt:

- **Klimaplan Norden** forutsetter en omstillingsdrevet forbruksvekst også for de andre nordiske landene. Forbruksutviklingen i Norge er tilsvarende som i *Klimaplan*, mens forbruksutviklingen i de øvrige nordiske landene reflekterer vedtatt og planlagt klimapolitikk som bidrar til økt forbruk. Antatt forbruk i disse landene er basert på langsiktige nasjonale analyser fra hvert enkelt land. I dette scenarioet forutsetter vi at prisvirkningen av det økte forbruket blir en driver for tilpasninger i markedet, og vil gi en respons både på tilbuds- og etterspørselssiden. Slik tegner vi et bilde av hvordan en omstillingsdrevet utvikling av det nordiske kraftsystemet ville kunne blitt. Mer detaljert beskrivelse av *Klimaplan Norden* med forutsetninger finnes i delkapittel 3.1.

Tabell 1 viser en samlet oversikt over forbruksbanene og scenarioet som inngår i analysen, og hvilke forutsetninger vi har lagt til grunn.

Tabell 1. Oversikt over scenarioene som inngår i analysen, og de viktigste forskjellene mellom scenarioene. «LA25» betyr at forutsetningene holdes likt som i Basis, som tilsvarer basisbanen i LA25.

Bane/ scenario	Omstillingsdrevet forbruk Norge	Omstillingsdrevet forbruk Norden	Øvrig forbruk og produksjon	Øvrige forutsetninger
<i>Basis</i> (referanse)	LA25	LA25	LA25	LA25
<i>Klimaplan</i>	Regjeringens plan- lagte virkemidler*	LA25	LA25	LA25
<i>Klimatiltak</i>	Miljødirektoratets kartlegging	LA25	LA25	LA25
<i>Klimaplan Norden</i>	Regjeringens plan- lagte virkemidler*	Omstillingsdrevet forbruksvekst	Langsiktig respons i kraftmarkedet	LA25

*I KSP26

DE VIKTIGSTE ENDRINGENE FRA FJORÅRETS RAPPORT

Ny basisbane med lavere forbruksvekst. I basisbanen i *Langsiktig kraftmarkedsanalyse 2025* (LA25), som er utgangspunktet for denne analysen, forutsetter NVE at kraftforbruket i Norge ligger på 162 TWh. Tilsvarende tall fra *Langsiktig kraftmarkedsanalyse 2023* (LA23), som var referansen for 2024-rapporten, er 176 TWh.

Ny tiltaksrapport med lavere kraftbehov. Forbruksbanen *Klimatiltak* i årets rapport er sammenlignbar med scenarioet *Elektrifisering* fra fjorårets rapport (*Scenarioer for kraftmarkedet 2024*) fordi begge legger til grunn at alle tiltak Miljødirektoratet utreder i sine klimatilaksanalyser gjennomføres. I årets rapport har Miljødirektoratet anslått et samlet kraftbehov for de utredede tiltakene på 20 TWh i 2035. I fjorårets analyse lå Tiltaksrapporten fra 2024, *Klimatiltak i Norge – Kunnskapsgrunnlag 2024*, til grunn for Elektrifisering. Der var kraftbehovet til de utredede tiltakene anslått til rundt 26-29 TWh i 2035.

I 2035 utgjør endringene i basisbanen en forbruksreduksjon på **13-14 TWh**, mens endringene i tiltaksanalysene utgjør en reduksjon i kraftbehovet på **5-9 TWh**. Til sammen tilsier dette at Norge i 2035 bør ha et kraftforbruk som er **18-24 TWh** lavere i *Klimatiltak* i årets analyse, sammenlignet med *Elektrifisering* fra 2024-analysen. Dette stemmer bra med de faktiske forskjellene når vi samtidig tar høyde for at kraftbehovet til klimatiltakene er anslått med en annen referanse enn basisbanen.

Boks 1-1. Oversikt over de viktigste endringene fra fjorårets rapport.

1.4 Rammene for analysen

I dette delkapittelet redegjør vi for rammene for analysen og hvilke valg som er gjort med hensyn til metodisk tilnærming og avgrensninger.

I KLIMAPLAN OG KLIMATILTAK ENDRER VI PÅ KRAFTFORBRUKET, ALT ANNET LIKT

I utarbeidelsen av de to forbruksbanene har vi tatt sikte på å illustrere en utvikling i det norske kraftforbruket som er mest mulig i tråd med innholdet i underlagsrapportene. I analysene endrer vi kun på det norske kraftforbruket, mens de øvrige forutsetningene holdes like som i *Basis*. Dette betyr at vi kun ser på de isolerte virkningene på kraftmarkedet av de endrede forbruksbanene, under forutsetning om ellers like forhold (*ceteris paribus*, se *Begrepsavklaringer*). Vi vurderer dermed kun *førsteordenseffektene* av de endrede forbruksbanene, uten å ta hensyn til eventuelle virkninger og responser i markedet som følge av det økte forbruket.

VI SER KUN PÅ KLIMATILTAK SOM PÅVIRKER KRAFTFORBRUKET

I analysen av forbruksbanene for Norge ser vi på virkningene på kraftmarkedet av gjennomføring av klimatiltak som påvirker kraftforbruket. Vi har ikke vurdert andre tiltak eller forhold utover dette. Andre tiltak i kraftsystemet, som økt kraftproduksjon eller mer energieffektivisering, vil også kunne tilrettelegge for utslippsreduksjoner nasjonalt. Tiltak som styrker den norske kraftbalansen, vil redusere de norske kraftprisene og dempe priseffektene av en forbruksøkning drevet av klimatiltak, og slik tilrettelegge for gjennomføring av klimatiltak. Vi har ikke vurdert slike forhold i denne rapporten.

VI BRUKER EN ANNEN METODISK TILNÆRMING FOR NORDEN-SCENARIOET

Analysene i scenarioet *Klimaplan Norden* har en annen metodisk tilnærming enn analysene av forbruksbanene. Dette er et utforskende scenario der vi vurderer hvordan en mulig utvikling i markedet kunne blitt, dersom vi antar en økt omstillingsdrevet forbruksvekst i alle de nordiske landene. Her forutsetter vi at forventninger om økte priser som følge av forbruksveksten, blir en driver for tilpasninger i markedet, både på tilbuds- og etterspørselssiden. Scenarioet *Klimaplan Norden* innebærer flere antakelser og forutsetninger, og det er betydelig mer usikkerhet knyttet til utviklingen i dette scenarioet, sammenlignet med de to forbruksbanene.

VI HAR IKKE GJORT EGNE VURDERINGER AV TILGJENGELIG NETTKAPASITET

Både for forbruksbanene og Norden-scenarioet vurderer vi utelukkende hvordan endringene i kraftforbruk og eventuelt kraftproduksjon påvirker kraftmarkedet. Vi har ikke tatt stilling til hvorvidt det framtidige norske eller nordiske kraftnettet i 2030 og 2035 har kapasitet til å tilknytte forbruket og produksjonen som vi antar kommer utover det som allerede ligger inne i *Basis*. Tilknytning av nytt forbruk og produksjon vil kunne kreve større tiltak i nettet hvis det er snakk om uttak eller innmating av stor effekt.

2 Forbruksbaner for Norge

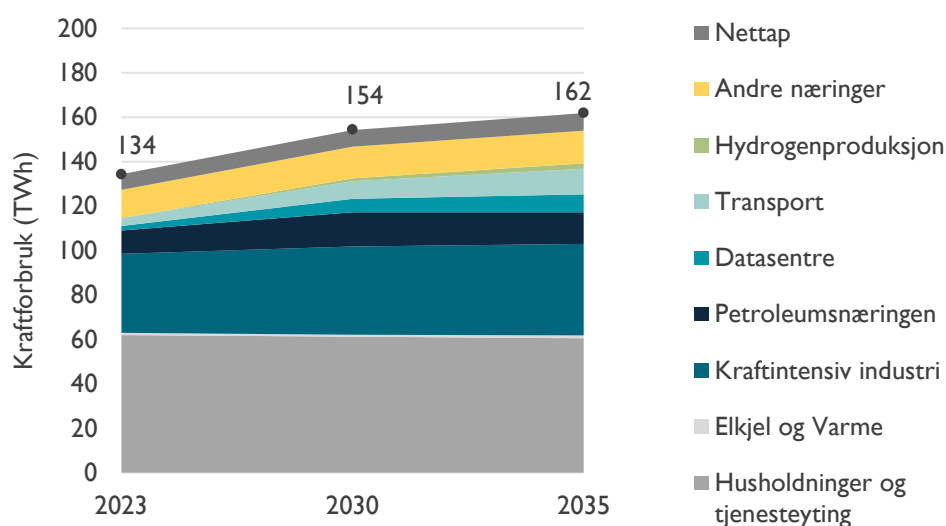
I denne rapporten analyserer vi to ulike forbruksbaner for omstillingsdrevet forbruksøkning i Norge, *Klimaplan* og *Klimatiltak*. Resultatene fra analysene sammenlignes med *Basis*, som tilsvarer basisbanen i *NVEs langsiktige kraftmarkedsanalyse 2025*.

2.1 Basis: Langsiktig kraftmarkedsanalyse 2025

I dette delkapitlet redegjør vi for forutsetningene i *Basis* for den delen av det norske kraftforbruket som knyttes til klimagassutslipp. Øvrige forutsetninger og utviklingstrekk for *Basis* er beskrevet i LA25.¹⁶

I BASISBANEN ANTAR VI EN BETYDELIG FORBRUKSØKNING FRAM MOT 2035

Basisbanen i LA25 er vårt anslag av hvor vi er på vei, gitt vedtatt politikk, og de virkemidlene og driverne som vi ser i dag. I *Basis* antar vi at forbruket i Norge øker med 28 TWh, fra 134 TWh i 2023 til om lag 162 TWh i 2035. Som vist i Figur 2-1 drives den samlede forbruksveksten av både elektrifisering av transport, datasentre, elektrifisering av petroleumsnæringen, økt forbruk i industrien og produksjon av grønt hydrogen. Veksten er størst i transport, datasentre og kraftkrevende industri.



Figur 2-1. Totalt kraftforbruk i Norge per forbrukskategori for 2023, 2030 og 2035 i Basis.

EN DEL AV FORBRUKSVEKSTEN KAN FORKLARES AV EKSISTERENDE VIRKEMIDLER

En del av den ventede forbruksveksten fram mot 2035 i *Basis* kan forklares av virkemidler på klima- og energiområdet. I framskrivingene av forbruk knyttet til klimatiltak har vi lagt til grunn eksisterende virkemidler og kjente drivere, og har ikke inkludert styrking av klimapolitikken utover vedtatt politikk. I framskrivingene for Norge prøver vi å koordinere med andre statlige framskrivinger innen energi og klimagassutslipp. Den delen av det norske kraftforbruket i *Basis* som knyttes til klimagassutslipp er mest mulig konsistent med forutsetningene i *Nasjonalbudsjettet* for 2025 («NB25»), som framskriver norske klimagassutslipp gitt vedtatt klimapolitikk (se 1.2.2). Under følger en kort beskrivelse av forutsetningene for forbruk knyttet til klimapolitikk.

¹⁶ Langsiktig kraftmarkedsanalyse 2025 - Energiomstilling i urolige tider, NVE, rapport 15/2025.

Petroleum

I basisbanen har vi basert oss på Søkeldirektoratets framskriving av behov for kraft til petroleumsnæringen.¹⁷ Dette omfatter anslag på utvikling i kraftforbruk for felt og anlegg som allerede er elektrifisert og nye felt på sokkelen hvor elektrifisering er besluttet.

Veitrafikk

I basisbanen har vi lagt til grunn at elektrifisering av biler og busser vil fortsette å erstatte bensin og diesel. Dette er i tråd med det regjeringen anslår er effekten av gjeldende politikk i NB25.

Luftfart, sjøfart og maskiner

For luftfart har vi lagt inn et lavt kraftbehov mot 2035, i tråd med Regjeringens anslag i NB25. I sjøfart er det derimot ventet en fortsatt vekst i antall elektriske ferger og båter. Dette vil lede til høyere kraftforbruk. Det samme gjelder for maskiner, som omfatter alt fra anleggsmaskiner og traktorer til maskiner brukt på industriområder og lagerhaller. Her antar vi at det vil bli stadig flere elektriske maskiner.

Kraftintensiv industri

Vi har lagt til grunn lite økt kraftforbruk som følge av klimatiltak i kraftintensiv industri. Her har vi antatt at det må nye virkemidler til for at større kraftkrevende klimatiltak skal bli realisert. Det eneste større klimatiltaket vi kjenner til i denne sektoren er CCS-anlegget til Norcem Brevik.

Hydrogen

På en del områder er det ikke hensiktsmessig, eller svært kostbart, å erstatte fossile energibærere med kraft direkte. Da kan hydrogen, ammoniakk, eller e-fuel være en løsning. Disse energibærerne kan produseres fra kraft og dermed gi økt kraftforbruk. I Basis har vi lagt til grunn en lav vekst i bruk av kraft til hydrogen mot 2030 og 2035. Dette skyldes at markedet for hydrogen har utviklet seg sakte og at kostnadene er høye.

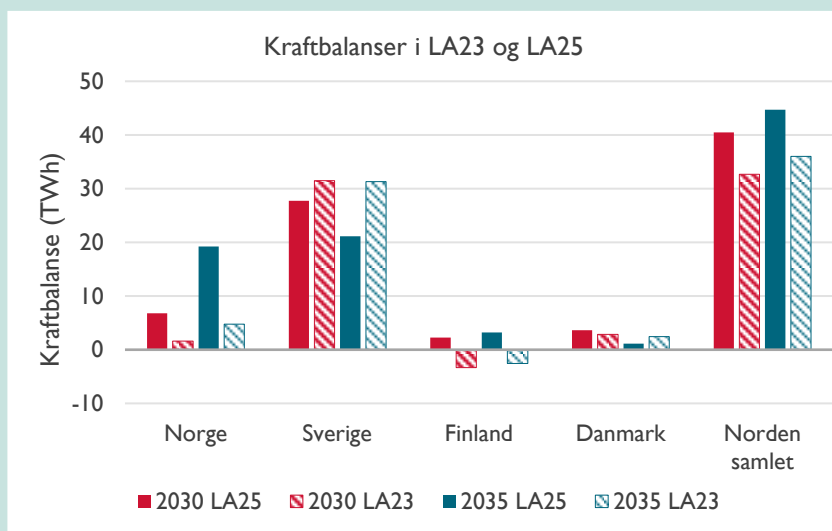
Bygninger

Framskrivningen vår av kraftforbruket i bygninger kan ikke direkte forklares av virkemidler knyttet til klimatiltak. Vi velger likevel å inkludere den her, fordi energieffektivisering kan frigjøre kraft til andre formål, deriblant gjennomføring av klimatiltak. For bygninger forventer vi en svak nedgang i kraftforbruket mot 2035, blant annet som følge av rehabilitering, og at gamle bygg erstattes av mer energieffektive bygg. Vi har lagt til grunn flere eksisterende virkemidler for bygg, som til sammen gir insentiver til energieffektivisering. Disse inkluderer blant annet byggeteknisk forskrift, økodesignforskriften, energimerkeordningen og ulike støtteprogrammer.

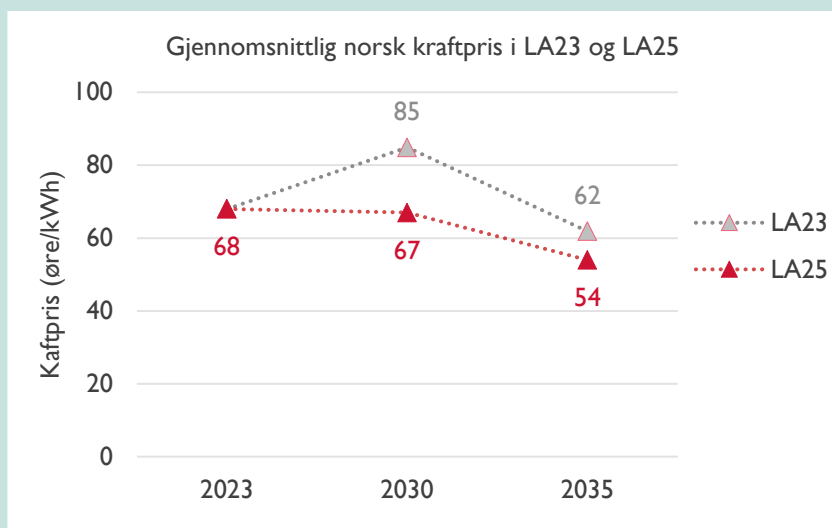
¹⁷ [Ressursrapport 2024, Søkeldirektoratet, 2024, kapittel 4, Mulighetsbilder](#)

HVORFOR VENTER VI EN HØYERE KRAFTBALANSE ENN I TIDLIGERE ANALYSER?

I forrige langsiktige kraftmarkedsanalyse fra 2023 (LA23) forventet vi at forbruksvekst mot 2030 ville spise opp store deler av dagens kraftoverskudd og at kraftbalansen endte nær 0 i 2030. Deretter ville produksjonsveksten mer enn oppveie økningen i forbruk og gi en positiv kraftbalanse på om lag 5 TWh i 2035. Flere kanseleringer og utsetting av flere store industriprosjekter har ført til at vi har nedjustert forbruksveksten betydelig i årets langsiktige kraftmarkedsanalyse (LA25), noe som resulterer i en styrket norsk kraftbalanse både i 2030 og 2035.



Sammen med fallende prisforventinger på gass bidrar en styrket kraftbalanse både i Norge og Norden til å forklare hvorfor prisene i årets analyse ligger på et lavere nivå enn i LA23. Endringen er størst i 2030, hvor prisen i årets analyse ligger omtrent 20 prosent lavere enn fjorårets. Prisanslaget for 2035 er nesten 10 prosent lavere i årets rapport.



Boks 2-1. Oversikt over de viktigste endringene fra NVEs langsiktige kraftmarkedsanalyse fra 2023 til 2025.

2.2 Forutsetninger

I dette delkapittelet redegjør vi for forutsetningene som ligger bak de to forbruksbanene for Norge, *Klimaplan* og *Klimatiltak*.

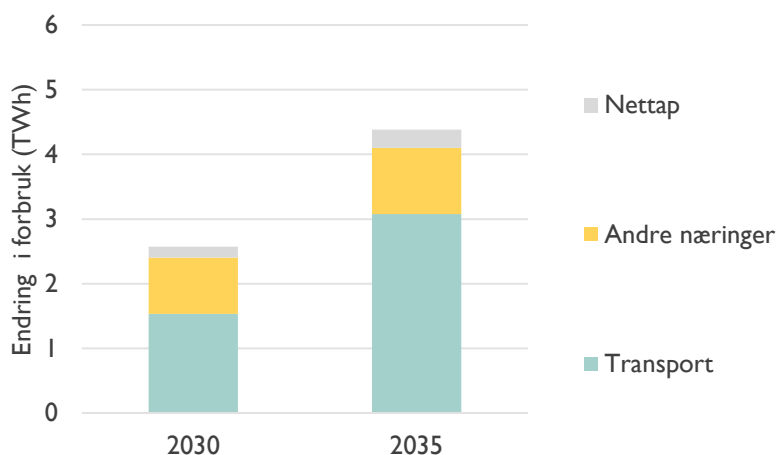
2.2.1 *Klimaplan*: Regjeringens planlagte virkemidler

I forbruksbanen *Klimaplan* forutsetter vi at regjeringen gjennomfører de planlagte virkemidlene fra *Klimastatus og -plan* for 2026. I *Klimaplan* øker kraftforbruket som følge av at de planlagte virkemidlene rettet mot utslipp under innsatsfordelingen (ESR) fører til økt bruk av elektriske løsninger (se 1.2.1 over). Beregningene av økt kraftforbruk utløst av virkemidlene er gjennomført av Klima- og miljødepartementet og Finansdepartementet. Det knytter seg betydelig usikkerhet til beregningene av kraftbehovet ved planlagte virkemidler.

I analysene av *Klimaplan* justerer vi kun kraftforbruket i Norge, mens både produksjon og øvrige forutsetninger holdes uendret fra *Basis*.

I KLIMAPLAN PÅVIRKES HOVEDSAKELIG UTSLIPP UNDER ESR

I forbruksbanen *Klimaplan* øker forbruket i sektorene under innsatsfordelingen (se 1.2.1). Det økte kraftbehovet kan blant annet tilskrives økte klimaavgifter, virkemidler for elektrifisering av tungtransport og planlagte forbud og krav i ikke-kvotepliktig industri, sjøfart og oppvarming. Med NVEs inndeling av forbrukskategorier innebærer dette at kraftforbruket øker i transport og andre næringer. Under andre næringer inngår blant andre mindre kraftkrevende industri og bygg og anlegg. I Figur 2-2 illustreres bidraget fra virkemidlene på kraftforbruk fordelt på forbrukskategori. Se KSP26 for nærmere omtale av virkemidler i klimaplanen.



Figur 2-2. Forbruksvekst i *Klimaplan* utover *Basis* per forbrukskategori i *Klimaplan*.

Kraftforbruket øker med i underkant av 3 og litt mer enn 4 TWh i henholdsvis 2030 og 2035 utover forbruksveksten i *Basis*.¹⁸ Den forholdsvis moderate veksten har sammenheng med at det i basisbanen allerede er tatt hensyn til en forbruksvekst som følge av eksisterende klimavirkemidler (se delkapittel 2.1).

¹⁸ Merk at forbruket øker noe mer enn det anslåtte kraftbehovet knyttet til planlagte virkemidler i KSP26. Dette skyldes at scenarioet *Klimaplan* også inkluderer kraftbehovet knyttet til virkemidler som gikk fra å være planlagte til å bli vedtatte fra KSP25 til KSP26.

Det knytter seg betydelig usikkerhet til beregningene av kraftbehovet ved planlagte virkemidler. Virkemidlene i *Klimaplan* fanger heller ikke opp effektene av all klimapolitikk i klimaplanen, kun de som retter seg mot utslipp omfattet av innsatsfordelingen (ikke-kvotepliktige utslipp). Det er også flere virkemidler i klimapolitikken som det per i dag ikke er metoder for å beregne effekter av. Det er heller ikke alle forsterkninger i klimaplanen som fører til mer elektrifisering. Eksempler er tiltak innen skog- og arealbrukssektoren; for å redusere matsvinn; endrede kostholdsvaner eller de fleste tiltak innen jordbrukssektoren.

2.2.2 Klimatiltak: Miljødirektoratets kartlegging av klimatiltak

Forbruksbanen *Klimatiltak* bygger på Miljødirektoratets rapport *Klimatiltak i Norge: Kunnskapsgrunnlag 2025*. For denne forbruksbanen forutsettes det at *alle* tiltakene i Miljødirektoratets tiltaksrapport gjennomføres. *Klimatiltak* kan forstås som den resulterende forbruksbanen av et mulighetsrom for klimatiltak nasjonalt, og tiltakene i Miljødirektoratets tiltaksrapport knyttes ikke opp mot hvilke virkemidler, eller styrken på disse, som er nødvendig for å utløse tiltakene. Beregningene av økt kraftforbruk som følge av klimatiltakene er gjennomført av Miljødirektoratet. For å unngå dobbelttelling har vi imidlertid gjort noen mindre justeringer.¹⁹

Som i *Klimaplan* justeres kun kraftforbruket i Norge, mens både produksjon og øvrige forutsetninger holdes uendret fra *Basis*.

KLIMATILTAK OMFATTER BÅDE KVOTEPLIKTIGE OG IKKE-KVOTEPLIKTIGE UTSLIPP

Forbruksbanen *Klimatiltak* innebærer et bredt spekter av utslippsreducerende tiltak i alle deler av norsk økonomi. Dette betyr at det gjennomføres tiltak som både rettes mot utslipp under ESR og EU ETS. Gitt at alle tiltakene gjennomføres så raskt som Miljødirektoratet har lagt til grunn, vil Norges utslipp i 2035 kunne være rundt 60 prosent lavere enn de var i 1990.

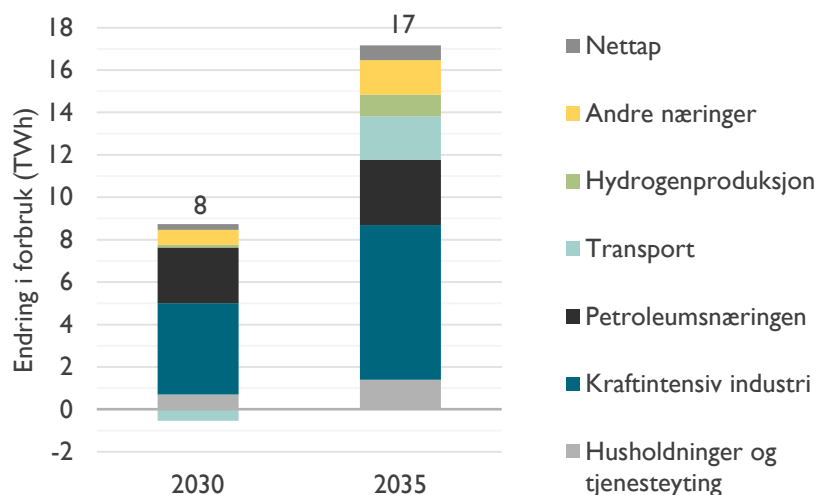
Tiltakene i *Klimatiltak* gir en økning i kraftforbruket i 2030 på om lag 8 TWh utover forbruksveksten i *Basis*, som vist i Figur 2-3. Tiltak rettet mot utslipp under EU ETS i kraftintensiv industri og petroleumsnæringen står for ca. 7 TWh av denne økningen. Denne kategorien inkluderer karbonfangst og -lagring (CCS), elektrifisering av offshoreanlegg, nye kraftkrevende industriprosesser og erstatning av fossile energibærere med utslippsfritt hydrogen. Resten av kraftbehovet kommer fra forbrukskategorier der utslipp går under ESR, som forbruk i husholdninger og tjenesteyting²⁰, samt andre næringer. Viktige tiltak her er at alle nye maskiner på bygg- og anleggsplasser er utslippsfrie i 2030, innfasing av nullutslippsmaskiner i andre næringer og forsert utskifting av vedovner i bygg. Tiltakene i transport er anslått å gi en svak reduksjon i kraftbehovet i 2030, sammenlignet med *Basis*. Dette skyldes at tiltak som går ut på å redusere energibruken til transport, som økt bruk av hjemmekontor, digitale møter og transportmiddelskifte²¹, reduserer kraftbehovet mer enn tiltak som øker kraftbehovet. Eksempelvis at alle nye lastebiler bruker nullutslippsteknologi eller biogass i 2030.

Til 2035 antas tiltakene å øke kraftforbruket med 17 TWh utover forbruksveksten i basisbanen. For forbrukskategoriene med utslipp under EU ETS øker forbruket med 12 TWh, mens resterende økning på 5 TWh kommer i forbrukskategoriene med utslipp under ESR. Sammenlignet med 2030 antar vi en økning i kraftforbruket i andre næringer og transport. Dette er knyttet til tiltak som innfasing av nullutslippsmaskiner på bygge- og anleggsplasser, og at alle nye lastebiler bruker nullutslippsteknologier eller biogass.

¹⁹ I kategorien hydrogenproduksjon har vi lagt inn alle tiltakene knyttet til hydrogenproduksjon i Miljødirektoratets tiltaksrapport, og fjernet forbruket knyttet til hydrogenproduksjon som lå i *Basis*. I tillegg er kraftbehovet knyttet til utfasing av bruk av gass til permanent oppvarming av bygg ikke inkludert da det allerede ligger inne i *Basis*.

²⁰ Husholdninger innebærer her også fritidsboliger.

²¹ Transportmiddelskifte fra bil til gange, sykkel og kollektivtransport

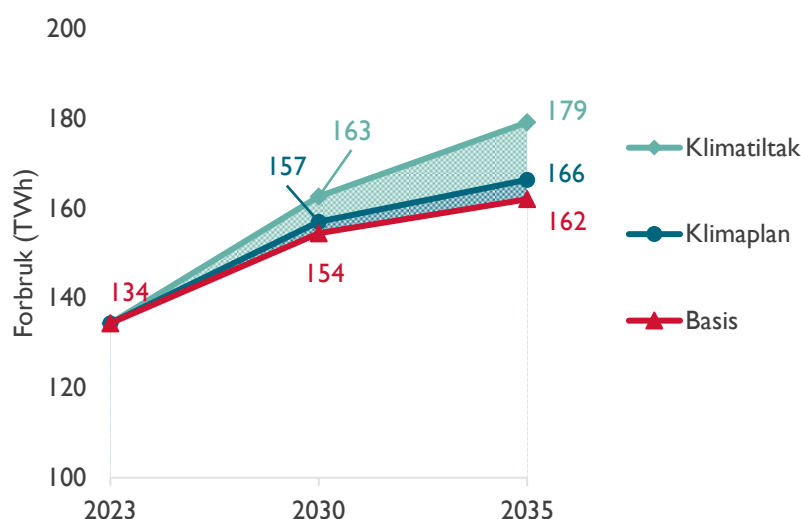


Figur 2-3 Forbruksvekst i Klimatiltak per forbrukskategori, sammenlignet med Basis.

2.2.3 To ulike baner for forbruksvekst som følge av klimatiltak i Norge

Figur 2-4 oppsummerer den totale forbruksveksten i Norge for *Klimaplan* og *Klimatiltak*, sammenlignet med forbruksveksten i *Basis*, for årene 2030 og 2035. Summert opp over alle forbrukskategorier, gir tiltakene under *Klimaplan* en total økning i kraftforbruket med ytterligere ca. 3 TWh i 2030 og 4 TWh i 2035, sammenlignet med basisbanen. Gjennomføring av alle tiltakene i kartleggingen som *Klimatiltak* representerer, vil innebære en økning i kraftforbruket i Norge med om lag 8 og 17 TWh i henholdsvis 2030 og 2035, sammenlignet med basisbanen.

Mens *Klimatiltak* viser forbruksveksten som følge av *alle tiltak* i Miljødirektoratets kartlegging av klimatiltak, viser *Klimaplan* forbruksveksten som følge av regjeringens *planlagte* politikk. De to forbruksbanene må derfor forstås på ulik måte. Regjeringen vurderer hvert år behovet for å justere virkemidlene i klimaplanen, noe som betyr at kraftforbruket som følger av regjeringens klimaplan kan endre seg fra det vi legger til grunn i *Klimaplan*.

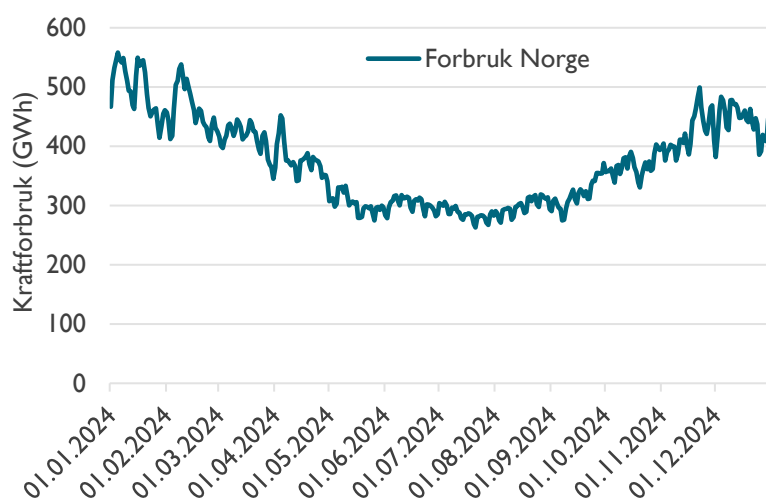


Figur 2-4. Forbruksvekst i Norge i Basis, Klimaplan og Klimatiltak.

2.2.4 Sesong- og døgnprofil for nytt forbruk

Hvordan det nye forbruket varierer gjennom året er med på å forklare hvordan kraftsystemet påvirkes. I vår analyse vil alt forbruk knyttes til forbrukskategorier som følger ulike profiler.

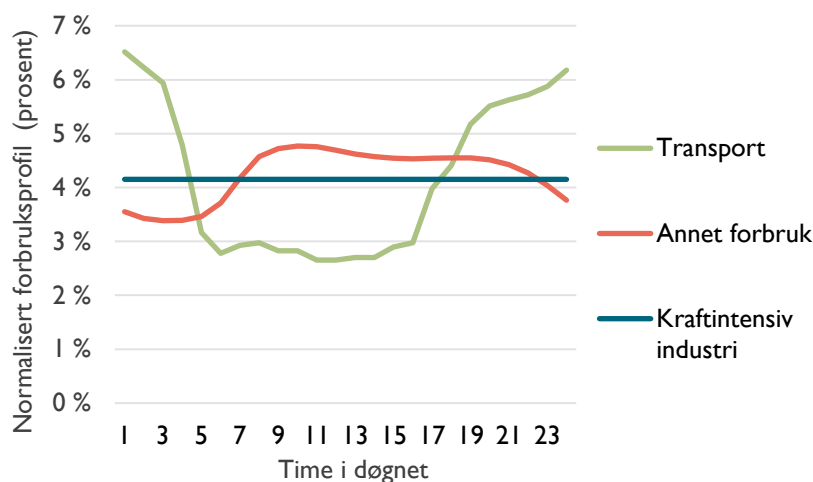
Figur 2-5 viser hvordan det samlede forbruket i Norge varierte over året i 2024. En stor del av forbruket i Norge er temperaturavhengig. Det betyr at forbruket er høyt når det er kaldt, og lavere når det er varmt. Dette skyldes hovedsakelig at det i Norge brukes mye elektrisitet til oppvarmingsformål i bygg. Dersom eksempelvis husholdningsforbruket går opp, alt annet likt, vil sesongprofilen forsterkes, fordi økningen vil være størst på vinterstid. I kraftintensiv industri og petroleumsnæringen vil forbruket være likt gjennom året. En økning i forbruket til disse kategoriene vil isolert sett flytte den samlede forbruksprofilen oppover – og ikke påvirke sesongvariasjonen. Forbruk til transport har en jevnere sesongprofil over året enn byggmen er fortsatt noe høyere på vinterstid enn på sommerstid. En økning i forbruket til transport vil forsterke sesongvariasjonen noe.



Figur 2-5 Samlet norsk kraftforbruk dag for dag i 2024. Kilde: Syspower.

Økningen i kraftforbruket i *Klimaplan* er hovedsakelig knyttet til transport og bygg, og bidrar til å løfte og forsterke sesongprofilen i det samlede norske forbruket. I *Klimatiltak* er veksten størst innenfor næringer hvor forbruket er jevnt over året, som kraftintensiv industri og petroleumsnæringen, og vil i større grad resultere i en parallellforskyvning av lastkurven.

Hvordan forbruket varierer over døgnet kan også påvirke hvilken effekt et økt forbruk vil ha på prisvariasjonen. Figur 2-6 illustrer forbruksprofilene gjennom døgnet for ulike forbrukskategorier vi modellerer. Annet forbruk omfatter kraftforbruket i husholdninger, tjenesteyting, mindre industri og øvrig næringsvirksomhet. Disse har en døgnprofil hvor forbruket er høyere på dagtid enn det er om natten. Profilen til transport bærer preg av at mye av forbruket består av lading som foregår på kvelds- og nattestid. Dermed får vi en profil med en form som er i motfase til profilen for annet forbruk. For kraftintensiv industri og petroleumsnæringen antar vi at døgnprofilen for forbruket, i likhet med sesongprofilen, ikke varierer. Slik får disse kategoriene et antatt forbruk som ligger flatt i alle timer gjennom hele året.



Figur 2-6 Døgnprofiler for ulike typer forbruk i vår analyse.

2.3 Virkninger på kraftmarkedet

I dette delkapittelet presenterer vi virkningene på kraftmarkedet av forbruksveksten i de to forbruksbanene for Norge, *Klimaplan* og *Klimatiltak*.

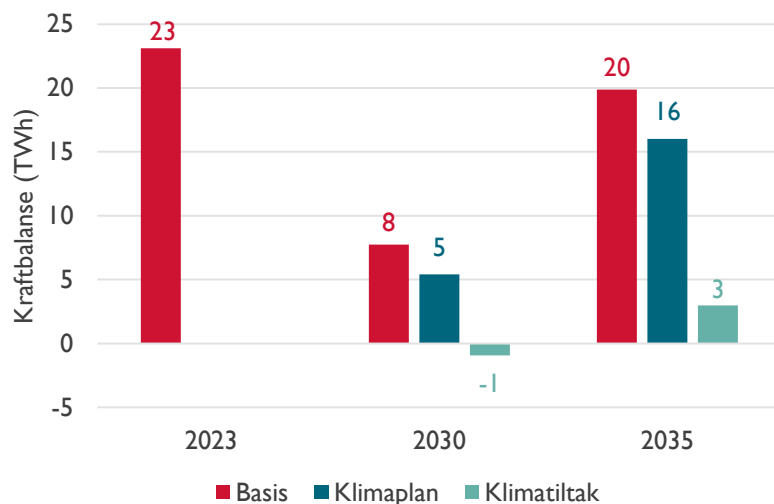
2.3.1 Kraftbalanse og kraftutveksling med utlandet

FORBRUKSVEKST SOM FØLGE AV KLIMATILTAK GIR REDUSERT KRAFTBALANSE

I årets analyse er kraftbalansen i basisbanen sterkere enn i fjorårets rapport. Dette skyldes at fjorårets rapport tok utgangspunkt i basisbanen i *Langsiktig kraftmarkedsanalyse 2023*, mens årets analyse bygger på basisbanen i vår oppdaterte kraftmarkedsanalyse fra 2025. Dette gjør at vi også får sterkere kraftbalanser i analysene av forbruksbanene i denne rapporten sammenlignet med det vi fant i fjorårets rapport. Boks 2-1 beskriver de viktigste endringene i basisbanen fra 2023- til 2025-analysen.

I årets basisbane venter vi at den norske kraftbalansen i et normalår vil svekkes fra om lag 21 TWh i 2023 til om lag 8 TWh i 2030, som følge av en betydelig forbruksøkning. Deretter venter vi at en økning i kraftproduksjonen vil bidra til å styrke kraftbalansen igjen, til om lag 20 TWh i 2035. Det økte kraftforbruket knyttet til de planlagte virkemidlene i *Klimaplan* bidrar til at kraftbalansen svekkes ytterligere fram mot 2030 enn i *Basis*. Kraftbalansen i *Klimaplan* holdes likevel positiv gjennom hele analyseperioden. Figur 2-7 viser ventet utvikling i kraftbalansen i Norge mot 2035 i *Basis*, sammen med kraftbalansene i *Klimaplan* og *Klimatiltak* i samme periode.

I *Klimatiltak* legger vi til grunn en mer omfattende gjennomføring av elektrifiseringstiltak. En slik forbruksøkning reduserer kraftoverskuddet i Norge betydelig og det blir en svakt negativ kraftbalanse på -1 TWh i 2030. Deretter vil forventningen om økt kraftproduksjon som ligger til grunn i *Basis* bidra til at kraftbalansen styrkes og blir svakt positiv i 2035.



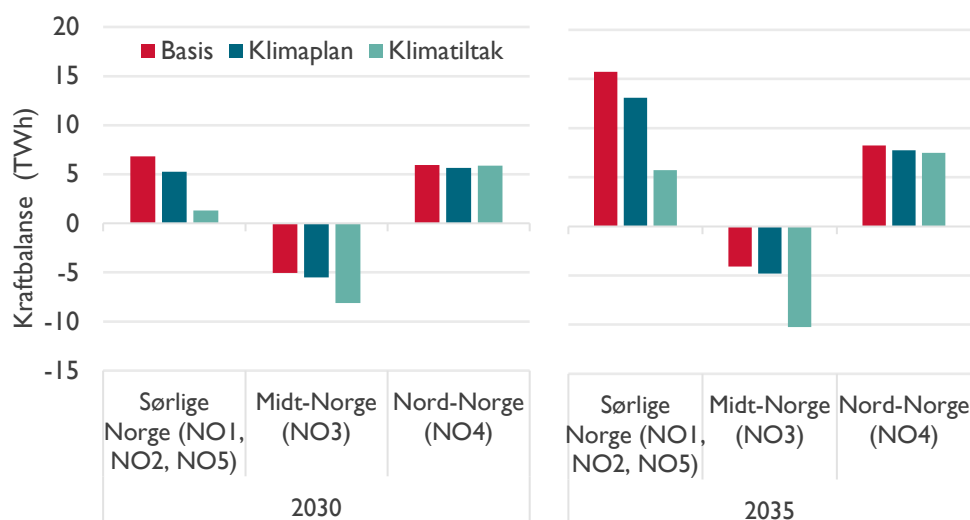
Figur 2-7. Norsk kraftbalanse i et normalår mot 2035 i Basis, Klimaplan og Klimatiltak. Gjennomsnitt av 30 værår.

FORBRUKSVEKSTEN FORDELER SEG ULIKT REGIONALT I DE TO BANENE

I begge forbruksbanene legger vi til grunn økt forbruk i alle prisområdene i Norge. Økningen fordeler seg derimot litt ulikt mellom regioner i de to banene. Figur 2-8 viser hvordan dette gir ulike utslag for kraftbalansen i sørlige Norge (NO1, NO2 og NO5)²², Midt-Norge (NO3) og Nord-Norge (NO4). Tiltakene i Klimaplan og Klimatiltak reduserer det norske kraftoverskuddet sammenlignet med Basis.

I Klimaplan øker forbruket i hovedsak i kategoriene transport og andre næringer. Veksten i disse er størst i områder som har størst befolkning. Kraftbalansen reduseres dermed mest i Sørøst-Norge (NO1) og Sørvest-Norge (NO2), som er blant de mer folkerike prisområdene.

I Klimatiltak er forbruksøkningen størst i Sørvest-Norge (NO2) og Midt-Norge som følge av at kraftkrevende tiltak i industri og petroleumsnæringen gjennomføres. Dette resulterer i en svekket, men fortsatt positiv kraftbalanse i sørlige Norge. I Midt-Norge øker underskuddet, og kraftbalansen ender på -10 TWh i 2035. I Nord-Norge synker kraftoverskuddet med ca. 1 TWh sammenlignet med Basis.



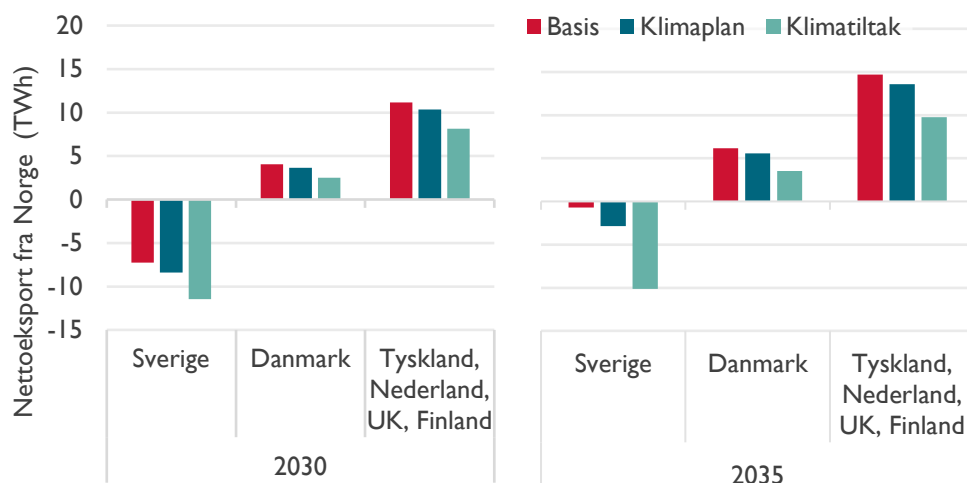
Figur 2-8. Utviklingen i den regionale kraftbalansen i Norge i Basis, Klimaplan og Klimatiltak. Gjennomsnitt av 30 værår.

²² Vi refererer til følgende prisområder når vi omtaler de ulike landsdelene: Sørøst-Norge (NO1), Sørvest-Norge (NO2), Midt-Norge (NO3), Nord-Norge (NO4), Vest-Norge (NO5), og sørlige Norge (NO1, NO2 og NO5)

DET REDUSERTE KRAFTOVERSKUDDET GIR REDUSERT NETTOEKSPORT

Lavere kraftoverskudd innebærer mindre tilgjengelig kraft til eksport. I tillegg vil det være behov for import av kraft i flere perioder og værscenarier for å dekke kraftforbruket. Figur 2-9 oppsummerer eksporten fra Norge i et normalår.

Norge har nettoimport fra Sverige både i *Basis*, *Klimaplan* og *Klimatiltak*, i både 2030 og 2035. Norge er tett koblet til Sverige via flere overføringslinjer. I *Basis* forutsetter vi et stort kraftoverskudd og lave priser i Sverige mot 2035. Det økte kraftforbruket i Norge i *Klimaplan* og *Klimatiltak*, samt lavere priser i Sverige enn hos våre andre handelspartnere, gir en økning i nettoimport fra Sverige.



Figur 2-9 Kraftutveksling med naboland i et normalår i Basis, Klimaplan og Klimatiltak. Positive verdier er nettoeksport, mens negative verdier er nettoimport.

2.3.2 Gjennomsnittlige kraftpriser

LAVERE KRAFTBALANSE GIR HØYERE KRAFTPRISER I HELE NORGE

En svakere norsk kraftbalanse gjør at vannet i vannkraftmagasinene verdsettes høyere, slik at vannkraftproduksjonen bys inn i markedet til en høyere pris. Motsatt vil en sterk underliggende kraftbalanse gjøre at vannkraftprodusentene må justere ned verdien av vannet for å unngå at magasinene blir fulle og vannet går tapt. I notatet *Sammenhengen mellom kraftbalanse og kraftpris*²³ gir vi en grundigere beskrivelse av hvilke markedsmekanismer som gir økte kraftpriser ved en svekket kraftbalanse.

Både i *Klimaplan* og *Klimatiltak* fører en svakere kraftbalanse til økte kraftpriser i alle de norske prisområdene, sammenlignet med *Basis*. I *Basis* ligger snittprisene på 62-71 øre/kWh i 2030, og 49-57 øre/kWh i 2035. Utfallsrommet vi oppgir er basert på prisen i de ulike prisområdene.²⁴ Figur 2-10 viser gjennomsnittlig kraftpris i de norske prisområdene.

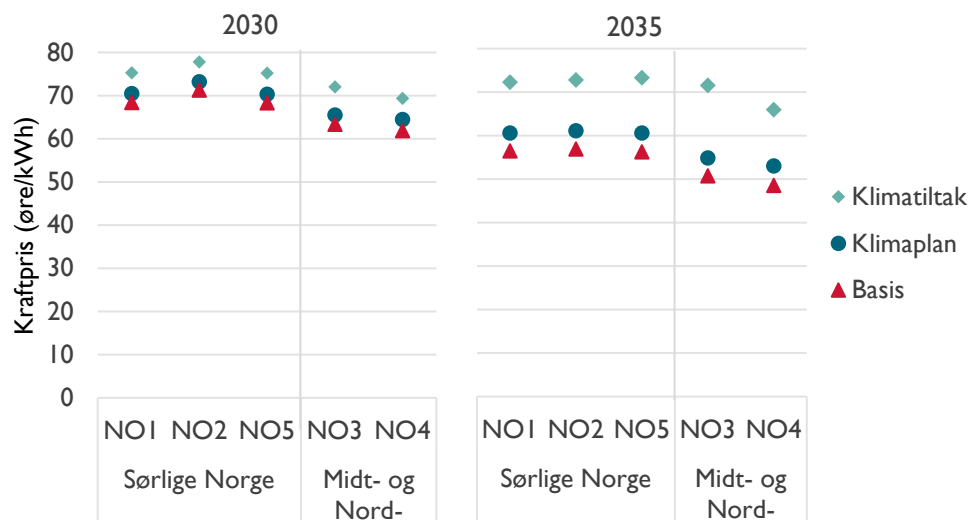
Regjeringens planlagte virkemidler i *Klimaplan* gir en begrenset reduksjon i kraftbalanse, sammenlignet med *Basis*. De gir også en moderat gjennomsnittlig prisøkning på 2-3 øre/kWh i 2030, og 4-5 øre/kWh i 2035. Prisøkningen er relativt lik i alle prisområdene.

Forbruksveksten i *Klimatiltak* gir en større reduksjon i kraftbalanse, og en økning i gjennomsnittlige kraftpriser på 7-9 øre/kWh i 2030, og 16-21 øre/kWh i 2035. Prisen øker mest i Midt-Norge fordi det er

²³ Notat: *Sammenhengen mellom kraftbalanse og kraftpris*, NVE, 2023.

²⁴ I denne rapporten oppgir vi ikke én samlet kraftpris for hele Norge, men presenterer et utfallsrom basert på prisene i de ulike prisområdene.

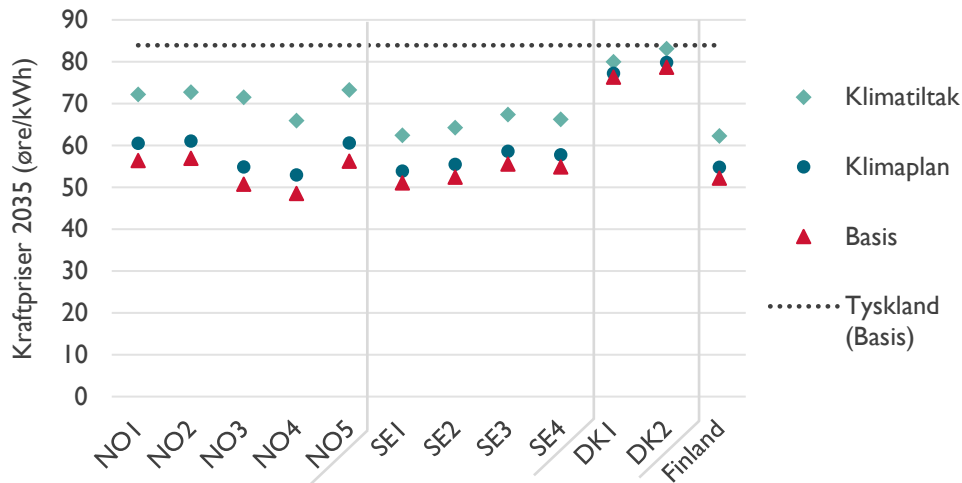
der forbruksøkningen er størst. Prisnivået i Midt- og Nord-Norge ligger likevel fortsatt under prisnivået i sørlige Norge både i 2030 og 2035. Prisforskjellen mellom nord og sør blir imidlertid mindre.



Figur 2-10. Gjenomsnittlig kraftpriser i 2030 (til venstre) og 2035 (til høyre) for de ulike forbruksbanene. Gjennomsnitt av 30 værår.

NORSKE SNITTPRISER ER FORTSATT LAVERE ENN I NORD-EUROPA

Med *Klimaplan* ligger snittprisen i Norge mellom 64-73 øre/kWh i 2030, og 53-61 øre/kWh i 2035, avhengig av prisområde. Ved gjennomføring av tiltakene i *Klimatiltak* øker snittprisen til mellom 69-78 øre/kWh i 2030, og 66-73 øre/kWh i 2035. For begge forbruksbanene ligger snittprisene i Norge lavere enn i Nord-Europa, som i *Basis* ligger rundt 85 øre/kWh både i 2030 og i 2035 som vist i Figur 2-11.

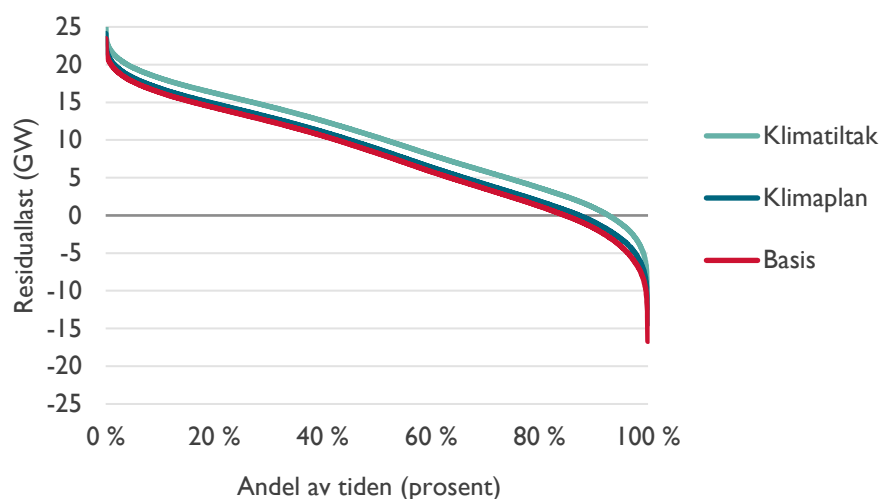


Figur 2-11 Gjenomsnittlige kraftpriser per prisområde i 2035. Gjennomsnitt av 30 værår.

2.3.3 Prisvariasjon

FORBRUKSVEKSTEN KAN GI REDUSERT EFFETKBALANSE OG FLERE HØYPRISTIMER

Figur 2-12 viser residuallasten til de to forbruksbanene, sammenlignet med *Basis*. *Residuallasten* er den delen av forbruket som må dekkes av regulerbar kraftproduksjon import, etter at uregulerbar fornybar kraftproduksjon er trukket fra (se også definisjon i *Begrepsavklaringer*). Figuren viser at residuallasten øker mest i *Klimatiltak*. Denne forbruksbanen gir både størst økning i totalforbruk og andel ufleksibelt forbruk.



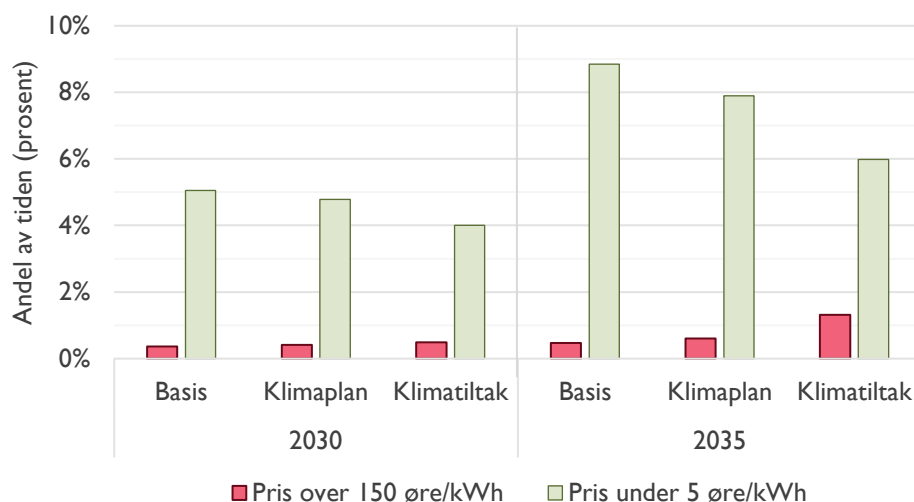
Figur 2-12 Residuallast i Norge i 2035 i Basis, Klimaplan og Klimatiltak. Residuallasten er her definert som forbruk time for time fratrasket produksjon fra uregulerbar vannkraft, solkraft og vindkraft.

Økt residuallast innebærer at høyere forbruksnivåer må dekkes av regulerbare produksjonsteknologier og import. En høyere residuallast kan indikere en strammere effektbalanse. Med effektbalanse mener vi balansen mellom tilgjengelig effekt (produksjon og import) og forbruk i kraftsystemet i timene med høyest etterspørsel etter kraft. Det norske kraftsystemet har historisk hatt et effektoverskudd i timene med høyest effektforbruk. I rapporten *Norsk og nordisk effektbalanse mot 2035*²⁵ viste vi at vi forventet at den norske effektbalansen vil minke fram mot 2035. Vi har ikke gjennomført en egen analyse av hvordan det økte forbruket i *Klimaplan* og *Klimatiltak* vil påvirke den norske effektbalansen fram mot 2035, men det er rimelig å legge til grunn at økt forbruk, alt annet likt, vil bidra til å redusere den norske effektbalansen.

En strammere effektbalanse kan gjøre at vi oftere får timer med høye priser hvor kraftprisen i sørlige Norge settes av prisnivået i utlandet. I tillegg kan prisen overstige prisen i Nord-Europa i timene hvor det ikke er tilstrekkelig produksjons- og importkapasitet til å dekke forbruket. I disse timene øker prisen til et nivå hvor deler av forbruket midlertidig reduseres. Hvor høy prisen blir i den aktuelle timen, avhenger av prisen og effektbalansen i utlandet samt prissensitiviteten til forbruket. Tiltak som mer fleksibilitet i forbruket, mer regulerbar produksjonskapasitet og økt batterikapasitet kan motvirke reduksjonen i effektbalansen av det økte forbruket, og eventuelle pristopper.

Økt forbruk fører også til færre timer med negativ residuallast, noe som gir færre lavpristimer sammenlignet med *Basis*. Figur 2-13 viser økningen i andel av tiden med priser over 150 øre/kWh og under 5 øre/kWh sammenlignet med *Basis*. Økningen i antall høypristimer og reduksjonen i antall lavpristimer er størst i *Klimatiltak*. Spesielt i 2035, året med høyest forbruk. Vi ser også at reduksjonen i antall lavpristimer er større enn økningen i antall høypristimer. Dette betyr generelt at prisene løftes og fører til flere høye pristopper, og færre veldig lave- og nullpristimer i systemet.

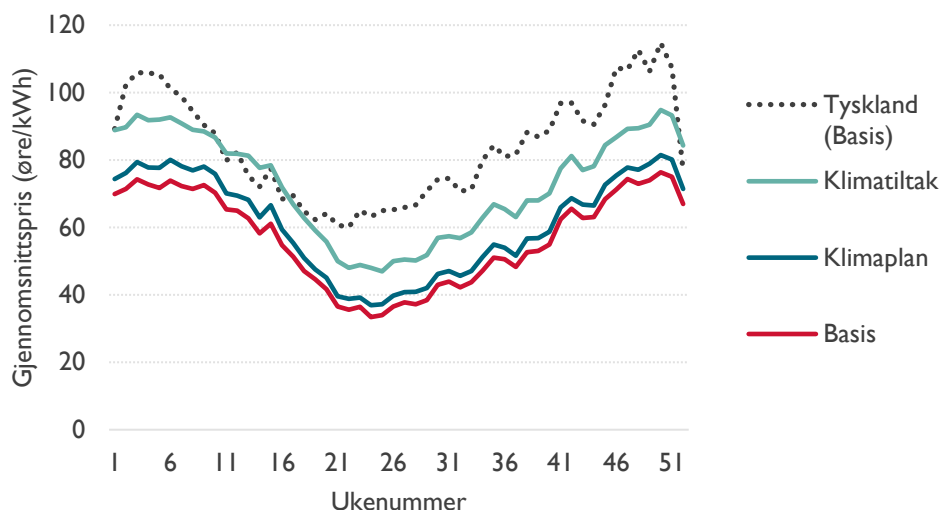
²⁵ [Norsk og nordisk effektbalanse mot 2035, NVE, Rapport 20/2024](#)



Figur 2-13 Økning i andel av tiden med høye og lave priser i NO2 sammenlignet med Basis for Klimaplan og Klimatiltak.

SESONGVARIASJONEN I PRISENE ØKER MED BEGGE FORBRUKSBANENE

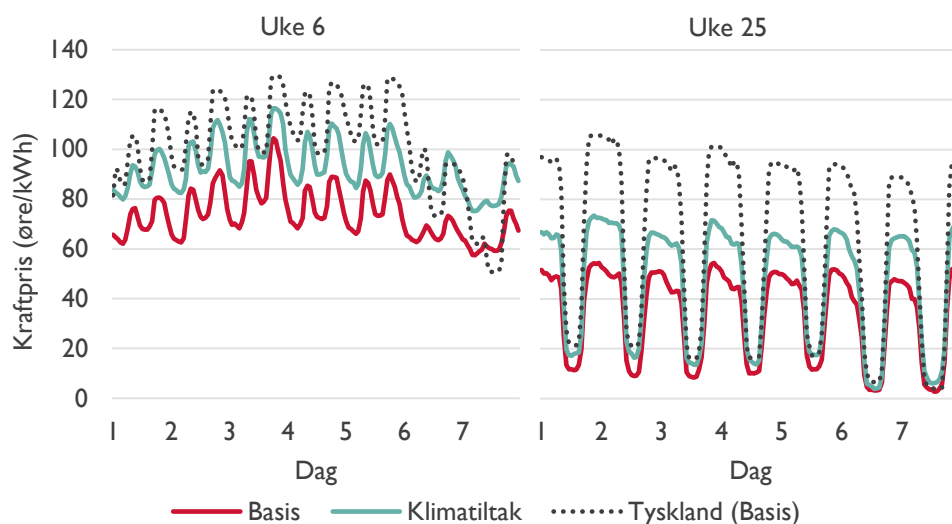
Både med *Klimaplan* og *Klimatiltak* øker vinterprisene noe mer enn sommerprisene. Som vist i Figur 2-14 er effekten størst i *Klimatiltak*. Gitt denne forbruksbanen vil Norge ha underskudd av kraft på vinterstid, mens det på sommerstid fortsatt vil være et overskudd. På vinteren reduseres eksporten av kraft mot Danmark og Nord-Europa og handelen blir mer balansert. For å få import sørfra når det trengs, må norske kraftpriser i *Klimatiltak* være like eller høyere enn i våre naboland i en større andel av tiden. I Nord-Europa vil det ofte være gasskraft som er den prissettende produksjonen, og da må prisene i Norge være høye nok til å dekke kostnadene for slik produksjon. Forbruksøkningen på sommerstid kan i større grad enn forbruksøkning på vinteren dekkes av rimelig import og uregulerbar kraftproduksjon med lav marginalkostnad, noe som bidrar til å dempe prisseffekten på sommeren noe.



Figur 2-14 Gjennomsnittlig kraftpris per uke i et normalår i NO2 og Tyskland i 2035.

I *Klimatiltak* reduseres forskjellen mellom norske og tyske kraftpriser i de fleste timene i uken på vinterstid, men variasjonen over døgnet i de norske prisene endrer seg lite. På sommerstid vil det fortsatt være et kraftoverskudd, med høy produksjon av uregulert vannkraft. Som i dag, vil denne produksjonen konkurrere med solkraftproduksjon på dagtid, og effekten på de norske kraftprisene midt på dagen er moderat. I de øvrige timene i døgnet vil høyere forbruk gi et mindre press nedover på de norske kraftprisene, og færre timer med flaskehals mot Nord-Europa. Til sammen gir dette økt prisvariasjon over døgnet på sommerstid

i norske kraftpriser. Figur 2-15 viser hvordan kraftprisene i 2035 varierer gjennom døgnet i en vinteruke og i en sommeruke i Sørvest-Norge (NO2) sammenlignet med Tyskland, i Basis og Klimatiltak.



Figur 2-15 Kraftpriser gjennom uken for NO2 og Tyskland en vinteruke (venstre) og en sommeruke (høyre) i 2035 i Basis og Klimatiltak.

2.3.4 Værvariasjoner

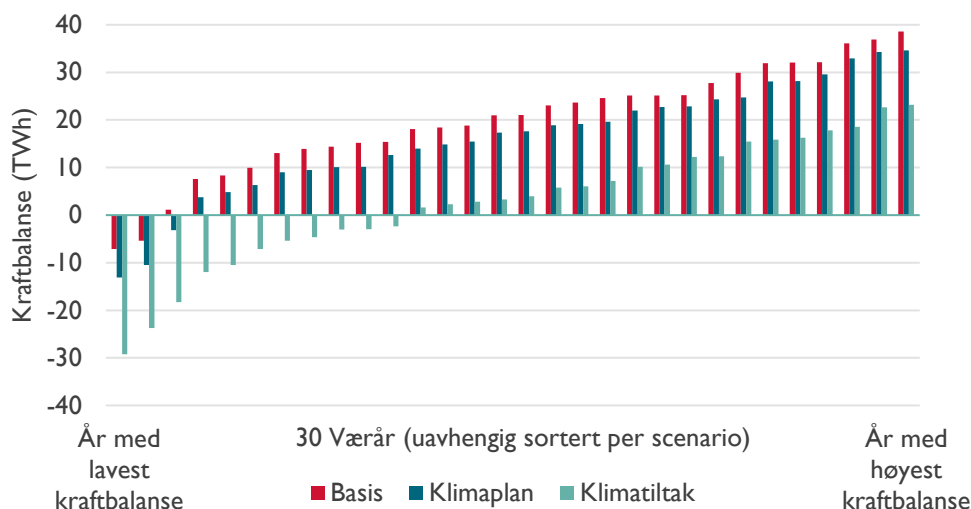
VÆRET PÅVIRKER BÅDE KRAFTOVERSKUDDET, -UTVEKSLINGEN OG -PRISENE

Den norske kraftprisen svinger mye fra år til år. En viktig grunn til dette er at det norske kraftsystemet er væravhengig, både på produksjonssiden og forbrukssiden. En stor del av det norske kraftforbruket i husholdningene og tjenesteytende er temperaturavhengig, ettersom oppvarming av bygg i stor grad skjer ved bruk av elektrisitet. Samtidig er vannkraft den klart dominerende produksjonsformen i Norge, og tilsiget til vannkraftmagasinene varierer mye fra år til år. I vår referanseperiode²⁶ er tilsiget som kommer i løpet av det våteste året nesten dobbelt så høyt som i det tørreste året.

Kraftbalansen beskriver ressursituasjonen for et normalår, som vi definerer som gjennomsnittet av 30 værår fra 1991 til 2020. Ressursituasjonen i hvert enkelt år, vil imidlertid preges av værforholdene i det spesifikke året. Været påvirker faktorer som tilsig, vind og temperatur. Figur 2-16 viser utfallsrommet for den væravhengige kraftbalansen (se definisjon i Begrepsavklaringer) med de ulike forbruksbanene.

I tørre år med lite tilsig vil Norge ha et kraftunderskudd, og importen av kraft vil være betydelig større enn i et normalår. Motsatt vil overskudd av kraft, og dermed krafteksporten, generelt være større i de våtere årene med større tilsig og eventuelt mer uregulerbar vannkraft. I *Klimatiltak* er det i 2035 negativ kraftbalanse i 11 av de 30 værårene i våre modellkjøringer, sammenlignet med to og tre år i henholdsvis *Basis* og *Klimaplan*. I disse årene er Norge avhengig av nettoimport av kraft for å dekke forbruket. I 2030 er det flere værår med nettoimport med alle forbruksbaner. Dette er fordi det i 2030 er mindre produksjon og en svakere balanse i et normalår.

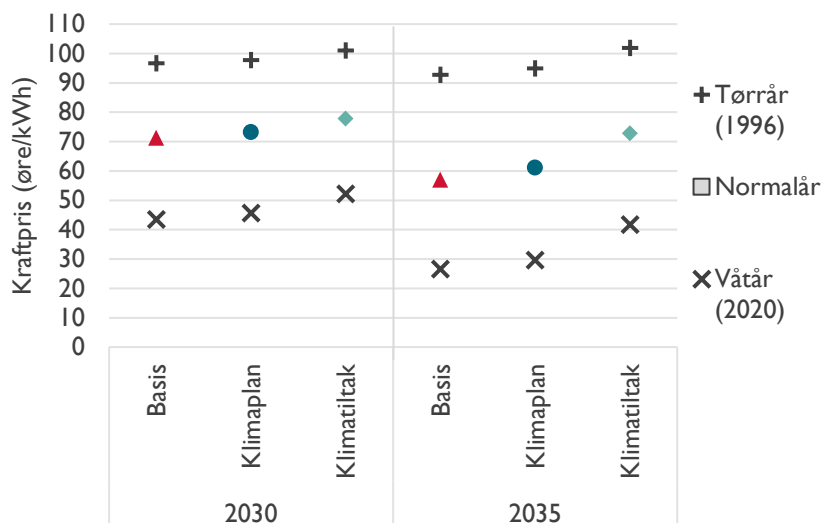
²⁶ I analysene bruker vi en 30-års referanseperiode for værår, som inkluderer været i årene 1991 til 2020. Se også nærmere beskrivelse i *Begrepsavklaringer*.



Figur 2-16. Utfallsrommet for kraftbalansen i 2035 med de ulike forbruksbanene basert på de 30 værårene i modellen. Kraftbalansen er sortert fra svakest til sterkest for hver analyse. Det er dermed ikke nødvendigvis det samme væråret som sammenlignes på tvers av de ulike forbruksbanene.

VARIASJONER I VÆR GIR ET STORT UTFALLSROM FOR GJENNOMSNITTLIGE PRISER

Figur 2-17 viser hvordan værvariasjoner gir et betydelig utfallsrom for årlige gjennomsnittspriser. I *Klimaplan* gir variasjoner mellom værår et utfallsrom for snittprisene på 45-100 øre/kWh i 2030, og 30-95 øre/kWh i 2035. I *Klimatiltak* er utfallsrommet for snittprisene på 50-100 øre/kWh i 2030, og 40-105 øre/kWh i 2035.



Figur 2-17 Utfallsrom for kraftprisene i NO2 gitt av variasjon i været med de ulike forbruksbanene.

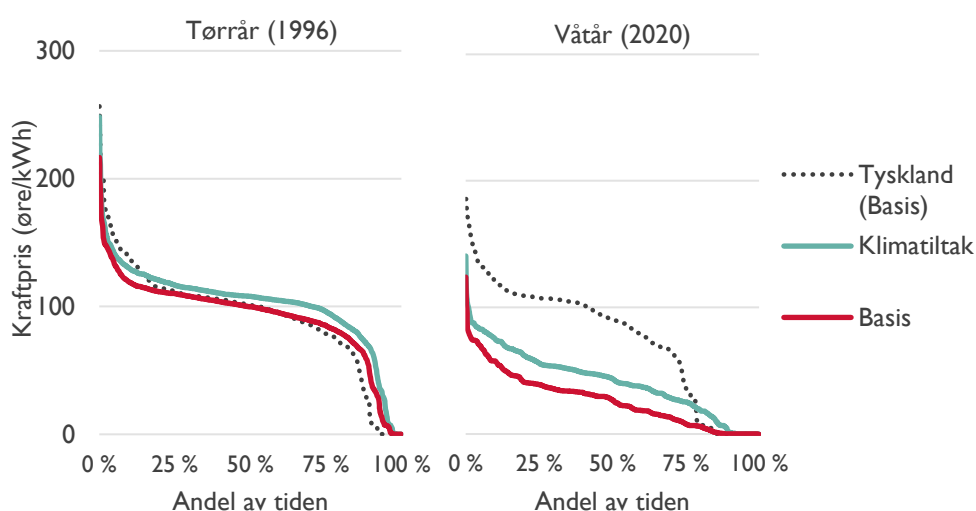
Med både *Klimaplan* og *Klimatiltak* blir utfallsrommet i prisene mellom værår likevel noe mindre enn i *Basis*, og utfallsrommet er minst i *Klimatiltak*. Dette skyldes at økt forbruk løfter prisene mer i våtår enn i tørrår. Forskjellen mellom forbruksbanene er imidlertid liten.

I våte år, med mye nedbør og tilsig, vil det ofte være et stort overskudd av kraft. Da vil også ønsket om å produsere være høyt store deler av året fordi flere av kraftprodusentene ikke har tilstrekkelig kapasitet i magasinene til å lagre de store vannmengdene. Da vil vannkraftprodusentene verdsette vannet i magasinet lavere for å unngå at magasinene blir fulle og vannet går tapt. Samtidig vil det i perioder være mye uregulerbar vannkraft tilgjengelig. Økt solkraftproduksjon gir ytterligere prisreduksjon om sommeren.

Dersom det også er høy solkraftproduksjon i landene rundt oss, kan kraftoverskuddet i markedet bli betydelig, og det kan bli perioder med svært lave priser, og priser ned mot null.

Økt forbruk bidrar til at det blir mindre overskudd av kraft i de våte årene, slik at vannkraftprodusentene vil verdsette vannet i magasinene høyere. Varighetskurven i Figur 2-18 viser at økt forbruk i *Klimatiltak* gir færre nullpriser enn i *Basis*. Kraftprisen er også jevnt høyere i det våte væråret 2020 enn i tørråret 1996. Vi ser også at prisen fortsatt er betydelig lavere enn prisen i Tyskland i våte år.

I de tørre årene blir det mindre tilgjengelig kraft til eksport, og produsentene vil verdsette vannet i norske magasiner likt, eller høyere enn, prisen på regulerbar produksjon hos handelspartnere. Denne prisen er ofte gitt ved den kortsiktige marginalkostnaden til gasskraft, og prisene er derfor mindre påvirket av variasjoner i været. På denne måten danner marginalkostnaden for gasskraft ofte et øvre referansepunkt for de norske kraftprisene. I tørre år ligger allerede norske priser i *Basis* tett på dette nivået en stor andel av tiden. Med økt forbruk skjer dette enda oftere.



Figur 2-18 Prisene time for time i NO2 og Tyskland i 2035, sortert fra høyest til lavest. Til venstre er prisene i tørråret 1996, mens til høyre ser vi prisene i våtåret 2020.

Som vist tidligere i ligger snittprisene i et normalår lavere enn snittprisen i Tyskland for alle forbruksbaner og i alle de norske prisområdene. I et tørrår er imidlertid snittprisene i eksempelvis NO2 på nivå med og høyere enn snittprisene i Nord-Europa i både *Klimaplan* og *Klimatiltak*. Forskjellen er størst i *Klimatiltak*. Som beskrevet tidligere gir økt forbruksvekst flere høypristimer og noen timer hvor prisene er høyere enn i Nord-Europa, og det er utkobling av forbruk som setter prisen.

2.3.5 Mulige barrierer og begrensninger

NETTKAPASITET TIL 2035 ER EN KNAPP RESSURS

De siste årene har antallet aktører som ønsker tilknytning til kraftnettet økt betydelig. Kapasiteten i nettet er begrenset og i mange tilfeller må nettselskapene planlegge og gjennomføre tiltak for å kunne tilknytte nytt forbruk.

Om det er nettkapasitet til forbruket i *Klimaplan* og *Klimatiltak* må avgjøres av de aktuelle nettselskapene, og avhenger blant annet av hvor stort forbruket er, hvor forbruket kommer, og når det ønsker tilknytning. Nettselskaper plikter å holde av kapasitet for uttakskunder inntil 1 MW i regionalt distribusjonsnett, og

inntil 5 MW og opp til 20 GWh/år i transmisjonsnettet.²⁷ Dette betyr at det som hovedregel ikke skal være behov for nettiltak for tilknytningsforespørsler med kapasitetsvolumer innenfor disse grensene. En vurdering av hvert enkelt punktuttak og tilgjengelig kapasitet i eksisterende nett er noe som må gjøres i hver konkret tilknytningssak.

Forbruksveksten i *Klimaplan* er i stor grad knyttet til virkemidler innenfor transport, mindre kraftkrevende industri samt bygg og anlegg. Dette utgjør som regel flere mindre punktuttak (< 1-5 MW) som trolig faller inn under kategorien som nettselskapene skal holde av kapasitet til.

I *Klimatiltak* ligger det betydelig større forbruksvekst, og flere av tiltakene innebærer større punktuttak i nettet (> 5 MW). Per september 2025 er det ifølge Statnetts statistikk for tilknytningssaker reservert kapasitet til i overkant av 7500 MW forbruk i dagens og planlagt nett.²⁸ Dette tilsvarer i overkant av 50 TWh kraftforbruk, dersom vi antar en brukstid på 7000 timer. I tillegg står i overkant av 9500 MW i kapasitetskø.²⁹ Vi har ikke gjennomgått hele tilknytningsregisteret i detalj og sjekket hvilke av tiltakene i *Klimatiltak* som ligger inne som reservert forbruk, eller i kapasitetskø, men flere av tiltakene er trolig ikke på et stadium hvor det er søkt om nettkapasitet. Nettselskapene skal behandle kundene ikke-diskriminerende og det er kun modne prosjekt som får prioritet, i tillegg til at Energidepartementet har foreslått å prioritere nasjonale sikkerhetsinteresser. Nye tiltak for utslippskutt kan dermed risikere å måtte vente lenge på ledig nettkapasitet.

DET ER USIKKERT HVA SLAGS FORBRUK SOM VIL BLI ETABLERT

Samtidig er det usikkert hvor mange av prosjektene i Statnetts tilknytningsregister som faktisk blir realisert. Det har vært flere tilfeller av forbruksplaner som faller bort eller nedskaleres. For eksempel er det stor usikkerhet knyttet til forbruk til grønn hydrogenproduksjon, og Statnett har uttrykt at de ikke tror alle disse prosjektene blir realisert.³⁰ Dette kan i så fall frigjøre kapasitet til annet forbruk. Dersom det er snakk om å øke effektuttaket i eksisterende forbruk, og de har de nødvendige tillatelser på plass, kan det være større sannsynlighet for at dette forbruket vurderes som modent etter modenhetskriteriene.³¹

Det er også usikkert på hvilket prisnivå det blir mindre aktuelt å etablere ny industri i Norge, eller når det blir for dyrt for eksisterende forbruk å fortsette sin virksomhet. Ny industri som datasenter vokser raskt, og ser ut til å ha høy betalingsvilje. Av det reserverte forbruket i Statnetts database utgjør eksempelvis datasentre om lag 35 prosent, eller 20 TWh, av det reserverte forbruket, mens vi i vår basisbane har en vekst på ca. 8 TWh til 2035. Kommer det mye annen ny industri før eksisterende industri har rukket å omstille seg, kan dette øke prisnivået og gjøre en eventuell omstilling enda mer kostbar. Her vil samspillet mellom kraftpris og virkemidler som fremmer klimatiltak kunne påvirke utviklingen. Det er flere typer virkemidler; økonomiske, regulatoriske og teknologirelaterte. Høyere CO2-avgift er eksempel på et økonomisk virkemiddel som kan påvirke lønnsomheten til et klimatiltak, selv ved økte kraftpriser.

TIDSPUNKT OG OMFANG FOR FRAMTIDIG NY KRAFTPRODUKSJON ER USIKKER

I basisbanen ligger det inne en produksjonsvekst på om lag 25 TWh i Norge til 2035. I hovedsak kommer produksjonsøkningen fra prosjekter innen havvind, vindkraft på land og solkraft. Flere av disse nye prosjektene er i en konsesjonsprosess, men det er kun en liten andel som har konsesjon i dag.

Det er ikke gitt at all produksjonen som ligger inne i basisbanen vil komme til tiden vi har antatt. Saker som berører mange interesser, tar tid å behandle. Natur- og miljøvirkninger må også utredes grundig.

²⁷ Effekt- og energigrensen i transmisjonsnettet forutsetter at det er ledig kapasitet i underliggende nett.

²⁸ «Statistikk om tilknytningssaker», Statnett

²⁹ Dersom det ikke er kapasitet i eksisterende eller planlagt nett, må kundene som har bestilt kapasitet og er tilstrekkelig modne for reservasjon stå i kø for kapasitet som kan bli tilgjengelig fram i tid, eller dersom nettselskapet holder på å utrede aktuelle tiltak.

³⁰ «Statnett tror ikke dagens store hydrogenprosjekter vil bygges – kan frigjøre masse plass i nettkøen», Europower, publisert 22. september 2025

³¹ «Modenhetsmatrise med modenhetskriterier for å bli plassert i kapasitetskø og/eller reservere kapasitet», Fornybar Norge

Beslutninger om utbygging av vind- og solkraftverk må forankres med kommuner og lokalbefolkning. Det er derfor knyttet usikkerhet til hvor mye av, og når, produksjonen som ligger inne i basisbanen vil komme. Blir noen av produksjonsplanene utsatt i forhold til hva som ligger til grunn i *Basis* kan priseffekten av forbruksøkningene i *Klimaplan* og *Klimatiltak* øke, alt annet likt.

3 Scenario for Norden

Norge er tett integrert med det nordiske og nord-europeiske kraftsystemet. Derfor blir det norske kraftsystemet påvirket av hva som skjer i omkringliggende land. Hittil har vi kun sett på endringer på forbrukssiden i Norge. I dette kapittelet utvider vi perspektivet til å gjelde hele Norden, og utarbeider et tenkt scenario for en mulig omstillingsdrevet utvikling av det nordiske kraftmarkedet mot 2035. Scenarioet *Klimaplan Norden* er et utforskende scenario der vi vurderer hvordan en mulig utvikling kunne blitt, dersom vi antar en omstillingsdrevet forbruksvekst i alle de nordiske landene.

I scenarioet *Klimaplan Norden* antar vi en forbruksbane for Norge som tilsvarer *Klimaplan*. I tillegg antar vi at de øvrige landene i Norden også øker takten på omstillingen, slik at kraftforbruket fram mot 2035 øker sammenlignet med *Basis*. I scenarioet antar vi at hvert av de nordiske landene gjennomfører klimatiltak som gir økt kraftbehov, utover det vi allerede har lagt til grunn i basisbanen som følge av vedtatt politikk. Dette gir et høyere forbruk i hvert av de nordiske landene både i 2030 og 2035, sammenlignet med *Basis*. I *Klimaplan Norden* forutsetter vi at mulige prisvirkninger av det økte forbruket fungerer som drivere for tilpasninger i markedet. Disse driverne fører til en respons både på tilbuds- og etterspørselssiden. Det er et stort mulighetsrom for hvilke langsiktige tilpasninger en omstillingsdrevet forbruksøkning i Norden vil kunne gi i markedet, med mange ulike kombinasjoner av produksjon og forbruk. I *Klimaplan Norden* utforsker vi kun én mulig utvikling fram mot 2035.

I kapittel 3.1 går vi gjennom forutsetningene vi har lagt til grunn for scenarioet *Klimaplan Norden*. 3.2 ser vi på hvilke langsiktige tilpasninger vi antar kan skje, og hvilke virkninger dette har på kraftmarkedet.

3.1 Forutsetninger

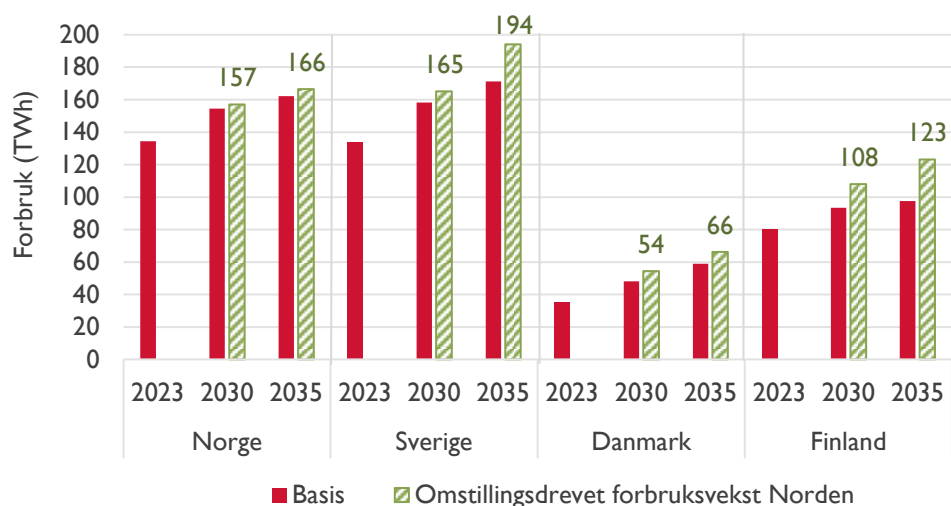
I dette delkapittelet redegjør vi for sentrale forutsetninger som ligger til grunn for scenarioet *Klimaplan Norden*. Kapittel 3.1.1 tar for seg forutsetningene for en omstillingsdrevet forbruksøkning i Norden. I 3.1.2 og 3.1.3 diskuterer vi hvordan en forventning om økte kraftpriser som følge av en slik forbruksøkning vil kunne påvirke andre aktører i markedet.

3.1.1 Omstillingsdrevet forbruksvekst i hele Norden

I *Klimaplan Norden* forutsetter vi en forbruksvekst som følge av forsterkede klimatiltak i hele Norden. Forbruksøkningen vi har lagt til grunn for de nordiske landene er hentet fra langtidsanalyser av kraftmarkedet utgitt av energimyndighetene i de respektive nordiske landene. Det er imidlertid viktig å understreke at disse analysene kan ha ulik tilnærming til klimapolitikk, og at skillet mellom vedtatt politikk, planlagt politikk og politiske ambisjoner håndteres ulikt i de ulike analysene. Samtidig er dette de respektive energimyndighetenes syn på utviklingen framover. Videre legger noen av landene opp til en virkemiddelbruk som påvirker kraftproduksjon i tillegg til kraftforbruk. Forutsetningene er derfor ikke direkte sammenlignbare, men gir likevel et bilde av en mulig utviklingsbane for Norden i retning av betydelige utslippsreduksjoner. Vi har ikke gjort vurderinger av hvorvidt det framtidige nettet har kapasitet til å tilknytte den forutsatte forbruksveksten.

VI ANTAR OM LAG 60 TWH HØYERE NORDISK KRAFTFORBRUK ENN I BASIS

I *Basis* venter vi at det samlede kraftforbruket i Norden øker fra 384 TWh i 2023 til 490 TWh i 2035, en samlet vekst på 106 TWh. Scenarioet *Klimaplan Norden* gir en betydelig høyere forbruksvekst på 166 TWh, om lag 60 TWh høyere enn i *Basis*. Forbruket utover *Basis* øker mest i Sverige og Finland, med i overkant av 20 TWh økning i hvert av landene. Norge og Danmark står for henholdsvis 4 og 7 TWh av forbruksøkningen. I Figur 3-1 oppsummerer vi forbruksveksten vi forutsetter for de ulike nordiske landene og for Norden samlet.



Figur 3-1. Forbruksutvikling mot 2035 fordelt på land, i Basis og Klimaplan Norden.

I SVERIGE ER INDUSTRI OG TRANSPORT VIKTIG FOR OMSTILLING

For forbruksveksten i Sverige har vi benyttet oss av Energimyndighetens analyse *Scenarier över Sveriges energisystem*, med utgangspunkt i scenarioet *Beslutad policy*.³² Scenarioet tar høyde for politiske virkemidler som er vedtatt fram til og med statsbudsjettet for 2024/2025. Det bygger på vedtatte virkemidler, samt intensjonserklæringer og planer fra industrien.

For Sverige legger vi til grunn en forbruksvekst fra 134 TWh i 2023 til 165 TWh i 2030 og videre til 194 TWh i 2035. Veksten er om lag 23 TWh høyere enn i *Basis*, og kommer i all hovedsak fra elektrifisering i forbrukskategoriene av transport og industri. I Sverige er industrien, særlig jern- og stålindustrien, viktig for omstilling. Det har vært annonsert prosjekter hvor det skal kuttes i utslipp ved å erstatte kullforbruk og masovner med hydrogenbasert produksjon av jernsiv og elektriske lysbueovner. I transport er det også ventet en høy vekst i kraftforbruket, drevet av overgangen fra fossile til elektriske kjøretøy.

I DANMARK DRIVES FORBRUKSVEKSTEN AV DEKARBONISERING OG DATASENTRE

Antatt kraftforbruk i Danmark er basert på analysen *Klimastatus og fremskrivning 2024*.³³ Dette er en rapport som Energistyrelsen i Danmark utarbeider årlig. Danmark har en klimalov som fastsetter at klimagassutslippene i 2030 skal være 70 prosent lavere enn i 1990. Energistyrelsen har i sin rapport laget en fremskriving av energibruk som de anser som tilstrekkelig for å nå dette målet.

For Danmark legger vi til grunn at klimatiltakene samlet vil kunne øke kraftforbruket fra 35 TWh i 2023 til 59 TWh i 2030, og videre til 66 TWh i 2035. I Danmark brukes det en del fossil gass både i husholdninger, tjenesteytende næringer og i industrien. Myndighetene har som mål å redusere bruken av fossil gass og erstatte det med hydrogen, elkjel og fjernvarme. I fremskrivingene til Energistyrelsen er det derfor lagt inn sterk vekst i kraft til hydrogenproduksjon, elkjel og fjernvarme. Det er i tillegg lagt inn noe vekst i direkte bruk av elektrisitet i bygg og i industrien. I bygg kommer forbruksøkningen i stor grad av at varmepumper erstatter gass og fyringsolje. En annen kategori som må omstilles for å nå klimamålene i Danmark, er transport. Her brukes det i dag hovedsakelig fossilt drivstoff. I fremskrivingen til Energistyrelsen er det lagt inn sterkt vekst i kraftforbruk til elektriske kjøretøy.

³² [Scenarier över Sveriges energisystem, Energimyndigheten, 2025](#)

³³ [Klimastatus og -fremskrivning 2024, Energistyrelsen, 2024](#)

I FINLAND ER TRANSPORT OG KRAFTINTENSIV INDUSTRI VIKTIG

For Finland har vi tatt utgangspunkt i oppdateringen av Finlands nasjonale energi- og klimaplan (NECP) fra 2024, som bygger på rapporten *Basscenarier för helheten av energi- och klimatåtgärder på väg mot utsläppsfrihet*.³⁴ Vi har valgt å se på scenarioet med høyest vekst i økonomien og raskest innfasing av nullutslippsløsninger som samlet gir en høy forbruksvekst (WEM-H).

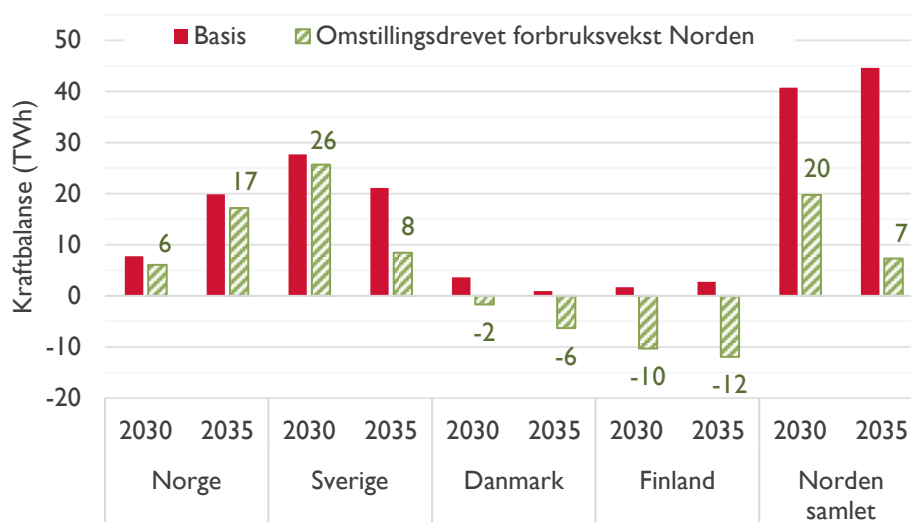
For Finland legger vi til grunn en samlet vekst i kraftforbruket fra 80 TWh i *Basis* 2023 til 108 TWh i 2030, og videre til 123 TWh i 2035. Veksten er om lag 25 TWh høyere enn i *Basis*. I Finland er transport og kraftintensiv industri de viktigste kategoriene bak den økte forbruksveksten. Elektrifisering av transport, kombinert med økt bruk av hydrogen i industrien, bidrar til en tydelig økning i kraftbehovet framover. Industrien står for den største veksten, særlig gjennom prosjekter for grønn hydrogenproduksjon. I scenarioet installeres det 590 MW med elektrolysekapasitet, hvorav mesteparten er knyttet til produksjon av e-fuel og hydrogen til oljeraffinering. I tillegg ventes økt bruk av elkjeler og varmepumper til fjernvarme.

3.1.2 Drivere og markeds mekanismer

I scenarioet *Klimaplan Norden* ønsker vi å utforske hvordan utviklingen i det nordiske kraftmarkedet vil kunne bli dersom vi legger til grunn en omstillingsdrevet forbruksvekst i hele Norden som beskrevet i 3.1.1. En økt etterspørsel vil, alt annet likt, gi en redusert kraftbalanse og høyere kraftpriser. Denne forventede prisøkningen blir en driver for aktørene i kraftmarkedet, selv før prisøkningen faktisk finner sted. Under gir vi en nærmere beskrivelse av disse mekanismene.

FORBRUKSVEKSTEN REDUSERER KRAFTBALANSEN, ALT ANNET LIKT

I scenarioet *Klimaplan Norden* legger vi til grunn en betydelig økning i kraftforbruket i Norden, med ca. 60 TWh høyere kraftforbruk i 2035 enn i *Basis*. Figur 3-2 viser hvordan denne omstillingsdrevne forbruksveksten endrer kraftbalansen i de ulike nordiske landene, uten at markedsaktørene gjør langsiktige tilpasninger. Forbruksveksten vil kunne redusere den ventede positive kraftbalansen i basisbanen betydelig, fra et positivt nordisk kraftoverskudd på 45 TWh til 7 TWh i 2035.

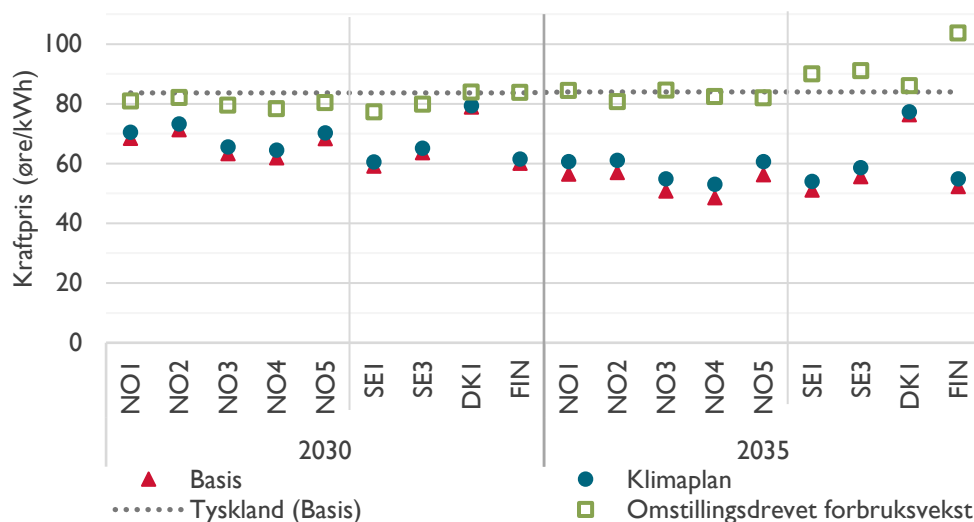


Figur 3-2. Nordiske kraftbalanser i 2030 og 2035 i Basis og med økt omstillingsdrevet forbruk, alt annet likt.

³⁴ [Basscenarier för helheten av energi- och klimatåtgärder på väg mot utsläppsfrihet \(PEIKKO\), Teknologian tutkimuskeskus, Luonnonvarakeskus, Suomen ympäristökeskus, 2024](#)

UTEN TILPASNINGER I MARKEDET VIL PRISENE KUNNE ØKE BETYDELIG

Som tidligere beskrevet i 2.3.2, vil en svekket kraftbalanse gi økte kraftpriser, som følge av høyere verdsetting av vannkraftproduksjonen og økt behov for dyrere produksjonsteknologier og/eller import for å dekke forbruket. En betydelig svekket kraftbalanse i Norden som følge av en omstillingsdrevet forbruksvekst vil dermed, alt annet likt, kunne føre til betydelig økte gjennomsnittspriser i samtlige nordiske prisområder. Uten tilpasninger i kraftmarkedet vil snittprisene potensielt kunne nå et nivå som tilsvarer eller overstiger prisene i Nord-Europa, vist i Figur 3-3 med Tyskland som eksempel.



Figur 3-3 Kraftpriser i de nordiske prisområder etter en omstillingsdrevet forbruksvekst i Norden, alt annet likt.

FORVENTNINGER OM ØKTE PRISER BLIR EN DRIVER FOR AKTØRENE I MARKEDET

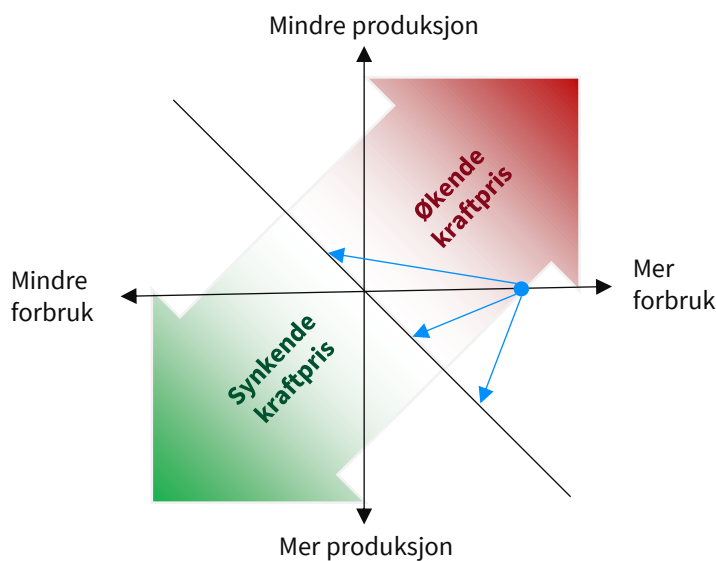
Når de ulike aktørene i kraftmarkedet gjør sine langsiktige og strategiske beslutninger, er forventningene om framtidige kraftpriser en sentral beslutningsfaktor. Dersom markedsaktørene forventer at kraftprisene vil øke som følge av økt forbruk, vil dette fungere som en *driver* for tilpasninger i kraftmarkedet. Forventningen om høyere priser påvirker aktørenes langsiktige strategiske beslutninger i markedet, før prisøkningen faktisk skjer. I neste delkapittel utforsker vi hvilke langsiktige tilpasninger vi vil kunne få i markedet, drevet av de forventede prisøkningene.

3.1.3 Markedsaktørenes respons på drivere

Som beskrevet i kapittel 3.1.2, fungerer forventningen om økte kraftpriser som følge av økt forbruk som en *driver* som får markedsaktørene til å endre sin langsiktige adferd og strategiske beslutninger i markedet. Responsen kan komme både på tilbudssiden, ved at produksjonskapasiteten økes, og etterspørselssiden, ved at det gjennomføres tiltak som gir varig reduksjon av forbruket. Denne markedsresponsen fører igjen til at kraftprisene på lang sikt ikke blir like høye som den omstillingsdrevne forbruksveksten alene skulle tilsi. Vi omtaler dette som at det skjer *langsiktige tilpasninger* i markedet.

MARKEDET VIL STYRE MOT EN NY LIKEVEKT PÅ LANG SIKT

En sentral forutsetning vi har lagt til grunn i *Klimaplan Norden* er at markedsmekanismene over tid vil dra i retning av et kraftprisinivå der produsentene får nok inntekter til å dekke langsiktige kostnader, og forbrukerne ikke søker å varig redusere kostnader for eget forbruk. Vi vurderer dette til å kjennetegne en *balansert* utvikling av det nordiske kraftmarkedet. Figur 3-4 gir en forenklet illustrasjon av hvordan en økning i kraftforbruket, alt annet likt, vil gi en økning i kraftprisen (illustrert ved den blå markøren), og hvordan ulike tilpasninger i markedet vil kunne gi en ny likevekt på lang sikt (illustrert ved de blå linjene) med et nytt prisnivå (illustrert ved den diagonale linjen).



Figur 3-4. Forenklet illustrasjon av mulighetsrommet for utviklingen av kraftforbruk og kraftproduksjon, og ventet påvirkning på kraftprisen av endret balanse mellom kraftproduksjon og kraftforbruk. Den blå prikken illustrerer hvordan en økning i kraftforbruket er ventet å resultere i økt gjennomsnittlig kraftpris, alt annet likt. Hvor vi ender i Klimaplan Norden illustrer kun én mulighet.

VI ANTAR EN MARKEDSRESPONS FRA TRE ULIKE AKTØRER

I *Klimaplan Norden* forutsetter vi at tre typer markedsaktører responderer på de økte prisforventningene ved å gjennomføre følgende tiltak:

1. **Ny kraftkrevende industri** – hvis kraftpriser i Norden forventes å være høyere enn andre steder, vil nye industrivirksomheter vurdere å heller etablere seg utenfor Norden.
2. **Kraftproduksjon** – med høyere prisforventninger vil kraftprodusenter vurdere mer fornybar kraftproduksjon som lønnsom, slik at det bygges ut mer fornybar kraft.
3. **Husholdninger og tjenesteyting** – Husholdninger og tjenesteyting kan redusere forbruket gjennom energieffektivisering eller andre atferdsendringer dersom de forventer økte kraftpriser.

For å fastsette tilpasningene i forbruk og produksjon i *Klimaplan Norden*, har vi tatt utgangspunkt i tekniske potensialer, som danner rammene og setter et tak for hvor store tilpasninger vi legger til grunn i scenarioet. Potensialene for utbygging av ny kraftproduksjon i de nordiske landene, er hentet fra de samme underlagsrapportene som ligger til grunn for den omstillingsdrevne forbruksveksten. For Norge baserer vi potensialet for ytterlig produksjonsvekst på volumet som bygges ut mellom 2035 og 2040 i *Basis*.

Potensialet for reduksjon i industriforbruk er fastsatt basert på den delen av den ventede forbruksveksten i industri fram til 2035 som ikke er knyttet til omstilling, blant annet datasentre. For husholdninger og tjenesteyting har vi ikke fastsatt et potensiale for reduksjon, men antatt en *elastisitet* på lang sikt for husholdninger og tjenesteyting (se Begrepsavklaringer). Det finnes flere studier som prøver å estimere priselastisiteter i forbruk, og anslagene er sprikende.³⁵ Til tross for stor usikkerhet knyttet til de estimerte elastisitetene, legger vi til grunn at det kan komme en respons i forbruket fra husholdninger og tjenesteyting som følge av en økning i kraftprisene.

VI HAR IKKE VURDERT TILGJENGELIG NETTKAPASITET ELLER ANDRE FORHOLD

Størrelsen på tilpasningene vi legger til grunn er et resultat av en forenklet teknisk-økonomisk vurdering. Vi har ikke tatt hensyn til andre forhold, som rammebetingelser, nettkapasitet eller hensyn til areal og miljø.

³⁵ [Hvor fleksibelt er kraftforbruket – hva vet vi om priselastisiteter?](#), Samfunnsøkonomen, utgave 3, 2025

I praksis vil det også kunne være flere typer markedsaktører som kan gjennomføre flere typer tiltak enn de som beskrives over, og flere og mer komplekse vurderinger bak markedsaktørenes valg enn de vi har lagt til grunn. En mer detaljert beskrivelse av metoden og potensialene vi har lagt til grunn kan finnes i Vedlegg B.

MULIGHETSROMMET FOR EN LANGSIKTIG MARKEDSTILPASNING ER STORT

I praksis finnes det mange ulike aktører som kan tilpasse seg på ulike måter. Figur 3-4 viser også at det er et stort mulighetsrom for hvordan kraftsystemet vil kunne utvikle seg, med mange ulike kombinasjoner av kraftforbruk og kraftproduksjon, og eventuelle tilpasninger. Scenarioet man ender opp med vil avhenge av hvilke tilpasninger man legger til grunn at markedsaktørene gjør (illustrert ved de blå pilene i figuren).

3.2 Klimaplan Norden

I dette delkapittelet presenterer vi scenarioet *Klimaplan Norden* - en mulig utvikling av det nordiske kraftmarkedet ved en omstillingsdrevet forbruksvekst i Norden mot 2035. I delkapittel 3.2.1 redegjør vi for de langsiktige tilpasningene vi antar at vil komme i det nordiske kraftmarkedet mot 2035 som følge av forutsetningene i 3.1. I delkapittel 3.2.2 presenterer vi virkningene på kraftbalansen og kraftprisene av scenarioet *Klimaplan Norden*.

3.2.1 Langsiktige tilpasninger i kraftmarkedet

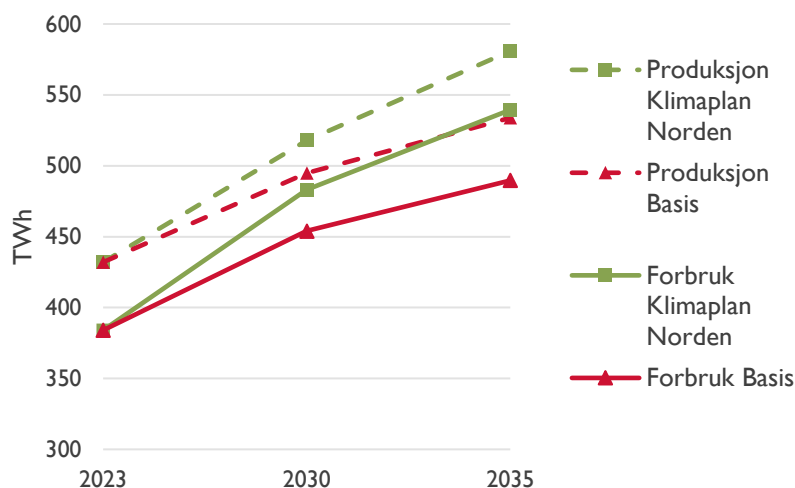
I *Klimaplan Norden* legger vi til grunn at en betydelig omstillingsdrevet forbruksvekst i Norden (se 3.1.1) vil fungere som en driver for resten av aktørene i kraftmarkedet (se 3.1.2), som vil gi en markedsrespons både på tilbud- og etterspørselssiden (se 3.1.3). I dette delkapittelet beskriver vi hvilke langsiktige tilpasninger dette er ventet å gi i det nordiske kraftmarkedet mot 2035.

FORBRUKSVEKST SOM FØLGE AV KLIMATILTAK KAN GI ET STØRRE KRAFTSYSTEM

Når vi legger vi til grunn tilpasningene i forbruk og produksjon som beskrevet i 3.1 gir dette i sum et større kraftsystem enn vi har i *Basis*, med både mer forbruk og mer produksjon. Figur 3-5 viser utviklingen i samlet produksjon og forbruk i Norden i scenarioet *Klimaplan Norden*, sammenlignet med *Basis*.

I basisbanen er det totale kraftforbruket i Norden om lag 490 TWh. I *Klimaplan Norden* øker det samlede kraftforbruket med om lag 29 TWh i 2030 og 50 TWh i 2035, sammenlignet med *Basis*. Dette gir et totalt forbruk i Norden på ca. 540 TWh. Dette er lavere enn den ventede omstillingsdrevne forbruksveksten. Dette skyldes at tilpasningene som gjøres på forbrukssiden (delkapittel 3.1.3) bidrar til å redusere forbruksveksten med 2 TWh i 2030 og 10 TWh i 2035. Vi går nærmere inn på forbruksreduksjonene i de videre avsnittet.

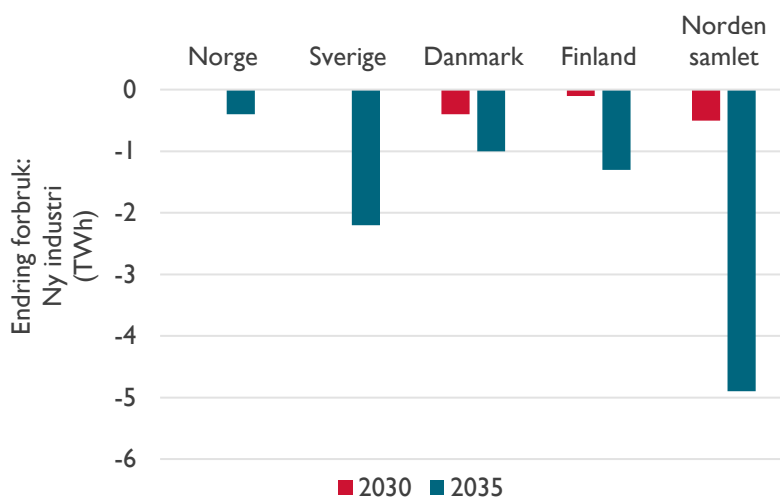
I basisbanen venter vi en total kraftproduksjon i Norden på om lag 534 TWh i 2035. I *Klimaplan Norden* vil produksjonssidens respons på de økte prisforventningene (delkapittel 3.1.3) øke den nordiske kraftproduksjon med henholdsvis 23 TWh i 2030 og 47 TWh i 2035. Total kraftproduksjon i Norden blir da på ca. 580 TWh.



Figur 3-5. Utviklingen i samlet nordisk produksjon og forbruk i Basis og Klimaplan Norden.

NOE NY INDUSTRI ETABLERER SEG HELLER I LAND MED LAVERE PRISNIVÅ

En forventning om økte kraftpriser i Norden kan gjøre at nye industrivirksomheter vurderer å etablere seg på steder med lavere prisnivå. Til 2030 vil prisforventningene fortsatt være lavere i Norden enn i resten av Nord-Europa. Derfor antar vi kun en liten reduksjon i antallet nye industrivirksomheter i Norden som er planlagt til 2030.



Figur 3-6 Justeringer av ny industri per land og modellår.

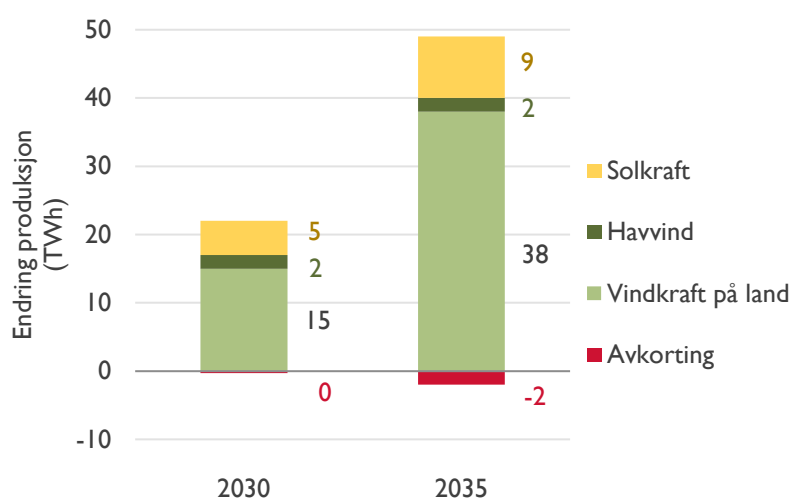
Mot 2035 vil prisforventningene fra den omstillingsdrevne forbruksveksten være betydelig høyere enn i resten av Nord-Europa. Vi antar at dette vil gi en større reduksjon i antall nyetableringer i Norden mot 2035. For Norden samlet er reduksjonen på omtrent 5 TWh. Nedgangen er minst i Norge og størst i Sverige, som vist i Figur 3-6. Dette er fordi forbruksveksten, og prisnivået, i Norge er lavere enn i de øvrige nordiske landene, og prisnivået er nærmere prisen i Nord-Europa. Dermed antar vi at de nye industrietableringene i Norge i mindre grad velger å etablere seg andre steder. At endringen er størst i Sverige har sammenheng med at stor forventet prisøkning i Sverige fungerer som en sterk driver, samtidig som det antatte potensialet for tilpasning er stort. Se Vedlegg B for detaljer.

FORVENTNINGER OM HØYERE KRAFTPRISER GIR MER LØNNSOM PRODUKSJON

I basisbanen venter vi en total kraftproduksjon i Norden på 534 TWh i 2035. Forventninger om økte kraftpriser gjør ny produksjon fra både solkraft, landbasert vindkraft og havvind mer lønnsom.

I den langsiktige tilpasningen av kraftsystemet antar vi at det blir bygget ut henholdsvis 22 og 49 TWh ny sol- og vindkraft i Norden i 2030 og 2035. I et system med mer variabel kraftproduksjon ser vi imidlertid en økning i avkorting av produksjon. Avkorting illustrerer mengden variabel produksjon som ikke blir utnyttet i timer med for mye produksjon i forhold til forbruk. I 2035 ser vi en økt avkorting på om lag 2 TWh.

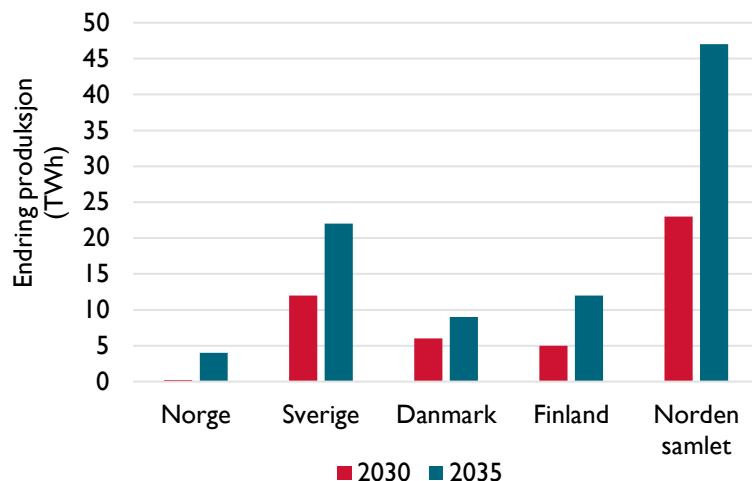
Den samlede sol- og vindkraftproduksjonen i Norden øker dermed med henholdsvis 22 TWh i 2030 og 47 TWh i 2035, sammenlignet med *Basis*. Dette gir en samlet kraftproduksjon i Norden på 518 TWh i 2030 og 581 TWh i 2035. Andelen fornybar kraftproduksjon øker fra 76 prosent i *Basis* til 77 prosent i 2035 i *Klimaplan Norden*. Ny produksjon i Norden er vist i Figur 3-7, relativt til *Basis*.



Figur 3-7. Økt produksjon per teknologi i Norden sammenlignet med *Basis*.

Som vi ser i Figur 3-7, er det produksjonen fra landbasert vindkraft som øker mest. Samtlige nordiske land har et potensiale for ny vindkraft på land, men det største potensialet ligger i Sverige og Finland. Mesteparten av økningen kommer fra landbasert vindkraft. Det er fordi det er en moden teknologi med relativt lave kostnader i forhold til oppnådd kraftpris, sammenlignet med solkraft og havvind.

Figur 3-8 viser at den største absolutte produksjonsøkningen vil skje i Sverige med de forutsetninger vi baserer oss på. Dette er også landet med mest kraftproduksjon fra før og som vi antar har størst potensiale for ny kraftproduksjon, basert på de forhåndsdefinerte potensialene i Vedlegg B. I Sverige står landbasert vindkraft for hele produksjonsøkningen, og det er lønnsomhet som til slutt begrenser ytterligere utbygging. Danmark har den største prosentvise produksjonsøkningen. Her er det solkraft som bidrar mest, i tillegg til noe havvind og vindkraft på land. I Danmark er det lønnsomhet som til slutt begrenser utbyggingen av solkraft, mens utbygging av vindkraft på land og havvind begrenses av de definerte potensialene. Finland, og fortrinnsvis Norge, har de laveste produksjonsøkningene av de nordiske landene i scenarioet. Dette er også landene med det laveste antatte potensialet for ny kraftproduksjon.



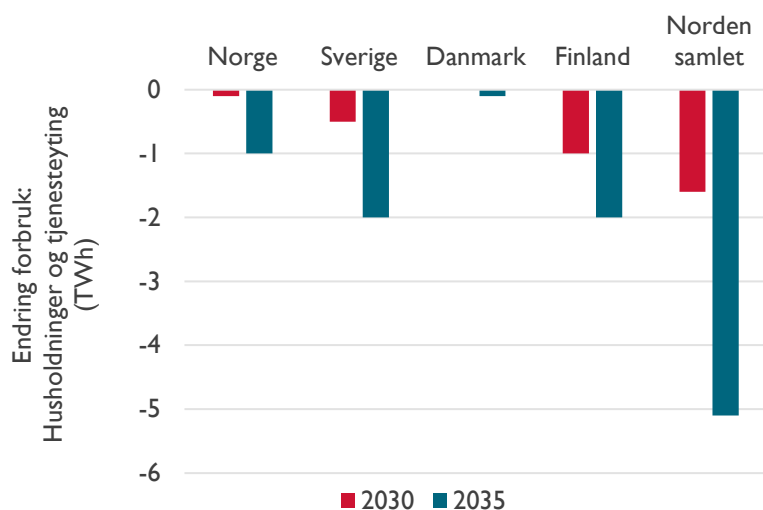
Figur 3-8 Produksjonsvekst per land og modellår i Klimaplan Norden sammenlignet med Basis.

For Norge er potensialet for vindkraft på land definert av produksjonsveksten fram mot 2040 som ligger inne i basisbanen. Vi antar at det er potensiale for noe økt solkraft i Norge, men veksten begrenses raskt av lønnsomhet. Av ny kraftproduksjon som kommer i Norge er nærmere 4 TWh vindkraft på land, der omtrent halvparten kommer i NO4 og NO3, og halvparten i de resterende prisområdene. Omtrent 0,5 TWh ny solkraft kommer til i 2035, hovedsakelig i sørlige Norge.

DET GJENNOMFØRES NOE ENERGIEFFEKTIVISERING I BYGG

Både i 2030 og 2035 er prisøkningen tilstrekkelig høy til å gi en viss langsiktig tilpasning i forbruket fra husholdninger og tjenesteyting, selv med økningen i kraftproduksjon. Tilpasninger kan innebære energieffektivisering i bygg eller andre atferdsendringer. Som beskrevet i 3.1.3 tar vi ikke stilling til hvilke tilpasninger som gjøres, men antar at forbruket reduseres som følge av prisøkningene i henhold til en antatt langsiktig priselastisitet.

Figur 3-9 gir en oversikt over hvordan reduksjonen i forbruket fordeler seg mellom land, i både 2030 og 2035. Vi har lagt til grunn at forbruket i husholdninger og tjenesteyting er mindre elastisk i Norge enn i resten av Norden. Vi begrunner dette med at Norge i dag opererer med strømstøtteordninger for husholdninger og fritidsboliger. Reduksjonen i husholdninger og tjenesteyting er størst i Sverige og Finland, og vi ser den største nedgangen i 2035. Forbruket reduseres minst i Danmark. Dette skyldes i hovedsak at forventet økning i kraftpris sammenlignet med Basis er minst, samtidig som det samlede forbruket i husholdninger og tjenesteyting er relativt lite i Danmark.



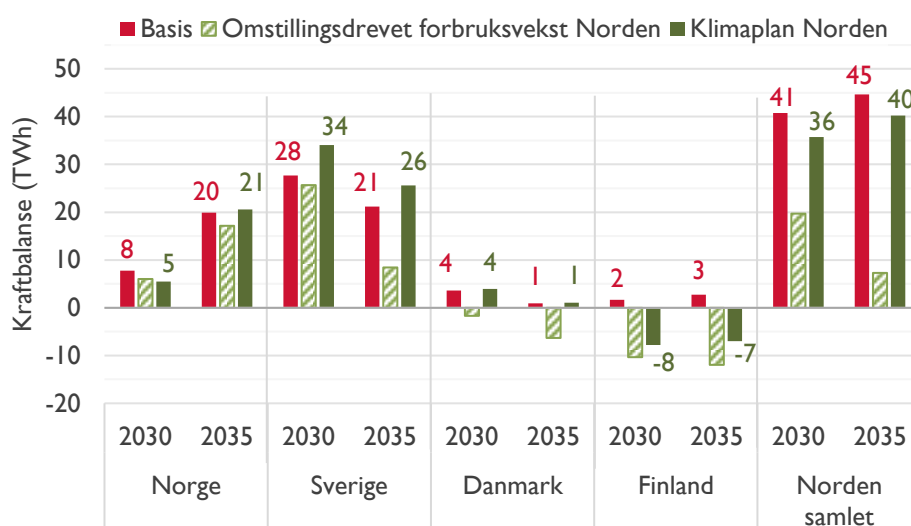
Figur 3-9 Justeringer av forbruk i husholdninger og tjenesteyting per land og modellår.

3.2.2 Virkninger på kraftbalanse og kraftpriser

Dette delkapittelet presenterer virkningene på kraftbalansen og kraftprisene som følge av de langsiktige tilpasningene i produksjon og forbruk, slik det er beskrevet i 3.2.1, for scenarioet *Klimaplan Norden*.

TILPASNINGENE I MÅRKEDET GJØR AT KRAFTBALANSEN HOLDER SEG STERK

I vår basisbane ventet vi en sterk kraftbalanse i Norden på 45 TWh i 2035. I delkapittel 3.1.2 redegjorde vi for hvordan en betydelig omstillingsdrevet forbruksvekst i alle de nordiske landene, alt annet likt, ville svekke den nordiske kraftbalansen til 7 TWh i 2035. I scenarioet *Klimaplan Norden* forutsetter vi at de langsiktige tilpasningene i produksjon og forbruk vil bidra til å styrke kraftbalansen til en sterk kraftbalanse på 40 TWh i 2035. Dette er omtrent 5 TWh lavere enn i *Basis*, som vist i Figur 3-10.

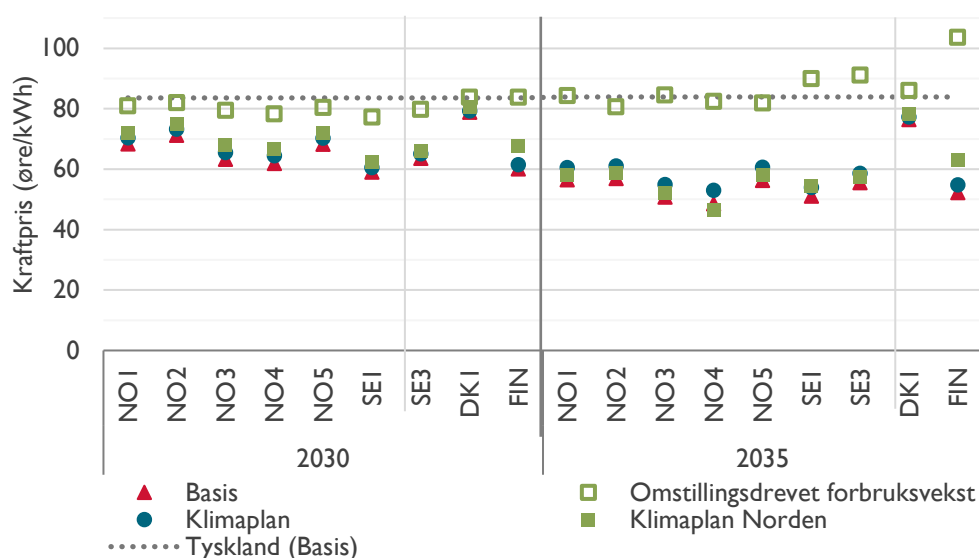


Figur 3-10 Utviklingen i kraftbalansen i de nordiske landene

KRAFTPRISENE LIGGER PÅ NIVÅ MED BASIS I BÅDE 2030 OG 2035

Som følge av de langsiktige markedstilpasningene, ligger det gjennomsnittlige prisnivået i *Klimaplan Norden* i både 2030 og 2035 mellom nivåene i *Basis* og *Klimaplan* i de fleste prisområder. Snittprisene i de nordiske landene er lavere enn i Nord-Europa. I Finland øker snittprisen noe sammenlignet med i *Basis*. Dette skyldes at kraftbalansen i Finland er lavere i *Klimaplan Norden* enn i *Basis*. Prisforskjellene mellom nordlige og sørlige deler av Norge er tilnærmet lik som i *Basis* i 2030, mens den i **2035** øker med omtrent 4 øre/kWh.

Figur 3-11 viser gjennomsnittlige kraftpriser i 2030 og 2035 i scenario *Klimaplan Norden* (grønn), sammenlignet med *Basis* (rød) og *Klimaplan* (blå). De grønne rutene med hvitt fyll viser snittpriser ved en isolert omstillingsdrevet forbruksvekst i Norden, uten langsiktig tilpasning i markedet. Stiplet linje viser snittprisen i Tyskland i *Basis*, for sammenligning.



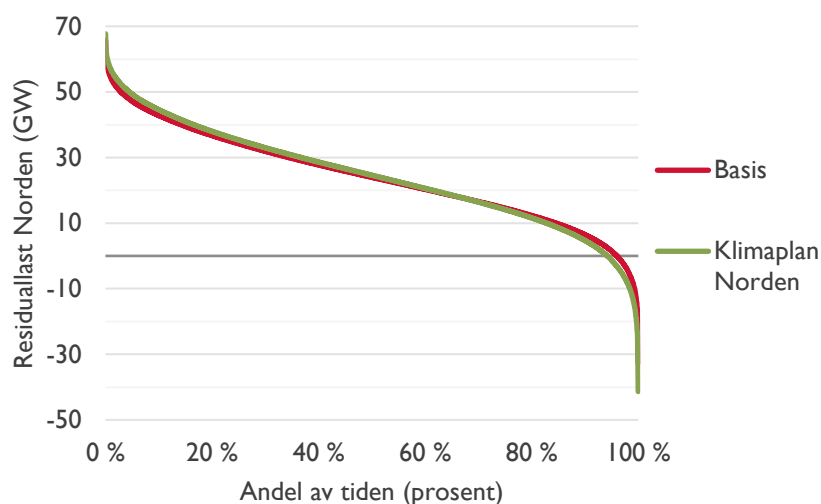
Figur 3-11 Gjennomsnittlige kraftpriser i 2030 og 2035 i scenario *Klimaplan Norden* (grønn), sammenlignet med *Basis* (rød) og *Klimaplan* (blå). Grønn rute med hvitt fyll viser snittpriser ved en isolert omstillingsdrevet forbruksvekst i Norden, at annet likt. Stiplet linje viser snittprisen i Tyskland i *Basis*.

KRAFTHANDELEN MED LAND UTENFOR NORDEN ENDRER SEG LITE FRA BASIS

Kraftutvekslingen med land utenfor Norden i scenarioet *Klimaplan Norden* ligger tett opp mot nivået i *Basis*. Det er noe lavere eksport i hovedsak fra Finland til Estland, og fra Danmark til Tyskland og UK. Det er også noe lavere eksport fra Norge til både Tyskland, UK og Nederland.

UFLEKSIBELT FORBRUK OG VARIABEL KRAFT GIR FLERE PRISTOPPER OG -BUNNER

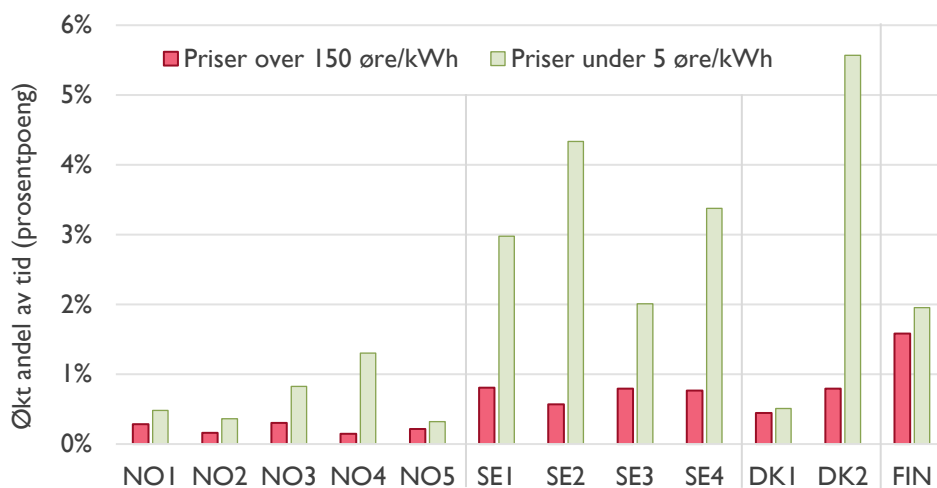
I *Klimaplan Norden* har vi i all hovedsak økt forbruket i Norden innenfor kategoriene transport og ufleksibelt industriforbruk. Samtidig øker den uregulerbare kraftproduksjonen fra sol- og vindkraft. Dette gir noe økning i både antall timer med høy residuallast (se *Begrepsavklaringer* og beskrivelse i 2.3.3) og timer med negativ residuallast, som vist i Figur 3-12. Den største endringen fra *Basis* er antall timer med negativ residuallast.



Figur 3-12 Residuallasten time for time for Norden samlet i 2035.

En negativ residuallast oppstår når produksjonen fra uregulerbar kraftproduksjon i en gitt time overstiger kraftforbruket i den samme timen. Negativ residuallast inntreffer typisk om sommeren med lavt forbruk og høy produksjon fra uregulerbar kraft (særlig sol- og uregulerbar vannkraft). Dersom det også er lav eller negativ residuallast i landene Norden handler kraft med, kan det bli mer produksjon tilgjengelig enn det som kan leveres til markedet, og det kan gi avkorting av deler av produksjonen. I en slik situasjon kan kraftprisen bli svært lav eller negativ. Motsatt vil det ved høy residuallast være behov for mer regulerbar kraftproduksjon eller import for å dekke forbruket, noe som kan gi høye kraftpriser.

Figur 3-13 viser endringen i andel timer med priser over 150 øre/kWh og under 5 øre/kWh i Klimaplan Norden, sammenliknet med Basis. Antall høye og lave priser øker i alle prisområder sammenlignet med Basis. Dette er en indikasjon på større prisvolatilitet, som kommer til uttrykk gjennom flere pristopper og -bunner. Økningen er størst for priser under 5 øre/kWh. Spesielt gjelder dette i områdene hvor vi har lagt til grunn betydelig økt produksjon fra sol- og vindkraft, som for eksempel i SE2 (nord i Sverige) og DK2 (Sjælland).

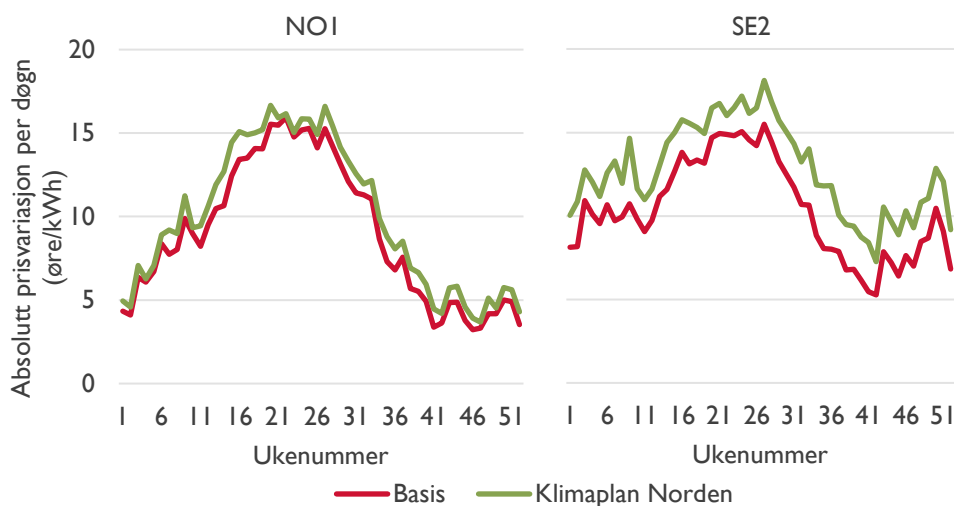


Figur 3-13 Endring i andel av tiden med høye og lave priser i Klimaplan Norden sammenlignet med Basis i 2035.

PRISVARIASJONEN INNAD I DØGNET ØKER, MEN ENDRINGEN ER MINST I NORGE

Prisvariasjonen innad i døgnet er også høyere i *Klimaplan Norden* enn i *Basis*. Figur 3-14 viser gjennomsnittlige prissvingninger innad i døgnet for Sørøst-Norge og SE2 (nord i Sverige).³⁶ I de aller fleste døgn varierer prisene mer i *Klimaplan Norden* enn i *Basis*. Som i *Basis* er prisvariasjonen større i sommerukene enn i vinterukene. Dette har sammenheng med at variasjon i solkraftproduksjonen om sommeren skaper hyppigere prissvingninger.

Endringen i prisvolatilitet er mindre i Norge enn i de andre nordiske landene. Dette skyldes både at veksten i sol- og vindkraftproduksjon er lavere i Norge enn i de andre nordiske landene, samt at fleksibiliteten i den regulerbare vannkraften i Norge bidrar til å jevne ut prisene.



Figur 3-14: Ukentlige gjennomsnittsverdier for absolutt prisvariasjon innad i døgnet for Sørøst-Norge og SE2 i 2035, for Klimaplan Norden og Basis.

MER FLEKSIBELT FORBRUK ELLER ANNEN FLEKSIBILITET KAN JEVNE UT PRISENE

Som nevnt over har vi lagt til grunn at det økte forbruket i Norden er lite fleksibelt. Vi har i denne analysen ikke vurdert virkninger av at det kommer inn nytt og mer fleksibelt forbruk eller annen fleksibilitet, som for eksempel elkjeler eller batterier. Mer fleksibilitet ville kunne bidratt til å jevne ut prisene noe.

DET TAR TID Å BYGGE UT NY PRODUKSJON

Denne analysen har en begrenset tidshorison fram til 2035. Det er usikkert om tilpasningene i markedet, både i form av ny kraftproduksjon og industrivekst, vil kunne skje like raskt som vi har lagt til grunn i scenarioet *Klimaplan Norden*. Vi forutsetter i scenarioet at aktørene i markedet responderer på en forventning om økt kraftforbruk og -priser. Responsen i markedet er imidlertid ikke momentan, og prosjekter må gjennom flere beslutningsledd og eventuelle myndighetsprosesser før de blir realisert. Vi har heller ikke gjort en vurdering av tilgjengelig nettkapasitet i de andre nordiske landene. En så betydelig forbruksøkning som vi har lagt til grunn i *Klimaplan Norden* vil trolig gi behov for økt netttutbygging, noe som kan være tidkrevende.

De siste ti årene (2015-2025) har det blitt bygget ut i størrelsesordenen 80-90 TWh ny produksjon i Norden. Dette tilsvarer en gjennomsnittlig årlig utbygging på 8-9 TWh. I vår basisbane antar vi en vekst på 102 TWh fram mot 2035 – en gjennomsnittlig årlig vekst på om lag 10 TWh. I *Klimaplan Norden* legger vi til grunn at det kommer ytterligere 49 TWh ny produksjon fram mot 2035. Dette gir en total gjennomsnittlig årlig vekst på 12-13 TWh i Norden fram mot 2035. Utbyggingstakten vi legger til grunn i *Klimaplan Norden* er dermed raskere enn det vi har sett de siste ti årene.

³⁶ Beregnes ut fra ukentlige gjennomsnitt av absolutt prisvariasjon innenfor hvert døgn.

Sverige og Finland hadde begge en kraftig økning i ny vindkraft på land mellom 2020 og 2023, og begge land hadde rekordhøy vekst i ny installert effekt i 2022. Dette gjenspeiles også i prognosene i energimyndigheters analyser. Vindkraft på land i Sverige står for den største antatte økningen i vår rapport. Utviklingstrekk de siste årene, med færre prosjekter som får konsesjon, økt bruk av veto i kommunene og færre investeringsbeslutninger i konsesjonsgitte prosjekter, kan imidlertid tyde på at det kan bli vanskelig å realisere økningen i vindkraft på land som legges til grunn i *Klimaplan Norden*.

Fallende lønnsomhet ved økende andel variabel kraftproduksjon, ofte omtalt som «kannibaliseringseffekten», vil også kunne være en viktig barriere for lønnsomhet og utbygging av sol- og vindkraftproduksjon. Etter hvert som andelen variabel og væravhengig produksjon øker, skaper nettbegrensninger og manglende fleksibilitet i kraftsystemet utfordringer med overproduksjon. Vi ser allerede i dag at store volum sol- og vindkraftproduksjon må avkortes som følge av kraftoverskudd i enkelttimer. Antallet timer med avkortning, null- og negative priser øker. Da reduseres inntektene for sol- og vindkraftprodusenter betydelig.

Begrepsavklaringer

Basis eller **basisbanen**: *Basis* tilsvarer basisbanen vår i NVEs langsiktige kraftmarkedsanalyse 2025 (forkortet LA25). *Basis* representerer vår vurdering av utviklingen i kraftmarkedet framover, gitt vedtatt politikk, og de virkemidlene og driverne som vi ser i dag. *Basis* fungerer som referansescenario for de øvrige scenarioene i analysen.

Elastisitet: Forstås her som den langsiktige priselastisiteten for kraftforbruket i husholdninger og tjenesteyting. Vi definerer elastisiteten som prosentvis endring i kraftforbruket delt på prosentvis endring i årlig spotpris.

Forbruksbane: Framskrivning av kraftforbruk, gitt et sett med forutsetninger.

Første- og andreordenseffekter: Førsteordenseffekter er de isolerte, eller umiddelbare, virkningene av å endre én faktor, mens de øvrige rammebetingelsene holdes uendret. (Se også beskrivelsen av «under ellers like forhold».) Førsteordenseffekten inkluderer ikke andre eventuelle indirekte virkninger av endringen, som gjerne omtales som *andreordenseffekter*,

KSP: Forkortelse for *Regjeringens klimastatus og -plan* (også *Klimastatus og -plan*), som publiseres sammen med Statsbudsjettet hvert år.

Kraftbalanse eller **underliggende kraftbalanse**: Den norske *kraftbalansen*, eller *underliggende kraftbalansen*, beskriver produksjonsevnen og ressursituasjonen for et *normalår*, eller et gjennomsnittså. Selv om Norge har en positiv underliggende kraftbalanse, vil kraftoverskuddet i hvert enkeltår likevel være sterkt påvirket av værforholdene i det spesifikke året, som tilsig, vind og temperatur.

Kraftoverskudd/-underskudd eller **væravhengig kraftbalanse**: Ressursituasjonen i et enkeltår medregnet væreffekter. Den væravhengige kraftbalansen i hvert enkelt år, vil være sterkt preget av værforhold som tilsig, vind og temperatur. Selv om Norge har en positiv *underliggende kraftbalanse* (se definisjon over) kan det likevel være enkeltår der Norge har et kraftunderskudd og er avhengig av import for å dekke forbruket.

Kvotepliktig utslipp, eller **ETS-utslipp**: Utslippene som er omfattet av EU ETS. Disse inkluderer mesteparten av utslippene fra industrien, olje- og gassutvinning, luftfart og deler av maritim transport.

Ikke-kvotepliktig utslipp, eller **ESR-utslipp**: Utslipp som faller innunder innsatsfordelingen (EUs innsatsfordelingsforordning). Dekker utslipp fra transport, jordbruk, bygg og avfall, samt ikke-kvotepliktige utslipp fra industrien og petroleumsvirksomheten.

LA23 og **LA25**: Forkortelse for NVEs langsiktige kraftmarkedsanalyse publisert i henholdsvis 2023 og 2025.

LCoE eller **levelized cost of electricity**: Gjennomsnittlig kostnad per produserte enhet over den økonomiske levetiden til et kraftverk.

Mulighetsrom for klimatiltak: Mulighetsrom for hvordan Norge kan oppnå utslippsreduksjoner nasjonalt, basert på Miljødirektoratets kartlegging av klimatiltak på tvers av alle sektorer i Norge.

NB23, NB25 og **NB26**: Forkortelse for *referansebanen* (se begrepsavklaring under) i *Nasjonalbudsjettet* for hhv. 2023, 2025 og 2026.

NB23justert og **NB25justert**: Brukes dersom det er tatt utgangspunkt i NB23 eller NB25, men er gjort justeringer eller oppdateringer i banen for enkelte av utslippssektorene.

Normalår: Med mindre annet er spesifisert, vil resultatene vi viser i denne rapporten være for et *normalår*. Normalår betyr at tallene er korrigert for variasjon i vær mellom ulike år. Normalårsproduksjonen og normalårsforbruket i denne rapporten er beregnet ut fra været i årene 1991-2020.

Omstillingsdrevet forbruksvekst, eller **forbruksvekst drevet av klimatiltak**: Økning i kraftforbruket som følge av gjennomføring av klimatiltak.

Oppnådd kraftpris eller **produksjonsvektet kraftpris**: Summen av kraftpris multiplisert med produksjon (for en teknologi i et prisområde) per time gjennom året delt på samlet produksjon for teknologien samme år.

Prisområde eller **budområde**: Norge er delt inn i fem prisområder for kraft, som følger av flaskehalser i kraftnettet som begrenser den fysiske flyten av kraft mellom ulike regioner i landet. I denne rapporten refererer vi til følgende prisområder når vi omtaler de ulike landsdelene: Sørøst-Norge (NO1), Sørvest-Norge (NO2), Midt-Norge (NO3), Nord-Norge (NO4), Vest-Norge (NO5), og sørlige Norge (NO1, NO2 og NO5)

Referansebanen: Finansdepartementets framskrivning av norske klimagassutslipp utarbeidet til *Nasjonalbudsjettet*. Referansebanen er ikke en prognose over forventet framtidig utvikling, men legger til grunn vedtatt politikk, og viser utviklingen gitt dagens virkemidler.

Residuallast: Residuallasten er den delen av forbruket som må dekkes av regulerbar kraftproduksjon og/eller import, etter at uregulerbar fornybar kraftproduksjon er trukket fra. Residuallasten er beregnet som ufleksibelt forbruk fratrukket uregulerbar fornybar kraftproduksjon, fra time til time.

Scenario: En helhetlig beskrivelse av en tenkt tilstand i framtiden (et framtidsbilde), og hvilken utvikling som har ledet fram til denne tilstanden. Et scenario kan ikke forstås som en prognose, men utforsker en mulig utvikling gitt ulike forutsetninger og drivere.

Tiltak: Et tiltak er en konkret aktivitet som iverksettes for å nå et spesifikt mål, for eksempel reduksjon av klimagassutslipp. Eksempel på en slik aktivitet kan være overgang fra oljefyring til elektrisk oppvarming i bygg, overgang fra fossile til elektriske kjøretøy, eller erstatning av fossilt brensel i industrien med hydrogen eller elektrisitet. Et tiltak utløses gjerne som respons på virkemidler.

Under ellers like forhold eller **ceteris paribus**: En analyse som ser på den isolerte virkningen av å endre én faktor, mens de øvrige rammebetingelsene holdes uendret. En slik vurdering kalles gjerne ceteris paribus, som direkte oversatt betyr «under ellers like forhold».

Vedtatt politikk: I *Basis* kan «vedtatt politikk» forstås som virkemidler som allerede er vedtatt. Vår definisjon av vedtatt politikk inkluderer ikke vedtatte politiske mål. Selv om politiske mål uttrykker en ønsket retning, gir disse i seg selv ikke en garanti for gjennomføring.

Virkemiddel: Virkemidler er juridiske, økonomiske, administrative eller informative verktøy som benyttes for å utløse ønskede tiltak. Virkemidler kan være påbud, forbud, avgifter, subsidier, gebyrer eller informasjonskampanjer. Virkemidler for å utløse tiltak for reduksjon av klimagassutslipp kan for eksempel være forbud mot bruk av fyringsolje til oppvarming av bygninger, eller momsfritak for elbiler.

Værår eller **værscenarioer**: Scenarioer for tilsig, temperaturer, vind og sol. Fordi kraftsystemet er væravhengig, simulerer vi hvordan markedet ville ha oppført seg i ulike værscenarioer eller værår. Vi simulerer hvert av modellårene 2023, 2030 og 2035, gitt været i årene 1991 til 2020. Når vi oppgir årlige kraftpriser, bruker vi gjennomsnittet av disse 30 værscenarioene hvis ikke annet er spesifisert. Dette refereres ofte til som et *normalår* (se begrepsavklaring over).

Vedlegg

Vedlegg A Generelle forutsetninger

Referanseår

Alle priser og pengebeløp oppgis i reelle 2023-verdier

Valutakurs

For omregning av beløp fra EUR til NOK har vi benyttet en valutakurs på 11,4. Dette er den samme valutakursen som er lagt til grunn i LA25.

Øvrige forutsetninger

Basis i denne rapporten samsvarer med basisbanen i NVEs langsiktige kraftmarkedsanalyse 2025. Øvrige forutsetninger utover de som er spesifisert spesifikt for de norske forbruksbanene og Norden-scenariot, tilsvarer forutsetningene i basisbanen, og kan finnes i [LA25, kapittel 6 Vedlegg](#).

Selv om datasettet for *Basis* er tilnærmet likt som datasettet for basisbanen i LA25, kan det likevel være små avvik mellom forutsetningene og resultatene i *Basis* og det som vises i LA25. Dette kan skyldes at vi velger å framstille forutsetninger eller resultater på ulike måter, eller at vi har gjort våre egne modellkjøringer av *Basis*, der små justeringer i datasettet eller modelloppsett kan gi små avvik. Med mindre annet er spesifisert, vil vi i denne rapporten referere til resultatene fra våre egne modellkjøringer.

Vedlegg B Metode for tilpasninger i Klimaplan Norden

Potensialer

I scenariot forutsetter vi at det er tre typer markedsaktører som gjør langsiktige tilpasninger hvis det forventes at kraftprisene blir høyere enn i *Basis*:

- Nye etableringer i kraftkrevende industri
- Kraftprodusenter
- Husholdninger og tjenesteyting

Under går vi inn på hvordan vi for hver av disse aktørene har fastsatt hvor mye hver av disse aktørtyper i Norden kan bidra til å styrke den nordiske kraftbalansen i møte med en omstillingsdrevet forbruksvekst. Potensialene vi beskriver her kan regnes som en form for tekniske potensialer. Vi definerer ikke noe potensiale for husholdninger, fritidsboliger og næringer, men ved å anta at denne forbruket i denne kategorien er elastisk på lang sikt, kan vi justere nivået på forbruket som en respons på at forventet prisnivå endrer seg. De samlede potensialtallene oppsummeres i Tabell 2.

FÆRRE NYE INDUSTRIETABLERINGER GIR LAVERE KRAFTFORBRUK

For nye industrietableringer i kraftkrevende industri ser vi for oss at det finnes et potensiale for å redusere forbruket sammenlignet med *Basis*. Vi begrunner dette med at det kan tenkes at nye industrivirksomheter vil kunne vurdere etablering utenfor Norden, siden de fortsatt er på planleggingsstadiet.

I denne analysen har vi valgt å definere de potensielle forbruksreduksjonene fra nye industrietableringer som forbruksøkningen i kraftintensiv industri³⁷ i *Basis* utover nivået i referanseåret (2023). Samtidig inkluderer vi ikke forbruksøkninger som kan tilskrives klimatiltak i disse forbrukskategoriene. Ved å bruke

³⁷ Dette inkluderer også kraftforbruk til grønn hydrogenproduksjon og datasentre.

denne tilnærmingen anslår vi en potensiell forbruksreduksjon fra nye industrietableringer på opptil 24 TWh i 2030 og 40 TWh i 2035 for Norden samlet. Potensialene er definert på prisområdenivå.

PRODUSENTER KAN BYGGE UT MER FORNYBAR KRAFT

På tilbudssiden forutsetter vi at kraftprodusenter kan bygge ut mer fornybar kraftproduksjon enn det vi antar i *Basis*. Vi definerer potensialene for hvor mye kraft som kan bygges ut utover basisbanen per produksjonsteknologi og land.

Potensialene har vi tallfestet på to måter. For Norge antar vi at det i 2035 er mulig å bygge ut vind- og solkraft tilsvarende det som bygges ut mellom 2035 og 2040 i *Basis*. For de andre nordiske landene setter vi potensialet likt produksjonen som overstiger *Basis* fra scenarioene vi henter fra de respektive underlagsrapportene per land (se 3.1.1).³⁸ Potensialet for 2030 begrenses av hvor mye ny produksjon som legges til i 2035. Dette gir oss et potensiale for hele Norden på 39 TWh i 2030 og 107 TWh i 2035.

Tabell 2. Antatte potensialer for ny fornybar produksjonskapasitet (normalårsproduksjon) og forbruksreduksjoner fra nye industrietableringer.

	Produksjon 2030 (TWh)	Forbruk 2030 (TWh)	Produksjon 2035 (TWh)	Forbruk 2035 (TWh)
Norge	1	4	10	7
Sverige	22	10	41	19
Danmark	9	7	36	11
Finland	7	3	20	3
Total	39	24	107	40

Framgangsmåte

Vi har fastsatt tilpasningene vi legger til grunn for *Klimaplan Norden* gjennom en iterativ prosess der vi gjør flere modellkjøringer med kraftmarkedsmodellen TheMA. Tilpasningene for modellåret 2035 har blitt fastsatt før tilpasningene for modellåret 2030. Dette gjør vi for at vi også skal kunne begrense potensialene i 2030 til hvor mye av potensialene for 2035 som utnyttes, slik at forbruksreduksjon og produksjonsøkning i 2030 ikke blir større enn i 2035.

Tilpasningene har blitt fastsatt i to trinn:

1. **Trinn 1:** Redusere forbruk fra nye kraftkrevende industrietableringer og øke fornybar kraftproduksjon fram til prisenivået i de nordiske prisområdene ligger på nivå med, eller under Nord-Europa.
2. **Trinn 2:** Øke fornybar kraftproduksjon til det ikke finnes mer lønnsom produksjon å legge til.

Etter hvert av trinnene har vi samtidig gjort justeringer i forbruket i husholdninger og tjenesteyting basert på en antatt langsiktig priselastisitet.

TRINN 1: FINNE TILPASNINGER SOM GIR FORVENTET PRISNIVÅ SOM I NORD-EUROPA

Når vi i starten kun har lagt inn den omstillingsdrevne forbruksveksten, vil forventede kraftpriser i Norden i snitt kunne være høyere enn i Nord-Europa (i denne sammenhengen bruker vi tysk kraftpris som en referanse). I denne situasjonen antar vi at to ting skjer samtidig:

I prisområder der forventet kraftpris ligger høyere enn i Nord-Europa, vil noen av de planlagte nye industriprosjektene heller planlegge for å legge virksomheten utenfor Norden.

³⁸ I tilfeller der *Basis* har høyere produksjon enn scenarioet, setter vi potensialet til null.

Kraftprodusenter bygger ut fornybar kraftproduksjon der det fortsatt finnes lønnsom produksjon i potensialet. Vi definerer lønnsomme produksjonsteknologier som teknologier som forventes å ha en høyere oppnådd kraftpris enn LCoE (se Begrepsavklaringer).

Med slik endringer vil den nordiske kraftbalansen, gjennom iterasjoner, gradvis styrkes fram til hvert av de nordiske prisområdene har en gjennomsnittlig kraftpris i et normalår som er forventet å ligge på nivå med eller under Nord-Europa. Endringen i kraftbalanse fordeles på forbruksreduksjoner, produksjonsøkninger og prisområder etter hvordan det ubrukte potensialet fordeler seg på disse kategoriene. Etter hvert som land og prisområder får lave nok kraftpriser, eller produksjonsteknologier blir ulønnsomme for ulike prisområder, fjernes disse potensialene helt før neste iterasjon. Trinnet er ferdig når hvert av de nordiske prisområdene har forventede kraftpriser som ligger på nivå med, eller under, nivået i Nord-Europa.

TRINN 2: LEGGE INN FORTSATT LØNNSOM KRAFTPRODUKSJON

Etter at vi har gjort tilstrekkelig med tilpasninger slik at de nordiske kraftprisene ikke forventes å ligge høyere enn på i Nord-Europa, antar vi at planlagte nye industrietableringer ikke lenger har incentiver til å flytte planlagt virksomhet ut av Norden. Fra nå av fortsetter vi derfor kun med å øke fornybar kraftproduksjon så lenge det fortsatt er land som har produksjonsteknologier med ubenyttede potensialer som fortsatt forventes å være lønnsomme. Også her er det fordelingen av ubrukt potensiale per land og teknologi som brukes som fordelingsnøkkel for produksjonsøkningen i hver iterasjon.

I dette trinnet har vi også en tilleggsbegrensning for ny produksjonskapasitet. Vi øker ikke ny produksjonskapasitet i prisområder der forventede priser begynner å legge seg nært tilsvarende pris i Basis. Dette handler om at vi med et utgangspunkt som forventes å ligge høyere enn Basis ikke ser for oss at vi kan bygge oss ut til lavere priser hvis det innebærer et større kraftsystem enn i Basis.

ETTER HVERT TRINN TILPASSES FORBRUKET I HUSHOLDNINGER OG TJENESTEYTING

For husholdninger og tjenesteyting antar vi at kraftforbruket er *elastisk* (se Begrepsavklaringer) med hensyn til spotprisen på lang sikt. Med dette mener vi at en forventet prisendring fører til at forbruket tilpasser seg etter følgende formel:

$$\text{Nytt forbruk} = \text{Opprinnelig forbruk} \cdot \left(1 + \text{elastisitet} \cdot \frac{\text{ny pris} - \text{opprinnelig pris}}{\text{opprinnelig pris}} \right)$$

Etter hvert av trinnene beskrevet over oppdaterer vi forbruket i hvert av de nordiske prisområdene etter formelen over (på slutten av trinn 1 brukes tall fra Basis som opprinnelig forbruk og pris).

Vi legger til grunn en elastisitet på -0,15 for de nordiske landene generelt. For Norge legger vi at forbruket er mindre elastisk og legger til grunn en elastisitet på -0,10. Vi begrunner dette med at Norge i dag opererer med strømstøtteordninger for husholdninger og fritidsboliger. Det finnes flere studier som prøver å estimere priselastisiteter for forbruk, og anslagene er sprikende. Til tross for stor usikkerhet knyttet til de estimerte elastisitetene, legger vi til grunn at det kan komme en respons i forbruket fra husholdninger og tjenesteyting som følge av en økning i kraftprisene.



NVE

Norges vassdrags- og energidirektorat

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