



# Utviklingen i kraftmarkedet mot 2050

En utvidelse av Langsiktig kraftmarkedsanalyse 2023

Oktober 2024

# Bakgrunn og premisser

Et av NVEs hovedmål er å fremme en samfunnsøkonomisk rasjonell produksjon, overføring, omsetning og bruk av energi. Våre langsiktige kraftmarkedsanalyser er en del av dette arbeidet. Med utgangspunkt i vedtatte virkemidler og våre vurderinger av de fundamentale driverne på lang sikt fremskriver vi hvordan kraftsystemet i Europa og Norden kommer til å utvikle seg fremover.

NVEs siste langsiktige kraftmarkedsanalyse ble publisert i oktober 2023 (LA23). I år utvider vi den eksisterende analysen med ti år. Vi har ikke gjort endringer i modellårene 2030, 2035 og 2040, kun utarbeidet et datasett for 2050. Rapporten må derfor leses som et tillegg til LA23. Referansebanen vi presenterer her kan leses som NVEs antagelse om fremtidig utvikling av kraftsystemet og -markedet gitt vedtatt politikk og eksisterende virkemidler. Kunnskapsgrunnlaget, datasettet og kraftprisene fra den langsiktige analysen brukes i flere forvaltningsoppgaver, og er dermed en referanse for fremtidige analyser.

## **NVE har utvidet analyseperioden med ti år frem til 2050**

De siste årene har vi sett på utviklingen frem mot 2040 i våre langsiktige kraftmarkedsanalyser. I år utvider vi til 2050. Det er flere årsaker til at vi forlenger tidshorisonten:

- En rekke politiske målsetninger for energi- og klimaområdet er forankret i året 2050. Å utvide analysen mot dette året gir en pekepinn på hvor kraftsystemet er på vei gitt dagens politikk og virkemidler.
- NVE konsesjonsbehandler anlegg med betydelig lenger levetid enn til 2040, og analysen brukes inn i dette arbeidet.
- NVE utarbeider på oppdrag av Energidepartementet analyser av alternativ utvikling i kraftsystemet, i lys av ulike utviklingstrekk og målsetninger på klima-, nærings- og energiområdet. I dette arbeidet ønsker vi å ha en lenger referansebane for utviklingen.



# Bakgrunn og premisser

## **Fremskrivningene bygger på vedtatt politikk og eksisterende virkemidler**

I årene som kommer skal det tas mange politiske valg som vil ha påvirkning på utviklingen av kraftsystemet mellom 2040 og 2050. Vi har tatt utgangspunkt i at det europeiske kraftsystemet utvikler seg med samme veksttakt (målt i MW og TWh) mellom 2040 og 2050 som det vi la til grunn mellom 2030 og 2040. Vi har dermed trendfremskrevet utviklingen i produksjon og forbruk, og legger til grunn at Europa fortsetter utviklingen i retning av en utslippsfri kraftsektor med nye grønne verdikjeder.

For Norden har vi i større grad vurdert ulike utviklingsbaner for å komme frem til vår referansebane for 2050. De nordiske kraftsystemene er tett integrert, noe som innebærer at utviklingen i de ulike landene må ses i sammenheng. En storstilt utbygging av ny produksjon i Danmark eller Sverige vil påvirke markedsforholdene for norsk kraftproduksjon og motsatt. Når vi skal si noe om utvikling i ulike produksjonsteknologier mellom 2040 og 2050, har vi forsøkt å se nasjonale planer, ressursmessige og økonomiske forutsetninger i forhold til hverandre. Underveis i arbeidet har vi vært i dialog med svenske og danske energimyndigheter for å dele perspektiver rundt utviklingen i Norden.

Det er mange år til 2050, og mange av forutsetningene denne analysen er basert på, kan komme til å endre seg. Det er derfor viktig å understreke at det alltid vil være stor usikkerhet om analyser som går langt fram i tid som denne. Usikkerheten er særlig stor på et område som energi, der framtiden er så sterkt knyttet til utviklingen i politikk, teknologi og markeder.

Et av premissene for vårt basisscenario er at vi i størst mulig grad støtter oss på vedtatte virkemidler for å forstå hvilken retning vi er på vei. Det gir et bedre utgangspunkt for å vurdere virkningene av ny politikk. Jo lenger frem vi ser, jo større er utfallsrommet og jo færre holdepunkter har vi. Når vi vurderer hvor mye ny kraftproduksjon vi skal legge inn i basisscenarioet, blir dette en avveining mellom markedsmessige forhold og ikke-økonomiske barrierer. De markedsmessige forholdene er imidlertid en direkte konsekvens av de forutsetningene vi legger til grunn om resten av systemet. For å belyse denne usikkerheten har vi gjennomført sensitivitetsanalyser for å se hvordan markedsforholdene endrer seg med ulike forutsetninger.

## **Rapportens oppbygging**

I rapporten går vi først gjennom hva vi tror om utviklingen i Europa; forventninger om brensels- og CO<sub>2</sub>-priser, forbruk og produksjon. Deretter går vi nærmere inn på utviklingen i forbruk og produksjon i Norden og Norge. I siste del av rapporten beskrives hvilken virkning utviklingen har for kraftpriser, handel og behovet for fleksibilitet.

## Sammendrag

### Utviklingen i Europa

Brensels- og CO<sub>2</sub>-priser påvirker kraftprisene mindre mot 2050

Klimaomstilling driver forbruksutviklingen i Europa

Fornybarandelen i europeisk kraftproduksjon fortsetter å øke

### Utviklingen i Norge og Norden

Transport, industri og hydrogenproduksjon driver forbruksveksten i Norden

Sterk forbruksvekst i Norge, men nedgang i petroleumsnæringen og energieffektivisering demper veksten mot 2050

Den fornybare kraftproduksjonen i Norden øker med havvind som den største bidragsyteren

Status og ambisjoner for utbygging av havvind i Norden

Utbygging av norsk havvind må ses i sammenheng med utviklingen i resten av systemet

Nærmere om produksjonsutviklingen i Norge

### Virkninger i kraftmarkedet

De europeiske kraftprisene faller i takt med at fornybarandelen øker

Et kraftsystem basert på uregulerbare teknologier er avhengig av mange typer fleksibilitet

Betalingsvilligheten til de fleksible forbrukerne vil være viktig for prisen i 2050

Kan adferdsendringer påvirke prisene?

Kraftprisen i Norge synker mot 2050

Blir kraftprisen lavest midt på dagen hele året?

Norge importerer mer fra Europa i fremtiden



# Sammendrag

De siste årene har vært preget av pandemi og global uro. I skrivende stund er det fortsatt krig i Ukraina, og nye, sterke uroligheter startet i Midtøsten omtrent samtidig som vi publiserte vår langsiktige kraftmarkedsanalyse 2023 (LA23). Sikkerhetspolitikk preger verdensbildet i langt større grad enn da vi utarbeidet vår forrige analyse. Hvordan disse hendelsene vil påvirke fremtidens kraftsystem, er vanskelig å vite. Likevel ser vi at en sikker kraftforsyning vil bli viktigere enn før, og politikk og virkemidler for å sikre økt kraftproduksjon i Europa får økt fokus i EU. Hittil har Europa og EU holdt fast på sine målsetninger på energi- og klimaområdet, men det er usikkert hvordan EU vil balansere stram klimapolitikk, sikkerhetspolitikk, forsyningsikkerhet og egen konkurransekraft fremover.

## **Klimaomstilling, næringsutvikling og sikkerhetspolitikk driver utviklingen i kraftsystemet mot 2050**

Et av hovedbudskapene i LA23 var at klimaomstilling og næringsutvikling driver utviklingen i kraftsystemet. Utslippskutt innenfor industri, bygg og transport bidrar til økt etterspørsel etter strøm både i Europa og i Norden. Ny kraftkrevende industri og produksjon av grønt hydrogen bidrar også til en betydelig forbruksvekst. Den økte etterspørselen støttes opp av en stor utbygging av sol- og vindkraft. En annen viktig driver for økt kraftproduksjon er det økte fokuset på energisikkerhet og en stabil kraftforsyning, spesielt i lys av krigene i Ukraina og Midtøsten. Etter hvert som variable teknologier skal dekke en stadig større andel av etterspørselen oppstår det et stort fleksibilitetsbehov i systemet. Dette bildet forsterkes ytterligere når vi beveger oss mot 2050. I vår analyse utgjør sol- og vindkraftproduksjon 65 prosent av produksjonen i Europa i 2050, opp fra 58 prosent i 2040. En høyere fornybarandel bidrar til at den gjennomsnittlige kraftprisen faller mellom 2040 og 2050. Det samme bildet ser vi i Norge og Norden.

## **Kostnader knyttet til fleksibilitetsteknologiene vil bli stadig viktigere for kraftprisen**

Ettersom kraftproduksjonen består av en stadig større andel uregulerbare teknologier, oppstår det et behov for fleksibilitet i andre deler av systemet. I vår analyse har vi lagt til grunn at utviklingen av ny fleksibilitet i hovedsak skjer på forbrukssiden. I timer med høy fornybar produksjon antar vi at det vil være betalingsvilligheten til de fleksible forbrukerne som setter kraftprisen. I vår analyse er forbruk til hydrogenproduksjon en viktig kilde til fleksibilitet. En implikasjon av dette er at teknologikostnader knyttet til elektrolyse og fremtidig markedspris på hydrogen har stor betydning for kraftprisene vi fremskriver.

Det er store ambisjoner, men også stor usikkerhet, knyttet til hvilken rolle hydrogen vil ta i energiomstillingen. Dersom kostnadene blir for høye eller man ikke klarer å få på plass nødvendig infrastruktur i tide, kan det redusere hastigheten på utbyggingen av uregulerbar kraftproduksjon, og bane veien for andre utslippsfrie produksjonsteknologier. For eksempel ser vi at kjernekraft har fått en ny giv i flere land de siste årene, blant annet i Sverige. Den norske regjeringen har oppnevnt et offentlig utvalg som skal utrede kjernekraft som mulig kraftkilde i Norge.

I dag nyter det norske systemet godt av fleksibiliteten i vannmagasinene. På kort- og mellomlang sikt ser vi at effektutvidelser i vannkraftverk kan være med å balansere systemet, i tillegg til at forbrukerfleksibilitet kan bidra. I analysen vår ser vi at adferdsendringer knyttet til når kraft brukes, også vil kunne påvirke kraftprisen.

# Sammendrag

## **Det er stor usikkerhet i utviklingen mot 2050, særlig når det gjelder gjennomføring av initiativ knyttet til forbruksutviklingen**

Det er mange politiske initiativ, utover målrettede virkemidler for utslippsreduksjoner, som kan løfte forbruksveksten i Norge og Norden. Eksempler på dette fra Norge er regjeringens strategier for batteriproduksjon, hydrogenproduksjon og datasentre. Globalt ser vi en sterk konkurranse om å tiltrekke seg kompetanse og å utvikle liknende industrier. USAs «Inflation Reduction Act» og EUs «European Hydrogen Bank» er eksempel på subsidie- og virkemiddelpakker for å støtte en slik utvikling regionalt. En av mange utfordringer med å lage en langsiktig analyse mot 2050 er å gjøre anslag på hvor stor forbruksveksten vil bli. Dersom forbruket vokser raskere enn produksjonen over tid, vil Norge bli avhengig av import også i timer hvor kraften er et knapphetsgode i landene rundt oss. Det vil trekke norske kraftpriser opp, og kunne virke dempende på en antatt forbruksvekst.

## **Flere land har planer om å møte forbruksveksten med havvindsatsing, men det kan bli krevende å finne lønnsomhet i norske havvindprosjekt**

Alle de nordiske landene har, i likhet med mange andre europeiske land, ambisjoner om å møte deler av en fremtidig forbruksvekst med økt havvindproduksjon. De siste årene har kostnadene for denne teknologien økt, og de langsiktige kostnadsanslagene vi regelmessig henter inn, er høyere nå enn tidligere anslag. Basert på det vi vet i dag om kostnader for havvind og utviklingen i landene rundt oss, kan det bli utfordrende å skape en lønnsom drift for norsk havvind mellom 2040 og 2050, med mindre vi ser en dramatisk teknologitvilling eller kostnadsfall på dette området.

Flere av de utpekte områdene for havvind i Norge ligger langt fra land og på dypt vann. Gunstigere forhold i resten av Norden og Europa gjør at prosjektene i disse landene kan bli mer konkurransedyktige enn de norske. I analysen vår har vi sett på hvordan lønnsomheten til norsk havvind varierer med ulike forutsetninger om havvindutbygging, handlingskapasitet og forbruksvekst. I de aller fleste tilfeller oppnår norsk havvind for lave priser til å dekke sine kostnader over levetiden. Våre simuleringer tyder altså på at en stor utbygging av havvind i Norge uten offentlig støtte, forutsetter en betydelig høyere forbruksvekst enn det vi har lagt til grunn i vårt basisscenario. Dersom landene rundt oss, både i Norden og ellers i Europa, bygger ut havvind til en lavere kostnad enn oss, vil dette være med på å trekke ned prisnivået i kraftmarkedet, noe som igjen kan øke støttebehovet for norsk havvind. En lønnsom utbygging av norsk havvind vil dermed kreve at kraftprisen i Norge er høyere enn i landene rundt oss, som i en situasjon med kraftunderskudd i Norge. Alternativt må teknologikostnaden for flytende havvind falle betydelig og falle sterkere enn markedsprisen på kraft.

## **En høyere europeisk fornybarandel gir et fall i kraftprisen 2040 og 2050**

I vår referansebane har Norge et kraftoverskudd på rundt 8 TWh i 2050. Norden som helhet har et overskudd på nesten 60 TWh. Til sammenligning viste LA23 et kraftoverskudd på 13 TWh og 47 TWh i henholdsvis Norge og Norden i 2040. I likhet med resten av Europa faller den gjennomsnittlige kraftprisen i Norge mellom 2040 og 2050. Kraftprisen i vår referansebane ligger på 42 øre/kWh i 2050, ned fra 49 øre/kWh i 2040. Prisene er angitt i 2022-kroner.



# Utviklingen i Europa

I denne delen beskriver vi hvordan vi ser utviklingen i forbruk og produksjon i Europa mot 2050. Vi beskriver også hvilke forutsetninger vi har lagt til grunn om brensels- og CO2-priser.

Vi har valgt å trendfremskrive forbruk og produksjon mot 2050. Det betyr at de drivkreftene som var viktig fram mot 2040 er videreført til 2050.

Vindkraft- og solkraftproduksjon dominerer produksjonsapparatet i Europa i 2050. Uten tilgang på fleksibilitet blir det vanskelig å oppnå lønnsomhet for disse teknologiene fordi det oppstår lange perioder med høy produksjon og svært lave priser.

I vår analyse har vi lagt til grunn at mesteparten av fleksibiliteten kommer på forbrukersiden. Dette er forbrukskategorier som kan bruke elektrisitet i perioder med stort overskudd: lading av batterier, fleksibelt forbruk til hydrogenproduksjon og fleksibel elforbruk i fjernvarmesektoren.

I takt med økt fornybar og utslippsfri kraftproduksjon, faller betydningen av prisene på brensler og utslippskvoter for kraftprisene. I landene vi modellerer vil 87 prosent av produksjonen være utslippsfri i 2050.

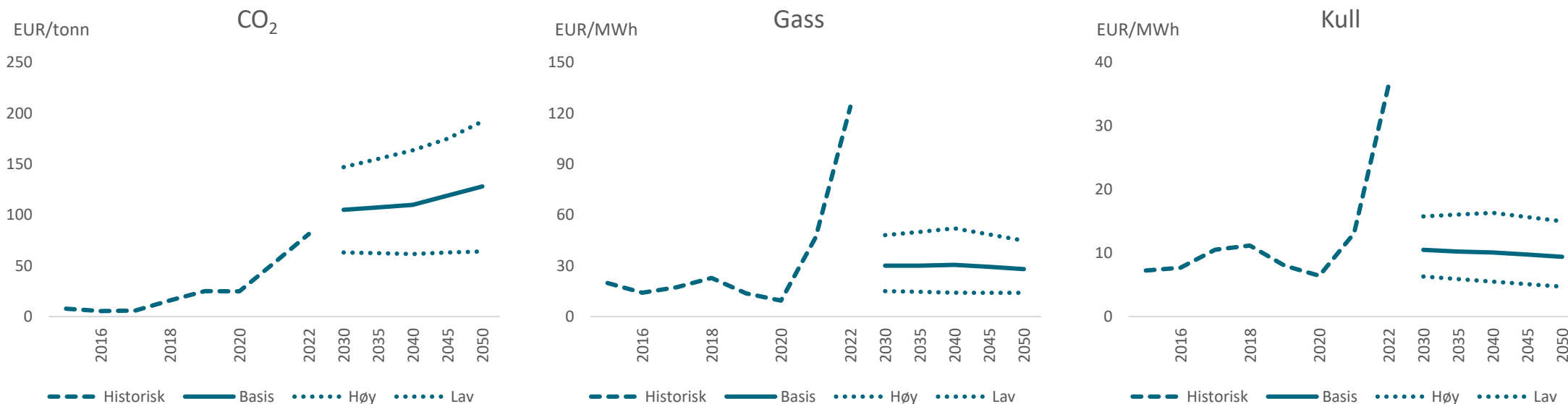


## Brensels- og CO<sub>2</sub>-priser påvirker kraftprisene mindre mot 2050

Økende andel fornybar kraftproduksjon i Europa får konsekvenser for viktigheten av forutsetningene for brensels- og kvotepris. I vår analyse vil fossil kraftproduksjon være prissettende teknologi i færre og færre timer, jo lengre vi beveger oss frem i tid. En implikasjon av dette er at virkningene på kraftprisen av endringer i brensels- og CO<sub>2</sub>-priser blir mindre.

For å fastsette nivået på brensels- og CO<sub>2</sub>-priser i 2050, støtter NVE seg på eksterne analyser, hvor IEA sin World Energy Outlook tillegges stor vekt. Sammenliknet med 2040 er nivået på gassprisen justert noe ned, mens kvoteprisen har blitt justert noe opp. Bakgrunnen for nedjusteringen av gassprisen på lang sikt skyldes flere forhold, blant annet at anslagene fra i fjor var mer preget av usikkerheten knyttet til energikrisen, og hvorvidt EU var i stand til å dekke sitt gassbehov. Da var gassprisen høyere enn i dag, noe som kan ha påvirket anslagene også på lang sikt. Endringene i gass- og CO<sub>2</sub>-prisen trekker i hver sin retning for produksjonskostnaden til gasskraft, og i sum blir kostnaden tilnærmet uendret. Med våre antakelser vil marginalkostnaden til et gasskraftverk med 50 prosent virkningsgrad være 107 EUR/MWh i 2050.

Å gjøre anslag på brenselspriser så langt fram i tid er svært usikkert. Som i tidligere analyser opererer vi med utfallsrom for å representere mulige utviklingsbaner hvor brensels- og kvoteprisene blir vedvarende høyere eller lavere enn i vår basisbane. Fordi vi antar at markedsprisen på hydrogen blir satt av blått hydrogen i 2050, vil utkoblingsprisene for hydrogenproduksjon og hydrogen til brensel i gasskraftverk også endres når gassprisen endres. I høy og lav bane blir dermed utkoblingsprisene for hydrogenproduksjon også høyere eller lavere, noe som forsterker priseffekten av endringen i gassprisen.





## Klimaomstilling driver forbruksutviklingen i Europa

For å fremskrive forbruksnivået i land utenfor Norden i LA23, ble S&P Global sine detaljerte fremskrivninger per land tillagt stor vekt. Til 2050 har vi valgt å trendfremskrive forbruket i alle sektorer bortsett fra til hydrogenproduksjon. Vi har benyttet samme vekst (målt i MW og TWh) fra 2040 til 2050 som det vi la til grunn mellom 2030 og 2040. Der metoden har gitt lite sannsynlig utvikling, har tallene blitt skjønnsmessig justert. Dette resulterer i et forbruksnivå på vel 5100 TWh i 2050 i Europa\*.

I vår analyse øker kraftforbruket i transportsektoren fra 81 TWh i 2022 til om lag 750 TWh i 2050. Den andre sektoren som vokser mye er forbruk til hydrogenproduksjon. Det er store ambisjoner, men også stor usikkerhet, knyttet til hvilken rolle hydrogen vil ta i energiomstillingen. Håpet er at selve produksjonen av hydrogen vil kunne ha en balanserende rolle i kraftsystemet ved å tilpasse produksjonen til svingningene i sol- og vindkraft. Hydrogengassen i seg selv vil være viktig for å dekke energibehovet i næringer som vanskelig lar seg elektrifisere, som fly og maritim sektor, og i kjemiske industriprosesser.

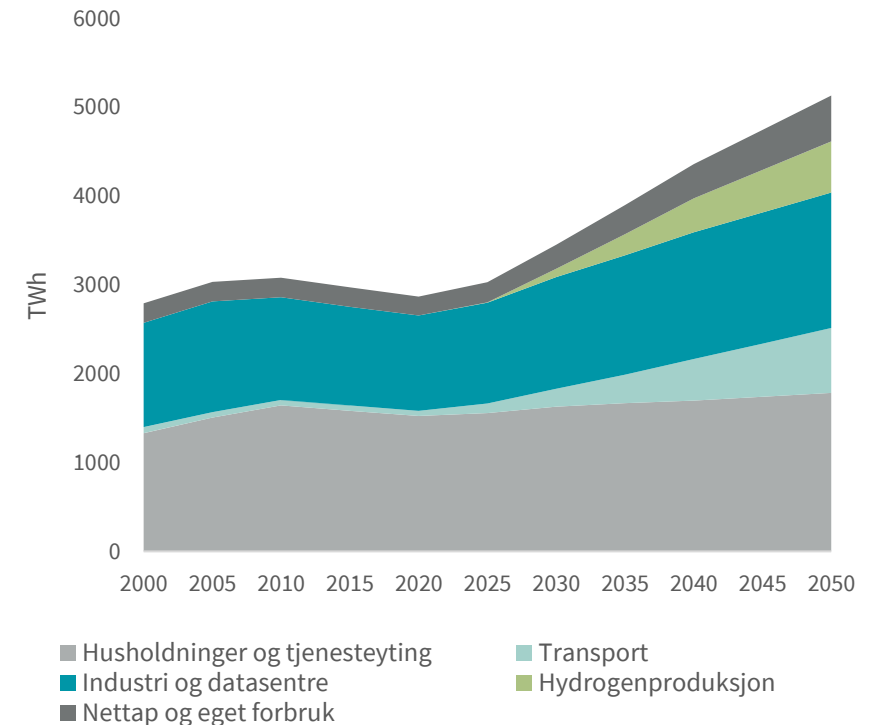
Det er lite produksjon av grønt hydrogen i Europa i dag, og det er vanskelig å vite hvor raskt denne næringen vil bygge seg opp. For å fastsette forbruket til hydrogenproduksjon har vi derfor gått stegvis frem. Vi har vurdert hvor stort Europas hydrogenbehov vil kunne bli, basert på mål i ulike regelverk. Deretter har vi antatt at 50 prosent av dette vil bli dekket av import og blått hydrogen. Den resterende halvparten antar vi blir produsert gjennom elektrolyse i Europa. Med dette som utgangspunkt ender vi med et forbruk til hydrogenproduksjon på i underkant av 600 TWh i 2050.

EU-kommisjonen har satt et importmål for hydrogen i forbindelse med REPowerEU\*\*. I 2023 implementerte EU to delegerede rettsakter om kriteriene for fornybar hydrogen og omfatter kun elektrolyse\*\*\*.

\*Vi modellerer 19 land i Europa som til sammen utgjør rundt 2/3 av den europeiske kraftforsyningen.

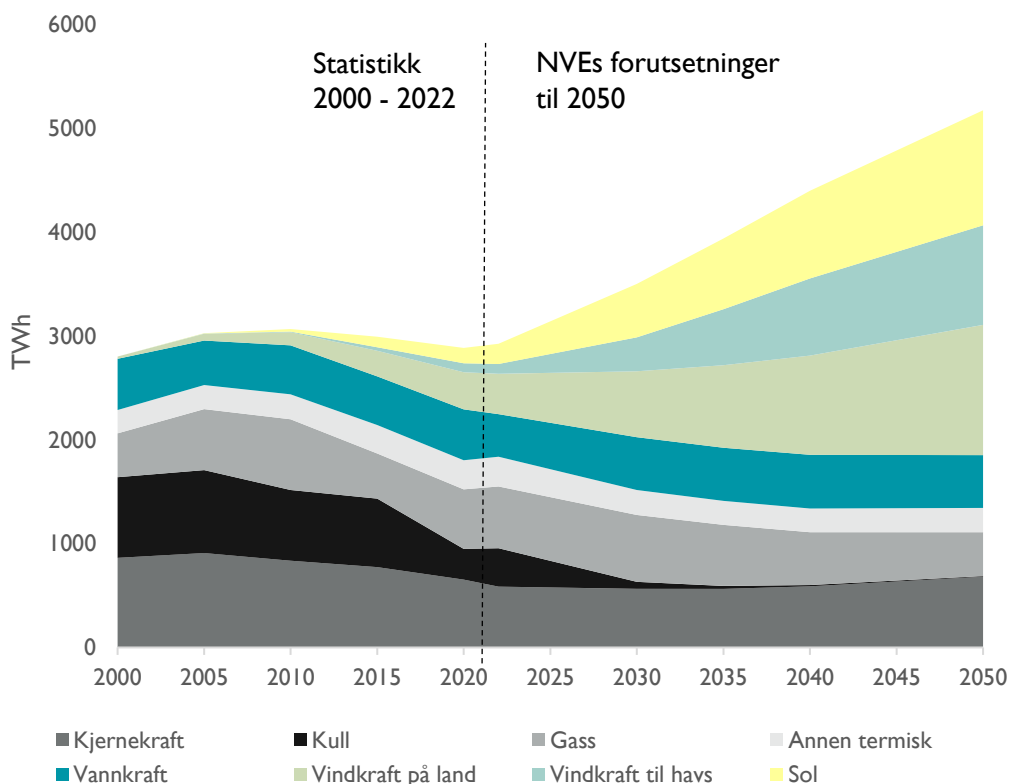
\*\*In focus: Renewable hydrogen to decarbonise the EU's energy system - European Commission (europa.eu), Hydrogen (europa.eu)

\*\*\*Renewable hydrogen production: new rules formally adopted (europa.eu)



## Fornybarandelen i europeisk kraftproduksjon fortsetter å øke

I vårt anslag for 2050 produseres det samlet i underkant av 5200 TWh kraft i Europa. I likhet med forbruksutviklingen, er produksjonen trendfremskrevet, og skjønsmessig justert der metoden gir lite sannsynlig utvikling. Det gir en produksjonsøkning på nesten 20 prosent fra 2040. Sol- og vindkraft dominerer produksjonen i det europeiske kraftmarkedet, og i 2050 utgjør lavutslippsteknologier 87 prosent av kraftproduksjonen i Europa. Vindkraft på land er en teknologi som er lønnsom uten subsidier i de fleste land. I framskrivningen til 2040 i LA23 la vi vekt på at utbyggingen av vindkraft på land ble begrenset av interessekonflikter, spesielt knyttet til arealbruk og at motstanden er økende i mange land. Selv om framskrivningen mot 2050 forlenger denne trenden, vil vindkraft på land være den teknologien som bidrar mest til samlet produksjon i 2050.



Store mengder uregulerbar kraft forsterker behovet for fleksibilitet i systemet. I 2050 har antakelsen om rollen til hydrogen som kilde til fleksibilitet vært avgjørende for prisnivået som etableres i Europa. Dette kommer vi nærmere inn på i [«Betalingsvilligheten til de fleksible forbrukerne vil være viktig for prisen i 2050»](#).

I vår analyse, vil forbruk til fleksibel hydrogenproduksjon utgjøre rundt 10 prosent av produksjonsvolumet i Europa i 2050. I tillegg har vi inkludert ulike typer batterier med en samlet kapasitet på 400 GW. Til sammenligning utgjør installert kapasitet til solkraftproduksjon omlag 900 GW i 2050.

Selv om solkraftproduksjon i våre analyser får en lav oppnådd pris og lav lønnsomhet sammenliknet med andre teknologier, forventer vi en betydelig vekst i denne teknologien. Dette skyldes blant annet at den er billig, skalerbar og tilgjengelig. Det er gjerne sluttbrukerprisen og ikke engrosprisen som er referansen for mange av investeringene. I Tyskland har det vært en investeringsboom i såkalte balkonganlegg, hvor paneler opp til 800Wp selges med en batteripakke. Ved utgangen av 1. kvartal 2024 var det registrert over 400 000 slike anlegg i følge [CLEW](#). Det er imidlertid stor usikkerhet knyttet til hvor stor andel av solkraftproduksjonen som kommer på tak og fasader, og hvor stor andel som kommer i store solparker mot 2050.

Produksjonen fra kjernekraft øker noe i tiåret mellom 2040 og 2050. Det skyldes at uttalte målsetninger om ny kjernekraft i flere land, forventes å bli realisert etter 2040.



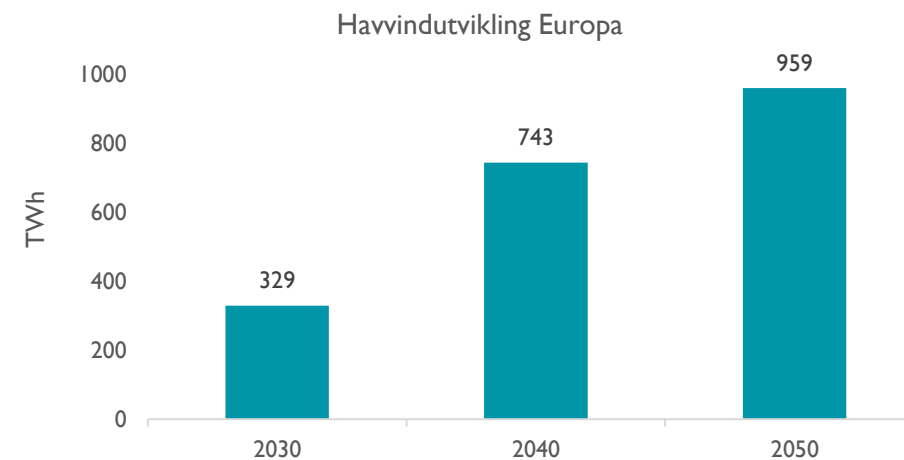
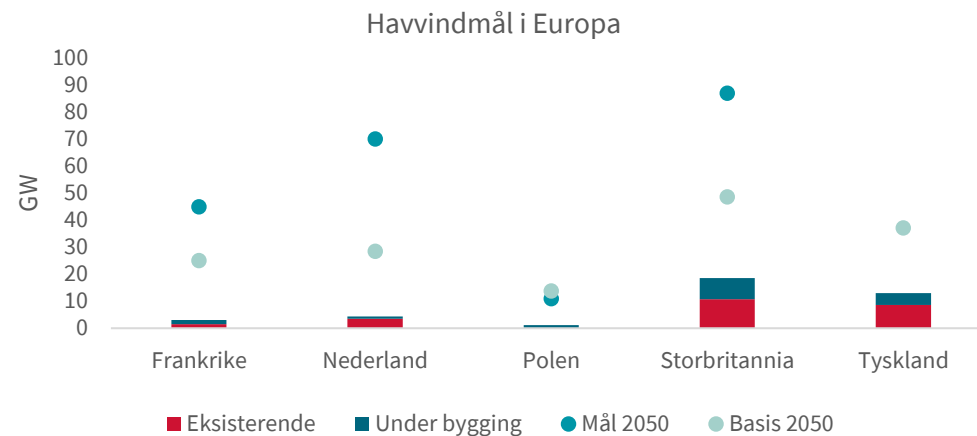
## Økte kostnader for havvind kan bremse utviklingen i Europa

Europeiske land har høye målsetninger for havvind. EU har satt et mål om 300 GW utbygd havvind innen 2050 og mange europeiske land har også satt individuelle mål. Størsteparten av vindkraftkapasiteten i Europa er fortsatt på land. I 2023 var den totale installerte havvindkapasiteten på 34,2 GW i Europa\*. Så langt i år har volumer på 9 GW blitt auksjonert ut rundt om i Europa.

Til tross for høye ambisjoner, er det er stor usikkerhet rundt hvor mye havvind som vil realiseres i årene fremover. Det er mange og store planer for utbygging i Europa, men økte kostnader og køer i verdikjedene kan potensielt bremse utviklingen. Selve kostnadsutviklingen er den største usikkerheten. De siste årene har kostnader for komponenter, arbeidskraft og finansiering økt betraktelig. Økte kostnader gjenspeiles også i anslag for LCOE (Levelized Cost of Electricity) på havvind. LCOE er et estimat på produksjonskostnad over den økonomiske levetiden på et kraftverk, og gis i kostnad per produserte enhet.

Vi har lagt til grunn at havvindkapasiteten i Europa, inkludert Norden, øker til omtrent 248 GW i 2050, nesten 60 GW opp fra 2040. I 2050 tilsvarer dette en produksjon på omtrent 960 TWh. For Europa har vi trendfremskrevet utviklingen. For å vurdere realismen i anslagene har vi sammenlignet prisen havvindparkene oppnår i våre simuleringer mot forventet fremtidig LCOE. For å dekke sine kostnader over levetiden, må havvindaktørens oppnådde pris være lik eller høyere enn LCOE. I vår analyse har vi ikke lagt inn større volumer enn det vi tror vil kunne bli lønnsomt basert på inntektene fra kraftmarkedet.

\* [Interactive data & maps | WindEurope](#)



# Utviklingen i Norden

I denne delen beskriver vi hvordan vi ser utviklingen i forbruk og produksjon i Norden mot 2050. Vi går også nærmere inn på status og ambisjoner for havvindutbygging i de nordiske landene.

På forbrukssiden forventer vi en sterk vekst i etterspørsel etter kraft til utfasing av fossil energi og nye energiintensive næringer i alle de nordiske landene.

Vi antar at produksjonen mot 2050 vil holde tritt med forbruksveksten. Havvind vil utgjøre vel 170 TWh og det samme bidraget forventer vi fra vindkraft på land.

Forutsetningen om levetidsforlengelser og reinvesteringer i kjernekraft gjør at den årlige nordiske kjernekraftproduksjonen holdes rimelig konstant mellom årene 2030 og 2050.



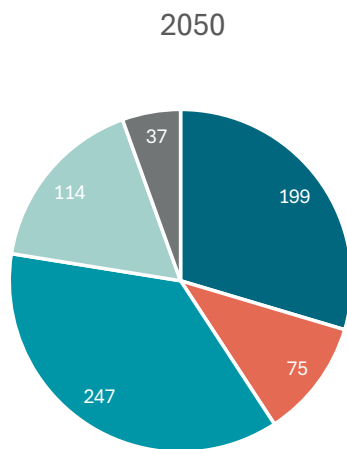
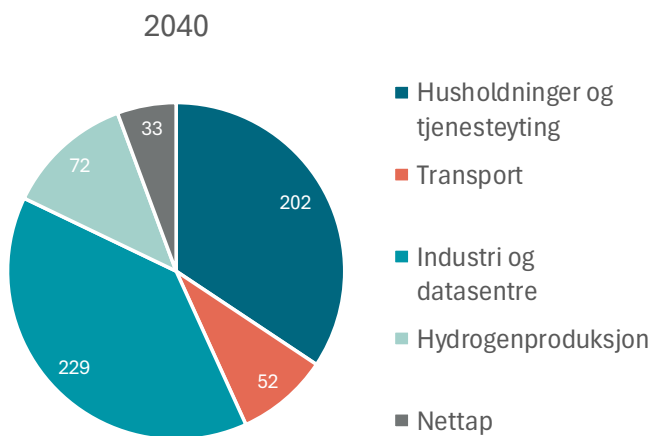
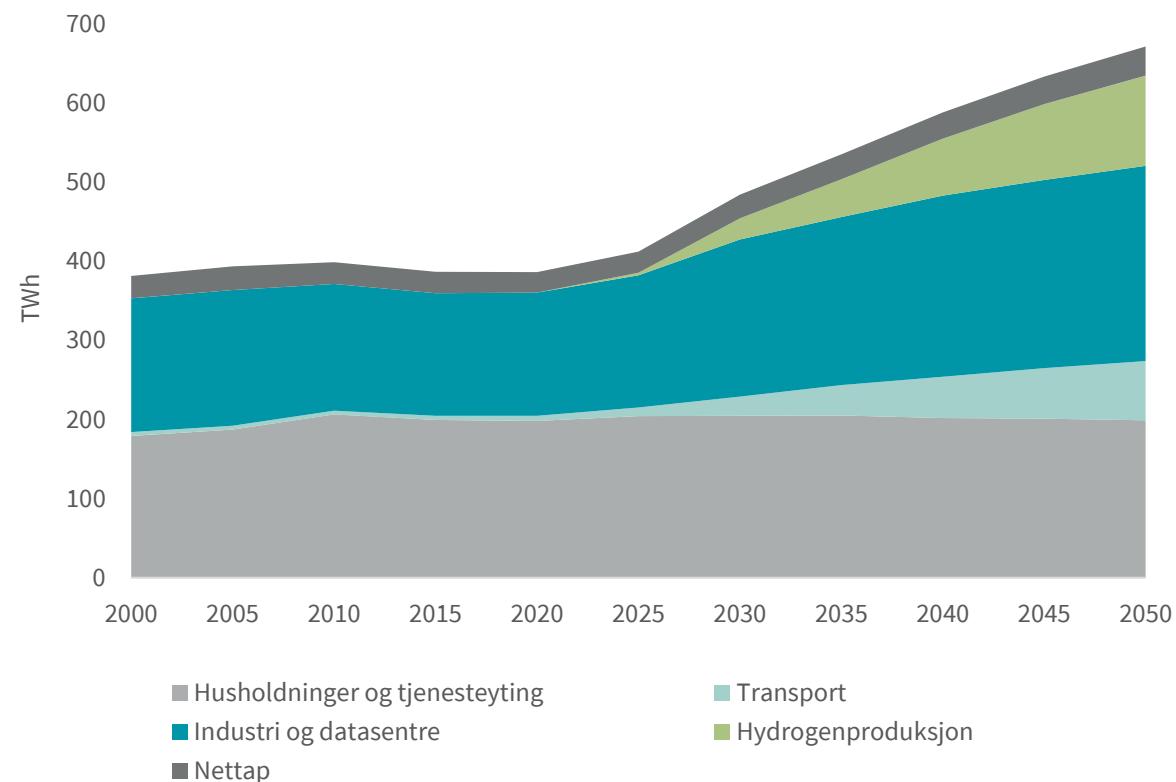


# Transport, industri og hydrogenproduksjon driver forbruksveksten i Norden

Vi har lagt til grunn at strømforbruket i Norden vil vokse fra rundt 380 TWh i 2022 til 672 TWh i 2050. For Norge er framskrivningen til 2050 basert på egne analyser, mens framskrivningen for Sverige og Danmark er basert på analyser utført av energimyndighetene i disse landene. For Finland har vi brukt en kombinasjon av flere kilder.

Driverne for forbruksveksten er de samme som ligger til grunn i LA23. Vi forventer en sterk vekst i etterspørsel etter kraft til utfasing av fossil energi og nye energiintensive næringer i alle de nordiske landene.

Mot 2050 er det antatt at hydrogen vil få en stadig mer sentral rolle i utfasing av fossil energi innen industri og transport, og at forbruk til hydrogenproduksjon vil være en viktig fleksibilitetsmekanisme i kraftsystemet.



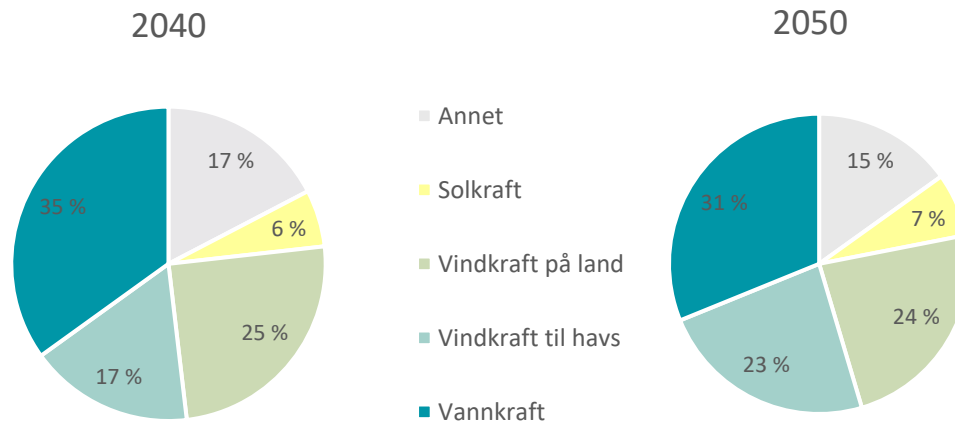
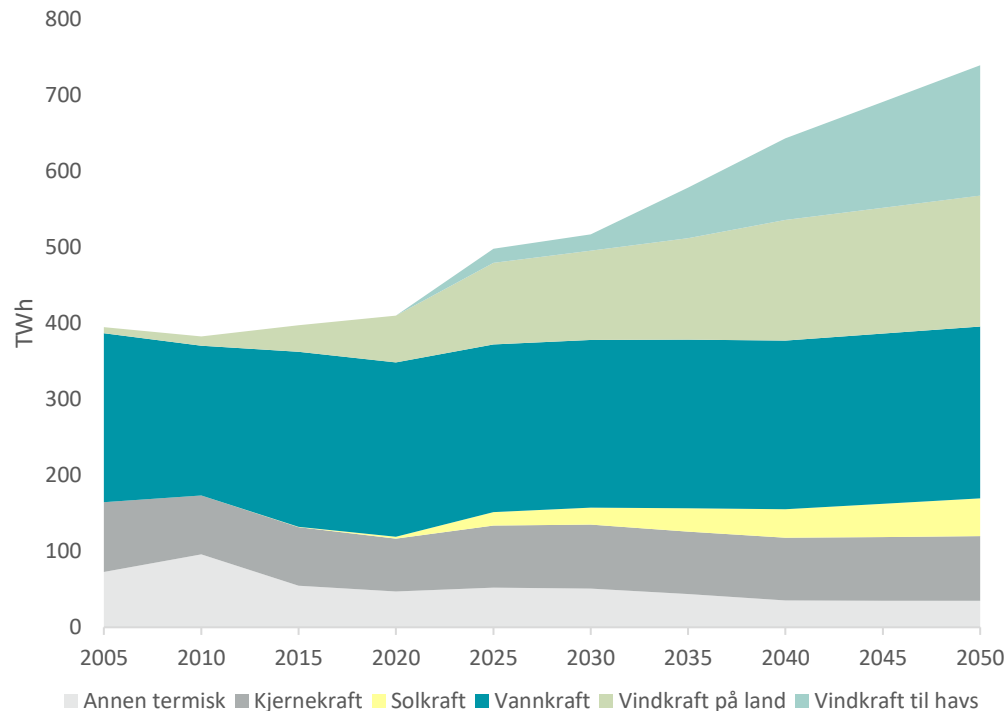
# Den fornybare kraftproduksjonen i Norden øker med havvind som den største bidragsyteren

Det har blitt bygget ut mye **landbasert vindkraft** i Norden de siste 10 årene. Som figuren til høyre viser forventer vi at utbyggingen vil fortsette i årene fremover. I LA23 la vi til grunn at vindkraft på land var den teknologien som vokste mest i Norden fram mot 2040.

Mellom 2040 og 2050 forventer vi størst vekst innen **havvind**. Alle de nordiske landene har høye ambisjoner for vindkraft til havs. På de neste sidene går vi nærmere inn på status og planer om utbygging av havvind i Norden.

**Solkraft** er en forholdsvis ny teknologi i den nordiske produksjonsmiksen, men er den teknologien som har hatt høyest prosentvis vekst siste par årene. I vår analyse vokser solkraft jevnt gjennom hele analyseperioden. Med våre forutsetninger står sol- og vindkraft for 54 prosent av kraftproduksjonen i Norden i 2050. Dette er en betydelig oppgang fra dagens nivå.

Sverige vedtok i 2023 en ny nasjonal strategi for **kjernekraft**. Som en del av dette ble loven om at kjernekraft kun kan bygges på områder der det finnes kjernekraft i dag opphevet. Strategien har en målsetning om å bygge 2 GW ny kjernekraft innen 2035, og 10 GW ny kjernekraft innen 2045. I vår analyse har vi valgt å modellere dette som levetidsforlengelse av eksisterende kraftverk.



Norden	2022	2030	2040	2050
Annen termisk	56	51	35	35
Kjernekraft	73	84	82	85
Solkraft	5,1	22,3	37,3	49,8
Vannkraft	220	220	222	226
Vindkraft på land	77	117	158	172
Vindkraft til havs	9	22	108	171
Produksjonsavkorting	0	-1	-8	-9
<b>Sum</b>	<b>440</b>	<b>515</b>	<b>635</b>	<b>730</b>



## Status og ambisjoner for utbygging av havvind i Norden

De nordiske landene har i likhet med landene lenger sør i Europa uttalte mål om å bygge ut havvind.

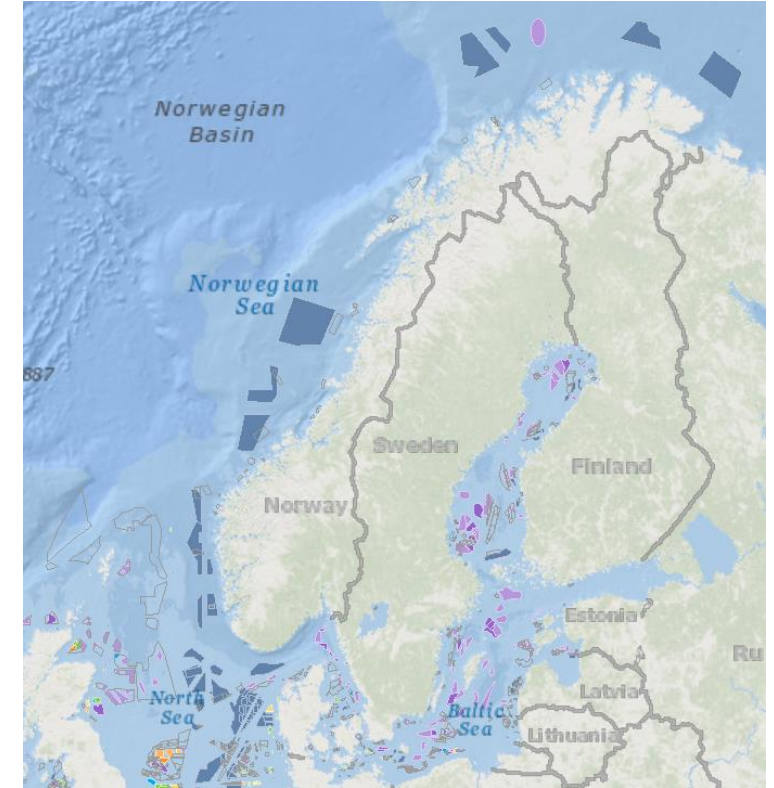
I **Norge** har regjeringen et mål om å tildele 30 GW i utvalgte områder for havvindproduksjon innen 2040. NVE har i samarbeid med en direktoratsgruppe identifisert 20 områder som kan være aktuelle for havvind. NVE gjennomfører nå strategiske konsekvensutredninger av de 20 identifiserte områdene. Neste utlysingsrunde er planlagt i 2025.

To områder, Sørlige Nordsjø II og Utsira Nord, er allerede lyst ut. Av disse to har Sørlige Nordsjø II fase 1 blitt auksjonert ut på en tosidig differansekontrakt til en pris på 115 øre/kWh. Den totale subsidiegrensen er satt til 23 milliarder kroner for dette prosjektet. Området ligger helt sør i Nordsjøen og skal knyttes til prisområde NO2.

I **Sverige** har tre prosjekter fått byggetillatelse og ytterligere 19 prosjekter er under utvikling. Samtidig holder svenske myndigheter på å lage nye havreguleringsplaner der områder tilsvarende 27 GW kraftproduksjon skal identifiseres. Den svenske systemoperatøren Svenska Kraftnät ga i oktober 2023 ut en utredning\* om mulige tilknytningspunkter for havvind i det svenske kraftnettet til og med 2041, resulterende i 14 GW havvind.

I **Finland** pågår det en prosess for å auksjonere ut landets to første havvindparker. I løpet av 2024 skal ytterligere tre prosjekter auksjoneres ut. Den finske systemoperatøren Fingrid har nylig pekt ut seks aktuelle tilknytningspunkter for havvind på den finske vestkysten\*\*. Den finske regjeringen uttalte sommeren 2023 at de ønsket å satse på havvind og at et regulatorisk rammeverk for havvind skulle utarbeides.

I **Danmark** finnes i dag allerede 10 TWh havvindproduksjon. Nylig gikk startskuddet for Danmarks hittil største auksjon, der områder på minst 6 GW skal auksjoneres ut. 6 GW vil utgjøre et produksjonsvolum på omtrent 27 TWh. Planen er at den nye produksjonen både skal dekke deler av Danmarks egen kraftetterspørsel, men også kunne brukes til å produsere grønt hydrogen til eksport.



[Global Offshore Renewable Map | 4C Offshore](#)

\*[Ny anslutningsprosess för havsbaserad vindkraft - delrapport \(svk.se\)](#)

\*\*[Fingrid explored preliminary possibilities to connect offshore wind power to main grid - Fingrid](#)

## Forutsetningene for å bygge ut havvind er forskjellige i de nordiske landene

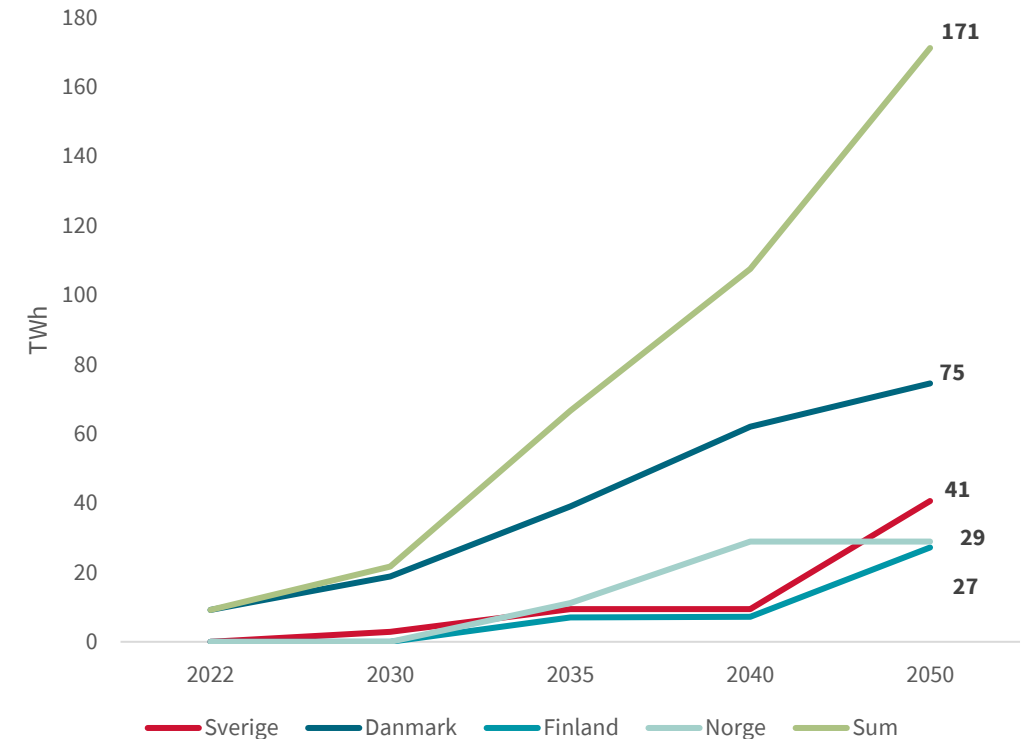
De nordiske landene har ulike bunnforhold utenfor kysten. Forholdene utenfor Sverige, Finland og Danmark er stort sett egnet for bunnfast havvind, og de utpekte områdene ligger forholdsvis nærme land. I Norge er mange av de utpekte områdene for havvind på havdybder som krever flytende fundamenter, en teknologi som er mindre utviklet og dyrere enn bunnfast. Det finnes også områder på bunnfaste havdybder i Norge, men disse ligger stort sett over 100 km fra land, noe som gjør at kostnaden knyttet til kraftoverføring blir høy. Andre næringer som fiske, forsvar og sjøfart har også interesser som må hensyntas i disse områdene. Naturgitte forutsetninger og teknologikostnader gjør med andre ord at de norske havvindprosjektene er kostbare i europeisk og nordisk sammenheng.

I LA23 la vi likevel til grunn en sterkere vekst i havvind i Norge mot 2040 enn i Sverige og Finland. Noe av bakgrunnen for dette var at det i Norge var forespeilet statlig støtte for to av de utpekte områdene. På daværende tidspunkt var Norge også kommet lenger i prosessen knyttet til utpeking av områder og utarbeidelse av nødvendige rammeverk for havvind. Tydeligere planer og mer gunstige prosjekter kan imidlertid gjøre at veksten kan bli større i Sverige og Finland enn det vi antok i LA23.

Sverige og Finland har hatt en kraftig utvikling i landbasert vindkraft de siste årene og motstanden har tilsynelatende vært mindre enn det vi har sett i Norge. Ettersom det er betydelig billigere å bygge ut vind på land enn til havs, antok vi en større vekst i landbasert vindkraft i disse landene i LA23. Utviklingen det siste året kan imidlertid tyde på en økende motstand mot vindkraft også i Sverige og Finland. Samtidig har rammebetingelsene rundt havvind blitt tydeliggjort i begge land. På bakgrunn av dette har vi lagt til grunn en høyere vekst i havvind i Finland og Sverige mellom 2040 og 2050.

Havvindprosjekter utgjør som regel store produksjonsvolumer. Et nytt vindkraftverk til havs vil med andre ord kunne ha stor innvirkning på kraftprisene. Dersom det bygges ut mye havvind, vil dette påvirke markedsforholdene for ny produksjon. For å vurdere hvor mye ny havvind det vil kunne komme i Norge etter 2040 uten offentlig støtte har vi sett på hvilke priser havvindaktørene oppnår under ulike forutsetninger om utbygging, forbruksvekst og handelsmuligheter.

Utvikling av havvind i Norden





# Utbygging av norsk havvind må ses i sammenheng med utviklingen i resten av systemet

Norge har et stort potensial for havvind. En av fordelene som ofte trekkes fram med havvind er at det er en teknologi som kan produsere mye kraft uten arealinngrep på land. De høye utbyggingskostnadene gjør imidlertid at det vil være dyrt å utnytte disse ressursene. Dersom havvindprosjektene ikke finansieres av statlige subsidier er de avhengig av høye kraftpriser for å dekke sine kostnader.

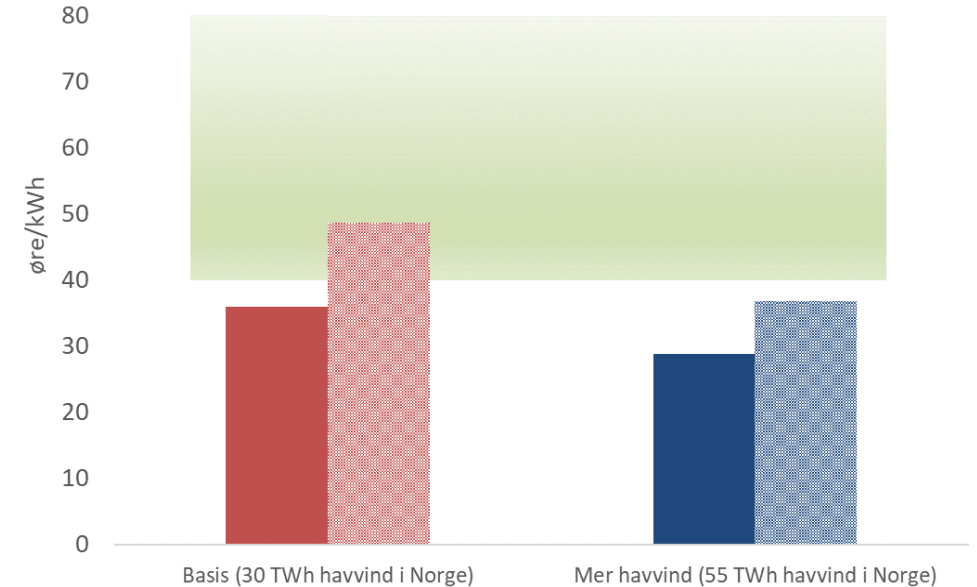
Kraftprisen er et resultat av tilbud og etterspørsel. Dersom kraftforbruket vokser mer enn produksjonen, vil dette isolert sett trekke opp kraftprisen. Det motsatte vil gjelde hvis utbyggingstakten er høyere enn forbruksveksten. I figuren under viser vi hvordan oppnådd pris for en havvindaktør i Sør-Norge (NO2) varierer med ulike forutsetninger om utviklingen i produksjon og forbruk.

Den mørkerøde søylen viser hvilken kraftpris havvindaktøren oppnår i vårt basisscenario, et scenario der kraftoverskuddet i Norge er på rundt 8 TWh. I basisscenarioet har vi ikke lagt til noe ny havvindproduksjon i Norge etter 2040. Som figuren viser ligger oppnådd pris godt under utfallsrommet for fremtidig LCOE, som er det prisnivået man antar en havvindaktør trenger for å dekke sine kostnader over levetiden.

Den lyserøde søylen illustrerer en situasjon der utbyggingen skjer i takt med en høyere forbruksvekst, et scenario der Norge får et kraftunderskudd på 13 TWh. I dette scenarioet oppnår havvindaktøren en pris som ligger i det nedre sjiktet av utfallsrommet for LCOE.

Den mørkeblå søylen viser oppnådd kraftpris i et scenario med 25 TWh høyere havvindproduksjon i Norge og noe høyere utbygging i Sverige og Finland. I denne situasjonen oppstår det et stort kraftoverskudd i det nordiske systemet, der produksjonen i perioder må avkortes og kraftprisene blir svært lave. I en slik situasjon oppnår havvindaktøren en pris på under 30 øre/kWh. Dersom en legger den høye forbruksbanen for Norge til grunn i dette scenarioet, ser vi at den oppnådde prisen øker, men ikke nok til at havvinden blir lønnsom på egne ben.

Analysen vår tyder på at en utbygging i takt med de samlede ambisjonene i Norden vil kunne utfordre lønnsomheten til norsk havvind. Vi ser også at det vil kreve en betydelig høyere forbruksvekst enn det vi legger til grunn i vårt basisscenario for at norsk havvind skal kunne bygges uten nye offentlige støtteordninger.



- Oppnådd kraftpris for havvind i NO2 (basis forbruksvekst)
- Oppnådd kraftpris for havvind i NO2 (høy forbruksvekst)
- Utfallsrom for LCOE havvind i 2050

Utfallsrommet er basert på anslag for LCOE for havvind i 2050 fra flere kilder, deriblant IHS og Bloomberg. Flytende havvind ligger i det øverste sjiktet, mens bunnfast ligger i det nedre.

# Utviklingen i Norge

I denne delen beskriver vi hvordan vi ser utviklingen i forbruk og produksjon i Norge mot 2050.

Vi ser den samme trenden på forbrukssiden i Norge, som for resten av Norden og Europa. Strøm til utfasing av fossil energi en viktig årsak til forbruksveksten. Økt etterspørsel i transportsektoren, hydrogenproduksjon og ny kraftintensiv industri er viktige drivere for veksten mellom 2040 og 2050 i Norge, og løfter samlet kraftforbruk til omlag 207 TWh i 2050.

Etter 2040 antar vi at produksjonen i Norge øker med 12 TWh, til 215 TWh i 2050. Det største bidraget kommer i form av vindkraft på land, siden dette er en moden teknologi med lave utbyggingskostnader. Økningen vi antar består ikke utelukkende av nye anlegg, men også utvidelser i eksisterende områder, blant annet som følge av kraftløftet i nord.

Våre forutsetninger gir en positiv kraftbalanse på om lag 8 TWh i 2050, noe lavere enn i 2040.



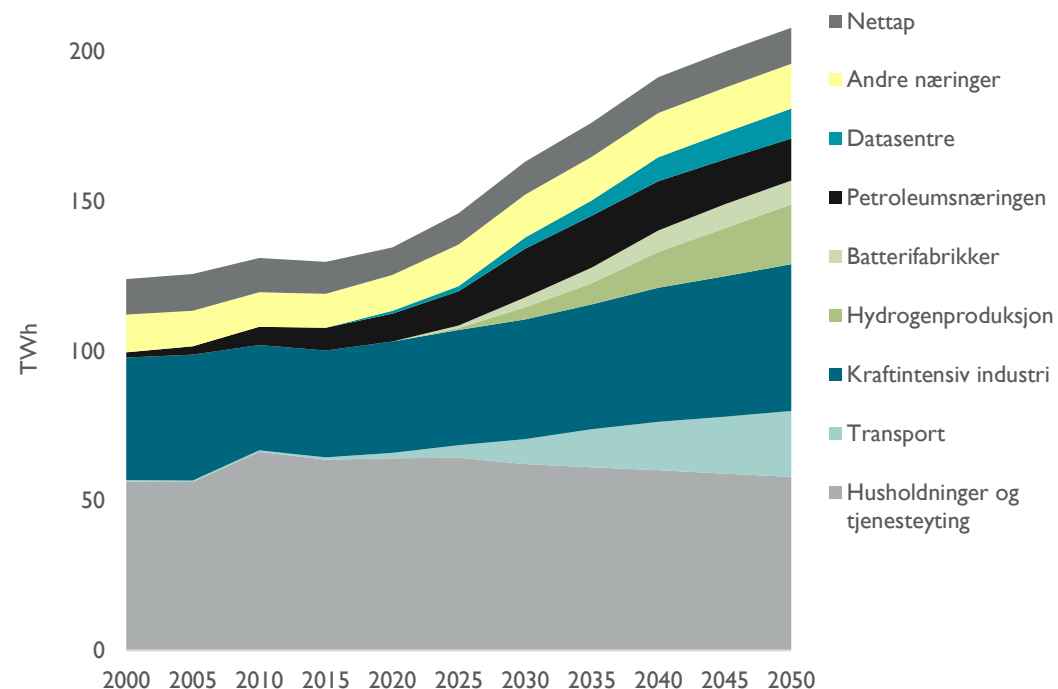


## Sterk forbruksvekst i Norge, men nedgang i petroleumsnæringen og energieffektivisering demper veksten mot 2050

Våre framskrivninger viser at strømforbruket i Norge kan vokse fra rundt 140 TWh i dag til over 200 TWh i 2050. På samme måte som i resten av Norden og Europa er strøm til utfasing av fossil energi en viktig årsak til forbruksveksten. Elektrifisering av transport, utfasing av fossil energi i industrien og kraft fra land til sokkelen vil kreve store mengder fornybar kraft. I tillegg, trenger vi ytterligere kraft for å etablere nye næringer, som gir flere arbeidsplasser i Norge. Eksempler på dette er datasentre, batterifabrikker og produksjon av hydrogen. Dette er næringer som trenger mye strøm, og vekst i disse vil også gi vekst i kraftbruket i Norge.

Noe som skiller Norge fra resten av Norden er petroleumsnæringen. Det er mange planer for elektrifisering av sokkelen og landanlegg de neste ti årene, noe som vil føre til sterk vekst i forbruket av kraft. Dette forbruket er ventet å nå en topp i midten av 2030-årene og så reduseres gradvis, som en følge av forventet produksjonsnedgang i petroleumsnæringen. Denne nedgangen i kraftforbruk vil bremse veksten i samlet forbruk av strøm i Norge mot 2050. I tillegg antar vi at nedgangen i strømforbruk i husholdninger og tjenesteyting, som følge av bedre hus og mer energieffektive oppvarmingsløsninger og elektrisk utstyr vil fortsette mot 2050.

Selv om strøm til tiltak for å redusere klimagassutslipp er sentral i vår framskriving, er ikke basisbanen for Norge en nullutslipp- eller lavutslippsbane. En bane som skal nå klimamålene til Norge, vil kunne skape en høyere etterspørsel gjennom analyseperioden enn det vi har lagt til grunn. For å vurdere konsekvensene av en raskere forbruksvekst har vi også laget en høy forbruksbane. Den høye banen viser en utvikling som gir et forbruk som ligger omtrent 20 TWh høyere enn vårt basisscenario i 2050. Banen blir brukt i sensitivitetsanalysene senere i rapporten.



Norge	2022	2030	2040	2050
<b>Nettap</b>	10	11	12	12
<b>Andre næringer</b>	14	15	16	16
<b>Datasentre</b>	1	4	8	10
<b>Petroleumsnæringen</b>	9	16	16	14
<b>Batterifabrikker</b>	0	3	6	6
<b>Hydrogenproduksjon</b>	0	4	12	20
<b>Kraftintensiv industri</b>	36	40	45	49
<b>Transport</b>	3	8	16	22
<b>Husholdninger og tjene</b>	62	62	60	58
<b>Sum</b>	135	163	191	207



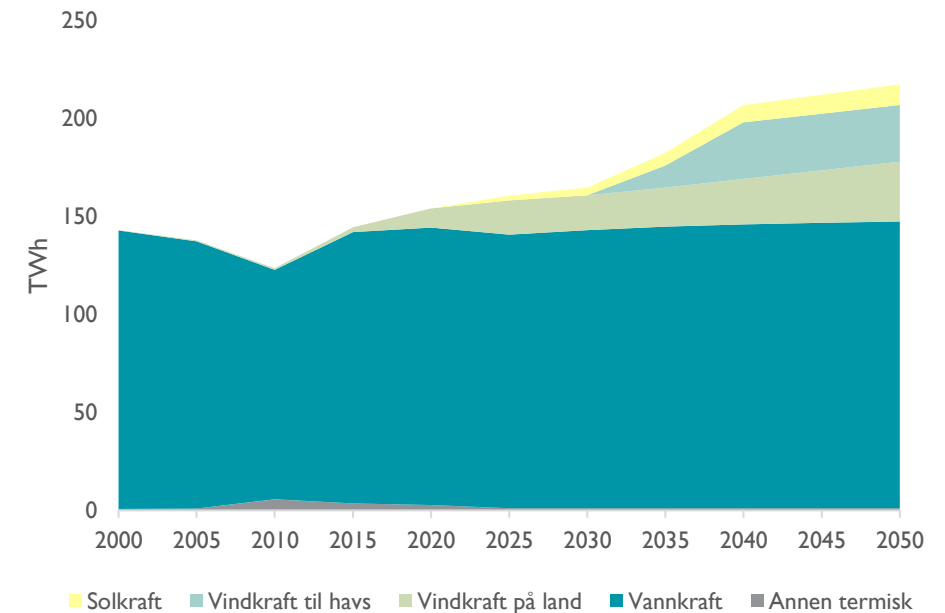
## Økning i kraftproduksjon kommer hovedsakelig fra landbasert vind mellom 2040 og 2050

I LA23 la vi til grunn at kraftproduksjonen i Norge øker fra 156 TWh til 203 TWh mellom 2022 og 2040. Etter 2040 antar vi at produksjonen øker med ytterligere 12 TWh. Det største bidraget kommer i form av vindkraft på land.

I vår analyse blir det bygget ut en god del havvind i Norge mellom 2030 og 2040. I LA23 la vi til grunn at blir bygget ut 11 TWh **havvind** i Norge innen 2035 og ytterligere 18 TWh innen 2040. Dette tilsvarer en produksjonskapasitet på 6,2 GW i 2040. Analysene som ble presentert på side 15 viste at det er vanskelig å finne lønnsom drift for mer norsk havvind enn det vi allerede har inne i 2040. På bakgrunn av dette har vi ikke lagt inn mer havvind i Norge i 2050.

Vi antar en vekst i **solkraftproduksjon** på omtrent 11 TWh over hele analyseperioden. Veksten er størst mot 2040, og avtar noe mot 2050. Vi antar at det kommer både bakkemontert og takmontert solkraft, men at størsteparten er takmontert. Det er svært usikkert hvor raskt dette markedet kan vokse de neste årene da solkraft er en teknologi som kan bygges ut raskere enn vind- og vannkraft. Takmontert solkraft har andre drivere enn kun inntjening gjennom kraftpris, som reduserte energikostnader for husstander. Dette gjør at utbyggingstakten kan være mer sensitiv for endringer i både kraftpris og støttereimer enn andre kraftproduksjonsteknologier.

Fram mot 2040 øker **vannkraftproduksjonen** med om lag 8 TWh, der økningen kommer av utvidelser av nye kraftverk, turbinoppustninger og økt tilsig. Mot 2050 øker vannkraftproduksjonen med ytterligere 1,4 TWh. Økningen mot 2050 består hovedsakelig av turbinoppustninger, økt effekt og noe ny produksjon. Vi antar en økning i effekt i form av effektutvidelser. Dette vil gi mer disponibel effekt under topplast, som vil være en viktig kilde til fleksibilitet i det nordiske kraftsystemet. Vi antar en effektøkning på 1,8 GW mellom 2040 og 2050.



Norge	2022	2030	2040	2050
Annen termisk	3	1	1	1
Solkraft	0	4	9	11
Vannkraft	137	142	145	146
Vindkraft på land	17	18	23	31
Vindkraft til havs	0	0	29	29
Produksjonsavkorting		-1	-4	-2
<b>Sum</b>	<b>156</b>	<b>164</b>	<b>203</b>	<b>215</b>

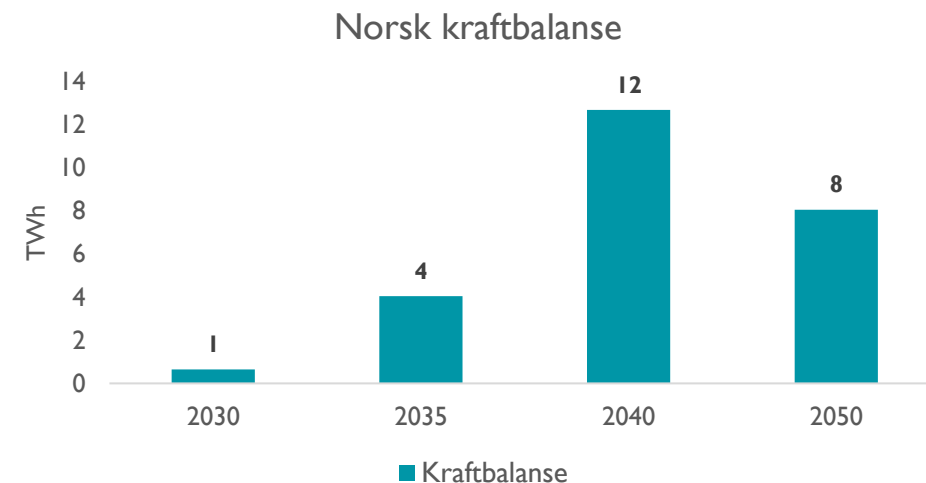
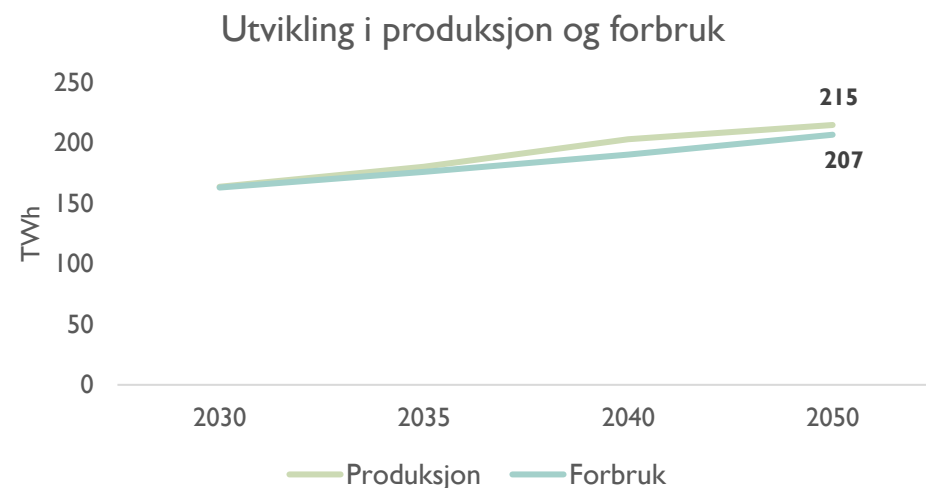
## Kraftoverskuddet kan bli redusert mellom 2040 og 2050

**Vindkraft på land** er den produksjonsteknologien vi antar øker mest i Norge mellom 2040 og 2050. Veksten er dessuten høyere mot 2050 enn i de tidligere analyseårene. Grunnen til dette er at vindkraft på land er en moden teknologi med lave utbyggingskostnader. Motstand mot vindkraft på land har vært tydelig de siste årene, men det er vanskelig å si noe om hvordan dette vil utvikle seg så langt fram i tid som 2050. Økningen i produksjon som vi antar kommer mot 2050 består ikke utelukkende av nye anlegg, men også utvidelser i eksisterende områder. Halvparten av økningen vi antar mellom 2040 og 2050 kommer nord i Norge, som følge av regjeringens forespeilede kraftløft i nord. Dette utgjør omtrent 4 TWh ny produksjon i nord.

Regjeringen har oppnevnt et offentlig utvalg som skal utrede **kjernekraft** som mulig kraftkilde i Norge. I påvente av rapporten har vi ikke lagt til grunn kjernekraftproduksjon i Norge i vår referansebane.

Figuren øverst til høyre viser utvikling i samlet produksjon og forbruk i Norge fram mot 2050. Som en kan se vokser forbruket noe mer enn produksjonen mellom 2040 og 2050, noe som bidrar til at kraftoverskuddet i Norge faller fra 12 TWh til 8 TWh.

Kraftbalansen har stor betydning for prisnivået. I kapittelet [«Prisnivået i Norge er avhengig av hvordan produksjon og forbruk utvikler seg i forhold til hverandre»](#) ser vi nærmere på hvordan alternative baner for produksjon og forbruksutvikling slår ut på norske strømpriser.



# Virkninger på kraftmarkedet

## Europa

I denne delen beskriver vi hvordan våre forutsetninger for utviklingen i Europa gir utslag i europeiske kraftpriser.

Høy andel vind- og solkraft gir færre driftstimer for termiske verk. Det er med på å forklare at de årlige kraftprisene hos våre handelspartnere faller mellom 2040 og 2050.

Med høyere andel uregulerbar kraftproduksjon i systemet øker behovet for fleksibilitet. I vår analyse kommer fleksibiliteten hovedsakelig på forbrukssiden. I vår analyse har vi modellert fleksibelt forbruk til hydrogenproduksjon, ulike batterityper og en sterkere kobling mellom kraft- og varmesektoren. Våre forutsetninger om kostnadsutviklingen på ulike fleksibilitetsteknologier er svært avgjørende for det gjennomsnittlige prisnivået på kontinentet.





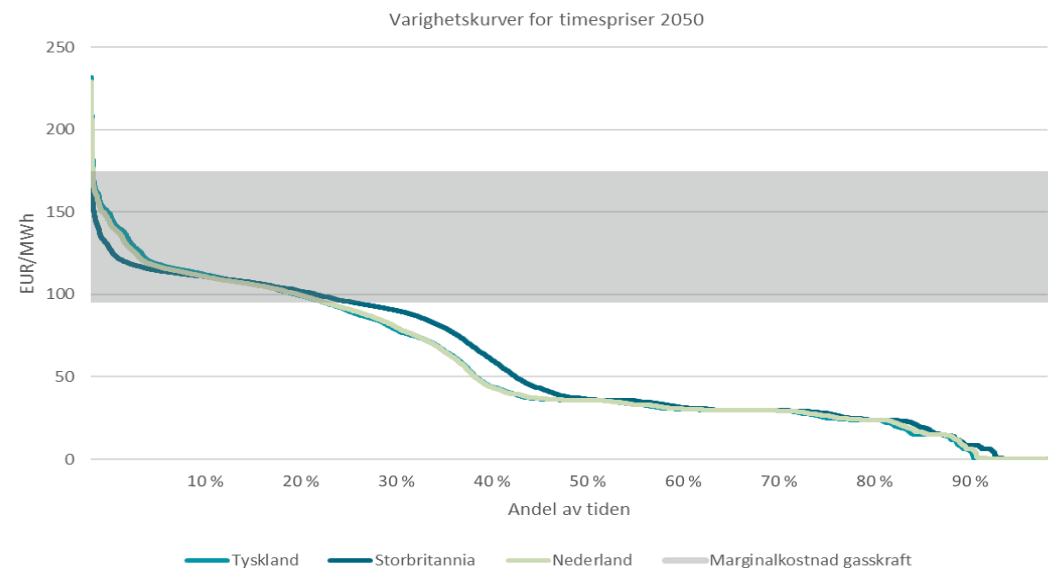
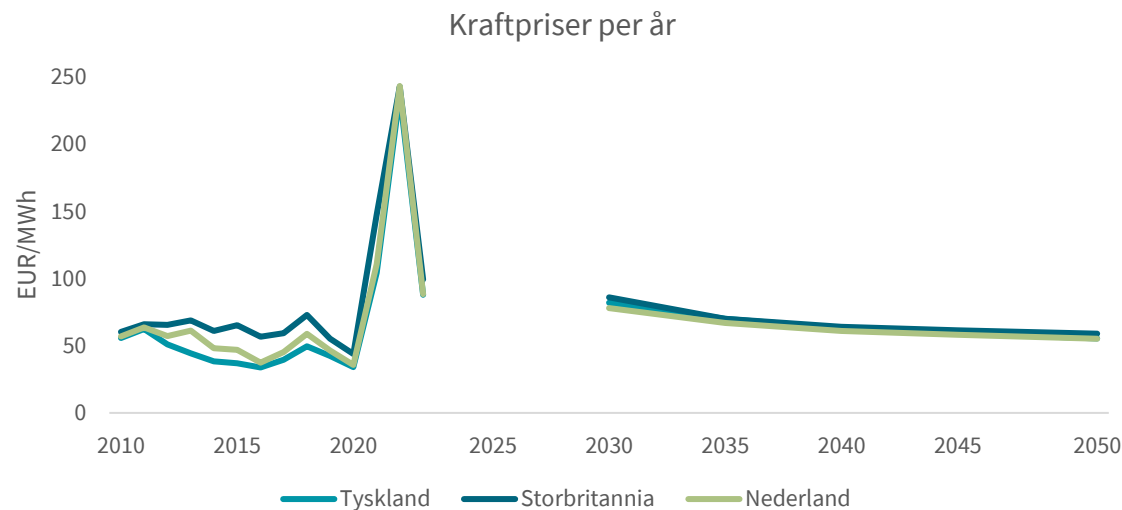
## De europeiske kraftprisene faller i takt med at fornybarandelen øker

Vi forventer at nivået på de europeiske kraftprisene vil fortsette å falle mellom 2040 og 2050. De fornybare teknologiene vil dekke forbruket i en stadig større del av tiden i Europa, noe som bidrar til at gjennomsnittsprisen hos våre handelspartnere på kontinentet faller fra et nivå på rundt 60 €/MWh i 2040 til om lag 55 €/MWh i 2050.

Figuren nederst til høyre viser varighetskurver for kraftprisene i de samme landene. I en varighetskurve er alle simulerte timepriser sortert fra høyeste til laveste, noe som gir et bilde av prisvariasjonen. Som vi kan se ligger prisene rundt og over marginalkostnaden til gasskraft i om lag 25 prosent av tiden i 2050, noe som reflekterer hvor ofte det er behov for å regulere opp termisk produksjon for å dekke etterspørselen.

Når de fornybare teknologiene produserer nok til å dekke etterspørselen vil prisen gå mot null. En høyere fornybarandel gjør dermed at lønnsomheten av å være fleksibel forbruker øker, fordi en kan tilpasse forbruket etter tilgangen på rimelig produksjon. En fleksibel etterspørselsside vil på denne måten være med på å heve verdien av kraften (prisene) i timene med høy fornybar produksjon.

Etter hvert som de fornybare teknologiene dekker etterspørselen i en stadig større del av tiden, blir også utviklingen i kostnader for fleksibilitetsteknologiene svært viktig for prisnivået i Europa. Dette kommer vi nærmere inn på i de kommende sidene.



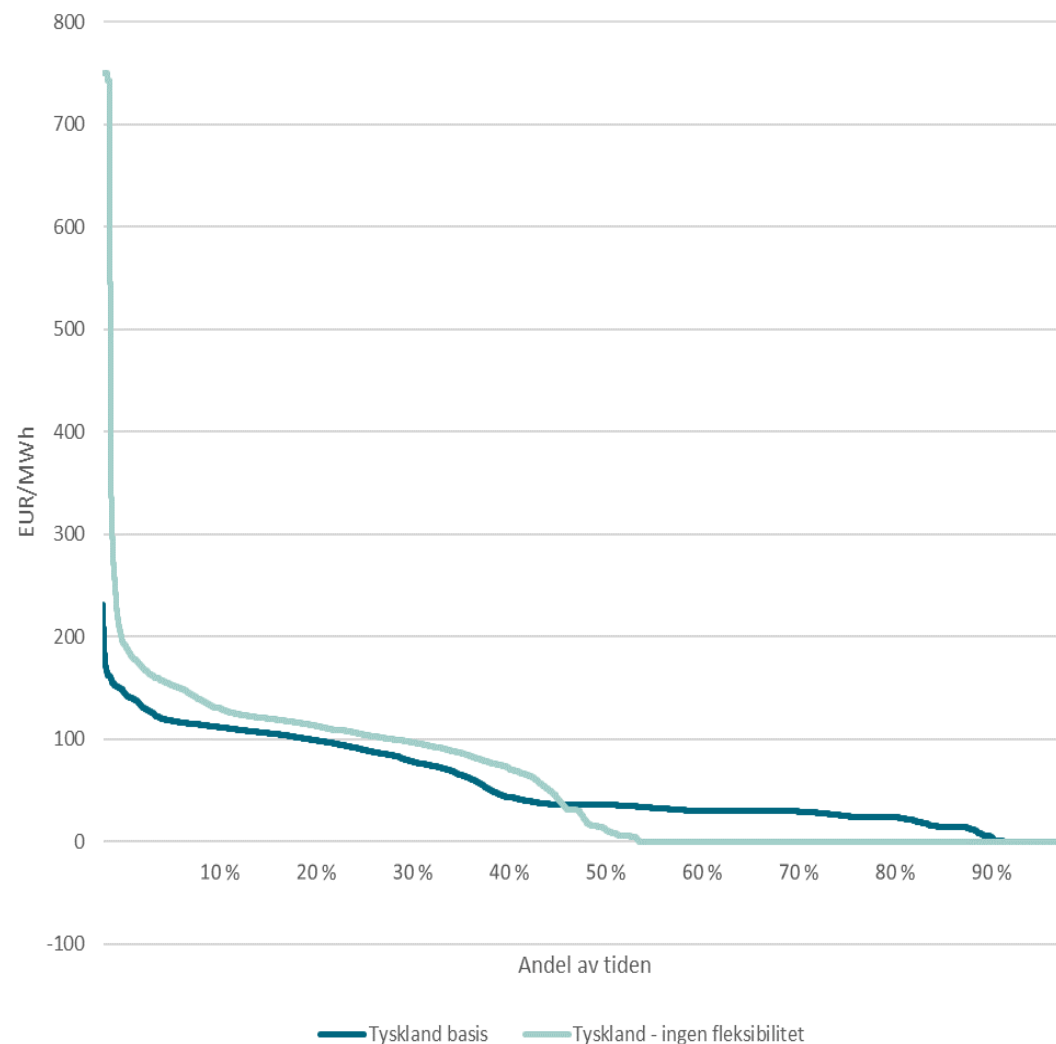
## Et kraftsystem basert på uregulerbare teknologier er avhengig av mange typer fleksibilitet

I det europeiske kraftsystemet har fleksibiliteten historisk blitt ivaretatt av regulerbar fossil kraftproduksjon. I 2050 vil mesteparten av den fossile kraftproduksjonen være erstattet av uregulerbare produksjonsteknologier. I vår analyse antar vi at fleksibilitetsbehovet i fremtiden hovedsakelig vil bli dekket av teknologier på etterspørselssiden. Om det er mulig å skaffe tilveie tilstrekkelig fleksibilitet på forbrukssiden er usikkert. IEA problematiserer manglende satsing på regulerbar kraftproduksjon i sin rapport fra juni 2024 ([IEA](#)).

Viktige teknologier som gir fleksibilitet på forbrukssiden i vår analyse er batterier, fleksibelt forbruk til hydrogenproduksjon og muligheter for å levere overskuddsproduksjon av kraft til fjernvarmesektoren. Hvordan disse antakelsene påvirker kraftprisene er illustrert i figuren til høyre. Den viser varighetskurver for tyske priser i basisscenarioet i den mørke kurven og et scenario hvor vi har fjernet disse kildene til fleksibilitet i den lyse kurven.

Uten fleksibelt forbruk og batterier vil antall nullpristimer øke, og i vår analyse blir prisen nær null i 45 prosent av tiden i 2050. Med så mange nullpristimer er svært få produksjonsteknologier lønnsomme uten subsidier, noe som vil kunne føre til at omstillingen av det europeiske systemet vil ta lenger tid. I vår fremskrivning ligger ikke alle fornybarplanene i Europa inne. Dersom de europeiske landene skal nå sine ambisjoner, må de også klare å nyttiggjøre seg av kraften som blir produsert. Dette vil kreve en enda større andel fleksibelt forbruk enn det vi legger til grunn i vår analyse.

Figuren viser også at lite fleksibilitet i systemet gir store variasjoner i kraftprisene. I timene hvor produksjonen er høyere enn innenlands forbruk og eksportkapasitet, vil prisene bli svært lave eller null. I timene hvor produksjon og importmuligheter ikke er tilstrekkelig til å dekke forbruket, vil prisene kunne bli svært høye. I disse timene må det enten tas i bruk dyre topplastverk eller forbruk må rasjoneres bort.



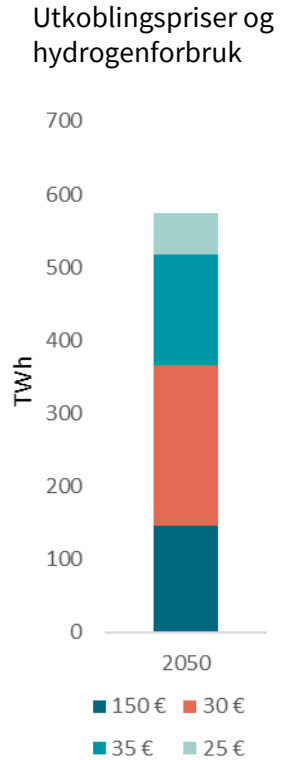
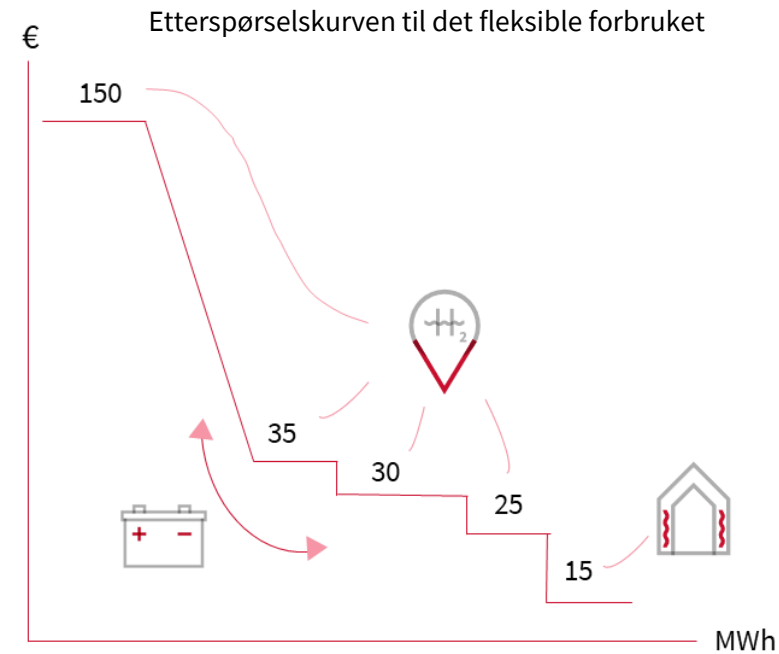
# Betalingsvilligheten til de fleksible forbrukerne vil være viktig for prisen i 2050

I vår analyse utgjør forbruk til hydrogenproduksjon 575 TWh i 2050. Av dette har vi lagt til grunn at i underkant av 150 TWh er forbruk i anlegg som leverer direkte til bruker, typisk til bruk i industriprosesser. Dette forbruket er lite fleksibelt og har en relativt høy utkoblingspris. Vi har antatt at utkoblingsprisen for dette forbruket ligger på 150 €/MWh i 2050.

Resten av forbruket til hydrogenproduksjon har vi modellert mer fleksibelt, som vil si at det kobler ut ved moderate prisnivåer. I den fargerike søylen til høyre kan en se hvilke utkoblingspriser vi har lagt til grunn og hvor stor andel av forbruket som er knyttet til de ulike prisnivåene. I figuren ved siden av er etterspørselskurven i markedet illustrert. I timer med høy fornybarproduksjon vil betalingsvilligheten til det fleksible forbruket bestemme prisen.

I varighetskurven nede til høyre kan man se at prisen hos våre handelspartnere ligger innenfor eller under nivået på utkoblingsprisene til fleksibilitetsteknologiene i rundt 50 prosent av tiden. Utkoblingsprisene til de ulike hydrogenkategoriene kommer frem som platåer i varighetskurven.

Fordi utkoblingsprisene til det fleksible forbruket setter prisen i en stor andel av tiden vil forutsetningene vi gjør om disse teknologiene ha stor betydning for hva kraftprisen blir. Dersom markedsprisen på hydrogen blir høyere enn vi har antatt, eller om kostnadene for å produsere hydrogen blir lavere, vil dette heve betalingsvilligheten til hydrogenaktørene og dermed trekke opp prisen. Motsatt vil lavere utkoblingspriser kunne resultere i at kraftprisene blir lavere enn det vi ser i vår analyse.





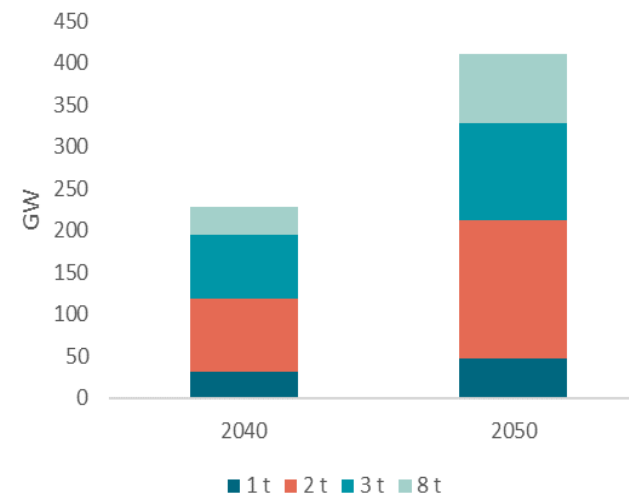
## Vi antar at batterier og elkjel bidrar med vesentlig fleksibilitet i 2050

Batterier har hatt et stort kostnadsfall de senere årene og har fortsatt å falle i første halvdel av 2024. Økende prisvolatilitet fra time til time gjør kortsiktig lagring lønnsom og vi ser allerede i dag at batterier deltar i markedet, særlig i intradag.

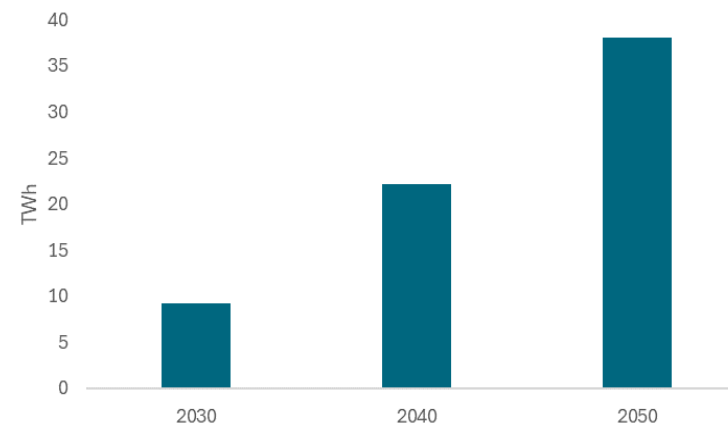
I vår analyse har vi lagt til grunn at flere typer batterier kommer på plass og deltar i spotmarkedet i 2030. I LA23 antok vi at lagringskapasiteten vil være en viktig kostnadsdriver for batterier, noe som forklarer at majoriteten av batteriene har lagringskapasitet på opptil 3 timer. I 2050 har vi samlet batterikapasitet på vel 400 GW. Hvordan kapasiteten er fordelt på ulik lagringstid er illustrert i figuren til høyre.

En sterkere kobling mellom kraft- og fjernvarmesektorene kan bidra både med kortsiktig og langsiktig fleksibilitet til kraftsystemet. Ved å produsere varme av elektrisitet når prisene er lave og nær null, kan man samtidig redusere bruken av fossil energi i fjernvarmesektoren. Hvordan varmebehovet samsvarer med produksjonsprofilene til vind- og solkraft i framtiden er usikkert. Vi har derfor valgt å videreføre trenden for forbruk i fjernvarmen på samme måte som annet forbruk i Europa. Videre har vi beholdt utkoblingsprisen på samme nivå som i 2040, på 15 EUR/MWh. I vår analyse vil dette være den første teknologien som kobler ut ved stigende priser. I 2050 vil fleksibelt elforbruk i fjernvarmesektoren utgjøre i underkant av 40 TWh.

Installert batterikapasitet



Fleksibelt elforbruk i varmesektoren

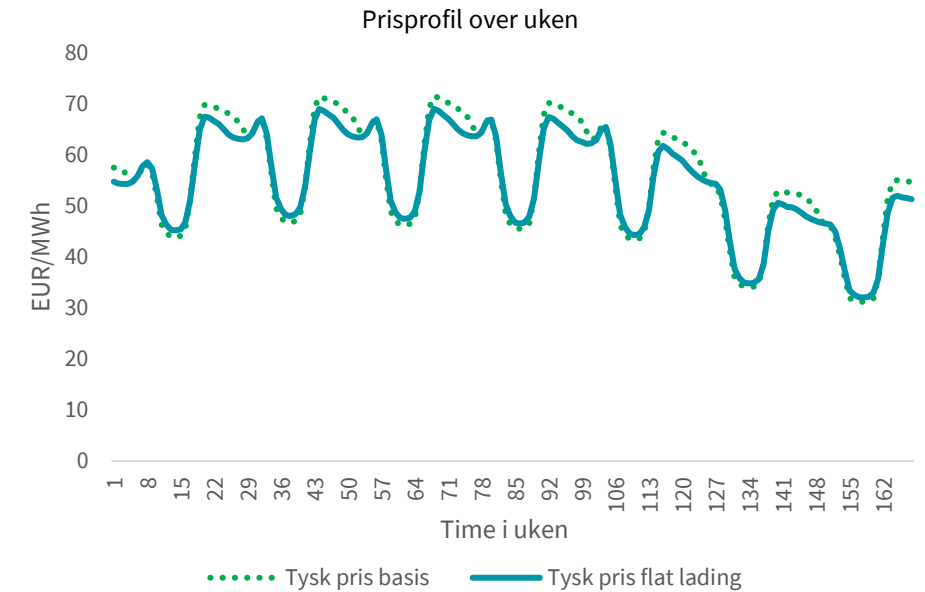
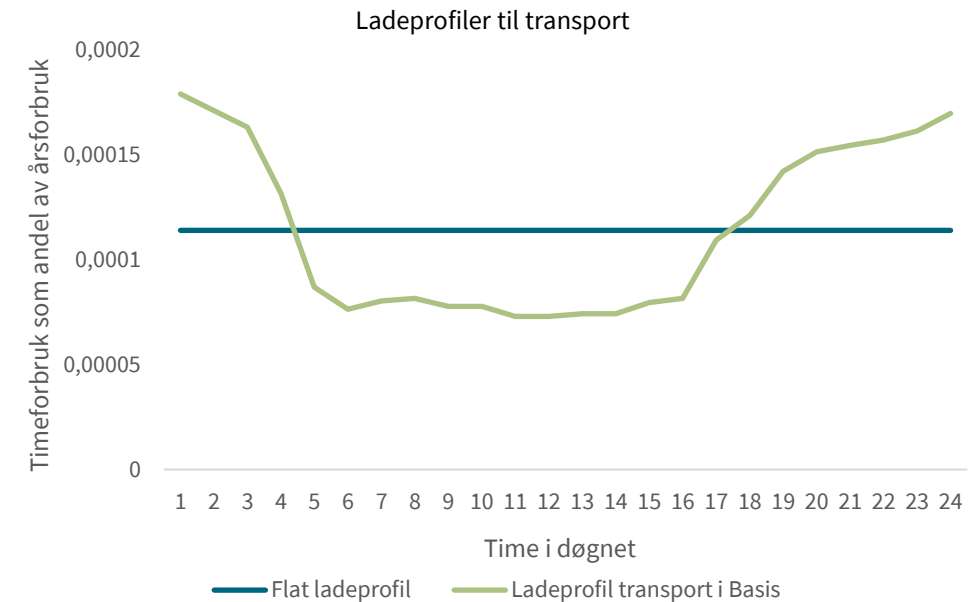


## Kan adferdsendringer påvirke prisene?

I vår analyse blir bruken av batterier optimalisert gjennom kraftmarkedet, som vil si at de lades i timer hvor prisen er lav og lades ut i timer hvor prisen er høy. Slik modellerer vi imidlertid ikke lading av elektriske kjøretøy. Figuren øverst til høyre viser hvordan vår profil for lading av batterier i transportsektoren varierer over døgnet i 2050. At en stor andel av kjøretøyene lades på natt henger sammen med vår antakelse om at de skal være klare til bruk på dagtid. Siden andelen av kraftforbruket til transport vokser sterkt frem mot 2050, har vi testet hvordan en endring i ladeprofilen påvirker prisene. Resultatet er illustrert i figuren nede til høyre. Den viser hvordan ukeprofilen til tyske kraftpriser endres av å gå fra den opprinnelige døgnsprofilen til en flat ladeprofil som representerer kontinuerlig lading gjennom døgnet.

Analysen viser at årlig gjennomsnittlig pris i Tyskland går ned med 1 EUR/MWh dersom ladingen hadde skjedd jevnt gjennom hele døgnet. Prisen i nattetimene går mer ned enn de øker på dagtid. En forklaring på dette kan være at en større del av forbruket skjer i timer der bidraget fra sol er så høyt at prisen uansett er og forblir null. Videre, kan nattlading også kreve flere driftstimer av kraftverk som er relativt dyre.

At en adferdsendring kan påvirke kraftpriser og kostnaden ved å drifte systemet er en aktuell problemstilling allerede, også i Norge. Som vi kommer nærmere inn på i [«Blir kraftprisen lavest midt på dagen?»](#) har den raske utviklingen i Europa gjort at prisstrukturen er i endring. Et eksempel er at kunder hos enkelte nettselskap kan få redusert nettleie for å lade bilen på dagtid. Begrunnelsen er å slippe å avkorte lokal solkraftproduksjon og å utsette oppgradering av nettet.



# Virkninger på kraftmarkedet

## Norge

I denne delen beskriver vi hvordan utviklingen i Norden og Europa slår ut på norske kraftpriser og handel med utlandet.

I likhet med resten av Europa faller den norske kraftprisen mellom 2040 og 2050. Den norske snittprisen ligger på 42 øre/kWh i 2050, rundt 15 øre lavere enn hos våre europeiske handelspartnere.

Til tross for et stadig større innslag av sol- og vindkraft, bidrar fremveksten av fleksible forbrukere til at prisvariasjonen faller mellom 2040 og 2050. Etter 2040 har vi lagt inn en større andel fleksibelt forbruk til hydrogenproduksjon i Norge, Sverige og Finland, noe som trekker opp de laveste prisene i disse landene.

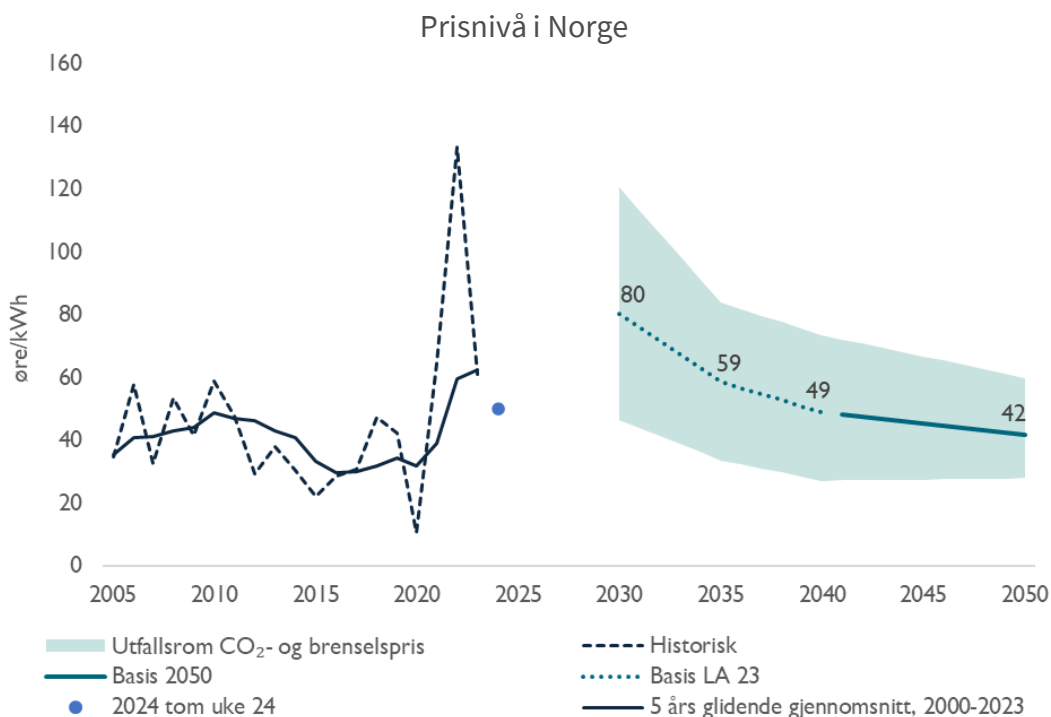




# Kraftprisen i Norge synker mot 2050

Figuren under viser hvordan den vektete gjennomsnittsprisen i Norge har variert historisk og hvordan den utvikler seg frem mot 2050 i vår analyse. De simulerte kraftprisene for årene 2030, 2035 og 2040 er fra LA23. I likhet med det vi så for europeiske priser ser vi at også prisnivået i Norge fortsetter å falle mellom 2040 og 2050. Det grønne utfallsrommet representerer en høy og en lav bane, som er gitt av høyere og lavere anslag for CO<sub>2</sub>- og brenselspriser. Utfallsrommet blir mindre når vi beveger oss fremover i tid. Dette henger sammen med at fossil kraftproduksjon utgjør en stadig mindre del av produksjonsmiksen, noe som betyr at endringer i kostnaden til disse teknologiene får mindre utslag i kraftprisen.

I vår analyse simulerer vi kraftsystemet over 30 værscenarier. Prisene i figuren til venstre viser gjennomsnittsprisen over alle disse 30 årene. I figuren til høyre ser en hvordan den årlige gjennomsnittsprisen varierer mellom de ulike værscenariene, og hvordan utviklingen i systemet påvirker svingningene fra år til år. I 2030 ligger hovedvekten rundt eller over gjennomsnittet, mens enkelte år med lave priser trekker snittet. Etter hvert som vi beveger oss lenger frem i tid trekkes tyngdepunktet nedover, og enkelte vindfattede eller tørre år trekker opp snittprisen. En stadig mer fleksibel etterspørselsside bidrar imidlertid til å dempe effekten av værvariasjonene, noe som gjør at også gjennomsnittsprisen varierer mindre fra år til år.



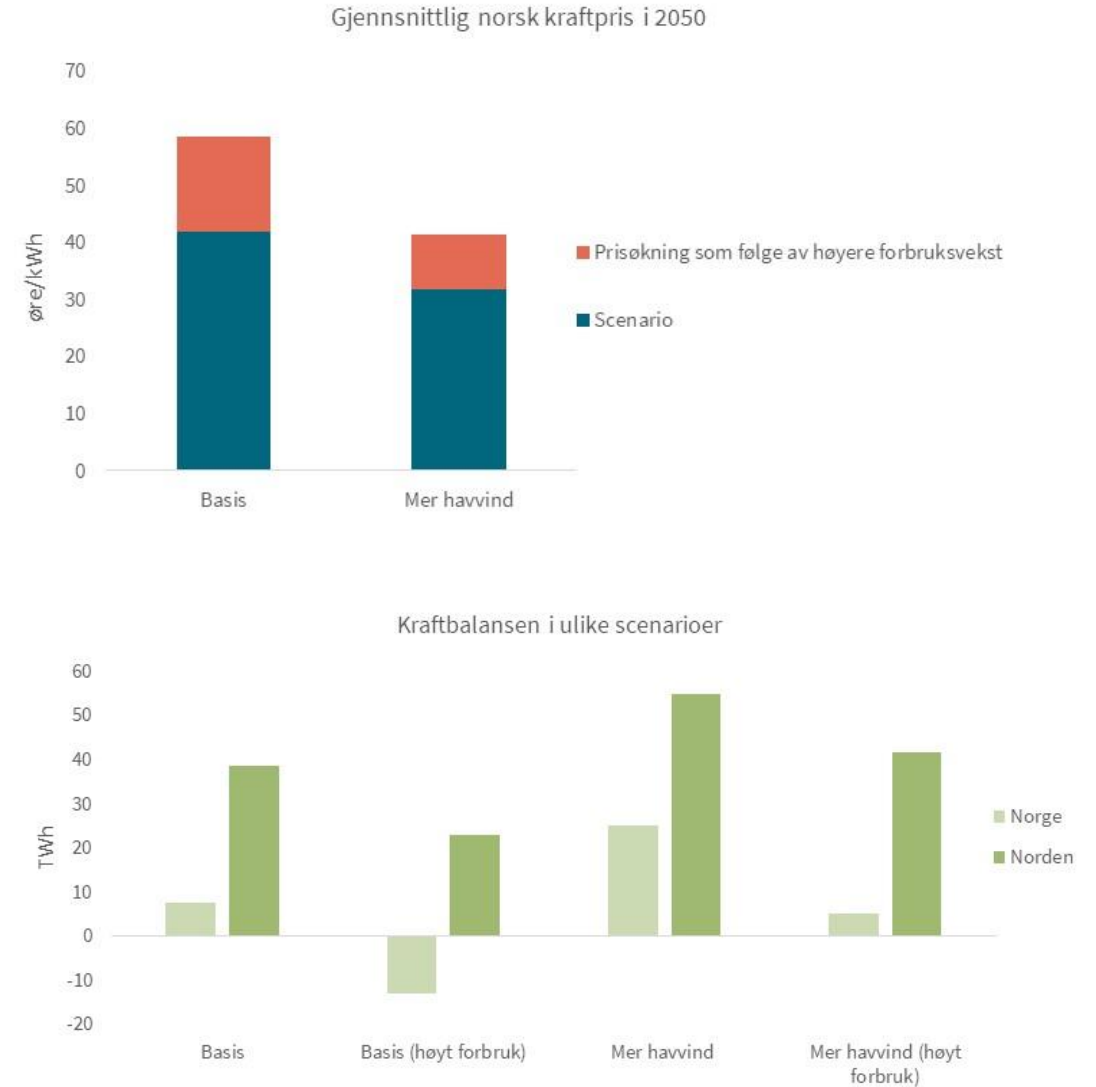
# Prisnivået i Norge er avhengig av hvordan produksjon og forbruk utvikler seg i forhold til hverandre

Kraftbalansen har stor betydning for prisnivået. Figuren øverst til høyre viser hvordan den gjennomsnittlige kraftprisen i Norge varierer med fire ulike utviklingsbaner for produksjon og forbruk, mens figuren under viser kraftbalansen i Norge og Norden i de samme fire scenarioene.

Den mørkeblå delen av første søyle viser prisen i vårt basisscenario, mens den oransje delen viser prisøkningen som følger av høyere forbruksvekst. I dette scenarioet går kraftbalansen i Norge fra et overskudd på nesten 8 TWh i basis til et kraftunderskudd på 13 TWh. I vår analyse bidrar endringen til at gjennomsnittsprisen i Norge øker med 17 øre/kWh.

Den mørkeblå delen av andre søylen viser gjennomsnittlig kraftpris i Norge i en situasjon med høy utbygging av havvind i Norge og Norden. Med et kraftoverskudd i Norge og Norden på henholdsvis 25 TWh og 55 TWh faller norsk pris ned mot 30 øre/kWh. I en situasjon der den høye havvindutbyggingen støttes opp av en generelt høyere forbruksvekst (oransje søyle) ser vi imidlertid at prisnivået i Norge opprettholdes på rundt 40 øre/kWh.

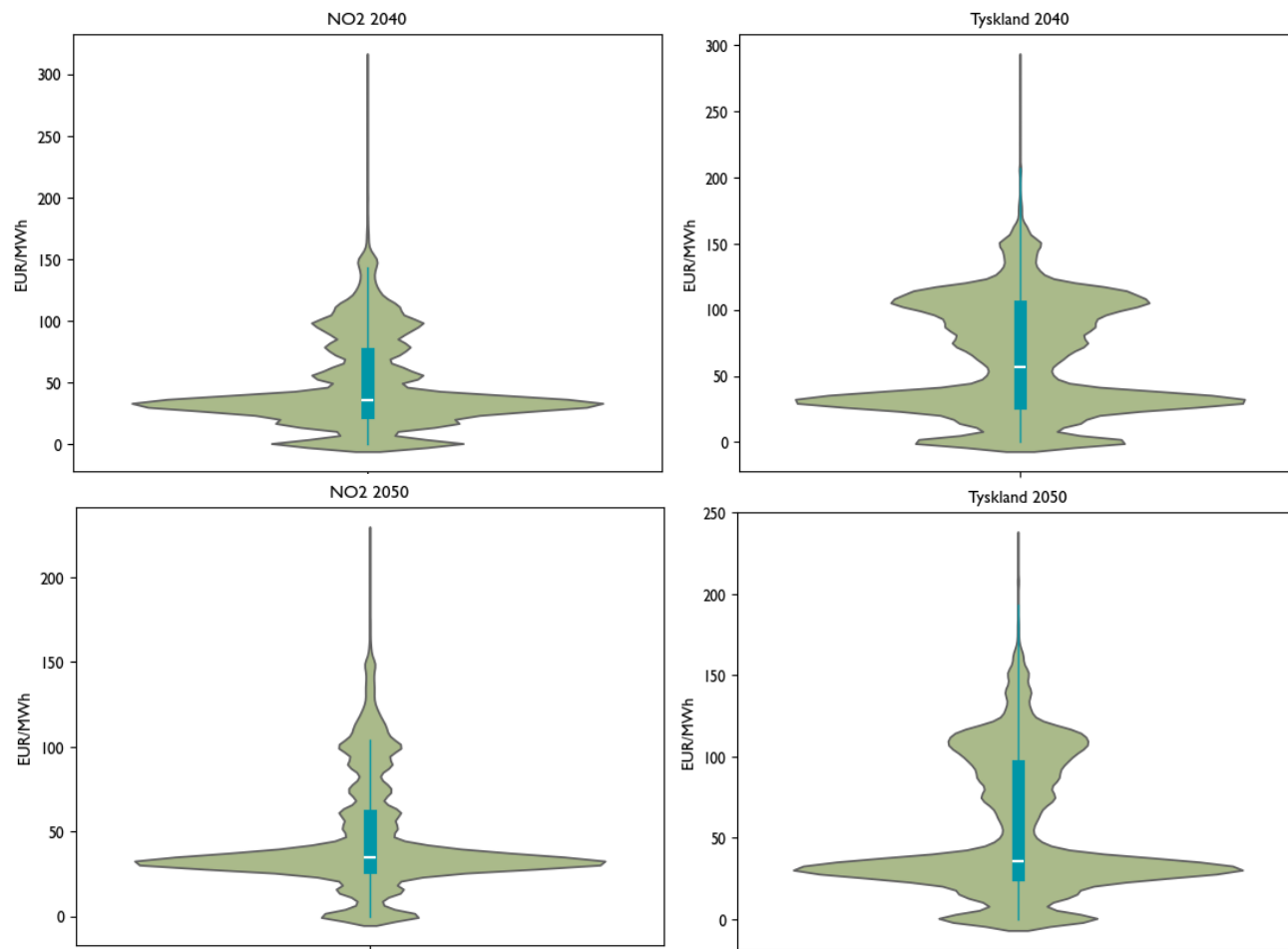
Figuren nede til høyre illustrerer sammenhengen mellom kraftbalanse og prisnivå. Ensidig vekst i produksjon eller forbruk kan gi store prisutslag, mens både høye og lav vekst kan gi opphav i nokså like kraftpriser så lenge utviklingen i produksjon og forbruk skjer i takt.



## Europeisk prisnivå vil fortsatt være ulik det norske i store deler av tiden

Selv om forskjellen i de årlige gjennomsnittsprisene i Norge og hos våre handelspartnere er moderat, vil variasjonen i kraftprisene fortsatt være svært forskjellig. Mellom 2040 og 2050 tilføres kraftsystemet både i Europa og her hjemme mer uregulerbar kraft som isolert sett øker prisvariasjonen. Dette blir motvirket av økt tilgang på fleksibilitet, som reduserer behovet for termisk kraftproduksjon i timer med lite produksjon, og som etterspør kraft i timene hvor produksjonen er høy og prisene er lave.

Figurene til høyre illustrerer fordelingen av sør-norske og tyske timespriser i modellårene 2040 og 2050. Jo bredere det fargede området er, jo større andel av timeprisene ligger på det nivået. Den turkise boksen på den vertikale linjen viser intervallet som 50 prosent av timeprisene faller innenfor. I 2050 vil 50 prosent av timeprisene ligge mellom 29 og 59 EUR/MWh i Sør-Norge, mens tilsvarende intervall for de tyske timeprisene er mellom 27 og 94 EUR/MWh. Den lyse linjen i boksen angir medianverdien. Når medianen ligger i nedre halvdel av boksen, indikerer det at medianen er lavere enn gjennomsnittsprisen. Høyere produksjon fra billige fornybare teknologier og større fleksibilitet i systemet reduserer behovet for termisk kraftproduksjon og forklarer hvorfor arealet over 100 EUR/MWh blir mindre begge områdene mellom 2040 og 2050.



I vår analyse reduseres prisvariasjonen mellom 2040 og 2050 både i Tyskland og i Sør-Norge (NO2). Prisvariasjonen er beregnet som variasjonskoeffisient, dvs. standardavviket i timeprisene dividert på gjennomsnittsprisen

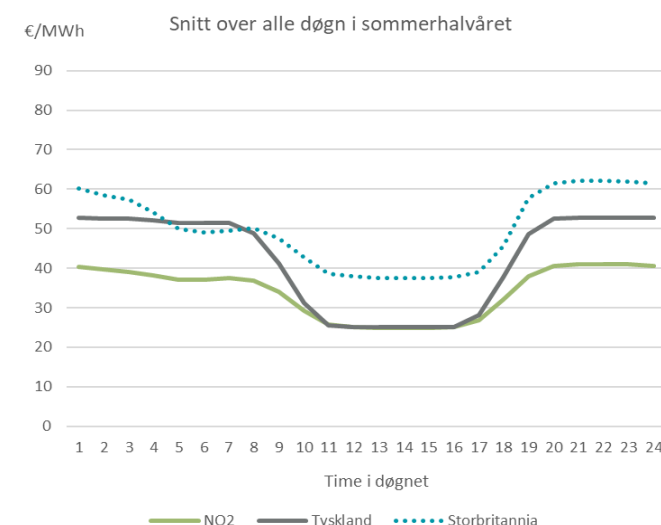
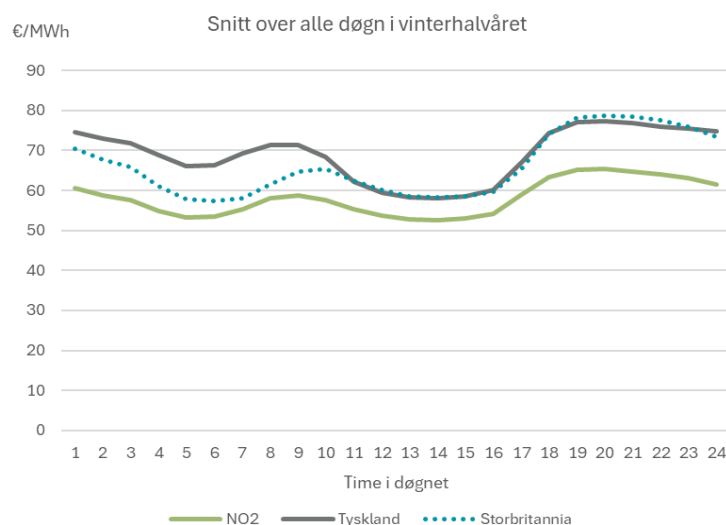
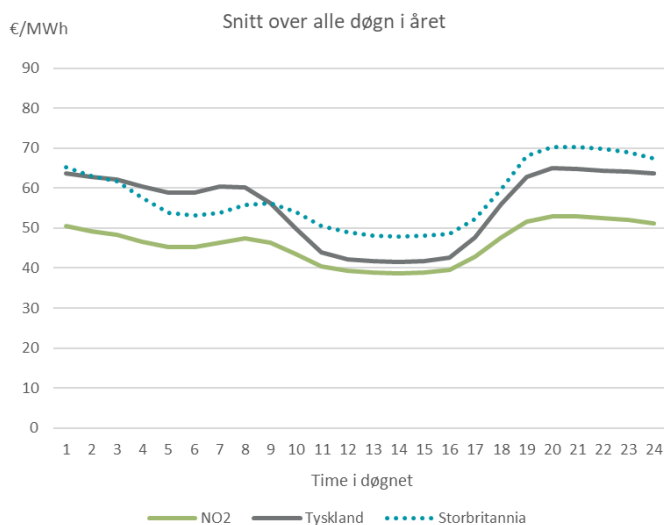


## Blir kraftprisen lavest midt på dagen hele året?

Allerede i dagens europeiske kraftsystem bidrar høy solkraftproduksjon til lave priser på dagtid i sommerhalvåret. I LA23 forklarte vi hvordan solkraftproduksjon i kombinasjon med annen lite fleksibel produksjon ga priskollaps i flere land på kontinentet sommeren 2023. Så tidlig som 24.mars i år ga overskudd av uregulerbar kraft nullpriser i 8 timer midt på dagen i Tyskland.

Foreløpige anslag for solkraftproduksjonen i EU i 2023 var 246 TWh\*. I vår analyse øker den årlige solkraftproduksjonen til 1100 TWh i 2050. Dette gir høy produksjon på dagtid, noe som i vår analyse bidrar til at prisene blir lavest midt på dagen i snitt over hele året. Og i motsetning til det vi har vært vant til historisk oppstår de høyeste prisene i gjennomsnitt på kvelden og natten.

I flere land kombineres utrulling av solcelleanlegg med batterier noe som gjør det mulig å utnytte kraften på andre tider av døgnet enn når solen skinner. I vår analyse har vi batterier med ulik lagringskapasitet, som representerer ulike former for forbrukerfleksibilitet. I alt har vi rundt 400 GW batterikapasitet i systemet i 2050, hvorav 80 prosent har opptil 3 timers lagrings- og utladingsrate, mens 20 prosent har en rate på 8 timer. En høyere andel batterier i systemet vil bidra til å jevne ut prisene over døgnet.



\*Ember: [Europe | Electricity Transition | Ember \(ember-climate.org\)](https://ember-climate.org)

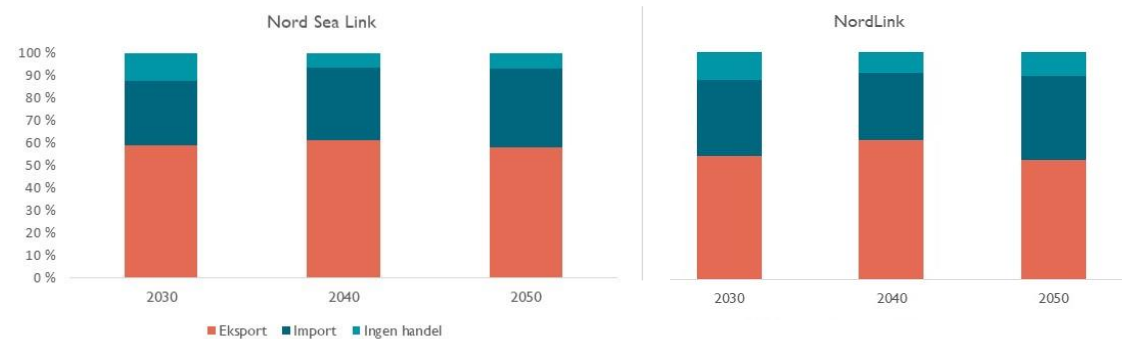
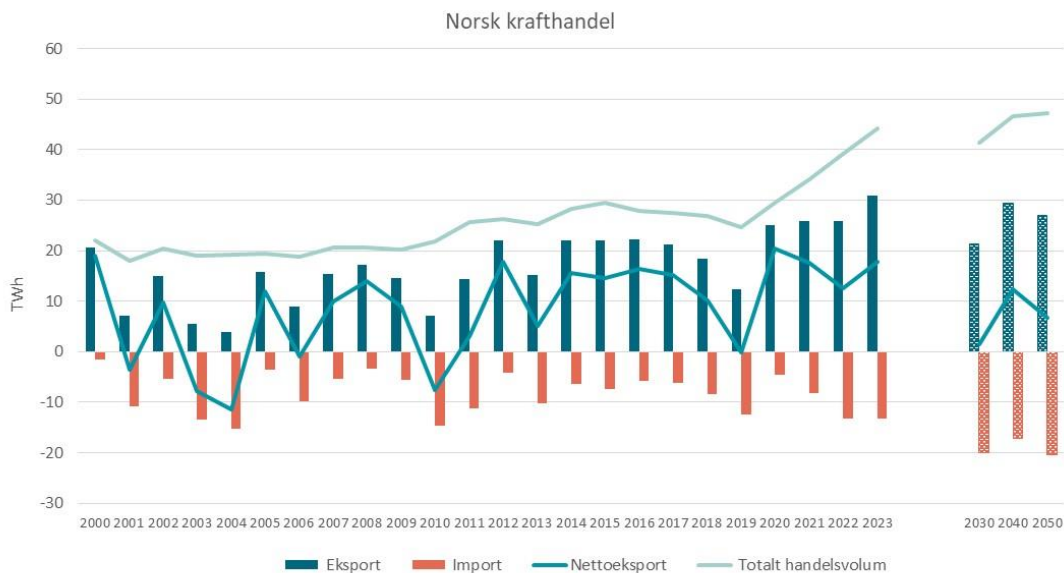
## Norge importerer mer fra Europa i fremtiden

I dag har Norge kraftoverskudd i et normalår, noe som betyr at vi er nettoeksportør av kraft over året. Svingninger i temperatur, nedbør og vindforhold bidrar imidlertid til at produksjon og forbruk kan variere mye fra år til år. Figuren under til venstre viser utviklingen i norsk krafthandel siden år 2000. Som det kommer fram av figuren har Norge hatt et kraftoverskudd i 12 av de siste 13 årene. Figuren viser også hvordan de to nye utenlandsforbindelsene, som kom i henholdsvis 2020 og 2021, har bidratt til at totalt handelsvolum har økt betydelig de siste årene. Kraftbalansen bestemmes imidlertid av forholdet mellom import og eksport.

Figuren viser også simulert gjennomsnittlig import og eksport for modellårene 2030, 2040 og 2050. Som en kan se forventer vi at kraftoverskuddet i Norge kommer til å minke frem mot 2030 som følge av økt forbruk. Utbygging av ny produksjon, spesielt havvind, bidrar til at kraftbalansen i Norge styrkes igjen etter 2030. I vår analyse har vi forutsatt at det kommer mye ny produksjon mellom 2030 og 2040, men det er knyttet stor usikkerhet rundt når og hvor mye som kommer.

I et markedsbasert kraftsystem, som vi har i Norge, vil kraften flyte dit prisen er høyest. Når Norge har et stort kraftoverskudd vil prisen hos oss som oftest ligge lavere enn hos våre handelspartnere, mens det motsatte vil være tilfelle i en underskuddssituasjon. For å få kraftimport fra utlandet må prisen i Norge ligge over prisen i utlandet.

I 2030 er Norge omtrent i balanse, og prisene på kontinentet varierer rundt den norske prisen. Selv om Norge er nettoeksportør av kraft til kontinentet og Storbritannia, importerer vi også store deler av tiden. Importandelen på North Sea Link til Storbritannia og NordLink til Tyskland ligger i vår analyse på rundt 30 prosent i 2030 og øker til 35 prosent i 2050. En stadig større andel sol- og vindkraftproduksjon i landene vi handler med bidrar til perioder med overskudd og lave priser der. Når prisen i utlandet er lavere enn den norske prisen vil kraften oftere flyte i vår retning.



## Hva driver de kortsiktige svingningene i norsk krafthandel?

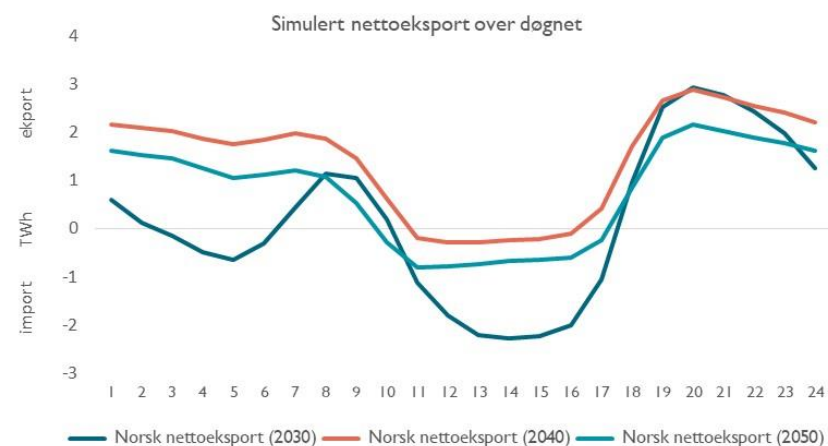
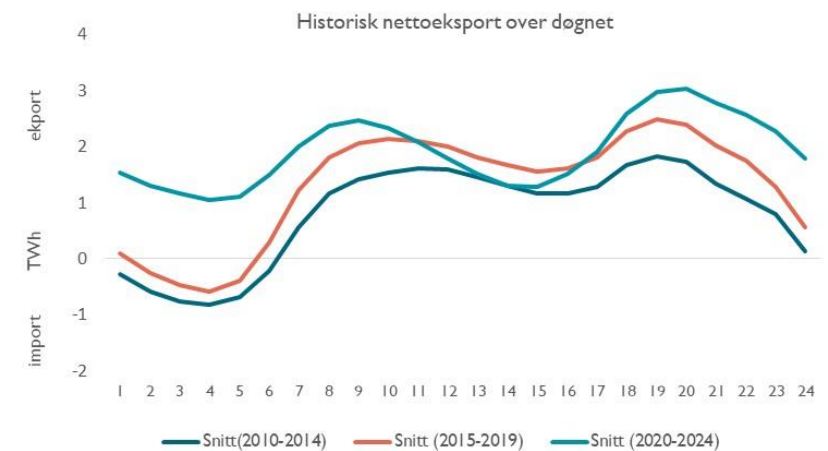
Selv om Norge har bygget ut en god del vindkraft de siste årene er det fortsatt egenskapene til vannkraften som preger det norske kraftsystemet. For eksempel henger det norske handelsmønsteret gjennom året tett sammen med sesongvariasjonen i tilsiget.

Om sommeren og høsten når tilsiget til vannkraften er høyt, er Norge ofte nettoeksportør av kraft. Motsatt er behovet for import typisk høyere på vinterstid når etterspørselen er høy, og rett før snøsmeltingen når magasinutfyllingen er lav. Analysen vår tyder på at dette fortsatt vil være tilfelle for norsk krafthandel fremover.

Som beskrevet i [«Blir kraftprisen lavest midt på dagen?»](#) har den raske utviklingen i Europa bidratt til at prisstrukturen over døgnet har endret seg de siste årene. En stadig større andel sol- og vindkraft har gjort at prisene, og dermed handelsmønsteret på kort sikt varierer mer enn før. Der Norge tidligere har hatt et forholdsvis forutsigbart handelsmønster med import på natten og eksport på dagen, er det i større grad svingningene i sol- og vindkraftproduksjon på kontinentet som bestemmer kraftflyten fra time til time. Fordi den norske vannkraften har en særegen evne til å tilpasse seg behovet for kraft, kan vannet i magasinene spares til perioder der verdien av kraften er høyere.

Figuren øverst til høyre viser gjennomsnittlig døgnprofil for norsk nettoeksport de siste årene. Positive verdier betyr at Norge i gjennomsnitt har eksportert i disse timene, mens negative verdier betyr at Norge i gjennomsnitt har importert. Som en kan se har Norge eksportert mer på nattetid de siste årene og mindre midt på dagen når solkraftproduksjonen i Europa høy.

Figuren under viser hvordan døgnmønsteret ser ut i våre simuleringer av 2030, 2040 og 2050. Analysen vår tyder på at trenden vi har sett de siste årene vil bli forsterket. Fordi det ikke har kommet tilstrekkelig fleksibilitet på forbrukssiden i 2030 ser vi at prisen i Europa faller mye midt på dagen, noe som gjør at Norge importerer mye i disse timene. Etter hvert som det kommer batterier og andre former for fleksibilitet inn i systemet, bidrar dette imidlertid til å dempe prisen midt på dagen, noe som gjør at Norge eksporterer mer i disse timene. Hvor fleksibel etterspørselssiden i Europa blir vil med andre ord få betydning for kraftprisene, og dermed handelsmønsteret i fremtiden.







# Vedlegg

Denne rapporten er en utvidelse av vår langsiktige kraftmarkedsanalyse fra 2023. Ytterlige beskrivelse av metode og modellverktøy finnes her:

[Langsiktig kraftmarkedsanalyse 2023](#)

Hovedtall fra *Langsiktig kraftmarkedsanalyse 2023* utvidet med *Utviklingen i kraftmarkedet mot 2050* finnes her:

[Hovedtall fra Utviklingen i kraftmarkedet mot 2050](#)



RAPPORT NR. 25 / 2023

## LANGSIKTIG KRAFTMARKEDSANALYSE 2023

Energiomstillingen – en balansegang

SKREVET AV Jon Gustav Kirkerud, Magnus Buvik, Ingrid Holm, Dag Spilde, Maria Sørbye, Ellen Skaansar, Hege Kvandal, Henriette Birkelund, Hanna Skulstad, Lars Petrusson, Kyrre Fjær og Céline Darras