



NVE



RAPPORT NR. 15 / 2025

Langsiktig kraftmarkedsanalyse 2025

Energiomstilling i urolige tider

SKREVET AV Kasper Kragh Balke, Henriette Birkelund, Kyrre Kirkbakk Fjær, Kevin Johnsen, Jon Gustav Kirkerud, Lasse Nygaard Kvasnes, Øystein Løvstad Lekve, Ellen Skaansar, Dag Spilde, Maria Eri Sørbye og Åsa Grytli Tveten. Med bidrag fra flere.

NVE Rapport nr. 15/2025

Langsiktig kraftmarkedsanalyse 2025. Energiomstilling i urolige tider

Utgitt av: Norges vassdrags- og energidirektorat
Prosjektleder: Jon Gustav Kirkerud
Redaktør: Åsa Grytli Tveten
Forfattere: Kasper Kragh Balke, Henriette Birkelund, Kyrre Kirkbakk Fjær, Kevin Johnsen, Jon Gustav Kirkerud, Lasse Nygaard Kvasnes, Øystein Løvstad Lekve, Ellen Skaansar, Dag Spilde, Maria Eri Sørbye og Åsa Grytli Tveten. Med bidrag fra flere.
Forsidefoto: Vindmøller utenfor København. Foto: Stig Storheil/NVE

ISBN: 978-82-410-2486-3
ISSN: 2704-0305
Saksnummer: 202513400

Sammendrag: I denne rapporten forsøker vi å si noe om utviklingen i kraftmarkedene helt fram til 2050. Det er en krevende øvelse med mye usikkerhet. Analysen brukes i våre forvaltningsoppgaver. Vi bruker kunnskapsgrunnlaget og datasettet fra analysen til å gi faglige råd, utarbeide større analyser og til å besvare oppdrag fra Energidepartementet. Vi bruker også kraftprisene fra analysen inn i den samfunnsøkonomiske vurderingen når vi behandler konsesjonssøknader om ny kraftproduksjon og kraftnett. Analysen er overordnet, og vi ser hovedsakelig på utvikling i kraftbalanse og kraftpriser.

Emneord: Elektrifisering, EU, Fleksibilitet, Fornybar kraftproduksjon, Klimapolitikk, Kraftbalanse, Kraftforbruk, Kraftpriser, Kraftsystem, Omstilling, Prisdannelse

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

Telefon: 22 95 95 95
E-post: nve@nve.no
Internett: www.nve.no

Innholdet kan brukes videre mot kreditering.

Juni 2025

Innhold

FORORD	2
SAMMENDRAG	3
INNLEDNING	8
DEL 1 - UTVIKLING I KRAFTSYSTEMET	10
I EUROPA	11
1.1 Forbruk	13
1.2 Produksjon	18
1.3 Stort behov for nye former for fleksibilitet	24
1.4 Omstillingen i Europa krever store nettinvesteringer	29
1.5 Brensels- og kvotepriser	30
2 NORDEN	36
2.1 Sverige	37
2.2 Danmark	40
2.3 Finland	42
2.4 Utvekslingskapasitet i Norden	44
3 NORGE	47
3.1 Forbruk	47
3.2 Produksjon	51
3.3 Kraftnett	55
DEL 2 - VIRKNINGER PÅ KRAFTMARKEDET	57
4 KRAFTMARKEDET I EUROPA	58
4.1 Prisnivå	58
4.2 Store systemendringer i Europa	60
4.3 Prisvariasjon	63
5 KRAFTPRISER I NORGE OG NORDEN	67
5.1 Prisnivå	67
5.2 Prisvariasjon	70
5.3 Regionale prisforskjeller	76
5.4 Markedet belønner fleksibilitet	80
5.5 Energieffektivisering reduserer pristopper	85
5.6 Krafthandel	87
6 VEDLEGG	91
6.1 Hovedtall fra analysen	92
6.2 Metode	95
6.3 Sentrale begreper	101

Forord

Et av NVEs hovedmål er å fremme samfunnsøkonomisk effektiv produksjon, overføring og bruk av energi. De fleste år utarbeider vi derfor en langsiktig kraftmarkedsanalyse. Med utgangspunkt i vedtatte virkemidler og de fundamentale langsiktige driverne vi ser i dag, gjør vi en analyse av hvordan kraftsystemet i Norge og Europa vil utvikle seg mot 2050. Analysen er overordnet, og vi ser hovedsakelig på utvikling i kraftbalanse og kraftpriser. I denne analysen har vi brukt de fire modellårene 2030, 2035, 2040 og 2050, til å representere framtidig utvikling i kraftsystemet gjennom analyseperioden.

Analysen brukes i våre forvaltningsoppgaver. Vi bruker kunnskapsgrunnlaget og datasettet fra analysen til å gi faglige råd, utarbeide større analyser og til å besvare oppdrag fra Energidepartementet. Vi bruker også kraftprisene fra analysen inn i den samfunnsøkonomiske vurderingen når vi behandler konsesjonssøknader om ny kraftproduksjon og kraftnett.

Vår forrige langsiktige kraftmarkedsanalyse ble publisert i 2023. I 2024 publiserte vi en utvidelse av analysen fra 2023, hvor vi forlenget analysehorisonten til 2050. Når vi refererer til vår forrige analyse, omtales denne som «LA23» eller «vår forrige analyse», og inkluderer både den langsiktige kraftmarkedsanalysen fra 2023 og utvidelsen fra 2024.

Rapporten består av to deler. I del 1 går vi gjennom våre framskrivninger av kraftproduksjon, kraftforbruk, kraftnett og brensels- og kvotepriser i Europa, Norden og Norge. I del 2 beskriver vi hvordan framskrivningene i del 1 vil påvirke kraftmarkedet og utviklingen i kraftprisene.



Kjetil Lund
Vassdrags- og energidirektør

SAMMENDRAG

Vi er inne i en tid preget av sterke og raske endringer og mye usikkerhet. Verden og Europa ser annerledes ut i dag enn for bare få måneder siden. I januar fikk USA en ny administrasjon med en annen tilnærming til både sikkerhet, handel og klimaforpliktelser. Vridningen mot økt proteksjonisme og uforutsigbar tollpolitikk skaper usikkerhet og økt økonomisk risiko. I Europa står nå sikkerhet og forsvar høyt på agendaen. Virkningene av kostnadsøkningene for energi i kjølvannet av Russlands invasjon av Ukraina, preger fortsatt markedene og påvirker politiske prioriteringer i Europa.

Med dette som bakteppe forsøker vi i denne rapporten å si noe om utviklingen av kraftsystemet i Europa, Norden og Norge helt fram mot 2050. Det sier seg selv at det er en svært usikker øvelse. De store geopolitiske endringene vi har sett bare de siste månedene, er en påminnelse om hvor vanskelig det er å si noe om framtiden, selv på kort sikt. Hvordan den siste tidens endringer vil påvirke det europeiske kraftmarkedet og energiomleggingen på lengre sikt, er svært vanskelig å forutsi. Ønsket om redusert importavhengighet, lavere energipriser og økt konkurranseevne for europeisk industri kan trekke i retning av en styrket satsning på økt kraftproduksjon i Europa. Men økt prioritering av forsvar og sikkerhetspolitiske tiltak kan også gå på bekostning av klimapolitikk og omleggingen av energisystemet. Vedvarende usikkerhet om internasjonal handel vil videre kunne påvirke den globale økonomiske veksten, internasjonale verdikjeder og kostnadsutviklingen for produksjons- og fleksibilitetsteknologier.

Enhver analyse av framtiden må baseres på noen forutsetninger for viktige drivere, teknologiutvikling og kostnader. Endres forutsetningene, endres ofte også analysen og resultatene. Vår analyse bærer preg av at vi har sett en betydelig økning i teknologikostnadene de siste årene, noe vi antar også vil påvirke kostnadsutviklingen på sikt. I analysen legger vi større vekt på vedtatte virkemidler enn på politiske mål. Dette er en viktig forskjell, fordi klimamålene ofte kan være langt mer ambisiøse enn tiltakene som blir vedtatt for å nå dem. Ambisiøse klimamål har likevel vært en viktig driver for energiomstillingen både i Europa og Norden de siste tiårene. Klimaambisjonene i EU er fortsatt høye, og klimapolitikken vil trolig forbli en viktig driver for videre satsning på fornybare energikilder og elektrifisering. Likevel, i møte med andre samfunnshensyn, som nasjonale sikkerhetsinteresser, ønsket om økonomisk vekst, fordelingshensyn og forsyningssikkerhet, vil klimapolitikken i Norden og Europa kunne få lavere prioritet enn tidligere.

I hovedscenariet vårt, kalt basisbanen, tegner vi et bilde av et Europa som fortsetter omstillingen mot mer fornybar kraftproduksjon og lavere utslipp fram mot 2050. Vi anslår at andelen fornybar kraftproduksjon i landene som omfattes av analysen, vil øke fra 45 prosent i 2023 (startåret av analysen) til 73 prosent i 2050. Andelen utslippsfri kraftproduksjon forventer vi at vil øke fra 66 til 89 prosent i samme periode. En endret produksjonssammensetning, med større svingninger i kraftproduksjonen og mer samtidig produksjon, gir et endret prisbilde i Europa, der store variasjoner i kraftprisene er den nye normalen. Dette erfarer vi allerede i dag.

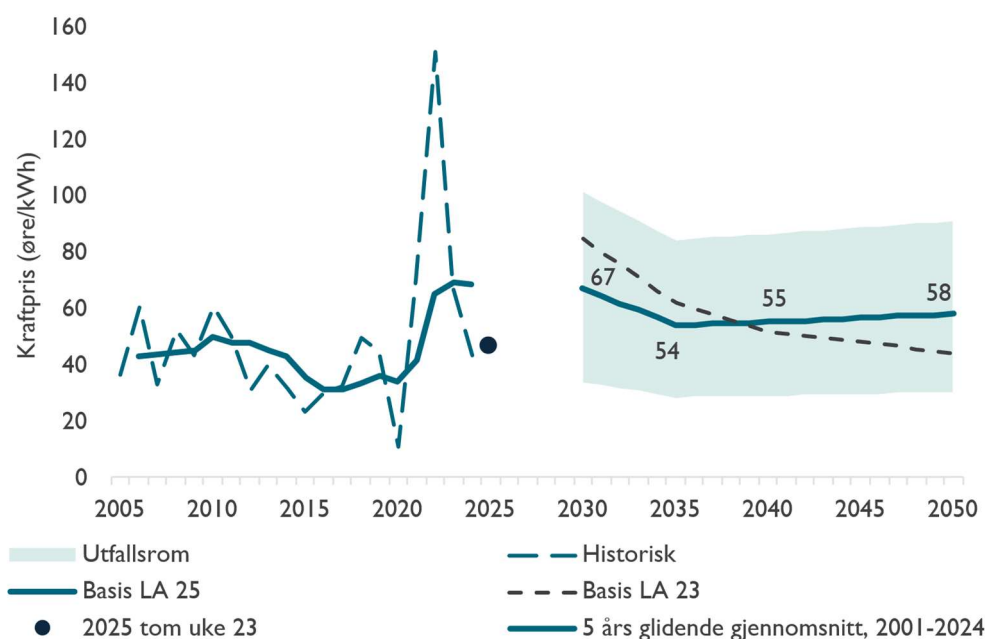
Samtidig tyder mye på at omstillingen i Europa vil gå saktere og bli mer krevende framover. Usikre tider og økte kostnader gjør at vi har nedjustert framskrivningene for både elektrifisering, utviklingen av hydrogen og utbyggingen av havvind, sammenlignet med vår langsiktige kraftmarkedsanalyse for to år siden (LA23). Vi venter også at utilstrekkelig fleksibilitet og manglende nettkapasitet i det europeiske kraftsystemet blir en større utfordring etter hvert som andelen fornybar uregulerbar kraftproduksjon blir høy. Det er vanskelig å se for seg en overgang til et helt fornybart kraftsystem i Europa de neste tiårene. Vi forventer at gasskraft vil spille en like viktig rolle framover som i dag for å sikre balansen og forsyningssikkerheten i Europa fram mot 2050.

I Norge venter vi en betydelig vekst i kraftforbruket de neste årene, men også her er anslagene nedjustert fra LA23. Kraftproduksjonen antar vi også at vil øke, men først etter 2030. Derfor venter vi at den norske kraftbalansen vil svekkes fram mot 2030, fra om lag 22 TWh i 2023 til om lag 7 TWh i 2030, i et normalår. I årene etter 2030 venter vi at store vindkraftprosjekter vil bidra til en sterk økning i kraftproduksjonen, og at kraftbalansen vil styrkes til om lag 15 TWh i 2050. Vi forventer en positiv kraftbalanse gjennom hele analyseperioden, noe som i et normalår vil gi netto eksport av kraft ut av Norge. Kraftutvekslingen vil likevel variere mye fra år til år, som følge av svingninger i vær og hydrologiske forhold. Det vil kunne komme enkeltår med netto import av kraft til Norge. Kraftutvekslingen vil også variere mye både gjennom året og gjennom døgnet. Utvekslingsmønsteret vil i økende grad følge tilgangen på væravhengig kraftproduksjon på kontinentet, med import i perioder med høy sol- og vindkraftproduksjon, og

eksport når sol- og vindkraftproduksjonen er lav. Dette mønsteret er noe vi allerede ser i dag, og som vi venter at vil vedvare og forsterkes framover. Vi venter også at dette vil gi økte svingninger i de norske kraftprisene framover.

Figur 1 viser basisbanen vår for kraftprisen i Norge fra 2030 til 2050 med utfallsrom, samt den historiske utviklingen i kraftprisen fra 2005 og fram til i dag. Alle priser er oppgitt i 2023-kroner. Vi understreker at dette er et snitt over 30 værår, og at kraftprisene vil variere, både gjennom døgnet, gjennom året og fra år til år. I våre analyser ligger årsgjennomsnittet for de norske kraftprisene på om lag 67 øre/kWh i 2030. Etter 2030 vil en styrket kraftbalanse gjøre at de gjennomsnittlige kraftprisene synker, til om lag 58 øre/kWh i 2050. Prisforskjellene mellom nordlige og sørlige deler av Norge er ventet å bli redusert framover, som følge av planlagte nettførsterkninger og en fallende kraftbalanse i nord. Vi venter likevel at prisnivået i Nord-Norge fortsatt vil ligge noe lavere enn i resten av landet. Analysene våre viser at Norge også i årene framover i snitt vil ha lavere kraftpriser enn i de fleste europeiske land. Den gode tilgangen på fleksibel vannkraft gjør også at Norge fortsetter å ha mer stabile kraftpriser, med færre høy- og lavpristimer enn i de fleste europeiske land. Vannkraften forblir ryggstøtten i det norske kraftsystemet og viktig for prisdannelsen i det norske kraftmarkedet. Den regulerbare vannkraften vil fortsatt være en viktig fleksibilitetskilde for både det norske og det nordiske kraftsystemet.

På de neste sidene presenterer vi hovedfunnene og budskapene fra analysen.



Figur 1: Historiske priser og basisscenario med utfallsrom. Framtidige priser er modellerte og viser gjennomsnittlig kraftpris over et år basert på 30 ulike værår. Alle priser i 2023 NOK.

ELEKTRIFISERING GIR FORBRUKSØKNING I EUROPA, MEN USIKRE TIDER KAN BREMSE TEMPOET

EU har ambisjoner om å bedre den europeiske konkurranseevnen, utvikle nye grønne næringer, fase ut russisk gass, ruste opp forsvaret, og samtidig kutte utslippene av klimagasser kraftig. Disse ambisjonene er ikke nødvendigvis sammenfallende og vil fort gi politiske målkonflikter. En rekke europeiske land har i tillegg en polarisert politisk situasjon og et begrenset finanspolitisk handlingsrom som følge av beskjedne vekstutsikter og høy statsgjeld. Alle disse faktorene gjør at utviklingen i kraftforbruket i Europa framover er svært vanskelig å forutsi. Høye energipriser, lav økonomisk vekst og redusert aktivitet i deler av den kraftintensive industrien har dempet forbruket i Europa de siste årene. I 2022 og 2023 var det en nedgang i det europeiske kraftforbruket, spesielt i industrien. Foreløpige tall viser imidlertid at forbruket økte igjen fra 2023 til 2024. Vi venter at kraftforbruket i Europa vil fortsette å øke framover. Elektrifisering, datasentre og hydrogenproduksjon er ventet å stå for hoveddelen av veksten. Mens elektrifisering og hydrogenproduksjon i stor grad er drevet av klimapolitikk og utslippsmål, er framveksten av datasentre drevet av økende digitalisering av samfunnet, bruk av kunstig intelligens (KI) og skytjenester.

ØKTE KOSTNADER GIR LAVERE LØNNSOMHET FOR GRØNT HYDROGEN OG HAVVIND

De siste årene har kostnadene for hydrogen- og havvindprosjekter økt betydelig. Dette er teknologier som fra før hadde lav lønnsomhet. I det siste har en rekke prosjekter i flere europeiske land blitt utsatt og kansellert, og det er stor usikkerhet om den videre utviklingen for både grønt hydrogen og havvind i Europa. Vi forventer nå en betydelig lavere vekst i begge disse teknologiene enn vi tidligere har anslått.

SOL- OG VINDKRAFT VOKSER MEST, MEN STÅR OVERFOR FLERE UTFORDRINGER

Vi forventer en markant vekst i kraftproduksjonen i Europa fram mot 2050, hovedsakelig drevet av økt utbygging av solkraft og vindkraft på land. Vi har likevel nedjustert vekstanslagene også for disse teknologiene. Det skyldes økende utfordringer knyttet til nettkapasitet og arealutnyttelse ved utbygging av nye produksjonsanlegg. 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. Fallende lønnsomhet ved økende andel variabel produksjon omtales ofte som «kannibaliseringseffekten», og vil være en viktig barriere for lønnsomhet og utbygging av sol- og vindkraftproduksjon i Europa framover.

Til tross for disse utfordringene, venter vi vekst i solkraft og vindkraft på land framover. I 2024 ble det installert rekordmye ny solkraft i Europa, og utviklingen av ny vindkraft på land har vært stabil de siste årene. Vi venter at utviklingen framover vil fortsette på tilnærmet likt nivå som i dag. Med våre forutsetninger vil både solkraft og vindkraft på land være lønnsomt i de fleste europeiske landene. I våre analyser vil den lave inntjeningen i perioder med overproduksjon og nullpriser delvis motvirkes av en forventet økning i fleksibilitetstjenester, og inntjening i timer med høy residuallast og høyere priser. Vi har likevel ikke latt lønnsomhet alene bestemme hvor mye som investeres i disse teknologiene. Anslagene er nedjustert, både for å ta høyde for svakheter i modellene våre og de økte barrierene for sol- og vindkraft framover.

TEKNOLOGIUTVIKLING GIR STERK VEKST I BATTERIER

Den raske veksten i sol- og vindkraftproduksjon i Europa skaper utfordringer med å drifte det europeiske kraftsystemet, og gir samtidig mer varierende kraftpriser. Stor prisvariasjon skaper uforutsigbarhet for forbrukerne. Økte prissvingninger reflekterer at tilgangen på ressurser varierer mer i et mer fornybart kraftsystem. Verdien av å kunne tilpasse egen produksjon eller forbruk blir da høy. Dersom markedsaktørene blir eksponert for de faktiske prisene, vil økt prisvariasjon gi insentiver til å utvikle og investere i teknologier og tjenester som fremmer fleksibilitet og mer stabilitet.

Vi forventer en betydelig vekst i forskjellige typer fleksibilitet i det europeiske kraftsystemet. Allerede nå ser vi hvordan innslaget av batterier i kraftsystemet har økt i løpet av kort tid. I vår analyse legger vi til grunn en sterk vekst i ulike typer batterisystemer. Spesielt forventer vi at batterier i kombinasjon med solkraft kan vokse mye. I dag er det begrenset hvor mye av kraftforbruket som er fleksibelt. På lengre sikt er det usikkert i hvilken grad forbruket vil bli mer fleksibelt. I kjølvannet av ekstremprisene som oppsto i 2022, har det kommet flere initiativer som skal gi forbrukere bedre beskyttelse mot svingninger i strømprisene. I Norge er strømstøtteordningen for husholdninger og lanseringen av Norgespris eksempler på dette.

HØYE AMBISJONER FOR GRØNT HYDROGEN, MEN UTVIKLINGEN GÅR SAKTE

Et viktig satsningsområde i EU er at fornybar hydrogenproduksjon skal spille en balanserende rolle i framtidens kraftsystem ved å tilpasse seg svingningene i sol- og vindkraft. Både globalt og i Europa har vi sett en jevn økning i annonserte planer og investeringer i elektrolyseanlegg. De siste årene har likevel mange prosjekter blitt kansellert eller utsatt. Usikkerhet knyttet til framtidig etterspørsel og uavklarte reguleringer blir gjerne trukket fram som forklaring på manglende investeringsvilje. Det viktigste er nok likevel at hydrogen er svært dyrt, og kostnadsestimatene for å produsere grønt hydrogen har økt betydelig i løpet av kort tid. Vår vurdering er at grønt hydrogen vil få en mindre sentral rolle i kraftsystemet på kort og mellomlang sikt enn hva tidligere analyser har lagt til grunn. Vi har derfor redusert anslagene for forbruk til hydrogenproduksjon i årets analyse sammenlignet med LA23. Vi forventer også at det vil bli krevende å få etablert tilstrekkelig infrastruktur til frakt og lagring av hydrogen, noe som taler for at fleksibel drift av elektrolyseanleggene ligger langt fram i tid.

GASSKRAFT BLIR VIKTIG FOR FORSYNINGSSIKKERHETEN OG FORBLIR EN VIKTIG PRISDRIVER

Mens kullkraften fases ut, venter vi at gasskraften blir viktig i lang tid framover for å sikre balansen i et stadig mer værvhengig europeisk kraftsystem. I Europa utenfor Norden er det få andre fleksibilitets- og produksjonsteknologier som har tilstrekkelig volum til å sikre forsyningen i langvarige perioder med lite sol- og vindkraft, såkalt «dunkelflaute». Gasskraftens rolle i kraftsystemet vil likevel endres. I vår analyse produseres det om lag like mye gasskraft i Europa i 2050 som i dag. Gasskraft vil likevel utgjøre en mindre andel av den totale kraftproduksjonen i Europa, siden samlet kraftproduksjon øker. Samtidig venter vi at produksjonskapasiteten vil øke. Høye driftskostnader, kombinert med lav driftstid, vil kunne gi behov for å sikre lønnsomheten for gasskraft gjennom kapasitetsmarkeder eller tilsvarende.

Dette gjør at gassprisen og kvoteprisen forblir viktige drivere for både europeiske og nordiske kraftpriser framover. Både gass- og kvoteprisen har variert mye historisk, og prisutviklingen framover er svært vanskelig å forutsi. Energiimport fra Russland har falt mye siden 2021 og vi anser det som lite sannsynlig at dette igjen vil øke. Europakommisjonen har lagt fram et veikraft for utfasing av energivarer fra Russland innen 2027. Dermed vil det globale markedet for flytende gass (LNG) være avgjørende for prisnivået og energisikkerheten i Europa. Større tilbud av LNG ventes å føre til lavere priser de neste årene. I likhet med kull- og gassprisen, har kvoteprisen de siste årene kommet ned fra de høye nivåene i 2022 og 2023, og jevnt over ligget på et lavere nivå. Framover forventer vi at kvoteprisen vil øke moderat fram mot 2030, og deretter betydelig fram mot 2050.

ENDREDE RAMMEVILKÅR OG POLITISK VILJE KAN GI ØKT SATSNING PÅ KJERNEKRAFT

I tillegg til gasskraft venter vi at kjernekraft forblir en viktig regulerbar produksjonsteknologi i Europa fram mot 2050. De siste årene har kjernekraft fått mye oppmerksomhet og økt politisk oppslutning i en rekke europeiske land. Flere land har endret politikk og signalisert en satsning på kjernekraft. Kjernekraft er arealeffektivt og kan levere stabil og utslippsfri kraft. Ønske om økt energisikkerhet og mer stabile kraftpriser kan gi kjernekraft økt aktualitet. Det er større politisk vilje til å subsidiere både levetidsforlengelser og nye investeringer. Samtidig er utbygging av kjernekraft svært kapitalkrevende, har lange godkjenningsprosesser og vil neppe kunne etableres basert på markedsvilkår alene. Endrede rammebetingelser og økt politisk oppslutning om kjernekraft gjør likevel at vi venter en økning i investeringene i kjernekraft de neste tiårene.

DEN NORDISKE KRAFTBALANSEN HOLDER SEG STERK

Norden som helhet har i dag en sterk positiv kraftbalanse. I 2023 var den nordiske kraftbalansen hele 48 TWh, og vi venter at kraftbalansen vil holde seg sterk gjennom hele analyseperioden. Kraftbalansen vil likevel variere fra år til år, avhengig av vær og vind og hydrologiske forhold. Vi forventer at både kraftforbruk og produksjon vil øke mye i Norden fram mot 2050. Vi venter at forbruket vil øke med om lag 243 TWh fram mot 2050, hovedsakelig som følge av de samme driverne som i resten av Europa: elektrifisering, datasentre og hydrogenproduksjon. Kraftproduksjonen i Norden venter vi at øker med 241 TWh fram mot 2050, drevet hovedsakelig av landbasert vind, solkraft og vindkraft til havs. God tilgang på fleksibel vannkraft i det nordiske kraftsystemet gir gode vilkår for sol- og vindkraft i Norden. Ny kjernekraftstrategi og statlig støtte til kjernekraft i Sverige gjør også at vi legger til grunn økt produksjon fra svensk kjernekraft fram mot 2050, mens finsk kjernekraft forventes å holde seg stabil.

STORE VINDKRAFTPROSJEKTER ØKER DEN NORSKE KRAFTBALANSEN, MEN FØRST ETTER 2030

Vi venter at kraftproduksjonen i Norge vil øke mye fram mot 2050, fra 156 TWh i 2023 til 205 TWh i 2050. Havvind og vindkraft på land står for hoveddelen av veksten. I vår analyse legger vi til grunn at 17 TWh havvind vil være bygget i Norge innen 2050. Landbasert vindkraft er ventet å vokse med om lag 17 TWh fram mot 2050, fordelt på flere deler av landet. I nord er det ventet vindkraftutbygging i forbindelse med kraft- og industriløftet i Finnmark. Sol- og vannkraftproduksjonen i Norge er begge ventet å øke med om lag 10 TWh fram mot 2050. Vi forventer også en betydelig økning i det norske kraftforbruket fram mot 2050, fra 134 TWh i 2023 til 190 TWh i 2050. Dette er en nedjustering fra våre tidligere anslag. Det skyldes hovedsakelig stor usikkerhet om utviklingen i ny norsk industri.

NORGE FÅR LAVERE OG MER STABILE PRISER ENN PÅ KONTINENTET

I vårt basisscenario er den gjennomsnittlige kraftprisen i Norge i et normalår rundt 67 øre/kWh i 2030, og om lag 58 øre/kWh i 2050, målt i 2023-kroner. Dette betyr at vi forventer noe lavere kraftpriser på sikt enn det vi har i dag. De siste par årene har forventningene til gass- og kvotepris falt mye på mellomlang sikt. Dette bidrar til at også anslaget for norsk strømpris i 2030 ligger lavere sammenlignet med vår forrige analyse. Vi forventer at de norske kraftprisene i gjennomsnitt vil være lavere enn i de fleste europeiske land gjennom hele analyseperioden. Kraftprisene i Norge vil likevel være sterkt påvirket av kraftprisene i våre naboland.

I Europa anslår vi at de gjennomsnittlige kraftprisene vil ligge på et nivå like over 70 EUR/MWh i 2030, og deretter falle svakt til rett under 70 EUR/MWh i 2050. Gasskraft vil sette prisen på kontinentet i timer med lite fornybar kraftproduksjon. Kvoteprisen og gassprisen vil derfor fortsatt være viktige drivere for både de europeiske og nordiske kraftprisene. Store endringer i den europeiske produksjonsmiksen gir likevel et endret prisbilde i Europa, med større svingninger i kraftprisen, økende andel nullpriser og perioder med høye priser. Dette er en utvikling vi allerede ser i dag, og som vi venter at vil bli enda tydeligere framover. I analysene finner vi likevel at prisvariasjonen fra time til time faller i Europa etter 2030. Dette skyldes at en betydelig vekst i fleksibilitet, hovedsakelig i form av batterier, fram mot 2050 vil bidra til å dempe pristoppene og løfte bunnene. Gasskraft vil bidra til å redusere de høyeste pristoppene i langvarige perioder med lite vind og sol.

VANNKRAFTEN FORBLIR VIKTIG FOR DE NORSKE KRAFTPRISENE

Det nordiske kraftmarkedet er tett integrert med resten av Europa. Dette gjør at de norske og nordiske kraftprisene blir sterkt påvirket av de europeiske kraftprisene. Utviklingen i den norske kraftbalansen, både nasjonalt og regionalt, vil imidlertid ha stor betydning for hvor eksponert vi er for prisnivået i utlandet. En sterk kraftbalanse gjør de norske kraftprisene mindre påvirket av høye prisnivåer i Europa.

Vannkraften vil forbli sentral for prisdannelsen i det norske kraftmarkedet. Fra år til år varierer tilsiget til vannkraften mer enn sol- og vindressursene. Dette gjør at nivået på de norske kraftprisene svinger mer fra år til år enn i Europa. Dette venter vi også fram mot 2050. Eksempelvis anslår vi en gjennomsnittspris på 67 øre/kWh i 2030 når vi tar et snitt av 30 værår, mens gjennomsnittsprisene for hvert enkelt av værårene spenner fra 40 øre/kWh i det våteste året, til 100 øre/kWh i det tørreste året. De norske kraftprisene svinger derimot mindre fra time til time og fra dag til dag enn i de fleste europeiske land. Dette skyldes den fleksible vannkraften, som balanserer kraftsystemet og demper de kortsiktige prisvirkningene av varierende sol- og vindkraftproduksjon. Norge får dermed mer stabile priser gjennom året og gjennom døgnet, og færre høy- og lavpristimer enn i de fleste europeiske land.

UTVIKLINGEN NORD I NORDEN HAR BETYDNING FOR PRISNIVÅ OG PRISFORSKJELL

I vår analyse vil planlagte nettforsterkninger og fallende kraftbalanse i nordlige deler av Norden gi reduserte prisforskjeller mellom nord og sør allerede fra 2030. Gjennomsnittlige kraftpriser i Nord-Norge er likevel fortsatt ventet å ligge noe lavere enn i resten av landet, på om lag 62 øre/kWh i 2030 og 52 øre/kWh i 2050.

Det er stor usikkerhet knyttet til omfang og tidspunkt for både industriveksten og den planlagte vindkraftutviklingen nord i Norden. Vi har derfor undersøkt effekten av en 4,5 TWh lavere industrivekst i Nord-Sverige fram mot 2030, og effekten av 4 TWh mindre vindkraft nord i Norden fram mot 2040, sammenlignet med basisscenarioet. Analysene viser at en lavere industrivekst i Nord-Sverige vil gi noe større prisforskjell mellom nord og sør enn i basisbanen. Kraftprisene i Nord-Norge reduseres med om lag 5 øre/kWh, mens den i Sørlege Norge faller med omtrent 2 øre/kWh. 4 TWh lavere vindkraftproduksjon i nord vil gi lik priseffekt, men i motsatt retning: Kraftprisene i 2040 øker med om lag 5 øre/kWh i Nord-Norge, og med om lag 2 øre/kWh i resten av landet. Dette viser at utviklingen i kraftprisene i Nord-Norge vil påvirkes av utviklingen i den regionale kraftbalansen.

Innledning

I denne rapporten analyserer vi utviklingen i det europeiske, nordiske og norske kraftmarkedet fram mot 2050. Basert på vedtatt politikk og virkemidler, og politiske, økonomiske og samfunnsmessige drivere, framskriver vi utviklingen i forbruk, produksjon, nye fleksibilitetskilder og kraftnett. Disse framskrivningene sammenstilles til et hovedscenario, som analyseres ved hjelp av kraftmarkedsmodeller. Framskrivningene og resultatene fra modellanalysene utgjør til sammen vår *basisbane*. Basisbanen gir en beskrivelse av hvordan utviklingen *kan* bli, basert på viktige utviklingstrekk vi ser i dag og som vi venter blir viktige framover. Vi undersøker også hvordan de ulike faktorene og antakelsene påvirker utviklingen, og diskuterer de viktigste usikkerhetsmomentene.

For 2030 baserer vi oss i stor grad på kjente prosjekter, faktiske forventninger i markedene og vedtatt politikk. Etter 2030 og fram mot 2050 baserer vi oss i større grad på analyser av mer langsiktige drivere vi tror vil være viktige for utviklingen i kraftsystemet. Vi vurderer derfor at antakelsene våre fram mot 2050 er betydelig mer usikre enn framskrivningene mot 2030. Det er likevel viktig å understreke at usikkerheten i framskrivningene er betydelig også på kortere sikt. Det er stor usikkerhet knyttet til både den geopolitiske situasjonen, den framtidige politikkutforming, og teknologi- og kostnadsutviklingen. De raske geopolitiske endringene vi har sett den siste tiden gjør at det også er vanskelig å si hvordan utviklingen kommer til å bli de nærmeste årene.

I den virkelige verden ser vi at uforutsette hendelser kan ha stor betydning for blant annet kraftprisene og kraftflyten i enkelttimer. Denne typen usikkerhet fanges ikke opp i våre modellanalyser, noe som betyr at modellsimuleringene ofte gir en mer optimal løsning enn det vi ville fått i virkeligheten.

Vi vurderer likevel at basisbanen vår framstiller et scenario for det europeiske kraftmarkedet fram mot 2050 som er realistisk, konsistent og balansert. Realistisk, ved at antakelsene våre er fundert i vedtatt politikk og virkemidler, viktige trender og drivere, ventet kostnadsutvikling og lønnsomhet. Konsistent, ved at framskrivningene ikke bare tar hensyn til utviklingen av hvert enkelt element eller hver teknologi separat, men også samspillet mellom ulike teknologier og drivere. Balansert, ved at vi forutsetter at samspillet mellom prissignaler og utviklingen i kostnader, teknologi og markedsløsninger, vil sikre et balansert kraftsystem på lang sikt.

Det norske kraftsystemet har alltid vært væravhengig. Det at landene vi handler med får en stadig større andel sol- og vindkraft gjør at ressurstilgangen i systemet vil svinge enda mer i framtiden. En viktig del av analysen er derfor å undersøke hvilke virkninger som vil oppstå i det framtidige kraftsystemet i ulike vær-situasjoner. Dette gjør vi ved å simulere kraftsystemet over 30 ulike vær-scenarier i kraftmarkedsmodellene våre, med den historiske perioden 1991-2020 som referanseperiode. Når vi omtaler utviklingen i kraftbalanse og kraftpriser refererer vi derfor ikke til et enkeltår, men til et *normalår*, som er basert på gjennomsnittet av 30 ulike værår.

Rapporten består av to hoveddeler:

Del 1 – UTVIKLING I KRAFTSYSTEMET beskriver hvordan vi forventer at kraftsystemet vil utvikle seg fram mot 2050, i Europa (kapittel 1), Norden (kapittel 2) og Norge (kapittel 3).

Del 2 – VIRKNINGER PÅ KRAFTMARKEDET beskriver hvordan framskrivningene i Del 1 vil påvirke kraftmarkedet og utviklingen i kraftprisene både i Europa (kapittel 4), Norge og Norden (kapittel 5) fram mot 2050. Analysene i del 2 gjennomføres ved hjelp av kraftmarkedsmodeller. En mer detaljert beskrivelse av metoden og modellene kan finnes i Vedlegg 2.

NVE publiserer jevnlig vår langsiktige kraftmarkedsanalyse. Den forrige analysen ble publisert i 2023.¹ I 2024 publiserte vi en utvidelse av analysen fra 2023, hvor vi forlenget analysehorisonten til 2050.² En viktig del av den oppdaterte analysen er å vurdere hvordan viktige forutsetninger har endret seg siden den forrige analysen. Når vi omtaler og diskuterer våre forutsetninger og resultater, refererer vi derfor ofte til vår forrige langsiktige kraftmarkedsanalyse. Denne refereres til som «LA23», eller «vår forrige analyse», og inkluderer både den langsiktige kraftmarkedsanalysen fra 2023 og utvidelsen fra 2024.

¹ [NVE: Langsiktig kraftmarkedsanalyse 2023](#)

² [NVE: Utviklingen av kraftmarkedet mot 2050](#)

DEL I - UTVIKLING I KRAFTSYSTEMET

Bilde: Stig Storheil/NVE



I Europa

Tiden vi lever i er svært usikker. I januar fikk USA en ny president som stiller spørsmål ved behovet for, og verdien av, det forsvarspolitiske samarbeidet mellom USA og Europa. Den nye administrasjonen i USA har også en annen tilnærming til internasjonal handel og klimaforpliktelser enn vi har sett tidligere. Samtidig er det en pågående krig i Ukraina, og den globale økonomien er fortsatt tynget av økte kostnader i kjølvannet av pandemien. Det politiske fokuset har skiftet mot sikkerhet, sikker energitilførsel og rimelige energipriser.

Den geopolitiske usikkerheten kan redusere den økonomiske veksten i verden. Dermed kan myndighetenes evne til å finansiere store satsninger, både innen energi og øvrige samfunnsområder svekkes. Utvikling av nye teknologier kan i økende grad prege og forme samfunnet framover. USA og Kina er blant landene som investerer stort i utvikling av kunstig intelligens (KI), og forbruk til KI og datasentre er ventet å gi en kraftig vekst i det globale kraftforbruket. Kinas dominans innen batteriteknologi og elektriske kjøretøy har vært viktig for å redusere kostnadene, samtidig som det utfordrer Europas konkurranseevne. I Draghi-rapporten³ fra 2024 framheves et betydelig innovasjonsgap mellom EU og USA/Kina, som en av de største utfordringene for EUs produktivitet og konkurranseevne.

I etterkant av pandemien og Russlands invasjon av Ukraina har EU lansert flere initiativ for å redusere importavhengigheten av energi og sårbarheten for leveranser av flere strategiske varegrupper.⁴ Flere europeiske land importerer i dag både mineraler og teknologi som er nødvendig i omlegging av energisystemet, og en stor andel av dette leveres av Kina.⁵ Ved å øke egenproduksjon av energi og kraft kan Europa redusere importavhengigheten av energi. Importandelen har ligget godt over 50 prosent de siste 10 årene, og i 2022 importerte EU 63 prosent av energibehovet.

Selv om de europeiske energiprisene har falt de siste årene, er de høye sammenlignet med prisene i USA og Kina. I Draghi-rapporten ble høye energipriser omtalt som en strukturell ulempe for deler av europeisk industri, og en av forklaringene på hvorfor europeisk industri har tapt konkurranseevne til viktige handelspartnere. Som en respons, blant annet på denne rapporten, har EU lansert et konkurranseevnekompass.⁶ Dette er et politisk rammeverk som har til hensikt å øke EUs konkurranseevne, blant annet ved å redusere energiprisene. Hvorvidt EU lykkes i å få ned energiprisene er usikkert.

EUs klimapolitikk har vært en viktig driver for energiomstillingen i Europa det siste tiåret. Mest markant er økningen i sol- og vindkraftproduksjon, og reduksjonen av kullkraftproduksjon. I 2024 var 73 prosent av EUs totale kraftproduksjon utslippsfri kraft. I global sammenheng er dette et svært høyt. Den tilsvarende andelen for USA og Kina er om lag 40 prosent. Klimaambisjonene i EU er fortsatt høye, og vi venter at klimapolitikken fortsatt vil være en viktig driver for videre satsning på fornybar energi, kjernekraft og økt elektrifisering i Europa.

Det er imidlertid også tegn til at global uro og stor økonomisk usikkerhet kan gjøre at klimatiltak blir nedprioritert til fordel for andre samfunnshensyn. Klimapolitikk som gir de europeiske landene høyere produksjonskostnader enn andre land, kan være til hinder for å nå målet om å øke den europeiske konkurranseevnen. Voksende motstand mot EUs klimapolitikk i deler av befolkningen skaper også usikkerhet om den langsiktige oppslutningen om og

³ [The Draghi report on EU competitiveness](#)

⁴ Se f.eks. [European Commission: Critical Raw Materials Act](#)

⁵ [JRC: Supply chain analysis and material demand forecast in strategic technologies and sectors in the EU – A foresight study](#)

⁶ [European Commission: EU Compass to regain competitiveness](#)

utformingen av klima- og energipolitiske tiltak. Svake utsikter for økonomisk vekst i Europa og en mer proteksjonistisk tilnærming hos handelspartnere kan gi redusert støtte til utslippskrav og reguleringer som påvirker den europeiske konkurranseevnen. På den andre siden vil klimapolitikken kunne virke positivt sammen med andre hensyn som er høyt på dagsordenen, som målet om redusert energiavhengighet og lavere energipriser.

De neste årene har Europa ambisjoner om å få ned energiprisene, fase ut bruken av russisk gass, elektrifisere store deler av samfunnet, ruste opp forsvaret og samtidig øke den økonomiske veksten. Virkningen av, og samspillet mellom disse politikkområdene, er vanskelig å anslå. Usikkerheten er stor, og de økonomiske og politiske rammene kan endres raskt. Norge og Norden blir også påvirket av verdenssituasjonen. En ustabil geopolitisk situasjon og økte kostnader gir betydelig usikkerhet og økt økonomisk risiko for nye investeringer i den nordiske industrien. Norden er del av det felleseuropeiske kraftmarkedet, og det nordiske kraftsystemet er tett integrert med resten av Europa både markedsmessig og gjennom mellomlandsforbindelser. Det nordiske kraftmarkedet blir derfor sterkt påvirket av utviklingen i kraftmarkedene i resten av Europa, samt av politikkutformingen i EU.

UTVIKLINGEN I DET EUROPEISKE KRAFTMARKEDET FRAM MOT 2050

Omstillingen av det europeiske energisystemet pågår for fullt, med fortsatt høye ambisjoner for økt fornybar kraftproduksjon og reduksjon av klimagassutslipp. Det har vært en svak utvikling i kraftforbruket siden finanskrisen, og liten eller ingen vekst de siste årene.⁷ Denne trenden kan imidlertid ha snudd. Foreløpige tall for 2024 viser en vekst i det samlede kraftforbruket på 1,4 prosent.⁸ Imidlertid venter vi at store kostnadsøkninger, geopolitisk uro, utsikter til global handelskrig og fortsatt krig i Europa vil gi en svakere omstillingstakt enn tidligere antatt.

Elektrifisering drevet av EUs ambisiøse klimapolitikk trekkes ofte fram som en viktig årsak til at forbruket av kraft vil vokse i årene som kommer. I denne rapporten legger vi også dette til grunn. Vi antar likevel at omstillingen vil gå saktere enn det vi tidligere antatt, blant annet på grunn av økte kostnader og utsikter til svak økonomisk vekst i Europa de nærmeste årene.

EUs klimapolitikk har også vært en viktig driver for en betydelig økning i sol- og vindkraftproduksjon i Europa de siste tiårene. Sol- og vindkraft på land er lønnsomt i de fleste land med våre forutsetninger. Vi ser likevel utfordringer med disse teknologiene, som kan forsterkes i framtiden: Sol- og vindkraft har lave marginalkostnader, og ny produksjonskapasitet produserer i stor grad samtidig som eksisterende anlegg. Når stadig flere produsenter leverer kraft til markedet samtidig, faller prisene og reduserer lønnsomheten i nye investeringer. Nettbegrensninger og manglende fleksibilitet i det europeiske kraftsystemet er også ventet å bli et voksende problem etter hvert som andelen sol- og vindkraft øker. I tillegg møter sol- og vindkraft økende utfordringer med miljø-, areal og interessekonflikter. Disse utfordringene vil kunne bremse produksjonsveksten framover.

Vi venter at manglende regulerbarhet etter hvert blir et økende problem for den europeiske energiomstillingen. I landene i og nær Norden er det om lag 63 GW kullkraftkapasitet i drift, og deler av denne kapasiteten kan reguleres etter behov. Det er planer om utfasing av kullkraft i de fleste land, og hva den erstattes med er viktig for resultatene i vår analyse. Tyskland og Polen som begge fortsatt har mye kullkraft, har planer om å erstatte noe av kullkraften med gasskraft. I vår analyse forblir gasskraft en viktig kilde til regulerbar kraft i det europeiske kraftsystemet i mange tiår framover.

⁷ Eurostat: [Supply, transformation and consumption of electricity](#)

⁸ Eurostat: [Electricity available to internal market](#)

I tillegg til Norden inngår følgende land i vår analyse: Baltikum, Tyskland, Storbritannia, Frankrike, Belgia, Nederland, Østerrike, Sveits, Tsjekkia, Polen, Italia, Spania og Portugal

De siste par årene har prisen på gass i Europa fortsatt å falle etter de svært høye prisene i kjølvannet av Russlands invasjon av Ukraina. Samtidig preges markedene av usikkerhet, og enkelthendelser kan gi betydelige prisutslag. Markedsutviklingen gjør at vi har justert ned vårt anslag på gassprisen de nærmeste årene, sammenlignet med LA23. Også på lang sikt er prisen justert ned, men her er endringen mindre.

Etter et par tiår hvor mange land har signalisert at de ønsker å stenge ned sine reaktorer, er det nå flere land som har justert opp ambisjonene for kjernekraft. Å bygge kjernekraft er kostbart og tidkrevende. Kjernekraft har i liten grad vært bygd ut på markedsvilkår. Med våre antakelser må kjernekraft også i framtiden ha økonomisk støtte for å bli realisert. I LA23 la vi til grunn at kjernekraftkapasiteten i land utenfor Norden økte svakt til 2040, for deretter å øke noe mer mot 2050. Vi antar nå at veksten i kjernekraft blir noe sterkere, men først mot slutten av analyseperioden.

Det har vært en stor økning i kostnadene for å bygge ut vindkraft til havs. Dette får som konsekvens at færre havvindparker bygges ut på kommersielle vilkår, og gir lavere havvindproduksjon i årets analyse sammenlignet med LA23/24.

I analysen er kraftforbruket til hydrogenproduksjon redusert betydelig. De siste årene har kostnader for elektrolyse økt kraftig. En rekke planlagte prosjekter innen hydrogenproduksjon har blitt lagt på is eller kansellert. Vi antar at hydrogenproduksjon fra elektrolyse ikke vil være konkurransedyktig mot andre former for hydrogenproduksjon før etter 2040. Også da vil lønnsomheten være begrenset.

1.1 Forbruk

Vi anslår at kraftforbruket i Europa vil vokse med omtrent 1800 TWh fram mot 2050. Dette tilsvarer en økning på over 60 prosent fra dagens nivå på om lag 2800 TWh. Vi forventer vekst i forbruket i alle sektorer.

FORBRUKET I EUROPA VISER TEGN TIL INNHENTING

I perioden fra 2010 til 2023 falt brutto kraftforbruk i Europa med over 200 TWh. Energipriskrisen har bidratt til denne utviklingen. Høye energipriser og lav etterspørsel etter varer førte til nedgang i kraftforbruket i EU i 2022 og 2023. Nedgangen var spesielt stor i industrien, med en reduksjon på over fem prosent begge årene.⁹ Trenden med nedgang i kraftforbruket kan imidlertid ha snudd. Ifølge foreløpige tall var det i EU en økning i det samlede kraftforbruket fra 2023 til 2024.¹⁰ Veksten kom i andre deler av økonomien enn industrien, som tjenesteytende sektor – spesielt datasentre – i husholdninger og transportsektoren.¹¹ Nedgang i kvote- og brenselpriser i 2024 bidro til å redusere energiprisene i Europa, som igjen kan ha bidratt til oppgangen i kraftforbruket. Samtidig er kraftprisene for europeisk industri fortsatt på et høyere nivå enn før pandemien i 2019, og høyere enn i land som USA og Kina.

BETYDELIG ØKNING I FORBRUKET PÅ LANG SIKT

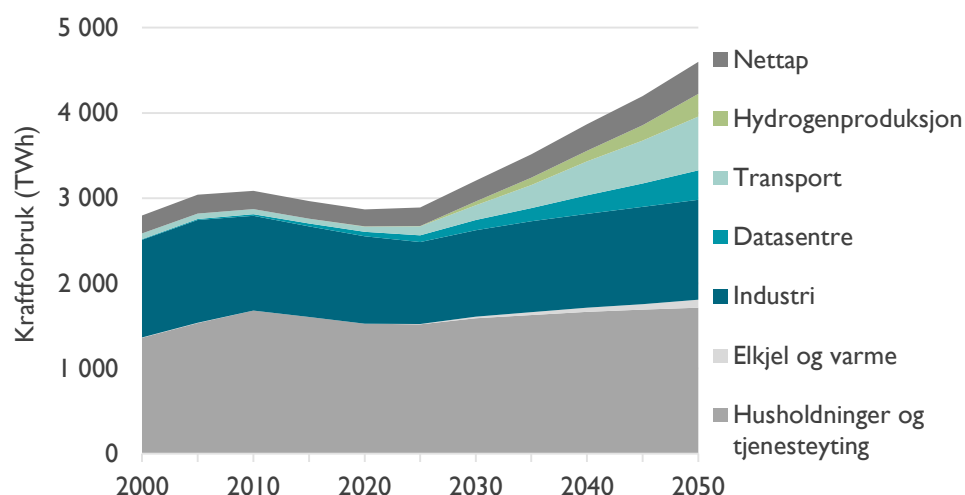
Vi legger til grunn en betydelig vekst i kraftforbruket i Europa framover. Den største veksten vil komme fra forbruk til elektrifisering av transportsektoren og økt forbruk i datasentre. Vi anslår at det totale forbruket vil øke til vel 3200 TWh i 2030 og til rundt 4600 TWh i 2050, som illustrert i figur 1-1.

⁹ [Eurostat: Simplified energy balances](#)

¹⁰ [Eurostat: Supply, transformation and consumption of electricity](#)

¹¹ [IEA: Electricity 2025](#)

Nøkkeltall for produksjon, forbruk og kraftbalanser finnes i vedlegg.



Figur 1-1: Historisk og framskrevet kraftforbruk i Europa. Kilde: Eurostat, Digest of UK Energy Statistics (DUKES), S&P Global og NVE.

EU har satt seg ambisiøse klimamål for 2030 og 2050. Omfattende elektrifisering i flere sektorer vil være en viktig del av arbeidet mot å nå disse målene. I likhet med tidligere analyser, er dette den viktigste driveren bak økningen i kraftforbruket i Europa. Samtidig ser vi for oss at denne utviklingen går saktere enn tidligere antatt. Storstilt elektrifisering av samfunnet vil kreve betydelige investeringer og omstillingsvilje. Geopolitisk uro og økt oppmerksomhet rundt Europas forsvarsevne gjør at disse investeringene må konkurrere mot opprustning av forsvaret. I mange land må disse prioriteringene veies mot hverandre under et begrenset finanspolitisk handlingsrom som følge av beskjedne vekstutsikter og høy statsgjeld. I tillegg kan en fragmentering av den globale økonomien som følge av handelspolitiske spenninger gjøre den grønne omstillingen dyrere. Kombinasjonen av disse faktorene bidrar til å trekke ned forbruksanslagene våre i analysen sammenlignet med LA23.

ENERGIEFFEKTIVISERING KAN PÅVIRKE VEKSTEN

I nyeste versjon av energieffektiviseringsdirektivet fra 2023 stilles det krav om at EU skal redusere energibruken sin mot 2030.¹² Ettersom energisparemålet gjelder totalt energibruk, er det ikke åpenbart hvordan disse ambisjonene vil påvirke kraftforbruket. Noen energieffektiviseringstiltak kan redusere både energi- og kraftbruken, mens andre tiltak kan redusere energibruken, men øke kraftbruken. Sistnevnte vil være tiltak som elektrifisering av transportsektoren og større innslag av elektrisitet til oppvarming i bygg. Dette vil øke kraftforbruket, men redusere den totale energibruken, ettersom elektrisitet ofte er mer energieffektiv enn fossil energi. En varmepumpe kan for eksempel bruke mindre enn 25 prosent av energien en gasskjele bruker.¹³ Samtidig falt varmepumpesalget i Europa med 21 prosent i 2024 etter to sterke år i 2022 og 2023. De høye salgstallene i 2022 og 2023 skyldtes blant annet høy gasspris og dermed god lønnsomhet i å erstatte gasskjeler med varmepumper.¹⁴

¹² [European Commission: Energy efficiency targets](#)

¹³ [IEA: Energy Efficiency 2024](#)

¹⁴ [European Heat Pump Association](#). Utviklingen refererer til 14 land i Europa, som utgjør alle landene i vår analyse utenom Sveits og de baltiske landene.

Vi forventer at kraftforbruket i transportsektoren i Europa vil øke til over 600 TWh i 2050.

MARKEDSUTVIKLING OG POLITIKK GIR ØKT FORBRUK TIL TRANSPORT

Ved utgangen av 2023 var det over 12,8 millioner elektriske biler (ladbar hybrid og elbil) i EU og Storbritannia, omtrent en dobling fra 2022. Dette utgjorde henholdsvis 4,5 og 2,3 prosent av bilparken, som betyr at godt over 90 prosent av bilene i Europa fortsatt bruker fossilt drivstoff. Etter et sterkt år for elbilsalget i 2023, der elbiler utgjorde 22,3 prosent av nybilsalget i EU, falt markedsandelen til 20,7 prosent i 2024.¹⁵ I Tyskland og Frankrike gikk elbilsalget ned med henholdsvis 18,2 og 5,2 prosent, blant annet på grunn av utfasing av elbilsubsidier.¹⁶

EU har en ambisiøs politikk for elektrifiseringen av bilparken, blant annet et krav om at alle nye personbiler og lette varebiler skal være utslippsfrie fra 2035.¹⁷ Dette kravet innebærer i tillegg årlige delmål for utslippskutt i transportsektoren, som strammes inn mot 2035. Samtidig er den europeiske bilindustrien under press, blant annet på grunn av konkurranse fra Asia og lav etterspørsel i Europa. Europeiske beslutningstakere må framover balansere hensynet til omstilling av sektoren mot aktiviteten i bilindustrien, som er en viktig sektor i mange europeiske land. I denne forbindelse la i mars 2025 EU-kommisjonen fram strategien *Industrial Action Plan for the European automotive sector*. Her ble det lettet noe på delmålene mot 2035 for å tillate mer fleksibilitet for bilprodusenter.¹⁸

På tross av de nevnte utfordringene, ser vi for oss en betydelig vekst i kraftforbruket i transportsektoren. Vi forventer at forbruket i transportsektoren vil øke til over 600 TWh i 2050. Dette drives av politiske føringer i tillegg til en markedsutvikling med fallende teknologi- og batterikostnader globalt.

STOR USIKKERHET I FORBRUKSUTVIKLINGEN, SPESIELT I INDUSTRIEN

Anslagene for forbruksutviklingen i Europa er svært usikre, særlig for industrien. EU har de siste årene lansert flere initiativer i skjæringsfeltet mellom energi, klima og industri. EUs Green Deal Industrial Plan ble i 2023 lansert som et motsvar på USAs Inflation Reduction Act (IRA). Den inneholdt initiativer for reform av det europeiske elektrisitetsmarkedet, tilgang til kritiske råmaterialer i forbindelse med det grønne skiftet og støtte til nullutslippsteknologier.¹⁹ Som oppfølging av disse initiativene og Draghi-rapportens anbefalinger har Kommisjonen i år lagt fram et konkurranseevnekompass, med strategien Clean Industrial Deal om avkarbonisering og industriens konkurranseevne (se boks I-I).²⁰ Videre kan EUs karbontoll (CBAM), som trer i kraft fra 2026, få konsekvenser for industriens konkurranseevne. Det er vanskelig å anslå effekten disse initiativene vil ha på kraftforbruket i Europa på dette stadiet.

Framover vil den tradisjonelle industrien konkurrere om tilgang på kraft med andre framvoksende næringer, som datasentre. Digitaliseringen av samfunnet og politiske mål om å lagre data i Europa vil kunne være en driver for at det etableres flere datasentre i europeiske land. Hvor datasentrene bygges vil også påvirkes av blant annet stabil og fornybar krafttilgang, (lav) temperatur, lave kraftpriser, tilgang på areal, regulatoriske rammevilkår og økonomisk aktivitet.²¹

¹⁵ [ACEA - European Automobile Manufacturers' Association](#) og [European Environment Agency](#).

¹⁶ [IEA: Electricity 2025](#)

¹⁷ [European Commission: CO₂ emission performance standards for cars and vans](#)

¹⁸ [European Commission: Industrial Action Plan for the European automotive sector](#)

¹⁹ [European Commission: The Green Deal Industrial Plan](#), [European Commission: Electricity market design](#), [European Commission: European Critical Raw Materials Act](#) og [European Commission: Net-Zero Industry Act](#).

²⁰ [European Commission: Competitiveness compass](#) og [European Commission: Clean Industrial Deal](#).

²¹ [IEA: Energy and AI](#)

EU HAR STORE AMBISJONER FOR GRØNT HYDROGEN

Et viktig satstingsområde innen EUs energi- og klimapolitikk er å øke andelen hydrogen produsert fra fornybar kraft (såkalt grønt eller fornybart hydrogen). Hydrogen brukes i dag i en rekke industrielle prosesser og dagens etterspørsel dekkes nesten utelukkende av hydrogen produsert med fossile råvarer. Et viktig tiltak for å få ned klimagassutslippene i disse sektorene er å øke omfanget av karbonfangst og -lagring i fossilbasert hydrogenproduksjon (såkalt blått hydrogen), samtidig som tilgangen på hydrogen basert på fornybare energikilder må opp. EU satser stort på det siste.

Ambisjonen i EU er at omstillingen mot grønt hydrogen ikke bare skal skje innenfor sektorene som i dag bruker hydrogen, men også i andre sektorer som vanskelig lar seg elektrifisere direkte, som luftfart, sjøfart og maritim sektor. Som en del av klimapakken Fit for 55 ble det introdusert delmål og krav for bruk av hydrogen i disse sektorene. Kravene bidrar til at hydrogenetterspørselen i Europa er ventet å vokse framover.

Gjennom RePowerEU ble hydrogenambisjonene i EU ytterligere styrket. Planen inneholder mål om å produsere 10 millioner tonn (Mt) grønt hydrogen i EU, og å importere like mye, innen 2030. Kommisjonen har estimert at det vil kreve omkring 500 TWh fornybar kraft for å produsere denne mengden hydrogen. Sett i lys av våre framskrivninger for fornybar kraftproduksjon i 2030 på oppunder 1900 TWh, ville dette utgjort en betydelig del av kraftforbruket i Europa.

Det er lite som tyder på at EU vil nå målet fra RePowerEU. Per i dag er det installert rundt 500 MW elektrolysekapasitet i Europa, noe som tilsvarer en produksjon på omtrent 0,05 Mt.²² Selv om investeringene og antall annonserte prosjekter har økt jevnt de siste årene, både globalt og i Europa, er det også mange prosjekter som har blitt kansellert eller utsatt. Usikkerhet knyttet til framtidig etterspørsel og uavklarte reguleringer blir gjerne trukket fram som forklaring på manglende investeringsvilje. I tillegg har kostnadsestimatene for å produsere grønt hydrogen økt betydelig i løpet av kort tid, noe som sammen med fallende gasspriser har svekket lønnsomheten sammenlignet med blått hydrogen. Sist, men ikke minst, trekkes usikkerhet rundt tilgangen på fornybar kraft fram som en viktig barriere for investering i elektrolyseprosjekter. I årets analyse har vi nedjustert framskrivningene våre for forbruk til hydrogenproduksjon betydelig.

²² [European Commission: Joint Research Center](#)

EUS KONKURRANSEEVNEKOMPASS

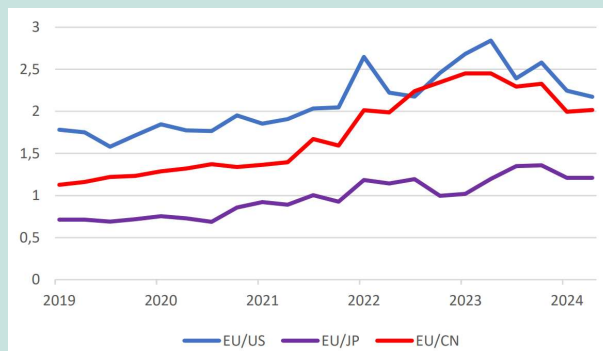
Nye politiske initiativ fra EU for å bedre Europas forsyningssikkerhet og konkurranseevne

I Draghi-rapporten om Europas konkurranseevne fra 2024 framheves det økende gapet mellom energiprisene i EU og USA, Japan og Kina, se figur 1-2. Delvis som et tilsvar på Draghi-rapporten la EU-kommisjonen i januar 2025 fram et rammeverk for å bedre EUs konkurranseevne. Rammeverket har tre pilarer, og Kommisjonen ønsker å lansere initiativ og virkemidler under hver pilar:

- 1) **Redusere innovasjonsgapet** – EU skal øke innovasjonstakten og vil støtte initiativ på områder som kunstig intelligens, bioteknologi og robotikk.
- 2) **Felles veikart for konkurransekraft og avkarbonisering** – EU skal innføre tiltak som demper konsekvensene av høye og volatile energipriser.
- 3) **Redusere sårbar avhengighet og øke (forsynings)sikkerheten** – EU skal styrke arbeidet med å diversifisere verdikjeder for handel og investeringer.

Under pilar 2 har Kommisjonen lansert «**Handlingsplan for rimelig energi**». I planen inngår tiltak for å redusere prisen på elektrisitet for alle forbruksgrupper. Dette skal skje gjennom at medlemslandene henstilles til å redusere nasjonale ikke-energielaterte skatter og avgifter på kraftforbruk. I tillegg skal ny metode for design av nettleie-tariffer sikre at de utformes i tråd med mål i energipolitikken. I lys av de store investeringene i nett som er nødvendig de kommende årene, ønsker Kommisjonen å lage retningslinjer for hvordan medlemslandene kan finansiere deler av nettutbyggingen over offentlige budsjetter.

Videre ønsker Kommisjonen å dempe effekten av volatile engrospriser på sluttbrukerpriser. Dette skal skje gjennom å styrke markedet for langsiktige kraftkjøpsavtaler (PPA), spesielt rettet mot bedriftsmarkedet. Sammen med den europeiske investeringsbanken (EIB) skal det etableres et pilotprogram hvor banken skal kunne ta noe av motpartsrisikoen i PPA-avtaler for å øke likviditeten i markedet. Å øke bedriftenes muligheter til å prissikre seg var også et stort tema i det norske [Strømprisutvalgets rapport](#).

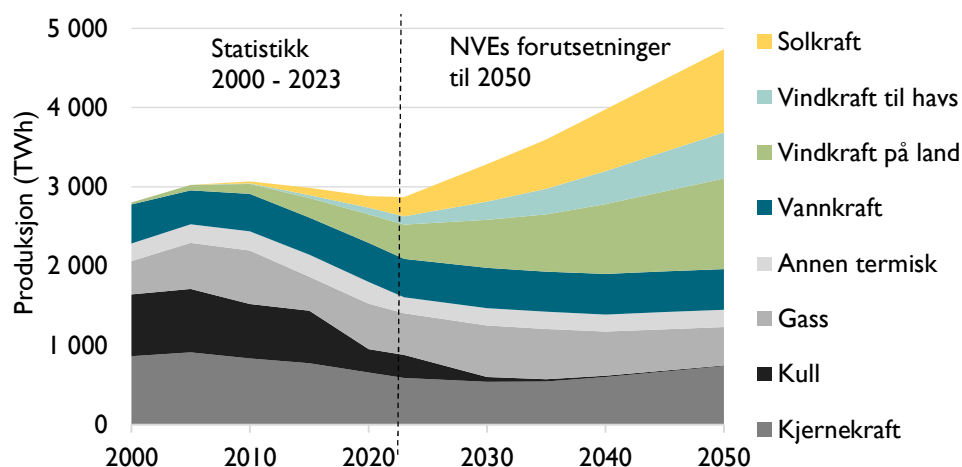


Figur 1-2: Relative kraftpriser mellom EU og henholdsvis USA, Japan og Kina. Høyere verdi indikerer høyere pris i EU sammenlignet med de andre landene. Hentet fra: [European Commission. Action Plan for Affordable Energy](#).

Boks 1-1: EUs konkurransekompass og handlingsplan for rimelig energi.

1.2 Produksjon

Vi forventer en betydelig økning i kraftproduksjon fra fornybare teknologier mot 2050, og selv om mye termisk produksjon fases ut, bidrar økningen i utslippsfri produksjon til at den samlede produksjonen i Europa øker. Solkraft og vindkraft på land er teknologiene som øker mest. Vi anslår at i 2050 vil 70 prosent av produksjonen være fornybar og at 86 prosent av produksjonsvolumet vil være utslippsfri.



Figur 1-3: Produksjon per teknologi i hele det modellerte området.

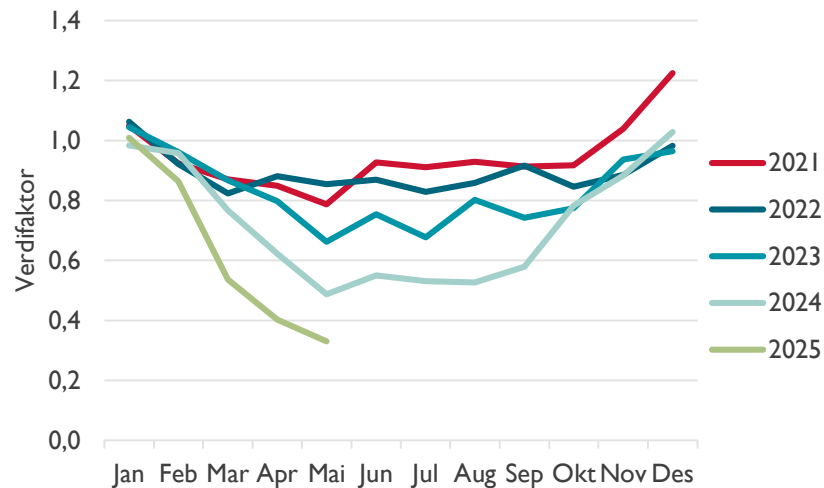
VI FORVENTER BETYDELIG VEKST I VINDKRAFT PÅ LAND OG SOLKRAFT

De fleste land i EU har egne mål om utbygging av sol- og vindkraft, blant annet for å bidra til EUs fornybarmål til 2030. Både vindkraft på land og solkraft har vokst kraftig de senere årene. I de europeiske landene vi modellerer utenfor Norden, ble det produsert nesten 2400 TWh kraft i 2023. Av dette sto vindkraft på land og solkraft i 2023 for hhv. ca. 350 og 230 TWh. Siden 2018 har solkraftproduksjonen økt med over 100 TWh i landene vi modellerer. Ifølge Solar Power Europe ble det satt rekord i utbygging av solkraft i EU med 55,5 GW i 2024, men veksten var bare marginalt høyere enn året før. Lavere oppnådd kraftpris gjør investeringer i solkraft mindre lønnsomme, både for privatpersoner og profesjonelle aktører, og manglende nettilgang gjør det vanskelig å opprettholde veksten. Solkraft har en brukstid på omkring 1000 timer i året, og store deler av produksjonen er konsentrert til dagtid i sommerhalvåret. Når all solkraften produserer samtidig bidrar det til et større tilbud av kraft, lavere priser og dermed lav lønnsomhet. Dette kalles for «kannibaliseringseffekt», og effekten forsterkes når andelen solkraft øker. Det fører igjen til at oppnådd pris for solkraft gjennom året er lavere enn gjennomsnittlig spotpris. Både sol- og vindkraft er utsatt for denne effekten siden det gjerne er samme værtype på tvers av store geografiske områder. Solkraften er spesielt sårbar siden all produksjon foregår på dagtid.

Figur 1-4 viser verdifaktoren for tysk solkraft fra 2021 og fram til i dag. Verdifaktoren er oppnådd pris dividert på engrosprisen. I takt med økende solkapasitet i Tyskland og landene rundt blir oppnådd pris på sommerstid svært lav. Den oppnådde prisen for solkraft kan økes dersom produksjonen tilknyttet en fleksibilitetskilde, f.eks. batteri. For at en slik kombinasjon skal være lønnsom, må endring i oppnådd pris være stor nok til å dekke kostnaden til batteriet.

Oppnådd pris for en produksjonsteknologi er produksjon multiplisert med engrospris time for time i et gitt tidsintervall.

Vindkraft på land er den fornybare teknologien som produserer mest kraft i dag. I perioden fra 2015 til 2023 vokste kapasiteten med vel 10 GW årlig i EU samlet.²³ Mange vindkraftverk på land nærmer seg sin tekniske levetid. På samme måte som for store solkraftanlegg møter også vindkraft på land utfordringer med manglende nettilknytning, som sammen med arealkonflikter ventes å prege utbyggingstakten. Større kamp om areal og nettkapasitet er drivkrefter vi forventer at vil prege utviklingen i flere land.



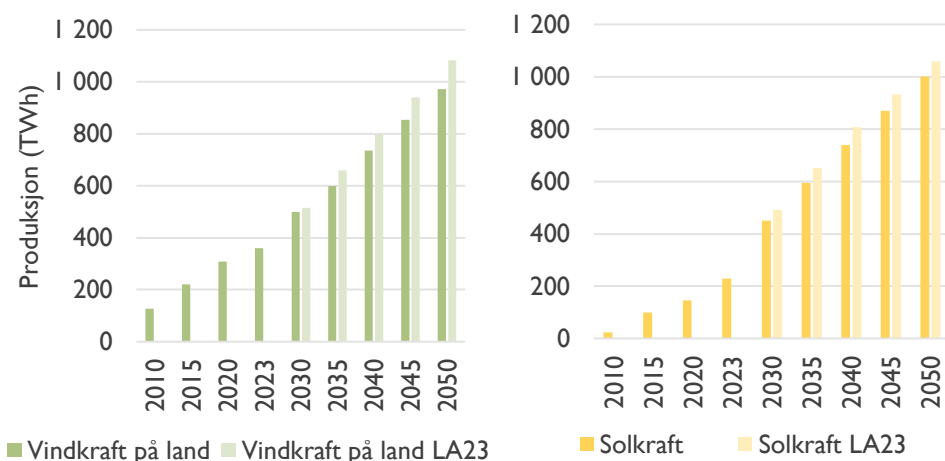
Figur 1-4: Verdifaktor for tysk solkraft per måned siden 2021. Beregnet med data fra EEX og ENTSO-E.

På sikt anslår vi likevel en sterk vekst i både sol- og vindkraft på land. Dette skyldes at begge teknologier med våre forutsetninger er lønnsomme på markedsmessige vilkår. I vår analyse vil framtidig kannibaliseringseffekt delvis motvirkes av at mer fleksibilitet fases inn i systemet, og delvis av god inntjening i timer med høy residuallast. Våre modeller tar ikke hensyn til negative priser. Dette gjør at lønnsomhetsanalysene våre vil overvurdere hvor attraktive disse teknologiene er. Dette har vi forsøkt å hensynta ved ikke å la lønnsomhet alene bestemme hvor mye som investeres i disse teknologiene. For å anslå hvor mye sol- og vindkraft som kommer inn i systemet, har vi i tillegg vektlagt forventet forbruksvekst, forventet vekst i utvekslingskapasitet, analyser av politiske mål, virkemidler og støttesystemer, samt historiske vekstrater for sol- og vindkraftproduksjon. En ren lønnsomhetstilnærming ville gitt større volumer av vindkraft på land og solkraft enn det vi har lagt til grunn i vår analyse.

Tyskland er i dag det landet med størst produksjon fra vindkraft på land i vårt modellerte område. Ifølge Eurostat ble det produsert 116 TWh med vindkraft på land i Tyskland i 2023. Vi forventer at Tyskland skal forbli landet med høyest vindkraftproduksjon gjennom hele analyseperioden, men veksten i TWh er større i land som Frankrike, Italia og Polen.

LCOE står for *levelized cost of energy* og er et estimat på kostnad per enhet kraft produsert for en teknologi.

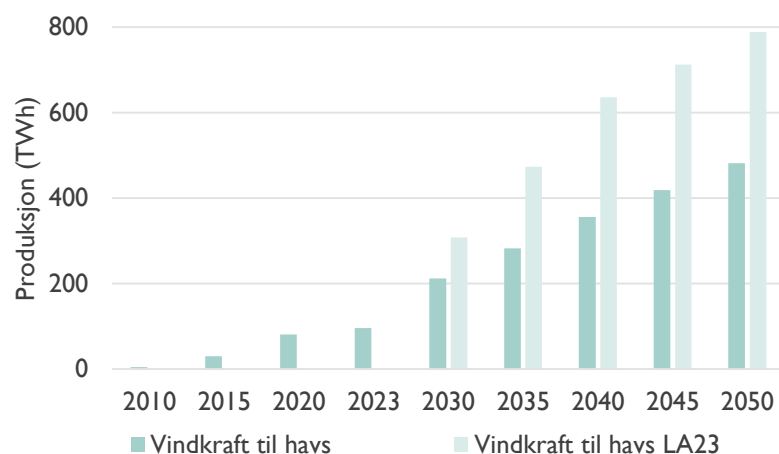
²³ [Eurostat: Statistics](#)



Figur 1-5: Produksjon av vindkraft på land og solkraft i landene utenfor Norden, i årets analyse og i LA23. Tallene for 2023 er statistikk.

ØKTE KOSTNADER UTFORDRER LØNNSOMHETEN FOR HAVVIND

Ved utgangen av 2023 var det installert 32 GW havvind i Europa. Det er vanskelig å finne lønnsomhet i flytende havvind med de oppdaterte kostnadsanslagene vi har hentet inn og den oppnådde prisen vi beregner i analysen. Bildet er noe bedre for bunnfaste anlegg, litt avhengig av hvor langt de er fra land. Når vi allikevel har en betydelig vekst i den europeiske havvindkapasiteten fram til 2030, skyldes dette at flere land har støtteordninger på plass. Vi antar at anlegg som enten har fått støtte og/eller er kommet langt i planleggingen kommer på nett. Figur 1-6 viser hvordan vi forventer at produksjonen fra havvind utvikler seg i årets analyse, sammenlignet med LA23.



Figur 1-6: Produksjon av havvind i land utenfor Norden i årets analyse og i LA23. Statistikk t.o.m. 2023, deretter modellresultater

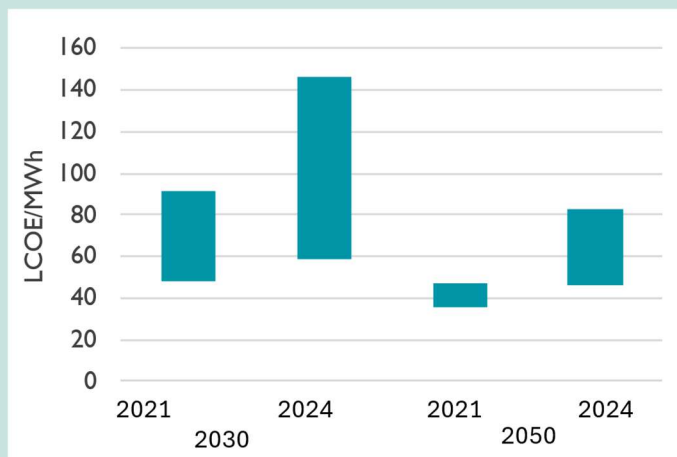
Etter 2030 legger vi mer vekt på lønnsomhetsanalysene. For nettanlegg til havs vil avstanden til land være en viktig kostnadsdriver. Dersom kostnadsanslagene vi har lagt til grunn slår til, vil det bli svært kostbart å bygge havvind, og det er usikkert hvor lenge enkelte lands myndigheter vil fortsette å støtte utbyggingen. Hvis kostnadene faller og kommer ned på det nivået vi la til grunn i LA23, se boks 1-2, vil bunnfast havvind kunne bygges ut uten støtte i mange land allerede i 2030. Vår vurdering er at potensialet for en sterk reduksjon i kostnadene fram mot 2040 er begrenset. Dette skyldes først og fremst at utbyggingen går sakte, som igjen forsinker forventet læring og kostnadsreduksjoner. I tillegg har kunnskapsinnhenting i flere

land vist at andre samfunnshensyn kan forhindre at gunstige arealer åpnes for havvindutbygging. I tillegg til dette har man også fortsatt lite erfaring med å bygge ut store flytende havvindparker, og det tar tid før man oppnår læringseffekter som kan redusere kostnadene.

Storbritannia er ledende på utbygging av havvind i Europa. I 2023 ble det produsert 50 TWh med vindkraft til havs i Storbritannia.²⁴ Tyskland har nest høyest produksjon, med et produksjonsvolum på halvparten. Når vi har vurdert hvor veksten i havvind kommer framover i tid, har vi sett på de ulike lands planer, eksisterende støttesystemer og vurdert dette opp mot lønnsomhet basert på innhentede LCOE-anslag.

KOSTNADSØKNING FOR HAVVIND

I figur 1-7 vises hvordan anslagene på framtidig LCOE for havvind i Europa har endret seg siden 2021. Anslagene fra 2021 ble brukt som vurderingsgrunnlag i LA23 og vi har hentet inn informasjonen fra de samme aktørene som sist, dvs. Bloomberg, S&P og IEA. Boksene i figuren viser et kostnadsintervall. I nedre del av intervallet ligger bunnfaste havvinnanlegg uten nettilknytning, og i øvre del av intervallet ligger kostnaden for flytende havvind med nettilknytning. Det første man kan merke seg er den store kostnadsøkningen som har funnet sted. I 2021 trodde man at det kunne bygges bunnfast havvind uten nettilknytning for under 50 EUR/MWh i 2030. Dette har i 2024 økt til vel 60 EUR/MWh. Flytende teknologi med nettilknytning vil være vanskelig å bygge for under 140 EUR/MWh i 2030, en økning på 61 prosent fra anslagene i 2021. En annen stor endring fra 2021 er størrelsen på intervallene. Det er større forskjell mellom laveste og høyeste kostnadsanslag i 2024 både for utbygging i 2030 og i 2050. Det ventes fortsatt et fall i kostnadene mot 2050, men de vil fortsatt være mye høyere enn anslagene gjort i 2021. For 2050 er den billigste utbyggingskostnaden i det oppdaterte tallgrunnlaget fra 2024 høyere enn det høyeste kostnadsanslaget fra 2021.



Figur 1-7: Framtidig anslag på levetidskostnader gjort av ulike analysebyrå i 2021 og 2024. Alle tallene er i 2023 kr. Kilde for prisveksten er Eurostat (HICP indeksen).

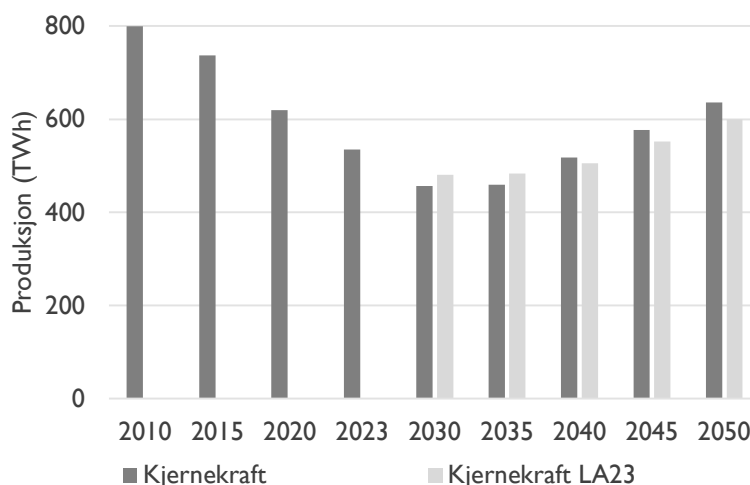
Boks 1-2: LCOE anslag brukt i LA23 sammenlignet med nye anslag til bruk i årets analyse.

²⁴ [Digest of UK Energy Statistics](#)

POLITISK VILJE TIL Å BYGGE NY KJERNEKRAFT

Etter at Tyskland har faset ut sine reaktorer, er det i dag 13 land i EU som har kjernekraftproduksjon. Frankrike har desidert størst produksjon, etterfulgt av Spania, Sverige og Finland. I 2023 utgjorde kjernekraftproduksjon vel 20 prosent av samlet kraftproduksjon i landene vi modellerer utenfor Norden.

Europeiske land er splittet i sine holdninger til kjernekraft, og teknologiens rolle i energiomstillingen til et lavutslippssamfunn er omdiskutert. Noen land har målsetninger om å fase ut kjernekraft, mens andre land har målsetninger om å bygge nytt. Å bygge ut kjernekraft innebærer store investeringer, og krever derfor mye kapital. Med våre antakelser om utviklingen i kraftpris er ikke ny kjernekraft lønnsom dersom investeringskostnadene skal dekkes av inntekter fra spotmarkedet alene. Dermed vil ikke nye kjernekraftverk bli bygget uten en eller annen form for offentlig støtte. Det er krevende å vurdere hvor politisk robuste signalene om å bygge nye reaktorer er, og minst like krevende å vurdere hvordan vedtak om utfasing står seg dersom andre samfunnshensyn vektes inn. Et eksempel på det siste er at nasjonalforsamlingen i Spania nylig vedtok en rekke tiltak for å reversere landets plan om å fase ut kjernekraft innen 2035.²⁵ Kjernekraftanlegg kan yte systemtjenester som roterende masse, som er nødvendig for å opprettholde frekvensstabiliteten i systemet.



Figur 1-8: Produksjon av kjernekraft i land utenfor Norden, TWh. Statistikk t.o.m. 2023, deretter modellresultater.

Land som tydelig har signalisert et ønske om å reinvestere i kjernekraft og eller bygge nytt, er Tsjekkia, Polen, Frankrike og Storbritannia. Det er også stor interesse i andre medlemsland i EU som Ungarn, Romania og Bulgaria. Vi har i vår analyse redusert kapasiteten i kjernekraft fram mot 2035 ettersom flere reaktorer når sin tekniske levetid. Det er først etter 2040 at vi ser det som realistisk at samlet kapasitet i kjernekraft igjen kan øke.

GASSKRAFT BLIR FORTSATT VIKTIG FOR ENERGI- OG EFFEKTSIKKERHETEN

Historisk har fleksibilitet blitt ivaretatt av produksjonssiden til systemet. Med bortfall av kull og nedskalering av gasskraft og kjernekraft må fleksibiliteten komme fra et annet sted. I forrige langsiktige kraftmarkedsanalyse (LA23) skrev vi mye om hvordan fleksibel hydrogenproduksjon og batterier ville bidra med fleksibilitet til systemet. Vi antar fortsatt at

²⁵ [World Nuclear News](#)

fleksibilitetsteknologiene på etterspørselssiden vil være viktige, siden det er få produksjonsteknologier som både er fornybare og regulerbare, og som lett kan skaleres opp.

Gasskraftproduksjon er ikke fornybar, men kan reguleres og tilpasses forbruket av kraft. En stor andel gasskraft i det europeiske kraftsystemet vil være i konflikt med mål om klimagassreduksjoner. Likevel ser vi at land investerer i nye gasskraftverk, både i gassturbiner og i kombikraftverk (CCGT). Gassturbiner koster lite å bygge, men har gjerne en lav virkningsgrad og kan fungere som topplastverk i perioder med lite sol- og vindkraftproduksjon. Kombikraftverk har høyere virkningsgrad og er designet for høyere driftstid. Gasskraftverk kan i tillegg levere systemtjenester som roterende masse ved behov. Land som har ny gasskraft under bygging er blant annet Storbritannia, Tyskland, Frankrike, Polen, Italia og Tsjekkia.

NY TYSK GASSKRAFT

Utfasing av kull- og kjernekraft har redusert grunnlastkapasiteten i det tyske kraftsystemet. Under forrige regjering, ledet av Olaf Schultz (Sosialdemokratene, De grønne og Fri Demokratene) ble det lansert en [plan](#) om få på plass inntil 25 GW ny gasskraftkapasitet innen 2030. Kraftverkene skulle kunne konverteres til å bruke grønt hydrogen som brensel (hydrogen ready). Usikkerhet knyttet til regulering og finansiell støtte ble brukt som argumenter fra utbyggere for ikke å bygge, og få prosjekter er igangsatt. Mange stilte dessuten spørsmålsteget med realismen i kravet om bruk av grønt hydrogen, da det var lite hydrogenproduksjon på trappene. I 2024 la regjeringen fram et nytt lovforslag, Power Plant security act («Kraftwerkssicherheitsgesetz»). Den åpnet for å støtte bygging av inntil 12,5 GW hydrogenklar gasskraftkapasitet. Bransjeorganisasjonene mente at loven ikke svarte på de risikoutfordringene som utbyggerne sto overfor. De trakk blant annet fram usikkerhet knyttet til om det ble mulig med hybrid drift (både gass og hydrogen) og hva straffen ville være dersom man ikke fikk tilgang på hydrogen ([CLEW](#)). I de nye regjeringsforhandlingene mellom kristeligdemokratene og sosialdemokratene er det publisert et felles [policy paper](#). Der er henvisningen til grønt hydrogen fjernet. De ønsker imidlertid å holde fast på målsetningen om å få ny gasskraft inn i markedet, og signaliserer at det vil komme støttetiltak som gjør det mulig å få på plass 20 GW kapasitet innen 2030. Regjeringen planlegger en auksjon for støtte til ny kapasitet i første omgang, og senere er planen å innføre et kapasitetsmarked. Hvilket design kapasitetsmarkedet vil ha, er foreløpig ikke kjent.

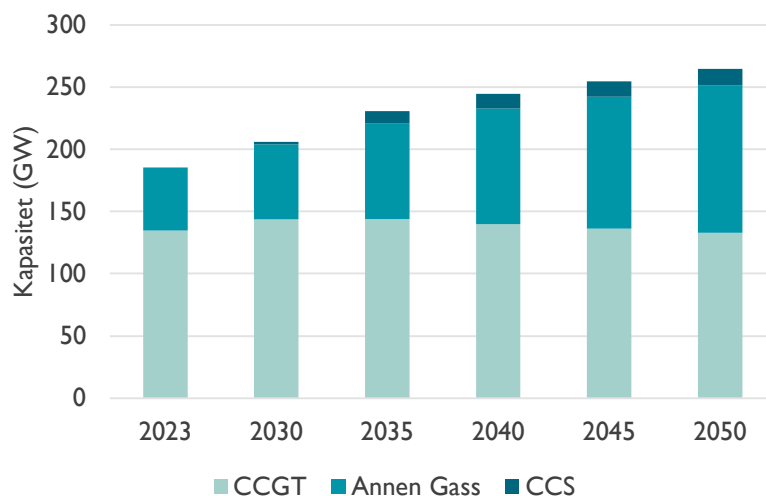
Boks 1-3: Tysk satsning på ny gasskraft.

I vår analyse er det ikke lønnsomt å investere i nye gassturbiner, mens CCGT er lønnsomme i mange land. Svak lønnsomhet for gassturbiner skyldes at kraftverkene har få driftstimer.

Likevel har vi antatt at det blir investert i en del nye gassturbiner. Det skyldes at flere europeiske land har kapasitetsmarkeder. Et kapasitetsmarked kan ha ulike design, men formålet er å bidra til energi- og effektsikkerhet i kraftsystemet. I et kapasitetsmarked mottar eier av produksjons- eller fleksibilitetsteknologien betaling for å stille kapasiteten til rådighet for markedet i gitte tidsrom. Både Tyskland og Storbritannia har eller planlegger kapasitetsmarkeder hvor gasskraft er godkjent for støtte.

Vi har få kilder på hvordan kostnader knyttet til gasskraft med CCS vil utvikle seg. Bloomberg anslår at kostnaden i dag ligger på 120 EUR/MWh i Storbritannia. Kostnaden gjelder for nye CCGT-anlegg med CCS, og med en kapasitetsfaktor på 55 prosent. Antar man en tilsvarende kostnadsreduksjon for gass med CCS som for flytende havvind, kan teknologien være lønnsom fra 2035 - 2040. Figur 1-9 viser hvordan gasskraftkapasiteten utvikler seg i vår analyse. Den

største økningen kommer i Tyskland, Polen og Storbritannia. I de to første landene er det fortsatt betydelig kullkraftkapasitet igjen i dag.



Figur 1-9: Installert gasskraftkapasitet i land utenfor Norden.

1.3 Stort behov for nye former for fleksibilitet

Rask vekst i sol- og vindkraft har gjort at flere land i Europa allerede nå har utfordringer med å håndtere kraftoverskuddet som oppstår i enkelttimer. Slike situasjoner er krevende for systemdriften, samtidig som en lar store mengder energi gå til spille. Når produksjonen er høyere enn forbruket blir prisen null eller negativ. Som en kan se til venstre i figur 4-9 var dette tilfelle i over 5 prosent av tiden i Nord-Sverige, Nederland og Tyskland i 2024. Utviklingen de siste årene tyder på at det kan bli krevende å få på plass nok etterspørselsfleksibilitet til å snu denne trenden.

Løsningene for å håndtere de kortsiktige svingningene i kraftsystemet synes å være innen rekkevidde både teknisk og kommersielt. Investeringene i batterier har økt mye de siste årene, og framveksten av teknologi for strømstyring gjør at forbrukere i større grad kan tilpasse eget forbruk etter kraftprisene. Hvordan man skal dekke behovet for fleksibilitet i mer langvarige perioder uten sol- og vindkraft er imidlertid mer usikkert.

En tettere kobling mellom kraft- og varmesektoren kan bli en viktig kilde til fleksibilitet utover det helt kortsiktige. EUs ambisjon er dessuten at elektrolyseanleggene skal spille en nøkkelrolle for å balansere ut de store og langsiktige svingningene i sol og vind. Ved å tilpasse forbruket etter tilgangen på fornybar kraft vil aktører fra begge disse sektorene kunne bidra til at det blir balanse mellom produksjon og forbruk fra time til time. Gasskraftverk fyrt med grønt hydrogen ville videre utgjøre et utslippsfritt alternativ i et helt fornybart kraftsystem.

Utviklingen de siste årene tyder imidlertid på at fleksibel og grønn hydrogenproduksjon ikke vil komme på plass med det første. I årets analyse har vi tatt ned anslagene for elektrolysekapasitet sammenlignet med LA23, og legger til grunn at batterier og samspill med varmesektoren vil spille en større rolle som fleksibilitetskilde i kraftsystemet fram mot 2050.

BATTERIER ER I STERK VEKST

Investeringer i batterisystemer har skutt fart de siste årene, ledet av Tyskland, Italia og Storbritannia. Dette har vært drevet av både subsidier, høyt prisnivå i kraftmarkedene og fallende kostnader for batterier. Den største veksten har kommet i husholdningssegmentet,

Levelised Cost of Hydrogen (LCOH) er et mål som brukes for å evaluere den gjennomsnittlige kostnaden for å produsere en enhet hydrogen over levetiden til et anlegg.

der batteriene gjerne er koblet mot solkraftanlegg. Men også storskala batterier er i vekst. Systemoperatører melder om stor pågang av tilknytningssøknader fra batteriprojekter.

Med høy prisvolatilitet og fortsatt kostnadsfall for nye batterianlegg, forventer vi en vekst for batterier framover. Det er imidlertid vanskelig å si hvor sterk veksten blir. Dette avhenger blant annet av hvordan kostnader for batterier vil utvikle seg framover og hvilken volatilitet vi ser i kraftmarkedene.

Større batterianlegg kan utnytte muligheten for inntektsstrømmer fra flere markeder: gjennom salg av systemtjenester, kapasitetsmarkeder og arbitrasje på spotmarkedet. Til nå har det vært mulig å tjene godt på å levere systemtjenester. Behovet for systemtjenester er imidlertid begrenset, og rask vekst i tilbydere av disse kan føre til lavere priser i disse markedene. Inntekt fra handel i spotmarkedet vil derfor antagelig bli en viktigere inntektskilde framover. I vår framskrivning gjør vi en vurdering av hvilken inntekt batterier kan få fra handel på spotmarkedet. Dette ser vi opp mot ulike anslag for investeringskostnader. Batterier som benyttes til andre formål blir derfor ikke en del av framskrivningen.

ELEKTROLYSE KAN BLI EN VIKTIG FLEKSIBILITETSKILDE PÅ LANG SIKT

Både globalt og i Europa jobbes det med å få på plass mekanismer for støtte og utvikling av fungerende verdikjeder for fornybar hydrogenproduksjon. Et viktig tiltak i EU er opprettelsen av den europeiske hydrogenbanken. Banken er et finansielt virkemiddel som skal sikre en kostnadseffektiv fordeling av støtte til hydrogenrelaterte prosjekter, se boks 1-4.

Våre framskrivninger for kraftforbruket til hydrogenproduksjon hviler på en rekke antakelser. Noen av disse er svært usikre. Kostnadsutvikling er en sentral forutsetning. Selv om investeringene øker år for år, viser anslag fra BNEF og S&P at produksjonskostnaden (LCOH) for elektrolysebasert hydrogen i dag ligger langt høyere enn fossilbasert hydrogenproduksjon, også når kostnaden for karbonfangst og -lagring er inkludert.

I tillegg til kostnadsutviklingen er det i hovedsak tre ting vi vurderer: elektrolysekapasitet, andel fleksible produsenter og utkoblingspriser.

Kombinasjonen av høye investeringskostnader for elektrolyseanlegg og lavere veksttakt for sol- og vindkraft gjør at vi har nedjustert våre anslag for elektrolysekapasitet i Europa sammenlignet med forrige langsiktig kraftmarkedsanalyse. I 2030 legger vi til grunn at det vil være 5 GW elektrolysekapasitet i Europa, noe som er langt under ambisjonene i REpowerEU på å produsere 10 millioner tonn (Mt) grønt hydrogen. Videre har vi lagt til grunn at kapasiteten øker til 16 GW i 2040 og 45 GW i 2050.

Hvordan det lønner seg å drifte et elektrolyseanlegg, vil avhenge av flere forhold, som investeringskostnader, kraftprisen fra time til time og tilgangen på infrastruktur til frakt og lagring av hydrogen. I tillegg spiller regelverket for hva som blir kategorisert som fornybar hydrogenproduksjon en viktig rolle, fordi kriteriene legger føringer for utslippsintensiteten i kraften som blir forbrukt.

Selv om regelverket i EU gir aktørene insentiver til å operere fleksibelt, er det ikke sikkert det vil være bedriftsøkonomisk lønnsomt å drifte anleggene på denne måten. Et anlegg som tilpasser sin produksjon etter tilgangen på sol og vind, vil betale en lavere gjennomsnittspris for kraften enn et anlegg som produserer jevnt. Investeringskostnaden til dette anlegget vil imidlertid måtte fordeles over færre timer, fordi hydrogenproduksjonen blir lavere når brukstiden går ned.

DEN EUROPEISKE HYDROGENBANKEN

Den europeiske hydrogenbanken ble opprettet av EU-kommisjonen i 2022. Hovedmålet med banken er å samkjøre støtte til hydrogenrelaterte prosjekter og legge til rette for en oppskalering av produksjonen av grønt hydrogen i land som inngår i EØS.

Høye produksjonskostnader og usikkerhet knyttet til framtidig tilbud og etterspørsel gjør at det er risikabelt å investere i grønt hydrogen. Hydrogenbanken reduserer denne risikoen ved å gjennomføre auksjoner som sikrer at tilbydere og forbrukere blir koblet med hverandre. For hver auksjon er det satt av et bestemt støttebeløp som skal fylle det finansielle gapet mellom kjøps- og salgsbudene i auksjonen. Den auksjonsbaserte metoden skal både sikre at de mest kostnadseffektive prosjektene blir gjennomført først, samtidig som det er mulig å stille andre krav til aktørene som deltar.

Hydrogenbankens aller første auksjon ble lukket i februar 2024 og hadde en støtteramme på 720 mill. euro. Av de 132 budene som kom inn, fikk syv prosjekter tilslag, og seks av disse signerte avtalen om tilskudd i april 2024. Klareringsprisen i auksjonen ble på 0,48 EUR/kg. Støtten gis som et konstant påslag per kilo grønt hydrogen produsert over en periode på maksimalt 10 år.

Den andre auksjonen pågikk mellom 2. desember 2024 og 20. februar 2025. Støtterammen for denne runden var på 1,2 mrd euro, der 200 millioner er øremerket prosjekter rettet mot maritim sektor. Basert på erfaringer fra første runde ble flere av vurderingskriteriene revidert. Blant annet ble pristaket nedjustert og kravene til modenhet økt. I tillegg er ble det lagt inn et nytt krav til at prosjektene må bidra til å fremme europeisk forsyningssikkerhet og konkurransekraft. Som en del av dette kravet er det spesifisert at prosjektene må begrense innkjøp av elektrolysører fra Kina til 25 prosent.

Banken mottok 61 bud fra 11 ulike EØS-land, 15 av disse fikk tilslag. Ifølge Kommisjonen er det ventet at de utvalgte prosjektene vil kunne produsere 2.2 millioner tonn grønt hydrogen over en periode på 10 år. 12 av prosjektene vil motta en støtte på mellom 0,2 og 0,60 EUR/kg produserte hydrogen. De tre prosjektene som falt inn under maritim sektor var norske prosjekter.

Boks 1-4: Den Europeiske hydrogenbanken.²⁶

Et variabelt produksjonsmønster forutsetter dessuten at aktøren har tilgang til tilstrekkelig lagerkapasitet eller rørnettverk for å kunne levere hydrogen når kundene trenger det. I Tyskland tester nå selskapet Uniper ut å lagre hydrogen i nedlagte saltgruver.²⁷ Lignende prosjekt er under uttesting i USA.²⁸ Selv om det er et potensial i saltgruver, er det mye som tyder på at det kan ta tid å få etablert infrastrukturen som kreves.

Med dette som bakteppe har vi tatt ned andelen fleksibel hydrogenproduksjon i vår analyse, særlig på mellomlang sikt. I 2030 antar vi at elektrolyseanleggene er lite prissensitive og at de forbruker kraft så lenge prisen ikke overstiger 150 EUR/MWh. I 2040 har vi lagt til grunn 10 prosent av kapasiteten kobler inn og ut på lavere prisnivåer, mens denne andelen er økt til 55 prosent i 2050.

For et elektrolyseanlegg er kraft den viktigste innsatsfaktoren. Et elektrolyseanlegg som operer på markedsmessige vilkår vil etterspørre kraft så lenge produksjonskostnadene er lavere enn hva de kan selge hydrogen for i markedet. Dersom kraftprisen er for høy i forhold

²⁶ [European Commission: European Hydrogen Bank](#)

²⁷ [Clean Energy Wire](#)

²⁸ [TRU Hub | NeuVentus](#)

til markedsprisen på hydrogen, vil det være ulønnsomt å produsere og produksjonen stoppes. Utkoblingsprisen representerer med andre ord hydrogenprodusentens betalingsvilje, og det prisnivået der en ytterligere økning i kraftprisen vil gjøre hydrogenproduksjonen ulønnsom.

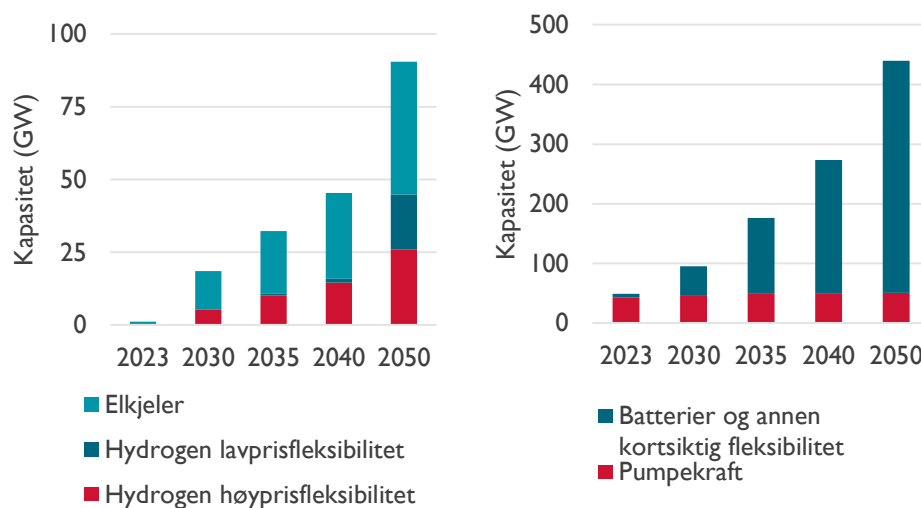
For å bestemme utkoblingspriser har vi gjort en rekke antakelser og beregninger. Disse gjennomgås detaljert i rapportens vedlegg.

FLEKSIBILITET I VARMESEKTOREN

Dersom varmeprodusenter bruker elektrisitet i stedet for annet brensel i perioder med stort overskudd av kraft, vil ubalansene og antall timer hvor prisene er svært lave reduseres. Dette gjelder for fjernvarmesektoren, der elkjeler og varmepumper produserer varme til husholdninger og næringsbygg, men også for industrien.

47 prosent av energiforbruket i industrien i Europa går til prosessvarme.²⁹ Forskjellige teknologier for direkte elektrifisering av varmeproduksjon vil bidra til sektorkobling mellom kraft- og varmesektoren og introduksjon av høytemperaturs varmelagre vil kunne øke fleksibiliteten i varmeforbruket. I vår analyse vokser kraft til fjernvarme fra 4 TWh i 2023 til 18 TWh i 2030 og 91 TWh i 2050, og kraftforbruket til europeisk industri vokser fra 962 TWh i 2023 til 1014 TWh i 2030 og 1177 TWh i 2050.

Elkjeler i fjernvarmeproduksjon har som oftest to bruksområder. Det vanligste i dag er til bruk i spisslast ved ekstreme temperaturer. Det andre bruksområdet er å utnytte den raske responstiden til elkjeler for å produsere varme når kraftprisen er lav. Den produserte varmen kan enten leveres til sluttbruker eller lagres til et senere tidspunkt. Ett eksempel på dette er Varanto³⁰ prosjektet i Finland som lagrer varmt vann i huler med en termisk kapasitet på 90 GWh, til en estimert kostnad på 200 millioner euro. Vannet kan lagres på sommerhalvåret når varmebehovet er lavt og tas ut igjen når fyringssesongen begynner. Mange elkjeler bygges nær store kraft-varmeverk og bidrar til at disse kan driftes mer fleksibelt.



Figur I-10: Anslått kapasitet for fleksibilitetskilder i forbruk (til venstre) og lagringsteknologier (til høyre).

²⁹ [Fraunhofer ISI \(2024\): Direct electrification of industrial process heat. An assessment of technologies, potentials and future prospects for the EU. Study on behalf of Agora Industry](#)

³⁰ [Varanto: The Cavern Thermal Energy Storage - Vantaan Energia](#)

I dag er elkjeler i fjernvarmen først og fremst utbredt i Norden. Bruken er størst i Danmark og Finland som har økt kapasiteten de senere årene. I dag har de en samlet kapasitet på om lag 2.5 GW³¹ og det er betydelig kapasitet under bygging.

En forskjell fra tidligere langsiktig kraftmarkedsanalyser er at vi i år har fordelt kapasitetene på to ulike utkoblingspriser. Tidligere har vi lagt til grunn at en del fjernvarmeprodusenter vil bruke elkjeler til å produsere varme når kraftprisen er mellom 0 og 15 EUR/MWh. Dette er nå økt til en kraftpris mellom 0 og 25 EUR/MWh og til en kraftpris mellom 0 og 60 EUR/MWh. Den laveste utkoblingsprisen er satt ved å sammenligne marginalkostnaden til andre varmeproduserende teknologier som biomassekjeler. I det høyere intervallet på 0 og 60 EUR/MWh er marginalkostnaden ved å benytte en elkjel lavere enn gasskjeler.

DET ER USIKKERT HVOR FLEKSIBLE SLUTTBRUKERE VIL BLI

I Europa er fastpriskontrakter for strøm utbredt blant sluttbrukere i de fleste land. Dette innebærer at sluttbrukerne i Europa i liten grad har incentiver til å tilpasse forbruket sitt og bidra med fleksibilitet i kraftmarkedene. Det er imidlertid både innført og under utvikling regelverk som skal tilrettelegge for mer fleksibilitet hos sluttbrukere. I 2023 lanserte EU en reform av EUs elektrisitetsmarkedsdesign, som blant annet har som mål å tilrettelegge for utrulling av smarte strømmålere, bedre mulighet for forbrukere til å kontrollere sitt strømforbruk, og rett til å velge strømvaktale.³² Det er også en ny EU-forordning under utvikling som blant annet skal gjøre det lettere for mindre forbrukere å tilby fleksibilitet i kraftmarkedene.³³ Teknologiutvikling og utrulling av smarte målere og applikasjoner tilrettelegger også for at sluttbrukere kan spare penger på å tilpasse eget forbruk.

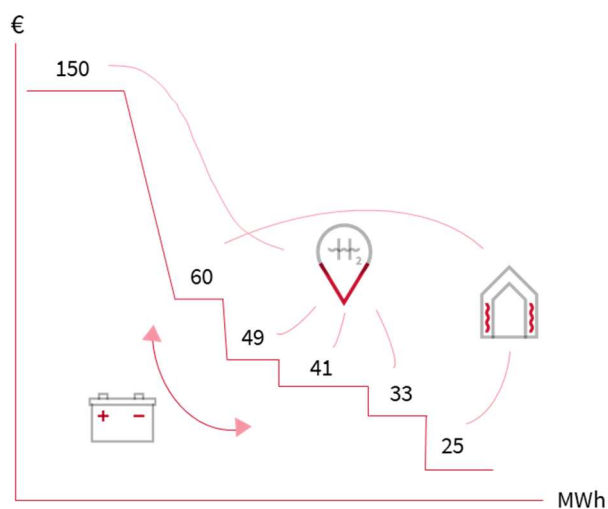
Det er likevel ikke gitt at sluttbrukerne kommer til å benytte seg av denne muligheten. I kjølvannet av energipriskrisen i 2021-2022 har det kommet flere initiativer for å gi forbrukere bedre beskyttelse mot høye strømpriser. Reformen av EUs elektrisitetsmarkedsdesign har også som mål om å gi forbrukerne bedre beskyttelse mot svingninger i energipriser, blant annet gjennom retten til å inngå fastprisavtaler. Ordninger for å dempe prisutslag for forbrukere er noe vi også har sett i Norge, både gjennom strømsøtteordningen for husholdninger og lanseringen av Norgespris. Det er med andre ord vanskelig å si hvor mye fleksibilitet en kan forvente blant sluttbrukere i framtiden.

I figur 1-11 vises en forenklet illustrasjon av hvordan etterspørselskurven i markedet kan se ut med våre antakelser om fleksibelt forbruk. Trinnene i kurven reflekterer betalingsvilligheten til de ulike forbrukerne. Når fornybarproduksjonen er lav, vil kraftprisen bli så høy at det bare er kundene med høyest betalingsvillighet som velger å forbruke kraft. Når kraftproduksjonen er høy, vil en kunne dekke en større etterspørsel og kraftprisen blir satt av en forbruker med lavere betalingsvillighet.

³¹ [Energimyndigheten: Energiproducenttellingen](#) og [Fingrid: Electric boiler consumption real time data](#).

³² [European Commission: Electricity Market Design](#)

³³ [NVE-RME: Foreslått nytt regelverk vil gjøre det lettere for forbrukere å selge fleksibilitet i kraftmarkedene](#)



Figur 1-11: Forenklet illustrasjon av etterspørselskurven til det fleksible forbruket med utkoblingsprisene vi legger grunn for de ulike aktørene i 2050.

1.4 Omstillingen i Europa krever store nettinvesteringer

Det europeiske kraftsystemet har historisk vært preget av store produksjonsanlegg som gjerne dekket både kraft- og varmebehovet i en by eller region. En konsekvens av dette var at transmisjonsnettene ikke var bygget for å frakte store mengder kraft over lange avstander. Når lokale kraftverk legges ned og erstattes av sol- og vindkraft som geografisk ligger lengre unna, øker behovet for transport av kraft, som krever store investeringer i transmisjonsnett. Kommisjonen har anslått et investeringsvolum i nett fra 2024 til 2050 på mellom 1994 og 2294 mrd. euro.³⁴

EU lanserte i 2023 en handlingsplan for nettutbygging.³⁵ Formålet var raskere nettutbygging i EU. Dette blir også fulgt opp i EUs nylig framlagte konkurranseevnekompass, hvor Kommisjonen planlegger å legge fram en polycypakke i løpet av 2026, European Grids Package.³⁶ Den skal bygge på handlingsplanen fra 2023, men inneholde mer konkrete anbefalinger for hvordan utnytte eksisterende infrastruktur mer effektivt og hva som bør vektlegges i utvikling av nettplaner.

Det europeiske revisjonsbyrået European court of auditors, ECA har laget en rapport hvor de sammenligner faktiske investeringsplaner hos europeiske nettselskap mot behovet skissert av Kommisjonen.³⁷ Sammenlignet med gjennomsnittlige investeringer i tidsrommet 2015-2023 må investeringene mer enn dobles i perioden fram mot 2030 og deretter være om lag 3 ganger så høye per år fram mot 2050.

Vi legger til grunn at det bygges en god del nett i Europa mot 2050, men forventer at det blir svært krevende å nå Kommisjonens anslag. Dette synet støttes av andre. Euroelectric³⁸ og Ember³⁹ er eksempler på aktører som har påpekt at nettutbyggingen i Europa går for sakte til at EU kan nå mål om nullutslipp i 2050.

³⁴ [ECA: Review 01/2025](#)

³⁵ [European Commission: EU Action Plan for Grids](#)

³⁶ [European Commission: Commission collects views in preparation of the European Grids Package](#)

³⁷ [ECA: Review 01/2025](#)

³⁸ [Euroelectric: Double investments in power distribution or lose Europe's race to net-zero](#)

³⁹ [Ember: Putting the mission in transmission: Grids for Europe's energy transition](#)

Tallene det henvises til over viser at å bygge nett er dyrt. Til syvende og sist er det forbrukerne som må betale disse utgiftene gjennom nettleien eller over skatteseddelen. Det siste er noe det åpnes for i EUs «Handlingsplan for rimelig energi», se boks I-I. Hvis man velger å finansiere nettutbygging gjennom nettleien, kan land velge å fordele kostnadene på ulike kundegrupper ulikt. Men uansett fordeling, vil denne måten å finansiere nettutbygging på kunne utgjøre en betydelig utgiftsøkning for europeiske forbrukere og utfordre målsetningen EU har om rimelig energi til egne bedrifter og borgere.

Å bygge nett tar tid i alle vestlige land. I våre analyser har vi ingen detaljert nettmodellering av det interne kraftnettet i landene utenfor Norden. Det betyr at analysen ikke fanger opp interne flaskehalser som påvirker både realisert produksjon og flyten mellom land.

Vi observerer i dag at kostnadene til å balansere markedet øker år for år, og at avkortning av kraftproduksjon skjer stadig oftere. I 2024 ble 10 TWh avkortet bare i Tyskland som følge av interne nettbegrensninger.⁴⁰ Dette er energi som ikke blir brukt. I tillegg kommer kostnader til å balansere forbruk og produksjon (redispatch), som for Tyskland sin del utgjorde 2776 mill. euro i 2024.⁴¹ Vi mener at dette er eksempler på forhold som kan oppstå i flere land og som vil påvirke hastigheten på og kostnadene ved energiomlegging av det europeiske kraftsystemet.

1.5 Brensels- og kvotepriser

Utviklingen i prisene på utslippskvoter og brensler er viktig for kraftprisen. I arbeidet med å framskrive prisbaner for kull, gass og utslippskvoter ser vi i stor grad til eksterne analysebyråer og framtidspriser. Vi har i tillegg gjort egne vurderinger rundt utviklingen.

ØKT TILFØRSEL AV LNG TIL EUROPA KAN TREKKE NED GASSPRISEN

De siste årene har prisen på kull og gass i Europa fortsatt å falle etter de svært høye prisene som oppsto i kjølvannet av Russlands invasjon av Ukraina. Fra 1. januar i år sluttet det å flyte rørgass fra Russland til Europa gjennom Ukraina. Samtidig preges fortsatt markedene av usikkerhet rundt krigen, og enkelthendelser kan gi betydelige prisutslag. I årets analyse har vi justert ned prisen på gass sammenlignet med LA23, til 24 euro i 2030. Flere analysebyråer har nedjustert anslagene sine for gassprisen de siste årene, deriblant Det internasjonale energibyrået (IEA). I tillegg indikerer terminkontraktene fram mot 2028 en fallende gasspris. For kull legger vi til grunn at prisen vil være omtrent uendret fra dagens nivå i 2030, i tråd med utviklingen i terminmarkedet.

En viktig grunn til fallet i terminprisene er forventningen om at det vil komme økt tilførsel av flytende naturgass (LNG) til det globale gassmarkedet. LNG blir stadig viktigere for gassmarkedet når Europa fortsetter å fase ut russisk rørgass. Sterk vekst og økt konkurranse på tilbudssiden av LNG-markedet de neste årene kan presse gassprisen nedover. Utviklingen i USA blir særlig viktig for dette. Den forrige amerikanske administrasjonen stoppet å gi tillatelser til ny eksportkapasitet for LNG, men disse begrensningene er fjernet av den nye administrasjonen. Trump-administrasjonen har også uttalt seg positivt om økt amerikansk eksport av LNG, noe som kan bidra til å trekke ned gassprisene globalt.

⁴⁰ [Netztransparenz: Redispatch](#)

⁴¹ [SMARD: Volumen und Kosten gesunken](#)

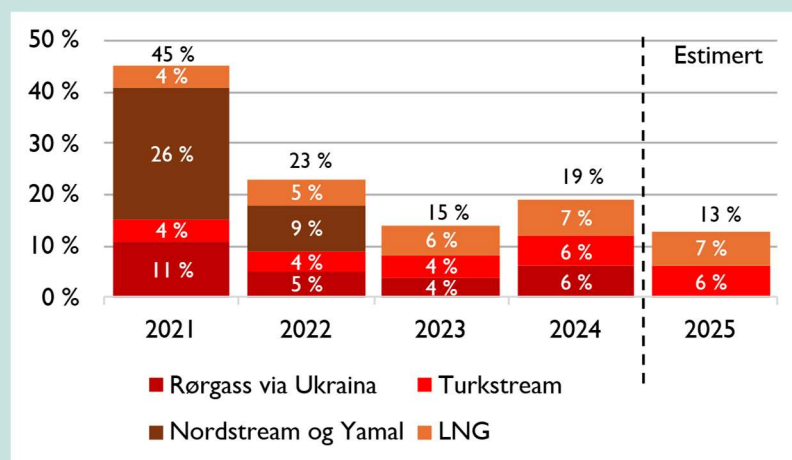
EU VIL FASE UT RUSSISK GASS INNEN 2027

Etter Russlands invasjon av Ukraina i 2022 lanserte EU REPowerEU, som tok sikte på å gjøre Europa uavhengig av russisk fossil energi. I mai 2025 ble dette fulgt opp med EU-kommisjonen sitt *Veikart for utfasing av russisk energiimport*, som er Kommisjonens plan for å gjøre Europa uavhengig av russisk energi på områdene gass, kjernekraftteknologi og olje.

I Veikartet understrekes det at utfasingen av russisk gass kan gjøres uten fare for høye energipriser eller forsyningssikkerheten. Kommisjonen peker på at energiomstillingen i EU gjør at gassetterspørselen forventes å falle mot 2030, at det forventes å komme betydelige mengder LNG til det globale markedet, samtidig som EU har god importkapasitet for å motta LNG fra andre kilder enn Russland.

I Veikartet lanseres ni handlingspunkter, hvorav fire omfatter rørgass og LNG:

- Kommisjonen vil styrke lovverk om åpenhet, overvåking og sporbarhet i gassmarkedet.
- Medlemsstater vil pålegges å legge fram planer for utfasingen av russisk gass og redegjøre for volumet av russisk gassimport i eksisterende kontrakter.
- Stegvis innføring av forbud mot import av russisk gass: Forbud mot import under nye kontrakter og eksisterende spotavtaler innen 2025. Import under eksisterende langsiktige kontrakter vil forbys innen 2027.
- Diversifisere forsyningen gjennom å utnytte EUs felles kjøpekraft. Kommisjonen peker på pålitelige partnere som Norge og den eksisterende *AggregateEU*-ordningen for aggregering av etterspørselen til europeiske selskaper.



Figur 1-12: Import av russisk rørgass og LNG til EU, andel av total gassimport. Kilde: *European Commission: Roadmap towards ending Russian Energy imports*.

Boks 1-5: Veikart for utfasing av russisk energiimport.

Ettersom LNG innebærer å gjøre naturgass flytende og frakte det med skip, er det dyrere enn rørgass. Samtidig kan LNG fraktes og omdirigeres til andre markeder og til der det er høyest pris. Dette bidrar til å globalisere gassmarkedet. I 2024 var gassprisen i Europa og Asia tettere sammenkoblet enn noensinne.⁴² Konkurransesituasjonen på etterspørselssiden globalt representerer derfor et usikkerhetsmoment ved anslagene våre, ettersom utviklingen i land som Kina og India kan gi utslag på den europeiske gassprisen. India importerer i dag halvparten

⁴² IEA: *Gas Market Report, Q1-2025*. Det refereres her til korrelasjonen mellom den europeiske referanseprisen Title Transfer Facility (TTF) og den Asiatiske referanseprisen for LNG, Platts JKM.

av gassforbruket sitt, og økte importen av LNG med 21 prosent i 2024. Mot 2030 forventer IEA at Indias gassforbruk vil øke med opp mot 60 prosent, og at importen av LNG vil dobles.⁴³ Kina er blant verdens største forbrukere av gass, og økte LNG-importen med 11 prosent i 2024.⁴⁴ På grunn av mulig prisdrivende etterspørselskonkurranse i LNG-markedet legger vi til grunn en høyere gasspris i 2030 enn det som forutsettes av flere analysebyråer.

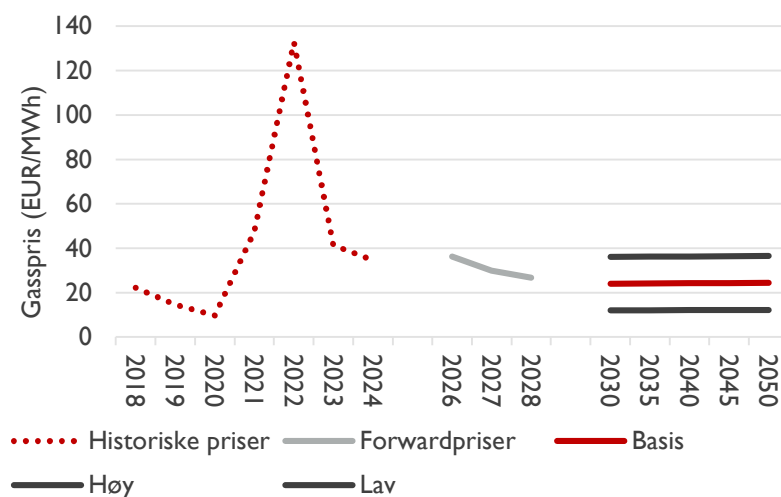
Prisen på LNG har vært sensitiv for endringer i tilbuds- og etterspørselsbalansen de siste årene. Bortfall av tilbud representerer en risiko for LNG-markedet. For eksempel står Qatar for om lag 20 prosent av tilbudet og er avhengig av Hormuzstredet mellom Iran og Oman for tilgang til verdensmarkedet.

KULL- OG GASSPRISEN UTVIKLER SEG ULIKT PÅ LANG SIKT

På lang sikt antar vi at effekten av økt eksportkapasitet for LNG vil være uttømt, og presset nedover på gassprisen avtar. Samtidig trekker økt elektrifisering og fornybarutbygging i retning av mindre behov for fossile brenslere i det europeiske energisystemet, og dermed mindre etterspørsel etter gass og kull. Vi ser for oss at kull vil spille en stadig mindre rolle i Europa og at kullprisen synker mot 2050, fra dagens nivå på rundt 13 EUR/MWh til 9 EUR/MWh.

Det er vanskelig å anslå prisbaner etter 2030. For kull- og gassprisen har vi for 2050 valgt å følge IEA sine anslag i deres Stated Policies Scenario (STEPS). Dette scenariet legger til grunn eksisterende politiske virkemidler og ligner på vår tilnærming i basisbanen, der også vi legger til grunn vedtatt politikk og virkemidler.

Utviklingen i hydrogensektoren vil kunne påvirke gassens rolle i det europeiske kraftsystemet på sikt. I dag er det gass som er den vanligste energiformen som brukes til å produsere hydrogen. Samtidig har EU ambisjoner om å øke innslaget av hydrogen produsert med fornybar kraft. I hvilken grad Europa lykkes med å omstille hydrogenproduksjonen bort fra gassbasert produksjon vil derfor være viktig for gassens rolle i Europa over tid. En vellykket satsning på grønt hydrogen vil redusere behovet for gass i Europa, som kan virke dempende på gassprisen. På den andre siden vil et stort innslag av grått og blått hydrogen over tid kunne opprettholde gassetterspørselen, som kan virke prisdrivende på gassprisen.



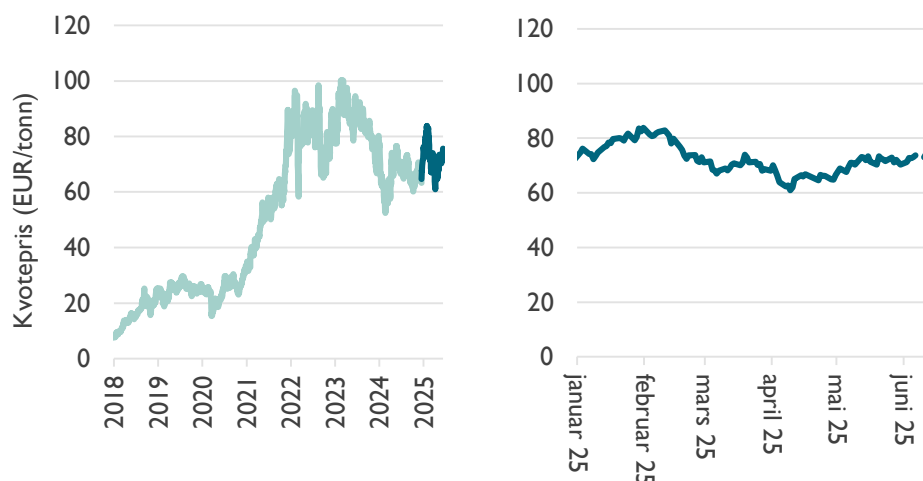
Figur 1-13: Historiske priser, forwardpriser og våre framskrivninger for prisen på gass. Historiske tall er nominelle priser, forwardpriser 2025-priser og anslag er 2023-priser.

⁴³ IEA: India Gas Market Report: Outlook to 2030

⁴⁴ IEA: Gas Market Report, Q1-2025

PRISEN PÅ UTSLIPPSKVOTER ER REDUSERT SIDEN 2023

I likhet med kull- og gassprisen, har kvoteprisen de siste årene kommet ned fra de høye nivåene i 2022 og 2023. Tidlig i 2023 nådde prisen en historisk topp på over 100 EUR/tonn. Siden den gang har prisen variert, men jevnt over ligget på et lavere nivå. Det siste året har kvoteprisen variert mellom 60 og 85 euro.



Figur I-14: Historisk utvikling av kvoteprisen. Det mørkeblå området i figuren til venstre og figuren til høyre viser hittil i 2025, fram til medio juni.

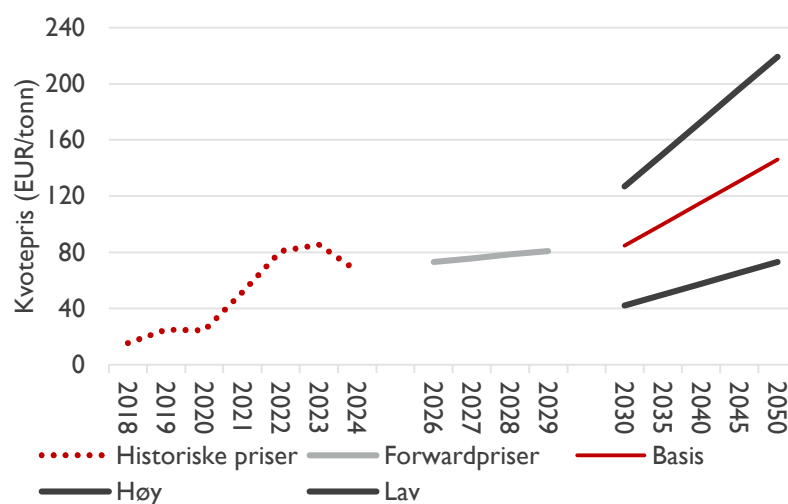
Det er flere faktorer som påvirker kvoteprisen, blant annet utviklingen i energimarkedene samt forventninger om tilgjengelige kvoter i framtiden. Hvis markedet forventer en større knapphet på kvoter i framtiden, vil dette bidra til økte kvotepriser. I 2021 lanserte EU en rekke reformer av kvotesystemet, blant annet en raskere reduksjon av antallet tilgjengelige kvoter (økt reduksjonsfaktor), innføring av en karbontoll (CBAM) og en innstramming av markedsstabiliseringsmekanismen (MSR, se boks I-6).⁴⁵ Selv om økt reduksjonsfaktor isolert sett trekker i retning av høyere kvotepriser, er det fortsatt usikkert hvilken samlet effekt disse reformene vil ha på kvoteprisen.

KVOTEPRISEN STIGER BÅDE PÅ KORT OG LANG SIKT

Vi forventer en stigende kvotepris både fram mot 2030 og mot 2050. Flere eksterne analysebyråer har økt sine anslag for kvoteprisen de siste årene, men framtidsprisene for utslippskvoter viser ikke noen stor økning mot 2030. Vi antar derfor at det vil ta tid før et redusert tilbud av kvoter bidrar til å øke kvoteprisen betydelig. Som vi ser i figur I-15, når kvoteprisen et nivå på 100 EUR/tonn først i 2035.

⁴⁵ [European Commission: About the EU ETS](#)

I årets analyse har vi oppjustert vårt anslag for kvoteprisen i 2050 sammenlignet med i LA23. I anslaget vårt for 2050 har vi i likhet med anslagene for brenselspriser fulgt IEA sitt anslag, gitt ved deres STEPS-scenario. IEA har oppjustert sine prognoser for kvoteprisen de tre siste årene i sin World Energy Outlook. Basert på dette har også vi oppjustert vårt anslag mot 2050. Samtidig er det stor usikkerhet rundt den langsiktige utviklingen i kvotemarkedet. Den framtidige kvoteprisen vil avhenge av utviklingen i økonomien og energimarkedene, takten på klimaomstillingen og i tillegg politiske forhold.



Figur 1-15: Våre antakelser om utvikling i kvoteprisen fram mot 2050. Historiske tall er nominelle priser, forwardpriser 2025-priser og anslag 2023-priser.

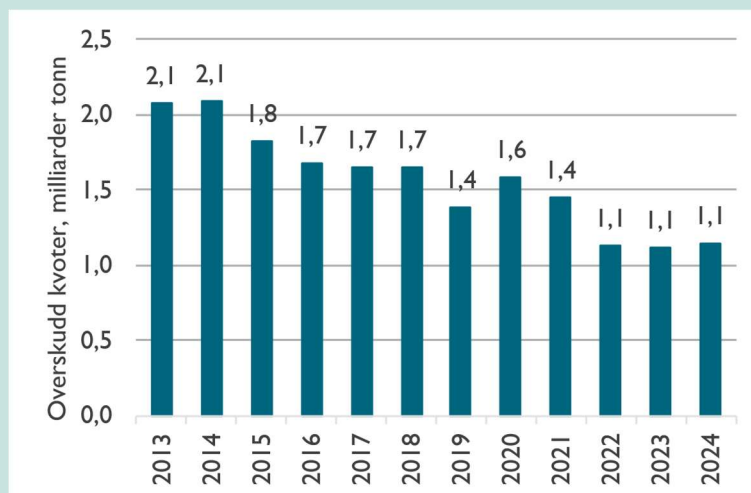
HVORDAN FUNGERER MARKEDSSTABILISERINGSMEKANISMEN?

I kjølvannet av finanskrisen i 2008 og påfølgende redusert økonomisk aktivitet, bygde det seg opp et stort overskudd av utslippskvoter i EU. For å håndtere strukturelle ubalanser mellom tilbud og etterspørsel av kvoter ble det i 2015 vedtatt opprettelsen av en markedsstabiliseringsmekanisme (MSR). MSR er en regelstyrt mekanisme som trekker kvoter ut av markedet ved overskudd av kvoter, og tilfører kvoter til markedet ved underskudd.

Kommisjonen publiserer årlig en oversikt over tilbud og etterspørsel av kvoter det foregående året. Dette danner grunnlaget for MSR sin aktivitet. Hvis det totale antallet kvoter i sirkulasjon, definert som tilbud minus etterspørsel av kvoter, overstiger 1096 millioner, trekker MSR inn 24 prosent av overskuddet fra markedet. På den andre siden, hvis overskuddet av kvoter er under 400 millioner, tilfører MSR 100 millioner kvoter til markedet. Kvoter trekkes inn eller tilføres markedet over en periode på 12 måneder.

Etter MSR ble operativ i 2019 har det blitt trukket inn kvoter fra markedet hvert år, og reserven holdt i MSR ble betydelig. Fra 2023 ble det derfor bestemt at beholdning av kvoter i MSR over 400 millioner slettes permanent 1. januar hvert år. Dette førte til at det ble slettet 2,5 milliarder kvoter i 2023, 382 millioner i 2024 og 271 millioner kvoter i 2025.

I årene framover vil antallet kvoter reduseres fortere enn tidligere, og overskuddet av kvoter vil trolig reduseres, muligens nok til at MSR tilfører kvoter til markedet. MSR evalueres jevnlig av Kommisjonen, og neste evaluering skal publiseres i 2026.



Figur I-16: Overskudd av kvoter i EUs kvotemarked, 2013-2024. Kilde: [European Commission: 2024 Carbon Market Report](#) og [European Commission: Market Stability Reserve](#).

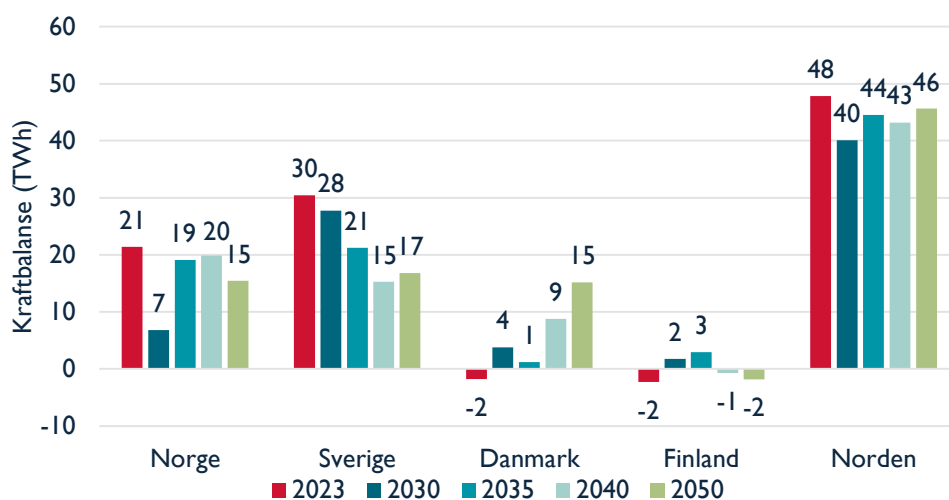
2 Norden

De nordiske landene har samlet en sterk kraftbalanse, og vi forventer at det vil fortsette de neste tiårene. Vi anslår en vekst i det samlede kraftforbruket i Norden på 243 TWh fra 2023 til 2050. Produksjonen er antatt å øke med 241 TWh i samme periode.

Norden hadde en positiv kraftbalanse på 48 TWh i 2023. Fram mot 2030 antar vi at kraftforbruket vil øke raskere enn kraftproduksjonen, noe som svekker kraftbalansen med omtrent 8 TWh. Veksten i kraftforbruket er i all hovedsak drevet av elektrifisering av industri, petroleumssektoren og transport, samtidig som det er ventet en vekst i nye kraftkrevende næringer som datasentre. Etter 2030 forventer vi at produksjonen i Norden øker noe mer enn forbruket, og kraftbalansen styrker seg mot 2050. Den største produksjonsøkningen i Norden kommer fra landbasert vind, solkraft og vindkraft til havs. Alle de nordiske landene har planer om utbygging av havvind, men den største veksten er antatt å komme i Danmark. I Sverige er det også store planer om ny kjernekraft. Vi forventer utbygging av ny svensk kjernekraft en gang mellom 2040 og 2050. Både forbruk og produksjon er anslått å vokse betydelig gjennom hele analyseperioden. Figur 2-1 viser utviklingen av kraftbalansen i de nordiske landene og for Norden samlet. I 2050 er kraftoverskuddet i Norden anslått til 46 TWh.

Nøkeltall for produksjon, forbruk og kraftbalanser finnes i vedlegg.

Norden omfatter her Norge, Sverige, Danmark og Finland.



Figur 2-1: Kraftbalanser i nordiske land og Norden samlet.

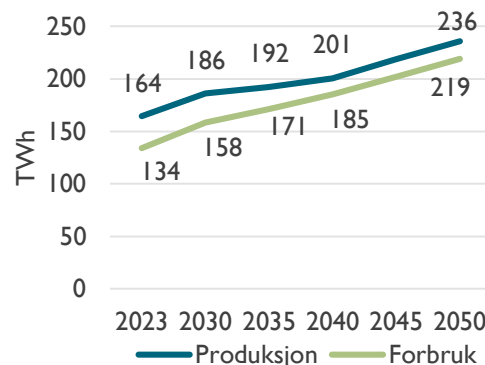
Vi forventer en lavere vekst i kraftforbruket i Norden enn i tidligere analyser. Dette skyldes i hovedsak at vi har nedjustert kraftforbruk til produksjon av grønt hydrogen fordi flere prosjekter er kansellert, utsatt eller skalert ned. I tillegg har teknologikostnadene knyttet til produksjon av grønt hydrogen økt i senere år.

Vi anslår derimot en økning i kraftforbruket til datasentre. Norden framstår som et attraktivt sted for datasentre, mye grunnet stabil og høy andel fornybar kraft, samt et kjølig klima. Teknologiske forbedringer i lagring av data kan dempe veksten.

Forventningene til produksjonsutviklingen i Norden er også nedjustert sammenlignet med LA23. En lavere forbruksbane er en av hovedgrunnene til en lavere forventet produksjonsutvikling. Den produksjonsteknologien som har blitt mest nedjustert er havvind. Økte kostnader og kanselleringer av prosjekter er grunner til dette. Selv om anslagene er lavere enn i tidligere analyse antar vi en vekst i havvind i Norden fram mot 2050.

2.1 Sverige

Sverige har i dag et betydelig kraftoverskudd. Framover forventer vi at forbruket vil vokse mer enn produksjonen, slik at kraftoverskuddet blir lavere. Bakgrunnen for denne utviklingen er at klimatiltak og nye kraftintensive næringer vil kreve mye kraft, mens høyere kostnader for havvind og motstand mot ny landbasert vindkraft vil gjøre at kraftproduksjonen antas å ikke øke like mye.



Figur 2-2: Produksjon og forbruk i Sverige mot 2050.

STERK FORBRUKSVEKST FRAM MOT 2050

Vi forventer en sterk vekst i kraftforbruket i Sverige. Vi anslår at det vil øke med omtrent 60 prosent, fra 134 TWh i 2023 til 219 TWh i 2050. Målet om netto null utslipp innen 2045 er en viktig driver for veksten i kraftforbruket. Utslippskutt i industrien og elektrifisering av transportsektoren bidrar mest til veksten. Samtidig anslår vi at kraftforbruket til datasentre vil øke i takt med digitaliseringen av samfunnet.

Vi forventer en betydelig forbruksvekst innen transportsektoren, særlig til elektriske lette kjøretøy. Våre framskrivninger baserer seg på anslag fra Energimyndigheten i Sverige, som forventer at 15 prosent av bilparken vil være helelektrisk innen 2030.⁴⁶ Ved utgangen av 2023 var 6 prosent av bilparken helelektrisk, og andelen økte til rundt 7 prosent i 2024.⁴⁷ Sammenlignet med LA23 har vi lagt til grunn en lavere forbruksvekst innen transport på kort sikt. Dette skyldes blant annet at andelen nyregistrerte elbiler i Sverige falt med omtrent 3,6 prosent i 2024 sammenlignet med 2023.⁴⁸ Nedgangen kan knyttes til avviklingen av klimabonusordningen i 2022 og svekket kjøpekraft blant svenske husholdninger, ifølge Trafikanalys.⁴⁹ I tillegg kan redusert nasjonalt krav til innblanding av biodrivstoff og lavere skatter på bensin og diesel i 2024 og 2025⁵⁰ ha bidratt til å bremse elektrifiseringstakten. På lengre sikt forventer vi at veksten vil ta seg opp igjen, blant annet drevet av fallende teknologikostnader for elektriske kjøretøy.

Vi har lagt til grunn at kraftkrevende næringer har et økt kraftbehov fram mot 2050. I industrisektoren drives denne veksten av elektrifisering og økt aktivitet. Kraftforbruket knyttet til datasentre vokser allerede i dag som følge av digitaliseringen av samfunnet, og vi anslår at det gradvis vil fortsette å øke mot 2050.

FORSINKEDE UTSLIPPSKUTT FOR JERN- OG STÅLINDUSTRI I NORD-SVERIGE

I årets analyse forventer vi en lavere vekst i kraftforbruket i Sverige sammenlignet med anslagene i LA23. I 2050 anslår vi 17 TWh lavere forbruk. Hovedårsaken er en nedjustering av forventet kraftforbruk knyttet til produksjon av hydrogen i jern- og stålindustrien. Planene om å redusere utslipp ved å erstatte kull og koks med grønt hydrogen har blitt utsatt eller nedskalert. Utbygging av nødvendig nettkapasitet trekkes fram som en av utfordringene⁵¹, i tillegg har prognosene for teknologikostnader økt siden LA23.

⁴⁶ [Energimyndigheten: Effektivare stöd för laddinfrastruktur](#)

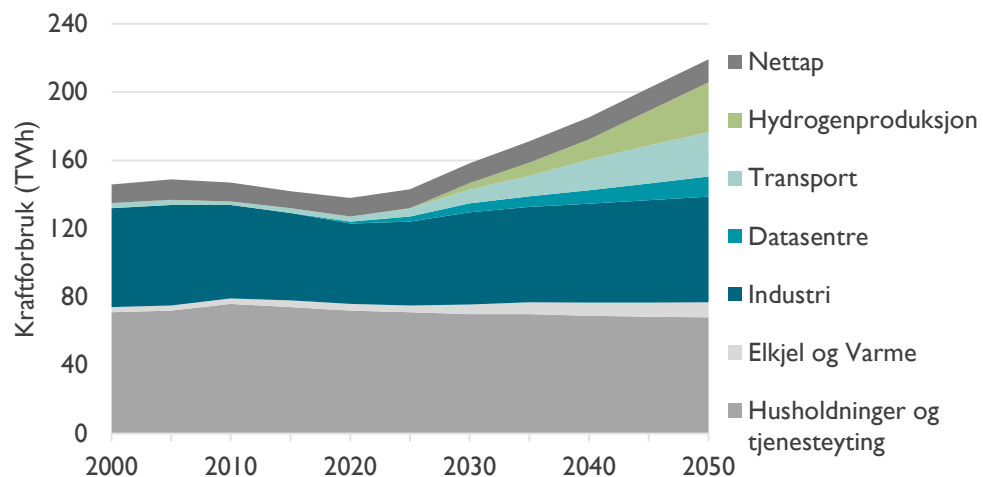
⁴⁷ [Trafikanalys: fordon-2024.xlsx](#) (Tabell PB 5) og [Trafikanalys: Fordon på väg.](#)

⁴⁸ [Trafikanalys: fordon-nyregistreringar-2025-02.xlsx](#) (Tabell 6 Personbil) og [Trafikanalys: Fordon på väg.](#)

⁴⁹ [Trafikanalys: Tillfällig minskning för elbilarna - men elektrifierade lastbilar ökar kraftigt kommande år](#)

⁵⁰ [Sveriges riksdag: Statens budget 2025 – Rambeslutet \(Betänkande 2024/25:FiU1 Finansutskottet\)](#)

⁵¹ [Montel News: Swedish miner postpones 5 TWh green pilot scheme to 2028](#)



Figur 2-3: Historisk og framskrevet kraftforbruk i Sverige. Kilde: Statistikkmyndigheten, Energimyndigheten og NVE.

LAVERE VEKST FOR VINDKRAFT

Vi forventer at den samlede kraftproduksjonen i Sverige vil øke fra 164 TWh i 2023 til 236 TWh i 2050, noe som tilsvarer en økning på 73 TWh. Vindkraft på land er den produksjonsteknologien som øker mest i Sverige.

Vindkraft på land utgjør nå en betydelig del av det svenske kraftsystemet. I 2024 ble det produsert 41 TWh fra vindkraft på land. I desember 2024 utgjorde vindkraften 5,5 TWh, en like stor del av produksjonsmiksen som vannkraft, og en større del enn kjernekraft.⁵² Utbyggingen av vindkraft fortsetter, men i en lavere takt enn de siste årene. Færre prosjekter som søker får konsesjon, hovedsakelig på grunn av økt bruk av veto i kommunene. Samtidig gjøres det færre investeringsbeslutninger i prosjekter som allerede har fått konsesjon. Dette begrunnes med at lavere kraftpriser gjør at færre prosjekter finner lønnsomhet, samt politisk usikkerhet og en urolig verdenssituasjon.⁵³ Til tross for dette er det fortsatt en del prosjekter under bygging. Det er såpass mange prosjekter som har fått konsesjon i Sverige som venter på en investeringsbeslutning, at vi antar at en andel av denne vil bygges og veksten vil vedvare utover i analyseperioden. Vi har likevel justert ned anslaget for landbasert vind med 10 TWh fra LA23.

Sveriges satsning på kjernekraft vil fra et lønnsomhetsperspektiv fortrenge noe av havvinden som kunne kommet i 2050 ved at den oppnådde prisen for havvindparkene blir lavere. I tillegg gjør høyere kostnadsanslag for utbygging av havvind sammen med lavere forventet forbruksvekst i Sverige at våre anslag for havvind er nedjustert fra forrige analyse. Vi antar at mengden havvind i Sverige vil være på 14 TWh i 2050. Det er ikke forespeilet noen subsidier for svensk havvind. Vi antar derfor at produksjonen vil bygges ut uten statlig støtte, i motsetning til mesteparten av havvinden vi antar at bygges ut i Norge.

⁵² Svensk vindenergi: Statistik och prognos Q4 2024

⁵³ Svensk Vindenergi: Statistik och prognos Q1 2025

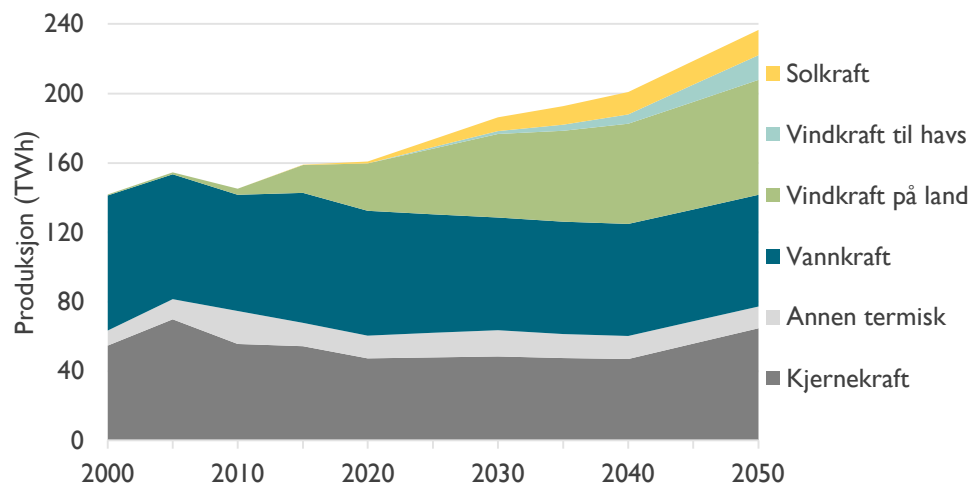
Sverige har valgt å endre sitt forvaltningsregime for havvind fra en «åpen dør»-løsning til en sentralisert forvaltning som ligner mer på det norske. Det er uvisst hvilke utslag dette vil gi for utviklingen av havvind i Sverige. I november 2024 ble flere svenske prosjekter i Østersjøen stoppet av den svenske regjeringen på grunn av sikkerhetshensyn.⁵⁴

SVERIGE VIL SUBSIDIERE NY KJERNEKRAFT

Sist gang en kjernekraftreaktor ble satt i drift i Sverige var i 1985, og det svenske atomkraftprogrammet ble ansett som ferdig utviklet. Fram til i dag har seks reaktorer blitt nedlagt, mens seks fortsatt er i drift. I 2023 lanserte den svenske regjeringen en ny kjernekraftstrategi. Strategien inneholder mål om å ha to fullskala reaktorer med en samlet kapasitet på 2,5 GW i drift innen 2035, og oppnå en større utbygging innen 2040. For å oppnå dette vil den svenske regjeringen gi statlig støtte til ny kjernekraft. Et lovforslag om statsstøtte til investeringer i ny kjernekraft ligger nå på bordet, og foreslås å tre i kraft 1. august 2025.⁵⁵ En svensk offentlig utredning (SOU) om ny kjernekraft i Sverige ble også publisert i 2025.⁵⁶ På grunn av konsesjons- og byggetider legger vi til grunn at det ikke kommer ny kjernekraft i Sverige så tidlig som 2035, men at det kommer en gang på 2040-tallet. Vi antar at eksisterende kjernekraftanlegg vil levetidsforlenges ut analyseperioden, og at installert kapasitet dermed forblir uforandret fram til modellåret 2040. Ny utbygging antar vi skjer mellom modellårene 2040 og 2050.

SVERIGE HAR MEST SOLKRAFT I NORDEN I 2050

Sverige har hatt en jevn vekst i solkraft, som i dag produserer omtrent 4 TWh. Vi forventer at solkraftproduksjonen i Sverige skal øke til 8 TWh i 2030, 13 TWh i 2040 og 15 TWh i 2050. Med våre antakelser vil Sverige og Danmark være de landene i Norden med mest solkraftproduksjon i 2050.



Figur 2-4: Kraftproduksjon i Sverige historisk og i analyseperioden. Kilde framskrivninger: NVE. Kilde statistikk: Statistikkmyndigheten

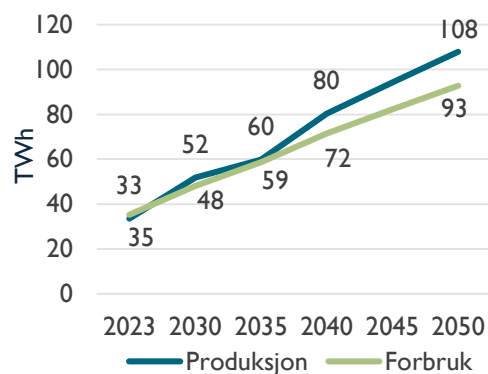
⁵⁴ [Regeringskansliet: Avslag på 13 havsbaserade vindkraftparker i Östersjön](#)

⁵⁵ [Regeringskansliet: Finansiering og risikodeling ved investering i ny kjernekraft](#)

⁵⁶ [Regeringskansliet: Ny kärnkraft i Sverige](#)

2.2 Danmark

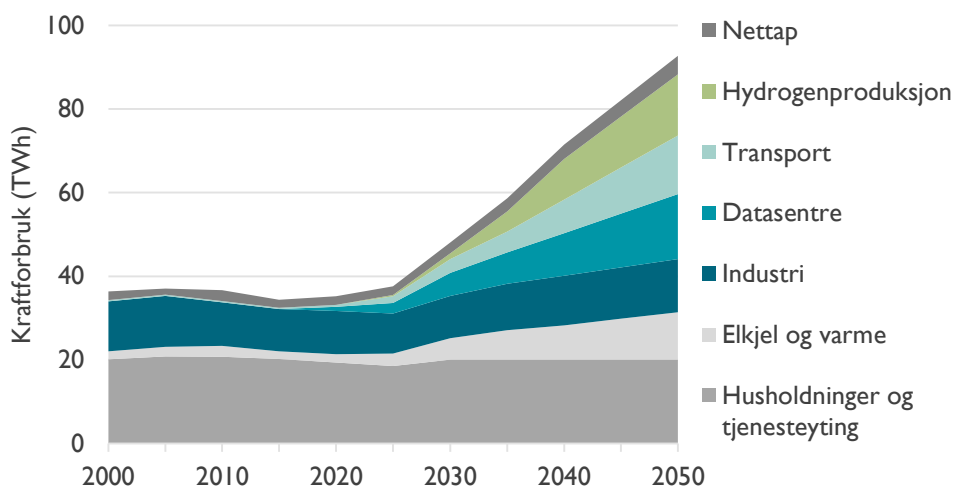
Danmark har store planer for ny kraftproduksjon. Dette skal dekke økt forbruk som følge av klimatiltak og vekst i datasentre, men skal også være nok til at de kan eksportere kraft til andre land. Som følge av dette ser vi nesten en tredobling i produksjon av kraft fra 2023 til 2050. Forbruket er antatt å vokse mindre, slik at kraftoverskuddet øker.



Figur 2-5: Produksjon og forbruk i Danmark mot 2050.

AMBISIØS KLIMAPOLITIKK I DANMARK

Danmark har en klimalov som fastsetter at klimagassutslippene i 2030 skal være 70 prosent lavere enn i 1990, og i 2050 skal landet være klimanøytralt.⁵⁷ Disse målene er, sammen med en storstilt satsning på datasentre, det som driver utviklingen i kraftforbruk i Danmark. Resultatet av dette er at kraftforbruket i Danmark kan vokse fra 35 TWh i 2023 til 93 TWh i 2050, ifølge våre analyser.



Figur 2-6: Historisk og framskrevet kraftforbruk i Danmark. Kilde: Energistyrelsen og NVE.

I transportsektoren er det overgang til batterielektriske kjøretøy som gir økt kraftforbruk. I bygg er planen å erstatte dagens forbruk av olje og gass med elektriske varmepumper. Det samme gjelder innen fjernvarme. I industrien vil ulike tekniske løsninger for å fjerne klimagassutslipp kreve mer kraft. Danmark har også store ambisjoner om produksjon av grønt hydrogen. Denne produksjonen vil øke i takt med utbygging av ny havvind. På toppen av dette kommer en sterk vekst i kraftforbruk til datasentre.

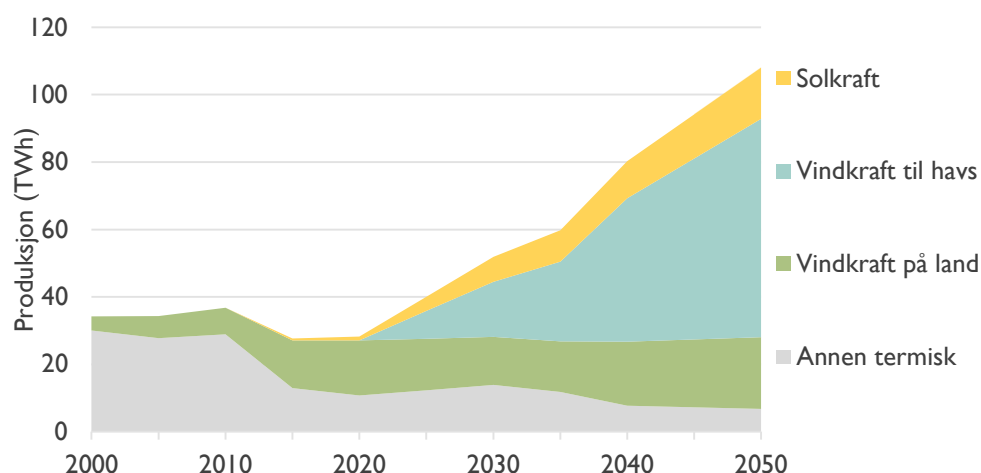
Selv om våre framskrivninger viser en sterk vekst i kraftforbruket i Danmark, legger vi til grunn en svakere vekst enn i LA23. Dette fordi kraftforbruket de to siste årene har vokst saktere enn antatt for to år siden og mye tyder på at denne trenden vil fortsette. Overgangen til varmepumper i husholdninger og yrkesbygg går saktere enn myndighetene ønsket. Det samme

⁵⁷ [Energistyrelsen: Klimastatus og –framskrivning](#)

gjelder veksten i grønt hydrogen.⁵⁸ Det siste henger blant annet sammen med nedjustering av planer for havvind.

DANMARK VIL FÅ DEN STØRSTE HAVVINDUTBYGGINGEN I NORDEN

I Danmark forventer vi at den totale produksjonen vil øke til 108 TWh i løpet av analyseperioden. Dette tilsvarer en økning på 75 TWh fra dagens 33 TWh. Størsteparten av veksten er havvind, hvorav 28 TWh er på såkalte energiøyer som også skal knyttes til Tyskland og Belgia. Dette er en betydelig vekst, og hvis forbruksveksten blir svakere enn vi har lagt til grunn, vil trolig produksjonsveksten også bli lavere.



Figur 2-7: Kraftproduksjon i Danmark historisk og i analyseperioden. Kilde framskrivninger: NVE. Kilde historikk: Energistyrelsen.

Danmark er det landet i Norden hvor vi forventer størst utbygging av havvind gjennom hele analyseperioden. Til tross for store volumer, ser vi lønnsomhet for havvind i de danske prisområdene, når produksjonsveksten sees i sammenheng med vår forventede forbruksvekst. Danske Energistyrelsen har tidligere framskrevet en kraftig vekst i havvind allerede til 2030. Disse anslagene er nå noe nedjustert, men fortsatt ambisiøse. Våre anslag ligger noe lavere enn Energistyrelsen mot 2030, da vi antar at det vil bygges ut omtrent 6 TWh havvind. Dette inkluderer utbygging av havvindparkene Thor og deler av parken Hesselhø. Havvindparken Thor, som er planlagt å ha en installert kapasitet på 1 GW, fikk etableringstillatelse i oktober 2024. Dette prosjektet er en av tre store havvindparker som etter planen skal auksjoneres ut og hjelpe Danmark med å nå sine klimamål innen 2030.

Den siste store auksjonen av havvind i Danmark ble avholdt i slutten av 2024. Her var det ikke lagt opp til subsidier til utbygging, men heller at utbyggere konkurrerte om hvem som kunne betale den høyeste årlige konsesjonsavgiften. Resultatet av auksjonen var at det ikke ble lagt inn noen bud. Som en konsekvens av dette har den danske regjeringen uttalt at de avlyser neste auksjonsrunde som skulle finne sted våren 2025, og vil samtidig vurdere muligheter for å tilby finansiell støtte til ny havvind for å få fart på utbyggingen.

Vi legger til grunn at havvindutviklingen etter 2030 går saktere enn vi antok LA23, men antar fortsatt en betydelig utbygging. Mot 2040 antar vi at det vil komme på plass 26 TWh ny havvind, hvorav 14 TWh er Energiøy Bornholm som knyttes til Tyskland og det østlige prisområdet i Danmark (DK2). Mellom 2040 og 2050 antar vi at 22 TWh ny havvindproduksjon kommer på

En energiøy er et knutepunkt for kraftproduksjon- og distribusjon til havs.

⁵⁸ [Energistyrelsen: 6. KF25 forudsætningsnotat Produktion af olie, gas og VE-brændstoffer](#)

plass, hvorav 14 TWh er Energiøys Nordsø som knyttes til Belgia og det vestlige prisområdet i Danmark (DK1).

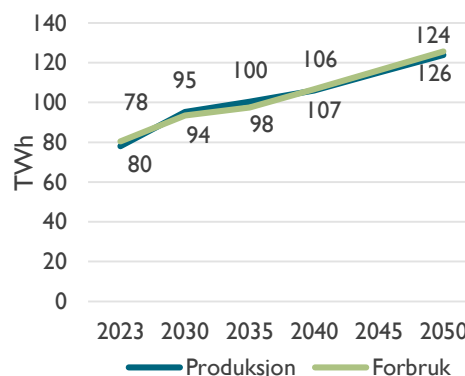
ØKT PRODUKSJON FRA VINDKRAFT PÅ LAND OG SOLKRAFT

I 2023 hadde Danmark en produksjon fra vindkraft på land på omtrent 12 TWh, og 3 TWh fra solkraft. Vi forventer at vindkraft på land øker med 10 TWh i løpet av analyseperioden. Dette er både nye vindparker og oppgradering av eksisterende parker. Per i dag kommer mesteparten av solkraften i Danmark fra takmonterte anlegg. Energistyrelsen skriver i sine framskrivninger at de forventer et skifte, der bakkemonterte anlegg vil være dominerende i framtiden. Vi antar en vekst på 12 TWh i løpet av analyseperioden, og at Danmark vil ha en samlet solkraftproduksjon på 15 TWh i 2050. Veksten i solkraft og vindkraft på land er til dels begrenset av landareal. Dette er en av hovedgrunnene til Danmarks sterke satsning på havvind som energikilde.

I dag utgjør termisk produksjon litt under halvparten av den danske kraftproduksjonsmiksen. I løpet av analyseperioden anslår vi at termisk produksjon reduseres fra 17 til 7 TWh. Det meste av eksisterende kull- og gasskraftverk fases ut, eller skifter over til biobrensler.

2.3 Finland

Finland har mål om å nå nullutslipp i 2035. I tillegg er det planer om ny industri. Vi anslår at det øker kraftforbruket i Finland fra 80 TWh i 2023 til 126 TWh i 2050. Kraftproduksjonen i Finland var i 2023 på nivå med forbruket. I vår analyse legger vi til grunn at kraftproduksjonen vil vokse like mye som forbruket, slik at kraftbalansen holder seg rundt null.



Figur 2-8: Produksjon og forbruk i Finland mot 2050.

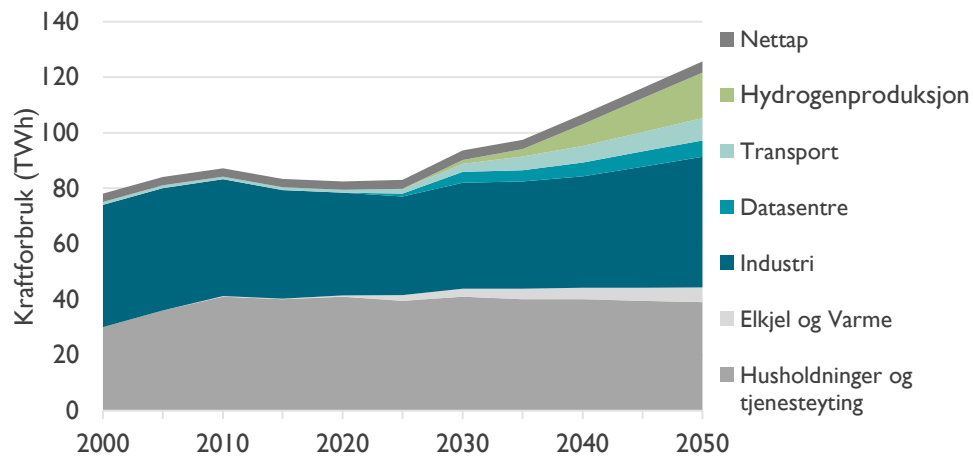
VEKST I ELKJELER OG NY INDUSTRI

Et av tiltakene for å redusere utslippene av klimagasser er å fase ut oljefyr til oppvarming i boliger og kommunale bygg. I dag brukes det om lag 5 TWh olje til oppvarming av bygg i Finland. Vi legger til grunn at dette gradvis vil erstattes med en kombinasjon av fjernvarme, varmepumper og elkjeler.

Det siste året har det blitt gjennomført store investeringer i elkjeler hos fjernvarmeprodusenter i Finland. Finland er blant landene med høyest andel fjernvarme i varmeforsyningen. I 2024 hadde landet over 700 timer med negative kraftpriser, det høyeste antallet registrert blant de europeiske landene. Elkjeler kan utnytte lavpristimene for å produsere fjernvarme, og hvis de har tilknyttet termisk lagring kan varmen selges på et senere tidspunkt. Vi legger derfor til grunn at dette er en sektor som vil øke fram mot 2050.

Den kraftkrevende industrien i Finland er dominert av treforedling, som har redusert kraftforbruket sitt de siste årene som følge av pandemi, høye kraftpriser og lavere etterspørsel. Likevel har det de siste par årene blitt annonsert flere større investeringer i papir- og treindustrien for produksjon av andre produkter. Vi antar derfor at forbruket i kraftkrevende industri i Finland vil øke fram mot 2040, tilbake til historiske nivåer. I tillegg vil ny kraftkrevende industri og datasentre også bidra til økt forbruk fram mot 2050.

Sammenlignet med LA23 har vi justert ned kraftforbruket i Finland med 15 TWh i 2050. Det er hovedsakelig forbruk til hydrogenproduksjon som er nedjustert, av samme grunn som i de andre nordiske landene.



Figur 2-9: Historisk og framskrevet kraftforbruk i Finland. Kilde: Fingrid, S&P Global og NVE.

VINDKRAFT PÅ LAND BIDRAR MEST TIL PRODUKSJONSØKNING I FINLAND

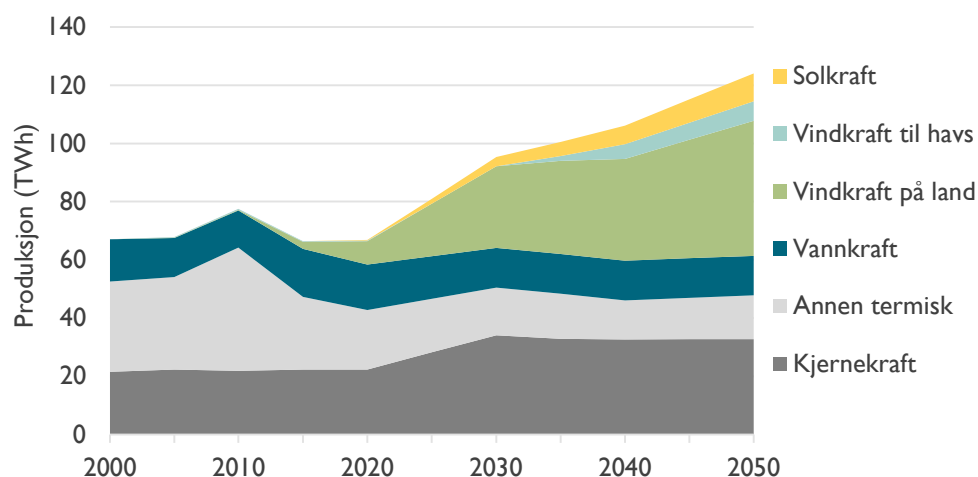
Vi antar at den totale produksjonen i Finland vil øke med 46 TWh, fra 78 TWh i 2023 til 124 TWh i 2050. Vindkraft på land har vært den produksjonsteknologien som har økt mest i Finland de siste årene, og vi forventer at det vil være den største bidragsyteren til produksjonsvekst også de kommende årene. Siden rekordåret 2022, hvor det ble bygget ut 2,5 GW ny kapasitet, har Finland bygget ut i overkant av 1 GW ny vindkraftkapasitet i året. Vi forventer at produksjonen av vindkraft på land vil dobles fram mot 2030 og øke med ytterligere 18 TWh fram mot 2050, med en samlet produksjon på 46 TWh i 2050.

Havvindproduksjon i Finland har blitt justert ned fra forrige analyse. Det er flere grunner til dette. Vi forventer en lavere forbruksvekst i Finland, derfor er også behovet for ny produksjon mindre. I kombinasjon med høyere forventede utbyggingskostnader gjør dette havvind lite lønnsomt. Finland har likevel en del planer om å bygge ut havvind, og skal ha sin første auksjon høsten 2025. Vi antar at Finland vil produsere omtrent 7 TWh havvind innen 2050.

Finland ferdigstilte i 2023 kjernekraftreaktoren Olkiluoto 3. Dette har bidratt til omtrent 10 TWh ny produksjon og en kraftbalanse som ligger litt under null i Finland. Den finske regjeringen stiller seg positive til å utrede mulighetene for ny kjernekraft, men ingen konkrete planer er på bordet ennå. Vi forventer derfor at kjernekraftproduksjonen i Finland holder seg stabil gjennom hele analyseperioden.

Solkraftproduksjonen i Finland ligger i dag på 0,7 TWh. Mesteparten av dette er takmonterte anlegg. Vi forventer at solkraftproduksjonen øker til 10 TWh til 2050.

Vi ser det som lite sannsynlig at Finland vil planlegge seg inn i et kraftunderskudd av sikkerhetspolitiske grunner. Vi antar derfor at kraftbalansen opprettholdes rundt null gjennom analyseperioden, til tross for at deler av det som bygges ut oppnår lave inntekter i forhold til kostnadene.



Figur 2-10: Kraftproduksjon i Finland historisk og i analyseperioden. Kilde framskrivninger: NVE. Kilde historikk: Statistics Finland.

2.4 Utvekslingskapasitet i Norden

Uttevkslingskapasiteten mellom Norden og Europa vil øke betydelig gjennom nye forbindelser og utvidelser i eksisterende infrastruktur. Samtidig vil planlagte nettførsterkninger i Norge og Sverige redusere flaskehalser i det nordiske kraftsystemet, noe som vil forbedre kraftflyten og øke kapasiteten i regionen.

UTVEKSLINGSKAPASITETEN MELLOM NORDEN OG EUROPA ØKER

I analysen legger vi til grunn at planlagte mellomlandsforbindelser som har kommet langt i planleggingsprosessen, blir gjennomført.

Skagerrak 1 og 2 vil nå sin tekniske levetid i løpet av det kommende tiåret. Dersom det ikke reinvesteres i forbindelsene til Danmark, vil den samlede norske handelskapasiteten reduseres med 500 MW, av i alt 8550 MW. Ved en eventuell reinvestering er det også en mulighet for at kapasiteten på forbindelsene kan øke. I vår analyse har vi valgt å opprettholde utvekslingskapasiteten mellom Norge og Danmark til 2050 på dagens nivå. Det samme antar vi for andre mellomlandsforbindelser som når sin tekniske levetid i løpet av analyseperioden.

Vi legger til grunn en vekst i handelskapasiteten fra Norden til resten av Europa. I dag er denne på om lag 10 500 MW, men vi anslår at den samlede handelskapasiteten øker til om lag 19 000 MW i 2050 i vårt datasett.

I våre tidligere analyser har vi lagt inn en ny forbindelse mellom Sverige og Tyskland, *Hansa Power Bridge II*, som var under planlegging. Sommeren 2024 skrinla svenske myndigheter disse planene. Forbindelsen er derfor ikke lenger inne i våre forutsetninger.

Viking Link, en ny forbindelse mellom Danmark og Storbritannia, ble satt i drift ved utgangen av 2023. Ved full operativ drift øker utvekslingskapasiteten til om lag 1400 MW. I tillegg vil kapasiteten mellom DK1 og Tyskland øke med 1000 MW i løpet av analyseperioden. Mellom Finland og Estland er det planlagt en tredje forbindelse, *Estlink 3*, som vil øke kapasiteten med 700 MW fra 2035.

INNFORING AV FLYTBASERT KAPASITETSBEREGNING

Høsten 2024 ble flytbasert kapasitetsberegning innført i Norden. Dette innebærer en ny metode for fastsettelse av handelskapasitet i markedet, blant annet med mål om å utnytte kraftnettet mer effektivt. Den nye metoden vil påvirke både kraftflyten og kraftprisene i Norden framover.

Det er de fysiske grensene på komponenter i nettet, slik som ledninger og transformatorer, som begrenser hvor mye kraft som kan overføres mellom områder. Tidligere måtte de nordiske systemansvarlige «oversette» de fysiske grensene i nettet til enkle handelskapasiteter mellom prisområder, basert på hvordan de forventet kraftflyten ville bli. For å sikre at den faktiske kraftflyten holdt seg innenfor de fysiske grensene i nettet, ble ofte handelskapasiteten satt lavere enn samlet fysisk overføringskapasitet.

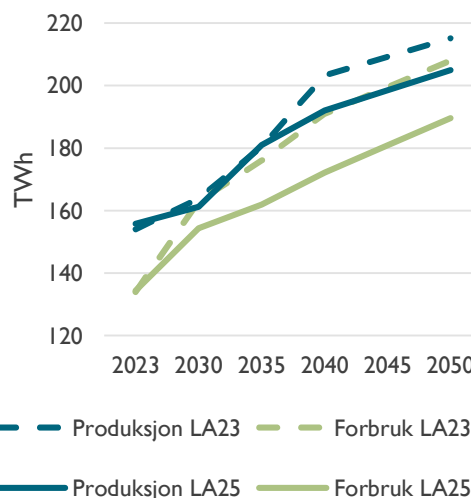
Med flytbasert kapasitetsberegning inngår informasjon om de faktiske begrensingene og det fysiske flytmønsteret i nettet, i markedets optimeringsalgoritme. Dette øker tilgjengelig handelskapasitet fordi mer av den faktiske kapasiteten blir gjort tilgjengelig for markedet. Markedsalgoritmen fordeler og prioriterer nettkapasiteten der det er størst behov og verdi av å overføre kraft. Verdien av å avlaste begrensninger i nettet som kan frigjøre mer handelskapasitet mellom områder, reflekteres nå mer direkte i prisen. Slik kan kraftnettet og tilgjengelig produksjon utnyttes mer effektivt, samtidig som markedsløsningen gir en flyt som opprettholder sikker drift av systemet.

Erfaringene så langt tyder på at den nye metoden fungerer som forventet. Markedet utnytter mer av nettkapasiteten, og kraftflyten mellom prisområder har økt. Blant annet har kraftflyten fra nord til sør i Norden økt. Det har også blitt flere tilfeller av ikke-intuitiv flyt, som vil si at kraften flyter fra et område med høy pris til et område med lav pris. Dette skjer når handelen likevel gir høyere samfunnsøkonomisk nytte for systemet som helhet, og har ofte sammenheng med at det avlastar begrensninger andre steder i nettet.

Boks 2-1: Flytbasert markedskobling.

3 Norge

Norge har i dag en sterk positiv kraftbalanse. I 2023 var kraftbalansen på om lag 22 TWh. Mye vind og vannkraft har blitt bygget under elsertifikatordningen, samtidig som forbruksveksten har vært moderat. Mot 2030 venter vi derimot en sterk forbruksvekst og en kraftbalanse som faller, til 7 TWh. Utover 2030-tallet vil økt produksjon fra vindkraft, både på land og til havs, bidra til at kraftbalansen styrker seg igjen. I årets analyse har vi imidlertid en lavere havvindutbygging etter 2040 enn i LA23, blant annet som følge av økt kostnadsanslag for havvind.



Figur 3-1: Framskrevet forbruk og produksjon for Norge for LA25 og LA23. Tallene for produksjon i Norge er gitt i midlere årsproduksjon og forbruket er temperaturkorrigert.

3.1 Forbruk

Vi antar at kraftforbruket i Norge vil vokse fra 134 TWh i 2023 til 190 TWh i 2050. Elektrifisering av transport, datasentre og produksjon av grønt hydrogen bidrar mest til veksten. Vi har likevel nedjustert veksten i forbruk med 18 TWh sammenlignet med LA23, mye på grunn av forventninger om lavere vekst i fornybar hydrogenproduksjon og batterifabrikker.

VEKSTEN I DET NORSKE KRAFTFORBRUKET HAR STARTET

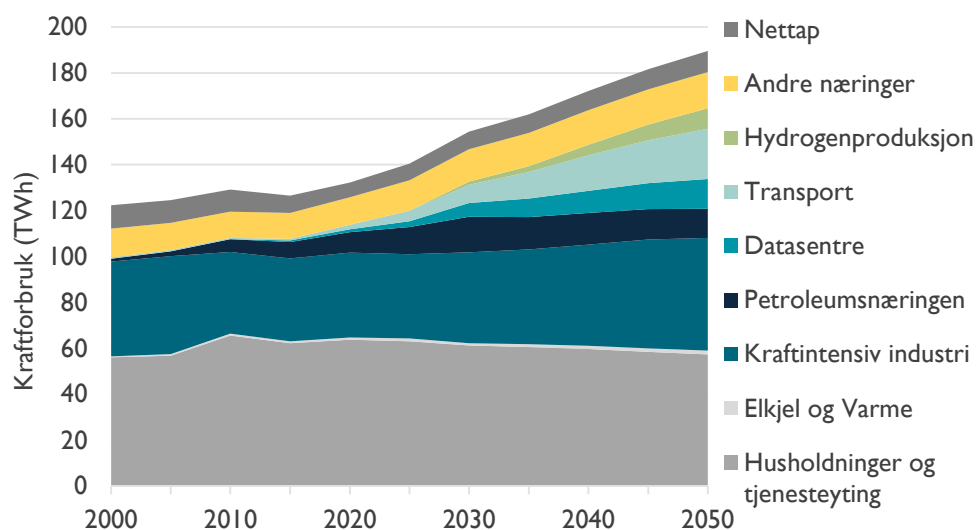
Foreløpige tall for 2024 viser et totalt kraftforbruk på 137 TWh, det høyeste forbruket siden 2021. 2024 var noe varmere enn normalt, og temperaturkorrigert forbruk i Norge endte på 138 TWh, 4 TWh høyere enn i 2023. Flere elektriske biler, mer kraft til datasentre, elektrifisering av felt i Nordsjøen og høyere aktivitet i industrien ga økt forbruk. I tillegg økte kraftforbruket i husholdningene og i tjenesteytende næringer sammenlignet med 2023. Viktige grunner til dette kan være lavere kraftpriser enn året før og at en mer omfattende strømstøtteordning for husholdningene har skjermet forbrukerne fra de høyeste prisene.

De neste årene vil ytterligere elektrifisering av felt på sokkelen, flere elektriske kjøretøy og nye store datasentre bidra til sterk vekst i kraftforbruket i Norge.

STERK VEKST I KRAFT TIL DATASENTRER

En av sektorene som er ventet å bidra mest til veksten i kraftforbruk framover er datasentre. På kort sikt kjenner vi til bygging av Google sitt datasenter i Skien, Telenor og Hafslund sitt nye datasenter i Oslo og etableringen av Green Mountains datasenter på Hamar. På lengre sikt baserer vi våre framskrivninger på analyser av behov for lagring av data i framtiden og tilhørende kraftbehov.⁵⁹ Selv om slike analyser er svært usikre, tyder de på at kraft til datasentre vil mangedoble seg i Norge fra dagens nivå mot 2050.

⁵⁹ [McKinsey & Company: The role of power in unlocking the European AI revolution](#)



Figur 3-2: Historisk kraftforbruk og våre framskrivinger for Norge. Kilde: SSB og NVE.

EN HØY ANDEL BATTERIELEKTRISKE KJØRETØY I VEITRAFIKKEN I 2050

Innen transport har vi lagt til grunn at dagens klima- og miljøpolitikk videreføres. Det vil blant annet si at dagens reduksjon i avgifter for nullutslippskjøretøy ved kjøp av nye biler og nivået på overføringene til Enova ligger fast. I tillegg legger vi til grunn en fortsatt teknologisk utvikling innen batteriteknologi og elektriske kjøretøy. Dette er konsistent med framskrivinger av klimagassutslipp i Nasjonalbudsjettet 2025.⁶⁰ Sammen med økonomiske besparelser, som lave kostnader til drivstoff sammenlignet med bensin- og dieslbiler, forventer vi at dette vil drive elektrifiseringen av veitrafikk videre. Utviklingen har kommet lengst for personbiler, men vi legger til grunn at andre kjøretøy kommer etter og at i 2050 vil en høy andel av veitrafikken i Norge være batterielektrisk.

For sjøfart og luftfart går utviklingen mot batterielektriske løsninger saktere. Bakgrunnen er blant annet at det i dag er svært dyrt å investere i batterielektriske fly og skip, sammenlignet med fossile alternativ. Teknologiutvikling og økte kostnader for utslipp gjør likevel at vi forventer at batterielektriske alternativ kan bli konkurransedyktige med fossile alternativ innen 2050. Rene batterielektriske løsninger er nok mest aktuelt for mindre skip og fly med kortere rekkevidde.

LAVERE VEKST I FORBRUK TIL HYDROGENPRODUKSJON

For skip og fly som er store og skal gå langt, er det i dag hydrogen og biodrivstoff som er alternativet til fossile drivstoff. Hydrogen kan bli videreforedlet til ammoniakk for bruk i sjøfart og til e-fuel i luftfart. Ammoniakk og e-fuel basert på grønt hydrogen er svært kraftkrevende å produsere.

Det brukes i dag lite hydrogen og ammoniakk i norsk sjøfart, men Enova har gitt tilsagn om støtte til både produsenter og brukere av disse typene drivstoff. Vi legger til grunn at markedet for hydrogen og ammoniakk gradvis vil bedre seg og at det vil bli brukt stadig mer grønt hydrogen og ammoniakk i sjøfart mot 2050. Det er også laget en EU-forordning om krav til utfasing av fossilt drivstoff i maritim sektor mot 2050 som kan stimulere til økt etterspørsel etter hydrogen og ammoniakk.⁶¹

Innenriks luftfart er i hovedsak underlagt kvoteplikt. Det er tvilsomt om økende kvotepris alene vil gjøre det lønnsomt for norsk luftfart å gå over til e-fuel ettersom det er betydelig dyrere enn dagens fossile flydrivstoff. Til tross for dette er det noen aktører som planlegger å produsere e-fuel i Norge. Teknologiutvikling og lavere produksjonskostnader kan gjøre det

⁶⁰ [Regjeringen: Meld. St. 1 \(2024–2025\) – Nasjonalbudsjettet 2025](#)

⁶¹ [EU regulation: 2023/1805 - EN - EUR-Lex](#)

lønnsomt å produsere og bruke e-fuel i framtiden. På samme måte som innen maritim sektor er det utarbeidet en EU-forordning om utfasing av fossilt drivstoff i luftfart.

Vi har likevel nedjustert anslagene for kraft til produksjon av utslippsfritt drivstoff i Norge, sammenlignet med LA23. Dette har sammenheng med at markedet for disse energivarene har utviklet seg saktere enn det vi så for oss for to år siden, flere prosjekter er lagt på is og kostnadene ved å gå over til utslippsfrie drivstoff er høyere enn tidligere antatt.

Det er også planer om å erstatte fossil energi med grønt hydrogen i flere industribedrifter i Norge. Men det største prosjektet, Yara sine planer om å erstatte grått hydrogen med grønt hydrogen ved fabrikk på Herøya, er lagt på is. De andre prosjektene er forsinket. Vi har derfor nedjustert anslagene for kraftforbruk til hydrogenproduksjon i industrien i analysen.

SAKTE NEDGANG I KLIMAGASSUTSLIPPENE I KRAFTINTENSIV INDUSTRI

Våre framskrivninger av forbruket i kraftintensiv industri i Norge er en kombinasjon av utvidelser ved eksisterende fabrikker, klimatiltak i eksisterende anlegg og nye anlegg. Eksempel på nye anlegg er batterifabrikk til Morrow i Arendal, mens den største kjente utvidelsen er ved Boliden sin fabrikk i Odda.

De mest kraftintensive bedriftene i norsk industri slipper ut rundt 10 millioner tonn klimagasser i året. Mye av utslippet kommer fra kompliserte industriprosesser som er vanskelige å rense. Miljødirektoratet gir årlig ut en rapport⁶² som beskriver hvilke teknologier som er mest aktuelle for å rense klimagassutslippene i norsk industri og tilhørende kraftbehov. I rapporten fra januar 2025 skriver de at det er mulig å redusere utslippene i industrien betydelig innen 2035, men at det forutsetter virkemiddelpakker som tar ned barrierer som høye investeringskostnader, politisk risiko og infrastruktur. Få av disse klimatiltakene er tatt med i vår analyse. Det er et stort spenn i kostnader for klimatiltakene, og noen av dem kan bli lønnsomme etter 2035, dersom kvoteprisen stiger så mye som vi har anslått. Vi har derfor lagt inn noe kraftforbruk til klimatiltak i kraftintensiv industri mot 2050.

Mens vi tidligere har skilt ut batterifabrikkene som en egen kategori i våre analyser av kraftforbruk i Norge, er disse nå innlemmet i kategorien kraftintensiv industri. Bakgrunnen for denne endringen er at de fleste store prosjektene enten er lagt på is, eller flyttet til andre land, slik at kraftforbruket til batterifabrikkene nå ser ut til å bli mye mindre enn det vi så for oss i LA23. Det er bare Vianode på Herøya og Morrow som fortsatt har konkrete planer om store kraftkrevende batterifabrikker i Norge.

KRAFTFORBRUKET I PETROLEUMSSEKTOREN NÅR EN TOPP I 2030-ÅRENE

Vår framskriving av kraftbruk i petroleumssektoren er basert på Søkkelldirektoratets framskriving av kraft til 2035. Vi forventer en betydelig vekst i kraftforbruk fram til begynnelsen av 2030-årene, før det topper ut og går ned.

De nærmeste årene er det flere felt på sokkelen som skal kobles til kraftnettet på land. I tillegg er det utvidet elektrifisering på felt som allerede er deelektrifisert. Til slutt er det besluttet at LNG-anlegget på Melkøya skal drives med kraft fra nettet. Dette betyr at kraft fra nettet til petroleumssektoren kan øke med nærmere 6 TWh fram til begynnelsen av 2030-årene.

Etter 2035 legger vi til grunn en nedgang i kraft til petroleumssektoren, på grunn av lavere produksjon av olje og gass på norsk sokkel.⁶³ Kraftforbruket er likevel ikke ventet å gå like mye ned som produksjonen av olje og gass, da flere av feltene som er elektrifisert er blant feltene som er ventet å ha lengst levetid, i tillegg til at det brukes mer kraft per enhet olje og gass i slutfasen av et felt.

⁶² [Miljødirektoratet: Klimatiltak i Norge: Kunnskapsgrunnlag 2025](#)

⁶³ [Søkkelldirektoratet: Mulighetsbilder](#)

SVAK NEDGANG I KRAFTFORBRUKET I BYGG I HELE ANALYSEPERIODEN

Vi framskriver en svak nedgang i kraftforbruk i bygg gjennom hele analyseperioden. Forbruket i 2023 var om lag 62 TWh. Mot 2030 forventer vi en nedgang på omtrent én TWh. Forbruket reduseres ytterligere på lang sikt, til 57 TWh i 2050.

Nedgangen drives av at bygninger rehabiliteres etter hvert som de blir eldre, og at gamle bygg rives og erstattes av mer energieffektive bygg. Vi forventer at mer energieffektive bygg veier opp for økt energibehov som følge av befolkningsøkning. Det er flere virkemidler som til sammen gir insentiver til energieffektivisering. Regulatoriske virkemidler som er viktige drivere for effektivisering, er særlig byggeteknisk forskrift, økodesignforskriften og energimerkeordningen for bygg og produkter. Enova, Husbanken og flere kommuner har ulike støtteprogrammer for energieffektivisering. Avgifter på strømbruk er med på å øke prisnivået, og dermed insentivene for strømsparing.

Den midlertidige strømstøtteordningen reduserer insentivene til energieffektivisering. Strømstøtten er tatt hensyn til på kort sikt, ved at framskrivingen tar innover seg historisk forbruk og er kalibrert mot statistikk. Virkninger av Norgespris er ikke tatt hensyn til i denne analysen, ettersom ordningen ikke var vedtatt da analysen ble gjennomført.

ULIKE FORHOLD KAN ENDRE VÅRE FRAMSKRIVINGER

De store endringene i kraftforbruk i Norge i årets langsiktige kraftmarkedsanalyse sammenlignet med LA23 viser hvor krevende det er å lage framskrivninger. Det som i et år kan se ut som å med sikkerhet bli en ny stor kraftintensiv næring, som batterifabrikkene i LA23, kan et par år senere være nesten borte. For å unngå at store nyetableringer eller kanselleringer skal påvirke våre analyser altfor mye, justerer vi antatt kraftbruk med en antatt sannsynlighet for at prosjektene blir realisert. Det vil si at vi ikke tar inn hele forbruket til en ny stor fabrikk i analysen, før det er helt sikkert at den kommer. Det er likevel ikke til å komme fra at endringer i planene til store kraftintensive anlegg kan påvirke våre framskrivninger mye, selv i tilfellene der kun deler av forbruket er inkludert.

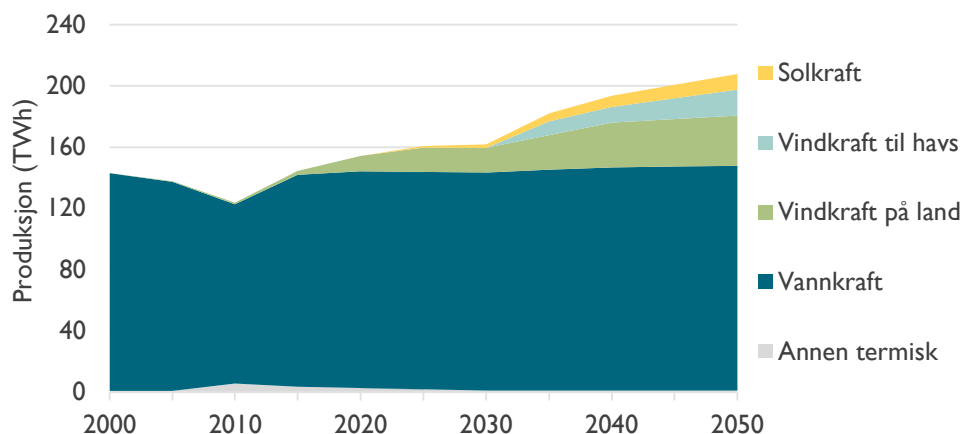
Andre forhold som kan påvirke våre framskrivninger mye er nye politiske tiltak. Dette gjelder spesielt innen klimapolitikken. For eksempel kan nye virkemidler i industrien gjøre det mer lønnsomt å gjennomføre utslippsreducerende prosjekter. Dette vil samtidig gi behov for betydelige mengder kraft.

Innføring av Norgespris på strøm til husholdningene reduserer insentivet til energieffektivisering og strømsparing, slik at forbruket kan bli høyere enn i våre framskrivninger. Dette kan påvirke kraftforbruket i husholdninger. Hvis Norgespris også gir høyere strømpriser til aktørene som ikke er omfattet av ordningen, slik som næringsbygg, kan også deres kraftforbruk påvirkes.

I motsatt tilfelle kan en sterk satsning på energieffektivisering i alle sektorer bidra til lavere kraftforbruk enn vi legger til grunn. Dette vil frigjøre kraft, som da kan brukes til andre formål.

3.2 Produksjon

Vi anslår at kraftproduksjonen i Norge vil øke med 49 TWh fram mot 2050, til 205 TWh. Havvind og vindkraft på land står for størsteparten av produksjonsøkningen i Norge.



Figur 3-3: Kraftproduksjon i Norge historisk og i analyseperioden. Kilde framskrivninger: NVE. Kilde Historikk: SSB.

VEKST I VINDKRAFT PÅ LAND ETTER 2030

I årets analyse antar vi at vindkraft på land i Norge vil øke med omtrent samme mengde som i LA23, men utviklingsbanen fram mot 2050 ser noe annerledes ut. Vi forventer at det meste av veksten skjer mellom 2030 og 2040.

Historisk har konsesjonsbehandlingstid med klagebehandling og påfølgende bygging tatt mer enn fem år. Derfor har vi lagt til grunn at kun vindkraftverk som allerede nå har fått konsesjon, er på nett til 2030.

Mellom 2030 og 2035 forventer vi 7 TWh ny vindkraft på land, og mellom 2035 og 2040 ytterligere 7 TWh. Denne veksten speiler at det er mye aktivitet rundt etablering av nye prosjekter allerede i dag. Det er knyttet usikkerhet til det eksakte produksjonstallet for ny vindkraftproduksjon, da kjente prosjekter kan falle fra og nye prosjekter kan komme til.

Nord i Norge er det forventet en utbygging av vindkraft i forbindelse med kraft- og industriløftet i Finnmark. I vår basisbane for vindkraft antar vi at det vil komme ny vindkraft tilsvarende ledig nettkapasitet i Finnmark. Vi legger til grunn at det bygges ut 4 TWh ny vindkraft Nord-Norge i løpet av 2030-tallet. I resten av landet antar vi en økning på omtrent 10 TWh i samme periode.

Mellom 2040 og 2050 antar vi en vekst i ny vindkraft på land i Norge på 3 TWh. Så langt fram i tid øker usikkerheten. I tillegg til noe ny vindkraft på land vil mange eldre vindkraftverk nå sin tekniske levetid. Vi antar at mange av de eldre anleggene vil fornyes og opprettholde produksjonen de har i dag. Vi antar at reinvesteringer vil gi noe økt vindkraftproduksjon i eksisterende vindkraftverk. Dette betyr at det kan være en betydelig aktivitet i vindkraftbransjen selv om ikke det kommer på plass mye produksjon i nye områder.

Arealer som skal settes av til utbygging av vindkraft, må etter en lovendring i 2023⁶⁴ behandles etter plan- og bygningsloven. Produksjonsavgift på vindkraft har siden 2022 ført til en inntekt

⁶⁴ [Regjeringen: Vindkraft - planlegging av vindkraft etter plan- og bygningsloven](#)

til vertskommunen. Denne avgiften ble i 2023 oppjustert til 2 øre per kWh, og videre opp til 2,3 øre per kWh i 2024. Grunnrenteskatt for vindkraft ble innført fra 1. januar 2024. Om summen av disse endringene fører til mer eller mindre vindkraft i Norge i de kommende årene er vanskelig å forutsi.

USIKKER VEKST FOR SOLKRAFT

I 2023 ble den installerte solkraftkapasiteten på tak i Norge doblet i løpet av året. Det var stor optimisme for veksten i solkraft, og Stortinget vedtok samme år et mål på 8 TWh i 2030.⁶⁵ Veksten var hovedsakelig drevet av høye kraftpriser, samt at kapasitetsproblemer hadde gitt lange ventetider årene før. I løpet av 2024 falt den årlige veksten i solkraften tilbake på nivået fra 2022, og dette nivået vedvarer sannsynligvis i 2025.

Det er mange faktorer som påvirker utviklingen av solkraftmarkedet i Norge. Selv om prisene på solcellemoduler har falt med rundt 90 prosent mellom 2010 og 2024,⁶⁶ har fallende kraftpriser ført til redusert lønnsomhet. Økt solkraftutbygging i Norge og landene rundt oss bidrar til en kannibaliseringseffekt, som gir lavere oppnådd kraftpris for solkraftverk. Svekkede rammebetingelser, som reduksjon i Enova-tilskudd og strømstøtte for husholdninger har også påvirket økonomien for solkraft på hustak negativt. Resultatet er at etterspørselen etter solkraft på hustak har falt betydelig de siste to årene. I vår analyse har vi lagt til grunn 2,3 TWh solkraft i 2030. På lang sikt er anslaget mer usikkert, og er avhengig av rammebetingelsene som innføres. Regelverk⁶⁷ fra EU kan bidra med insentiver til solkraftutbygging på tak på lang sikt, men det er usikkert om det blir tatt inn i norsk lov.

NVE har økt sin saksbehandlingsskapasitet og har gitt fem konsesjoner så langt i 2025 mot syv vedtak i hele 2024. I 2025 ble det vedtatt endringer i energilovforskriften⁶⁸ som fører til at solkraftanlegg opp til 10 MW behandles etter plan- og bygningsloven fra og med 1. juli 2025. Slike anlegg trenger ikke konsesjon etter energiloven, noe som kan frigjøre saksbehandlingsskapasitet hos NVE slik at flere søknader for større anlegg kan behandles. Saksbehandlingsskapasitet hos kommunene, hvor store konsekvenser solkraftverkene har og begrenset nettkapasitet i deler av landet kan påvirke hvor raskt nye bakkemonterte anlegg kan komme på plass.

NVE har over 3 TWh bakkemonterte solkraftverk til behandling. Flere av disse sakene er ikke utredet eller mangler nettilknytning. Basert på kjente prosjekter i søknadsfasen har vi lagt til grunn 0,3 TWh produksjon fra bakkemonterte solkraftanlegg i Norge mot 2030, men veksten kan også bli høyere enn dette. Veksten mot 2050 er svært usikker. Vi har lagt til grunn totalt 10 TWh for tak -og bakkemontert solkraft.

SUBSIDIERT HAVVIND KAN STÅ KLART PÅ 2030-TALLET

I LA25 har vi lagt til grunn at det bygges ut 9 TWh havvind til 2035 og at det deretter bygges ut ytterligere 1 TWh mot 2040. Mellom 2040 og 2050 antar vi at havvindproduksjonen i Norge øker med 7 TWh. Dette tilsvarer en produksjonskapasitet på 3 600 MW og en samlet produksjon på omtrent 17 TWh i 2050.

I mars 2024 avholdt Norge sin første havvindauksjon, der Sørliche Nordsjø 2 (SN II) fase I på 1500 MW ble auksjonert ut på en tosidig differansekontrakt til en pris på 115 øre/kWh. På

⁶⁵ [Meld. St. 2 \(2022-2023\). Innst. 490 S \(2022-2023\). Vedtak 923](#)

⁶⁶ BloombergNEF: Levelized Cost of Electricity Update 2025

⁶⁷ Blant annet i bygningsenergidirektivet fra 2024 stilles det krav om solkraftanlegg på nye offentlige bygg og næringsbygg over 250 m².

⁶⁸ [Lovdata: Forskrift om endring i forskrift om produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi m.m. \(energilovforskriften\)](#)

Utsira Nord ble det i 2020 åpnet for 1500 MW havvind. Den 19. mai ble det utlyst kvalitativ konkurranse om tildeling av tre prosjektområder på 500 MW hver. Søknadsfristen er 15. september. For Utsira Nord vil tre søkere bli tildelt hvert sitt prosjektområde og få rett til å søke konsesjon om å etablere et vindkraftverk på 500 MW hver. I forbindelse med søknadsprosessen skal det avholdes en konkurranse om statsstøtte hvor det tildeles støtte til ett prosjekt på 500 MW. Stortinget har i statsbudsjettet for 2025 bestemt at den økonomiske rammen for dette skal være 35 milliarder kroner.

Vi antar at de to subsidierte prosjektene på Sørlige Nordsjø 2 fase I og Utsira Nord vil være på nett en gang mellom 2030 og 2035. For SN II fase I har vi lagt til grunn at det bygges ut mellom 1 400 MW og 1 500 MW kraftproduksjon. Av dette vil 1 400 MW bli levert på nettet i Kvinesdal, mens resten vil bli brukt til å dekke tap i nettilknytningen eller til kraftforbruk tilknyttet omformerstasjonen til havs. Vi forventer at SN II fase I og Utsira Nord til sammen vil utgjøre 1 900 MW. Begge havvindprosjektene skal knyttes til prisområde NO2.

Anslaget for havvindutbygging er lavere i årets analyse enn i LA23. Utover havvindprosjektene som er forespeilet støtte, anslår vi at det vil komme noe ny produksjon mot 2040. Det er usikkert hvor mye som vil komme av nye prosjekter, men vi har lagt til grunn en utvidelse på 250 MW på Utsira Nord, samt noe mer produksjon fra ulike testprosjekter.

I LA23 antok vi at 2 800 MW av den totale havvindkapasiteten ville bygges ut med hybride nettforbindelser i prosjektområde Sørlige Nordsjø 2 fase II. I analysen antar vi fortsatt en hybrid nettilknytning mellom Norge og Tyskland, men vi har redusert kapasiteten til 1 400 MW og antatt at anlegget kommer i drift mellom 2040 og 2050. Sørlige Nordsjø II inngår i et større område kalt Sørvest F. NVE mener at Sørvest F kan åpnes for havvind og at det i neste runde kan utlyses ett nytt prosjektområde på 1 500-2 100 MW. Beslutning om utnyttelse av området utover dette bør avventes til et bedre beslutningsgrunnlag om konsekvensene for trekkfugl. Det er ikke besluttet om det skal bygges havvind med hybride nettforbindelser, og eventuelt hvor mye som skal bygges ut slik. I tidligere analyser har vi pekt på at havvind med hybridforbindelser kan oppnå høyere samfunnsøkonomisk lønnsomhet.

Det finnes et stort teknisk potensial for å bygge ut havvind langs kysten i Norge, men det er usikkert hvor mye havvind som vil settes i drift de kommende årene. Havvind i Norge er avhengig av betydelig økonomisk støtte. De fleste av de identifiserte havvindområdene utenfor norskekysten er på havdybder som krever flytende fundamenter. Dette er en teknologi som er mindre moden og derfor dyrere enn bunnfaste fundamenter. De nordiske landene har ulike bunnforhold utenfor kysten. I motsetning til i Norge, er forholdene utenfor Sverige, Finland og Danmark stort sett egnet for bunnfast havvind, og mulige prosjektområder ligger forholdsvis nærme land. Naturgitte forutsetninger og teknologikostnader gjør med andre ord at de norske havvindprosjektene er kostbare i europeisk og nordisk sammenheng.

ØKT VANNKRAFTPRODUKSJON OG EFFEKTUTVIDELSER

Vi framskriver en økning i vannkraftproduksjonen i Norge på 10 TWh fra 137 TWh i 2023 til 147 TWh i 2050. Dette er omtrent det samme som vi la til grunn i LA23.

Fram mot 2050 forventer vi at turbinene i mange norske vannkraftverk skal skiftes ut på grunn av slitasje. Nye vannkraftturbiner har høyere virkningsgrad, og dette gir derfor en produksjonsøkning. Siden forrige analyse har vi nedjustert våre forventninger til økt produksjon som følge av bytte av løpehjul i norske kraftverk fra 3 TWh til 2 TWh fram mot 2050.⁶⁹

⁶⁹ [NVE: Fakta 3/2025: Turbinoppustninger kan øke produksjonen i norske vannkraftverk](#)

Vi har også nedjustert forventet produksjonstap som følge av nye miljørestriksjoner gjennom revisjonsvilkår fram til 2050 fra 1 TWh til 0,5 TWh. Dette skyldes at vi har gjort en ny gjennomgang av gjennomførte vilkårsrevisjoner, og ser at tapt kraftproduksjon i de fleste vassdragene ligger lavere enn det vi anslo i gjennomgangen i 2013.⁷⁰

Med mer uregulerbar kraftproduksjon og større variasjon i kraftpriser, har det blitt mer lønnsomt å investere i økt effekt i eksisterende vannkraftverk. Dette gir mulighet for å produsere mer kraft samtidig, men gir bare en liten økning i kraftproduksjonen. Vi forventer at effektutvidelser og turbinoppgraderinger samlet vil gi 2,5 TWh mer vannkraftproduksjon fram mot 2050, men at økningen i installert effekt kan bli i underkant av 5 GW. Samtidig er det flere pumpekraftprosjekter som er under utvikling og noen som også har blitt konsesjonssøkt. Det er imidlertid knyttet stor usikkerhet til hvor mange pumpe- og effektprosjekter som vil bli gjennomført framover. Dette er avhengig av prisnivå og -variasjon i både spotmarked og reservemarkeder, aksept for naturinngrep i forbindelse med vannkraftutbygging og forutsigbare rammevilkår.

Tilsiget til norske vannkraftverk varierer mye fra år til år, men de siste tiårene har trenden vært en økning i tilsiget.⁷¹ Vi har lagt til grunn at økt tilsig kan gi 3 TWh mer vannkraftproduksjon i 2050 enn i 2023.

VANNKRAFT MOT 2050

Utvidelser og nye kraftverk **+ 5 TWh:**

3 TWh småkraftverk, 1 TWh større kraftverk, (>10 MW), 1 TWh opprusting- og utvidelsesprosjekter (OU).

Bytte av løpehjul og effektutvidelser **+ 2,5 TWh:**

0,5 TWh effektutvidelser, 2 TWh fra bedre virkningsgrad ved opprustning av gamle kraftverk.

Økt produksjon som følge av økt tilsig grunnet klimaendringer **+ 3 TWh.**

Nedgang i produksjon som følge av vilkårsrevisjoner **-0,5 TWh.**

Boks 3-1: Vannkraft mot 2050.

KJERNEKRAFT UTREDES SOM MULIG ENERGIKILDE I NORGE

Kjernekraft blir pekt på som en mulig ny energikilde for å bidra til å møte Norges kommende kraftbehov. Norge har i flere tiår forsket på kjernekraft ved hjelp av fire forskningsreaktorer i Halden og på Kjeller, men det er ikke blitt bygget kommersielle kjernekraftverk. For å utrede mulighetene for kommersiell kjernekraft, ble det i juni 2024 satt ned et utvalg som skal gjennomgå og vurdere ulike sider ved en eventuell framtidig etablering av kjernekraft i Norge.

I langsiktig kraftmarkedsanalyse legger vi vedtatt politikk til grunn for våre framskrivninger. I Norge har det ikke blitt vedtatt planer om å bygge kjernekraft per i dag, men det er sendt inn flere meldinger til Energidepartementet for å kunne søke om å bygge kjernekraftverk. NVE har, sammen med DSA og DSB, fått i oppdrag å utarbeide innstilling til fastsettelse av et helhetlig program for konsekvensutredning av prosjektet som Norsk Kjernekraft AS har meldt i Taftøy Næringspark i Aure kommune i Møre og Romsdal fylke og Heim kommune i Trøndelag fylke.⁷²

⁷⁰ NVE: Rapport 49/2013: Vannkraftkonsesjoner som kan revideres innen 2022

⁷¹ NVE: Rapport 50/2019: Vannkraftverkene i Norge får mer tilsig

⁷² Regjeringen: Oppdrag til direktoratene - utredningsprogram for etablering av kjernekraftverk i Taftøy Næringspark i Aure kommune i Møre og Romsdal fylke og Heim kommune i Trøndelag fylke

Kjernerkraft krever store investeringer i byggefasen, noe som fører til høyere økonomisk risiko for utbygger. I flere europeiske land blir det gitt ulike former for støtte for å redusere risikoen for utbygger. Små modulære kjernerkraftreaktorer (SMR) blir trukket fram som et alternativ til konvensjonelle kjernerkraftreaktorer. Dette er en teknologi som testes ut i ulike deler av verden, men som fortsatt er ansett som umoden.

I våre framskrivninger av kraftproduksjon i Norge mot 2050 er ikke kjernerkraft inkludert i produksjonsmiksen. For at et land skal bygge ut kjernerkraft krever det blant annet kompetanse, etablerte verdikjeder og systemer for håndtering av radioaktivt avfall. I tillegg til dette må det utformes regelverk for konsesjonsprosessen, bygging og drift av kjernerkraftverk. Per i dag er dette bare delvis på plass i Norge. I land der det ikke finnes kjernerkraft fra før, eller det ikke har blitt bygget kjernerkraft på mange år, kan mangel på erfaring og endring i regulering forlenge prosjekteringsfasen og gi forsinkelser. Tidshorizonten for når eventuell kjernerkraft vil kunne være på plass i Norge er derfor svært usikker og en del av begrunnelsen for at vi ikke har antatt kraftproduksjon fra kjernerkraft i løpet av analyseperioden, som strekker seg 25 år fram i tid.

3.3 Kraftnett

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

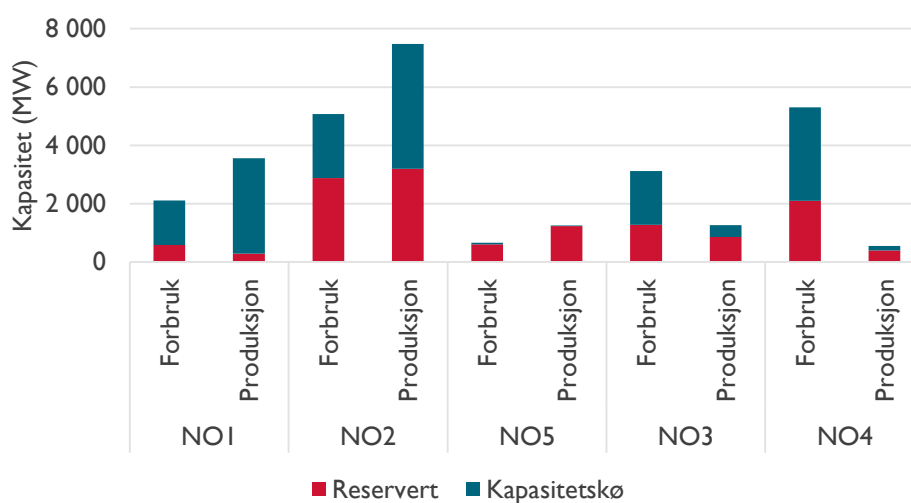
DET ER RESERVERT NETTKAPASITET TIL MANGE PROSJEKTER

Det har de siste årene vært et stort antall aktører som ønsker tilknytning til kraftnettet, både kraftforbruk og -produksjon. Per mars 2025 er det ifølge Statnetts statistikk for tilknytningssaker reservert kapasitet til om lag 8000 MW forbruk i dagens og planlagt nett.⁷³ Samtidig står like mye forbruk i kapasitetskø. Dette er forbruk som er tilstrekkelig modent for å reservere kapasitet, men hvor det er vurdert at det ikke er kapasitet i dagens og planlagt nett.

Omtrent 6700 MW forbruk er planlagt tilknyttet de neste fem årene. Dette tilsvarer i underkant av 50 TWh, dersom vi antar en brukstid på 7000 timer. Det er stor usikkerhet rundt hvor mange av disse prosjektene som vil bli gjennomført i løpet av denne tiden. I vår basisbane har vi lagt til grunn en økning på 21 TWh fra 2023 til 2030. Dette inkluderer de prosjektene vi antar som de mest sikre og som er planlagt fram mot 2030.

Antallet henvendelser om nettkapasitet til produksjon har økt de siste årene etter et opphold i søknader i årene mellom 2019 og 2022. Det siste året har etterspørselen vært større fra produksjon enn fra forbruk. Økningen er spesielt knyttet til solkraft-prosjekter og vannkraftprodusenter som planlegger effektoppgraderinger. Kapasitetskøen for produksjon er størst i NO1 og NO2. I figur 3-4 vises en geografisk inndeling forbruk og produksjon som enten har fått reservert kapasitet eller som står i kø for reservasjon.

⁷³ Nettprosjekter som ifølge Statnett har passert BP0, det vil si at type nettløsning er besluttet, [Statnett: Relevante begreper for tilknytningssaker](#).



Figur 3-4: Geografisk fordeling av kapasitet som er reservert eller står i kø per mars 2025. Kilde: Statnetts statistikk om tilknytningssaker per mars 2025. Statistikken oppdateres manuelt, og mangler i dataen kan forekomme.

OPPGRADERINGER I NETTET FRAM MOT 2050

Det ligger an til store investeringer i nettanlegg i årene framover. For å framskrive utviklingen framover tar vi utgangspunkt i Statnetts områdeplaner, men vi gjør også egne vurderinger av aktuelle tiltak i nettet fram mot 2050. Tiltak som øker kapasiteten mellom prisområdene, er i hovedsak inkludert.

Vi har lagt til grunn at kraftnettet som er framskrevet til 2040, holdes likt i 2050. Vurderingene skal ikke ses som forskuttering av konsesjonsbehandling. Framskrivningen vi gjør for både forbruk, produksjon og netttiltak, er en illustrasjon på en mulig framtidsutvikling, basert på den informasjonen vi har i dag. Ved større modenhet kan planer endres utover i analyseperioden.

Fram mot 2030 er det begrenset med netttiltak som rekkes å bli gjennomført for å redusere flaskehalser internt i Norge. Vi har lagt til grunn en liten økning i overføringskapasitet fra NO3 til NO1 og NO5 som følge av nettoppgraderinger på Vestlandet.

I perioden fram til 2035 har vi lagt til grunn flere nettoppgraderinger som vil øke overføringskapasiteten mellom nord og sør i Norge. Dette inkluderer oppgradering av forbindelsen mellom NO4 og SE2. Kapasiteten mellom NO2 og NO5 øker som følge av nettoppgraderinger mellom Sauda og Sogndal. I tillegg vil en ny ledning mellom Oslo og Sørlandet bidra til økt kapasitet mellom NO1 og NO2.

Fra 2040 legger vi til grunn at det gjennomføres mange prosjekter i Sør-Norge som muliggjør mer overføringskapasitet til Oslo-området gjennom Telemark og Hallingdal. Videre antar vi at det gjennomføres oppgraderinger mellom Trøndelag og Helgeland som vil bidra til økt kapasitet mellom nord og sør i Norge.

DEL 2 - VIRKNINGER PÅ KRAFTMARKEDET

Bilde: Christer Skotland/NVE



4 Kraftmarkedet i Europa

4.1 Prisnivå

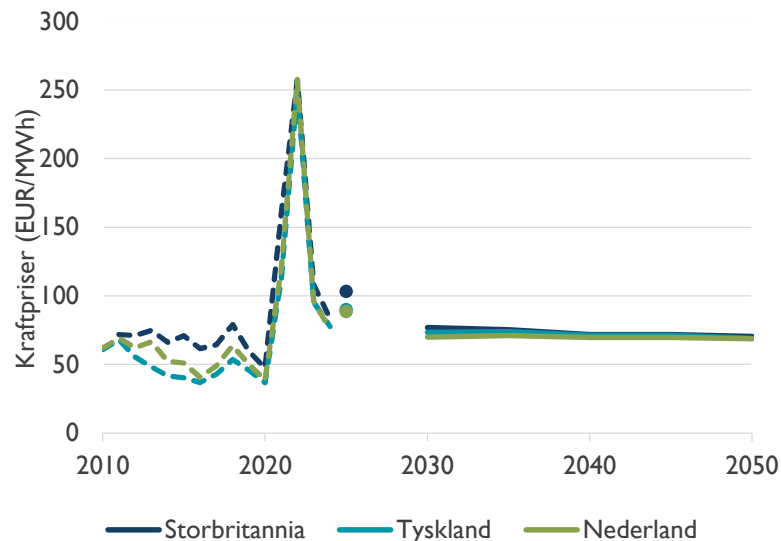
Vi anslår at de gjennomsnittlige kraftprisene vil falle svakt fra 2030 til 2050 i landene vi handler kraft med. I 2030 ligger prisnivået like over 70 EUR/MWh, mens det i 2050 ligger noe under. Sammenlignet med vår forrige analyse (LA23) er prisnivået høyere på lang sikt, men noe lavere i 2030.

KRAFTPRISENE HOS VÅRE HANDELSPARTNERE FALLER FRA DAGENS NIVÅ

Figur 4-1 viser historiske og framskrevne kraftpriser for Tyskland, Storbritannia og Nederland. Kraftprisene har kommet ned fra det høye nivået i 2021 og 2022. I 2024 var gjennomsnittsprisen i Storbritannia 84 EUR/MWh, mens den i Tyskland endte på 77 EUR/MWh. Høye gass- og kvotepriser ved inngangen av året har gitt høyere kraftpriser så langt i 2025.

I vår analyse ligger de gjennomsnittlige årlige kraftprisene mellom 6 og 9 EUR/MWh lavere i 2030 sammenlignet med nivået i 2024. Mellom 2024 og 2030 anslår vi at gassprisen faller med omtrent 10 EUR/MWh og det er en viktig årsak til at vi får lavere kraftpriser fram mot 2030. Gasskraft vil være nødvendig i mange av timene for å dekke forbruket i 2030, og en lavere gasspris bidrar dermed til å trekke ned prisnivået sammenlignet med i 2024. I tillegg vil en høyere fornybarandel som følge av utbygging av mer fornybar kraft bidra til å trekke ned prisene mot 2030.

Fra 2030 faller gjennomsnittsprisene svakt og ender på et nivå like under 70 EUR/MWh i 2050. Fortsatt økt fornybarandel og utfasing av dyr kullkraft trekker prisene nedover. Samtidig stiger kvoteprisen betydelig mot 2050, noe som øker kostnaden ved gasskraft og isolert sett trekker prisnivået opp.



Figur 4-1: Historiske og modellerte priser i utvalgte land. Historiske priser t.o.m. medio juni 2025. 2023-priser.

Sammenlignet med LA23 er prisnivået hos våre handelspartnere i 2030 noe lavere i årets analyse. En viktig grunn til det er at framtidsprisene for utslippskvoter og brensler har falt siden 2023. Siden vi bruker disse markedsprisene for å anslå kvote- og brenselpriser fram mot 2030, er fossil kraftproduksjon i 2030 rimeligere i årets analyse og det bidrar til lavere kraftpriser.

Fordi kraftsystemet er væravhengig, simulerer vi hvordan markedet ville ha oppført seg i ulike værscenarier, det vil si scenarier for tilsig, temperaturer, vind og sol.

Vi simulerer hvert av modellårene 2023, 2030, 2035, 2040 og 2050, gitt været i årene 1991 til 2020. Når vi oppgir års verdier, bruker vi gjennomsnittet av disse 30 værscenariene.

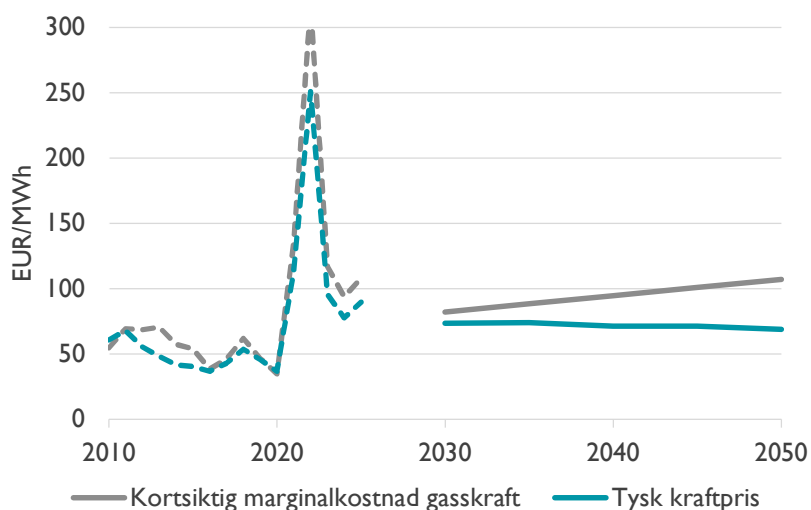
Når vi ser fram mot 2050 er kraftprisene i årets analyse derimot høyere enn i LA23. Svekket lønnsomhet for hydrogen- og havvindprosjekter bidrar til å redusere fornybarandelen i årets analyse. En lavere fornybarandel bidrar til høyere priser, siden termisk produksjon med høyere marginale produksjonskostnader blir prissettende.

GASSKRAFT FORBLIR VIKTIG

Figur 4-2 viser hvordan gjennomsnittlig tysk kraftpris og den kortsiktige marginalkostnaden for gasskraft (kostnaden ved å produsere én ekstra MWh med gasskraft, her også kalt gasskraftkostnaden) utvikler seg i vår analyse. Den gjennomsnittlige tyske kraftprisen ligger på rundt 70 EUR/MWh mellom 2030 og 2050. Gasskraftkostnaden beveger seg fra rett over 80 EUR/MWh i 2030 til 107 EUR/MWh i 2050. Siden vi antar at kvoteprisen øker, mens prisen på gass omtrent er uendret gjennom analyseperioden, er det den økte kvotekostnaden som forklarer økningen i gasskraftkostnaden mellom 2030 og 2050.

De siste årene har den tyske kraftprisen ligget tett på gasskraftkostnaden. Dette skyldes at gasskraftverk ofte er den marginale produksjonsteknologien som trengs for å dekke forbruket. Som figur 4-2 viser, vil den tyske kraftprisen fortsatt ligge tett opp mot gasskraftkostnaden i 2030. Etter 2030 vil andre produksjonsteknologier dekke forbruket i en større andel av tiden, og gasskraft vil sette prisen i et mindre antall timer.

Gasskraftkostnad
inneholder her to
kostnadskomponenter:
brenselkostnad, og en
kvotekostnad som skal
dekke kostnadene for
klimagassutslipp fra
produksjonen.



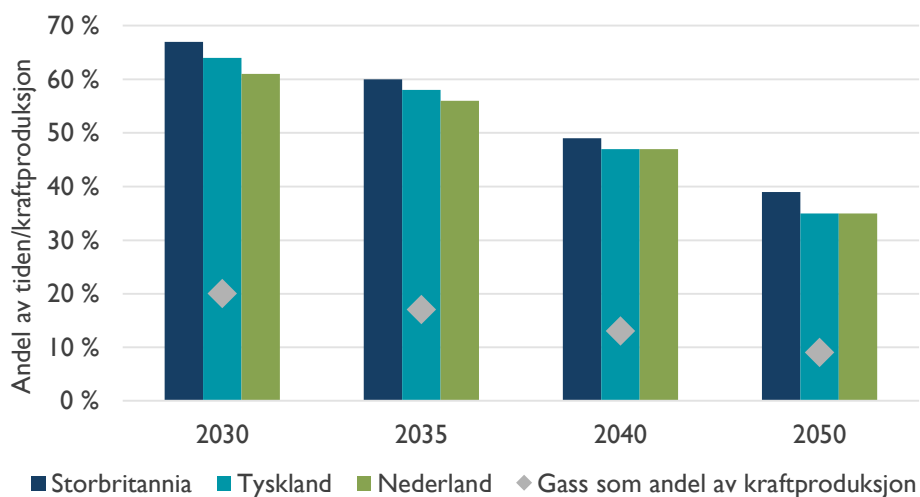
Figur 4-2: Tysk kraftpris og marginalkostnad for gasskraftverk, 50 prosent virkningsgrad. Historiske priser t.o.m. medio juni 2025. 2023-priser.

Figur 4-3 viser hvor stor andel av tiden kraftprisene er høyere enn gasskraftkostnaden til de mest effektive gasskraftverkene i Storbritannia, Tyskland og Nederland. Dette er en indikasjon på hvor viktig gasskraft er som prissettende teknologi i markedet. I tillegg viser figuren gasskraft som andel av total kraftproduksjon for landene vi modellerer samlet sett.

Figur 4-3 viser i likhet med figur 4-2 at gassprisen har stor innvirkning på kraftprisene i 2030. Kraftprisene ligger her over gasskraftkostnaden over 60 prosent av tiden. I 2030 er gasskraftkostnaden på sitt laveste i analyseperioden, og gasskraft utgjør omtrent en femtedel av kraftproduksjonen. Mellom 2030 og 2050 bygges det ut mer fornybar kraftproduksjon samtidig som en stigende kvotepris gjør gasskraft dyrere. Dermed setter gassprisen kraftprisen sjeldnere, i takt med at gasskraft som andel av kraftproduksjonen reduseres. Som vi ser i figur 4-3, vil gassprisen være viktig for prissettingen i omtrent 35 prosent av tiden i 2050, og noe oftere for Storbritannia. Samtidig utgjør gasskraft rundt 10 prosent av kraftproduksjonen i Europa.

Selv om den gjennomsnittlige kraftprisen blir gradvis mindre påvirket av gasskraftkostnadene etter 2030, forventer vi at gasskraft fortsatt vil ha en sentral rolle i det europeiske kraftmarkedet på lang sikt. Framover anslår vi at gasskraft vil være nødvendig for å sikre balansen i et stadig mer væravhengig europeisk kraftsystem. Denne rollen forsterkes av at kullkraft fases ut. I tillegg vil gassprisen ha en priseffekt gjennom utkoblingsprisene til fleksible forbruksteknologier som hydrogenproduksjon og elkjeler. Dette er forbrukskategorier som vi antar blir stadig viktigere for å forstå kraftprisene.

I timene der kraftprisene er lavere enn gasskraftkostnaden er det en rekke teknologier som kan være prissettende. Mellom 2030 og 2050 øker andelen av tiden der prisene er null (se kapittel 4.3). Dette vil typisk være perioder der væravhengig, fornybar kraftproduksjon som sol- og vindkraft er svært høy. I tillegg vil det på produksjonssiden være perioder der kjernekraft, kraftvarmeverk, batterier eller vannkraft er den marginale produksjonsteknologien. På forbrukssiden vokser det også på sikt fram fleksible forbruksteknologier som batterier, elkjeler og fleksible hydrogenprodusenter. Disse har utkoblingspriser som vil være viktige for prissettingen i markedet.



Figur 4-3: Andel av tiden kraftprisene er høyere enn marginalkostnaden for de mest effektive gasskraftverkene, med virkningsgrad 57 prosent, i Storbritannia, Tyskland og Nederland. Modellår 2030, 2035, 2040 og 2050. De grå punktene viser hvor stor andel av kraftproduksjonen som dekkes av gasskraft samlet sett for de 19 landene vi modellerer.

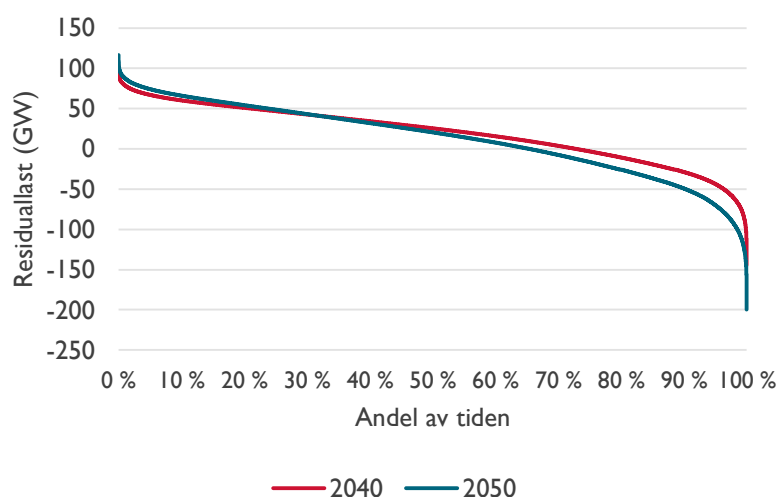
4.2 Store systemendringer i Europa

DET KAN BLI UTFORDRENDE Å HÅNDTERE RESIDUALLASTEN

I vår analyse vil sol- og vindkraftproduksjon dekke store deler av forbruket i mange av årets timer på kontinentet mot 2050. I timene med lav eller ingen produksjon fra disse teknologiene, vil forbruket måtte dekkes av andre produksjonstyper. En metode for å finne ut hvor mye regulerbar kapasitet som vil være nødvendig i et kraftsystem, er å ta utgangspunkt i residuallasten. Residuallasten for hver enkelt time er i vår analyse beregnet som uflexibelt forbruk fratrasket uregulerbar fornybar kraftproduksjon i denne spesifikke timen.

I våre analyser har Tyskland en maksimal residuallast på 104 GW i 2040. Det betyr at Tyskland med våre antakelser vil ha behov for å dekke opptil 104 GW forbruk gjennom fleksibel kraftproduksjon og import. I tilnærmet 30 prosent av tiden er residuallasten negativ. I disse timene er produksjonen fra de fornybare teknologiene større enn det uflexible forbruket. I slike situasjoner vil kraftprisene typisk bli lave eller negative, og fleksibelt forbruk og eksport

av kraft vil øke. I timen med størst overskudd av kraft vil Tyskland ha en negativ residuallast på -144 GW. I 2050 øker intervallet fra høyeste til laveste residuallast. Høyere forbruk bidrar til å øke positiv residuallast til 116 GW, mens den negative residuallasten øker til hele -200 GW. Dersom Tyskland skulle nyttiggjort seg av all kraften i denne timen (og unngått null-priser/negative priser) måtte de ha tilsvarende kapasitet på handelsforbindelser i kombinasjon med fleksibilitetsteknologier. Dersom Tysklands handelspartnere har overskudd av kraft i de samme periodene, vil overskuddet måtte «brukes opp» nasjonalt. I dag har Tyskland en utvekslingskapasitet på vel 25 GW. Vi antar at kapasiteten på rene mellomlandsforbindelser øker til 37 GW til 2050, og at det i tillegg etableres to hybrider som til sammen har en overføringskapasitet på 3,4 GW.



Figur 4-4: Residuallastkurver for Tyskland i modellårene 2040 og 2050.

Selv om residuallasten er negativ i flere timer i det europeiske kraftsystemet, betyr ikke det nødvendigvis at fornybare teknologier utgjør 100 prosent av produksjonen i de aktuelle timene. I Tyskland utgjorde aldri uregulerbar fornybar kraft mer enn 84 prosent av produksjonen i en enkelttime i 2024. I vår analyse vil denne andelen øke, men produksjonen vil aldri bestå kun av vind-, sol- og elvekraft. Det skyldes at noe produksjon er prisuavhengig og at noen teknologier bruker tid for å regulere ned.

MYE MÅ ENDRES SAMTIDIG

I Figur 4-5 vises forbruk og produksjon i landene vi modellerer utenfor Norden gjennom døgnet på en sommerdag og en vinterdag i 2023 og 2050.⁷⁴ Figuren illustrerer den store systemendringen vi ser for oss fram mot 2050. Modellresultatene viser et gjennomsnitt over 30 værår.

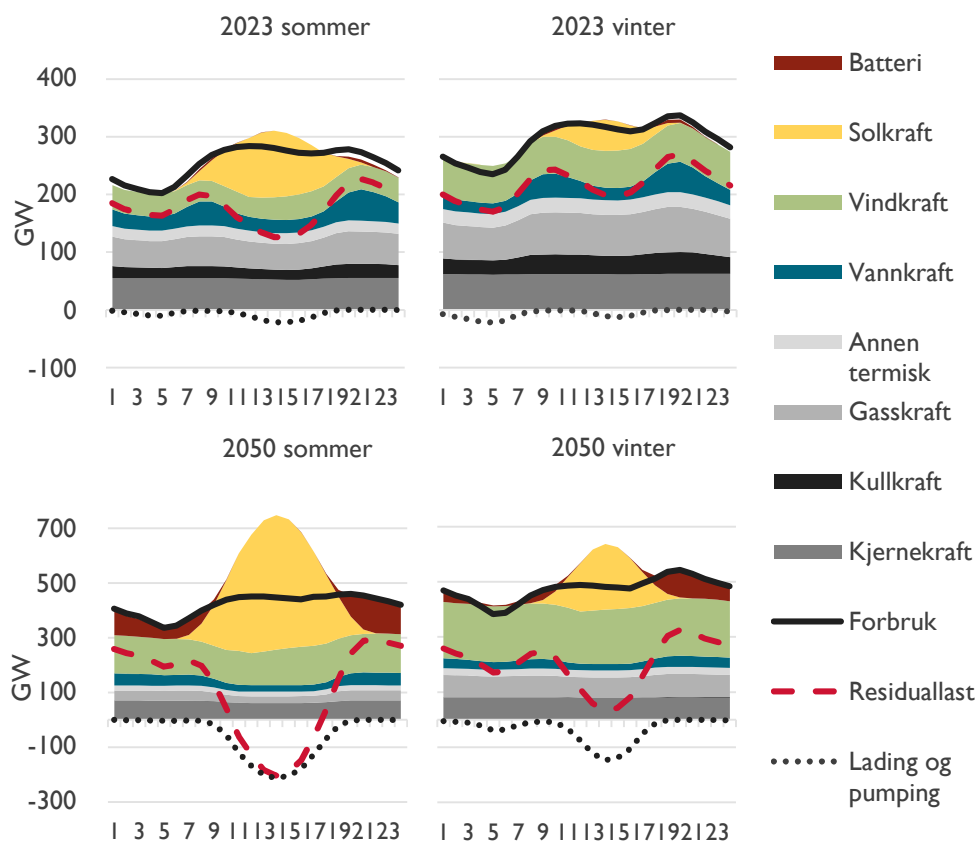
Solkraft er viktig, og blir viktigere som teknologi, også i vinterhalvåret. Batterier og fleksibelt forbruk bidrar mye i timene før soloppgang og etter solnedgang, og fører til at den samlede forbruksprofilen blir flatere over døgnet. Solkraften bidrar til et produksjonsoverskudd på sommerstid allerede i 2023. Denne effekten forsterker seg utover analyseperioden. Produksjonsoverskuddet må enten eksporteres eller avkortes. Residuallasten blir i gjennomsnitt lavere og lavere jo mer uregulerbar kraftproduksjon som fases inn i systemet. I sommersesongen i 2050 er det negativ residuallast i flere timer i snitt over alle dager. At residuallasten på vinterstid i 2050 er svært lav i noen timer midt på dagen, betyr at fornybar

⁷⁴ Sommer: uke 13-39, Vinter: uke 1-12 og 40-52.

kraftproduksjon i stor grad dekker det ufleksible forbruket. Det er derfor lite behov for regulerbar produksjon for å dekke forbruket i disse timene, med våre forutsetninger.

For at en slik omstilling av kraftsystemet skal være mulig, må markedet utvikle seg i takt med endringene i produksjon og forbruk. De seneste endringer i markedsdesign som overgang til 15 minutters tidsoppløsning både i døgn- og intradag-markedet er eksempel på dette. Det gjør det lettere å handle seg inn i balanse før driftstimen for teknologier som er lite regulerbare. Et annet eksempel er innføring av automatisk balansering i regulerkraftmarkedet. En slik automatisering gjør at aktivering av reserver kan skje hyppigere og balansering av systemet skje raskere.

En stor økning i solkraft, vindkraft og batterier vil utfordre systemstabiliteten i kraftsystemet. Disse teknologiene er koblet til kraftsystemet via omformere og kan ikke levere såkalt roterende masse slik større generatorer i vann-, kjerne- og termiske kraftverk kan. Store generatorer evner å yte motstand når det skjer raske endringer i frekvensen ved bortfall av produksjon, forbruk eller nett. Når sol- og vindkraftproduksjonen er høy vil det ikke nødvendigvis være lønnsomt å holde generatorene som leverer roterende masse i drift. Hvordan dette behovet vil sikres i framtiden vil antagelig variere mellom ulike land, men det blir viktig med en kontinuerlig videreutvikling av markeder for balanse- og systemtjenester. Dette for å sikre at investeringer i fleksibilitet blir lønnsomt og at systemkostnadene holdes på et akseptabelt nivå.



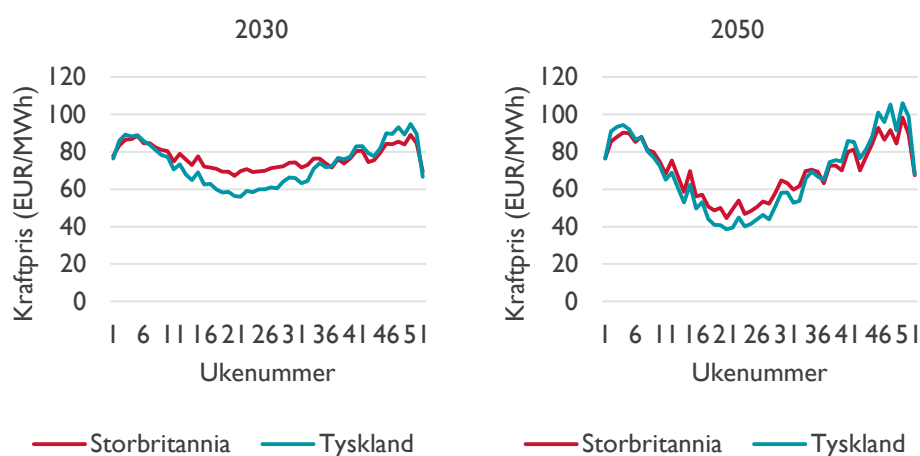
Figur 4-5: Modellerte verdier for produksjon og forbruk gjennom døgnet i landene utenfor Norden, gjennomsnitt over alle dager innenfor sesong, og over 30 værår.

4.3 Prisvariasjon

STØRRE ANDEL SOLKRAFT BIDRAR TIL ØKT SESONGVARIASJON I PRISENE

I vår analyse blir solkraft en stadig viktigere del av kraftsystemet fram mot 2050. Solkraft står i dag for under 10 prosent av kraftproduksjonen i Europa. I 2050 legger vi til grunn at andelen solkraft har økt til 20 prosent. Den store utbyggingen av solkraft gjør at kraftprisene på sommerstid, i enkelte år, blir svært lave. Det bidrar til at prisene på kontinentet får en større variasjon mellom vinter og sommer enn det som har vært tilfelle historisk.

I våre resultater er kraftprisen i Tyskland i 2030 i gjennomsnitt 18 EUR/MWh lavere på sommeren enn på vinteren. I Storbritannia er forskjellen mindre, med en differanse på 9 EUR/MWh. Mellom 2030 og 2050 øker forskjellen mellom sommer- og vinterpriser med over 50 prosent i Tyskland, mens den mer enn dobles i Storbritannia.

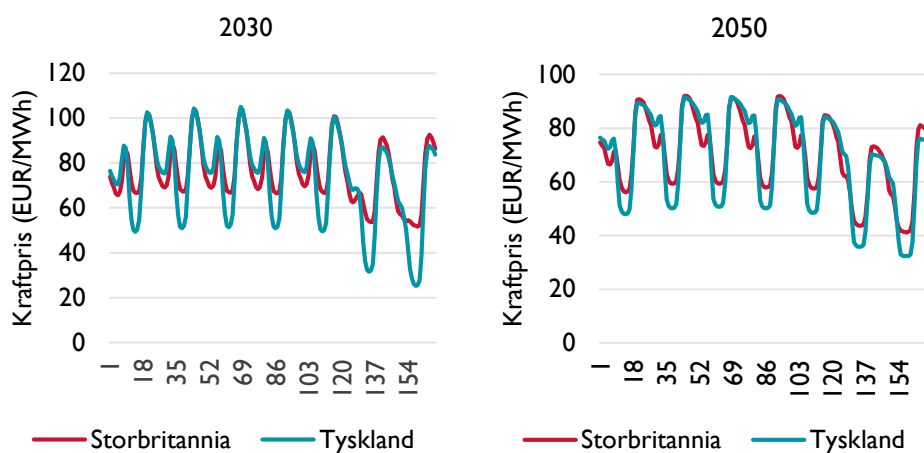


Figur 4-6: Ukepriser i Tyskland og Storbritannia, 2030 og 2050. Gjennomsnitt av 30 værår.

MER SOLKRAFT GIR LAVE PRISER PÅ DAGTID

I dagens kraftmarked observerer vi at kraftprisene på kontinentet varierer mye mellom dag og natt, og mellom perioder med høy og lav uregulerbar kraftproduksjon. Med raskt økende mengde solkraft i det europeiske kraftsystemet, ser vi at kraftprisene på dagtid påvirkes av solkraftproduksjon allerede tidlig på året. Med våre forutsetninger vil gjennomsnittsprisene på dagtid være like lave midt på dagen som på natten allerede i 2030. I 2050 vil prisene i snitt være lavere på dagtid enn om natten. Hvis dette skjer, vil det gi insentiver til å flytte mer forbruk til dagtid når solkraftproduksjonen er høy.

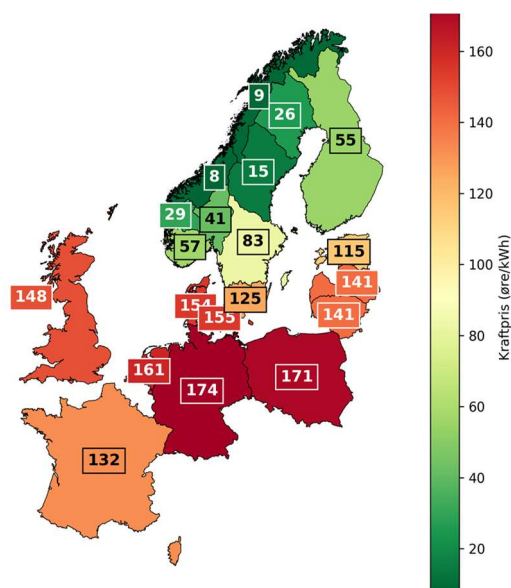
Pristoppene på kveldstid, etter at solkraften har avtatt, reduseres betydelig i løpet av analyseperioden. I dag oppstår slike pristopper fordi termiske kraftverk raskt må oppregulere produksjonen for å kompensere for raskt fallende solkraftproduksjon. I framtiden kan batterier begrense behovet for rask regulering av termiske kraftverk.



Figur 4-7: Gjennomsnittlige timepriser gjennom uken i Tyskland og Storbritannia i 2030 og 2050.

DUNKELFLAUTE GIR PERIODER MED HØYE PRISER

Tyskland hadde ca. 63 GW installert kapasitet med vindkraft på land siste halvår i 2024.⁷⁵ Hvis det hadde blåst hele tiden ville produksjonen vært 10,6 TWh i uka. Slik er det ikke i praksis. I starten av november 2024 var det flere dager på rad svært lite vindkraftproduksjon. Tyskerne betegner slike vindstille perioder «dunkelflaute». Det førte til svært høye kraftpriser, og i snitt gjennom uka hadde Tyskland en pris på 174 øre/kWh, se figur 4-8. Det er nødvendig både for å gi insentiver til forbruksreduksjoner og til at topplastverk skal starte opp. I tillegg må prisene i Tyskland være høyere enn i omkringliggende områder for å få import av kraft de fleste timene.



Figur 4-8: Gjennomsnittlige kraftpriser i uke 45, 2024. Kilde: Syspower.

Utfordringer med vindstille perioder uten sol forsterkes av endringer i produksjonsmiksen mot 2040. I 2040 antar vi at all kull- og lignittproduksjon i Tyskland vil være lagt ned i tråd med politiske mål og utfasingsplan. En stor del av bortfallet vil bli erstattet med uregulerbar produksjon fra sol- og vindkraft. Samtidig venter vi en stor vekst i forbruk.

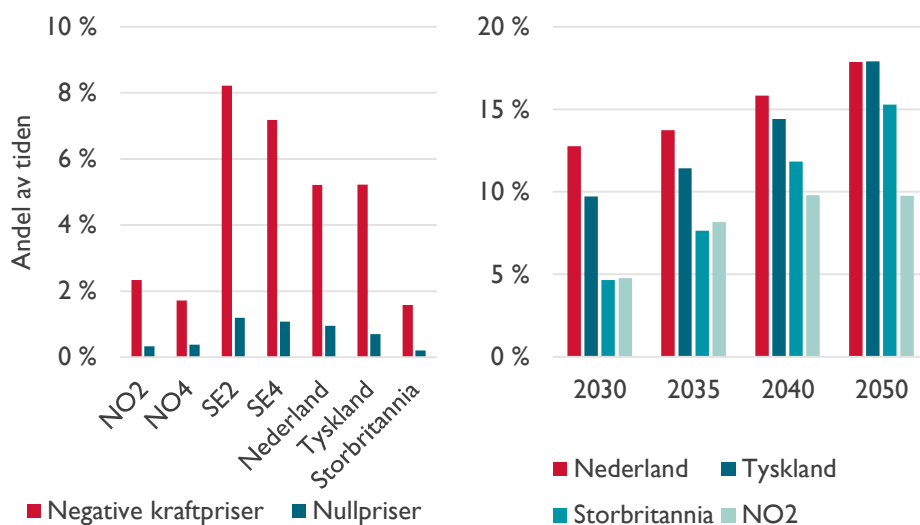
⁷⁵ [Energy-Charts: Installierte Leistung](#)

Det øker behovet for økt importkapasitet og nye regulerbare teknologier både på produksjons- og etterspørselssiden. I de sol- og vindfattige periodene som varer over tid, vil ikke batterier være tilstrekkelig til å avhjelpe situasjonen fordi de har for kort utladningstid.

I vår analyse antar vi at en viktig bidragsyter til ny produksjonskapasitet blir gasskraft. Det er imidlertid usikkert hvor raskt og hvor mye gasskraftkapasitet som kommer. Det er betydelige kostnader knyttet til å ha stor produksjonskapasitet stående for bruk en sjelden gang. En del land i Europa har enten kapasitetsmarkeder eller produksjonsreserver som kan bidra til å sikre tilstrekkelig kapasitet i systemet. I Tyskland planlegges virkemidler for å etablere ny gasskraft, se boks 1-3. Dersom det ikke sikres nok kapasitet vil prisene i perioder med lite vind og sol kunne bli svært høye.

NULLPRISER BLIR MER VANLIG I FRAMTIDEN

En betydelig andel uregulerbar produksjon og begrenset fleksibilitet på forbrukssiden setter preg på kraftprisene allerede i dagens kraftsystem. Figur 4-9 viser at det i 2024 var det null- eller negative priser i ca. 6 prosent av tiden i Tyskland og Nederland, mens nord i Sverige (SE2) var prisene negative eller lik null i 9 prosent av tiden. De fleste timene med negative priser oppsto i sommerhalvåret. Vi forventer at antallet null- og negative priser vil øke i framtiden. Det skyldes antakelsen om en raskere vekst i uregulerbar produksjon enn i fleksibilitetsteknologier. Våre modeller håndterer ikke negative priser. Det betyr at antall nullpriser representerer også timene hvor prisen ville blitt negativ. En konsekvens av dette er blant annet at effekten av kannibalisering blir underestimert i våre analyser.



Figur 4-9: Andel null- og negative priser i utvalgte områder i 2024 (venstre) og andel nullpriser i vår analyse i ulike modellår og områder (høyre). Merk at figurene har ulike y-akser.

FLEKSIBILITETSTEKNOLOGIENE JEVNER UT KRAFTPRISENE

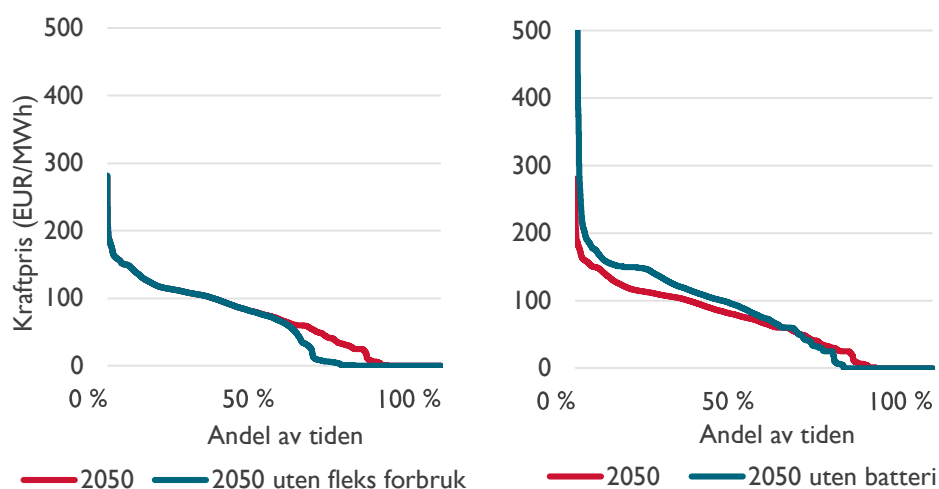
En økende andel variabel produksjon bidrar til at kraftprisene svinger mer framover. Batterier og andre former for fleksibilitet bidrar imidlertid til å dempe noe av prisvariasjonen utover i analyseperioden.

Figur 4-10 viser hvordan de ulike fleksibilitetsteknologiene påvirker prisene i Tyskland i 2050. Figuren til venstre viser effekten av fjerne det fleksible forbruket fra fjernvarmesektoren og hydrogenproduksjon. Figuren til høyre viser effekten av å fjerne all batterikapasitet.

I en **varighetskurve** er alle simulerte timespriser sortert fra høyeste til laveste, noe som gir et bilde på prisdistribusjon.

Analysen viser tydelig hvordan fleksibilitetsteknologiene bidrar til å redusere antall nullpristimer. Effekten er størst i simuleringen uten fleksibelt forbruk fra hydrogen og fjernvarme, der gjennomsnittsprisen i Tyskland blir 10 prosent lavere når denne etterspørselen faller bort.

Vi ser også at batteriene spiller en viktig rolle i andre deler av året, når fornybarproduksjonen er lavere. Mens batteriene bidrar til å heve prisene i rundt 20 prosent av tiden, ser vi at de trekker ned prisen i over 60 prosent av tiden. Spesielt ser vi at batterikapasiteten bidrar til å redusere antall timer med effektknapphet, som typisk kan oppstå i timene rundt solnedgang når solkraften slutter å produsere. I vår analyse ville gjennomsnittsprisen i Tyskland vært 40 prosent høyere i fravær av batterier.



Figur 4-10: Varighetskurver for tyske priser i 2050. Basisbanen sammenlignet med en sensitivitet uten fleksibelt forbruk (venstre) og uten batterier (høyre) Merk: I serien 2050 uten batterier i figuren til høyre er det flere verdier over 500. Aksen ble kuttet for bedre sammenlignbarhet.

5 Kraftpriser i Norge og Norden

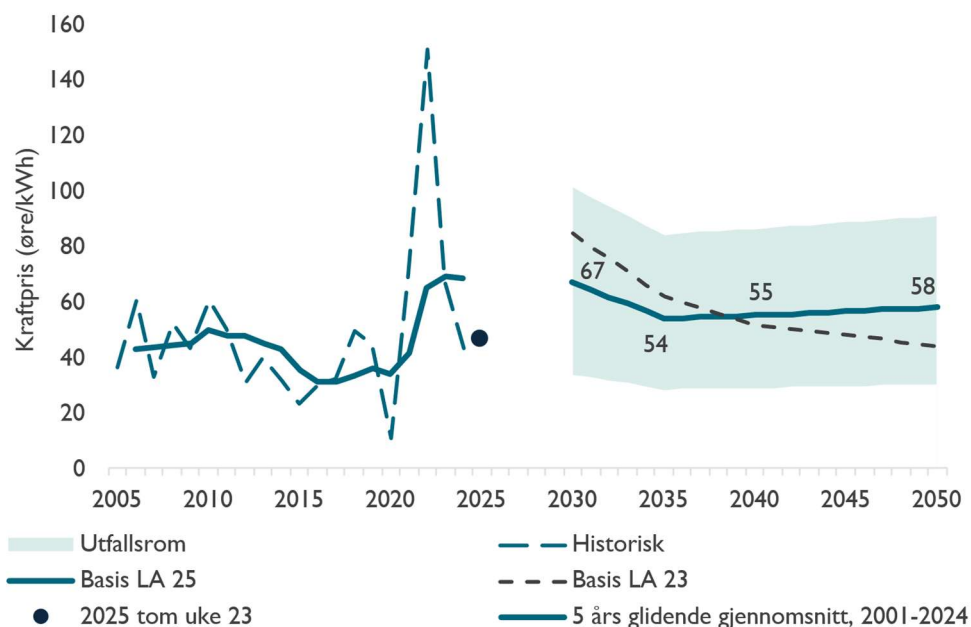
5.1 Prisnivå

Uttrykket **kraftpris** beskriver her simulert, gjennomsnittlig kraftpris over et år basert på 30 ulike værscenarier.

STERK FORBRUKSVEKST BIDRAR TIL Å TREKKE OPP PRISNIVÅET MOT 2030

I løpet av de to siste årene har kraftprisen i Norge falt fra det rekordhøye nivået i 2022 tilbake til mer normale prisnivåer. Fallende priser i Europa og et historisk sterkt kraftoverskudd i Norden bidro til at den gjennomsnittlige norske prisen i 2024 nærmet seg nivået vi har hatt de siste 20 årene.

Fram mot 2030 forventer vi at en høy forbruksvekst reduserer kraftoverskuddet i Norge. En svakere kraftbalanse bidrar til å trekke opp prisnivået i Norge. I 2030 anslår vi en gjennomsnittlig kraftpris på 67 øre/kWh, som vist i figur 5-1. Det er høyere enn det historiske prisnivået, med unntak av 2021 og 2022.



Figur 5-1: Historiske priser og basisscenario med utfallsrom. Framtidige priser er modellerte og viser gjennomsnittlig kraftpris over et år basert på 30 ulike værår. Alle priser i 2023 NOK.

Selv om prisen øker fram mot 2030, er prisanslaget 17 øre/kWh lavere i 2030 enn det vi la til grunn i forrige analyse. Et lavere anslag på europeiske kraftpriser, drevet fram av nedjusterte forventninger til gass og kvoteprisen på mellomlang sikt, reduserer også prisforventningene i Norge. Prisanslaget dras ytterligere ned av at kraftoverskuddet i Norden forventes å være større enn tidligere antatt. Kraftprisen i Norge trekkes da i mindre grad opp mot prisnivået på kontinentet. Motsatt bidrar en svakere kronekurs til å øke prisnivået i analysen. Siden kraftprisene beregnes i euro per MWh før de omgjøres til øre per kWh, har valutakursen en direkte påvirkning på det norske prisnivået. For eksempel er det inflasjonsjusterte anslaget for 2030 i LA23 på 85 øre/kWh. Om vi i stedet hadde lagt til grunn valutakursen i årets analyse, ville det gitt en pris på rundt 96 øre/kWh.⁷⁶

⁷⁶ I årets analyse legger vi til grunn en valutakurs mot euro på 11,4, mens vi i LA23 brukte en valutakurs på 10,1.

ØKT VINDKRAFTPRODUKSJON TREKKER NED PRISNIVÅET PÅ LENGRE SIKT

Etter 2030 forventer vi at det bygges ut mye ny produksjon i Norge, noe som bidrar til at den norske kraftbalansen styrkes mellom 2030 og 2040. Til tross for at de europeiske kraftprisene holder seg på omtrent samme nivå utover i analyseperioden, bidrar et høyere kraftoverskudd til at prisnivået i Norge faller fra 67 øre/kWh i 2030 til 55 øre/kWh i 2040. Ny produksjon fra vindkraft på land og til havs bidrar til å trekke den norske gjennomsnittsprisen ned. Det er fordi Norge vil eksportere kraft i en større andel av tiden, også i timer hvor prisene hos våre handelspartnere er lave.

Mellom 2040 og 2050 øker den gjennomsnittlige norske kraftprisen med 3 øre/kWh. Dette skyldes både at forbruket vokser mer enn produksjonen, men også at mye av den nye kraftproduksjonen som vi antar bygges ut etter 2040 kommer i form av havvind med forbindelse til flere land. Økt handelskapasitet mellom de nordiske landene og kontinentet bidrar til at prisnivået i Norge og Norden kommer noe nærmere prisene i resten av Europa.

PRISNIVÅET KAN ENDRE SEG HVIS UTVIKLINGEN BLIR ANNERLEDES

Kraftprisene i basisbanen er et resultat av forutsetningene vi legger til grunn. For å illustrere usikkerheten som ligger i disse forutsetningene, har vi laget en høy og en lav prisbane der vi endrer på flere sentrale faktorer samtidig. Banene er ment å fange opp et mulig utfallsrom for gjennomsnittlige kraftpriser gitt at flere sentrale forutsetninger trekker prisene i samme retning over et lengre tidsrom. Vi tror ikke at det er stor sannsynlighet for at de alternative banene realiseres, men det er fornuftig å se hvorvidt kraftsystemet er robust overfor slike endringer i forutsetningene og i hvor stor grad kraftprisene påvirkes. De alternative banene bør ikke tolkes som fullverdige scenarioer, siden vi ikke tar fullt høyde for adferdsendringer hos forbrukere og produsenter når prisene endres.

I høy og lav bane analyserer vi effekten av å endre to sentrale faktorer for prisnivået i Norge – prisnivået i Europa og kraftbalansen i Norge. Høy bane representerer en situasjon med økte priser i Europa og en svakere kraftbalanse i Norge. Prisene i Europa øker som følge av høyere gass- og kvotepriser og økt forbruk til hydrogenproduksjon. Siden Norge er tett knyttet opp mot Europa, øker også prisene i Norge. Prisøkningen forsterkes av at kraftbalansen i Norge er svakere enn i basisbanen. Norge er derfor i større grad eksponert mot endringer i prisnivået i Europa. Lav bane representerer en situasjon med lavere priser i Europa og en sterkere kraftbalanse i Norge. Gass- og kvoteprisene er lavere, og forbruket til hydrogenproduksjon i Europa er betydelig redusert. Det gir lavere priser i Norge. Prisnedgangen forsterkes av at kraftbalansen i Norge er sterkere enn i basisbanen.

UTFALLSROMMET FOR SNITTPRISEN ER STORT

Det blå utfallsrommet i figur 5-1 viser spennet for gjennomsnittlig norsk kraftpris i henholdsvis høy og lav bane. Utfallsrommet målt i øre per kWh er størst i 2030 med en forskjell i høy og lav bane på 68 øre/kWh. Utfallsrommet faller noe fram mot 2035, før det igjen øker til om lag 61 øre/kWh i 2050. Som andel av prisen i basisscenarioet øker derimot utfallsrommet svakt gjennom hele analyseperioden og er størst i 2050.

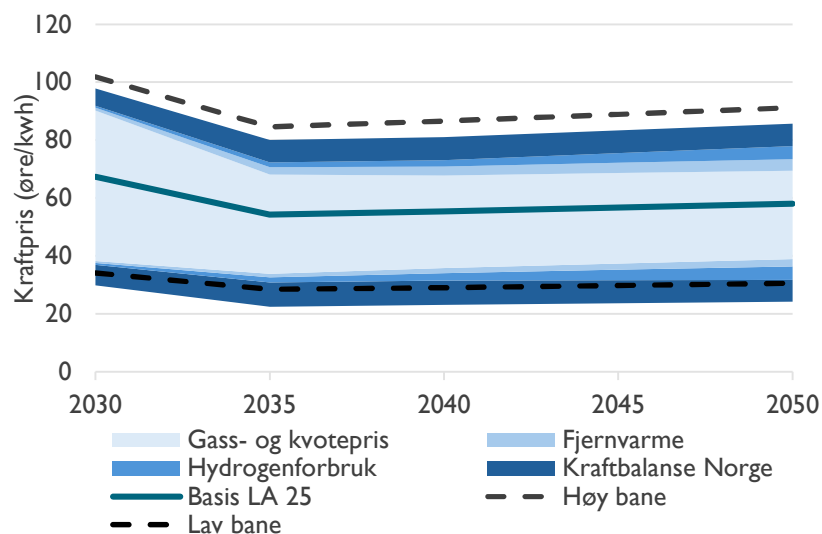
Utfallsrommet er stort og dekker et bredt spekter av mulige årlige snittpriser. I 2050 gir høy bane en pris på 91 øre/kWh, mens lav bane ligger på 31 øre/kWh. Selv om utfallsrommet er betydelig, ligger det lavere enn høyeste anslåtte havvindskostnad i boks 1-2 for 2050. Lav bane ligger nær prisnivået vi opplevde i 2016 og 2017, men er fremdeles godt under den gjennomsnittlige kraftprisen mellom 2005 og 2025.

UTFALLSROMMET PREGES AV UTVIKLINGEN I TO UNDERLIGGENDE TRENDER

Utfallsrommet er relativt stabilt over tid, men det er et resultat av at de underliggende forutsetningene trekker i ulik retning. Mens gass- og kvotepriser spiller en stadig mindre rolle

for kraftprisen, blir fjernvarme og hydrogen en stadig viktigere del av usikkerhetsbildet. Dette er illustrert i figur 5-2 som viser hvordan endringer i de forskjellige forutsetningene er med på å forklare utfallsrommet.

Det lyseste området av utfallsrommet viser effekten av å bare endre på gass- og kvotepriser (inkludert utkoblingspriser for hydrogen). Det tegner et bilde av at gass- og kvotepriser får gradvis mindre betydning for usikkerheten i kraftprisen fram mot 2050. En økende andel fornybar produksjon er den viktigste årsaken til den fallende trenden. Figur 5-2 viser samtidig at gass- og kvotepriser forblir en vesentlig usikkerhetsfaktor – også i 2050.



Figur 5-2: Dekomponering av utfallsrommet. Viser isolerte effekten på kraftpris av at hver enkelt faktor i høy og lav bane endres. Enkeltkomponentene summerer ikke opp til høy og lav bane siden det også er samspillseffekter mellom faktorene når alle endres samtidig.

Sterk vekst i fjernvarme og forbruk til hydrogenproduksjon i Europa bidrar til å øke utfallsrommet over tid. Vi tar først utgangspunkt i basisscenarioet og ser på den isolerte effekten av å endre utkoblingsprisen på fjernvarme. Vi gjør en lignende øvelse for forbruket til hydrogen, der vi legger til og trekker fra forbruket til hydrogen i Europa i henholdsvis høy og lav bane. De to usikkerhetsfaktorene bidrar i stor grad til å demme opp for at betydningen av gass- og kvotepriser faller gjennom analyseperioden. Forbruket til hydrogen vokser raskt mot slutten av analyseperioden og usikkerheten rundt dette forbruket blir særlig viktig.

Den isolerte effekten av endringer i kraftbalansen i Norge viser at kraftbalansen først og fremst utvider utfallsrommet i alle år. I gjennomsnitt bidrar endringer i kraftbalansen med å utvide utfallsrommet med om lag 15 øre/kWh.

STERKE SAMSPILLEFFEKTER

Det er betydelige samspillseffekter mellom prisdriverne vi ser på. Det forklarer hvorfor de isolerte effektene i figur 5-2 ikke summerer opp til høy og lav bane. For eksempel er effekten av å endre gass- og kvotepriser sterkest i lav bane dersom vi kun ser på den isolerte effekten. En viktig årsak til at prisoppgangen blir mindre i høy bane, er at noe forbruk kobler ut når prisene øker. Dersom man i tillegg tar høyde for at kraftbalansen svekkes i høy bane og styrkes i lav bane, er imidlertid effekten av endringer i gass- og kvotepriser ganske lik i begge tilfeller. Om noe, gir høy bane litt større priseffekt. Det er derfor viktig å analysere effekten av endringer i flere prisdrivere samtidig for å få et klarere bilde av den samlede usikkerheten.

NÆRMERE BESKRIVELSE AV FORUTSETNINGENE I HØY OG LAV BANE

I vår analyse representerer høy bane en situasjon med økte priser i Europa og en svakere kraftbalanse i Norge, mens lav bane representerer en situasjon med lavere priser i Europa og en sterkere kraftbalanse i Norge.

Felles for faktorene vi velger å analysere er at de er viktige for prisnivået og at de er forbundet med betydelig usikkerhet. I likhet med tidligere langsiktige kraftmarkedsanalyser studerer vi effekten av endringer i gass- og kvotepriser, inklusive endringer i utkoblingspriser for fleksibel hydrogenproduksjon. I lys av at termisk produksjon blir prissettende i en stadig mindre del av tiden fram mot 2050 og at nye former for usikkerhet vokser fram, er det samtidig fornuftig at usikkerheten i andre sentrale drivere også fanges opp.

Følgende nye drivere er med i analysen av høy og lav bane:

1. Fjernvarme i Europa: Elkjeler i fjernvarme spiller en stadig større rolle for framtidens kraftsystem og kraftpris. Vi antar at endringer i gass- og kvotepriser også slår ut i utkoblingsprisen for elkjeler i Europa.
2. Hydrogenforbruk i Europa: Hydrogenforbruket påvirker prisnivået i stadig større grad framover, men det er særlig stor usikkerhet knyttet til volumet av hydrogenforbruk fram mot 2050.
3. Kraftbalansen i Norge: Kraftbalansen i Norge spiller en viktig rolle for hvor nærme norske priser vil ligge prisene på kontinentet.

I høy bane øker gass- og kvoteprisen med 50 prosent sammenlignet med basisscenarioet og det øker utkoblingsprisene for fleksibel hydrogenproduksjon og fjernvarme. Videre antar vi at forbruk til hydrogenproduksjon i Europa øker med 50 prosent og at kraftforbruket i Norge økes med 5 prosent for å ta høyde for en svakere kraftbalanse i Norge. I lav bane reduseres faktorene med tilsvarende størrelser.

I tidligere analyser har vi også analysert effekten av endringer i kullprisen. Siden kull fases ut gjennom analyseperioden og blir stadig mindre sentral, har vi i stedet tatt inn andre faktorer som spiller en større rolle for framtidens kraftsystem og kraftpriser.

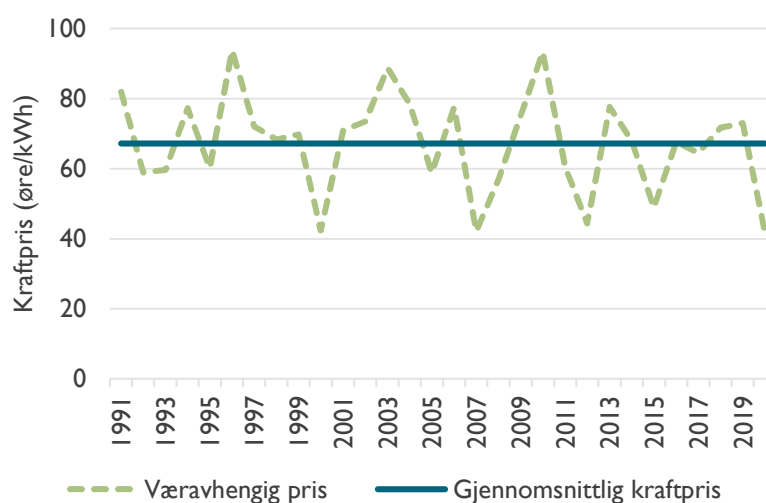
Boks 5-1: Høy og lav bane.

5.2 Prisvariasjon

VÆRET HAR STOR BETYDNING FOR PRISNIVÅET I NORGE FRA ÅR TIL ÅR

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 på forbrukssiden. En stor del av det norske kraftforbruket er temperaturavhengig, ettersom oppvarming av bygg i hovedsak skjer i form av elektrisitet. Samtidig har vi et vannkraftdominert produksjonsapparat, der tilsiget varierer mye fra år til år. Selv om vi er velsignet med mange store vannmagasiner i Norge, er ikke lagringskapasiteten høy nok til å jevne ut de store svingningene i tilsiget.

Figur 5-3 illustrerer hvordan værvariasjoner slår ut i årlige gjennomsnittspriser. I det tørreste året (1996) blir gjennomsnittsprisen i Norge i 2030 nesten 100 øre/kWh, mens prisen faller ned mot 40 øre/kWh i det våteste året (2020). Tilsiget som kommer i løpet av det våteste året er nesten dobbelt så høyt som i det tørreste året i vår referanseperiode.



Figur 5-3: Gjennomsnittlig norsk kraftpris i 2030. Den stiplede linjen viser gjennomsnittsprisen for de ulike værsenarioene, basert på de historiske årene 1991-2020. Den heltrukne linjen viser gjennomsnittlig kraftpris i 2030, som snitt over alle værsenarioer.

NORGE ER MER EKSPONERT FOR EUROPEISKE PRISER I TØRRE ÅR

Prisdannelsen i Norge henger tett sammen med hvordan vannkraftprodusentene verdsetter vannet i magasinene. Selv om vannet som renner inn i magasinet er gratis, har ressursen en «alternativkostnad» fordi vannkraftprodusenten kan velge mellom å produsere i dag eller spare vannet til et senere tidspunkt. Hva som lønner seg, avhenger av hvordan tilbud og etterspørsel i resten av systemet utvikler seg framover. Fordi det er vanskelig å spå hvordan været, og dermed ressurstilgangen, vil bli i framtiden må aktørene vekte inn denne usikkerheten når de verdsetter vannet i magasinene.

Dersom produsentene forventer at det vil være større knapphet og høyere kraftpriser i framtiden, vil verdien av å lagre vannet framstå som høy. Motsatt vil produsenten sette en lavere verdi på vannet hvis det er høy sannsynligheten for at magasinene kan bli fulle og at vannet går tapt.

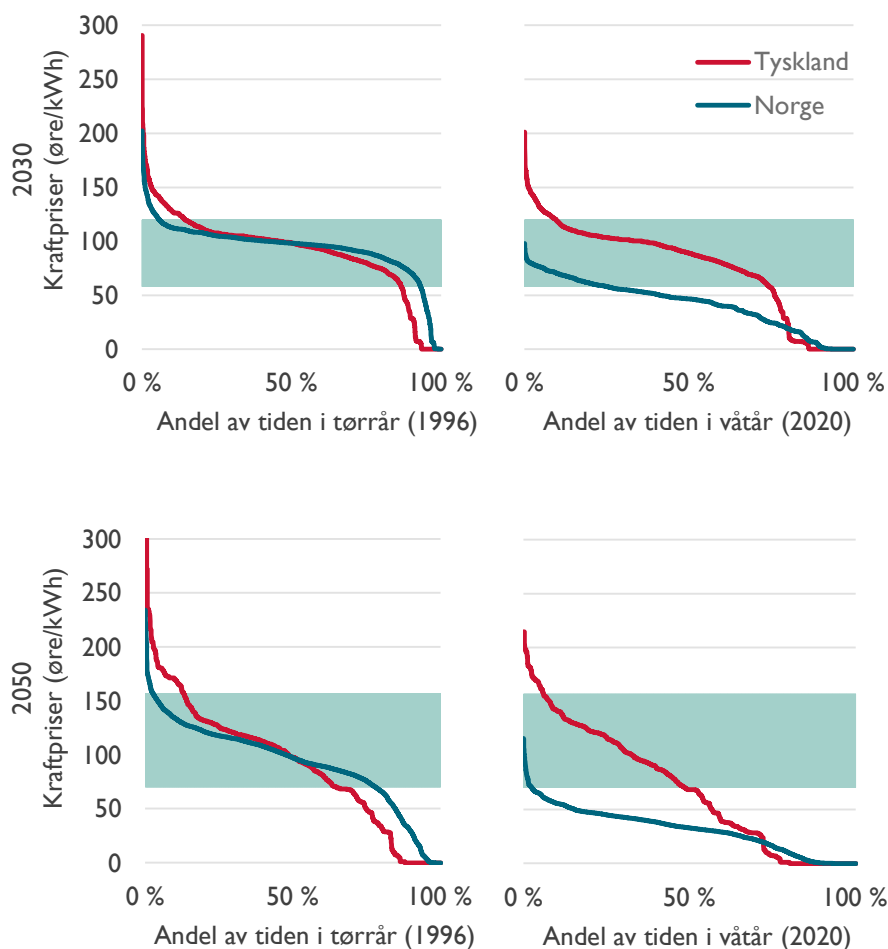
Dersom Norge har et underskudd eller overskudd av kraft, vil dette kunne balanseres ut gjennom handel med våre naboland. Et viktig referansepunkt for å verdsette vannet i magasinene er derfor prisen på den regulerbare produksjonskapasiteten hos våre handelspartnere. I simuleringene kommer dette til uttrykk ved at kostnadene til termisk kraftproduksjon danner et øvre referansepunkt for de norske kraftprisene. I år med lite tilsig ligger prisen i Norge tett på dette nivået i en stor andel av tiden.

Dette er synlig i figur 5-4 som viser varighetskurver for kraftprisen i Sørvest-Norge (NO2) og Tyskland i et tørrår og i et våtår i henholdsvis 2030 og 2050. Det grønne arealet viser utfallsrommet for marginalkostnadene til gasskraft. Som en kan se i figuren nederst til venstre ligger kraftprisen i både Tyskland og Sørvest-Norge (NO2) innenfor eller over utfallsrommet i nesten 50 prosent av tiden i det tørre scenarioet i 2050. Dette reflekterer at gasskraften fremdeles spiller en viktig rolle for å balansere kraftsystemet på lang sikt. Figurene til høyre viser hvordan den norske prisen faller og er mer frakoblet prisnivået i Tyskland i våte år. Når tilsiget i Norge er høyt, vil risikoen for fulle magasiner veie tyngre, noe som trekker ned de norske prisene.

I våre simuleringer er korrelasjonen mellom den norske og den tyske prisen godt over 80 prosent i tørråret i både 2030 og 2050. I våtåret er korrelasjonen henholdsvis 40 og 65 prosent. Høyere korrelasjon mellom tyske og norske priser utover i analyseperioden skyldes både mer vindkraft og økt handelskapasitet. Mer vindkraftproduksjon i Norden gjør at

ressurstilgangen samvarierer mer med produksjonen i Tyskland. Økt handelskapasitet bidrar til en tettere kobling mellom prisene i Norden og våre europeiske handelspartnere.

Uavhengig av værår ser vi at prisvariasjonen i Tyskland er større enn i Norge. I både tørråret og våtåret går prisene i Tyskland høyere enn de norske i de knappeste timene og lavere i timene med høy variabel produksjon. Det reflekterer den norske vannkraftens evne til å jevne ut prisene ved å holde tilbake i overskuddssituasjoner og produsere mer i underskuddssituasjoner, selv i år med lite vann i magasinene.



Figur 5-4: Varighetskurver for tyske og norske timepriser i typiske tørrår og våtår i 2030 og 2050, øre/kWh. Det grønne arealet representerer marginalkostnad for gasskraftproduksjon ved varierende virkningsgrad.

EN STERK KRAFTBALANSE GJØR OSS MINDRE EKSPONERT FOR PRISENE UTE

På samme måte som tørrår og våtår, vil den underliggende kraftbalansen i Norge ha stor betydning for samvariasjonen mellom norske og europeiske kraftpriser.

Når den underliggende kraftbalansen er sterk, vil vi oftere havne i en situasjon der vannkraftprodusentene må prise seg lavere enn annen regulerbar produksjonskapasitet for å unngå at magasinene blir fulle og vannet går tapt. I en slik situasjon vil variasjonene i tilsiget gi større utslag på kraftprisen fra år til år.

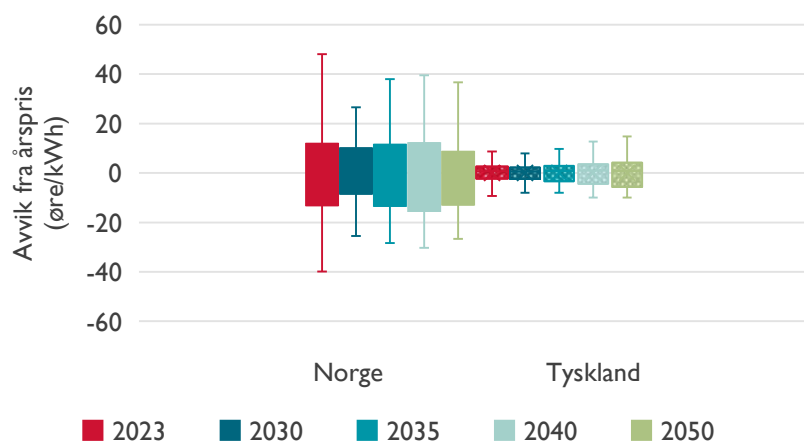
Når den underliggende kraftbalansen i Norge er svak, vil vi oftere havne i en situasjon der vannkraftproduksjonen ikke er nok til å dekke både innenlandsk forbruk og etterspørsel fra andre land via utenlandsforbindelsene. I en slik situasjon vil prisen i Norge i mange av værscenariene være tett koblet til marginalkostnaden for gasskraft.

Den underliggende kraftbalanse refererer til årsproduksjon minus årsforbruk i et normalår. Normalår betyr at tallene er korrigert for variasjon i vær mellom ulike år, og referanseperioden er 1991-2020.

KRAFTPRISENE I EUROPA SVINGER MINDRE FRA ÅR TIL ÅR ENN DE NORSKE

Til tross for at det europeiske kraftsystemet blir stadig mer væravhengig, svinger kraftprisen i Norge mer fra år til år enn på kontinentet. Grunnen til dette er at sol- og vindressursene varierer mindre på årlig basis enn det tilsigtes til vannkraften gjør. Selv om værårsvariasjonen hos våre handelspartnere øker utover i analyseperioden, er det fremdeles variasjonene i tilsigtes som er viktigst for svingningene i de norske kraftprisene fra år til år.

Figur 5-5 viser utfallsrommet for gjennomsnittlig årspris over de 30 værscenariene i hhv. Norge og Tyskland. Som vi kan se øker utfallsrommet i Tyskland i takt med at fornybarandelen i systemet går opp. Variasjonene fra år til år er likevel betydelig mindre enn det vi er vant til her hjemme. I Norge ser vi at værårsvariasjonen er høyest i 2023 og lavest i 2030. Dette henger både sammen med at prisen på termisk kraftproduksjon er høyere i modellåret 2023, men også at den underliggende kraftbalansen i Norge faller mye fra 2023 til 2030. Høyere pris på gass- og kvotepriser, kombinert med at kraftbalansen styrker seg igjen fører til at værvariasjon øker igjen etter 2030.



Figur 5-5: Utfallsrom for gjennomsnittlig årspris for 30 værår i Norge (til venstre) og Tyskland (til høyre) for ulike modellår.

Flere forhold kan gjøre at prisvariasjonen blir større i virkeligheten enn det vi fanger opp i vår analyse. Blant annet modellerer vi ikke virkningen av mer eller mindre uventede situasjoner, som feilhendelser i overføringsnett og produksjonsapparat. Slike situasjoner ser vi at kan ha stor betydning for kraftpriser og flyt i virkeligheten.

En annen forutsetning som demper værårsvariasjonen, er at vi har lik gasspris i alle værscenariene. I virkeligheten ser vi at værforholdene skaper en prisdynamikk knyttet til fylling av gasslagrene før vinteren. Har det vært en vinter med stort behov for oppvarming eller lite vindkraftproduksjon er det behov for mer import av LNG. Dette kan gi økte priser avhengig av tilgangen til LNG på verdensmarkedet.

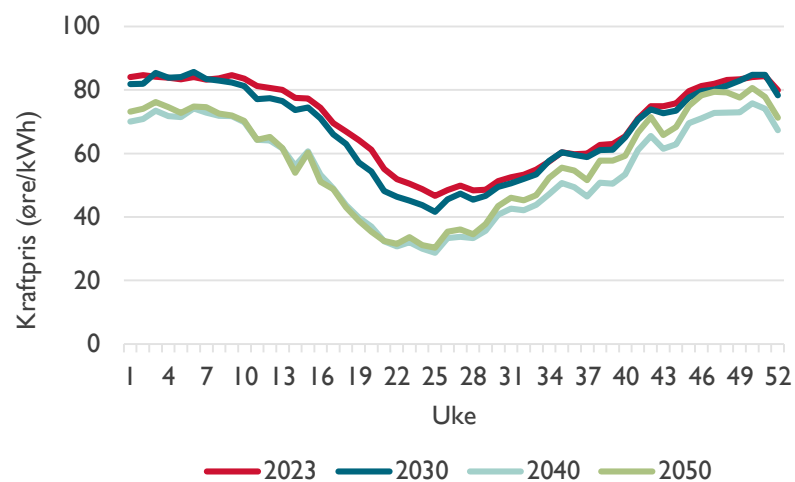
SOLKRAFT FORSTERKER SESONGVARIASJONENE I NORGE

Vi har tidligere vist hvordan den store utbyggingen av solkraft bidrar til at kraftprisene på kontinentet får et mer utpreget sesongmønster enn tidligere. I Norge er vi vant til at kraftprisene varierer over året, i takt med sesongvariasjonen i tilsigtes.

Når snøen smelter gjennom våren og sommeren fylles magasinene opp, samtidig som den uregulerbare vannkraften produserer for fullt. Rikelig tilgang på kraft, kombinert med lav etterspørsel, gjør at de norske kraftprisene ofte faller om våren og sommeren. Et resultat av dette er at Norge typisk har hatt høy nettoeksport i sommerhalvåret.

Sesongprofilen i tilsiget sammenfaller i stor grad med sesongprofilen til solkraften. I takt med at det har blitt bygget ut stadig mer solkraft på kontinentet har vi sett at det kan oppstå store kraftoverskudd på våren og sommeren. Der Norge tidligere har kunnet eksportere ut et kraftoverskudd i forbindelse med snøsmeltingen, har solkraften blitt en konkurrent til norsk vannkraft.

Figur 5-6 viser hvordan sesongprofilen i de norske kraftprisene utvikler seg utover i analyseperioden. Som en kan se øker sesongvariasjonen i Norge, noe som henger sammen med at solkraftkapasiteten vokser i Norden og Europa. Det at prisene hos våre handelspartnere svinger mer over året bidrar til å forsterke sesongmønsteret i de norske kraftprisene.

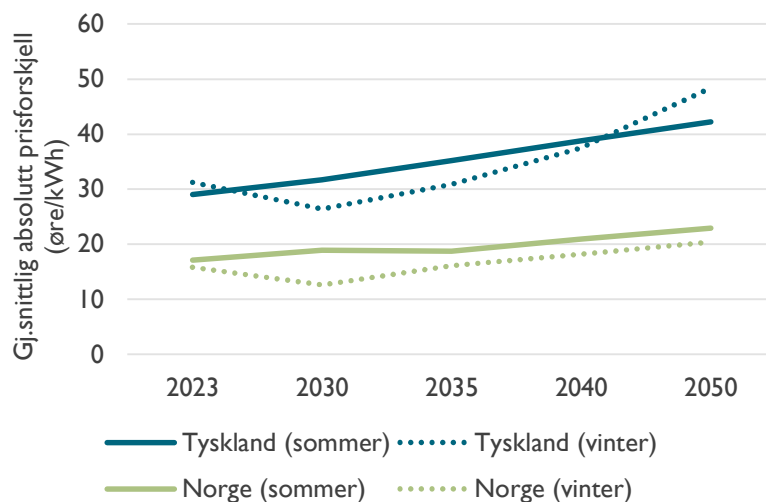


Figur 5-6: Gjennomsnittlige ukepriser i Norge over 30 værscenarier (1991-2020) i alle modellår.

PRISENE SVINGER MER BÅDE SOMMER OG VINTER

Vår analyse viser at prisene kommer til å svinge mer framover, både sommer og vinter. Generelt ser vi at prisvariasjonen i vindkraftdominerte områder typisk er høy på vinterstid, mens prisen svinger mer om sommeren i områder med mye sol og vannkraft. Dette henger sammen med ressurstilgangen til de ulike teknologiene.

Figur 5-7 illustrerer hvor mye timeprisene svinger innad i sesongene i henholdsvis Norge og i Tyskland. En høyere andel variabel produksjon bidrar til at prisene oftere skifter fra høy til lav innenfor en uke eller måned utover i analyseperioden. I våre simuleringer ser vi at variasjonen øker mer på vinterstid enn sommerstid. Dette skyldes blant annet at det kommer inn en stor andel batterier som effektivt jevner ut kortsiktige svingninger i produksjon. Slike svingninger oppstår hyppigere i sommerhalvåret når solen produserer mest. Samtidig øker marginalkostnaden for gass utover i analyseperioden, noe som har større betydning for prisvariasjonen på vinterstid fordi gasskraft oftere setter prisen i denne perioden.



Figur 5-7: Gjennomsnittlig absolutt prisforskjell mellom prisen i en enkelttime og snittprisen over alle timer i den respektive sesong.

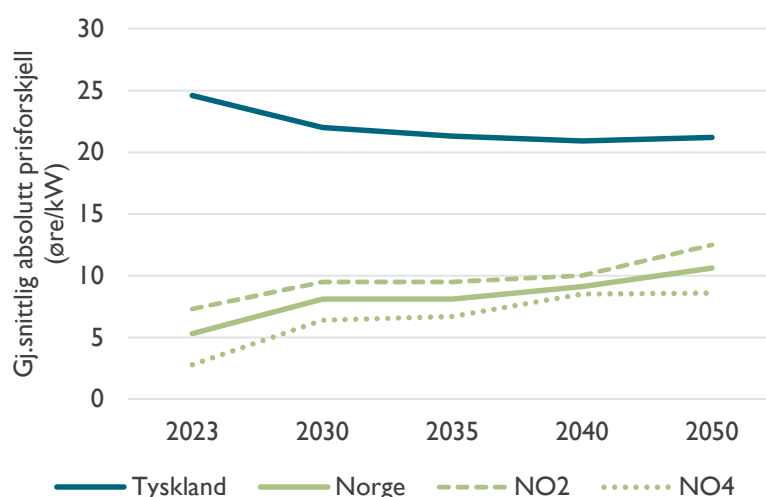
DØGNVARIASJONEN I NORSKE KRAFTPRISER ØKER FRAMOVER

Nivået på kvote- og brenselspriser er viktig for hvor mye kraftprisene kan svinge fra en time til en annen. Når marginalkostnaden på termisk produksjon er høy vil prisen gjøre et stort hopp fra en time der variabel produksjon dekker etterspørselen, til en time der det er nødvendig å sette i gang termiske kraftverk for å dekke forbruket. En viktig forklaring på at prisvariasjonen i det norske og europeiske kraftmarkedet har økt betydelig de siste årene er med andre ord ikke bare framveksten av variabel produksjon, men også at prisen på gass og utslippskvoter har ligget betydelig høyere enn historisk.

Norge har tradisjonelt hatt mindre variasjon innad i døgnet enn det som har vært tilfelle på kontinentet. Dette skyldes fleksibiliteten i det norske kraftsystemet, der vannkraften tilpasser seg behovet og jevner ut prissvingningene fra time til time. Framover forventer vi at den kortsiktige prisvariasjonen i Norge vil øke. Både fordi det blir et stadig høyere innslag av variabel produksjon i det nordiske systemet, men også fordi utvekslingskapasiteten mot kontinentet øker. Dette trekker oss nærmere prisvariasjonen i utlandet.

Figur 5-8 viser den gjennomsnittlige absolutte prisforskjellen mellom prisen i en enkelttime og snittprisen for det tilhørende døgnet. Som vi kan se varierer prisene i Norge mindre innad i døgnet enn det den gjør i Tyskland. Vi ser også at prisen varierer mer i Sørvest-Norge (NO2) enn i Nord-Norge (NO4), noe som henger sammen med at områdene i nord er mindre eksponert for prisene på kontinentet.

I motsetning til Norge, ser vi at den kortsiktige prisvariasjonen i Tyskland faller utover i analyseperioden. Dette henger sammen med at batterikapasiteten i systemet vokser. På samme måte som vannkraften, bidrar batterier til å senke pristoppene og heve bunnene ved å tilpasse lading og utlading til prisene i markedet. Det at prisvariasjonen fra time til time faller etter 2030, til tross for at prisen på gass- og utslippskvoter går opp, reflekter batterienes evne til å dempe prissvingninger innenfor korte tidshorisonter.



Figur 5-8: Gjennomsnittlig absolutt prisforskjell mellom prisen i en enkelttime og snittprisen for det tilhørende døgnet for alle modellårene.

5.3 Regionale prisforskjeller

STORE PRISFORSKJELLER MELLOM NORD OG SØR

De siste årene har det vært store prisforskjeller mellom de nordlige og de sørlige prisområdene i Norden. Et høyt kraftoverskudd i de nordlige prisområdene (NO4, SE1 og SE2), gjør at det transporteres store mengder kraft sørover til områder med høyere forbruk. Økt handelskapasitet mellom de nordiske landene og Europa har forsterket dette flytmønsteret. Samtidig er det begrenset med overføringskapasitet fra nord til sør i Norden. Dette har gitt utslag i betydelige prisforskjeller.

I oktober 2024 ble det innført en ny metode for å beregne overføringskapasiteter i Norden, en endring som skal gjøre det mulig å utnytte overføringsnettene bedre (se boks 2-1). De nordiske systemoperatørene har rapportert at flyten mellom nord og sør har vært høyere denne vinteren, sammenlignet med de to foregående vintrene.⁷⁷ Både i gjennomsnitt og i timen med maksimal flyt. Hvorvidt dette er en vedvarende trend, er for tidlig å slå fast. Etter at den nye metoden ble innført har den hydrologiske balansen vært unormal sterk både i Midt-Norge (NO3), Nord-Norge (NO4) og Nord-Sverige (SE1 og SE2). Dette har gitt store prisforskjeller mellom nord og sør, til tross for at kraftflyten ut av området har gått opp.

PRISFORSKJELLENE MELLOM SØR OG NORD BLIR MINDRE

I vår analyse ser vi at prisforskjellene mellom sør og nord i Norden blir mindre. Dette skyldes både at det bygges ut mer transmisjonsnett, men også at kraftoverskuddet i de nordlige områdene faller som følge av høy forbruksvekst.

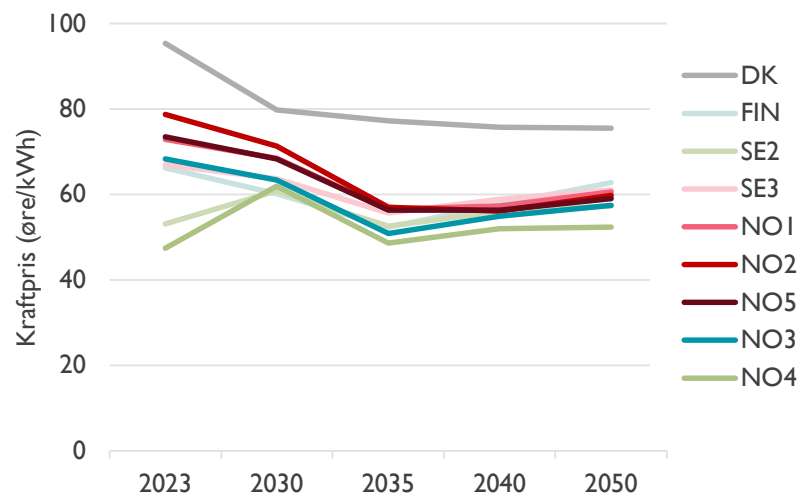
Figur 5-9 viser hvordan kraftprisene i de ulike prisområdene i Norden utvikler seg utover i analyseperioden. Danmark er tettere knyttet til kontinentet, noe som gjør at prisnivået der ligger nærmere det europeiske nivået.

Sørlige Norge refererer til prisområdene NO1, NO2 og NO5.

Nord-Norge er prisområde NO4.

Midt-Norge er prisområde NO3.

⁷⁷ [Nordic RCC: TSO reflection on DA market](#)



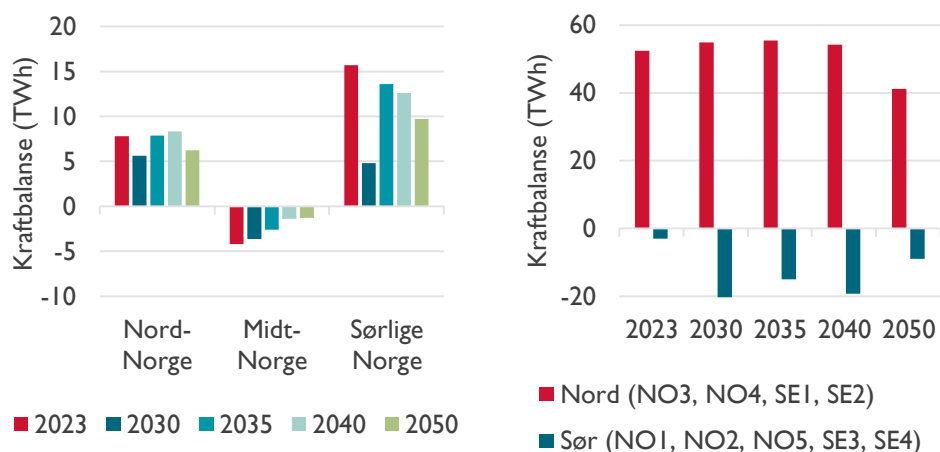
Figur 5-9: Regional prisutvikling i et normalår i vår basisbane. For å ha sammenlignbart prisnivå mellom år viser vi modellert kraftpris for et normalår i 2023. Kraftprisen i et aktuelt år avhenger blant annet av den faktiske hydrologiske balansen.

I 2023 var kraftoverskuddet i Nord-Norge (NO4) og Nord-Sverige (SE1 og SE2) på henholdsvis 8 og 49 TWh. Det er flere store forbruksplaner i regionen, blant annet elektrifisering av Melkøya i Finnmark og hydrogenproduksjon til bruk i stålproduksjonen i Nord-Sverige. Disse bidrar til at forbruket vokser fram mot 2030. Som et resultat faller overskuddet i Nord-Norge til 6 TWh i 2030, før vindkraft på land kommer inn mellom 2030 og 2035 og styrker balansen igjen. Dette gir en midlertidig økning i prisen i Nord-Norge til 2030, før prisen faller igjen og stabiliserer seg rundt 50 øre/kWh.

Forbindelsene mellom Nord-Sverige (SE2) og Sør-Sverige (SE3) utgjør en sentral flaskehals i det nordiske kraftsystemet. Kapasiteten på dette snittet er derfor viktig for prisforskjellene i Norden. Svenska kraftnät har planer om å forsterke denne forbindelsen, og vi legger til grunn en stegvis kapasitetsøkning mellom Nord- og Sør-Sverige fram mot 2040. Dette bidrar til å dempe prisforskjellen mellom nord og sør. Økt kapasitet på forbindelsen mellom Nord-Norge (NO4) og Nord-Sverige (SE2) fra 2035 bidrar også til å dempe prisforskjellene.

I løpet av analyseperioden blir også transmisjonsnettene internt i Norge oppgradert, noe som øker kapasiteten i, og mellom, de ulike regionene. Økt kapasitet i viktige transportkanaler bidrar til å redusere flaskehalser og prisforskjellene innad i Norge. Oppgradering til 420 kV mellom Sauda og Sogndal gir økt kapasitet nord-sør på Vestlandet (NO5-NO2), mens oppgraderinger mellom Sørlandet og Flesaker (NO2-NO1) øker kapasiteten inn til Oslo-området. Oppgraderinger mellom Helgeland og Trøndelag (NO4-NO3), og videre til Østlandet (NO1) bidrar til å øke kapasiteten nord-sør i Norge.

Som vist i figur 5-10 ligger prisen i Nord-Norge (NO4) nærmere, men fortsatt under, prisnivået i resten av Norge fra 2030. Selv om det samlede overskuddet i Nord-Norge og Nord-Sverige faller med nesten 20 TWh fram mot 2050, er kraftoverskuddet fremdeles stort nok til at det forblir en prisforskjell mellom nord og sør.



Figur 5-10: Utvikling i kraftbalanse i et normalår i de norske prisområdene (til venstre) og kraftbalansen for summen av de nordlige, og sørlige prisområdene i Norge og Sverige. 2023 viser historiske tall.

Sterk forbruksvekst bidrar også til at kraftoverskuddet i Sørlige Norge faller mot 2030. Mellom 2030 og 2035 legger vi til grunn at det bygges ut en god del ny produksjon, blant annet i form av havvind. Dette gjør at kraftbalansen i sør styrker seg igjen rundt 2035, noe som trekker ned kraftprisene i disse områdene.

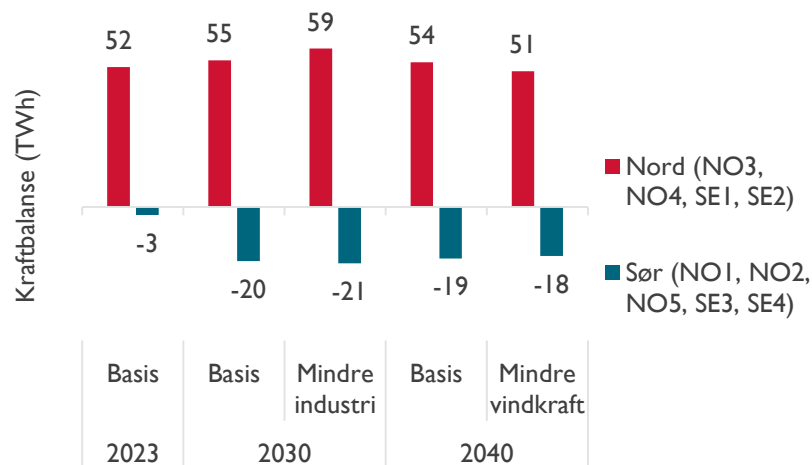
I våre simuleringer tar vi ikke høyde for perioder med vedlikehold eller feilhendelser i overføringsnettet. I virkeligheten ser vi at slike situasjoner har stor innvirkning på handelsmulighetene og prisforskjellene mellom områder. Det at modellene underestimerer flaskehalsene i nettet, betyr at de regionale prisforskjellene kan bli større framover enn det vi får fram i vår analyse.

UTVIKLINGEN I NORD HAR BETYDNING FOR PRISNIVÅ OG PRISFORSKJELL

Kraftsituasjonen i Nord-Norge har vært gjenstand for stort fokus de siste årene, både politisk og fra offentligheten generelt. Området er preget av store interessekonflikter, noe som vil ha betydning for utviklingen framover. Samtidig er det flere planer for ny industri i regionen, noe som kan innebære at forbruket vil vokse mye framover, både i Nord-Norge og Nord-Sverige. Flere prosjekter har imidlertid blitt utsatt eller kansellert de siste årene, noe som gjør at forbruksutviklingen fremstår svært usikker.

Mens prisene i Sør-Norge er sterkt påvirket av utviklingen i europeiske priser, har Nord-Norge færre nettforbindelser til andre områder og mindre overføringskapasitet enn i Sør-Norge. Prisnivået i Nord-Norge påvirkes derfor i enda større grad av endringer i den lokale og regionale kraftbalansen.

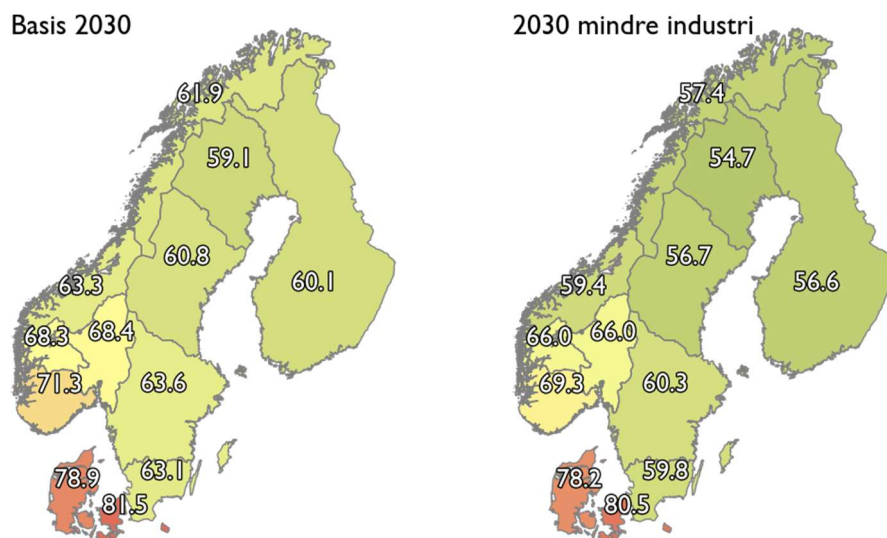
For å undersøke hvordan ulike antakelser om kraftbalansen slår ut på prisene har vi sett på to alternative utviklingsbaner. I det ene alternativet har vi antatt at industriveksten i Nord-Sverige går saktere, noe som gir en sterkere kraftbalanse nord i Norden i 2030. I det andre alternativet har vi sett på en utvikling der det bygges ut mindre vindkraft i både Nord-Norge og Nord-Sverige, noe som gir en svekket kraftbalanse i 2040. Figur 5-11 viser hvordan kraftbalansen endres i de to sensitivitetene.



Figur 5-11: Kraftbalansen i et normalår i nord og sør i Norge og Sverige i de ulike sensitivitene.

Figur 5-12 viser prisseffekten av at industriforbruket i Nord-Sverige er 4,5 TWh lavere enn i basisbanen i 2030. Som vi kan se faller prisene rundt 5 øre/kWh i både Nord-Sverige og Nord-Norge. At prisseffekten er like stor i begge områder illustrerer hvor viktig utviklingen i Nord-Sverige er for prisnivået i Nord-Norge. I Sør-Sverige og Finland går prisen ned med 3 øre/kWh, mens prisene faller rundt 2 øre/kWh i de sørligste områdene i Norge.

Økte kostnader og dårlige markedsforhold har resultert i at flere forbruksprosjekter har blitt utsatt eller kansellert de siste par årene. Spesielt innenfor hydrogenproduksjon og batterifabriker. Sensitiviteten representerer en utvikling der flere prosjekter blir lagt på is, slik at industriforbruket holder seg på dagens nivå. Med mindre forbruksvekst, alt annet likt, opprettholdes det store kraftoverskuddet i Nord-Norge og Nord-Sverige på i underkant av 60 TWh, noe som gir lavere priser og fortsatt store prisforskjeller mellom nord og sør.

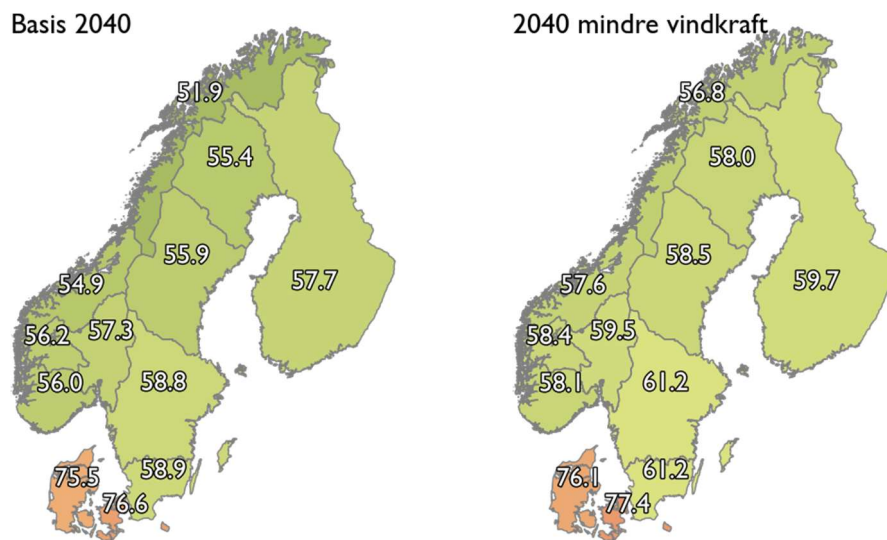


Figur 5-12: Kraftpriser (øre/kWh) i Basis 2030 og med lavere industrivekst i Nord-Sverige (SE1 og SE2).

Figur 5-13 viser prisseffekten av 4 TWh lavere vindkraftproduksjon nord i Norden. Nedgangen er likt fordelt mellom Nord-Norge og Nord-Sverige. Resultatene viser at lavere vindkraftproduksjon trekker opp prisen i Nord-Norge med 5 øre/kWh, mens prisøkningen blir 3 øre/kWh i Nord-Sverige. Simuleringen viser at prisen i Nord-Norge er mer sensitiv for

endringer i kraftbalansen enn andre områder. I Sør-Norge og Sør-Sverige øker prisen med 2 øre/kWh.

I basisbanen har vi lagt til grunn at det bygges ut 4 TWh mer vindkraft i Nord-Norge til 2040. Blant annet som følge av regjeringens kraft- og industriløft i Finnmark. En forutsetning for at denne vindkraften skal komme på plass er at Statnett får bygge en ny 420 kV-ledning inn til Øst-Finnmark. Prosjektet er for tiden under konsesjonsbehandling. Lokal motstand og interessekonflikter kan imidlertid gjøre at prosjektene utvikler seg annerledes enn vi har lagt til grunn i basisbanen. Usikker lønnsomhet i ny produksjon kan også svekke investeringsviljen. Sensitivitetsanalysen vi har gjort viser prisvirkningene av at vindkraftutbyggingen i nord blir lavere eller går tregere enn det vi har lagt til grunn i basisbanen.



Figur 5-13: Kraftpriser (øre/kWh) i Basis 2040 og med 4 TWh mindre vindkraft i nord (NO4, SE1).

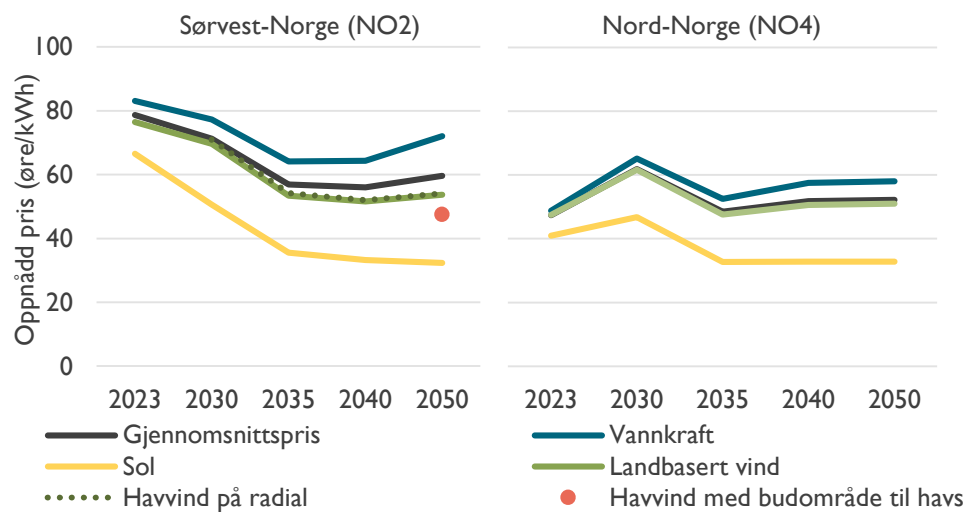
5.4 Markedet belønner fleksibilitet

PRODUKSJONSMØNSTER PÅVIRKER INNTEKTSPOTENSIAL

I et kraftsystem der prisene svinger mye vil verdien av å kunne tilpasse egen produksjon eller forbruk være høy. Et magasinkraftverk vil for eksempel tjene mer per enhet vann enn et elvekraftverk fordi aktøren har mulighet til å spare på vannet og produsere på det tidspunktet kraftbehovet, og dermed prisen, er høyest. Denne fleksibiliteten gagnar ikke bare den regulerbare produsenten selv, men også forbrukerne og de uregulerbare produsentene. Fordi en regulerbar produsent kan holde tilbake i overskuddssituasjoner og produsere i underskuddssituasjoner bidrar dette til å jevne ut prisene gjennom døgnet, uka og året. Det bidrar også til at man bedre klarer å nyttiggjøre seg av ressurspotensialet som ligger i kraftsystemet ved å redusere risikoen for flom eller andre former for tapt produksjon.

Når en skal vurdere inntektspotensialet og lønnsomheten til ny produksjon kan det være nyttig å se på hvilken pris produksjonsteknologien oppnår i markedet. Dersom den oppnådde prisen er høy nok til å dekke kraftverkets kostnader over levetiden (for eksempel representert ved LCOE) vil dette være en indikasjon på om kraftverket kommer til å være lønnsomt eller ikke.

Figur 5-14 viser gjennomsnittlig oppnådd årlig pris for ulike teknologier fra våre simuleringer. Sørvest-Norge (NO2) til venstre og Nord-Norge (NO4) til høyre.



Figur 5-14: Figurene viser gjennomsnittlig oppnådd kraftpris for ulike produksjonsteknologier i hhv Sørvest-Norge (t.v.) og Nord-Norge (t.h.) og gjennomsnittlig kraftpris i det samme prisområdet.

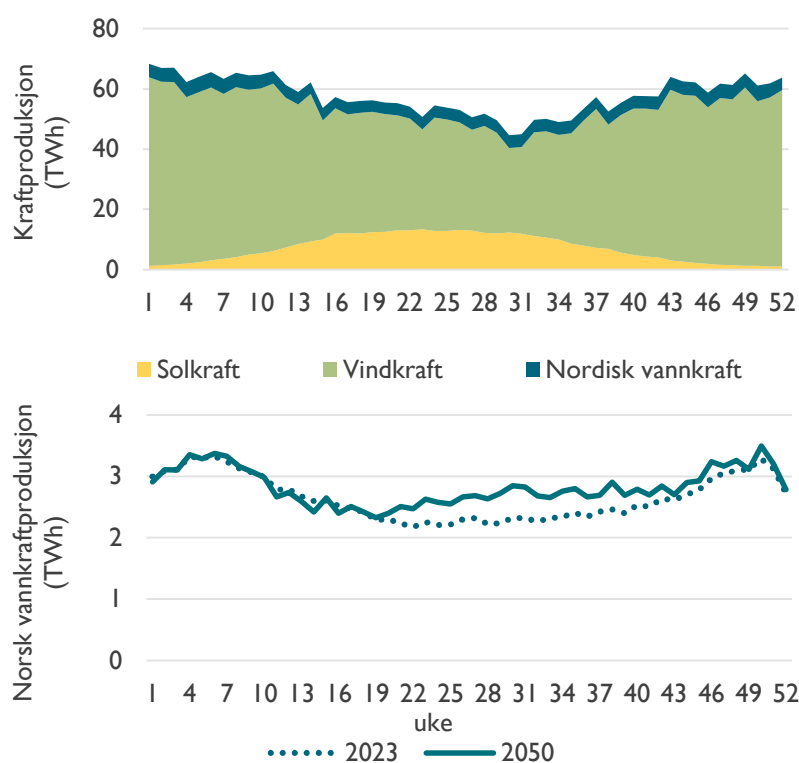
REGULERBAR VANNKRAFT OPPNÅR HØYEST GJENNOMSNIITSPRIS

For regulerbar vannkraft ligger oppnådd pris høyere enn gjennomsnittsprisen i eget prisområde. Dette reflekterer at regulerbar vannkraft typisk produserer mye i timer med høy pris, og mindre i timer med lav pris.

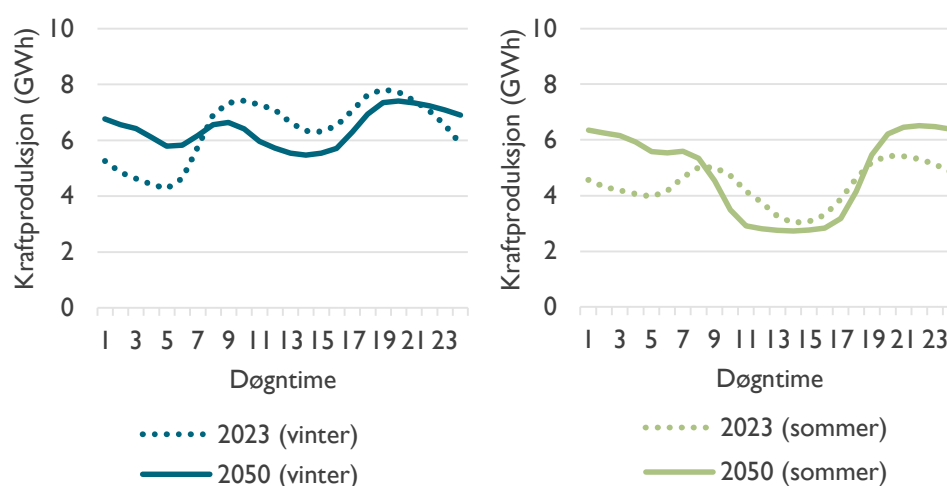
Figur 5-15 viser hvordan den samlede produksjonen fra sol-, vind- og vannkraft i Norden og våre omkringliggende land varierer gjennom året i 2050. Som den øverste delen av figuren viser, utfyller produksjonsprofilen til sol- og vindkraft hverandre godt; vindkraften produserer mye på vinterstid når tilgangen på solkraft er lav, og mindre på vår og sommer når solkraftproduksjonen er på sitt høyeste. Den nederste figuren viser hvordan produksjonsmønsteret til den norske vannkraften endrer seg fra i dag til 2050 i våre simuleringer.

Simuleringene viser at den norske vannkraften tilpasser sin produksjon etter den samlede tilgangen på fornybar produksjon. Etter hvert som det kommer mer vindkraft inn i systemet øker ressurstilgangen i vinterhalvåret. Utover i analyseperioden bidrar dette til at vannkraftproduksjonen ligger stadig høyere gjennom sommeren.

Analysen vår viser også at den norske vannkraften endrer sitt produksjonsmønster som følge av at prisstrukturen innad i døgnet blir annerledes. Som vi så av resultatene i kapittel 4.3 bidrar det sterke innslaget av solkraft til at den tradisjonelle formiddagstoppen i prisene blir borte, og at prisene blir lavest midt på dagen. Som et resultat av dette ser vi i at vannkraften produserer mer på natten både sommer og vinter. Dette bidrar til at produksjonsprofilen i gjennomsnitt blir jevnere over døgnet på vinterstid, og får et tydeligere døgnmønster i sommerhalvåret.



Figur 5-15: Øverste figur viser samlet produksjon per uke (i gjennomsnitt over 30 værscenarier) i 2050 fra sol- og vindkraft i de nordiske landene, Tyskland, Nederland og Storbritannia, samt vannkraftproduksjonen i Norden. Den nederste figuren viser gjennomsnittlig norsk vannkraftproduksjon i modellåret 2023 og 2050.



Figur 5-16: Gjennomsnittlig vannkraftproduksjon i Sørvest-Norge (NO2) over døgnet i modellåret 2023 og 2050, i vinterukene (til venstre) og sommerukene (til høyre).

VINDKRAFT PÅ LAND ER LØNNSOMT MED DAGENS KOSTNADSNIVÅ

Ressurstilgangen til vindkraft samvarierer godt med sesongvariasjonen i den norske krafttetterspørselen, siden den er høyere på vinteren og lavere på sommeren. Produksjonsprofilen til vindkraft varierer også motsatt av tilsiget til vannkraften, noe som gjør at ressurstilgangen til disse to teknologiene utfyller hverandre gjennom året. Til tross for at vindkraften er en uregulerbar teknologi oppnår den derfor en pris som ligger tett på gjennomsnittsprisen i markedet, særlig i starten av analyseperioden.

Etter hvert som det bygges ut betydelig mengder vindkraft i Norden og våre omkringliggende land ser vi at det oppstår en såkalt kannibaliseringseffekt, der høy samtidig produksjon bidrar til at den oppnådde prisen til vindkraft faller mer enn gjennomsnittsprisen.

Ifølge NVE sine beregninger ligger LCOE-anslaget for landbasert vindkraft på rundt 40 øre/kWh i dag.⁷⁸ I våre simuleringer oppnår landbasert vindkraft en gjennomsnittspris som ligger over dette nivået gjennom hele analyseperioden, noe som indikerer at denne teknologien kan bygges ut på kommersielle vilkår i det kraftsystemet vi har framskrevet.

KOSTNADENE MÅ FALLE MYE FOR AT HAVVIND SKAL BLI LØNNSOMT

Den oppnådde prisen for havvind ligger marginalt høyere enn for landbasert vind. Hvilken nettløsning vindkraftverket bygges med vil imidlertid påvirke hvilken pris kraftverket kan oppnå i markedet. Dersom et vindkraftverk blir knyttet til ett enkelt område, ofte kalt en radial, vil havvindaktøren bli eksponert for prisen i dette prisområdet. Dersom vindkraftverket blir bygget med tilknytning til flere områder, en såkalt hybrid, har vi i vår analyse antatt at det etableres et eget prisområde til havs.

Figur 5-17 viser hvilke priser havvind med ulike nettløsninger oppnår i våre simuleringer i de ulike nordiske landene i 2050. Det grønne utfallsrommet viser et spenn i anslag for framtidig LCOE basert på ulike antakelser om teknologivalg og nettkostnader. Som vi kan se ligger oppnådd pris i nedre del av utfallsrommet i alle land. Fordi prisen i Danmark er tettere koblet til prisnivået på kontinentet ser vi at den oppnådde prisen ligger noe høyere der.

Som vist i boks 1-2 har kostnadsanslagene for havvind økt mye de siste årene, både på kort og lang sikt. Havvind er fortsatt en relativ umoden teknologi, sammenlignet med sol – og landbasert vindkraft. Dette gjør at kostnadsutviklingen framover er forbundet med stor usikkerhet. Dagens kostnadsnivå ligger betydelig høyere enn utfallsrommet som er vist i figur 5-17. For at havvindprosjektene vi har lagt til grunn i vår analyse skal komme inn på kommersielle vilkår, forutsetter dette at kostnadene faller mye framover. Dersom kostnadsutviklingen blir enn annen enn det vi ser i dagens anslag vil også fremtidig lønnsomhet kunne se annerledes ut.



Figur 5-17: Oppnådd pris for havvind i utvalgte land i 2050. Det skraverte arealer viser intervallet for ulike LCOE-anslag i 2050. Budområde (DK/NO) representerer havvindparker med eget prisområde til havs.⁷⁹

⁷⁸ NVE: Kostnader for kraftproduksjon

⁷⁹ Se hvorfor havvindparker med eget prisområde til havs vil kunne få lavere oppnådd pris enn havvindpark knyttet til med radial i [NVE Rapport 4/2023: Havvind i sørlige Nordsjø II](#).

HØY SAMTIDIG PRODUKSJON SVEKKER SOLKRAFTENS OPPNÅDDE PRIS

Produksjonsprofilen til solkraft er svært konsentrert, både innenfor døgnet og innad i året. Som et resultat er kannibaliseringseffekten større for solkraft enn for andre teknologier, noe som bidrar til at solkraftprodusentene oppnår en lavere gjennomsnittspris i vår analyse.

På den andre siden har solkraft et forutsigbart produksjonsmønster, som varierer innenfor forholdsvis korte tidshorisonter. Batterier egner seg derfor godt til å balansere ut deler av døgnvariasjonen i solkraft. Et solkraftverk som er tilknyttet et batteri vil med andre ord kunne selge kraften til en bedre pris enn det som kommer fram i vår beregning.

For husholdninger og næringsaktører med egenproduksjon fra sol, må verdien av solkraft dessuten ses opp mot alternativkostnaden, som er å kjøpe strøm fra nettet. Sluttbrukerprisen vil være høyere enn markedsprisen siden den også inkluderer skatter, avgifter og nettleie.

FORBRUKERNE HAR ULIKE FORUTSETNINGER FOR Å TILPASSE SEG

Det norske forbruket har et utpreget sesongmønster drevet av oppvarmingsbehovet i bygninger. Forbruket er høyt om vinteren og lavt om sommeren, noe som bidrar til at også prisene varierer på denne måten. Det at tilsiget til vannkraften følger motsatt mønster forsterker sesongvariasjonen i prisene.

I likhet med produsenter vil også forbrukerne møte ulike priser i markedet, avhengig av evne og vilje til å tilpasse eget forbruk til prisvariasjonene. Selv om timesmåling og smarte applikasjoner har gitt vanlige forbrukere en større mulighet til å spare penger på å tilpasse eget forbruk, er en stor del av strømetterspørselen lite prissensitivt.

Fornybardirektivet⁸⁰, Elmarkedsdirektivet⁸¹ og Clean Industrial Deal⁸² er eksempler på regel- og rammeverk hvor EU fremmer ulike former for fleksibilitet i kraftsystemet. Det pekes på at det vil bli et stort behov for økt fleksibilitet både hos produsenter og store og små forbrukerne. Økt forbrukerfleksibilitet kan dekke en del av dette behovet. Europeiske sluttbrukere har imidlertid begrensede insentiver i dag til å tilpasse eget forbruk og bidra med fleksibilitet i kraftmarkedene. Sluttbrukermarkedet i Europa er i stor grad dominert av fastpriskontrakter for strøm. Norge skiller seg her ut i europeisk sammenheng, med en svært høy andel spotpriskontrakter.

I kjølvannet av ekstremprisene som oppsto i 2022, har det kommet flere initiativer som skal gi vanlige forbrukere bedre beskyttelse mot svingninger i strømprisene. Strømtøtteordningen for husholdninger og lanseringen av Norgespris er eksempler på slike tiltak. Hvordan omfanget av fleksibilitet hos sluttbrukere vil utvikle seg framover er derfor usikkert. Dette gjelder også i EU, der reformen av EUs elektrisitetsmarkedsdesign også har som mål om å gi forbrukerne bedre beskyttelse mot svingninger i energipriser.

I figur 5-18 har vi regnet ut gjennomsnittlig betalt eller oppnådd strømpris for ulike forbruksgrupper. Den oppnådde strømprisen er beregnet som et vektet gjennomsnitt, der prisene i hver time vektes etter strømforbruket i samme time. Dette gir en pris som reflekterer faktisk betalt pris per kilowatttime, eksklusive skatter og avgifter.

Som vist i figuren blir oppnådd strømpris for alminnelig forsyning 6-8 prosent høyere enn gjennomsnittlig markedspris. Grunnen til dette er at vanlige forbruker som oftest bruker mest strøm på vinterstid når prisene er høyere.

I vår analyse antar vi at industrien har et flatt forbruk gjennom året, og at aktørene kun kobler ut når prisene blir svært høye. Industrien oppnår derfor en gjennomsnittlig pris som er tett

⁸⁰ Directive (EU/2023/2413)

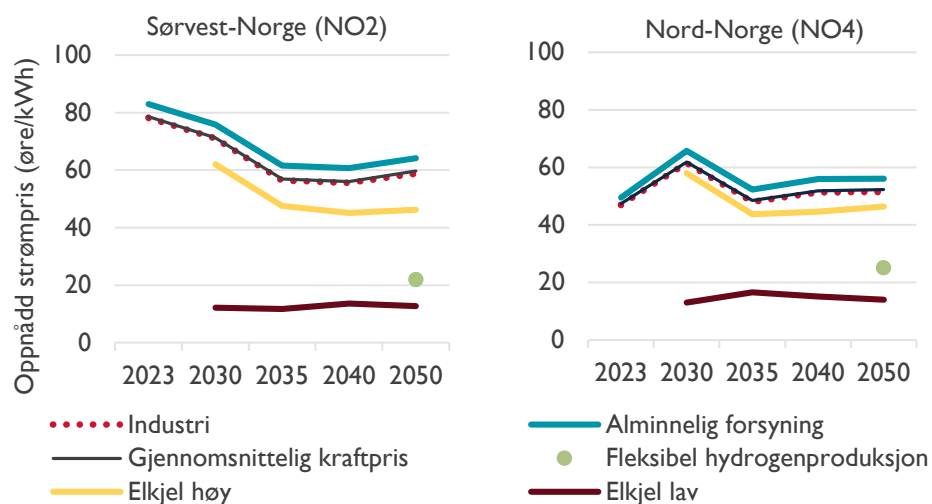
⁸¹ Directive (EU/2019/943)

⁸² [European Commission: Clean Industrial Deal](#)

på markedsprisen. I virkeligheten vil langsiktige kraftkjøpsavtaler eller deltakelse i andre markeder gjøre at deler av industriforbruket eksponeres for andre priser enn de vi ser i spotmarkedet. Prisen på andre innsatsfaktorer vil også påvirke hvilke kraftpriser ulike industriaktører kan akseptere. Leveringsforpliktelser til kunder, eller risiko for slitasje og skade på maskineri, kan også gjøre at noen industriaktører velger å opprettholde forbruket selv om prisene i enkelttimer blir veldig høye.

Figuren viser også den gjennomsnittlige strømprisen til det fleksible forbruket, som i vår analyse er representert som elkjel og elektrolyse. Disse forbrukerne bruker kun strøm når prisen er lavere enn antatt utkoblingspris. Hvor mange timer de fleksible aktørene bruker strøm i løpet av et år avhenger av utkoblingsprisene til de ulike aktørene og prisstrukturen i markedet.

I 2050 er prisene lave nok til at elektrolyseanleggene går i rundt 40 prosent av tiden. For elkjel skiller vi mellom to typer, der forskjellen i betalingsvillighet er forholdsvis stor. Elkjelene med høy utkoblingspris representerer fjernvarme som også kan bruke varmepumper. Disse aktørene bruker strøm i over 80 prosent av tiden i 2050, og får dermed en oppnådd pris som ligger tettere på gjennomsnittsprisen. Elkjelene med lav utkoblingspris bruker strøm i rundt 20-30 prosent av tiden i 2050 og betaler en gjennomsnittspris på mellom 10 og 20 øre/kWh.



Figur 5-18: Gjennomsnittlig oppnådd kraftpris i alle modellår for ulike forbruksgrupper i hhv Sørvest-Norge (NO2) og Nord-Norge (NO4), og gjennomsnittsprisen i det aktuelle prisområdet.

5.5 Energieffektivisering reduserer pristopper

Bygningsmassen står for nesten 50 prosent av årlig strømbruk i Norge, og regjeringen har fastsatt et mål om å redusere strømbruk i bygg med 10 TWh innen 2030. NVE har tidligere publisert tall som viser at potensialet for energieffektivisering er stort og at mange tiltak er lønnsomme.⁸³ Samtidig kan investeringskostnaden være høy, og det er mange barrierer for gjennomføring av tiltak for energieffektivisering. Dersom forbruket skal effektiviseres med flere TWh i løpet av få år kan investeringskostnadene øke.⁸⁴

I denne sensitiviteten har vi gjort en forenklet analyse av prisseffekten ved å redusere forbruket i bygninger med 6 TWh i 2030, sammenlignet med basisbanen. Dette samsvarer med at Norge

⁸³ NVE: Underlag for langsiktig strategi for energieffektivisering ved renovering av bygninger

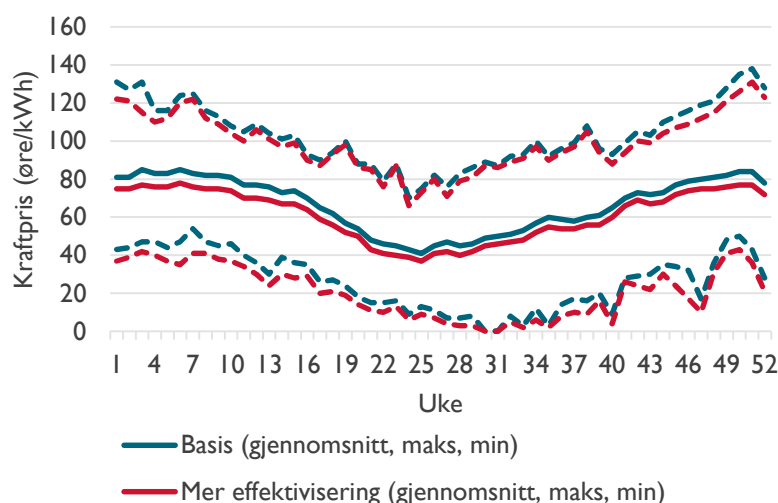
⁸⁴ NVE: Vurdering av kostnader for 10 TWh redusert strømbruk i bygninger innen 2030

når sitt mål om å redusere strømbruken i bygg med 10 TWh fra 2015 til 2030.⁸⁵ Vår analyse viser at energieffektivisering reduserer nivået på kraftprisen, kutter pristopper i timer med høy pris og reduserer kostnader for forbrukerne. Vi har ikke regnet på hvor mye det vil koste å utløse effektiviseringstiltak i denne analysen.

Tiltak som reduserer oppvarmingsbehovet, slik som etterisolering av vegger eller bytte av vinduer, bidrar til at forbruket svinger mindre med utetemperaturen. Dette er ikke tatt hensyn til. At forbruket i bygg har en utpreget sesongprofil fanges imidlertid opp av basisforutsetningene.

LAVERE FORBRUK I BYGNINGER REDUSERER NIVÅET PÅ KRAFTPRISEN

Vår analyse viser at den gjennomsnittlige kraftprisen per uke i Norge faller med 5 øre/kWh når strømbruken i bygg i 2030 er 6 TWh lavere enn i basis. Som figur 5-19 viser faller prisene mest på vinteren når oppvarmingsbehovet i bygg er høyt. I januar og februar går gjennomsnittsprisen ned rundt 7 øre/kWh.

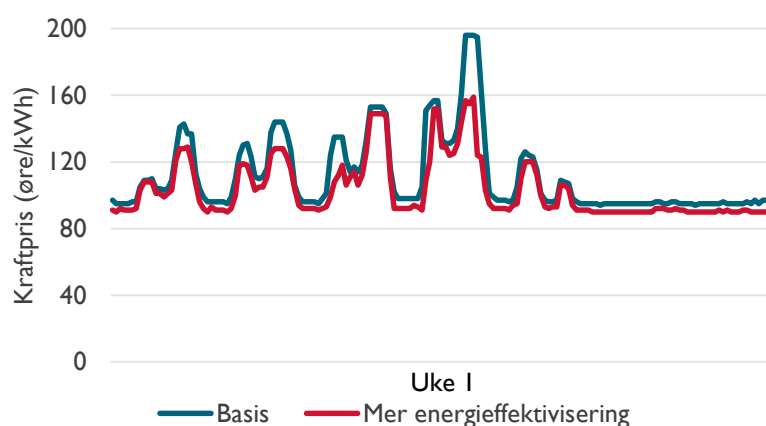


Figur 5-19: Gjennomsnittlig kraftpris i Norge i 2030 per uke, i basis og sensitivitet med 6TWh lavere forbruk i bygninger. De stiplede linjene viser prisen i værscenariet med høyest og lavest pris.

REDUSERT FORBRUK I BYGG KUTTER PRISTOPPER I TIMER MED HØY PRIS

Lavere forbruk på vinterstid kan avhjelpe kraftsystemet i perioder med knapphet og høye priser. I sensitiviteten med lavere forbruk i bygninger er pristoppene betydelig redusert i mange timer, sammenlignet med basisbanen. Priseffekten er størst i kalde vintermåneder. I vår analyse kuttes pristopper med opptil 40 – 50 øre/kWh i flere av timene med høy kraftpris, som eksempelet i figur 5-20 illustrerer. Hvor mye prisen kuttes i en time avhenger av mange forhold i kraftsystemet, som flaskehalsen i nettet, tilgang på produksjon og prisnivået utenfor Norge. Med et lavere forbruk senkes behovet for å importere eller produsere dyrere kraft i flere timer, slik at kraftprisen reduseres. I timer hvor kraftsystemet er presset viser analysen at priseffekten kan være betydelig.

⁸⁵ I rapporten Tilstanden i kraftsystemet 2025 som kom i vår, pekte NVE på at vi med dagens virkemidler, trolig ikke når dette målet. [NVE: Tilstanden i kraftsystemet 2025](#).



Figur 5-20: Kraftpris per time den første uka i et kaldt år med lite tilsig (værsenario 2010) på Østlandet (NO1), for basis og sensitivitet med 6 TWh lavere forbruk i bygninger i 2030.

LAVERE FORBRUK I BYGG REDUSERER FORBRUKERNES STRØMKOSTNADER

Vår analyse viser at lavere forbruk i bygninger reduserer strømkostnaden for forbrukerne, både fordi volumet av innkjøpt energi faller, men også som følge av at kraftprisene blir lavere. Forbruket er 4 prosent lavere i sensitiviteten enn i basis, mens den samlede strømkostnaden for alle forbrukere er hele 12 prosent lavere. Det tilsvarer en årlig kostnadsbesparelse på 13 milliarder kroner i 2030. Store deler av kostnadsbesparelsen er i husholdninger og tjenesteyting, hvor både forbruk og pris reduseres. Rundt 3,5 milliarder kroner av kostnadsbesparelsen tilfaller industrien, som følge av lavere kraftpriser.

Det er ikke tatt hensyn til at mange forbrukere, særlig industriaktører, har kontrakter med fast strømpris. Det er heller ikke tatt høyde for at forbruk kan øke eller tilgang på produksjon kan reduseres, som følge av en lavere strømpris.

Andre nyttevirkninger av energieffektivisering er ikke inkludert i beregningen av redusert strømkostnad. Det gjelder blant annet redusert nettleie som følge av lavere strømbruk, mindre tap i nettet og redusert behov for utbygging av nett og produksjon.

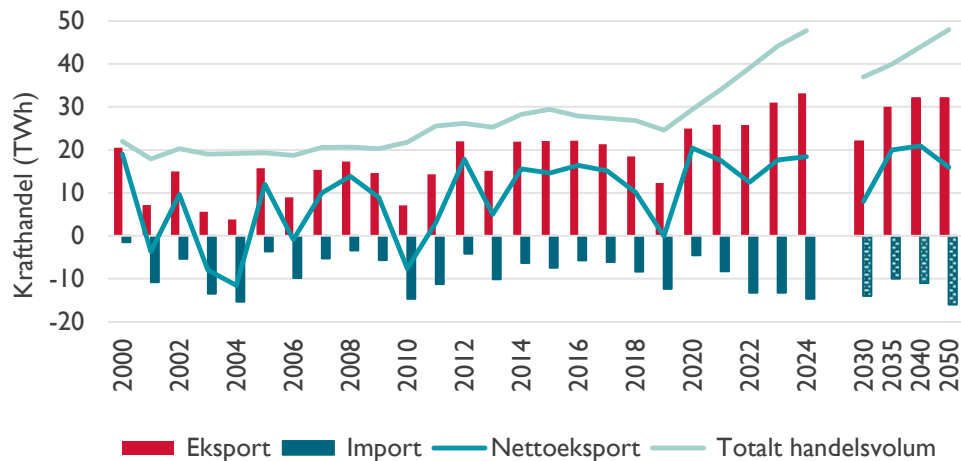
Kostnadsbesparelsen må sees i sammenheng med hvor mye det koster å utløse effektiviseringstiltak. Energieffektivisering varierer fra billige enkle tiltak, til omfattende rehabiliteringer med høy investeringskostnad. Å velge energieffektive løsninger når bygningen uansett skal rehabiliteres, reduserer kostnaden. Dersom mange TWh skal spares på kort tid, kan det øke den samlede kostnaden fordi flere kostbare tiltak må gjennomføres raskt, uten at det kan kobles til vedlikehold eller bygningsoppgraderinger som uansett gjøres.

5.6 Krafthandel

KRAFTHANDELEN SVINGER MER ENN TIDLIGERE

I dag har Norge en positiv kraftbalanse, noe som betyr at vi er nettoeksportør av kraft i et år med normale værforhold. Svingninger i temperatur, nedbør og vindforhold bidrar imidlertid til at produksjon og forbruk kan variere mye fra år til år. Figur 5-2122 under viser utviklingen i norsk krafthandel siden år 2000. Som det kommer fram av figuren har Norge hatt nettoeksport i 20 av de siste 25 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. Likevel ser vi at nettoeksporten, har ligget på et forholdsvis stabilt nivå de siste fem årene noe som reflekterer at vi både har eksportert og importert mer.

De siste årene har det i stor grad vært svingningene i sol- og vindkraft som har drevet handelsmønsteret mellom Norge og kontinentet, særlig på kort sikt. Manglende fleksibilitet i det europeiske kraftsystemet gjør at det oppstår store kraftoverskudd når fornybarproduksjonen er høy. Som en konsekvens av dette importerer Norge stadig oftere rimelig kraft fra Europa.



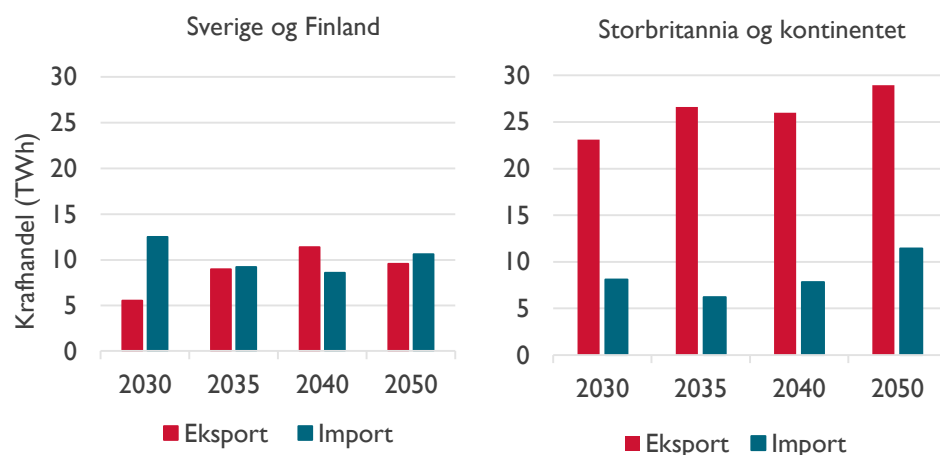
Figur 5-21: Historisk og simulert kraftutveksling fordelt på import, eksport og totalt handelsvolum.

NORGE IMPORTERER OG EKSPORTERER MER FRA EUROPA I FRAMTIDEN

Figur 5-21 viser også simulert gjennomsnittlig import og eksport for modellårene 2030, 2035, 2040 og 2050. Som en kan se forventer vi at kraftoverskuddet i Norge kommer til å minke fram mot 2030 som følge av høy forbruksvekst. I takt med at det bygges ut ny kraftproduksjon utover 2030-tallet ser vi at kraftbalansen i Norge styrkes igjen etter 2030.

I vår analyse legger vi til grunn at det svenske kraftoverskuddet svekkes noe utover i analyseperioden, men fortsatt ligger på rundt 17 TWh i 2050. Det samlede overskuddet i Norge og Sverige bidrar til at prisnivået i Norden ligger en god del lavere enn hos våre europeiske handelspartnere gjennom hele analyseperioden. Som et resultat av dette har Norge høy nettoeksport på forbindelsene til kontinentet og Storbritannia gjennom hele analyseperioden. Samtidig viser analysen at Norge også importerer mer framover, i takt med at fornybarandelen i Europa øker.

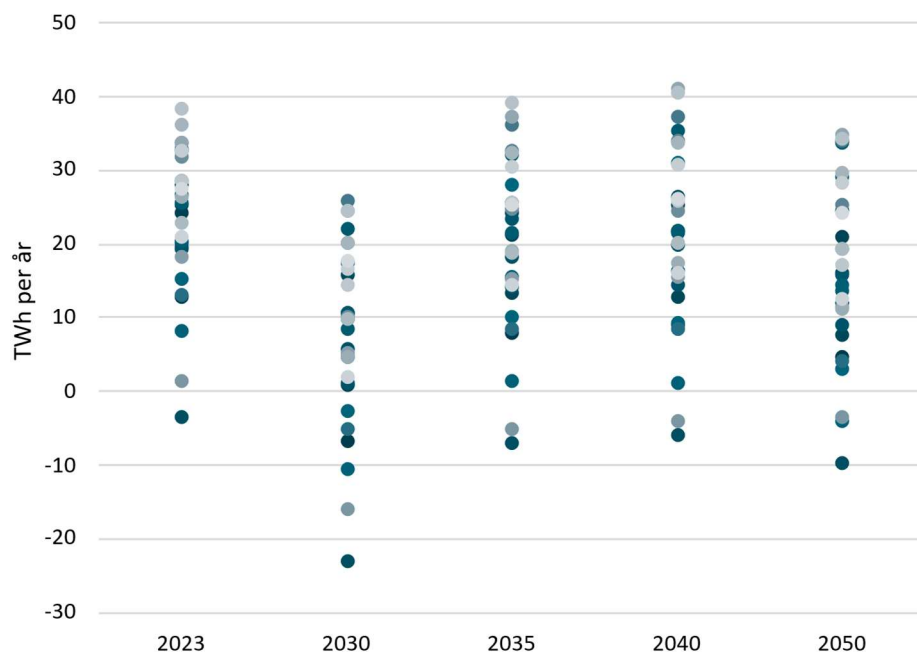
Figur 5-22 under viser Norges handelsbalanse mot Sverige og Finland til venstre og Storbritannia og kontinentet til høyre. Som en kan se av resultatene importerer Norge mye fra Sverige i 2030, før handelsmønsteret blir mer balansert etter hvert som kraftbalansen i Norge styrker seg i forhold til den svenske.



Figur 5-22: Eksport og import i ulike modellår, mot Sverige og Finland (venstre) og mot øvrige land (høyre).

NORSK NETTOEKSPORT VARIERER MED VÆRET

Den norske kraftbalansen varierer mellom 7 og 20 TWh i de ulike modellårene i våre resultat. Det tilsvarer gjennomsnittlig norsk nettoeksport i de samme modellårene. Variasjonen er imidlertid mye større dersom vi ser på utvekslingen i ulike værår. I våte år vil eksporten kunne være stor, selv om den gjennomsnittlige kraftbalansen er moderat. I 2030 forventer vi en kraftbalanse rundt 7 TWh i et normalår, mens krafthandelen varierer fra en nettoimport på 23 TWh i væråret 1996 til en nettoeksport på 25 TWh i væråret 2007. I vår analyse styrkes den norske kraftbalansen mot 2035 og 2040. Da blir det mindre sannsynlig at vi får høy nettoimport av kraft.



Figur 5-23: Årlig norsk nettoeksport (TWh) i ulike værår for alle modellår, positive verdier representerer værår med nettoeksport, negative verdier representerer værår med nettoimport.

PRISEFFEKTE AV ENDRET HANDELSKAPASITET FRAM MOT 2050

Vi har gjennomført en sensitivitet der vi undersøker priseffekten av økt eller redusert handelskapasitet til Europa. I simuleringen har vi justert handelskapasiteten med 1000 MW opp og ned, fordelt på de eksisterende forbindelsene til kontinentet og Storbritannia.

For modellårene 2030, 2035 og 2040 ser vi en priseffekt på omtrent 5 øre/kWh. Økt handelskapasitet fører til høyere gjennomsnittspriser i Norge, mens redusert kapasitet bidrar til et lavere prisnivå. Preiseffekten er noe mindre i sensitiviteten med økt handelskapasitet. Prisnivået i Europa utgjør et pristak for de norske kraftprisene og demper prisoppgangen når handelskapasiteten økes.

I 2050 er priseffekten av endret handelskapasitet forholdsvis liten. Mellom 2040 og 2050 øker handelskapasiteten mellom Norden og Europa betydelig, noe som gjør at 1000 MW utgjør en mindre andel av den totale handelskapasiteten. I tillegg blir utvekslingsmønsteret mellom Norge og Europa mer balansert i framtiden, noe som gjør at økt handelskapasitet kan påvirke prisene i begge retninger.

6 Vedlegg

Bilde: NVE



6.1 Hovedtall fra analysen

KRAFTPRISER

Gjennomsnittlige kraftpriser i utvalgte europeiske land og i de nordiske prisområdene. Kraftprisene er gjennomsnitt av 30 værscenarier. B henviser til basisbanen. H og L henviser til høy og lav bane for brennels- og kvotepriser.

	B2030	B2035	B2040	B2050	H2030	H2035	H2040	H2050	L2030	L2035	L2040	L2050
Norge	67	54	55	58	102	85	87	91	34	28	29	31
Sverige	62	54	58	60	91	80	84	86	31	30	32	35
Finland	60	52	58	63	87	75	82	86	33	30	34	38
Danmark	80	77	76	75	114	111	110	109	43	42	41	41
Tyskland	84	84	81	79	121	122	119	115	46	45	44	42
Nederland	80	81	79	79	116	119	117	115	43	43	42	41
Frankrike	80	82	80	79	118	121	118	118	43	44	42	41
Storbritannia	88	86	82	80	128	126	121	120	47	45	43	42
NO1	68	56	57	61	103	87	89	94	35	30	30	32
NO2	71	57	56	60	108	89	88	94	36	29	29	31
NO3	63	51	55	57	96	79	85	90	33	27	29	31
NO4	62	49	52	52	95	77	81	83	31	26	28	28
NO5	68	56	56	59	103	88	88	93	35	29	29	31
SE1	59	51	55	59	86	75	81	84	32	29	32	35
SE2	61	52	56	57	89	78	82	82	33	29	32	33
SE3	64	56	59	61	92	82	86	88	34	31	33	35
SE4	63	55	59	63	92	81	86	89	34	31	33	37
DK1	79	76	76	74	114	111	110	108	43	42	41	40
DK2	82	79	77	79	116	112	111	113	45	44	42	45
FIN	60	52	58	63	87	75	82	86	33	30	34	38

Priser i øre/kWh. Kurs EUR-NOK: 11,4

KULL-, GASS- OG KVOTEPRISER

	Kull [EUR/MWh]			Gass [EUR/MWh]			Utslippskvote [EUR/tonn]		
	Lav	Basis	Høy	Lav	Basis	Høy	Lav	Basis	Høy
2030	-	15	-	12	24	36	42	85	127
2035	-	13	-	12	24	36	50	100	150
2040	-	12	-	12	24	36	58	115	173
2050	-	9	-	12	24	36	73	146	219

FORBRUK OG PRODUKSJON I NORGE FORDELT PÅ KATEGORIER

	Kategori	2023*	2023**	B2030	B2035	B2040	B2050
Forbruk (TWh)	Husholdninger og tjenesteyting	62	62	61	61	60	57
	Elkjel og Varme	1	1	1	1	1	2
	Transport	4	4	8	12	16	22
	Kraftintensiv industri	36	36	40	41	44	49
	Hydrogenproduksjon	0	0	1	3	5	9
	Petroleumsnæringen	11	11	16	14	14	13
	Datasentre	2	2	6	8	10	13
	Andre næringer	13	13	14	15	15	16
	Nettap	7	7	8	8	8	9
	Sum	134	134	154	162	172	190
Produksjon (TWh)	Annen termisk	2,5	2,5	1	1	1	1
	Solkraft	0,3	0,4	2	5	7	10
	Vannkraft	137	137	142	144	146	147
	Vindkraft på land	14	16	16	23	29	33
	Vindkraft til havs	0	0	0	9	10	17
	Produksjonsavkortning ⁸⁶	0	0	-1	-1	-1,5	-2,7
	Sum	154	156	161	181	192	205

* Statistikk for 2023 (SSB).

** Tall for 2023 forutsatt tilsig, vind, sol og temperaturer i et normalår. Termisk kraftproduksjon forutsettes å ha normal tilgjengelighet.

⁸⁶ Produksjonsavkortning henviser til produksjon som blir forkortet for å balansere produksjon og forbruk.

FORBRUK, PRODUKSJON OG KRAFTBALANSE

		2023	B2030	B2035	B2040	B2050
Forbruk (TWh)	Norge	134	154	162	172	190
	Sverige	134	158	171	185	219
	Finland	80	94	98	107	126
	Danmark	35	48	59	72	93
	Tyskland	498	568	635	691	809
	Nederland	112	131	143	162	211
	Frankrike	453	506	542	589	679
	Storbritannia	329	342	473	414	501
	Norden	383	454	489	536	627
Produksjon (TWh)	Europa	2816	3209	3515	3867	4597
	Norge	156	161	181	192	205
	Sverige	164	186	192	201	236
	Finland	78	95	101	106	124
	Danmark	33	52	60	80	108
	Tyskland	489	535	614	672	788
	Nederland	118	149	160	178	221
	Frankrike	503	558	585	629	714
	Storbritannia	305	320	355	398	488
Kraftbalanse (TWh)	Norden	431	494	534	579	673
	Europa	2870	3240	3543	3896	4629
	Norge	22	7	19	20	15
	Sverige	30	28	21	15	17
	Finland	-2	2	2	-1	-2
	Danmark	-2	4	1	9	15
	Tyskland	-9	-32	-21	-19	-20
	Nederland	6	18	17	16	10
	Frankrike	50	52	42	40	35
	Storbritannia	-24	-22	-18	-16	-12
	Norden	48	40	44	43	46

Merknader til tabellen:

- (i) 2023-tall er statistikk
- (ii) For modellerte resultater inkluderer produksjon og forbrukstall ikke:
 - a. lading og utlading av batterier
 - b. bruttoproduksjon og forbruk til pumping
- (iii) For modellerte resultater er kraftbalanse ikke nødvendigvis lik *Produksjon – Forbruk* i tabellen.
- (iv) Europa inkluderer de 19 europeiske landene vi modellerer

6.2 Metode

GEOGRAFISK AVGRENSNING

Vi modellerer 19 land i Europa: Norge, Sverige, Finland, Danmark, Tyskland, Frankrike, Storbritannia, Nederland, Spania, Italia, Portugal, Sveits, Belgia, Østerrike, Polen, Tsjekkia, Estland, Litauen og Latvia.

Disse utgjør rundt 2/3 av den europeiske kraftforsyningen. I våre analyser av europeisk kraftproduksjon og kraftforbruk har vi mest fokus på de landene vi har overføringsforbindelser til: Sverige, Danmark, Finland, Nederland, Tyskland og Storbritannia.

ANALYSEPERIODE

Vi har brukt fire modellår (2030, 2035, 2040 og 2050) til å representere framtidig utvikling i kraftsystemet gjennom analyseperioden. Utviklingen mellom modellårene er beregnet ved hjelp av interpolasjon.

Når vi omtaler endringer fra i dag til et år i framtiden, for eksempel forventet økning i kraftforbruk til 2050, er endringen referert til forventet status ved utgangen av 2023.

MODELLVERKTØY

Vi bruker tre ulike modeller i analysen: EBM, TheMA og Samnett.

EBM er en energibruksmodell utviklet av NVE som framskriver bruken av ulike energibærere i den norske bygningsmassen. I modellen gjør vi en rekke forutsetninger om bygningsmassens areal, energibehov, energieffektivisering, oppvarmingsløsninger og befolkningsutvikling. Framskrevet bruk av elektrisitet i bygningsmassen fra EBM brukes videre i modellene TheMA og Samnett.

Vi bruker modellene TheMA og Samnett til å simulere kraftmarkedet. Begge modellene er fundamentalmodeller som søker å finne en løsning som maksimerer det samfunnsøkonomiske overskuddet, gitt tilgjengelig produksjonsapparat, produksjonskostnader, produksjonsprofiler, tilsig, infrastruktur, årlig forbruk, forbruksprofiler og priselastisitet for forbruk.

Vi modellerer ikke uforutsette hendelser i kraftsystemet, som feil på kraftstasjoner eller overføringsnett. Dette trekker i retning av at modellene gir mindre variasjon i priser enn man kan finne i historiske priser.

TheMA er en deterministisk kraftmarkedsmodell som dekker store deler av Europa. Vi bruker denne til å simulere kraftprisene utenfor Norden. Disse prisrekkene brukes som inputvariable i analysene med Samnett.

Vi bruker kraftsystemmodellen Samnett til å simulere det nordiske kraftmarkedet. Samnett er en stokastisk kraftmarkedsmodell med mer detaljert modellering av vannkraft enn TheMA-modellen. Den tar også i større grad hensyn til fysiske nettbegrensninger og nett enn TheMA-modellen. I Samnett benyttes flytbasert markedskobling.

I både TheMA og Samnett simulerer vi hvert modellår gitt 30 værscenarier tilsvarende været i perioden 1991-2020. I både TheMA og Samnett varierer vind, solkraft, tilsig og temperaturavhengig forbruk mellom scenarioene. I virkeligheten varierer gassprisene også fra år til år med temperaturer, noe som igjen kan føre til at også kull- og kvoteprisene varierer fra år til år med temperaturer. Dette fanger ikke modellene våre opp. Gass- kull- og kvoteprisene er derfor like i alle værscenarioene.

BRENSLS- OG KVOTEPRISER

Kull- og gasspriser

For anslagene våre i 2030 har vi basert oss på framtidspriser for kull og gass. For anslagene i 2050 har vi lagt oss på IEAs prisanslag i World Energy Outlook 2024. Prisene i 2035 og 2040 er interpoleringer mellom prisen i 2030 og 2050.

Sammenlignet med LA23 har vi redusert gassprisen med 8 EUR/MWh i 2030 og med 6 EUR/MWh i 2050. Kullprisen er økt med 4 EUR/MWh i 2030 og redusert med 1 EUR/MWh i 2050.

Kvotepris

For å anslå kvoteprisen i 2030 har vi lagt vekt på hvordan prisene på framtidskontrakter for årene 2025 til 2030 har utviklet seg mellom november 2024 og april 2025. Anslaget vårt i 2030 er snittet av prisene på framtidskontraktene i disse månedene. For 2050 har vi lagt oss på IEAs anslag i World Energy Outlook 2024. I tillegg har vi vurdert anslag fra ulike eksterne kilder.⁸⁷

Det er stor usikkerhet om den framtidige kvoteprisen og hvordan de senere års reformer av kvotesystemet vil påvirke prisenivået i årene framover. En sammenligning mellom ulike eksterne kilder viser at et sprik i anslaget på kvoteprisen på mellom 111 og 250 EUR/tonn i 2050.

Årets kvoteprisbane er redusert med 27 EUR/tonn i 2030 og økt med 10 EUR/tonn i 2050 sammenlignet med LA23.

FRAMSKRIVING AV FORBRUK OG PRODUKSJON I NORGE

Kraftforbruk

Kraftforbruket i norske bygg framskrives ved hjelp av energibruksmodellen EBM. Vi tar hensyn til utvikling i befolkning, antall personer per husholdning og andel som bor i småhus og leiligheter. I modellen framskriver vi først bygningsmassens areal og energibehov. Areal rives, bygges nytt, og rehabiliteres over levetiden. Deretter dekkes energibehovet av ulike oppvarmingsløsninger. Vi kalibrerer forbruket i modellens startår med energivarebalansen⁸⁸, til SSB og data fra elhub.

Siden forrige analyse har vi fått bedre underlagsdata som brukes til å framskrive kraftforbruket i bygningssektoren. Det totale arealet til norske bygg er større og eldre enn vi tidligere la til grunn. Når vi kalibrerer mot energivarebalansen får vi et lavere forbruk per kvadratmeter bolig enn i forrige analyse. Vi har derfor justert ned energibehovet i modellen til å bedre stemme med faktisk historisk forbruk. På den måten reflekterer vi blant annet at ikke hele boligen tas i bruk og varmes opp. Det stemmer godt med erfaringer fra energimerkeordningen, hvor målt energibruk ofte er lavere enn beregnet energibruk for eldre boliger.

For framtidig kraftforbruk til transport bruker vi en Excel-modell. Vi beregner samlet energibehov til transport basert på samlet kjørelengde fra SSBs statistikk og energibruk per km. Så anslår vi hvor mye av samlet kjørelengde som blir kjørt med batterielektriske kjøretøy. Samlet kjørelengde med elektriske kjøretøy x KWh/km blir da samlet kraftforbruk til transport. Vi kalibrerer beregnet forbruk mot energibalansen til SSB i startåret for analysen.

For store kraftbrukere er framskrivingene i stor grad basert på eksisterende forbruk, og kjente planer for utvidelser eller ny aktivitet. Ettersom mange av planene og prosjektene er usikre, har vi sannsynlighetsjustert forbruket. Den samlede forbruksveksten vil da representere framtidig forbruk, der noen av prosjektene blir etablert, mens andre ikke.

Nettap er framskrevet basert på forbruk i de ulike sektorene. Forbruk til transport og i bygninger er anslått å ha et nettap på 7 prosent, mens forbruk fra store kraftforbrukere er anslått å ha et nettap på tre prosent. Disse prosentene er basert på historisk utvikling i statistisk forbruk og nettap.

Solkraft

For å framskrive takmontert solkraft og ikke-konsesjonspliktige solkraftverk har vi basert oss på data om installert kapasitet fra elhub. Vi har gjort antakelser om hvor lenge veksten vi har sett de siste par årene vil vedvare, og om hvor fort den vil avta. For bakkemonterte og konsesjonspliktige solkraftverk har vi tatt utgangspunkt prosjekter som er kjent fra konsesjonsbehandling og gjort skjønnsmessige vurderinger fram til 2030. Vi antar at det ikke kun er kostnader eller lønnsomhet som vil begrense utviklingen gjennom analyseperioden, men også andre faktorer, som arealbruk. Etter år 2030 er det gjort en felles framskriving av bakkemontert og takmontert solkraft.

⁸⁷ IEA World Energy Outlook 2022 og 2023, Thema Consulting, Statnett og S&P Global.

⁸⁸ [I 1562: Energivarebalanse. Tilgang og anvendelse av energiprodukter 1990 - 2023. Statistikkbanken](#)

Vannkraft

Framskrivningen av ny vannkraftproduksjon er blant annet basert på en forenklet analyse av et samlet datagrunnlag på nesten 40 TWh potensiell ny vannkraftproduksjon. Dette potensialet består av kartlagte prosjekter og prosjekter som er kjent gjennom konsesjonsbehandlingen, bestående av utvidelser av eksisterende kraftverk samt helt nye vannkraftverk. Vilårsrevisjoner og økt tilsig som følge av klimaendringer er også en del av datagrunnlaget.

Noe av dette potensialet er allerede under bygging, og vil bli realisert. Av de prosjektene som har konsesjon med endelig byggefrist i 2026, men som ennå ikke har startet bygging, antar vi at kun 50 prosent blir realisert. Alle øvrige prosjekter som har konsesjon, antar vi blir bygget.

Av de prosjektene som ikke har konsesjon, så har vi antatt at:

- Kun 50 prosent av prosjektene vil bli omsøkt.
- 50 prosent av de som søker ville ha fått tillatelse til å bygge. Dette er på nivå med hvor stor andel av konsesjonssøkte vannkraftverk som har fått konsesjon de siste årene.
- Kun prosjekter i kommuner som har tilstrekkelig nettkapasitet vil bli bygget. Oversikten over kommuner med tilstrekkelig nettkapasitet er hentet fra kraftsystemutredningene.
- Kun prosjekter med positiv nettonåverdi vil bli bygget. Nåverdiberegningene er basert på kraftprisbanene fra NVEs kraftmarkedsanalyse 2023, og en kalkulasjonsrente på 6 prosent.

I tillegg til disse prosjektene er det antatt at kraftproduksjonen vil øke som følge av bytte av turbiner i vannkraftverk og effektutvidelser. Det er vanlig å anslå en teknisk levetid på 50 år for vannkraftturbiner. Vi har antatt at alle vannkraftturbiner erstattes etter 50 år, og at de erstattes av turbiner med nyere teknologi og bedre virkningsgrad. Her har vi fulgt den samme metoden som er beskrevet i NVEs faktaark om dette temaet.⁸⁹ Vi har også antatt effektutvidelser på om lag 5 GW i vannkraftverkene. Dette skjer ved ombygging av kraftverk med inntak i magasin og utløp i magasin, innsjø eller fjord, hvor økt effektkjøring har liten miljøpåvirkning.

Alle vannkraftverk er ikke alltid tilgjengelig for produksjon i spotmarkedet grunnet reservekrav eller utetid grunnet vedlikehold. Derfor har vi valgt å legge inn en produksjonsbegrensning som begrenser produksjonen i regulerbare vannkraftverk til 90 % av installert effekt om vinteren (uke 40-18). Dette gir en noe mer realistisk effektbalanse om vinteren og litt mer realistisk prisvariasjon i modellen.

Tilsgissier for Finland brukt i TheMA og Samnett kommer fra Finnish Environment Institute's (SYKE) Watershed Simulation and Forecasting System. Tilsgissier for Sverige brukt i TheMA og Samnett kommer fra Sveriges meteorologiska och hydrologiska institut (SMHI).

Vindkraft på land

Mellom 2023 og 2030 har vi antatt at kun de prosjektene som har fått konsesjon i dag blir realisert, og at de settes i drift innen fristen for idriftsettelse.

Mellom 2030 og 2040 har vi tatt utgangspunkt i kjente prosjekter som er til behandling hos NVE eller OED, men som ikke har fått konsesjon enda. Vi har antatt at de prosjektene som ligger i områder med tilstrekkelig nettkapasitet, eller der det forventes å bygge ut tilstrekkelig nettkapasitet, realiseres.

Mellom 2040 og 2050 antar vi noe ny produksjon som følge av utvidelser av eksisterende områder.

Vi har antatt at vindkraftverkene har en levetid på 20 år, og at det da må gjøres reinvesteringer for at kraftverkene skal kunne drives videre. Vi har antatt at det blir reinvestert tilsvarende 80 prosent av kapasiteten til vindkraftverkene, men siden man tar i bruk nyere vindkraftteknologi vil ikke kraftproduksjonen synke nevneverdig.

Vindkraft til havs

Fram til 2035 har vi antatt de utlyste områdene Sørlege Nordsjø II fase I og Utsira Nord som er gitt subsidier kan bygges ut. Vi har antatt at disse kan bli realisert mellom 2030 og 2035 på bakgrunn av vurdering av antatte ledetider for utlysning, konsesjonsbehandling, utbygging og idriftsettelse av vindkraftverk til havs. Hvor store

⁸⁹ [NVE Fakta 3/2025: Turbinopprustninger kan øke produksjonen i norske vannkraftverk](#)

kapasiteter og hvilke områder som vil lyses ut utover disse, og når disse eventuelt vil være i drift, er usikkert. Vi har vurdert områder med tilstrekkelig nettkapasitet, eller der det forventes å bygge ut tilstrekkelig nettkapasitet. I tillegg har vi vurdert lønnsomheten av havvindparker i disse områdene ved å se på anslag for LCOE opp mot oppnådd pris. Utfallet av disse vurderingene er at vi i vårt datasett velger å legge inn subsidierte områder i modellår 2035, og en utvidelse av ett område i modellår 2040. Mellom 2040 og 2050 antar vi at det bygges ut havvind med en hybrid nettløsning for å illustrere en større utbygging av havvind i Norge. Havvindparker med hybride nettløsninger kan oppnå en høyere lønnsomhet enn radielle havvindparker fordi nettkostnadene deles mellom flere land handel kan være med på å redusere subsidiebehovet.

UTKOBLINGSPRISER FOR FLEKSIBEL HYDROGENPRODUKSJON

For et elektrolyseanlegg er kraft den viktigste innsatsfaktoren. Et elektrolyseanlegg som opererer på markedsmessige vilkår, vil etterspørre kraft så lenge produksjonskostnadene er lavere enn hva de kan selge hydrogen for i markedet. Dersom kraftprisen er for høy i forhold til markedsprisen på hydrogen, vil det være ulønnsomt å produsere og produksjonen stoppes. Kraftprisen som får hydrogenprodusentene til å stoppe produksjonen kalles utkoblingsprisen.

Når vi beregner kraftkostnadene, inkluderer vi også effektene av virkningsgraden og nettleie. Virkningsgraden tar høyde for at en betydelig andel av energien som brukes til hydrogenproduksjon går tapt i omformingen fra kraft til hydrogen. Vi antar en virkningsgrad i elektrolysen på 69 prosent, som det betyr at 31 prosent av kraften tapes i omformingen fra kraft til hydrogen. Nettleiekostnaden inkluderes for å reflektere de faktiske kraftkostnadene. Vi antar dermed følgende formel for utkoblingsprisen:

$$\text{Utkoblingspris} = \text{markedspris } H_2 * \text{virkningsgrad elektrolyse} - \text{nettleie}$$

Den framtidige markedsprisen på hydrogen er svært usikker og vanskelig å anslå. Vi antar at grått og blått hydrogen vil sette markedsprisen på hydrogen, siden vi forventer at store deler av hydrogenetterspørselen i Europa vil dekkes av disse hydrogentypene også på lang sikt. Grått hydrogen er hydrogen produsert fra naturgass. Vi antar her en virkningsgrad på 76 prosent. Blått hydrogen er hydrogen produsert fra naturgass, men med fangst og lagring av CO₂. Vi antar her en virkningsgrad på 69 prosent.

I 2030 legger vi til grunn at produksjonskostnaden til grått hydrogen vil sette markedsprisen, ettersom karbonfangst- og lagringsteknologi ikke er blitt tilstrekkelig moden og kvoteprisen ikke er tilstrekkelig høy. De viktigste løpende kostnadene for produksjon av grått hydrogen er gassprisen og kvoteprisen. I tillegg vil det påløpe investeringskostnader og driftskostnader. Vi antar følgende formel for den langsiktige produksjonskostnaden til grått hydrogen:

$$H_{2\text{Grått}} = \text{gasskostnad} + \text{kvotekostnad} + \text{investeringskostnader og driftskostnader}$$

$$\text{Gasskostnad} = \frac{\text{gasspris}}{\text{virkningsgrad}}$$

$$\text{Kvotekostnad} = \frac{\text{kvotepris} * \text{utslippsintensitet}}{\text{virkningsgrad}}$$

Gassprisen deles på virkningsgraden for å ta høyde for virkningsgraden til hydrogenproduksjonen, som innebærer at man får mindre energi tilbake i form av hydrogen enn man fyrer inn i form av gass.

Kvoteprisen ganges med en utslippsintensitet for å ta høyde for mengden klimagassutslipp som følger av gassforbruket. Denne er satt til 0,2 tonn CO₂ per MWh gass. Dette må igjen deles på virkningsgraden for å, i likhet med for gasskostnaden, ta høyde for tapet av energi i omformingsprosessen til hydrogen.

I 2035 legger vi til grunn at gjennomsnittet av produksjonskostnadene til grått og blått hydrogen vil sette markedsprisen. Etter 2035 legger vi grunn at en stigende kvotepris gjør grått hydrogen mindre konkurransedyktig sammenlignet med blått hydrogen, og at blått hydrogen vil sette markedsprisen fra 2040.

De viktigste løpende kostnadene for produksjon av blått hydrogen er gassprisen og kostnader ved karbonfangst- og lagring (CCS). Også her vil det påløpe investeringskostnader og driftskostnader. Vi antar følgende formel for den langsiktige produksjonskostnaden til blått hydrogen:

$$H2_{\text{Blått}} = \text{gasskostnad} + \text{fangstkostnad} + \text{kvotekostnad} + \text{investeringskostnader og driftskostnader}$$

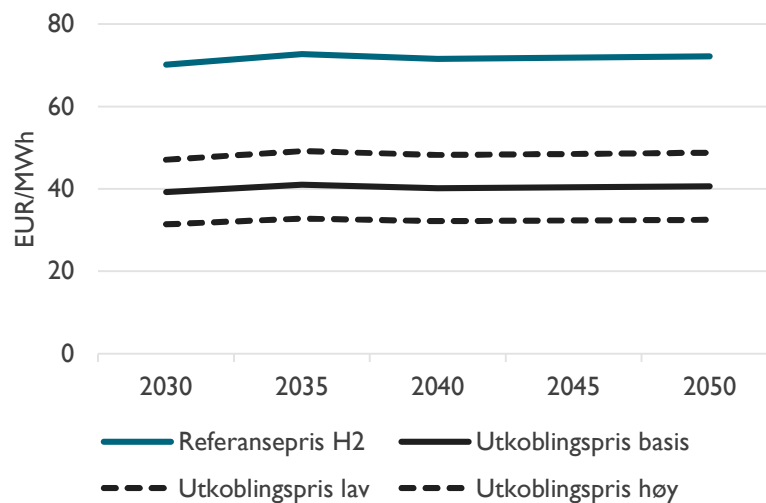
$$\text{Gasskostnad} = \frac{\text{gasspris}}{\text{virkningsgrad}}$$

$$\text{Fangstkostnad} = \frac{\text{pris CCS} * \text{utslippsintensitet} * \text{CO}_2 \text{ fangstrate}}{\text{virkningsgrad}}$$

$$\text{Kvotekostnad} = \frac{\text{kvotepris} * (1 - \text{CO}_2 \text{ fangstrate}) * \text{utslippsintensitet}}{\text{virkningsgrad}}$$

Fangstkostnaden er kostnaden ved å fange og lagre CO₂. Denne prisen settes typisk per tonn med CO₂-utslipp. Den må derfor ganges med utslippsintensiteten til forbruket av gass, som her er satt til 0,2. Fangstraten sier hvor mye av utslippene den kan fange. Denne er satt til 95 prosent. I tillegg må fangstkostnaden ta hensyn til virkningsgraden. De siste 5 prosentene som ikke av utslipp som ikke fanges opp må dekkes av kvotekjøp. Det påløper derfor også en kvotekostnad ved produksjon av blått hydrogen, men denne er liten siden det bare må dekke 5 prosent av utslippene. For å anslå produksjonskostnadene for blått og grått hydrogen har vi brukt våre anslag for gass- og kvoteprisen, og i tillegg hentet inn kostnadsanslag fra forskjellige analysebyråer.

Figur 6-I viser antatt markedspris på hydrogen og utkoblingsprisene vi har lagt til grunn gjennom analyseperioden. Markedsprisen på hydrogen er vist i EUR/MWh for å kunne gjøres sammenlignbar med utkoblingsprisen. For å representere de store usikkerhetene forbundet med disse anslagene operer vi med en høy og en lav utkoblingspris. Utfallsrommet gitt av høy og lav utkoblingspris reflekterer også at kostnadene vil variere mellom de ulike aktørene i markedet.



Figur 6-I: Utvikling i utkoblingspriser og markedspris for hydrogen som er lagt til grunn i analysen. Alle prisene vises i 2023-priser. EUR/MWh.

FRAMSKRIVING AV FORBRUK OG PRODUKSJON FOR ØVRIGE LAND I NORDEN

For Sverige, Danmark og Finland har vi basert oss på nasjonale framskrivninger. Selv om vi tar utgangspunkt i andre analyser og framskrivninger, gjør vi også egne skjønsmessige vurderinger. Dette kan ha bakgrunn i nye utviklingstrekk som ikke er fanget opp av analysene vi baserer oss på, eller fordi vi gjør egne vurderinger basert på våre kraftmarkedsanalyser.

Sverige

Energimyndighetens Scenarier över Sveriges energisystem 2023, Scenarie Känslighetsfall i industri. Vi har også benyttet rapporten Scenarier över Sveriges Energisystem 2025 (Energimyndigheten) som ble publisert 20.mars.2025.

Danmark

Energistyrelsens Klimastatus og -framskrivning 2024 til 2035. Disse tallene går fram til 2035. Framskrivningene etter 2035 er en forlengelse av trendene i sektorene.

Finland

Fingrids framskrivning av produksjon og forbruk fra 2025 til 2035. Publisert 3. kvartal 2024. Framskrivninger etter 2035 er basert på trender og signaler fra markedet. Vi har også brukt Finlands publiserte nasjonale energi- og klimaplan for vedtatte virkemidler og planer.

PRODUKSJON OG FORBRUK I LAND UTENFOR NORDEN

For land utenfor Norden har vi i tatt utgangspunkt i et datasett fra S&P Global (tidligere IHS Markit), som lager detaljerte framskrivninger av produksjon og forbruk per land til 2050. For de viktigste landene, Tyskland, Storbritannia, Polen og Frankrike har vi samlet inn mer informasjon fra nasjonale aktører.

Når vi vurderer utviklingen i kraftproduksjonen i Europa, bruker vi flere kilder. Datasett fra S&P blir vurdert opp mot andre analyser av drivere og utvikling av det europeiske kraftsystemet. Sammen med historiske vekstrater, utgjør dette en viktig del av kunnskapsgrunnlaget når vi framskriver produksjonsmiksen i Europa. For landene Norden har utvekslingskapasitet mot, henter vi inn mer detaljert informasjon om sammenhengen mellom politiske mål, virkemidler og støttesystemer. En viktig støtte i denne vurderingen er anslag på framtidige investeringskostnader i form av energikostnad over levetiden (LCOE) for ulike teknologier. Vi innhenter LCOE-anslag fra ulike analysebyrå som Bloomberg, S&P og IEA. Det varierer hvor geografisk spesifikt de ulike anslagene er utformet, noen anslag har som mål å dekke et større geografisk område, eksempelvis Europa og USA, mens det finnes også anslag på framtidig LCOE i enkeltland. LCOE-anslagene gjør det mulig å sammenligne kostnader på tvers av teknologier, men de tar ikke hensyn til at ulike teknologier påvirker driften av systemet og systemkostnadene ulikt.

I vår analyse er sol- og vindkraftproduksjon lønnsomt uten støtte i de fleste land gjennom hele analyseperioden. For å anslå hvor mye sol- og vindkraft som kommer inn i systemet, har vi i tillegg til LCOE-anslagene, vektlagt forventet forbruksvekst, forventet vekst i utvekslingskapasitet, samt historiske vekstrater for sol- og vindkraftproduksjon.

6.3 Sentrale begreper

Blått hydrogen er hydrogen som er produsert fra naturgass, men med fangst og lagring av CO₂.

Brukstiden til et kraftverk er definert som årlig energiproduksjon dividert med installert effekt. Brukstiden reflekterer hvor høy utnyttelsen av kraftverket er i løpet av et år.

Effekt er energien som overføres, brukes eller produseres momentant. Effekt måles i watt (W). I megawatt (MW) er 1000 kW. **Energi** er lik produktet av effekt og tid. Større mengder elektrisk energi måles gjerne i gigawattimer (GWh) eller terrawattimer (TWh).

Elektrolyse er en elektrokjemisk reaksjon som spalter vann til hydrogen og oksygen.

Flaskehalser i nettet oppstår når overføringskapasiteten er begrenset, slik at det ikke er nok kapasitet til å overføre så mye kraft som ønsket mellom to områder.

Grønt hydrogen produseres via elektrolyse fra fornybare energikilder.

Grått hydrogen er hydrogen produsert fra naturgass.

Kapasiteten på produksjons- og nettanlegg angir hvor mye effekt produksjons- og nettanlegget maksimalt kan henholdsvis produsere og overføre.

Kraft brukes i denne rapporten som et samlebegrep for elektrisk energi og elektrisk effekt, og er det samme som **strøm**.

Kraftbalanse refererer til årsproduksjon minus årsforbruk i 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.

Kraftoverskudd betyr at området har netto eksport av kraft.

Kraftunderskudd i et område betyr at området har netto import av kraft.

Marginalkostnad for kraftproduksjon er kostnaden for en kraftprodusent ved å produsere en ekstra enhet med kraft.

Nullpriser oppstår når forbruket kan dekkes av kraftverk med en marginalkostnad på null eller lavere. Dette er gjerne timer hvor fornybar kraftproduksjon er svært høy, samtidig som andre kraftverk også opprettholder driften av ulike årsaker.

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.

Regulerbar kraftproduksjon er teknologier som kan tilpasse produksjonen til behovet, for eksempel gasskraft, kjernekraft, regulerbar vannkraft eller biokraft.

Residuallasten er beregnet som uflexibelt forbruk fratrukket uregulerbar fornybar kraftproduksjon fra time til time.

Roterende masse er fysiske roterende objekter i kraftproduksjonen som gjennom sin motstand og treghet bidrar til å motvirke ubalanser i nettet.

Sørlige Norge refererer til prisområdene NO1, NO2 og NO5.

Systemkostnader er kostnader for systemtjenester som er nødvendig for å ivareta tilfredsstillende driftssikkerhet i kraftsystemet.

Temperaturkorrigering betyr at vi justerer forbruket i husholdninger og yrkesbygg i forhold til gjennomsnittstemperaturen fra 1991 til 2020.

Topplasttimen er den timen i året med høyest forbruk.

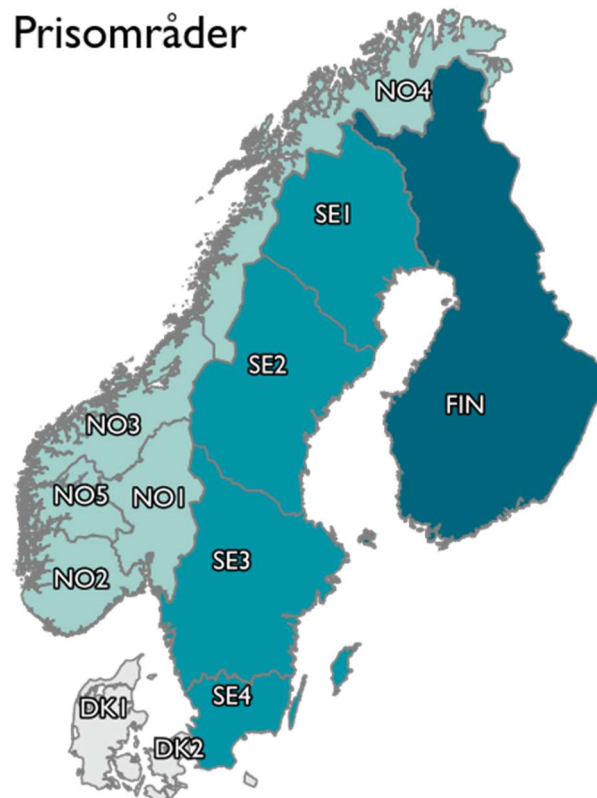
Topplastverk er et produksjonsanlegg som bare settes i drift når etterspørselen er høy.

Uregulerbar kraftproduksjon er kraftproduksjon som ikke kan skrus av eller på etter ønske, og som produserer når energikilden den tar i bruk er tilgjengelig (vindkraft, solkraft og elvekraft).

Varighetskurver for kraftpriser viser kraftprisen for hver time, sortert fra høyeste til laveste kraftpris. I denne rapporten viser vi ofte timespriser gjennom 30 simulerte værscenarier for et modellår. Dette viser hvordan kraftprisen varierer gjennom de 30 værscenariene. Det er også nyttig for å se hvor stor andel av tiden ulike teknologier er prissettende.

Værscenarier er scenarier for tilsig, temperaturer, vind og sol. Fordi kraftsystemet er væravhengig, simulerer vi hvordan markedet ville ha oppført seg i ulike værscenarier eller **værlår**. Vi simulerer hvert av modellårene 2030, 2035, 2040, og 2050, gitt været i årene 1991 til 2020. Når vi oppgir årlige kraftpriser, bruker vi gjennomsnittet av disse 30 værscenariene hvis ikke annet er spesifisert.

Prisområder for kraft følger av flaskehalser i kraftnettet som begrenser den fysiske flyten av kraft mellom ulike regioner. Ulik kraftbalanse i ulike regioner, og flaskehalser mellom prisområdene, gjenspeiles i ulike områdepriser. Norge er delt inn i fem prisområder, som vist i figuren under.





NVE

Norges vassdrags- og energidirektorat

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